Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Security Constrained Unit Commitment com cargas difusas

José Carlos Ferreira Fidalgo

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Ramo de Energia

Orientador: Professor Manuel António Cerqueira da Costa Matos

Março 2019

© José Carlos Ferreira Fidalgo, 2019

Resumo

Esta dissertação refere-se ao desenvolvimento de uma metodologia capaz de encontrar uma solução robusta para o problema do SCUC (*Security Constrained Unit Commitment)*, na qual se utiliza o método de otimização EPSO (Enxame de Partículas Evolucionário).

Na sua versão determinística, o SCUC encontra a solução mais económica para a escala de serviço das centrais geradoras, que simultaneamente respeita as restrições técnicas. Porém, não considera a incerteza inerente aos valores de consumo previstos. A não consideração desta incerteza pode ter como consequências a incapacidade de dar resposta a determinadas solicitações de carga, ou a ocorrência de situações de sobrecarga, que são contornadas *a posteriori* por medidas como a alteração do esquema de produção (com elevados custos adicionais associados) ou o corte de carga, ambas indesejáveis.

Para evitar estas contrariedades, a incerteza nos consumos é tratada com recurso à teoria dos conjuntos difusos, mais concretamente pelo estudo do modelo linearizado (DC) do trânsito de potências difuso.

Cenários de risco relativamente à violação dos limites das linhas, levam à aplicação de modelos de redespacho de produção, que permitem eliminar ou diminuir o risco.

A metodologia é no final utilizada em dois casos de estudo. No primeiro atesta-se a operacionalidade da ferramenta computacional desenvolvida, no que respeita à obtenção da solução do UC (*Unit Commitment*). No segundo é considerada a incerteza relativamente às cargas e apresentam-se as soluções para o SCUC determinístico e robusto, ambas caracterizadas pelo custo e risco de incumprimento das restrições.

Palavras-Chave: Enxame Evolucionário de Partículas, incerteza de carga, trânsito de potências difuso, redespacho.

Abstract

This dissertation refers to the development of a methodology capable of finding a robust solution to the SCUC (Security Constrained Unit Commitment) problem, in which the EPSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization) optimization method is used.

In its deterministic version, SCUC finds the most economical solution for the service scale of generating units, which simultaneously complies with the technical restrictions. However, it does not consider the uncertainty inherent in the expected consumption values. The non-consideration of this uncertainty could lead to the inability to respond to certain load requests or result in overload situations, which are then fixed by procedures such as changing the production schedule (with high associated costs) or load cuts, both undesirable.

In order to avoid these problems, the uncertainty in the consumptions is treated using the fuzzy set theory, more specifically by studying the linearized model (DC) of the fuzzy power flow.

Risk scenarios for line boundary violations lead to the application of production redispatch models that allow to eliminate or reduce risk.

Finally, two test systems are studied. In the first one, it is possible to verify the operability of the computational tool developed regarding to obtain the solution of the Unit Commitment. In the second, the load uncertainty is considered and the solutions for the deterministic and robust SCUC are presented, both characterized by the cost and risk of non-compliance with the restrictions.

Keywords: Evolutionary Particle Swarm Optimization, load uncertainty, fuzzy power flow, redispatch.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, manifesto o meu agradecimento ao orientador Prof. Dr. Manuel Matos, por todo o acompanhamento e importantes conselhos prestados ao longo da realização desta dissertação.

Quero também expressar gratidão para com o Dr. Leonel Carvalho e o Eng.º Gil Machado, pela contribuição dada ao nível da implementação computacional, e para com a Prof.ª Dra. Ana Viana, pela colaboração no processo de validação dos resultados.

Por fim, um obrigado pelo apoio e incentivo dado pela família, namorada e amigos.

Índice

Resumo ..... **iii**

Abstract ..... **v**

Agradecimentos ..... **vii**

Índice ..... **ix**

Lista de figuras ..... **xi**

Lista de tabelas ..... **xiii**

Abreviaturas e Símbolos ..... **xv**

Capítulo 1 ..... **17**

Introdução 17

1.1 - Enquadramento geral 17

1.2 - Objetivos 18

1.3 - Estrutura da dissertação 18

Capítulo 2 ..... **21**

Security Constrained Unit Commitment 21

2.1 - Custos de produção e transição de estados 22

2.2 - Formulação do SCUC 23

2.3 - Metodologias de resolução do SCUC 25

2.4 - Enxame de Partículas Evolucionário 26

2.4.1 Antecedentes 26

2.4.2 Exposição do método 28

2.5 - Modelo linearizado do trânsito de potências 30

2.6 - Fuzzy Sets 31

2.7 - Trânsito de potências difuso (DC) 33

2.7.1 Modelo incremental 33

2.7.2 Modelo simétrico 33

Capítulo 3 ..... **35**

Metodologia utilizada 35

3.1 - Aplicação do EPSO ao SCUC 35
3.1.1 Definição da estrutura da solução 35
3.1.2 Inicialização da população de partículas 37
3.1.3 Parametrização do EPSO 39
3.2 - Tratamento das restrições 40
3.2.1 Tempos mínimos de paragem e funcionamento 40
3.2.2 *Ramp Rates* 41
3.3 - Pré-despacho 43
3.4 - Tratamento da incerteza das cargas 45
3.5 - Redespacho de produção 47
3.5.1 Modelo de redespacho 1 – Sem alteração da escala de serviço 47
3.5.2 Modelo de redespacho 2 – Com alteração da escala de serviço 49

Capítulo 4 55

Apresentação e Análise de Resultados 55
4.1 - Caso de estudo 1: validação do UC 55
4.1.1 Sistema de teste para o estudo do UC 55
4.1.2 Solução do UC 57
4.2 - Caso de estudo 2: SCUC com cargas difusas 57
4.2.1 Sistema de teste para o estudo do SCUC 57
4.2.2 Situação A – Resolução do UC 60
4.2.3 Situação B – Resolução determinística do SCUC 61
4.2.4 Consideração da incerteza das cargas 63
4.2.5 Situação C – Aplicação do modelo de redespacho 1 66
4.2.6 Situação D - Aplicação do modelo de redespacho 2 69
4.2.7 Comparação entre as alternativas de solução do SCUC 71

Capítulo 5 73

Conclusões 73
5.1 - Considerações gerais 73
5.2 - Trabalhos futuros 74

Referências 75

Anexo A – Solução do UC (Caso de estudo 1) A-1

Anexo B – SCUC (Caso de estudo 2) B-1

Anexo C – Resultados do trânsito de potências difuso C-1

Lista de figuras

Figura 2.1 - Função de custo de funcionamento do gerador [3]. 22

Figura 2.2 - Representação do movimento de uma partícula i como resultado da influência dos vetores inércia, memória e cooperação [14]. 27

Figura 2.3 - Representação do processo iterativo do EPSO aplicado a um enxame de 5 partículas [15]. 29

Figura 2.4 – Representação gráfica de um número difuso triangular. Adaptado de [19]. 32

Figura 3.1 - Representação matricial da estrutura de uma partícula. Adaptado de [22]. 36

Figura 3.2 - Processo de obtenção da matriz relativa à contagem do número de períodos em que o gerador permanece em cada estado. 36

Figura 3.3 - Fluxograma relativo à paragem de geradores como consequência da diminuição de carga. 38

Figura 3.4 – Estrutura dos problemas de otimização da função *quadprog* do *MATLAB* [24]. ... 44

Figura 3.5 - Estrutura dos problemas de otimização da função *linprog* do *MATLAB* [25]. 46

Figura 3.6 - Fluxograma relativo ao procedimento sequencial do modelo de redespacho 2. .. 52

Figura 3.7 - Fluxograma correspondente à medida corretiva para satisfação dos limites mínimos de produção geradores. 53

Figura 4.1 - Diagrama unifilar da rede em estudo [27]. 59

Figura 4.2 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 1, na hora 7. 65

Figura 4.3 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 30, relativa à hora 12. 66

Figura 4.4 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 1, relativa à hora 7, após aplicação do modelo de redespacho 1. 67

Figura 4.5 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 30, relativa à hora 12, após aplicação do modelo de redespacho 1. 68

Figura 4.6 – Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 1, relativa à hora 7, após aplicação do modelo de redespacho 2. 69

Figura 4.7 – Representação gráfica das alternativas solução para o SCUC com cargas difusas..... 71

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Coeficientes de custo funcionamento, custos de arranque a frio e quente e tempos de arranque a frio dos geradores, relativos ao primeiro sistema de teste..... 56

Tabela 4.2 - Características técnicas dos geradores, relativas ao primeiro sistema de teste. 56

Tabela 4.3 - Requisitos de carga para o caso de estudo 1..... 57

Tabela 4.4 - Resultados computacionais do UC para 10 corridas. 57

Tabela 4.5 - Coeficientes de custo funcionamento e custo de arranque dos geradores para o caso de estudo 2. 58

Tabela 4.6 - Características técnicas dos geradores para o caso de estudo 2. 58

Tabela 4.7 - Requisitos de carga para o caso de estudo 2..... 59

Tabela 4.8 - Distribuição percentual da carga pelos nós. 59

Tabela 4.9 - Características das linhas de transmissão. 60

Tabela 4.10 - Exemplos de situações de sobrecarga consequentes da solução relativa à situação A..... 61

Tabela 4.11 - Trânsito de potências relativo à situação B. 61

Tabela 4.12 - Soluções de produção sem e com imposição dos limites das linhas. 62

Tabela 4.13 - Valores difusos das cargas para o horizonte de planeamento de 24 horas..... 63

Tabela 4.14 - Intervalos de produção admissíveis resultantes da solução de escalonamento do SCUC. 64

Tabela 4.15 - Valores extremos do trânsito de potências difuso para a solução de SCUC obtida na situação B. 65

Tabela 4.16 - Índices de risco máximo resultantes da aplicação do modelo de redespacho 1. 66

Tabela 4.17 - Valores extremos do trânsito de potências difuso em algumas situações exemplo, após aplicação do modelo de redespacho 1..... 67

Tabela 4.18 - Solução de produção antes e após aplicação do modelo de redespacho 1..... 68

Tabela 4.19 - Índices de risco máximo resultantes da aplicação do modelo de redespacho 2. 69

Tabela 4.20 - Valores extremos do trânsito de potências difuso em algumas situações exemplo, após aplicação do modelo de redespacho 2. 70

Tabela 4.21 – Comparação entre as soluções de produção relativas às situações C e D. 70

Tabela 4.22 – Caracterização das alternativas de solução para o SCUC com cargas difusas. .. 71

Tabela A.1 – Solução do UC A-1

Tabela B.1 – Solução do UC para o segundo sistema de teste. B-1

Tabela B.2 – Solução do SCUC determinístico. B-2

Tabela B.3 – Solução do SCUC difuso com aplicação do modelo de redespacho 1, para os valores centrais das cargas. B-3

Tabela B.4 – Solução do SCUC difuso com aplicação do modelo de redespacho 2, para os valores centrais das cargas. B-4

Tabela C.1 – Resultados do trânsito de potências difuso relativo à solução determinística do SCUC, para as situações exemplo abordadas no capítulo 4. ..... C-1

Tabela C.2 – Resultados do trânsito de potências difuso após a aplicação do modelo de redespacho 1, para as situações exemplo abordadas no capítulo 4. ..... C-2

Tabela C.3 – Resultados do trânsito de potências difuso após a aplicação do modelo de redespacho 2, para as situações exemplo abordadas no capítulo 4. ..... C-3

Abreviaturas e Símbolos

DP	*Dynamic Programming*
EPSO	*Evolutionary Particle Swarm Optimization*
FPF	*Fuzzy Power Flow*
GA	*Genetic Algorithms*
GENCO	*Generation Companies*
ICA	*Imperialist Competitive Algorithm*
ISO	*Independent System Operator*
LR	*Lagrangian Relaxation*
OPF	*Optimal Power Flow*
PL	*Priority List*
PSO	*Particle Swarm Optimization*
SCUC	*Security Constrained Unit Commitment*
SE	Sistema Elétrico
UC	*Unit Commitment*

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento geral

Tradicionalmente, o setor elétrico assentava numa estrutura verticalizada e monopolista, na qual a mesma entidade era responsável pelas atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Este paradigma modificou-se com a reestruturação do setor, instalando-se um ambiente liberalizado de mercado no qual intervêm diferentes agentes. Embora estes atuem em estreita colaboração com vista ao fornecimento do produto eletricidade a determinado custo e fiabilidade, existe um acréscimo de complexidade inerente ao processo de planeamento da operação do sistema elétrico, como consequência do maior número de entidades envolvidas [1].

No mercado reestruturado de energia elétrica, o *Unit Commitment* é executado pelos GENCO (*Generation Companies*) e pelo ISO (*Independent System Operator*), nos primeiros com o intuito de analisar os custos de produção e definir as propostas de venda, numa perspetiva de maximização do lucro (*Price-Based Unit Commitment*) e no segundo priorizando também a segurança do sistema (*Security Constrained Unit Commitment*), pela consideração de condicionantes relacionadas com as linhas de transmissão e os níveis de tensão [2].

Para a realização das tarefas de planeamento de produção, é necessário dispor, de entre outras informações, da relativa aos consumos a satisfazer. Esta é estimada através de processos de previsão de cargas, habitualmente efetuados com recurso a inteligência computacional, como é o caso das redes neuronais. Ainda que as ferramentas de previsão apresentem bom desempenho, naturalmente existe sempre alguma incerteza relativa a estes dados, devendo esta ser considerada e tratada, com prejuízo de não se garantirem os requisitos de segurança do sistema e não se satisfazerem as necessidades dos consumidores, em caso contrário.

Assim, de modo a cumprir os padrões de qualidade impostos pela diretiva europeia 2009/72 (artigos 2º, 12º e 25º), designadamente no que se refere à capacidade do sistema para satisfazer

"pedidos razoáveis de transporte de eletricidade", é necessário dispor de ferramentas que permitam lidar com a incerteza.

1.2 - Objetivos

Nesse âmbito, o objetivo do presente trabalho reside no desenvolvimento de uma metodologia que receba um conjunto de dados relativos ao sistema produtor, à rede de transmissão e aos valores de carga a alimentar e devolva uma solução de produção que cumpra os propósitos de minimização de custo, satisfação das solicitações de carga e que garanta a segurança do sistema do ponto de vista dos limites técnicos das linhas. Essa solução deve ser robusta, no sentido de assegurar que qualquer ocorrência de carga dentro do intervalo de incerteza estipulado, possa ser correspondida sem que se incorra em incumprimento da capacidade de transporte, para um dado índice de risco admissível.

Para atingir os objetivos propostos, recorre-se ao Enxame de Partículas Evolucionário, como algoritmo de otimização para a resolução do problema de escalonamento de geração. Tratando-se o EPSO de uma meta-heurística desenvolvida na FEUP e com ótimos resultados apresentados para diferentes classes de problemas, considerou-se conveniente a sua aplicação no contexto do presente estudo.

Com a finalidade de resolver o OPF *(Optimal Power Flow)*, emprega-se um problema de otimização solucionado com recurso a programação quadrática. De forma a analisar o impacto da incerteza das cargas, modeliza-se a incerteza pela utilização de *fuzzy sets*. A determinação do trânsito de potências difuso permite sinalizar cenários de possível transgressão da capacidade das linhas, que posteriormente são processados pelas estratégias de reorganização da potência alocada aos grupos produtores (redespacho), na tentativa de eliminar/minimizar o risco de incumprimento.

1.3 - Estrutura da dissertação

Além do capítulo 1, no qual se introduz o tema em estudo, se justifica a sua pertinência e são traçados os objetivos do trabalho, esta dissertação é constituída por mais 4 capítulos.

No capítulo 2, é feito um enquadramento teórico relativamente às matérias relevantes para o estudo levado a cabo nesta dissertação. Em primeiro lugar é feita uma descrição do SCUC, é apresentada a sua formulação matemática e são referidas de forma sucinta as principais metodologias empregues na abordagem a este problema. Segue-se uma exposição detalhada do algoritmo de otimização adotado para a resolução do SCUC, o EPSO. Sobre o EPSO é referido o *modus operandi* associado ao processo de busca da solução ótima e os requisitos necessários à sua implementação. Este capítulo revê ainda o modelo linearizado do trânsito de potências e os conceitos base da teoria dos conjuntos difusos, estabelecendo a ponte entre estes dois tópicos, necessária para o tratamento da incerteza associada à carga.

A metodologia utilizada é descrita no capítulo 3. O capítulo inclui a adaptação e parametrização do EPSO às características próprias do problema do SCUC, bem como as estratégias utilizadas para satisfação das suas restrições, nomeadamente pelo recurso a alguns procedimentos heurísticos. Segue-se a descrição do procedimento de resolução do pré-despacho, os métodos de resolução do trânsito de potências difuso e por último os modelos de redespacho de produção adotados para colmatar situações de possível transgressão dos limites técnicos das linhas.

No capítulo 4 apresentam-se e analisam-se os resultados obtidos para dois casos de estudo, o primeiro realizado no contexto do UC para um sistema de teste constituído por 10 grupos produtores e o segundo referente a um sistema no qual se considera a rede elétrica e a incerteza das cargas.

Por último, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões gerais do trabalho e as considerações acerca do trabalho futuro.

Capítulo 2

Security Constrained Unit Commitment

O SCUC consiste num processo que se enquadra no planeamento da operação do sistema elétrico, mais concretamente no domínio da produção de energia elétrica. Trata-se de um problema de decisão relativamente às centrais produtoras a serem ligadas ou desligadas num determinado horizonte temporal de planeamento, que é tipicamente dividido em intervalos de uma hora, para a semana seguinte [3]. Partindo de informação relativa aos consumos a satisfazer ao longo do intervalo temporal considerado, obtida com recurso a métodos de previsão, são selecionadas as centrais geradoras que possibilitam perfazer uma capacidade de produção suficiente para alimentar as necessidades de energia elétrica. Além da satisfação da procura energética, a minimização do custo de produção e a maximização da segurança do sistema elétrico são importantes objetivos.

Podem entender-se dois subproblemas na constituição do SCUC. O primeiro trata o escalonamento das máquinas, isto é, efetua a seleção, de entre o conjunto composto por todas as unidades geradoras que constituem o sistema produtor, das que vão operar em cada intervalo considerado. Trata-se assim de um procedimento combinatório no qual as variáveis de decisão são binárias, respeitantes ao estado do gerador, ligado (1) ou desligado (0). O segundo passo consiste no problema de otimização não linear de alocar produção a cada uma das máquinas previamente escaladas, através da realização de um pré-despacho económico, de forma a possibilitar a avaliação da solução do escalonamento recorrendo ao cálculo do seu custo.

Selecionadas as máquinas a operar em cada período e determinada a produção de cada uma delas, é possível calcular uma estimativa do custo de produção da solução do problema. No contexto real, a produção de energia elétrica é realizada com recurso a diferentes tipos de máquinas e o cálculo do custo de produção difere consoante a tecnologia utilizada, sendo que, para obtenção de um valor rigoroso para o custo, seria necessário efetuar uma avaliação que tivesse em conta esta diferenciação [3]. No entanto, é recorrente considerarem-se grupos produtores térmicos em estudos de SCUC, sendo que o mesmo foi feito no presente trabalho.

2.1 - Custos de produção e transição de estados

De forma simplificada, o custo de produção é composto pelo custo de funcionamento e pelo custo de transição de estado dos geradores. O custo de funcionamento está associado ao consumo de combustível e é tipicamente modelizado com recurso a uma função quadrática, como se ilustra na figura 2.1.

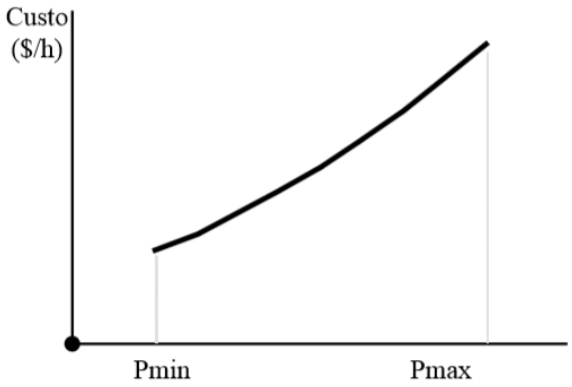


Figura 2.1 - Função de custo de funcionamento do gerador [3].

Matematicamente, a função de custo de funcionamento do gerador apresenta-se como:

$$F_i = a_i + b_i . P_{Gi} + c_i . P_{Gi}^2 \tag{2.1}$$

onde F_i é o custo associado ao consumo de combustível do grupo produtor i, P_{Gi} é a sua produção em MW e a_i, b_i e c_i são parâmetros da função, expressos em $\$/h$, $\$/MWh$ e $\$/(MW^2.h)$, respetivamente [4].

Em relação aos custos de transição de estado, que correspondem aos custos de arranque e paragem dos grupos, existem na literatura diferentes formas de abordar a questão, dependendo do grau de complexidade que se pretenda adotar. O custo de arranque depende da temperatura a que o sistema se encontra. A temperatura é função do tempo que a máquina permaneceu desligada. Existe então a distinção entre arranque a frio e arranque a quente, em que o primeiro apresenta um custo superior ao segundo. O custo de paragem está associado ao dispêndio de combustível necessário à manutenção de uma temperatura adequada para que possa ser efetuado um posterior arranque a quente. Esta estratégia é designada de *banking* [3].

Para o presente estudo, o custo de transição entre estados simplificou-se pela utilização de duas constantes, dependendo do último período em que o grupo se tenha encontrado em atividade, uma associada ao arranque a quente, no caso de o tempo de paragem ter sido inferior a um determinado valor, e outra associada ao arranque a frio em caso contrário [4].

2.2 - Formulação do SCUC

Considerando um sistema constituído por N grupos térmicos, a função objetivo do problema é então expressa como a soma dos custos de funcionamento e de transição para um horizonte temporal de h períodos, representando-se matematicamente da seguinte forma [3]:

$$C = \sum_{j=1}^{h}(C_j + T_j) = \sum_{j=1}^{h}\left(\sum_{i=1}^{N}\left[u_{ij}\left(C_i(P_{Gij}) + C_i^A(1 - u_{i,j-1})\right)\right]\right) \quad (2.2)$$

onde C_j e T_j correspondem respetivamente aos custos de funcionamento e transição em cada período j, $C_i(P_{Gij})$ é o custo de funcionamento relativo ao grupo i, C_i^A é o seu custo de arranque e u_{ij} é uma variável binária (0 ou 1) que indica o estado (desligado ou ligado) do grupo i no intervalo j.

Para além da minimização do custo de produção, é também necessário que um conjunto de restrições sejam respeitadas, nomeadamente:

a) Satisfação da carga com suficiente reserva;
b) Equilíbrio entre produção e consumo;
c) Limites de produção das máquinas;
d) Tempos mínimos de funcionamento e paragem;
e) Taxas máximas de aceitação e deslastre de carga;
f) Limites técnicos associados à segurança do sistema.

A satisfação da carga e da reserva implica que a soma das potências máximas a que os geradores escalados podem operar seja igual ou superior ao valor da soma entre a carga e a reserva, para cada intervalo, de acordo com [5]:

$$\sum_{i=1}^{N} u_{ij}.P_{Gij}^{máx} \geq P_{Dj} + P_{Rj} \qquad \forall j \quad (2.3)$$

onde $P_{Gij}^{máx}$ diz respeito à potência máxima do gerador i, e P_{Dj} e P_{Rj} representam a carga e a reserva, respetivamente. Todas estas variáveis são relativas ao intervalo j.

A reserva girante é a quantidade total de produção disponível a partir de todas as unidades sincronizadas com o sistema, subtraída da carga e das perdas. A reserva constitui uma salvaguarda, para que em caso de ocorrência de contingências que provoquem a indisponibilidade de uma ou mais unidades produtoras, não se verifique uma queda muito acentuada na frequência do sistema. A quantidade de reserva é tipicamente definida com base nos seguintes critérios [6]:

- Valor igual a uma percentagem da carga prevista para o intervalo;
- Garantia da capacidade de compensar a perda da unidade produtora com maior potência;

- Função da probabilidade de não haver geração suficiente para atender a carga.

A alocação da reserva entre os grupos produtores deve ter em conta o tempo de resposta dos grupos. Deve também ser distribuída de forma a evitar limitações do sistema de transmissão (situações de congestionamento) e permitir que várias partes do sistema funcionem como "ilhas", caso se tornem eletricamente desconectadas [6].

O equilíbrio entre produção e consumo, impõe que a soma das potências efetivamente produzidas pelos geradores seja igual ao consumo total previsto, incluindo as perdas de energia. No caso do presente estudo, utiliza-se o modelo linearizado do trânsito de potências, e por conseguinte as perdas são desprezadas [5]:

$$\sum_{i=1}^{N} u_{ij}.\, P_{Gij} \approx P_{Dj} \qquad \forall j \tag{2.4}$$

onde P_{Gij} corresponde à produção do gerador i no intervalo j.

Devido aos fatores construtivos e funcionais das máquinas elétricas, estas possuem uma gama de potência de funcionamento. Assim, a produção dos geradores é limitada pela seguinte expressão [5]:

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gij} \leq P_{Gi}^{máx} \qquad \forall i, \forall j \tag{2.5}$$

Também por razões de ordem técnica, é necessário respeitar tempos mínimos de paragem e funcionamento dos geradores, de acordo com a seguinte restrição [5]:

$$\begin{cases} T_{i,j-1}^{ON} \geq MUT_i \\ T_{i,j-1}^{OFF} \geq MDT_i \end{cases} \qquad \forall i, \forall j \tag{2.6}$$

onde $T_{i,j-1}^{ON}$ e $T_{i,j-1}^{OFF}$ representam o tempo que decorreu, até o período anterior $(j-1)$, desde que o gerador i foi ligado ou desligado, respetivamente, enquanto que MUT_i e MDT_i correspondem aos tempos mínimos de funcionamento e paragem do gerador i.

Outra das limitações técnicas das máquinas é a sua incapacidade de efetuar variações rápidas de produção. Entre períodos subsequentes, a aceitação ou deslastre de carga é condicionada pelas seguintes expressões:

$$\begin{cases} P_{Gij} - P_{Gi,j-1} \leq RU_i, & P_{Gij} - P_{Gi,j-1} > 0 \\ P_{Gi,j-1} - P_{Gij} \leq RD_i, & P_{Gij} - P_{Gi,j-1} < 0 \end{cases} \qquad \forall i, \forall j \tag{2.7}$$

onde RU_i e RD_i correspondem, respetivamente, às taxas máximas de aceitação e deslastre de carga relativas ao grupo i e $P_{Gi,j-1}$ é a produção do grupo i no período anterior.

Para além das enunciadas, existem outras restrições que num contexto real podem condicionar a resolução do SCUC, designadamente grupos *must-run*, restrições relacionadas com contratos de fornecimento de combustível, emissões de gases poluentes ou recursos humanos [3, 4].

As restrições até agora abordadas compõem o problema do UC, que por simplicidade ignora a existência da rede elétrica.

Devido à dispersão geográfica dos grupos produtores de energia elétrica, é necessário considerar a rede elétrica. A não ponderação deste aspeto, pode levar a que a solução de produção seja inviável do ponto de vista dos limites de trânsito de potências nas linhas e níveis de tensão nos nós. A posterior aplicação de medidas corretivas, como a reconfiguração do escalonamento, pode traduzir-se em custos adicionais significativos [6, 7].

O problema do SCUC considera então as seguintes restrições, além das que já se referiram, que dizem respeito à segurança do sistema:

$$\left|P_{Lj}\right| \leq C_L \qquad \forall L, \forall j \tag{2.8}$$

$$V_n^{min} \leq V_{nj} \leq V_n^{máx} \qquad \forall n, \forall j \tag{2.9}$$

onde C_L representa a capacidade da linha L e P_{Lj} corresponde ao trânsito de potência ativa na linha L, para o intervalo j. Note-se que o trânsito de potências pode ocorrer no sentido positivo ou negativo do fluxo, o que justifica a utilização do módulo na expressão (2.8). Os limites inferior e superior do módulo da tensão nos nós são representados respetivamente por V_n^{min} e $V_n^{máx}$, enquanto que V_{nj} é o módulo da tensão no nó n, respeitante ao período j.

É de referir que os níveis tensão nos barramentos não foram objeto de análise no presente trabalho, uma vez que se utilizou o modelo linearizado do trânsito de potências e este pressupõe que o módulo das tensões é aproximadamente $1\ p.u.$ em todos os nós.

Outro conceito de segurança que é tipicamente considerado no âmbito do SCUC, é o teste do conjunto das unidades geradores escaladas para contingências $(n-1)$, de forma a garantir que a solução de produção não deixa o sistema vulnerável à indisponibilidade de linhas de transmissão ou geradores [6].

2.3 - Metodologias de resolução do SCUC

A elevada complexidade inerente ao SCUC, relacionada com a sua não linearidade, com o facto de incluir variáveis de decisão de carácter binário e contínuas, e sobretudo com a sua elevada dimensão quando utilizado num contexto de escala real, tornou-o num problema abundantemente estudado que conduziu ao surgimento de diversas metodologias de resolução.

É importante realçar que a identificação da solução ótima deste tipo de problemas com recurso à enumeração de todas as possíveis alternativas é impraticável, devido à enorme

quantidade de possíveis combinações de escalonamento de geração, mesmo quando considerado um reduzido número de grupos produtores [3].

Os métodos de otimização que permitem abordar este problema podem ser classificadas de acordo com as seguintes categorias [8]:

- Determinísticos;
- Meta-heurísticas;
- Híbridos.

Os métodos determinísticos consistem em processos exatos em que as soluções são geradas sempre com base nas mesmas etapas computacionais [8]. Como exemplos deste tipo de métodos têm-se: *dynamic programming* (DP*)* [9] e *lagrangian relaxation* (LR) [10].

Quanto às meta-heurísticas, estas técnicas permitem adaptar-se a diferentes tipos de problemas e obter soluções de elevada qualidade com tempos de computação reduzidos, mas nem sempre garantem a obtenção da solução ótima global. Os métodos *genetic algorithms* (GA) [11] e *particle swarm optimization* (PSO) [5] são exemplos de meta-heurísticas.

Por último, os métodos híbridos são os que resultam da utilização combinada de mais do que um algoritmo para resolver um dado problema eficientemente [8]. O presente estudo pode incluir-se nesta categoria, uma vez que se recorre à ordem de mérito (determinístico) como processo de geração das soluções iniciais para a aplicação do EPSO (meta-heurística).

2.4 - Enxame de Partículas Evolucionário

2.4.1 Antecedentes

O método de otimização Enxame de Partículas Evolucionário, proposto em [12], teve inspiração no *Particle Swarm Optimization* (PSO), desenvolvido por *James Kennedy* e *Russel Eberhardt* [13]. Por esse motivo, é feita antes de mais uma referência aos aspetos teóricos do PSO e posteriormente estabelece-se a relação com o EPSO, seguindo-se a descrição do último.

O PSO é uma meta-heurística que surgiu da observação dos comportamentos biológicos de interação, específicos, por exemplo, dos cardumes de peixes e bandos de pássaros, em que cada individuo do grupo se move de acordo com uma certa influência ditada pelo conjunto dos elementos [14].

Na aplicação do PSO a um determinado problema de otimização, um enxame de partículas move-se progressivamente dentro do espaço de soluções na busca pelo ótimo, ao longo de um processo iterativo. Em cada iteração, a posição ocupada por uma dada partícula i corresponde a uma possível solução do problema. Esta partícula pode representar-se por $\mathrm{X_i} = (\mathrm{X_{i1}}, \mathrm{X_{i2}}, \dots, \mathrm{X_{id}})$, em que $\mathrm{X_{id}}$ é uma variável respeitante a um problema com d variáveis (também designadas de parâmetros objeto). Ao longo das iterações, é conservada a informação relativa

à melhor solução encontrada por cada partícula, representada como $b_i = (b_{i1}, b_{i2}, \dots, b_{id})$. De entre as soluções de maior desempenho encontradas pelo conjunto de partículas, a melhor é selecionada e recebe a designação de ótimo global corrente (b_G). Também o ótimo global corrente é atualizado a cada iteração, no caso de ser verificar progresso comparativamente com a melhor solução encontrada até então. A avaliação do desempenho das soluções requer que se disponha de uma medida referente à sua qualidade, que é dada pelo seu valor de adaptação à função objetivo [5, 14].

O processo de movimentação das partículas é controlado pela influência de três vetores (designados de inércia, memória e cooperação). A combinação linear dos vetores resulta no vetor velocidade $V_i = (V_{i1}, V_{i2}, \dots, V_{id})$, que permite atualizar a posição da partícula à qual diz respeito. O movimento da partícula, como resultado da influência dos vetores, encontra-se ilustrado na figura 2.2 [14].

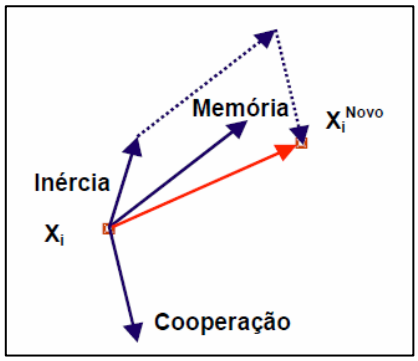


Figura 2.2 - Representação do movimento de uma partícula i como resultado da influência dos vetores inércia, memória e cooperação [14].

O vetor inércia tem o papel de influenciar a partícula a deslocar-se de acordo com o movimento que possuía na iteração anterior. O vetor memória atrai a partícula na direção da melhor solução encontrada por si encontrada até então. A intervenção do grupo consubstancia-se no vetor cooperação, que induz a que a partícula se desloque para a melhor região descoberta pelo conjunto desde que o processo se iniciou [14].

Matematicamente, este processo desenvolve-se de acordo com a equação do movimento. Para um parâmetro objeto d de uma dada partícula i, esta equação apresenta-se como [5, 14]:

$$V_{id}^{novo} = W_{id}^{i} V_{id} + Rnd() * W_{id}^{m}(b_{id} - X_{id}) + Rnd() * W_{id}^{c}(b_{Gd} - X_{id}) \qquad (2.10)$$

onde V_{id}^{novo} corresponde ao novo valor de velocidade, V_{id} é a velocidade relativa à iteração anterior, X_{id} é a posição na iteração anterior e $Rnd()$ é uma função que gera um número aleatório com uma distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$. A magnitude da influência de cada um dos vetores na deslocação da partícula é controlada pela utilização de pesos (também

designados de parâmetros estratégicos). Os pesos inércia, memória e cooperação são representados por W_{id}^{i}, W_{id}^{m} e W_{id}^{c}, respetivamente [14].

Determinada a velocidade de acordo com a equação (2.10), é possível obter a nova posição da partícula, tendo também em consideração a posição por si ocupada na iteração anterior:

$$X_{id}^{novo} = X_{id} + V_{id}^{novo} \tag{2.11}$$

A implementação do PSO requer a definição de um conjunto de parâmetros, sendo esta determinante no sucesso do método em termos da progressão em direção à solução ótima. Estes parâmetros são, fundamentalmente:

- o número de partículas que constituem o enxame;
- os valores extremos que as velocidades podem tomar $[-V^{máx}, V^{máx}]$;
- os valores dos pesos.

Relativamente à calibração destes parâmetros, não existe uma regra que seja transversal a todas as classes de problemas, pelo que estes são habitualmente definidos heuristicamente com base em tentativa e erro.

Tomando como exemplo as velocidades, a atribuição de valores muito elevados a este parâmetro pode resultar em alterações muito pronunciadas da solução entre duas iterações sucessivas. Por outro lado, velocidades demasiado reduzidas podem fazer com que as partículas fiquem retidas em ótimos locais [5]. Assim sendo, o que se pretende é que inicialmente as velocidades possuam dimensão tal que permitam explorar amplamente todo o espaço de soluções e que numa fase mais avançada tomem valores mais reduzidos de forma a permitir dar passos mais moderados em direção ao potencial ótimo, para que não haja risco de divergência. Para esse efeito desenvolveram-se mecanismos de controlo de convergência tais como a aplicação de uma função decrescente no tempo que afeta o termo inércia ou aplicação de um coeficiente de constrição à equação do movimento [14].

Acerca deste método há ainda a referir que para a sua iniciação são gerados valores para as posições e velocidades de forma aleatória, dentro do intervalo admissível.

2.4.2 Exposição do método

O EPSO propõe-se então como um modelo no qual o fator de progressão em direção ao ótimo, para além da equação do movimento, passa a assentar também na utilização de operadores característicos dos métodos evolucionários e o enxame de partículas passa a poder ser também interpretado como uma população de indivíduos que ao longo de gerações vai sofrendo adaptação [14]. A sequência de passos do EPSO é então a seguinte:

1. Replicação;

2. Mutação;
3. Reprodução;
4. Avaliação;
5. Seleção.

Considerando um determinado indivíduo que acabou de ser selecionado (ou de acordo com a interpretação não evolucionária, uma partícula que acabou de ser movida), ele é replicado r vezes (é comum utilizar-se $\mathrm{r} = 1$). Os r indivíduos resultantes da replicação, são posteriormente sujeitos a mutação dos seus parâmetros estratégicos (pesos). O processo de mutação contribui para a obtenção de diversidade de soluções quando realizada a operação seguinte (reprodução), que nada mais é do que a aplicação da equação de movimento a cada um dos elementos do conjunto formado pelo indivíduo original e pelos r indivíduos replicados. Do processo de reprodução resulta um conjunto de $\mathrm{r} + 1$ novos indivíduos, em que r descendem dos replicados e um descende do original. Segue-se a avaliação da adaptação dos novos indivíduos e a posterior seleção do melhor. Note-se que no final de uma dada iteração, a dimensão da população de indivíduos não sofreu alteração face à dimensão da população com que se iniciou o processo de otimização, uma vez que, em cada iteração, de cada indivíduo derivam $\mathrm{r} + 1$ novos indivíduos (quer seja por replicação seguida de mutação e reprodução, ou reprodução direta) e desses apenas um é selecionado. A figura 2.3 ilustra o processo iterativo do EPSO, para $\mathrm{r} = 1$ indivíduos replicados a partir de cada uma das 5 partículas originais [14, 15].

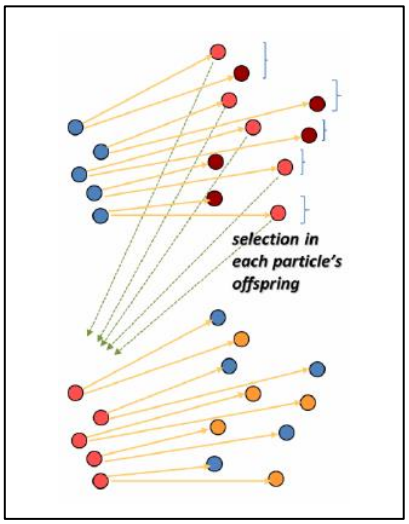


Figura 2.3 - Representação do processo iterativo do EPSO aplicado a um enxame de 5 partículas [15].

É importante destacar a diferença relativa ao tratamento dos pesos entre o PSO e o EPSO. Enquanto que no PSO os valores iniciais dos pesos são definidos heuristicamente, são afetados em cada iteração por números aleatórios e são utilizados conjuntamente mecanismos de controlo de convergência, o EPSO utiliza uma estratégia auto-adaptativa para os valores dos

pesos, através da sua mutação e posterior seleção dos que originaram a criação de melhores indivíduos, em todas as iterações. Isto evita a imposição externa e empírica destes parâmetros [14].

O EPSO apresenta também outras particularidades que o distinguem do PSO, nomeadamente a perturbação do ótimo global corrente (b_G) em cada iteração, bem como a utilização de uma regra probabilística que condiciona a intervenção do termo relativo à cooperação no movimento das partículas [15].

Uma descrição mais detalhada relativamente aos valores atribuídos aos parâmetros da meta-heurística, aos esquemas utilizados para a mutação dos pesos e perturbação do ótimo global corrente, bem como a regra probabilística que determina quando é que o termo cooperação é considerado na equação de movimento, é feita no capítulo 3, respeitante à descrição da metodologia desenvolvida.

2.5 - Modelo linearizado do trânsito de potências

De forma a poder assegurar a segurança do sistema elétrico, que pode ser posta em causa como consequência da estratégia de produção definida, é necessário efetuar o estudo do trânsito de potências. No seu modelo completo, o problema do trânsito de potências é não linear e requer a utilização de métodos numéricos para a sua resolução [16]. No presente estudo, recorre-se à resolução deste problema de forma iterativa e exaustiva, devido à sua incorporação em diversos problemas de otimização auxiliares, implementados no âmbito da ferramenta computacional desenvolvida. Além disso são estudados vários regimes de funcionamento. Posto isto, dada a necessidade de simplicidade de implementação e celeridade na computação, optou-se pela utilização do modelo linearizado (ou DC) do trânsito de potências.

As simplificações consideradas no modelo linearizado são [16]:

- Resistências desprezáveis $(R \cong 0)$;
- Admitâncias à terra desprezáveis $(Y \cong 0)$;
- Tensões próximas do valor nominal $(V \cong 1\ p.u.)$;
- Esfasamentos pequenos entre barramentos contíguos $\mathrm{sen}(\theta_{ij}) = \theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$;
- Trânsito de potência reativa desprezado;
- Perdas supostas nulas.

Para resolver o trânsito de potências através do modelo DC é necessário conhecer:

- Reactâncias das linhas (X_{ij});
- Potências ativas produzidas (P_{Gk}) e consumidas (P_{Dk}) na rede;

Como resultado, obtêm-se:

- Trânsito de potência ativa nas linhas (P_L);
- Fase das tensões nos nós (θ_k).

Na medida em que no contexto deste trabalho, do ponto de vista da segurança, apenas interessa certificar que a capacidade das linhas de transmissão não é ultrapassada, o cálculo das fases das tensões no nós é desnecessário. Assim, consideradas as simplificações acima referidas é possível obter o trânsito de potências nas linhas a partir das potências injetadas nos nós e da matriz de sensibilidades A, da seguinte forma [16]:

$$P_L = A.\widehat{P}_{inj} \tag{2.12}$$

Na expressão (2.12), $\widehat{P}_{inj}$ é o vetor das potências injetadas sem o barramento de referência. Seja A_{Lk} um elemento genérico da matriz referida, este expressa a sensibilidade do trânsito no ramo L à variação da potência injetada no barramento k. A matriz A obtém-se da seguinte forma [16]:

$$A_{Lk} = A_{(i-j),k} = \frac{(\widehat{B}'_{ik})^{-1} - (\widehat{B}'_{jk})^{-1}}{X_{ik}} \tag{2.13}$$

onde i e j representam os barramentos de origem e destino da linha L e $\widehat{B}'$ é a matriz das susceptâncias nodais sem a linha e coluna relativas ao barramento de referência. É importante notar que para i ou j coincidentes com o barramento de referência, é necessário considerar $B'_{ref,k} = 0$ para que a expressão (2.13) seja válida [16].

Resta referir que a matriz B' é determinada de acordo com a expressão (2.14) para os elementos pertencentes à sua diagonal principal e pela expressão (2.15) para os restantes elementos [16]:

$$B'_{ii} = \sum_{k \neq i} \frac{1}{X_{ik}} \tag{2.14}$$

$$B'_{ik} = -\frac{1}{X_{ik}} \ (i \neq k) \tag{2.15}$$

2.6 - Fuzzy Sets

Nos estudos relativos à análise do sistema elétrico, quer seja em fase de planeamento, projeto ou exploração, é frequente recorrer-se a dados obtidos por vias de previsão ou estimação, ambos associados a incerteza. Mesmo em situações em que alguns desses dados são

conseguidos com recurso a medição, existem erros associados, inerentes aos próprios equipamentos de medição e ao processo de comunicação da informação.

O tratamento da incerteza relativa a certos tipos de dados com recurso a modelos probabilísticos pode não ser adequado, devido à falta de conhecimento relativamente à natureza das distribuições de probabilidade a serem usadas [17].

Particularmente no que toca às cargas, a sua incerteza encontra-se usualmente associada a descrições qualitativas e declarações linguísticas tais como "a carga pode ocorrer em torno de 10 MW" [17]. Nestes casos é útil recorrer-se à teoria dos conjuntos difusos.

Um conjunto difuso $\widetilde{A}$ é caracterizado por uma função de pertença $\mu_{\widetilde{A}}(x)$ que atribui a cada elemento x do universo E, um grau de pertença a X no intervalo contínuo $[0,1]$. Este pode ser representado como um conjunto de pares ordenados (elemento, grau de pertença), de acordo com [17]:

$$\widetilde{A} = \{(x, \mu_{\widetilde{A}}(x))\}, \qquad \forall x \in E \tag{2.16}$$

Na prática é recorrente representar-se a incerteza com recurso a números difusos triangulares. Seja $\widetilde{A}$ o número difuso triangular (a_1, a_2, a_3), a sua função de pertença apresenta-se como [18]:

$$\mu_{\widetilde{A}}(x) = \begin{cases} (x - a_1)/(a_2 - a_1), & a_1 \le x \le a_2 \\ (a_3 - x)/(a_3 - a_2), & a_2 \le x \le a_3 \\ 1.0, & x = a_2 \end{cases} \tag{2.17}$$

Graficamente, o número difuso triangular tem o seguinte aspeto:

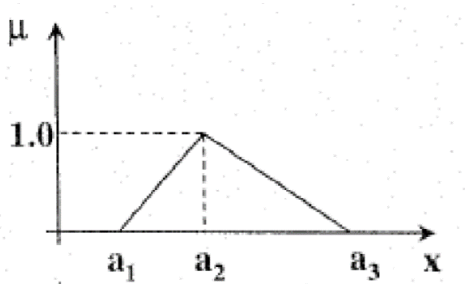


Figura 2.4 – Representação gráfica de um número difuso triangular. Adaptado de [19].

Há ainda que referir o conceito de nível de corte α do conjunto difuso $\widetilde{A}$, tratando-se de um conjunto de elementos para os quais o grau de pertença a $\widetilde{A}$ é não inferior a α [20]:

$$\widetilde{A}_\alpha = \{(x \in E:\ \mu_{\widetilde{A}}(x) \ge \alpha)\}, \qquad \alpha \in [0,1] \tag{2.18}$$

2.7 - Trânsito de potências difuso (DC)

2.7.1 Modelo incremental

A aplicação da teoria dos conjuntos difusos ao trânsito de potências teve início com o surgimento do modelo incremental, proposto em [20]. O modelo linearizado do trânsito de potências incremental resolve-se de acordo com os seguintes passos [19, 20]:

1) Estudo inicial determinístico do trânsito de potências DC para os valores centrais das potências injetadas (de acordo com o procedimento da secção 2.6).
2) Obtenção dos desvios *fuzzy* das potências injetadas de acordo com:

$$\left[\Delta\widetilde{P}^{inj}\right] = \left[\widetilde{P}^{inj}\right] - \left[P_{ctr}^{inj}\right] \tag{2.19}$$

3) Cálculo dos desvios *fuzzy* dos trânsitos de potência:

$$\left[\Delta\widetilde{P}_L\right] = [A].\left[\Delta\widetilde{P}^{inj}\right] \tag{2.20}$$

4) Soma dos valores centrais dos trânsitos aos desvios *fuzzy* respetivos:

$$\left[\widetilde{P}_L\right] = [P_L^{ctr}] + \left[\Delta\widetilde{P}_L\right] \tag{2.21}$$

2.7.2 Modelo simétrico

Mais recentemente, foi proposta uma metodologia em [21], que consiste num problema de otimização designado de trânsito de potências difuso simétrico. Através deste método, determinam-se para cada linha os trânsitos de potências máximos possíveis de ocorrer (em ambos os sentidos do fluxo). Considerando um determinado nível de corte α, a formulação do problema para a maximização do trânsito de potências em cada linha L, a partir dos conjuntos difusos das potências injetadas em cada nó k, aplicável ao modelo linearizado (DC), é a seguinte:

$$\max\ \widetilde{P}_L(\alpha) = \widetilde{P}_L^{máx}(\alpha) = \sum_{k\neq Slack} A_{Lk} * P_k^{inj} \tag{2.22}$$

Sujeito a:

$$P_k^{inj} \in \widetilde{P}_k^{inj}(\alpha) \qquad \forall k \tag{2.23}$$

$$\sum_k P_k^{inj} = 0 \tag{2.24}$$

onde $\widetilde{P}_{L(\alpha)}^{máx}$ é o valor máximo do trânsito de potências difuso na linha L, $\widetilde{P}_{k}^{inj}(\alpha)$ é o intervalo de nível α da potência injetada no nó k, A_{Lk} é o elemento da matriz de sensibilidades correspondente à linha L e ao nó k e *slack* é a designação dada ao barramento de referência. A resolução do problema tendo em vista a minimização da função objetivo ao invés da maximização, resultaria no limite inferior do trânsito de potências nas linhas, isto é, no valor máximo possível de ocorrer no sentido oposto do trânsito.

No presente trabalho recorreu-se a ambos os métodos de cálculo do trânsito de potências difuso DC. O modelo incremental utilizou-se devido à simplicidade de implementação, que facilita a integração do cálculo do trânsito de potências difuso em problemas de otimização. Contudo, o modelo simétrico permite obter resultados mais exatos, o que justificou que também fosse utilizado no processo de identificação de situações de sobrecarga.

Capítulo 3

Metodologia utilizada

3.1 - Aplicação do EPSO ao SCUC

Solucionar o problema do SCUC significa determinar, para um dado horizonte de planeamento, os grupos produtores que estarão ativos para satisfazer a procura de energia elétrica ao mínimo custo, tendo em conta um conjunto de condicionantes. De forma a adaptar o EPSO à resolução deste problema, é necessário começar por definir a estrutura da solução que se pretende obter, isto é, tendo em conta que o algoritmo de otimização se baseia (de forma abreviada) numa população de partículas que exploram o espaço de soluções e que em cada iteração uma dada partícula representa uma alternativa de solução, é necessário definir a constituição da partícula.

3.1.1 Definição da estrutura da solução

Considerando um horizonte temporal de planeamento T, repartido em intervalos de uma hora e um sistema produtor constituído por N geradores, a solução associada a uma dada partícula pode ser representada como uma matriz binária de N linhas por T colunas, em que cada elemento da matriz corresponde ao estado de um gerador numa determinada hora [5]. A representação da solução na forma matricial é útil para o processo de implementação do algoritmo, na medida em que simplifica a verificação e o tratamento das restrições inerentes ao SCUC, bem como a avaliação da adaptação da partícula.

Cada linha da matriz corresponde a um gerador e pode ser utilizada para assegurar a restrição relativa aos seus tempos mínimos de paragem e funcionamento, determinar os custos de arranque e satisfazer as *ramp rates*. Cada coluna está associada a um período de uma hora do intervalo de tempo T e pode ser utilizada na determinação da potência a alocar aos geradores, do seu custo de funcionamento e satisfação das restantes restrições.

A figura 3.1 ilustra a matriz referida:

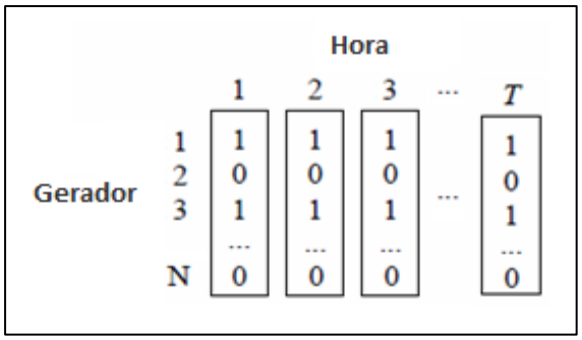


Figura 3.1 - Representação matricial da estrutura de uma partícula. Adaptado de [22].

De forma a simplificar o tratamento da restrição dos tempos mínimos de paragem e funcionamento dos geradores (relativa à equação 2.6), associou-se também a cada partícula uma matriz relativa à contagem do número de períodos em que o gerador se encontra em cada estado. Para não suscitar dúvida, a primeira será daqui em diante referida como matriz de escalonamento e a segunda como matriz de contagem. A matriz de contagem é obtida a partir da matriz de escalonamento e possui a mesma dimensão $N * T$. Dispondo *a priori* de informação relativa ao estado em que o gerador se encontra no período anterior ao início do horizonte temporal em estudo (hora 0), o processo de obtenção da matriz de contagem para o caso de um gerador, encontra-se ilustrado na figura 3.2.



Figura 3.2 - Processo de obtenção da matriz relativa à contagem do número de períodos em que o gerador permanece em cada estado.

Na hora 0 do exemplo da figura anterior, o gerador encontrava-se ligado (1) pelo segundo período consecutivo e manteve-se nesse estado até à hora 2, o que resulta num tempo contínuo de funcionamento de 4 horas. No período subsequente, relativo à hora 3, o gerador transitou para o estado desligado (0) e assim se manteve até à hora 6. A partir do momento em que o gerador foi desligado, iniciou-se uma contagem negativa que terminou quando o gerador foi ligado novamente. Por sua vez, o arranque do gerador inicia uma contagem positiva. Este processo é feito para todos os geradores e para todos os períodos.

3.1.2 Inicialização da população de partículas

Representada a estrutura da solução, o passo seguinte consistiu em gerar a população de soluções iniciais, que na prática correspondem à primeira posição ocupada por cada partícula. Para esse efeito, aplicou-se a uma metodologia utilizada em [23], que recorre ao método determinístico de resolução do UC designado de ordem de mérito. A solução encontrada por este método, ainda que apresente um custo substancialmente elevado face a outros métodos mais sofisticados, constitui um bom ponto de partida para a iniciação do processo de otimização com recurso ao EPSO, dado que se trata de uma solução viável do ponto de vista do cumprimento das restrições do problema (com exceção das *ramp rates*) e possui alguma aproximação à solução ótima.

A abordagem ao problema de escalonamento pela ordem de mérito recorre à ordenação dos grupos produtores de acordo com um indicador designado de custo total por unidade de potência, dado pela seguinte expressão [3]:

$$M_i = \frac{C_i(P_{Gi}^{máx})}{P_{Gi}^{máx}} \qquad \forall i \tag{3.1}$$

Os geradores são então adicionados ao serviço pela ordem crescente do respetivo índice M_i (desde que os tempos mínimos de paragem sejam assegurados) até que a capacidade de produção permita satisfazer a carga e a reserva, sendo que a sua retirada ocorre pela ordem oposta nos períodos em que se verifique diminuição de procura. Particularmente nos períodos em que ocorre diminuição de carga, algumas regras devem ser consideradas para a retirada de serviço dos geradores. O fluxograma da figura 3.3 representa o procedimento a seguir numa situação de diminuição de carga entre dois períodos consecutivos.

A aplicação da ordem de mérito permite definir o escalonamento dos grupos produtores. No entanto, a completa caracterização da solução requer a determinação da potência a alocar a cada grupo e posterior avaliação da adaptação à função objetivo. Avaliar a adaptação da solução consiste em determinar o seu custo (de funcionamento e de transição entre estados dos grupos produtores, ao longo do horizonte de planeamento). Nesta fase, uma vez que todas as partículas partem da mesma solução inicial (resultante da ordem de mérito), não faz sentido falar em comparação entre o valor de adaptação das diferentes partículas, para determinação da melhor posição encontrada pela população, dado que só após a aplicação do operador reprodução, é que as estas divergem para localizações distintas do espaço de soluções.

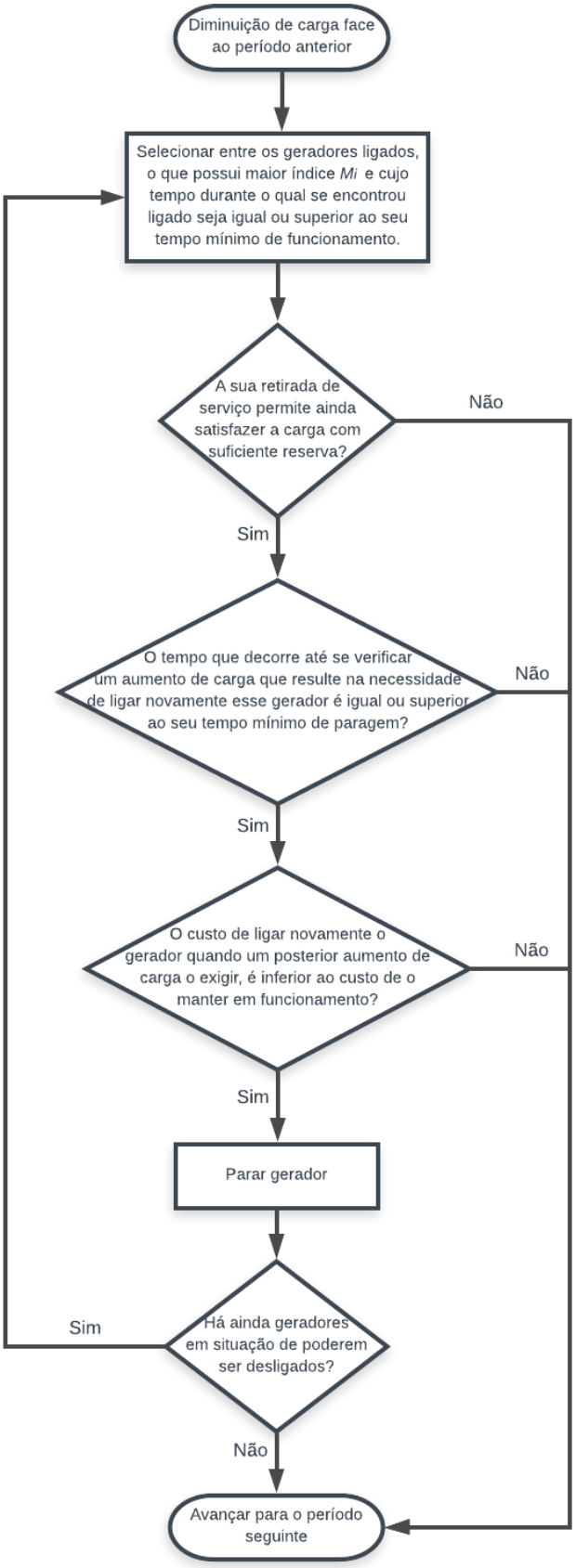


Figura 3.3 - Fluxograma relativo à paragem de geradores como consequência da diminuição de carga.

3.1.3 Parametrização do EPSO

É agora oportuno descrever a estratégia utilizada para a definição dos parâmetros do EPSO, bem como a forma como se condicionou o processo de pesquisa de novas soluções por parte das partículas, de modo a que estas pudessem progredir em direção ao potencial ponto ótimo, sem que nenhuma restrição deixasse de ser satisfeita.

Relativamente à população, estabeleceu-se uma dimensão de 10 partículas. Os pesos associados aos vetores (inércia, memória e cooperação) que compõem a equação do movimento e à perturbação do ótimo global corrente b_G, recebem valores no intervalo $[0,1]$ e são inicialmente gerados de forma aleatória, de acordo com uma distribuição uniforme. Em cada iteração, os parâmetros estratégicos relativos às partículas geradas por replicação, são sujeitos a mutação de acordo o seguinte esquema aditivo [15]:

$$\widetilde{W}_{id}^{k} = W_{id}^{k} + \sigma * \text{normrnd}(0,1) \tag{3.2}$$

onde $\widetilde{W}_{id}^{k}$ é o peso mutado, relativo ao parâmetro objeto d da partícula replicada i, que afeta o termo k da equação do movimento. À taxa de mutação σ atribuiu-se o valor $0{,}4$. A função $\text{normrnd}(0,1)$ do *MATLAB*, retorna um valor aleatório gerado a partir de uma distribuição Gaussiana com valor médio 0 e variância 1.

Para o processo de seleção das partículas ao longo das iterações, foi utilizada uma estratégia elitista, que escolhe as de melhor desempenho de entre o conjunto constituído pelas partículas originais e pelas partículas geradas por replicação. Este método de seleção, ao privilegiar soluções que apresentam melhores parâmetros objeto e consequentemente custo inferior, vai selecionando também os pesos que deram origem a deslocações com melhor desempenho, o que resulta numa adaptação benéfica dos pesos ao longo do processo iterativo [14].

Tendo em conta que as variáveis de decisão do problema de escalonamento de produção possuem natureza discreta, alusiva ao estado dos geradores, uma adaptação teve de ser feita relativamente à formulação base do EPSO, ao nível do operador reprodução. Esta adaptação consistiu na substituição da equação (2.11) por:

$$X_{id}^{novo} = round(V_{id}^{novo}) \tag{3.3}$$

onde $round()$ é uma função do *MATLAB* que permite arredondar um determinado número não inteiro para o seu inteiro mais próximo. Assim, em conjunto com a imposição de que as velocidades $V_i = (V_{i1}, V_{i2}, \dots, V_{id})$ só tomam valores no intervalo $[V_{mín}, V_{máx}]$, com $V_{mín} = 0$ e $V_{máx} = 1$, os parâmetros objeto $X_i = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{id})$ resultam necessariamente em valores binários. Note-se que, apesar de as posições iniciais terem sido geradas com recurso a uma

regra heurística (PL) que dispensa os valores das velocidades, os valores iniciais de V_i têm de ser computados, pois são necessários para a seguinte iteração. A geração das velocidades iniciais é feita aleatoriamente no intervalo $[0,1]$.

Relativamente à regra probabilística que afeta a comunicação das partículas, condicionando a inclusão do termo de cooperação na equação do movimento, esta é a seguinte [15]:

$$P_d = \begin{cases} 0, & Rnd() > p_{com} \\ 1, & Rnd() \leq p_{com} \end{cases} \tag{3.4}$$

onde p_{com} é a probabilidade de comunicação, para a qual se utilizou o valor 0,7 e P_d é uma variável binária relativa a cada parâmetro objeto d das partículas. No caso de esta receber o valor 0, o termo cooperação não é incluído na equação de movimento. Se da aplicação da regra (3.4) for atribuído o valor 1 à variável P_d, o referido termo é considerado.

O aspeto final da equação do movimento, de acordo com as regras adotadas, é então o seguinte:

$$V_{id}^{novo} = W_{id}^{i} V_{id} + W_{id}^{m}(b_{id} - X_{id}) + P_d * W_{id}^{c}(b_{Gd} + W_{id}^{G} * normrnd(0,1) - X_{id}) \tag{3.5}$$

Cada vez que é computado um novo valor de velocidade, é necessário verificar se este respeita os limites $[V_{mín}, V_{máx}]$ e corrigi-lo em caso negativo. Esta correção é feita de acordo com a expressão:

$$V_{id}^{novo} = \begin{cases} V_{máx}, & V_{id}^{novo} > V_{máx} \\ V_{mín}, & V_{id}^{novo} < V_{mín} \end{cases} \tag{3.6}$$

Relativamente à atualização do ótimo global corrente b_G, é de referir que esta é realizada de forma síncrona, o que significa que as partículas não são atraídas pela melhor solução mais recente, mas sim pela melhor solução encontrada até à iteração anterior [14].

Como critério de paragem do algoritmo estabeleceu-se que a convergência ocorre quando decorrido um determinado número máximo de iterações sem se ter verificado melhoria da solução (diminuição do custo de produção).

3.2 - Tratamento das restrições

3.2.1 Tempos mínimos de paragem e funcionamento

De modo a garantir o cumprimento da restrição relativa aos tempos mínimos de paragem e funcionamento dos grupos, recorreu-se a uma regra heurística sugerida em [22]. Sendo t_{ij} o tempo contínuo em estado *on*/*off* do gerador i no período j (que pode ser obtido através da

matriz de contagem), o estado desse gerador no período seguinte ($u_{i,j+1}$) é determinado com base na seguinte expressão:

$$u_{i,j+1}\begin{cases}1, & t_{ij} < MUT_i \ \wedge \ u_{ij} = 1 \\ 0, & t_{ij} < MDT_i \ \wedge \ u_{ij} = 0 \\ 0 \text{ ou } 1, & \text{em outros casos}\end{cases} \qquad \forall i, \forall j \tag{3.7}$$

Segundo esta regra, o gerador terá obrigatoriamente de se manter ligado na hora $j+1$ no caso de ter estado ativo no intervalo j e se o seu tempo de funcionamento contínuo até esse período for inferior a MUT_i. Se por outro lado, o gerador i tiver estado desligado na hora j e se o seu tempo contínuo de paragem até esse período for inferior a MDT_i, o gerador terá obrigatoriamente de permanecer desligado na hora $j+1$. No caso de nenhuma destas situações se verificar, significa que não há risco de desrespeitar a restrição e o estado do gerador no período seguinte poderá ser livremente determinado pelo algoritmo do EPSO através da aplicação do operador reprodução relativo às expressões (3.5) e (3.3), pela ordem indicada. Assim, a aplicação da expressão (3.7) antecede as expressões anteriores na determinação da nova posição da partícula.

3.2.2 *Ramp Rates*

A restrição relativa às taxas máximas de aceitação e deslastre de carga por parte dos geradores, foram também impostas por intermédio de um procedimento heurístico, que permite simultaneamente assegurar que a capacidade de produção é suficiente para satisfazer a carga com suficiente reserva. A solução de escalonamento decorrente da aplicação da regra (3.7) e posterior processamento através do EPSO, é seguidamente submetida ao seguinte procedimento de forma sequencial ao longo dos diversos períodos:

1. Considerando um qualquer período j, é determinada a margem que existe para realizar um aumento ou diminuição de produção face ao período anterior.
2. Se entre $j-1$ e j tiver ocorrido um aumento de carga e não existir margem para o satisfazer, é selecionado de forma aleatória um gerador que esteja em condições de ser arrancado e é adicionado ao serviço.
3. O procedimento 2 repete-se até que haja capacidade de produção suficiente para satisfazer a carga e a reserva ou até que todos os geradores disponíveis tenham sido ligados.
4. Na hipótese de ainda assim não haver possibilidade de satisfazer a procura, a solução de escalonamento é sinalizada como inválida.
5. Se ao invés de um aumento, tiver ocorrido uma diminuição de carga, é verificado se existe margem de deslastre que permita satisfazer essa diminuição. A solução é sinalizada como inválida em caso negativo.

A seleção aleatória dos grupos a serem arrancados permite que o algoritmo teste várias possibilidades ao longo do processo iterativo e não fique condicionado deterministicamente pela regra heurística imposta. O mesmo não aconteceria se, por exemplo, fosse adotada a estratégia de adicionar os gerados de acordo com ordem de mérito.

A determinação da margem de variação de produção é feita tendo em conta as características dos geradores (*ramp rates* e limites técnicos) e a alteração do estado dos grupos entre períodos consecutivos. A expressões 3.8 e 3.9 referem-se ao cálculo das margens positiva e negativa de produção, respetivamente, para o período j, tendo em consideração a produção verificada no período $j-1$:

$$\Delta max_j^+ = \sum_{i=1}^{N} \Big(\big(1 - u_{i,j-1}\big) * u_{ij} * RU_i + u_{i,j-1} * u_{ij} * \min(P_{Gi}^{máx} - P_{Gi,j-1}, RU_i) - \\ - \big(1 - u_{i,j}\big) * u_{i,j-1} * P_{Gi,j-1} \Big) \qquad \forall j \tag{3.8}$$

$$\Delta max_j^- = \sum_{i=1}^{N} \big(u_{i,j-1} * u_{ij} * \min(P_{Gi,j-1} - P_{Gi}^{mín}, RD_i) + \big(1 - u_{i,j}\big) * u_{i,j-1} * P_{Gi,j-1} - \\ - \big(1 - u_{i,j-1}\big) * u_{ij} * P_{Gi}^{mín} \big) \qquad \forall j \tag{3.9}$$

onde $\min()$ é uma função que retorna o valor mínimo entre os elementos considerados.

Atendendo à produção no período anterior $j-1$, os limites máximo e mínimo de produção para o período j são obtidos com recurso às expressões 3.10 e 3.11 respetivamente.

$$P_{Gj}^{máx} = P_{G,j-1} + \Delta max_j^+ \qquad \forall j \tag{3.10}$$

$$P_{Gj}^{mín} = P_{G,j-1} - \Delta max_j^- \qquad \forall j \tag{3.11}$$

A sinalização de uma dada solução como inválida, garante que esta não é processada pelo procedimento de otimização relativo ao cálculo do despacho económico, uma vez que, não havendo margem de produção para satisfazer a procura, não existe resultado possível para este problema que satisfaça as suas restrições. Ao custo da solução não viável é atribuído um valor elevado, que leva à sua rejeição quando confrontada com soluções de melhor desempenho.

Se porventura a aplicação da heurística relativa às *ramp rates* resultar em alteração da solução de escalonamento num dado período, pelo facto de terem sido adicionados grupos ao serviço, é obrigatório assegurar que estes permanecem ligados pelo menos durante o seu tempo mínimo de funcionamento.

É de notar que se assumiu que a paragem de um determinado grupo num dado período, só é possível se a sua produção for igual ou inferior ao à sua taxa máxima de deslastre de carga.

Resta referir que para a consideração das *ramp rates* se partiu do pressuposto que os geradores ligados na hora 0 se encontravam a produzir num ponto intermédio entre os limites mínimo e máximo de produção.

3.3 - Pré-despacho

Para perceber se uma determinada solução de escalonamento dos grupos produtores é interessante do ponto de vista do custo total de produção, é determinada uma aproximação da potência a alocar cada gerador. Isto é feito com recurso ao pré-despacho, que permite determinar a produção de gerador de forma a minimizar o custo de produção. No presente estudo utilizou-se um problema auxiliar de otimização via OPF. O que o distingue de outros métodos clássicos de despacho económico, como o método iterativo lambda, é a consideração da rede elétrica no problema, dando a garantia de que o trânsito de potências resultante da solução de despacho não excede a capacidade das linhas. A ideia central deste método, passa pela consideração da existência de um gerador fictício em cada nó da rede que possua carga associada. Isto permite que, no caso de não existir uma solução de despacho com recurso aos geradores reais que satisfaça as restrições das linhas, o método encontre uma solução alternativa com recurso aos geradores fictícios. Logicamente, uma solução que não viole a capacidade das linhas à custa de considerar produção em nós que não possuem capacidade para tal, continua a não ser válida. Não obstante, se for aplicado um fator de penalização na função objetivo para soluções que recorram a produção fictícia, o custo final deste tipo de soluções é aumentado. Como resultado, o EPSO consegue descartar as soluções de escalonamento que não permitam alimentar a carga sem que a capacidade das linhas seja violada.

Considerando um determinado intervalo j do horizonte temporal, o problema auxiliar de otimização via OPF é dado então por:

$$\min \sum_k C_k(P_{Gkj}) + M * \sum_k F_{kj} \tag{3.12}$$

Sujeito a:

$$\left|A * P_{kj}^{inj}\right| \leq C_L \qquad \forall L \tag{3.13}$$

$$P_{Gkj}^{mín} \leq P_{Gkj} \leq P_{Gkj}^{máx} \qquad \forall k \tag{3.14}$$

$$0 \leq F_{kj} \leq P_{Dkj} \qquad \forall k \tag{3.15}$$

$$\sum_k (P_{Gkj} + F_{kj}) = \sum_k P_{Dkj} \tag{3.16}$$

Considerando a expressão (3.12), relativa à função objetivo, $C_k(P_{Gkj})$ corresponde ao custo de produção do gerador real ligado ao nó k, F_{kj} é a produção do gerador fictício ligado ao nó k

e M é o fator de penalização que multiplica pela produção atribuída ao conjunto dos geradores fictícios.

Na restrição de desigualdade (3.13), A diz respeito à matriz de sensibilidades, P_{kj}^{inj} é a potência injetada no nó k e C_L é a capacidade da linha de transmissão L. Note-se que a potência injetada em cada barramento é dada por:

$$P_{kj}^{inj} = P_{Gkj} - P_{Dkj} + F_{kj} \qquad \forall k \tag{3.17}$$

onde P_{Dkj} é a carga relativa ao nó k.

O produto da matriz de sensibilidades pelas potências injetadas nos barramentos resulta no trânsito de potências nas linhas. Assim, esta restrição garante que não existe violação da capacidade das linhas em ambos os sentidos do fluxo.

A restrição (3.14) garante que os limites de produção dos geradores reais são respeitados. É importante destacar que estes limites de produção são dados pelas seguintes expressões:

$$P_{Gkj}^{máx} = \min\left(P_{Gk}^{máx},\ P_{Gk,j-1} + RU_k\right) \qquad \forall k \tag{3.18}$$

$$P_{Gkj}^{mín} = \max\left(P_{Gk}^{mín},\ P_{Gk,j-1} - RD_k\right) \qquad \forall k \tag{3.19}$$

Para os geradores fictícios, é considerado que o seu limite mínimo de produção é zero e que no máximo poderão produzir o valor correspondente à carga do respetivo nó. Isto é garantido pela restrição (3.15). Nos nós que não possuem carga, não se considera a existência de gerador fictício.

Finalmente, a restrição (3.16) diz respeito ao equilíbrio entre produção e consumo, assegurando que a produção total dos geradores reais e fictícios é igual à carga total. Dado que se utilizou o modelo linearizado do trânsito de potências, não se consideram as perdas de energia no cálculo do pré-despacho.

Para resolver o pré-despacho foi utilizada a função *quadprog* disponibilizada no *MATLAB*. Esta função permite resolver problemas de otimização na forma:

$$\min_x \frac{1}{2} x^T H x + f^T x \text{ such that } \begin{cases} A \cdot x \leq b, \\ Aeq \cdot x = beq, \\ lb \leq x \leq ub. \end{cases}$$

Figura 3.4 – Estrutura dos problemas de otimização da função *quadprog* do *MATLAB* [24].

De acordo com a abordagem *Solver-Based*, o problema de otimização pode ser contruído com recurso a matrizes. Relativamente à estrutura da função objetivo, é de notar que [24]:

- x^T corresponde ao vetor transposto relativo às variáveis de decisão, que multiplica pela matriz H (que diz respeito às constantes dos termos quadráticos da função objetivo) e novamente pelo vetor linha x.
- $f^T x$ representa a multiplicação do vetor transposto de f (que contém as constantes associadas aos termos lineares da função objetivo) pelo vetor x.

Por sua vez, para a definição das restrições do problema, tem-se que:

- A é uma matriz na qual o número de linhas é igual ao número de restrições de desigualdade e o número colunas é igual ao número de variáveis de decisão (n). Por sua vez, b é um vetor de tamanho n.
- Aeq é uma matriz com número de linhas igual ao número de restrições de igualdade e n colunas, sendo b igualmente um vetor de tamanho n.
- lb e ub são também vetores de tamanho n, que correspondem aos limites inferiores e superiores das variáveis de decisão, respetivamente.

3.4 - Tratamento da incerteza das cargas

Para o tratamento da incerteza das cargas foram ponderados dois aspetos. O primeiro relaciona-se com a eventualidade de se verificarem níveis de consumo para os quais não exista capacidade de resposta. Uma situação desta natureza pode ocorrer no caso de, entre dois períodos subsequentes, se verificar um aumento ou diminuição de carga, dentro do intervalo de incerteza, cujos grupos produtores escalados não permitam satisfazer (devido aos seus limites de produção ou *ramp rates*).

Para precaver os cenários deste tipo, é necessário que, sendo $\left[P_{Dj}^{a1},\ P_{Dj}^{a2},\ P_{Dj}^{a3}\right]$ um número difuso triangular que representa a incerteza da carga, se verifique o seguinte:

$$P_{Gj}^{máx} \geq P_{Dj}^{a3} \qquad \forall j \tag{3.20}$$

$$P_{Gj}^{mín} \leq P_{Dj}^{a1} \qquad \forall j \tag{3.21}$$

A satisfação das condições (3.20) e (3.21) foi assegurada pelo procedimento heurístico que se utilizou para cumprir a restrição das *ramp rates* (abordado anteriormente neste capítulo), através da imposição de que as margens de aumento ou diminuição de carga têm que ser amplas o suficiente para corresponder à incerteza, em todos os períodos.

Segue-se a descrição do segundo aspeto a ter em consideração como consequência da incerteza.

Ao contrário da versão determinística do SCUC, que considera, para cada intervalo, um trânsito de potências único, a incerteza relativamente às potências injetadas nos nós,

consequente da incerteza das cargas, resulta num sem-número de possibilidades de trânsitos de potências. De forma a assegurar que, para um determinado índice de risco, não exista violação dos limites das linhas, é necessário ter em conta os piores cenários de trânsito de potências. Estes cenários são determinados com recurso ao problema de otimização do trânsito de potências difuso simétrico.

Embora o propósito do presente trabalho seja principalmente a consideração da incerteza das cargas no problema do SCUC, partindo do pressuposto que existe também alguma indefinição quanto aos valores de produção, foi também assumido um intervalo de incerteza relativamente à produção a alocar a cada gerador. Assim sendo, para os conjuntos difusos das produções em cada barramento, considerou-se um intervalo Δ em torno dos valores centrais (despacho da solução determinística), respeitando simultaneamente os limites técnicos dos grupos produtores, isto é:

$$\widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{Gkj}}^{\mathrm{a1}} = \max\left(\widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{Gkj}}^{\mathrm{a2}} * (1-\Delta),\ \mathrm{P}_{\mathrm{Gk}}^{\min},\ \widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{Gk,j-1}}^{\mathrm{a3}} - \mathrm{RD_k}\right) \qquad \forall \mathrm{k}, \forall \mathrm{j} \tag{3.22}$$

$$\widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{Gkj}}^{\mathrm{a3}} = \min(\widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{Gkj}}^{\mathrm{a2}} * (1+\Delta),\ \mathrm{P}_{\mathrm{Gk}}^{\max}, \widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{Gk,j-1}}^{\mathrm{a1}} + \mathrm{RU_k}) \qquad \forall \mathrm{k}, \forall \mathrm{j} \tag{3.23}$$

Note-se que, de forma a assegurar as taxas máximas de aceitação e deslastre de carga, o valor mínimo do intervalo de incerteza relativo à produção do gerador ligado ao nó k para a hora j, tem de ser igual ou superior ao valor máximo do intervalo relativo ao período anterior, subtraído de $\mathrm{RD_k}$. Da mesma forma, o valor máximo em j tem de ser inferior ou igual ao valor mínimo em $\mathrm{j}-1$, somado de $\mathrm{RU_k}$.

Posto isto, sendo $[\mathrm{p1},\ \mathrm{p2},\ \mathrm{p3}]$ o intervalo de incerteza relativo à produção do grupo ligado ao nó k e $[\mathrm{c1},\ \mathrm{c2},\ \mathrm{c3}]$ o intervalo de incerteza da carga associada a esse nó, ambos representados por números difusos triangulares, o intervalo difuso das potências injetadas $\widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{k}}^{\mathrm{inj}}$ é determinado aplicando a seguinte operação de subtração de acordo com a aritmética difusa [17]:

$$\widetilde{\mathrm{P}}_{\mathrm{k}}^{\mathrm{inj}} = [\mathrm{p1},\mathrm{p2},\mathrm{p3}] - [\mathrm{c1},\mathrm{c2},\mathrm{c3}] = [(\mathrm{p1}-\mathrm{c3}),(\mathrm{p2}-\mathrm{c2}),(\mathrm{p3}-\mathrm{c1})] \qquad \forall \mathrm{k} \tag{3.24}$$

A resolução do problema de otimização do FPF simétrico foi efetuada com recurso à ferramenta de otimização *linprog* do *software MATLAB*. Esta função de programação linear permite resolver problemas de otimização na forma [25]:

$$\min_{x} f^{T}x \text{ such that } \begin{cases} A \cdot x \leq b, \\ Aeq \cdot x = beq, \\ lb \leq x \leq ub. \end{cases}$$

Figura 3.5 - Estrutura dos problemas de otimização da função *linprog* do *MATLAB* [25].

O significado das variáveis da função *linprog* segue a mesma lógica do que já foi referido anteriormente para a *quadprog*.

3.5 - Redespacho de produção

Dispondo do trânsito de potências caracterizado ao nível da incerteza, isto é, conhecendo os seus valores difusos, é possível perceber se existe ou não risco de violar a capacidade das linhas. No caso de existir risco, é necessário extingui-lo, ou pelo menos reduzi-lo o quanto possível. Isto pode ser feito através da aplicação de modelos de redespacho, que consistem em alterar a produção dos geradores, ou se necessário, alterar também a sua escala de serviço, de modo a garantir que, para um determinado índice de risco, não ocorrem situações de congestionamento na rede. Naturalmente que a alteração do esquema de produção, anteriormente obtido com recurso a um problema de otimização cujo objetivo consistiu na minimização do seu custo, provocará um aumento do mesmo. No entanto, se uma metodologia de redespacho não for utilizada, não resta outra alternativa para além do corte da carga necessária de modo a que os limites das linhas não sejam excedidos. Este corte de carga significa a não satisfação das necessidades de energia elétrica por parte do consumidor, o que se traduz em degradação da qualidade de serviço prestada pelo sistema elétrico. Cabe então ao Agente de Decisão estabelecer um compromisso entre o acréscimo no custo de produção como resultado do redespacho e o nível de risco a admitir para uma situação de corte de carga.

Apresentam-se a seguir os modelos de redespacho, adaptados a partir de [26], que consistem em problemas de otimização que visam a minimização da diferença entre o despacho final e inicial de cada gerador, garantindo a obtenção do nível de risco máximo $\mathrm{R_{max}}$ definido pelo Agente de Decisão.

Mais uma vez se recorreu à função *linprog* para resolver os problemas de otimização relativos as modelos de redespacho.

3.5.1 Modelo de redespacho 1 – Sem alteração da escala de serviço

A alteração de produção através do modelo de redespacho 1 permite apenas atuar sobre os geradores que se encontram em serviço. A sua formulação é a seguinte:

$$\min \sum_{k}^{N} \Delta P_{Gk}^{+} + \Delta P_{Gk}^{-} \tag{3.25}$$

Sujeito a:

$$\Delta P_{Gk}^{+} \geq 0 \qquad \forall k \tag{3.26}$$

$$\Delta P_{Gk}^{-} \geq 0 \qquad \forall k \tag{3.27}$$

$$\widetilde{P}_k^{inj} = \widetilde{P}_{Gk} + (\Delta P_{Gk}^{+} - \Delta P_{Gk}^{-}) - \widetilde{P}_{Dk} \qquad \forall k \tag{3.28}$$

$$\left[\widetilde{P}_L\right] = [A]^{+}.\left[\widetilde{P}^{inj}\right]^{+} + [A]^{-}.\left[\widetilde{P}^{inj}\right]^{-} \tag{3.29}$$

$$P_L^{a3}.(1 - R_{max}) + R_{max}.P_L^{a2} \leq C_L \qquad \forall L \tag{3.30}$$

$$P_L^{a1}.(R_{max} - 1) - R_{max}.P_L^{a2} \leq C_L \qquad \forall L \tag{3.31}$$

$$\sum_k^N P_k^{inj,a2} = 0 \tag{3.32}$$

As variáveis ΔP_{Gk}^{+} e ΔP_{Gk}^{-} correspondem, respetivamente, ao acréscimo e redução de produção no gerador ligado ao nó k. Para um dado nó, apenas uma destas variáveis de redespacho pode assumir um valor diferente de 0, uma vez que não é possível ocorrer simultaneamente aumento e diminuição de produção no mesmo gerador. Os valores difusos da potência injetada, da produção e da carga, relativos ao nó k, representam-se respetivamente pelas variáveis $\widetilde{P}_k^{inj}$, $\widetilde{P}_{Gk}$ e $\widetilde{P}_{Dk}$. Para uma linha L, P_L^{a1} e P_L^{a3} são os valores extremos inferior e superior do trânsito de potências difuso, P_L^{a2} é o valor central e C_L é capacidade da linha. Por último, $P_k^{inj,a2}$ é o valor central da potência injetada no nó k.

A expressão 3.28 diz respeito ao cálculo dos valores difusos das potências injetadas nos nós como consequência do redespacho. A expressão 3.29 permite calcular o trânsito de potências difuso DC de acordo com a lógica da metodologia explanada no capítulo 2, relativa ao modelo incremental. A garantia de que o limite das linhas não é ultrapassado, para o índice de risco estipulado, é dada pelas restrições 3.30 e 3.31. Outro aspeto a ter em conta é o equilíbrio entre produção e consumo, que é assegurado em 3.32, pela imposição de que o somatório dos valores centrais das potências injetadas difusas seja nulo.

A formulação apresentada não foi desenvolvida no contexto de um problema de SCUC, pelo que foi necessária a implementação de restrições adicionais para os limites superiores das variáveis de redespacho, tendo em conta, nomeadamente, as *ramp rates*:

$$\Delta P_{Gkj}^{+} \leq \min\left(P_{Gk}^{max} - \widetilde{P}_{Gkj}^{a3},\ RU_k - (\widetilde{P}_{Gkj}^{a3} - \widetilde{P}_{Gk,j-1}^{a1})\right) \qquad \forall k, \forall j \tag{3.33}$$

$$\Delta P_{Gkj}^{-} \leq \min\left(\widetilde{P}_{Gkj}^{a1} - P_{Gk}^{min},\ RD_k - \left(\widetilde{P}_{Gk,j-1}^{a3} - \widetilde{P}_{Gkj}^{a1}\right)\right) \qquad \forall k, \forall j \tag{3.34}$$

onde RU_k, RD_k representam as taxas máximas de tomada e deslastre de potência, $\widetilde{P}_{Gk}^{a1}$ e $\widetilde{P}_{Gk}^{a3}$ representam os valores extremos inferior e superior do intervalo difuso da produção no nó k, respetivamente, e P_{Gk}^{j-1} corresponde à produção do gerador do nó k no período anterior $j-1$.

O aumento de produção no gerador k como consequência do redespacho, é limitado pela restrição (3.33) ao valor mínimo entre diferença do seu limite máximo de potência pelo seu

valor atual de produção e a sua taxa máxima de tomada de carga. Note-se que, no caso de o gerador ter aumentado a produção no período j face ao período anterior $j-1$, esse aumento é subtraído a RU_k. Por outro lado, se tiver ocorrido uma diminuição de produção entre os dois períodos, a taxa máxima de tomada de carga a ter em consideração para o redespacho é somada ao valor dessa diminuição.

No caso de o redespacho resultar numa diminuição de potência no gerador k, essa diminuição é restringida em (3.34), ao valor mínimo entre a diferença da produção atual desse gerador pelo seu limite mínimo de produção e a taxa máxima para o deslastre de carga desse gerador. Seguindo a mesma lógica anterior, se entre o período $j-1$ e j tiver ocorrido aumento de produção no gerador k, a taxa máxima de deslastre de carga RD_k é aumentada desse valor. Se tiver ocorrido uma diminuição de produção entre esses períodos, essa diminuição é subtraída a RD_k.

Às variáveis de redespacho relativas a nós aos quais não existe nenhum gerador ligado, ou associadas a geradores que não se encontram na escala de serviço, é atribuído um valor nulo.

O que se pretende com a aplicação do redespacho é que, para qualquer combinação de potências injetadas nos nós, tendo em consideração o novo intervalo difuso $\widetilde{P}_k^{inj}$, não seja possível ocorrer um trânsito de potências que se traduza num risco de congestionamento superior a R_{max}.

É importante notar que a formulação do redespacho se baseia no modelo de trânsito de potências difuso incremental, que considera valores mais pessimistas comparativamente com os que se obtêm pela resolução do problema de otimização enunciado relativo ao trânsito de potências difuso simétrico. Assim sendo, aplicou-se um fator de adaptação que molda a capacidade das linhas (C_L) de acordo com a diferença entre o trânsito máximo que se obtém para cada um dos métodos. O fator de adaptação é o seguinte:

$$C_L^{corrigida} = \frac{P_L^{max}(incremental) * C_L}{P_L^{max}(simétrico)} \qquad \forall L \tag{3.35}$$

3.5.2 Modelo de redespacho 2 – Com alteração da escala de serviço

O modelo de redespacho 2 é semelhante ao modelo anteriormente enunciado, com a diferença de que permite que sejam adicionados geradores ao serviço, o que representa um acréscimo de complexidade e exige a inclusão de mais restrições no problema. Porém, tem a vantagem de resultar numa maior flexibilidade de adaptação das produções de forma a cumprir os limites das linhas.

Neste modelo, deixa de ser imposto valor nulo à variável de redespacho (ΔP_{Gk}^{+}) associada aos geradores que não fazem parte da escala de serviço. No entanto, é necessário satisfazer a restrição relativa às taxas máximas de aceitação de carga. Outro aspeto a ter em conta são os

tempos mínimos de paragem dos grupos produtores. A garantia de que ambas estas restrições são asseguradas, é dada pela seguinte expressão:

$$\Delta P_{Gkj}^{+} = \begin{cases} 0, & T_{k,j-1}^{OFF} < MDT_k \\ RU_k, & T_{i,j-1}^{OFF} \geq MDT_k \end{cases} \qquad \forall k, \forall j \tag{3.36}$$

A restrição (3.36) só permite que um dado gerador ligado ao nó k seja arrancado num período j como resultado do redespacho, se o tempo durante o qual este esteve desligado até ao período anterior, tiver sido superior ou igual ao seu tempo mínimo de paragem. No caso de essa condição se verificar, o limite máximo de produção do referido gerador no período j é imposto por RU_k.

Para além do tempo mínimo de paragem, também o tempo mínimo de funcionamento é uma condicionante. Tendo em conta que o gerador adicionado na hora j possui um tempo mínimo de funcionamento a respeitar, este gerador terá de se manter ligado pelo menos até ao período $j + MUT_k$. Isto obriga a que sejam feitas alterações ao nível do escalonamento para períodos futuros. Como o processo do redespacho é feito sequencialmente, período a período, a partir do momento em que são efetuadas modificações no esquema de produção, como consequência do redespacho no período j, o pré-despacho relativo aos períodos seguintes, anteriormente determinado com recurso ao problema auxiliar de otimização via OPF, passa a ser inadequado. Isto acontece porque o despacho pode deixar de satisfazer as restrições ou passar a não ser concordante com a nova escala de serviço.

Para contornar este quadro, é necessário incluir o cálculo do pré-despacho económico no processo do redespacho, de acordo com o encadeamento esquematizado no fluxograma da figura 3.6.

Mesmo com a implementação de todas as restrições já referidas, há ainda um cenário a ter em consideração relativamente ao modelo 2 de redespacho. A restrição (3.36) impõe o limite máximo de produção que um gerador pode assumir quando é ligado por via do redespacho. No entanto, até agora, o limite inferior da variável de redespacho ΔP_{Gk}^{+} apenas se estabeleceu como maior ou igual a zero. Isto dá margem ao problema de otimização do redespacho para definir valores de produção para estes geradores abaixo do seu limite mínimo, o que não é exequível. Esta situação não pode ser contornada pela imposição prévia de que a produção dos geradores seja superior ou igual ao seu limite mínimo de produção, porque isto forçaria o redespacho a accionar todos os grupos. Assim, a resolução passou pela implemementação da medida corretiva representada pelo fluxograma da figura 3.7. Verificada uma situação em que, como resultado do redespacho, um gerador seja ativado e a produção a ele alocada seja inferior ao seu limite mínimo de produção, a medida corretiva passa pela imposição de que a variável de redespacho $\Delta P_{k,j}^{+}$ associada a esse gerador tome valores superiores ou iguais a esse limite. Após esta alteração é resolvido novamente o redespacho.

No caso de mais do que um gerador se encontrar na situação de incumprimento referida, é selecionado o grupo mais barato para ser ativado (segundo o princípio da ordem de mérito), enquanto que os restantes se mantém desligados como resultado da imposição de $\Delta P_{k,j}^{+} = 0$. A utilização deste método foi motivada pelo pressuposto de que quanto maior for a alteração efetuada sobre a solução base do SCUC, maior será o acréscimo no custo total de produção, o que não é desejável. No entanto, o arranque de apenas um dos grupos pode não ser suficiente para alcançar o índice de risco pretendido. Nesse caso, vão sendo selecionados os restantes geradores cujo arranque havia sido sugerido pelo redespacho, segundo a mesma ordem.

A figura 3.6 representa o fluxograma relativo ao processo sequencial do modelo de redespacho 2 ao longo do intervalo temporal de planeamento.

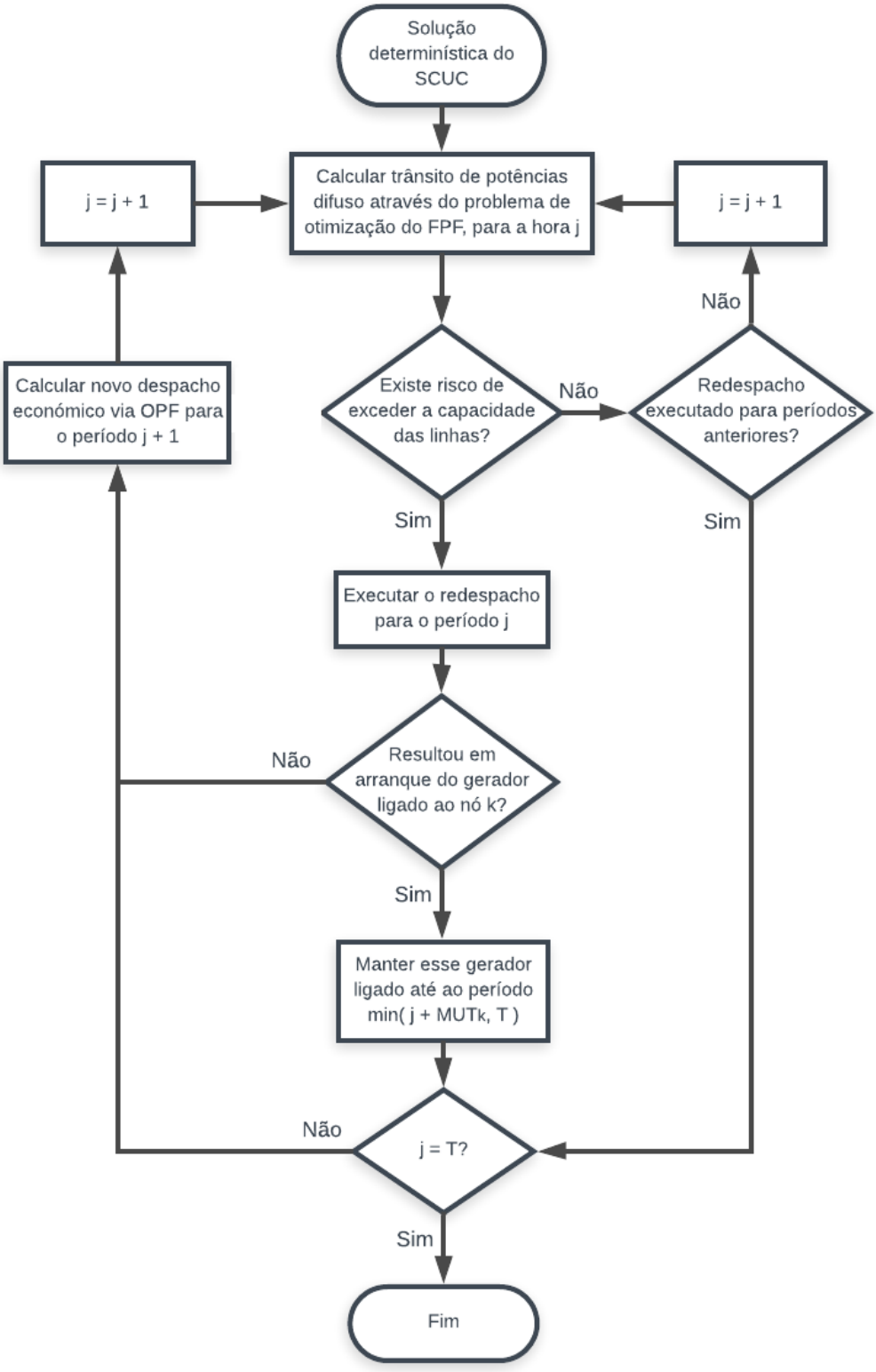


Figura 3.6 - Fluxograma relativo ao procedimento sequencial do modelo de redespacho 2.

No fluxograma da figura 3.7, representa-se a medida corretiva aplicada aos casos em que se adicionam geradores ao seviço com valores de produção estipulados inferiores aos seus limites mínimos de produção.

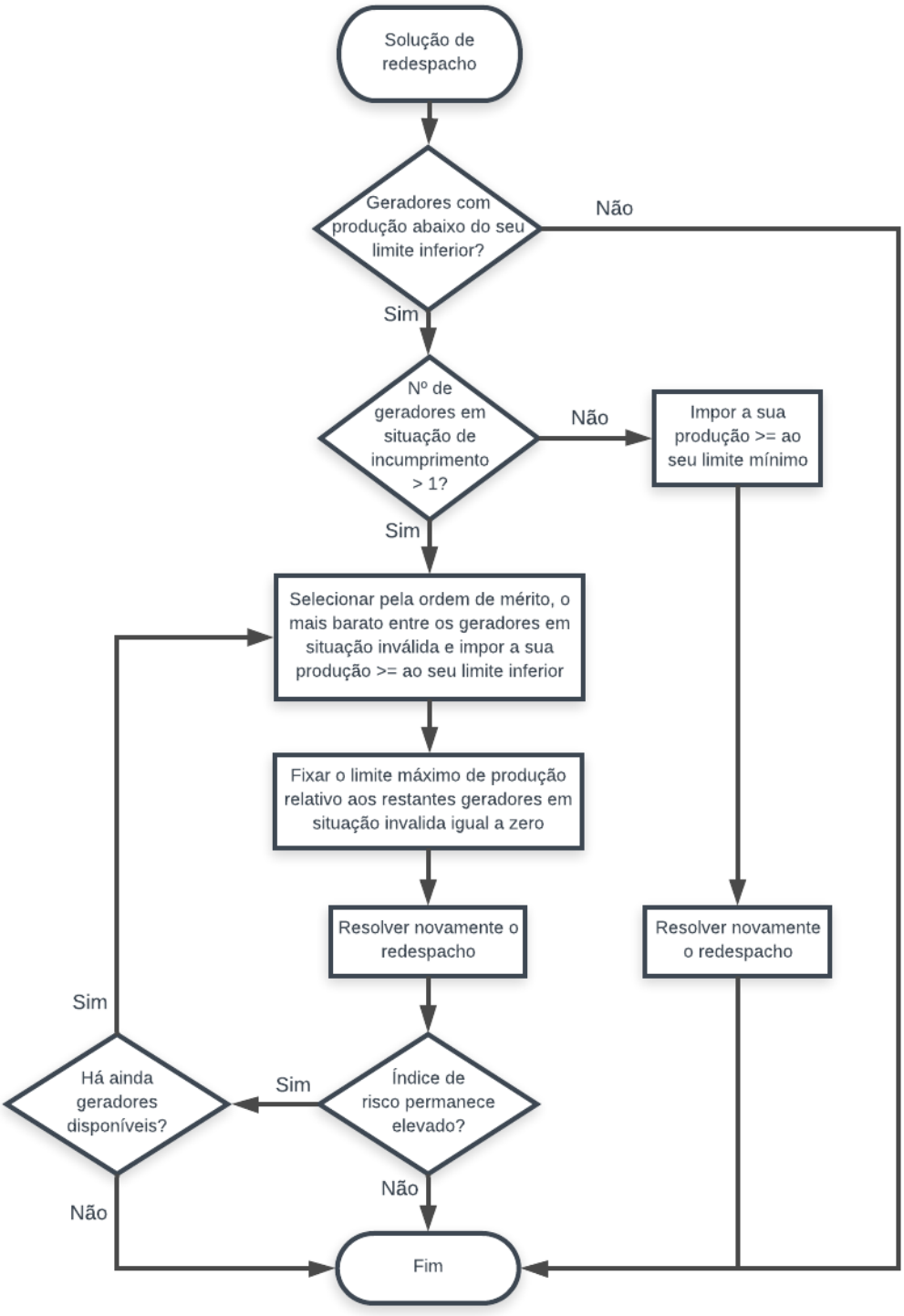


Figura 3.7 - Fluxograma correspondente à medida corretiva para satisfação dos limites mínimos de produção geradores.

Uma vez que não se dispõe *a priori* de informação sobre o valor apropriado a atribuir ao índice de risco máximo, para efeito de execução do redespacho, o processo inicia-se para $R_{max} = 0$. Caso não exista solução de redespacho para o índice de risco definido, o redespacho é novamente realizado para um índice de risco incrementado, processo que se repete de forma automática e sucessiva até que uma solução exequível seja encontrada.

Resta ainda fazer uma observação relativamente ao tema redespacho, sobre um outro aspeto que poderia ter sido considerado nos modelos anteriormente descritos, mas que se optou por não o fazer devido à sua complexidade não justificada. Se como resultado do redespacho, um gerador ligado ao nó k fosse sujeito a uma diminuição de produção num período j que o colocasse a produzir abaixo do seu limite mínimo de produção (o que não seria válido), ou se toda a sua produção fosse retirada, o gerador teria de ser desligado, no caso de não existir incompatibilidade com a restrição relativa ao seu tempo mínimo de funcionamento. A retirada deste gerador de serviço, implicaria que ele permanecesse desligado também nos períodos subsequentes até $j + MDT_k$, por forma a satisfazer a restrição relativa ao seu tempo mínimo de paragem. Isto obrigaria a uma excessiva reconfiguração da solução do SCUC em termos de escalonamento e despacho, o que complicaria demasiado o processo sem garantia de resultar em redução do risco de congestionamento. Ao invés disto, de acordo com a restrição (3.34), foi imposto que o redespacho, no limite, diminui a produção de um dado gerador até ao seu mínimo admissível.

Capítulo 4

Apresentação e Análise de Resultados

De acordo com a metodologia descrita no capítulo 3, desenvolveu-se uma ferramenta computacional em *MATLAB*. Neste capítulo são demonstrados os resultados da aplicação da metodologia a dois casos de estudo. O primeiro caso é referente à resolução de um problema no contexto do UC, com a finalidade de validar resultados. No segundo caso é realizado um estudo mais abrangente, para um sistema de teste diferente, iniciando-se com uma situação A, na qual é novamente solucionado o UC, uma situação B, na qual é solucionado o SCUC determinístico, e finalmente as situações C e D, nas quais é considerada a incerteza das cargas e são aplicados os modelos de redespacho 1 e 2, respetivamente.

4.1 - Caso de estudo 1: validação do UC

O estudo levado a cabo no presente trabalho exigiu, numa primeira fase, o desenvolvimento de uma metodologia capaz de solucionar o problema do escalonamento dos grupos produtores, de forma eficaz e célere. Para atestar a aptidão da metodologia, esta foi inicialmente aplicada num contexto de UC a um sistema de teste constituído por 10 grupos produtores e considerando um horizonte temporal de 24 horas, dividido em períodos de 1 hora. A razão por detrás da escolha do referido sistema prende-se com o facto de este ter sido largamente utilizado por diversos autores no âmbito deste problema, o que permite dispor de termo de comparação para os resultados obtidos. Os dados relativos a esse sistema foram recolhidos de [11].

4.1.1 Sistema de teste para o estudo do UC

Os coeficientes da função de custo dos grupos produtores, os seus custos de arranque e os tempos de paragem a partir dos quais se considera que o arranque é efetuado a frio, apresentam-se na tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Coeficientes de custo funcionamento, custos de arranque a frio e quente e tempos de arranque a frio dos geradores, relativos ao primeiro sistema de teste.

Gerador	a ($/h)	b ($/MWh)	c ($/(MW)^2 * h)	Custo de arranque ($)		Tempo de arranque a frio (h)
				Frio	Quente	
1	1000	16,19	0,00048	9000	4500	5
2	970	17,26	0,00031	10000	5000	5
3	700	16,60	0,00200	1100	550	4
4	680	16,50	0,00211	1120	560	4
5	450	19,70	0,00398	1800	900	4
6	370	22,26	0,00712	340	170	2
7	480	27,74	0,00079	520	260	2
8	660	25,92	0,00413	60	30	0
9	665	27,27	0,00222	60	30	0
10	670	27,79	0,00173	60	30	0

A tabela 4.2 contém a restante informação necessária relativa aos geradores, nomeadamente o estado inicial (ligado ou desligado) em que estes se encontravam anteriormente ao início do horizonte de planeamento em estudo (bem como o tempo de permanência nesse estado), os tempos mínimos de paragem e funcionamento, e os seus limites de produção.

Tabela 4.2 - Características técnicas dos geradores, relativas ao primeiro sistema de teste.

Gerador	Est. inicial (h)	MDT (h)	MUT (h)	Pmáx. (MW)	Pmín. (MW)
1	8	8	8	455	150
2	8	8	8	455	150
3	-5	5	5	130	20
4	-5	5	5	130	20
5	-6	6	6	162	25
6	-3	3	3	80	20
7	-3	3	3	85	25
8	-1	1	1	55	10
9	-1	1	1	55	10
10	-1	1	1	55	10

Relativamente ao perfil dos consumos para as 24 horas consideradas, este é apresentado na tabela 4.3. É também de referir que foi considerada uma reserva de 10% relativamente ao valor da carga para cada hora.

Tabela 4.3 - Requisitos de carga para o caso de estudo 1.

Hora	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Carga (**MW**)	700	750	850	950	1000	1100	1150	1200	1300	1400	1450	1500
Hora	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Carga (**MW**)	1400	1300	1200	1050	1000	1100	1200	1400	1300	1100	900	800

4.1.2 Solução do UC

Dada a natureza estocástica do algoritmo utilizado para a resolução do problema, foram efetuadas 10 corridas de forma avaliar a sua robustez. Como critério de convergência, estabeleceu-se um limite de 1500 gerações sem ocorrer descoberta de uma nova solução de melhor desempenho. Na tabela 4.4 apresentam-se os resultados computacionais para o conjunto dos testes efetuados.

Tabela 4.4 - Resultados computacionais do UC para 10 corridas.

Melhor solução	**Pior solução**	**Média**	**Desvio padrão**	**Desvio percentual**
565827,62 $	567464,03 $	566604,09 $	490,64 $	0,09 %

Em [11] é feita referência à solução do mesmo problema com recurso a métodos determinísticos como DP e LR, tendo também sido utilizado um algoritmo genético. A solução ótima que se reporta no referido artigo, coincide com a melhor solução obtida no presente trabalho, pelo que se pode depreender que a metodologia aqui desenvolvida possui aptidão para cumprir os objetivos a que se propõe. É ainda de referir que a melhor solução no contexto do problema do UC, foi obtida ao fim de 1510 iterações. A melhor solução apresenta-se em anexo na tabela A.1 e inclui o custo de operação e de transição de estado, o despacho atribuído a cada grupo produtor e a reserva girante para cada período, bem como o custo total de produção.

4.2 - Caso de estudo 2: SCUC com cargas difusas

No caso de estudo 2 pretende-se essencialmente encontrar uma solução robusta para o SCUC, passando a considerar-se a rede elétrica, de forma a analisar a possibilidade de ocorrência de situações de sobrecarga e o impacto da incerteza das cargas.

4.2.1 Sistema de teste para o estudo do SCUC

Para efetuar o estudo do SCUC, recorreu-se a um novo sistema de teste adaptado do modelo de 30 barramentos do IEEE, apresentado em [2]. O sistema elétrico referido é constituído

fundamentalmente por 9 grupos produtores, 41 linhas e um total de 30 nós, dos quais 21 possuem consumo associado. As características relativas aos custos de funcionamento e arranque dos grupos produtores apresentam-se na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Coeficientes de custo funcionamento e custo de arranque dos geradores para o caso de estudo 2.

Gerador	$\mathbf{a}$ $(\$/\mathbf{h})$	$\mathbf{b}$ $(\$/\mathbf{MWh})$	$\mathbf{c}$ $(\$/(\mathbf{MW})^2 * \mathbf{h})$	Custo de arranque $(\$)$		Tempo de arranque a frio $(\mathbf{h})$
				Frio	Quente	
1	187,364	49,327	0,0243	70	140	4
2	128,820	39,889	0,0163	30	60	2
3	118,820	37,889	0,0143	30	60	2
4	218,335	18,100	0,0061	100	200	4
5	81,298	13,353	0,0089	80	160	4
6	81,136	13,327	0,0087	80	160	4
7	142,734	10,694	0,0046	200	400	6
8	287,136	19,327	0,0103	95	190	4
9	230,000	18,300	0,0071	90	180	4

Na tabela 4.6 consta a restante informação relativa aos geradores, nomeadamente o nó da rede ao qual cada um deles se encontra ligado, os estados iniciais, os tempos mínimos de paragem e funcionamento, e os limites de produção. É de notar que este sistema de teste considera taxas máximas de aceitação e deslastre de carga para os grupos produtores.

Tabela 4.6 - Características técnicas dos geradores para o caso de estudo 2.

Gerador	Nó	Est. inicial $(\mathbf{h})$	MDT $(\mathbf{h})$	MUT $(\mathbf{h})$	Pmáx. $(\mathbf{MW})$	Pmín. $(\mathbf{MW})$	*Ramp up* $(\mathbf{MW.h^{-1}})$	*Ramp down* $(\mathbf{MW.h^{-1}})$
1	30	30	3	2	20	10	20	20
2	24	24	1	1	20	5	20	20
3	11	11	1	1	20	5	20	20
4	2	2	4	2	80	10	40	40
5	8	8	3	2	50	10	25	25
6	5	5	3	2	50	10	25	25
7	1	1	5	3	100	20	50	50
8	13	13	4	2	70	10	35	35
9	15	15	4	2	60	10	30	30

Os valores de carga para o horizonte temporal de 24 horas apresentam-se na tabela 4.7. Note-se que nesta fase passou a considerar-se uma reserva girante de 5% relativamente às cargas.

Tabela 4.7 - Requisitos de carga para o caso de estudo 2.

Hora	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Carga (MW)	165	176	199	221	232	255	266	277	300	322	334	345
Hora	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Carga (MW)	322	300	277	244	232	255	277	322	300	255	210	187

O estudo do trânsito de potências carece do conhecimento da produção e do consumo em cada nó, para o cálculo das potências injetadas. A distribuição percentual da carga total pelos barramentos apresenta-se na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Distribuição percentual da carga pelos nós.

Nó	**Carga** (%)	**Nó**	**Carga** (%)	**Nó**	**Carga** (%)
1	-	**11**	-	**21**	0,06
2	0,08	**12**	0,04	**22**	-
3	0,01	**13**	-	**23**	0,01
4	0,03	**14**	0,02	**24**	0,03
5	0,33	**15**	0,03	**25**	-
6	-	**16**	0,01	**26**	0,01
7	0,08	**17**	0,03	**27**	-
8	0,11	**18**	0,01	**28**	-
9	-	**19**	0,03	**29**	0,01
10	0,02	**20**	0,01	**30**	0,04

O diagrama unifilar da rede apresenta-se na figura 4.1.

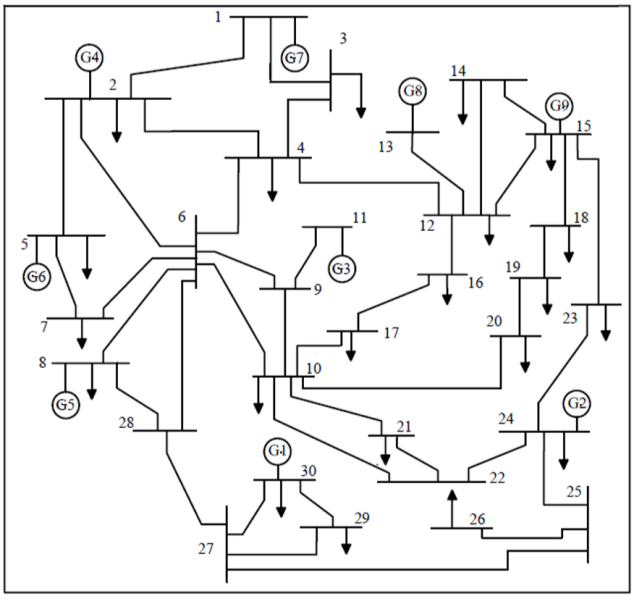


Figura 4.1 - Diagrama unifilar da rede em estudo [27].

No que concerne às linhas de transmissão, interessa saber o nó de origem e destino, a reactância e a sua capacidade relativa ao trânsito de potência ativa. Esta informação encontra-se tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Características das linhas de transmissão.

Linha	Nó		Reactância (p.u.)	Trânsito máximo (MW)	Linha	Nó		Reactância (p.u.)	Trânsito máximo (MW)
	de	para				de	para		
1	1	2	0,0575	30	**22**	15	18	0,2185	16
2	1	3	0,1852	30	**23**	18	19	0,1292	16
3	2	4	0,1737	30	**24**	19	20	0,0680	32
4	3	4	0,0379	30	**25**	10	20	0,2090	32
5	2	5	0,1983	30	**26**	10	17	0,0845	32
6	2	6	0,1763	30	**27**	10	21	0,0749	30
7	4	6	0,0414	30	**28**	10	22	0,1499	30
8	5	7	0,1160	30	**29**	21	22	0,0236	30
9	6	7	0,0820	30	**30**	15	23	0,2020	16
10	6	8	0,0420	30	**31**	22	24	0,1790	30
11	6	9	0,2080	30	**32**	23	24	0,2700	16
12	6	10	0,5560	30	**33**	24	25	0,3292	30
13	9	11	0,2080	30	**34**	25	26	0,3800	30
14	9	10	0,1100	30	**35**	25	27	0,2087	30
15	4	12	0,2560	65	**36**	28	27	0,3960	30
16	12	13	0,1400	65	**37**	27	29	0,4153	30
17	12	14	0,2559	32	**38**	27	30	0,6027	30
18	12	15	0,1304	32	**39**	29	30	0,4533	30
19	12	16	0,1987	32	**40**	8	28	0,2000	30
20	14	15	0,1997	16	**41**	6	28	0,0599	30
21	16	17	0,1932	16					

4.2.2 Situação A – Resolução do UC

Em primeiro lugar resolveu-se o UC, com a finalidade de analisar se a solução encontrada para o problema que não considera a rede elétrica, é inviável do ponto de vista do trânsito de potência ativa. Para este cenário, a solução de produção resultou num custo total de 104363,62 $. Esta solução apresenta-se na secção dos anexos, na tabela B.1. Resolvendo *a posteriori* o trânsito de potências relativo a esta solução, verificou-se que as linhas 1, 2 e 4 se encontram em situação de congestionamento durante todo o intervalo de planeamento considerado, que

a capacidade das linhas 3 e 6 é excedida na maioria dos períodos e que em situações pontuais o limite da linha 8 também é excedido.

A tabela 4.10 diz respeito aos trânsitos de potência ativa, para alguns períodos exemplo, relativos às linhas nas quais se verificou congestionamento. A sombreado representam-se as situações de incumprimento.

Tabela 4.10 - Exemplos de situações de sobrecarga consequentes da solução relativa à situação A.

Trânsito de potência ativa (**MW**)					
Linha	**hora 6**	**hora 7**	**hora 12**	**hora 18**	**Limite**
1	54,16	52,30	51,94	54,16	**30**
2	45,84	47,70	48,06	45,84	**30**
3	40,47	43,46	43,90	40,47	**30**
4	43,68	45,44	45,14	43,68	**30**
6	37,74	40,83	41,57	37,74	**30**
8	30,65	31,55	28,42	30,65	**30**

Como se pode constatar, a não consideração da capacidade das linhas como condicionante da resolução do problema, resulta numa solução que ultrapassa largamente os limites admissíveis, sendo, portanto, não exequível do ponto de vista da segurança do sistema.

4.2.3 Situação B – Resolução determinística do SCUC

Efetuado o estudo do SCUC com consideração da capacidade das linhas, obteve-se um custo de 121997,17 $, representando um aumento de 16,9% face à situação A. A caracterização completa da solução apresenta-se na tabela B.2, em anexo. Os novos valores de trânsito de potências para os mesmos casos exemplo encontram-se na tabela 4.11. A sombreado representam-se as situações em que as linhas ficaram no seu limite máximo aceitável de trânsito de potência ativa.

Tabela 4.11 - Trânsito de potências relativo à situação B.

Trânsito de potência ativa (**MW**)					
Linha	**hora 6**	**hora 7**	**hora 12**	**hora 18**	**Limite**
1	30,00	30,00	23,85	30,00	**30**
2	30,00	30,00	30,00	30,00	**30**
3	28,13	28,11	30,00	28,13	**30**
4	27,84	27,75	27,08	27,84	**30**
6	25,42	25,66	26,70	24,65	**30**
8	25,17	24,80	21,79	24,83	**30**

De forma a perceber quais foram as diferenças entre as situações A e B, no que diz respeito ao escalonamento e aos despachos de produção, que levaram a que não ocorressem situações

de violação, as soluções de produção sem e com imposição dos limites das linhas, para os períodos 6, 7, 12 e 18, apresentam-se na tabela 4.12. Neste caso, assinalam-se a sombreado as situações em que os geradores se encontram no seu limite máximo de produção.

Tabela 4.12 - Soluções de produção sem e com imposição dos limites das linhas.

Produção (MW)								
Grupo	**Situação A (UC)**				**Situação B (SCUC)**			
	hora 6	**hora 7**	**hora 12**	**hora 18**	**hora 6**	**hora 7**	**hora 12**	**hora 18**
1	0	0	0	0	0	0	10,00	0
2	0	0	5	0	0	0	0	0
3	0	0	5	0	0	0	16,16	0
4	55,00	66,00	80,00	55,00	49,01	51,04	72,65	47,92
5	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
6	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
7	100,00	100,00	100,00	100,00	60,00	60,00	53,85	60,00
8	0	0	0	0	45,98	54,96	65,00	0
9	0	0	55	0	0	0	27,34	47,08

A alteração mais evidente entre as situações A e B, consistiu na redução da produção do gerador 7, que se encontrava a produzir no seu limite máximo. Pela análise do diagrama unifilar da rede, contata-se que este gerador se encontra ligado ao nó 1 e que as linhas em situação de violação durante maior número de períodos (linha 1, 2, 3 e 4) formam uma malha na qual este nó se encontra incluído. Uma vez que o nó 1 não possui carga associada, toda a produção do gerador 7 é veiculada pelas linhas com ligação a esse nó (linhas 1 e 2), contribuindo diretamente para o congestionamento das mesmas. É também importante notar que este gerador possui os coeficientes da função de custo b e c mais reduzidos de entre todos os geradores, o que justifica o facto de o grupo 7 se encontrar a produzir no seu limite máximo, na situação A. Naturalmente que a diminuição de produção neste grupo, requer que sejam adicionados outros geradores ao serviço de modo a satisfazer os requisitos de carga, o que se constata na situação B.

4.2.4 Consideração da incerteza das cargas

Analisando agora a questão relativa à incerteza das cargas, é necessário assegurar que a solução de escalonamento possui margem de produção para a satisfação de qualquer ocorrência de solicitação de carga dentro do intervalo de incerteza.

Os intervalos difusos das cargas para o estudo do SCUC encontram-se na tabela 4.13. Estes intervalos foram obtidos pela consideração de uma incerteza de $\pm 7\%$ em torno dos valores centrais.

Tabela 4.13 - Valores difusos das cargas para o horizonte de planeamento de 24 horas.

Hora	a (MW)	b (MW)	c (MW)	Hora	a (MW)	b (MW)	c (MW)
1	153,45	165,00	176,55	**13**	299,46	322,00	344,54
2	163,68	176,00	188,32	**14**	279,00	300,00	321,00
3	185,07	199,00	212,93	**15**	257,61	277,00	296,39
4	205,53	221,00	236,47	**16**	226,92	244,00	261,08
5	215,76	232,00	248,24	**17**	215,76	232,00	248,24
6	237,15	255,00	272,85	**18**	237,15	255,00	272,85
7	247,38	266,00	284,62	**19**	257,61	277,00	296,39
8	257,61	277,00	296,39	**20**	299,46	322,00	344,54
9	279,00	300,00	321,00	**21**	279,00	300,00	321,00
10	299,46	322,00	344,54	**22**	237,15	255,00	272,85
11	310,62	334,00	357,38	**23**	195,30	210,00	224,70
12	320,85	345,00	369,15	**24**	173,91	187,00	200,09

A tabela 4.14 contém informação respeitante ao intervalo de produção que a solução de escalonamento obtida na situação B permite assegurar, bem como a margem percentual que esse intervalo representa relativamente aos valores centrais das cargas.

Tendo em conta o intervalo de incerteza considerado relativamente às cargas, é possível constatar que a margem de diminuição e aumento de produção que a solução de escalonamento disponibiliza em cada período, permite assegurar que nenhuma situação de incumprimento ocorra do ponto de vista da satisfação dos consumos.

Não obstante, olhando para a incerteza das cargas do ponto de vista das consequências associadas ao trânsito de potências, constata-se que o índice de risco máximo para a violação da capacidade das linhas é unitário em todos os períodos, o que significa que a ocorrência de situações de congestionamento tem elevada possibilidade.

Tabela 4.14 - Intervalos de produção admissíveis resultantes da solução de escalonamento do SCUC.

Hora	Produção mínima (MW)	Margem de diminuição (%)	Produção máxima (MW)	Margem de aumento (%)
1	50,0	69,7	260,0	57,6
2	90,0	48,9	259,5	47,5
3	90,0	54,8	272,7	37,0
4	90,0	59,3	291,1	31,7
5	90,4	61,0	315,0	35,8
6	90,0	64,7	342,2	34,2
7	91,0	65,8	350,0	31,6
8	101,0	63,5	350,0	26,4
9	122,0	59,3	380,0	26,7
10	120,0	62,7	430,0	33,5
11	155,6	53,4	446,1	33,6
12	156,6	54,6	443,0	28,4
13	152,7	52,6	427,3	32,7
14	137,2	54,3	370,0	23,3
15	125,8	54,6	350,0	26,4
16	122,0	50,0	380,0	55,7
17	90,0	61,2	320,0	37,9
18	90,0	64,7	337,9	32,5
19	107,1	61,3	375,0	35,4
20	122,0	62,1	405,0	25,8
21	119,6	60,1	410,0	36,7
22	109,3	57,1	410,0	60,8
23	90,0	57,1	340,0	61,9
24	80,0	57,2	280,0	49,7

Na tabela 4.15 apresentam-se os valores extremos do trânsito de potências difuso obtidos com recurso ao problema de otimização do FPF simétrico, relativos às linhas nas quais existe possibilidade de congestionamento, para alguns períodos exemplo. A sombreado realçam-se as situações de possível incumprimento. Para o processo de cálculo do trânsito de potências difuso, foi considerada a solução de produção relativa à situação B. Note-se que, além dos intervalos de incerteza relativos às cargas, que constam na tabela 4.13, foram também considerados intervalos de incerteza relativos à produção, resultantes da aplicação das expressões (3.22) e (3.23), com $\Delta = 10\%$.

Tabela 4.15 - Valores extremos do trânsito de potências difuso para a solução de SCUC obtida na situação B.

Linha	Extremos do trânsito de potências difuso (MW)								Limite (MW)
	hora 6		hora 7		hora 12		hora 18		
	a	c	a	c	a	c	a	c	
1	24,28	36,31	24,19	36,41	17,69	30,55	24,32	36,27	**30**
2	25,85	33,86	25,69	33,96	25,08	34,50	25,87	33,82	**30**
3	23,45	32,35	23,16	32,49	23,88	35,44	23,48	32,29	**30**
4	23,61	31,80	23,34	31,82	22,02	31,72	23,63	31,77	**30**
6	20,94	29,99	20,99	30,36	20,81	32,38	20,15	29,24	**30**
16	-50,58	-41,39	-60,46	-49,47	-70,00	-58,50	0,00	0,00	**65**
21	6,91	10,49	8,41	12,39	10,72	16,29	3,91	6,82	**16**
22	7,17	9,91	8,16	11,16	13,55	18,34	10,64	14,15	**16**
30	6,12	9,10	7,16	10,42	11,72	16,90	9,56	13,30	**16**

Também a título de exemplo, atente-se nas situações das figuras 4.2 e 4.3. Estas figuras representam a incerteza do trânsito de potências com recurso a números triangulares difusos, para as linhas 1 e 30, nos períodos 7 e 12, respetivamente.

Relativamente ao primeiro exemplo, compreende-se que existe risco de ocorrência de transgressão da capacidade da linha, devido à sobreposição da reta a tracejado à função de pertença. O referido risco é unitário, uma vez que o limite da linha é coincidente com o valor central do trânsito de potências. É relevante notar que a igualdade entre o valor central do trânsito de potências e o limite da linha não resulta de um acaso, mas sim da imposição feita pelas restrições consideradas no cálculo do OPF aquando da resolução determinística do SCUC, referente à situação B.

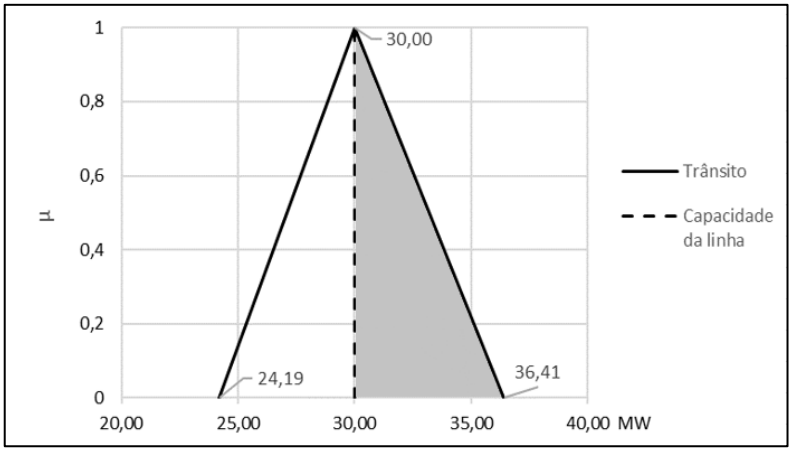


Figura 4.2 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 1, na hora 7.

No caso da figura 4.3, o risco de violação da capacidade da linha não é tão elevado quanto o da situação anterior, correspondendo a um grau de pertença de 0,36.

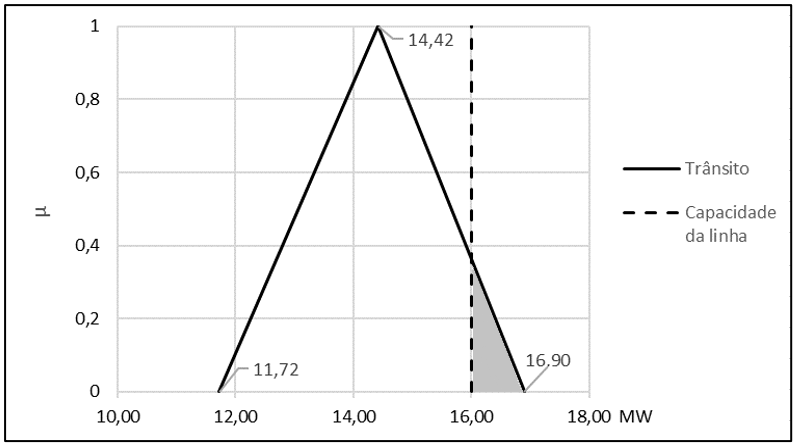


Figura 4.3 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 30, relativa à hora 12.

4.2.5 Situação C – Aplicação do modelo de redespacho 1

Identificadas as situações de risco de violação dos limites das linhas, aplicaram-se as metodologias de redespacho na tentativa de mitigar esse risco. Como resultado da aplicação do modelo de redespacho 1, conseguiu-se que os índices de risco máximo para cada período, fossem diminuídos para os valores apresentados na tabela 4.16.

Tabela 4.16 - Índices de risco máximo resultantes da aplicação do modelo de redespacho 1.

Hora	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Risco máximo	0,00	0,00	0,00	0,93	0,36	0,00	0,51	0,94	0,99	0,69	0,99	0,91
Linha	-	-	-	2	2	-	2	1	1	2	1	2
Hora	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Risco máximo	0,94	0,93	0,93	0,00	0,00	0,22	0,37	0,89	0,84	0,00	0,00	0,00
Linha	2	3	1	-	-	2	2	2	2	-	-	-

É possível perceber que o panorama relativo ao risco de violação da capacidade das linhas melhorou significativamente como consequência da aplicação do modelo de redespacho, tendo-se extinguido esse risco em 9 dos períodos do intervalo de planeamento. No entanto, observando os casos sinalizados com sombreado, correspondentes aos períodos em que existe ainda risco de incumprimento, compreende-se que em alguns deles o risco permanece elevado. Ainda assim, é importante sublinhar que a tabela 4.16 reflete apenas os cenários mais pessimistas em termos de risco para cada período, relativos às linhas em pior situação. Mais uma vez fica reforçada a ideia de que as linhas 1, 2 e 3 têm grande tendência a ficar sujeitas a congestionamento.

O efeito da aplicação do modelo de redespacho 1 no custo total de produção consubstancia-se num aumento de 2,0% face à solução que não considera as consequências da incerteza nas

cargas do ponto de vista do trânsito de potências. O custo total de produção aumentou então para 124429,84 $.

Na tabela 4.17 apresentam-se os valores extremos do trânsito de potências difuso após a aplicação do modelo de redespacho 1, para as situações exemplo anteriormente analisadas.

Tabela 4.17 - Valores extremos do trânsito de potências difuso em algumas situações exemplo, após aplicação do modelo de redespacho 1.

Linha	Extremos do trânsito de potências difuso (MW)								Limite (MW)
	hora 6		hora 7		hora 12		hora 18		
	a	c	a	c	a	c	a	c	
1	14,51	26,55	20,83	33,05	20,00	32,86	18,53	30,48	**30**
2	21,16	29,17	23,76	32,03	24,68	34,11	22,89	30,85	**30**
3	20,65	29,55	21,79	31,12	22,60	34,17	21,57	30,38	**30**
4	18,92	27,11	21,41	29,89	21,62	31,33	20,66	28,79	**30**
6	18,07	27,11	19,61	28,98	18,75	30,32	18,08	27,17	**30**
16	-62,23	-53,03	-65,75	-54,76	-67,50	-56,00	0,00	0,00	**65**
21	9,02	12,60	9,37	13,35	9,34	14,90	4,75	7,66	**16**
22	8,37	11,11	8,70	11,70	12,39	17,17	12,08	15,59	**16**
30	7,47	10,45	7,77	11,04	9,47	14,65	11,09	14,83	**16**

Comparando os trânsitos de potência das tabelas 4.15 (pré-redespacho) e da tabela 4.17, verifica-se que, de um modo geral, a magnitude dos incumprimentos foi reduzida, salvo muito raras exceções como a relativa à linha 1 no período 12.

Recorrendo aos mesmos exemplos gráficos anteriores para ilustrar as situações de risco com recurso a números difusos triangulares, observem-se as figuras 4.4 e 4.5.

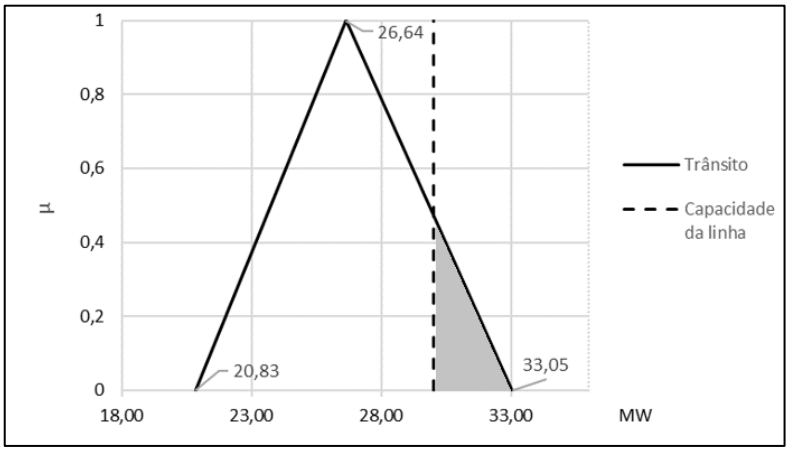


Figura 4.4 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 1, relativa à hora 7, após aplicação do modelo de redespacho 1.

As figuras ilustram a situação após aplicação do modelo de redespacho 1. Pela análise da figura 4.4, constata-se uma redução significativa do índice de risco associado à linha 1, no

período 7, passando este a ser de 0,48. Observando também a figura 4.5, percebe-se que o risco de a capacidade da linha 30 ser excedida no período 12 foi completamente eliminado.

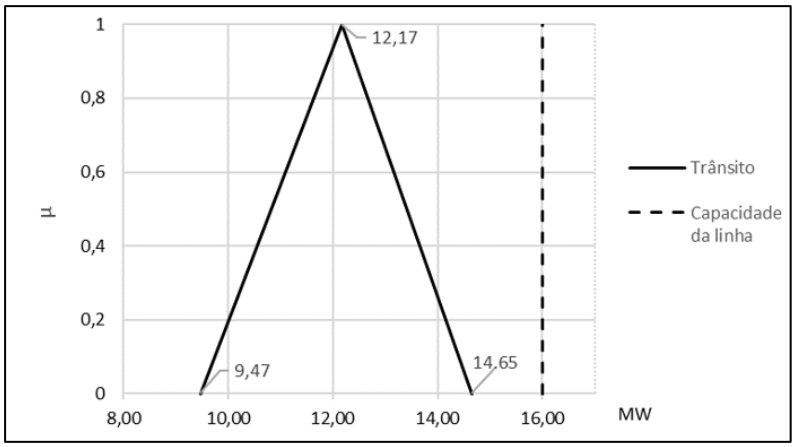


Figura 4.5 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 30, relativa à hora 12, após aplicação do modelo de redespacho 1.

Para entender as alterações ao nível do despacho comparativamente com a situação B, decorrentes da aplicação do modelo de redespacho 1, na tabela 4.18 encontram-se os valores de produção de potência ativa dos grupos para atender os valores centrais das cargas, nos períodos que têm sido tomados como exemplo.

Tabela 4.18 - Solução de produção antes e após aplicação do modelo de redespacho 1.

Produção (MW)								
Grupo	Situação B (Pré-redespacho)				Situação C (Modelo de redespacho 1)			
	hora 6	hora 7	hora 12	hora 18	hora 6	hora 7	hora 12	hora 18
1	0	0	10,00	0	0	0	19,00	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	16,16	0	0	0	18,38	0
4	49,01	51,04	72,65	47,92	51,83	51,04	66,09	48,80
5	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
6	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
7	60,00	60,00	53,85	60,00	45,54	54,71	55,77	51,23
8	45,98	54,96	65,00	0	57,63	60,25	62,50	0
9	0	0	27,34	47,08	0	0	23,26	54,96

Verificam-se alterações de produção em todos os grupos, excetuando os 5 e 6, que permaneceram a produzir no seu limite máximo.

4.2.6 Situação D - Aplicação do modelo de redespacho 2

Ainda que se tenham verificado melhorias importantes com a aplicação do modelo de redespacho 1, poderá ser vantajoso considerar o modelo de redespacho 2, uma vez que este admite a possibilidade de adicionar máquinas ao serviço na tentativa de melhorar o panorama relativo ao trânsito de potências nas linhas. Na tabela 4.19 constam os índices de risco máximo que resultam da aplicação do modelo de redespacho 2.

Tabela 4.19 - Índices de risco máximo resultantes da aplicação do modelo de redespacho 2.

Hora	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Risco máximo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,99	0,91
Linha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	1	2
Hora	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Risco máximo	0,20	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00
Linha	2	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-

Verifica-se que ocorreu efetivamente uma melhoria face ao primeiro modelo de redespacho, dado que o risco de congestionamento foi eliminado em 18 dos períodos do intervalo de planeamento e de um modo geral conseguiu-se uma diminuição significativa do risco em praticamente todo o intervalo, com exceção dos períodos 11 e 12. Contudo ocorreu um aumento considerável do custo total, representando 9,3% em relação ao cenário que não considera incerteza e 7,1% quando comparado com modelo de redespacho 1. O custo total de produção relativo ao modelo de redespacho 2 aumentou então para 133325,82 $.

A figura 4.6 representa a supressão do risco de transgressão da capacidade da linha 1, no período 7, que não tinha sido completamente eliminado como consequência da aplicação do modelo 1 de redespacho.

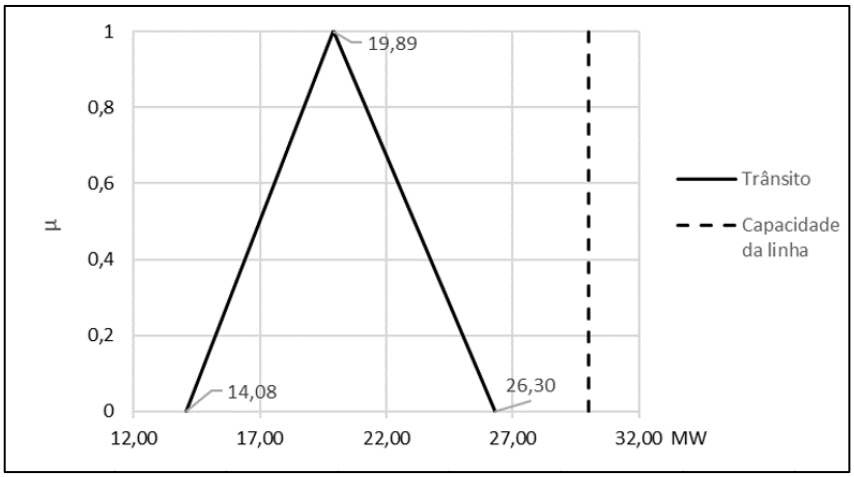


Figura 4.6 - Representação difusa da incerteza do trânsito de potência na linha 1, relativa à hora 7, após aplicação do modelo de redespacho 2.

Na tabela 4.20 apresentam-se os valores extremos do trânsito de potências difuso após a aplicação do modelo de redespacho 2, recorrendo às mesmas situações exemplo anteriores.

Tabela 4.20 - Valores extremos do trânsito de potências difuso em algumas situações exemplo, após aplicação do modelo de redespacho 2.

Linha	Extremos do trânsito de potências difuso (MW)								Limite (MW)
	hora 6		hora 7		hora 12		hora 18		
	a	c	a	c	a	c	a	c	
1	14,51	26,55	14,08	26,30	20,00	32,86	14,60	26,56	**30**
2	21,16	29,17	20,81	29,09	24,68	34,11	21,22	29,17	**30**
3	20,65	29,55	20,24	29,58	22,60	34,17	20,72	29,53	**30**
4	18,92	27,11	18,46	26,94	21,62	31,33	18,98	27,11	**30**
6	18,07	27,11	17,83	27,20	18,75	30,32	16,91	26,00	**30**
16	-62,23	-53,03	-62,81	-51,82	-67,50	-56,00	0,00	0,00	**65**
21	9,02	12,60	9,90	13,88	9,34	14,90	4,40	7,31	**16**
22	8,37	11,11	10,22	13,22	12,39	17,17	11,94	15,45	**16**
30	7,47	10,45	9,37	12,64	9,47	14,65	9,63	13,37	**16**

Embora se tenha verificado uma melhoria expressiva relativamente ao modelo de redespacho 1, a situação relativa ao período 12 não apresenta qualquer diferença entre os 2 modelos.

Para entender as diferenças ao nível do despacho de produção, entre os dois modelos de redespacho, apresentam-se na tabela 4.21 os valores de produção de potência ativa dos grupos para os valores centrais das cargas.

Tabela 4.21 - Comparação entre as soluções de produção relativas às situações C e D.

Grupo	Produção (MW)							
	Situação C (Modelo de redespacho 1)				Situação D (Modelo de redespacho 2)			
	hora 6	hora 7	hora 12	hora 18	hora 6	hora 7	hora 12	hora 18
1	0	0	19,00	0	0	0	19,00	0
2	0	0	0	0	0	0	0	5,00
3	0	0	18,38	0	0	0	18,38	0
4	51,83	51,04	66,09	48,80	51,83	53,67	66,09	50,20
5	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
6	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
7	45,54	54,71	55,77	51,23	45,54	45,01	55,77	45,63
8	57,63	60,25	62,50	0	57,63	57,32	62,50	0
9	0	0	23,26	54,96	0	10	23,26	54,17

Relativamente à hora 6 não se verifica qualquer diferença, uma vez que o risco foi totalmente eliminado sem ser necessário adicionar grupos produtores ao serviço. Na hora 7, o modelo de redespacho 1 não foi suficiente para suprimir o risco de violação em todas linhas.

No entanto, o modelo de redespacho 2, com recurso ao arranque do gerador 9, conseguiu anular completamente o risco. No período 12 o modelo de redespacho 1 permitiu apenas reduzir o risco máximo para 0,91. O modelo de redespacho 2 não conseguiu melhorar essa situação, pelo que se conclui que o arranque do gerador 2 não traria qualquer benefício em termos de redução do índice de risco. Para concluir, no período 18, o modelo de redespacho 2 conseguiu diminuir o índice de risco de 0,22 para 0 através do arranque do gerador 2.

4.2.7 Comparação entre as alternativas de solução do SCUC

As alternativas de solução do SCUC referentes às situações B, C e D, não se diferenciam de forma expressiva quando utilizado como critério de comparação, o índice de risco máximo global. Assim, de modo a quantificar mais adequadamente o ganho decorrente da aplicação dos modelos de redespacho, definiu-se um indicador auxiliar de risco (IAR). Este indicador corresponde ao número de períodos do horizonte de planeamento, em que o índice de risco máximo (referente à linha em situação mais desfavorável) é igual ou superior a 0,9.

Na tabela 4.22, caracterizam-se as alternativas de solução quanto ao custo total de produção, ao índice de risco máximo global e ao indicador auxiliar de risco.

Tabela 4.22 – Caracterização das alternativas de solução para o SCUC com cargas difusas.

Situação	Custo ($)	Risco máximo global	IAR (h)
B (Pré-redespacho)	121.997,17 $	1	24
C (Redespacho 1)	124.429,84 $	0,99	8
D (Redespacho2)	133.325,82 $	0,99	2

A figura 4.7 corresponde à representação cartesiana das alternativas de solução, tendo em consideração os critérios custo e IAR.

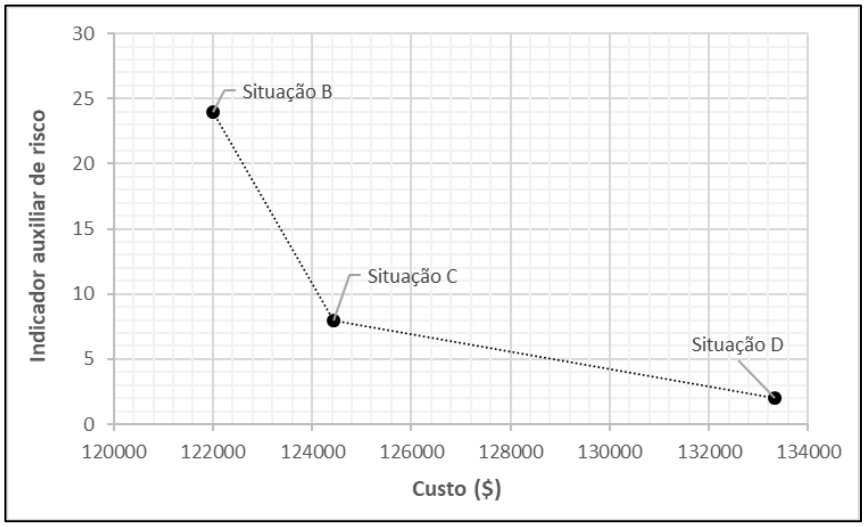


Figura 4.7 – Representação gráfica das alternativas solução para o SCUC com cargas difusas.

A utilização do indicador auxiliar de risco constitui uma estratégia prática para efetuar a comparação entre as alternativas de solução do SCUC. De acordo com a figura 4.7, constata-se que segundo o critério utilizado, a alternativa da situação C, resultante da aplicação do modelo de redespacho 1, aparenta ser mais interessante, uma vez que se traduz numa melhoria significativa do ponto de vista do indicador auxiliar de risco, relativamente à situação B, com um aumento razoável do custo. Já na situação D, a melhoria do IAR face à situação C, pode não justificar o acréscimo significativo de custo.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 - Considerações gerais

O objetivo desta dissertação consistiu no desenvolvimento de uma metodologia capaz de encontrar soluções robustas para problemas de SCUC, tendo em consideração a existência de incerteza associada às cargas.

O algoritmo de otimização utilizado como principal recurso do programa foi o EPSO, iniciado por intermédio da ordem de mérito. Embora seja uma boa prática começar o processo de busca com esta meta-heurística, gerando partículas com posições iniciais dispersas sobre o espaço de soluções, a metodologia relativa à iniciação com recurso à solução encontrada pela ordem de mérito, demonstrou ser benéfica para o processo de pesquisa pelo ótimo. Relativamente às restantes regras heurísticas utilizadas para impor a satisfação das restrições do problema, também estas se revelaram importantes, como alternativas ao recurso excessivo a fatores de penalização incidentes sobre o custo das soluções não exequíveis. Acerca do desempenho deste método para solucionar o problema de escalonamento de produção, é de destacar que se obtiveram resultados satisfatórios, tendo em conta a exigência associada à natureza discreta das variáveis do problema.

Como critério de segurança do sistema, foram considerados os limites de trânsito de potência ativa nas linhas. A sua satisfação foi conseguida, numa primeira fase, através de um problema de otimização via OPF, implementado com recurso a programação quadrática.

A incerteza dos consumos foi modelizada com recurso aos *Fuzzy Sets* e o seu tratamento foi concretizado pelo cálculo do trânsito de potências difuso DC e pela aplicação de dois modelos de redespacho, com o objetivo de diminuir/suprimir os índices de risco de violação dos limites de trânsito de potências nas linhas.

Como estratégias de redespacho, foram utilizadas duas abordagens, ambas executadas com recurso a programação linear. A primeira permite melhorar significativamente o panorama relativo ao risco de congestionamento das linhas, com um acréscimo de custo moderado, dado

que não considera a possibilidade de efetuar alterações ao nível do escalonamento. A segunda estratégia admite que sejam adicionados geradores ao serviço de forma a obter ainda melhores condições em termos de risco. No entanto, comparativamente com o primeiro modelo, resulta em custos de redespacho mais elevados. Desta forma, a metodologia desenvolvida permite apresentar ao Agente de Decisão diferentes alternativas caracterizadas ao nível do custo de produção e risco de congestionamento, possibilitando-lhe a seleção da mais favorável com base em parâmetros de *trade-off*.

Por fim, é importante destacar que, embora os modelos de redespacho demonstrem uma redução considerável dos índices de risco de congestionamento, a sua eficácia não deve ser rigorosamente medida tendo em conta os resultados demonstrados no presente trabalho, uma vez que o sistema de teste utilizado não foi concebido para realizar este tipo de estudos. O que é pretendido, acima de tudo, é demonstrar o correto funcionamento dos métodos.

5.2 - Trabalhos futuros

Ainda que o trabalho realizado tenha incidido sobre todos os objetivos traçados, existe ainda bastante margem para futuros desenvolvimentos que seria interessante explorar.

Relativamente ao algoritmo de otimização utilizado (EPSO), é possível que, se fosse empregue mais tempo na calibração dos seus parâmetros, se conseguissem reduzir os tempos de convergência para a solução final (potencial solução ótima). Este aspeto seria conveniente sobretudo para a aplicação da ferramenta desenvolvida a sistemas de teste de maior dimensão.

Outro desenvolvimento passaria pela utilização do modelo completo do trânsito de potências (AC) difuso. Esta medida permitiria obter resultados de maior precisão e com maior aproximação ao funcionamento real do sistema. Para além disso, possibilitaria também estudar a influência da incerteza das cargas em outros parâmetros do SE, tais como o módulo das tensões nos barramentos, o trânsito de potências reativa e as perdas. Isto implicaria o desenvolvimento de modelos de redespacho adaptados ao trânsito de potências AC, para o tratamento das situações de risco de incumprimento de limites técnicos associados a esses parâmetros.

Por último, relativamente aos modelos de redespacho, poderia vir a considerar-se uma terceira abordagem, na qual fosse possível a retirada de serviço de grupos produtores, na tentativa de reduzir o custo de redespacho ou conseguir resultados mais satisfatórios quanto à redução do índice de risco de congestionamento das linhas.

Referências

[1] Gouveia, E.M. 2009. "Avaliação da adequação da rede de transporte de energia elétrica em ambiente liberalizado". Tese de Doutoramento, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto. http://hdl.handle.net/10216/58978.

[2] Shahidehpour, M., Yamin, H., e Li, Z. 2002. "Market Operations in Electric Power Systems". Nova Iorque: John Wiley & Sons.

[3] Matos, M.A. 2007. "Introdução ao problema de escalonamento e pré-despacho". Apontamentos para a disciplina de OSEN. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto.

[4] Viana, A., de Sousa, J.P., e Matos, M.A. 2008. "Fast solutions for UC problems by a new metaheuristic approach". *Electric Power Systems Research,* vol. 78, no. 8 (agosto): 1385-1395. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.01.002.

[5] Gaing, Z.L. 2003. "Discrete particle swarm optimization algorithm for unit commitment". Apresentado em: *Power Engineering Society General Meeting*, Toronto, Canadá, 13 a 17 de julho de 2003. https://doi.org/10.1109/PES.2003.1267212.

[6] Wood, A.J., Wollenberg, B.F., e Sheblé, G.B. 2013. "Power Generation, Operation, and Control". 3ª Edição. Nova Jérsei: John Wiley & Sons.

[7] Tseng, C.L., Oren, S.S., e outros. 1999. "A transmission-constrained unit commitment method in power system scheduling". *Decision Support Systems,* vol. 24, no. 3 (janeiro): 297-310. https://doi.org/10.1016/S0167-9236(98)00072-4.

[8] Chitra, C., e Amudha, T. 2017. "Unit Commitment Problems and Solution Methodologies - A Survey". *International Journal of Innovations & Advancement in Computer Science,* vol. 6, no. 8 (agosto): 412-420.

[9] Snyder, W.L., Powell, H.D., e Rayburn, J.C. 1987. "Dynamic Programming Approach to Unit Commitment". *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 2, no. 2 (maio): 339-348. https://doi.org/10.1109/TPWRS.1987.4335130

[10] Virmani, S., Adrian, E.C., e outros. 1989. "Implementation of a Lagrangian relaxation based unit commitment problem". *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 4, no. 4 (novembro): 1373-1380. https://doi.org/10.1109/59.41687

[11] Kazarlis, S.A., Bakirtzis, A., e Petridis, V. 1996. "A genetic algorithm solution to the unit commitment problem". *IEEE transactions on power systems,* vol. 11, no. 1 (fevereiro): 83-92. https://doi.org/10.1109/59.485989

[12] Miranda, V., e Fonseca, N. 2002. "EPSO - best-of-two-worlds meta-heuristic applied to power system problems". Apresentado em: *Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation.*, Honolulu, USA, 12 a 17 de maio de 2002. https://doi.org/10.1109/CEC.2002.1004393

[13] Kennedy, J., e Eberhart, R. 1995. "Particle swarm optimization". Apresentado em: *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, 27 de novembro a 1 de dezembro de 1995. https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968.

[14] Miranda, V. 2005. "Computação Evolucionária: Uma Introdução". Apontamentos para a disciplina de DOIC. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto.

[15] INESC TEC. 2015. "EPSO and DEEPSO: Evolutionary Particle Swarms as highly competitive meta-heuristics". Apontamentos para a disciplina de DOIC. Faculdade de Engenharia, Universidade de Porto.

[16] Matos, M.A. 1999. "Introdução ao Trânsito de potências". Apontamentos para a disciplina de SEEN. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto.

[17] Miranda, V. 1997. "Interval and fuzzy power flows". Apontamentos para a disciplina de DOIC. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto.

[18] Carmona, M.C., Behnke, R.P., e Estevez, G.J. 2010. "Fuzzy Arithmetic for the DC Load Flow". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1 (outubro): 206-214. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2030350.

[19] Saraiva, J.T. 2000. "Algoritmos de Fuzzy Power Flow e Aplicações". Apontamentos para a disciplina de DOIC. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto.

[20] Miranda, V., Matos, M.A., e Saraiva, J. 1990. "Fuzzy Load Flow - New Algorithms Incorporating Uncertain Generation and Load Representation".

[21] Matos, M.A., e Gouveia, E.M. 2008. "The Fuzzy Power Flow Revisited". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 1 (janeiro): 213-218. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.913686.

[22] Yong, L., Zhi Jian, H., e Chuan-Wen, J. 2005. "Unit commitment by binary particle swarm optimization". Apresentado em: *Proceedings of the 7th WSEAS International Conference on Mathematical Methods and Computational Techniques In Electrical Engineering*, Shangai, China, 27 a 29 de outubro de 2005.

[23] Li, P., Xi, P., e outros. 2011. "An improved binary particle swarm optimization for unit commitment problem". Apresentado em: *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 6 a 9 de julho de 2011. https://doi.org/10.1109/DRPT.2011.5994097.

[24] MathWorks. s.d. *"Quadratic Programming"*. Acedido em novembro de 2018. https://www.mathworks.com/help/optim/ug/quadprog.html.

[25] MathWorks. s.d. *"Set Up a Linear Program, Solver-Based"*. Acedido em novembro de 2018. https://www.mathworks.com/help/optim/ug/example-linear-programming.html.

[26] Machado, G. 2014. "Gestão do risco de congestionamento associado à incerteza da produção eólica". Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto. http://hdl.handle.net/10216/76111.

[27] Daneshi, A., Sadrmomtazi, N., e outros. 2010. "Integration of wind power and energy storage in SCUC problem". Apresentado em: *2010 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, Nanjing, China, 5 a 7 de novembro de 2010. https://doi.org/10.1109/WNWEC.2010.5673246.

Anexo A – Solução do UC (Caso de estudo 1)

Tabela A.1 - Solução do UC.

Hora	Custo de operação ($)	Custos de transição ($)	Reserva girante (MW)	Despacho (MW)									
				G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
1	13683,13	0	210	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0
2	14554,50	0	160	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0
3	16809,45	1800	222	455	370	0	0	25	0	0	0	0	0
4	18597,67	0	122	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0
5	20020,02	1120	202	455	390	0	130	25	0	0	0	0	0
6	22387,04	1100	232	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
7	23261,98	0	182	455	410	130	130	25	0	0	0	0	0
8	24150,34	0	132	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
9	27251,06	860	197	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
10	30057,55	60	152	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
11	31916,06	60	157	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0
12	33890,16	60	162	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10
13	30057,55	0	152	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
14	27251,06	0	197	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
15	24150,34	0	132	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
16	21513,66	0	282	455	310	130	130	25	0	0	0	0	0
17	20641,82	0	332	455	260	130	130	25	0	0	0	0	0
18	22387,04	0	232	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
19	24150,34	0	132	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
20	30057,55	920	152	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
21	27251,06	0	197	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
22	22735,52	0	137	455	455	0	0	145	20	25	0	0	0
23	17645,36	0	90	455	425	0	0	0	20	0	0	0	0
24	15427,42	0	110	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo total = 565.827,62 $													

Anexo B – SCUC (Caso de estudo 2)

Tabela B.1 – Solução do UC para o segundo sistema de teste.

Hora	Custo de operação ($)	Custos de transição ($)	Reserva girante (MW)	Despacho (MW)								
				G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9
1	2581,27	0	95	0	0	0	0	26	29	100	0	10
2	2459,80	0	24	0	0	0	0	37	39	100	0	0
3	3042,60	200	41	0	0	0	10	43	46	100	0	0
4	3399,69	0	29	0	0	0	21	50	50	100	0	0
5	3602,35	0	29	0	0	0	32	50	50	100	0	0
6	4030,86	0	17	0	0	0	55	50	50	100	0	0
7	4238,07	0	14	0	0	0	66	50	50	100	0	0
8	4666,42	180	33	0	0	0	49	50	50	100	0	28
9	5098,20	0	38	0	0	0	61	50	50	100	0	39
10	5514,46	0	18	0	0	0	73	50	50	100	0	49
11	5956,19	60	26	0	0	5	77	50	50	100	0	52
12	6399,22	60	35	0	5	5	80	50	50	100	0	55
13	5514,46	0	18	0	0	0	73	50	50	100	0	49
14	5098,20	0	40	0	0	0	61	50	50	100	0	39
15	4666,42	0	63	0	0	0	49	50	50	100	0	28
16	3825,11	0	36	0	0	0	44	50	50	100	0	0
17	3602,35	0	48	0	0	0	32	50	50	100	0	0
18	4030,86	0	17	0	0	0	55	50	50	100	0	0
19	4738,42	190	38	0	0	0	67	50	50	100	10	0
20	5828,90	60	23	0	0	5	80	50	50	100	37	0
21	5181,74	0	50	0	0	0	80	50	50	100	20	0
22	4325,19	0	80	0	0	0	45	50	50	100	10	0
23	3198,51	0	70	0	0	0	10	50	50	100	0	0
24	2614,42	0	13	0	0	0	0	42	45	100	0	0
Custo total = 104.363,62 $												

Tabela B.2 – Solução do SCUC determinístico.

Hora	Custo de operação ($)	Custos de transição ($)	Reserva girante (MW)	Despacho (MW)								
				G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9
1	2738,97	0	95	0	0	0	0	50	50	50	0	15
2	3398,51	170	84	10	0	0	13	50	50	53	0	0
3	3787,89	0	74	10	0	0	31	50	50	58	0	0
4	4411,94	0	70	16	0	0	50	50	50	55	0	0
5	4203,29	190	83	0	0	0	45	50	50	60	27	0
6	4659,20	0	87	0	0	0	49	50	50	60	46	0
7	4879,89	0	84	0	0	0	51	50	50	60	55	0
8	5102,28	0	73	0	0	0	53	50	50	60	64	0
9	5737,70	180	80	0	0	0	57	50	50	60	53	30
10	6459,22	60	108	0	0	6	71	50	50	54	65	26
11	7292,27	200	112	10	10	0	72	50	50	54	65	23
12	7578,34	30	98	10	0	16	73	50	50	54	65	27
13	6700,76	0	105	10	0	0	67	50	50	56	65	24
14	6235,38	0	70	15	0	0	66	50	50	54	65	0
15	5102,28	0	73	0	0	0	53	50	50	60	64	0
16	4659,58	90	136	0	0	0	45	50	50	60	29	10
17	4115,87	0	88	0	0	0	44	50	50	60	0	28
18	4548,36	0	83	0	0	0	48	50	50	60	0	47
19	5256,89	95	98	0	0	0	52	50	50	60	10	55
20	6703,89	60	83	0	18	0	70	50	50	54	45	35
21	5728,83	0	110	0	0	0	56	50	50	60	48	36
22	4842,99	0	155	0	0	0	48	50	50	60	13	34
23	3708,11	0	130	0	0	0	40	50	50	60	0	10
24	3069,74	0	93	0	0	0	29	50	50	58	0	0
Custo total = 121.997,17 $												

Tabela B.3 – Solução do SCUC difuso com aplicação do modelo de redespacho 1, para os valores centrais das cargas.

Hora	Custo de operação ($)	Custos de transição ($)	Reserva girante (MW)	Despacho (MW)								
				G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9
1	2806,80	0	95	0	0	0	0	50	50	40	0	25
2	3453,16	170	74	10	0	0	20	50	50	46	0	0
3	3854,57	0	77	10	0	0	40	50	50	49	0	0
4	4454,13	0	78	18	0	0	44	50	50	59	0	0
5	4270,96	190	83	0	0	0	48	50	50	52	32	0
6	4787,72	0	92	0	0	0	52	50	50	46	58	0
7	4929,02	0	80	0	0	0	51	50	50	55	60	0
8	5098,61	0	73	0	0	0	55	50	50	60	62	0
9	5747,52	180	80	0	0	0	57	50	50	60	59	24
10	6694,24	60	102	0	0	19	63	50	50	54	62	25
11	7708,20	200	111	19	19	0	58	50	50	59	62	17
12	7883,38	30	92	19	0	18	66	50	50	56	63	23
13	6949,84	0	101	19	0	0	61	50	50	59	63	20
14	6316,49	0	70	17	0	0	70	50	50	50	64	0
15	5098,61	0	73	0	0	0	55	50	50	60	62	0
16	4759,24	90	136	0	0	0	50	50	50	47	32	15
17	4216,65	0	90	0	0	0	47	50	50	47	0	39
18	4616,62	0	82	0	0	0	49	50	50	51	0	55
19	5336,57	95	98	0	0	0	54	50	50	52	34	37
20	6741,42	60	107	0	19	0	65	50	50	56	63	19
21	5730,78	0	99	0	0	0	57	50	50	62	58	23
22	4969,78	0	148	0	0	0	51	50	50	46	33	25
23	3796,24	0	121	0	0	0	43	50	50	48	0	19
24	3134,30	0	91	0	0	0	38	50	50	49	0	0
Custo total = 124.429,84 $												

Tabela B.4 - Solução do SCUC difuso com aplicação do modelo de redespacho 2, para os valores centrais das cargas.

Hora	Custo de operação ($)	Custos de transição ($)	Reserva girante (MW)	Despacho (MW)								
				G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9
1	3015,61	100	135	0	0	0	10	46	50	43	0	15
2	3453,16	70	87	10	0	0	20	50	50	46	0	0
3	3854,57	0	77	10	0	0	40	50	50	49	0	0
4	4769,53	190	113	16	0	0	45	50	50	47	13	0
5	4317,55	0	93	0	0	0	47	50	50	47	38	0
6	4787,72	0	92	0	0	0	52	50	50	46	58	0
7	5223,64	180	110	0	0	0	54	50	50	45	57	10
8	5603,41	60	128	0	0	5	54	50	50	45	32	40
9	6965,60	200	143	20	8	0	57	50	50	43	48	24
10	7494,95	30	115	17	0	20	59	50	50	45	59	22
11	7708,20	30	103	19	19	0	58	50	50	59	62	17
12	7883,38	30	92	19	0	18	66	50	50	56	63	23
13	7499,27	30	121	17	20	0	58	50	50	50	61	17
14	7010,18	30	90	18	0	19	73	50	50	29	61	0
15	5750,38	30	72	0	19	0	54	50	50	44	59	0
16	4761,05	90	130	0	0	0	49	50	50	47	33	15
17	4216,65	0	90	0	0	0	47	50	50	47	0	39
18	4893,86	60	102	0	5	0	50	50	50	46	0	54
19	5818,39	155	114	0	0	17	52	50	50	44	10	54
20	7569,94	170	97	18	18	0	73	50	50	38	42	32
21	6861,46	30	138	11	0	20	56	50	50	44	28	42
22	5451,77	0	162	10	0	0	50	50	50	46	21	28
23	3796,24	0	124	0	0	0	43	50	50	48	0	19
24	3134,30	0	91	0	0	0	38	50	50	49	0	0
Custo total = 133.325,82 $												

Anexo C – Resultados do trânsito de potências difuso

Tabela C.1 – Resultados do trânsito de potências difuso relativo à solução determinística do SCUC, para as situações exemplo abordadas no capítulo 4.

Linha	Extremos do trânsito de potências difuso (MW)												Limite (MW)
	hora 6			hora 7			hora 12			hora 18			
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	
1	24,28	30,00	36,31	24,19	30,00	36,41	17,69	23,85	30,55	24,32	30,00	36,27	**30**
2	25,85	30,00	33,86	25,69	30,00	33,96	25,08	30,00	34,50	25,87	30,00	33,82	**30**
3	23,45	28,13	32,35	23,16	28,11	32,49	23,88	30,00	35,44	23,48	28,13	32,29	**30**
4	23,61	27,84	31,80	23,34	27,75	31,82	22,02	27,08	31,72	23,63	27,84	31,77	**30**
6	20,94	25,42	29,99	20,99	25,66	30,36	20,81	26,66	32,38	20,15	24,65	29,24	**30**
16	-50,58	-45,98	-41,39	-60,46	-54,96	-49,47	-70,00	-65,00	-58,50	0,00	0,00	0,00	**65**
21	6,91	8,65	10,49	8,41	10,35	12,39	10,72	13,61	16,29	3,91	5,32	6,82	**16**
22	7,17	8,51	9,91	8,16	9,63	11,16	13,55	16,00	18,34	10,64	12,37	14,15	**16**
30	6,12	7,58	9,10	7,16	8,75	10,42	11,72	14,42	16,90	9,56	11,39	13,30	**16**

Tabela C.2 – Resultados do trânsito de potências difuso após a aplicação do modelo de redespacho 1, para as situações exemplo abordadas no capítulo 4.

Linha	Extremos do trânsito de potências difuso (MW)												Limite (MW)
	hora 6			hora 7			hora 12			hora 18			
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	
1	14,51	20,23	26,55	20,83	26,64	33,05	20,00	26,16	32,86	18,53	24,21	30,48	**30**
2	21,16	25,30	29,17	23,76	28,07	32,03	24,68	29,61	34,11	22,89	27,02	30,85	**30**
3	20,65	25,33	29,55	21,79	26,74	31,12	22,60	28,73	34,17	21,57	26,22	30,38	**30**
4	18,92	23,15	27,11	21,41	25,82	29,89	21,62	26,68	31,33	20,66	24,86	28,79	**30**
6	18,07	22,54	27,11	19,61	24,28	28,98	18,75	24,60	30,32	18,08	22,58	27,17	**30**
16	-62,23	-57,63	-53,03	-65,75	-60,25	-54,76	-67,50	-62,50	-56,00	0,00	0,00	0,00	**65**
21	9,02	10,76	12,60	9,37	11,31	13,35	9,34	12,22	14,90	4,75	6,16	7,66	**16**
22	8,37	9,71	11,11	8,70	10,17	11,70	12,39	14,84	17,17	12,08	13,80	15,59	**16**
30	7,47	8,93	10,45	7,77	9,37	11,04	9,47	12,17	14,65	11,09	12,92	14,83	**16**

Tabela C.3 – Resultados do trânsito de potências difuso após a aplicação do modelo de redespacho 2, para as situações exemplo abordadas no capítulo 4.

Linha	Extremos do trânsito de potências difuso (MW)												Limite (MW)
	hora 6			hora 7			hora 12			hora 18			
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	
1	14,51	20,23	26,55	14,08	19,89	26,30	20,00	26,16	32,86	14,60	20,28	26,56	**30**
2	21,16	25,30	29,17	20,81	25,12	29,09	24,68	29,61	34,11	21,22	25,35	29,17	**30**
3	20,65	25,33	29,55	20,24	25,19	29,58	22,60	28,73	34,17	20,72	25,37	29,53	**30**
4	18,92	23,15	27,11	18,46	22,87	26,94	21,62	26,68	31,33	18,98	23,19	27,11	**30**
6	18,07	22,54	27,11	17,83	22,50	27,20	18,75	24,60	30,32	16,91	21,42	26,00	**30**
16	-62,23	-57,63	-53,03	-62,81	-57,32	-51,82	-67,50	-62,50	-56,00	0,00	0,00	0,00	**65**
21	9,02	10,76	12,60	9,90	11,84	13,88	9,34	12,22	14,90	4,40	5,80	7,31	**16**
22	8,37	9,71	11,11	10,22	11,69	13,22	12,39	14,84	17,17	11,94	13,66	15,45	**16**
30	7,47	8,93	10,45	9,37	10,97	12,64	9,47	12,17	14,65	9,63	11,46	13,37	**16**