



UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Cláudia Margarida Faria Gaspar

# Análise do impacto de ações de gestão da procura na fiabilidade em SEE

Dissertação submetida para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Área de Especialização em Energia

Fevereiro/2016



UNIVERSIDADE DE COIMBRA





Universidade de Coimbra  
Faculdade de Ciências e Tecnologia  
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

# Análise do impacto de ações de gestão da procura na fiabilidade em SEE

Cláudia Margarida Faria Gaspar

**Orientador:**

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

**Presidente do Júri:**

Professor Doutor António Manuel de Oliveira Gomes Martins

**Vogal:**

Professor Doutor António José Ribeiro Ferreira

Coimbra, 2016





Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Especialização em Energia

# Análise do impacto de ações de gestão da procura na fiabilidade em SEE

Cláudia Margarida Faria Gaspar

**Orientador:** Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes



# Agradecimentos

O espaço limitado desta secção não me permite, seguramente, agradecer como devia, a todas as pessoas que, ao longo de todos estes anos, me apoiaram direta ou indiretamente. Desta forma, deixo apenas algumas palavras, poucas, mas com um profundo sentimento de reconhecimento e agradecimento.

Em primeiro lugar, gostaria de expressar um profundo agradecimento ao meu orientador Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes, por ter sido uma pessoa incansável a todos os níveis ao longo de todo este percurso. Agradeço toda a motivação, compreensão e disponibilidade que teve comigo. Todo o trabalho aqui apresentado só foi possível graças à sua orientação constante.

Em segundo lugar, expresso o meu agradecimento a todos os professores com quem tive oportunidade de trabalhar ao longo destes anos, por todo o conhecimento que me transmitiram.

Em terceiro lugar agradeço à minha família em especial aos meus pais e irmão por terem sido seguramente o maior apoio que poderia ter durante todo o meu percurso académico.

Ao Rúben agradeço toda a paciência e apoio ao longo deste caminho.

Por fim gostaria de agradecer aos meus colegas e amigos que sempre estiveram presentes ao longo deste percurso e que foram fundamentais para que conseguisse terminar esta etapa. Um obrigada especial ao meu colega e amigo Ricardo que foi ajuda uma imprescindível na realização desta dissertação.





# Resumo

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) têm vindo a evoluir no sentido de fornecer energia aos consumidores de uma forma segura e fiável. Uma das vertentes da fiabilidade é a adequação da geração à procura, ou seja a capacidade de satisfazer a procura em cada instante de tempo. Como em qualquer sistema, os componentes dos SEE estão sujeitos a avarias e, por isso, é necessário haver redundância para que seja possível atingir bons índices de fiabilidade nos SEE. Quando se pretende aumentar a fiabilidade de um SEE, pode aumentar-se a redundância do mesmo aumentando a capacidade de geração, o que tipicamente tem sido feito pelos operadores de eletricidade.

A gestão da procura, tem ganho relevo quer como recurso utilizado de forma ativa na operação e funcionamento dos SEE, quer para facilitar a penetração das renováveis, facilitar a acomodação de novas cargas (por exemplo os veículos elétricos) e também como recurso a ser usado para melhorar os índices de fiabilidade dos SEE. Com a evolução dos SEE para as chamadas redes inteligentes (*Smart Grids* na terminologia anglo-saxónica), com extensivo recurso às tecnologias da informação e comunicação (TIC), criou-se a possibilidade de utilizar de forma ativa os recursos do lado dos consumidores.

Assim sendo, o objetivo deste trabalho é averiguar se, a aplicação de ações de gestão da procura terá impactos nos índices de fiabilidade dos sistemas de energia elétrica. Para tal, foi implementada uma abordagem capaz de identificar as ações de controlo, simular o seu impacto nos padrões de consumo das cargas e avaliar o efeito das mudanças no consumo nos índices de fiabilidade. A abordagem implementada passou pelo recurso a uma estratégia evolucionária que, num processo iterativo em conjunto com um modelo fisicamente baseado que permite reproduzir o funcionamento das cargas de utilização final, permitiu identificar as ações e avaliar o impacto em termos de índices de fiabilidade. A abordagem foi implementada em Matlab.

Os resultados obtidos com este trabalho permitem demonstrar que, é realmente possível obter melhorias nos índices de fiabilidade de um SEE com a aplicação de ações de gestão da procura aplicadas a grupos de cargas sem que, para isso, o desconforto associado tome valores

demasiado elevados. Mostrou-se ainda que é possível melhorar os índices de fiabilidade do sistema de geração mesmo quando é retirada de serviço uma unidade geradora.

O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito da unidade curricular Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, lecionada no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra, no ano letivo 2015/2016.

Palavras-chave: Fiabilidade, Gestão da Procura, Estratégia Evolucionária, Modelos Fisicamente Baseados.

# Abstract

The Electric Power Systems (EPS) have evolved in order to supply power to consumers in a secure and reliable way. One of the key points of reliability is to be able to meet demand at every moment in time. Like in any system, the components of the EPS are prone to malfunctions and therefore there is a need to make them redundant in order to achieve a good reliability index in the EPS. When the reliability of an EPS is to be improved, the redundancy can be increased by boosting the capacity to generate power, as this typically done by electricity providers.

Demand Response is becoming important as a resource that can be actively used in the operation and functioning of the EPS, to facilitate the penetration of renewable energies, to accommodate new loads (like electric vehicles) and also as a resource to improve the reliability indexes of the EPS. In a smart grids scenario, with the deployment and dissemination of information and communication technologies, consumers can actively use their resources (controlable demand, storage and site generation).

The objective of this thesis is to assess the impact of demand response actions in the reliability indexes of the electric power systems. Thus, it was implemented an approach able to identify the control actions, simulate their impact in the consumption patterns of the loads, and evaluate the effects of the changes on the demand in the reliability indexes. The implemented approach used an evolutionary strategy in conjunction with physically based models, iteratively, with the purpose of identifying the control actions, evaluating their impact on demand patterns and asses the charges on the reliability indexes. The approach was implemented in Matlab.

The results of this work show that it is possible to improve the reliability index of an EPS by using demand resources, made available by applying control actions over groups of loads. It has also been shown that it is possible to improve reliability indexes when some generators are removed.

This work was developed under the scope of the curricular unit Master's thesis in Electrical and Computer Engineering lectured in the Electrical and Computer Engineering Depart-

ment of the Faculty of Science and Technology, Coimbra University, school year 2015/2016.

Key words: Reliability; Demand Response; Evolutionary Strategy; Physically Based Models.

*"A mente que se abre a uma nova ideia, jamais volta ao seu tamanho inicial"*

Albert Einstein



# Conteúdo

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	v
Lista de Acrónimos	xi
Lista de Figuras	xiv
Lista de Tabelas	xv
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação . . . . .	3
1.2 Estrutura da dissertação . . . . .	4
<b>2 Fiabilidade e Gestão da Procura</b>	<b>5</b>
2.1 Fiabilidade . . . . .	5
2.1.1 Comportamento de componentes reparáveis . . . . .	8
2.1.2 Tabelas de probabilidade de perda de geração . . . . .	10
2.1.3 Índices de fiabilidade . . . . .	12
2.2 <i>Demand Response</i> . . . . .	15
2.2.1 Programas de <i>Demand Response</i> . . . . .	15
2.2.2 <i>Demand response</i> e fiabilidade . . . . .	18
<b>3 Cálculo dos índices de fiabilidade</b>	<b>23</b>
3.1 Descrição do sistema de teste . . . . .	24
3.2 Descrição da ferramenta para o calculo dos índices . . . . .	25
3.3 Validação da ferramenta desenvolvida . . . . .	27

<b>4</b>	<b>Algoritmo desenvolvido</b>	<b>31</b>
4.1	Modelos fisicamente baseados . . . . .	31
4.2	Algoritmos Genéticos e Estratégias Evolucionárias . . . . .	32
4.3	Problema . . . . .	35
4.3.1	Representação . . . . .	37
4.3.2	Design do operador mutação . . . . .	38
4.3.3	Seleção . . . . .	41
4.4	Abordagem implementada . . . . .	43
<b>5</b>	<b>Caso de estudo</b>	<b>45</b>
5.1	Caracterização . . . . .	45
5.2	Análise detalhada . . . . .	48
5.3	Análise estatística . . . . .	53
5.4	Análise de sensibilidade . . . . .	53
5.5	Impactos da alteração do sistema de geração . . . . .	55
<b>6</b>	<b>Conclusões e trabalho futuro</b>	<b>57</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>58</b>
	<b>Appendices</b>	<b>63</b>
<b>A</b>	<b>Dados sistema de teste</b>	<b>63</b>
<b>B</b>	<b>Dados das cargas</b>	<b>69</b>



# Lista de Acrónimos

<b>AG</b>	Algoritmo genético
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>CDC</b>	Curva de Duração de Carga
<b>CFS</b>	Capacidade Fora de Serviço
<b>DC</b>	Diagrama de Carga
<b>DCC</b>	Diagrama de Carga Controlado
<b>DCNC</b>	Diagrama de Carga Não Controlado
<b>DR</b>	<i>Demand Response</i> - Gestão da Procura
<b>EE</b>	Estratégia Evolucionária
<b>EENS</b>	<i>Expected Energy Not Supplied</i> - Energia Não Fornecida Esperada
<b>EIR</b>	<i>Energy Index Reliability</i> - Índice de Fiabilidade de energia
<b>FAD</b>	Frio Alimentar Doméstico
<b>FOR</b>	<i>Forced Outage Rate</i> - Taxa de Interrupção Forçada
<b>LOEE</b>	<i>Loss of Energy Expectation</i> - Perda de Energia Esperada
<b>LOLE</b>	<i>Loss of Load Expectation</i> - Perda de Carga Esperada
<b>LOLP</b>	<i>Loss Of Load Probability</i> - Probabilidade de Perda de Carga
<b>MFB</b>	Modelos Fisicamente Baseados
<b>MO</b>	Multi Objetivo
<b>MTBF</b>	<i>Mean Time Between Failures</i> - Tempo Médio Entre Falhas

**MTTF** *Mean Time To Failure* - Tempo Médio para Falhas

**MTTR** *Mean Time To Repair* - Tempo Médio de Reparação

**RTS** *Reliability Test System* - Sistema de Teste de Fiabilidade

**TIC** Tecnologias de Informação e Comunicação

**TPPG** Tabela de Probabilidade de Perda de Geração

# Lista de Figuras

2.1	Diferentes vertentes e métodos usados em estudos de fiabilidade em SEE. . .	7
2.2	Representação gráfica do ciclo Funcionamento - Avaria de um componente. .	8
2.3	Representação do modelo de dois estados. . . . .	9
2.4	Diagrama de cargas classificado. . . . .	13
2.5	Categorias de cargas de acordo com o grau de controlo e consumo anual de eletricidade [14]. . . . .	17
2.6	Eficiência energética [16]. . . . .	18
2.7	Corte de pontas e desvio de consumos [16]. . . . .	19
2.8	Disponibilidade e indisponibilidade da DR [17]. . . . .	20
2.9	Modelo de dois estados DR. . . . .	20
2.10	Diagrama de cargas classificado exemplificativo. . . . .	22
2.11	Diagrama de cargas classificado com indicação das diversas CFS. . . . .	22
3.1	Sistema de teste. . . . .	24
3.2	Fluxograma da ferramenta para cálculo dos índices. . . . .	26
3.3	Diagrama de cargas classificado construído com as pontas semanais. . . . .	28
3.4	Diagrama de cargas classificado construído com as pontas diárias. . . . .	28
3.5	Curva de duração de carga construída com as pontas horárias. . . . .	28
4.1	Fluxograma MFB. . . . .	32
4.2	Fluxograma de uma estratégia evolucionária. . . . .	35
4.3	Matriz população. . . . .	37
4.4	Exemplo das probabilidades de mutação para um determinado grupo para o tempo de escalonamento. . . . .	41
4.5	Exemplo de escolhas de soluções quando o número de não dominadas é menor do que o tamanho da população. . . . .	42
4.6	Fluxograma total. . . . .	44

5.1	Diagrama de carga total e curva de duração de carga iniciais. . . . .	45
5.2	Diagrama de carga controlado. . . . .	46
5.3	Diagrama de carga não controlado. . . . .	47
5.4	Evolução dos melhores valores em cada objetivo ao longo das iterações. . . .	49
5.5	Soluções obtidas. . . . .	50
5.6	Número de soluções não dominadas no decorrer das iterações. . . . .	50
5.7	Exemplo das ações aplicadas às cargas de cada um dos 10 grupos com ampliação entre os 950 e os 1200 minutos para o grupo 1. . . . .	51
5.8	Diagramas de carga inicial e final com ampliação entre os 950 e os 1200 minutos.	52
5.9	Curvas de duração de carga inicial e final. . . . .	52
5.10	Diagrama de carga controlado final. . . . .	52
A.1	Diagrama de pontas semanais. . . . .	66
A.2	Diagrama de pontas diárias. . . . .	66
A.3	Diagrama de pontas horárias. . . . .	66

# Lista de Tabelas

2.1	TPPG exemplo. . . . .	21
3.1	Dados dos Geradores. . . . .	25
3.2	Exemplo de introdução dos dados dos geradores. . . . .	26
3.3	TPPG. . . . .	29
3.4	Índices de fiabilidade calculados a partir da ferramenta desenvolvida usando as diversas curvas de duração de carga. . . . .	29
5.1	Parâmetros utilizados no presente caso de estudo. . . . .	48
5.2	Soluções escolhidas. . . . .	50
5.3	Melhores valores obtidos em cada objetivo e indicadores estatísticos. . . . .	53
5.4	Piores valores obtidos em cada objetivo e indicadores estatísticos. . . . .	53
5.5	Resultados obtidos em 6 simulações com parametrizações diferentes. . . . .	54
5.6	Resultados obtidos para os dois objetivos com a retirada de serviço de algumas unidades geradoras. . . . .	55
A.1	Pontas semanais da carga em percentagem da ponta anual. . . . .	63
A.2	Pontas diárias em percentagem das pontas semanais. . . . .	64
A.3	Pontas horárias em percentagem da ponta diária dependendo da estação do ano e do período semanal (semana/fim-de-semana). . . . .	64
A.4	Diagrama anual de pontas diárias. . . . .	65
A.5	Diagrama diário de cargas correspondente ao dia 1 de Janeiro. . . . .	67
A.6	TPPG com as CFS múltiplas de 100. . . . .	68
B.1	Parametrização das cargas. . . . .	70



# Capítulo 1

## Introdução

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) desempenham um papel crucial nas sociedades modernas tendo como principal objetivo fornecer, a todos os consumidores, energia com qualidade e preços adequados. No decorrer do século XX, uma vez que o custo unitário da potência instalada em grandes grupos era inferior ao da potência instalada em pequenos grupos, os SEE evoluíram no sentido da construção de grandes centros produtores de energia associados às redes de transmissão e distribuição que transportavam e distribuíaam energia pelos centros de carga.

A manutenção de um equilíbrio constante entre a geração e a carga, de acordo com as limitações individuais dos elementos constituintes dos SEE, é um requisito que deve ser satisfeito continuamente por forma a manter a fiabilidade e a estabilidade do sistema. As variações de carga podem resultar de ações liga e desliga que ocorrem de uma forma aleatória em milhares de dispositivos de uso final. A alteração do estado dos elementos das redes de transporte e distribuição pode também levar a que, momentaneamente, não se tenha uma situação de equilíbrio. Também os geradores podem introduzir flutuações inesperadas, ao não seguirem os regimes de geração definidos de uma forma exata e podem não conseguir responder devido a falhas inesperadas nos equipamentos. O equilíbrio entre a geração e a carga é, usualmente, mantido através de ações adequadas no lado da geração.

A necessidade de satisfazer a procura, mesmo em situações de avaria de algum grupo gerador ou outro componente do SEE, requer que a capacidade do SEE seja adequada. Tal significa, normalmente, ter uma capacidade instalada superior à procura. O que em termos de geração é verbalmente conhecido como reserva. Esta necessidade é sentida quer a longo prazo e aqui fala-se em planeamento, quer a curto prazo satisfazendo a operação do SEE. Neste último está a falar-se em reservas operativas.

Nas últimas décadas, têm sido desenvolvidos métodos e implementadas medidas que visam incluir nos sistemas, recursos do lado da procura, através da alteração da forma e

da amplitude da mesma. Estas medidas podem ser divididas em dois grupos consoante o período de tempo em que têm impacto nos SEE. Assim, tem-se medidas de longa duração, as quais são baseadas na promoção da eficiência energética e/ou na criação de tarifas mais adequadas e medidas de curta duração que, são normalmente utilizadas em situações de emergência e que podem consistir (entre outras) no deslastre de cargas recorrendo a controlo direto. Se inicialmente estas medidas eram uma mais-valia essencialmente para as operadoras devido ao impacto que tinham no diagrama de carga, com o desenvolvimento tecnológico no que respeita a equipamentos de monitorização, controlo e comunicação aliados à crescente disseminação das Tecnologias da Informação e Comunicação (TIC), criaram-se cenários onde as diversas entidades intervenientes (nos SEE) desde consumidores, operadores de rede, comercializadores e produtores podem estar interessados na gestão da procura. Por outro lado, assiste-se também à disseminação dos sistemas de produção, nomeadamente os baseados em fontes renováveis, e cada vez mais próximos dos centros de carga/consumo. Verifica-se, desta forma, uma alteração de paradigma ao nível dos SEE: por um lado a descentralização da produção e o recurso a fontes primárias alternativas e por outro a alteração do papel passivo da procura. A gestão da procura não só pode contribuir para um funcionamento mais eficiente dos SEE do ponto de vista físico e do ponto de vista dos mercados mas, pode também contribuir para uma melhor integração das energias renováveis nos SEE. Para além destas alterações, os SEE sofreram recentemente uma reorganização, que passou pela sua divisão, nas diferentes funções (produção, transporte, distribuição e comercialização) que até aí se encontravam tipicamente centradas numa entidade, apresentando uma estrutura verticalmente integrada, passando agora a haver competição no que respeita à produção e comercialização, ao passo que a transmissão e a distribuição permaneceram como monopólios naturais.

Para além da energia, num SEE há um conjunto de funções/serviços que têm que ser assegurados para que se consiga entregar energia nos pontos de carga com qualidade e fiabilidade adequadas. Tradicionalmente, nas empresas verticalmente integradas, estes serviços eram fornecidos pelos geradores, sendo que com a reestruturação dos SEE continuam predominantemente a ser fornecidos pelos geradores, mas alguns deles a serem fornecidos em concorrência entre os mesmos.

Para assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo e manter adequados níveis de fiabilidade e estabilidade, o operador do sistema tem à disposição três tipos de reserva, de acordo com o tempo de disponibilização [1]:

- Reserva de regulação primária: Associada à resposta automática das unidades produ-



toras, dotadas de reguladores de velocidade adequados que tenham a capacidade de reagir a variações de frequência. Assim, o objetivo da reserva primária é manter a frequência dentro dos limites admissíveis e deve ser acionada sempre que exista um desequilíbrio entre a geração e a carga. Em Portugal, a reserva primária é ativada no máximo ao fim de 15 segundos, para perturbações que originem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e aumenta de forma linear de 15 a 30 segundos para desvios de frequência entre os 100 e os 200 mHz.

- Reserva de regulação secundária: Tem como objetivo prevenir fluxos de potência imprevistos e, em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema relativamente à frequência nominal. Em Portugal, o controlo secundário é ativado até 30 segundos após a ocorrência da perturbação e a sua entrada em operação deve estar completa em menos de 15 minutos.
- Reserva de regulação terciária: O controlo terciário suplementa e substitui a reserva secundária e é contratado de acordo com a maior perda de capacidade de produção que o sistema pode suportar. Sempre que a produção prevista no último programa seja diferente do consumo previsto pelo gestor global do sistema, será instruída uma mobilização ou desmobilização de produção/consumo das áreas de balanço, capaz de equilibrar a produção com o referido consumo, satisfazendo as necessidades mínimas de reserva.

A participação nas reservas primárias é obrigatória em boa parte dos mercados (por exemplo o Mibel). Já a participação nas restantes reservas está sujeita a licitação.

## 1.1 Motivação

Atualmente, devido ao elevado número de micro-gerações existentes, muitos consumidores do setor residencial começaram também a ser produtores de energia. A este facto, junta-se o aparecimento de novas cargas que estão a introduzir mudanças significativas nos padrões da procura doméstica e a criar desafios sobretudo para as infraestruturas de distribuição em Baixa Tensão (BT) existentes, como é o caso do veículo elétrico. A somar a isto, está a crescente possibilidade de controlo dinâmico de parte do consumo, deixando os consumidores de ter um papel passivo e passando a ser possível uma gestão mais dinâmica de todos os recursos, em função de sinais diversos e de acordo com as suas preferências.

Genericamente, a fiabilidade em sistemas de geração, na vertente adequação, está relacionada com a capacidade do sistema satisfazer a carga. Desta forma, alterações na capacidade

instalada ou das características dos grupos geradores ou modificações na procura, podem resultar em diferentes valores de índices de fiabilidade. Como já foi referido, é tradicionalmente no lado da geração que se atua se se pretender alterar a fiabilidade dos sistemas de geração. A gestão da procura é um recurso que não é tipicamente utilizado, pelo menos de forma direta, na fiabilidade dos SEE. A maioria dos programas que têm sido implementados baseiam-se em medidas de eficiência energética. Estas medidas embora sejam muito benéficas para o SEE, uma vez que permitem reduzir a carga ao longo de todo o dia, não permitem uma gestão ativa da procura. Com todo o desenvolvimento tecnológico, nomeadamente no que respeita aos sistemas de comunicação e de controlo, é agora possível ajustar de forma mais dinâmica a procura à geração. A resposta da procura pode ser rápida e precisa, o que a torna utilizável em situações de emergência, contudo tem o entrave de um mesmo recurso individual não poder ser utilizado durante longos períodos de tempo [2].

Há, todavia, uma questão que deve ser respondida, que é saber se é possível gerir a procura controlável (mesmo a de pequenos consumidores) por forma a poder fornecer reservas ao sistema, numa perspetiva de adequação da geração a curto prazo. É a resposta a esta questão que se procura dar neste trabalho.

Este trabalho poderá interessar quer ao operador do sistema, numa perspetiva de gestão técnica, quer a entidades em que exista uma função de agregação (por exemplo comercializadores), numa perspetiva de participação no mercado de serviços auxiliares (capacidade).

## 1.2 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em seis capítulos diferentes. No primeiro capítulo fez-se uma introdução às temáticas abordadas e apresentou-se a motivação para a realização deste trabalho. No capítulo 2, é feita uma abordagem à fiabilidade em sistemas de geração nos SEE e aos índices utilizados para a caracterização da mesma. É também neste capítulo que se apresenta a temática da *Demand Response*. O terceiro capítulo apresenta o sistema de teste utilizado nesta dissertação e a primeira ferramenta desenvolvida para o cálculo da Tabela de Probabilidade de Perda de Geração (TPPG) e dos índices de fiabilidade. Neste capítulo pode também encontrar-se a validação dessa ferramenta. No capítulo 4 será apresentado todo o algoritmo implementado para identificação das ações de gestão da procura e as justificações para as escolhas efetuadas no decorrer do trabalho. O quinto capítulo é reservado para o caso de estudo. No capítulo 5 serão evidenciadas as principais conclusões retiradas deste trabalho e descritos os potenciais desenvolvimentos futuros.

# Capítulo 2

## Fiabilidade e Gestão da Procura

### 2.1 Fiabilidade

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) têm vindo a evoluir no sentido de fornecer energia aos consumidores de uma forma fiável e segura. Para se garantir uma adequada continuidade de fornecimento de energia, na presença de saídas de serviço forçadas ou programadas de alguns componentes, é necessário ter redundância nos SEE. Contudo, o nível de redundância deve também ser compatível com uma outra exigência que diz que o fornecimento de energia deve ser o mais económico possível [3]. Desde cedo, este compromisso foi reconhecido e foram desenvolvidas técnicas diversas para permitir uma avaliação adequada do desempenho dos sistemas.

De uma forma genérica, pode definir-se fiabilidade de um sistema como a probabilidade do sistema desempenhar uma dada função, durante um período de tempo especificado em condições específicas. Assim, no caso de um SEE, a fiabilidade seria a probabilidade de proporcionar aos consumidores um serviço de forma contínua e com a qualidade adequada.

Sempre que se discute a fiabilidade de um SEE, há dois conceitos que têm invariavelmente de ser considerados: a adequação e a segurança.

A adequação encontra-se ligada à existência de meios suficientes no sistema que permitam satisfazer a procura existente.

Por seu turno, a segurança está relacionada com a capacidade de o sistema responder a perturbações. Isto é, a segurança encontra-se intimamente ligada à capacidade de resposta de um sistema a uma qualquer perturbação a que este seja sujeito [3].

A adequação da geração mede, pois, a maior ou menor capacidade do sistema para satisfazer a procura quando se consideram os tempos que os grupos geradores estão fora de serviço. Diminuir a probabilidade de não satisfação da procura ou, de outra forma, uma melhor adequação, significa normalmente mais capacidade de reserva disponível, com os

consequentes impactos em termos de custos. Reduzir a procura ou o tempo durante o qual um dado valor de procura ocorre, pode ser a forma alternativa de reduzir a probabilidade de não satisfação da procura, ou seja, melhorar os índices de fiabilidade.

As falhas nos componentes e nos sistemas ocorrem de uma forma aleatória; a frequência, a duração e o impacto das falhas variam de componente para componente e de um ano para o outro. Ao longo do tempo, os operadores têm registado os detalhes dos eventos ocorridos, o que possibilita o cálculo de um conjunto de medidas de desempenho que permitem, entre outras, identificar áreas que necessitam de reforço ou modificações e estabilizar cronologicamente tendências no desempenho de fiabilidade.

Com os dados recolhidos acerca dos eventos é possível produzir um conjunto de indicadores de desempenho ou índices tais como [3]:

- Disponibilidade e indisponibilidade das unidades;
- Estimativa da energia não fornecida;
- Número de incidentes;
- Tempo de interrupção.

Para calcular os índices de fiabilidade dos SEE pode utilizar-se uma grande diversidade de métodos sendo os mais utilizados os métodos analíticos e os de simulação.

As técnicas analíticas representam o sistema através de um modelo matemático, contudo, apesar de geralmente serem capazes de fornecer expectativas de índices num curto período de tempo, têm muitas vezes de usar suposições para simplificar os problemas e, consequentemente, a análise que resulta dessas técnicas pode muitas vezes perder algum significado.

Por seu turno, as técnicas de simulação utilizam simulações do processo real (incluindo o seu comportamento aleatório) para o cálculo dos índices de fiabilidade. As técnicas de simulação podem seguir duas abordagens distintas dependendo se o histórico do sistema tem ou não influência no seu comportamento.

Caso o histórico do sistema tenha influência sobre o mesmo, deve utilizar-se uma abordagem sequencial uma vez que esta vai analisar cada intervalo de tempo do período em análise de uma forma cronológica. Por exemplo, quando a utilização de recursos no passado influencia a sua disponibilidade no futuro.

Já a abordagem aleatória, dado que é utilizada quando não há influência do histórico do sistema no seu futuro, analisa os intervalos de tempo do período em análise depois de fazer a escolha dos mesmos de uma forma aleatória.

Note-se que, independentemente da abordagem usada, os índices serão tão mais precisos

quanto melhor for o modelo do sistema, a adequação das técnicas e a qualidade dos dados utilizados [3].

A figura 2.1 sintetiza as diferentes abordagens ao estudo da fiabilidade de um sistema de energia elétrica.

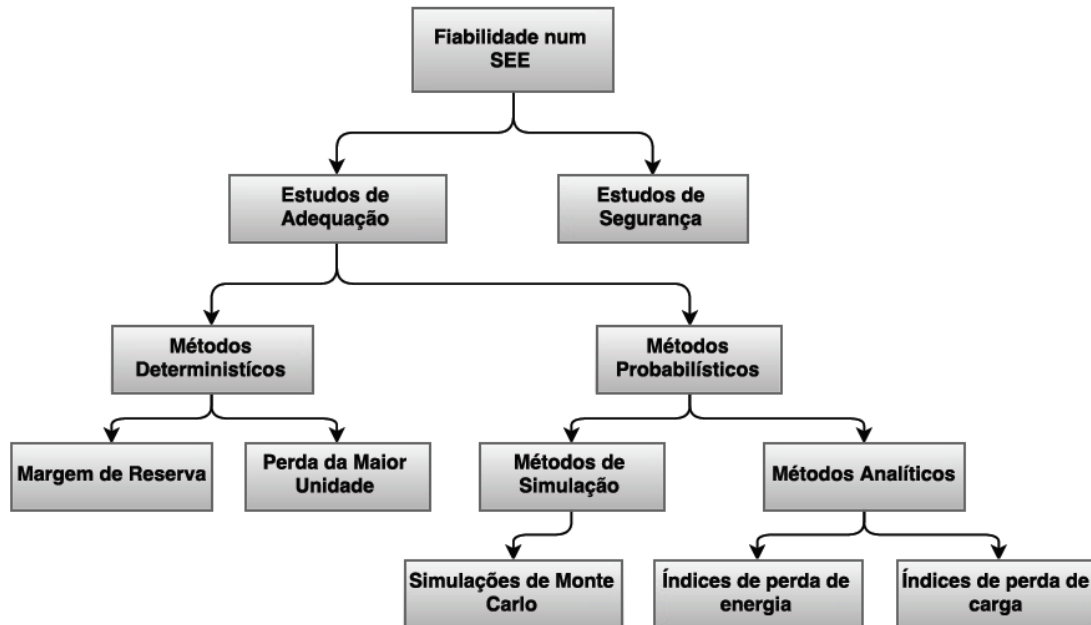


Figura 2.1: Diferentes vertentes e métodos usados em estudos de fiabilidade em SEE.

Para se aplicarem critérios determinísticos, os sistemas teriam de ser artificialmente restritos a um conjunto de valores, que não têm em conta a sua incerteza e variabilidade. Contudo, estes critérios são ainda muito utilizados nos SEE, talvez porque, apesar de tudo, os resultados obtidos têm sido bons. Por exemplo, no planeamento da capacidade de geração, é usado como critério para a margem de reserva um valor igual à ponta de consumo previsto mais uma percentagem definida; para determinar a reserva de operação, define-se o valor da margem de reserva girante igual à capacidade de geração do grupo com maior potência. No caso das redes, é habitual usar um número de circuitos que permita verificar os critérios de redundância  $(n-1)$  ou  $(n-2)$ . O critério  $(n-1)$  considera que a falha de um elemento não provoca qualquer anomalia nos restantes. Já o critério  $(n-2)$  supõe a falha, simultânea ou não, de dois circuitos. Para os regimes de contingência  $n-2$  admite-se o recurso a redespachos e reconfigurações topológicas.

A abordagem habitualmente utilizada para avaliar a adequação de uma dada capacidade de geração, passa pela construção de um modelo de representação da carga e outro de representação da geração. Estes dois modelos são combinados para calcular o índice de risco que avalia a adequação da geração à carga. O modelo de representação da carga

tipicamente usado para avaliar o risco é a Curva de Duração de Carga (CDC) ou a Curva de Pontas. As duas curvas referidas são obtidas após a ordenação da potência dos diagramas correspondentes por ordem decrescente. No caso da geração é normalmente utilizada a Tabela de Probabilidade de Perda de Geração (TPPG). A referida tabela contém cada uma das combinações possíveis de capacidades fora de serviço e a probabilidade da sua ocorrência.

### 2.1.1 Comportamento de componentes reparáveis

Os componentes constituintes de um SEE estão sujeitos a avarias que ocorrem de forma aleatória.

O comportamento dos componentes, considerados reparáveis, ao longo da sua vida é caracterizado por um ciclo de funcionamento, avaria, reparação e recuperação do funcionamento [4]. A figura 2.2 representa o ciclo acima descrito.

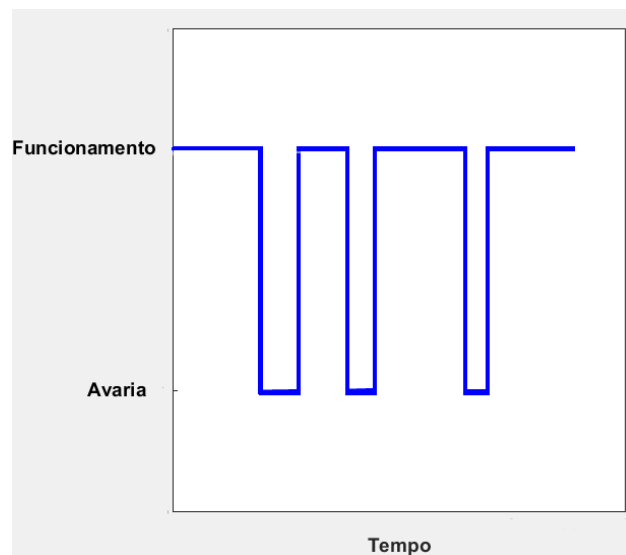


Figura 2.2: Representação gráfica do ciclo Funcionamento - Avaria de um componente.

A indisponibilidade de um gerador (U) depende, entre outros fatores, da idade, da potência e da existência ou não de manutenção adequada. A determinação da indisponibilidade em geradores que já se encontram instalados, é feita com base em registos cronológicos de incidentes ocorridos durante a sua exploração, já em novas unidades, a indisponibilidade é determinada por analogia a geradores semelhantes [5].

O histórico de um componente pode ser determinado através da distribuição de probabilidade:  $f_U(t)$  e  $f_D(t)$ . Onde,  $f_U(t)$  representa a função densidade para o tempo em que o componente se encontra em funcionamento ( $T_U$ ) e  $f_D(t)$  a função densidade para o tempo em que o componente se encontra em avaria ( $T_D$ ).

Considerando  $X_t$ , o estado do componente no instante  $t$ , obtêm-se as expressões que determinam a probabilidade do componente se encontrar em funcionamento ou em avaria, nesse instante. Essas expressões são apresentadas nas equações 2.1 e 2.2, respetivamente [6].

$$P_U(t) = P[X_t = U] \quad (2.1)$$

$$P_D(t) = P[X_t = D] \quad (2.2)$$

Pode agora definir-se o tempo médio de funcionamento ( $m$ ) e o tempo médio de avaria ( $r$ ) de acordo com as equações 2.3 e 2.4, respetivamente [6]:

$$m = \int_0^{\infty} t \cdot f_U(t) dt \quad (2.3)$$

$$r = \int_0^{\infty} t \cdot f_D(t) dt \quad (2.4)$$

Quando  $f_U(t)$  e  $f_D(t)$  são definidos por uma distribuição exponencial, com taxa de avarias  $\lambda$  e taxa de reparação  $\mu$ , a probabilidade de o componente se encontrar a funcionar ou avariado, para o modelo de dois estados representado na figura 2.3, é dada pelas equações 2.5 e 2.6, respetivamente [6].

$$P_U(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.5)$$

$$P_D(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\lambda + \mu} \cdot e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.6)$$

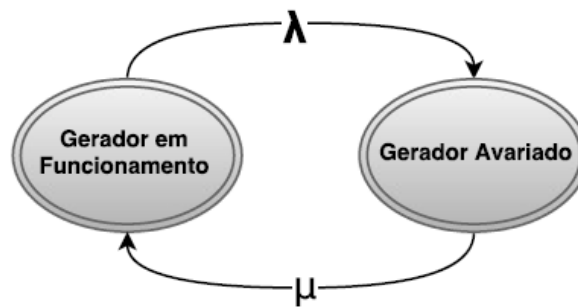


Figura 2.3: Representação do modelo de dois estados.

Assim, pode concluir-se que quando o tempo tende para infinito, as equações 2.5 e 2.6 podem ser simplificadas obtendo-se as equações 2.7 e 2.8 [6].

$$P_U(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.7)$$

$$P_D(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.8)$$

Pode então definir-se a indisponibilidade de um gerador U (também muitas vezes designada por FOR - *Forced Outage Rate*) e a disponibilidade de um gerador (A) através das expressões:

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (2.9)$$

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (2.10)$$

Onde:

- $\lambda$  - Taxa de avarias;
- $\mu$  - Taxa de reparação;
- $m$  - Tempo médio de funcionamento;
- $r$  - Tempo médio de reparação;
- $T = m + r$  - Tempo médio entre falhas;
- $f$  - Frequência de falha.

O referido modelo de dois estados representado na figura 2.3, pode ser diretamente aplicado a uma unidade geradora que se encontre em funcionamento ou em paragem forçada. Este modelo não tem em conta as interrupções programadas dado que estas são consideradas de modo separado e é apenas válido para grupos de base [3].

### 2.1.2 Tabelas de probabilidade de perda de geração

A Tabela de Probabilidade de Perda de Geração (TPPG) ou tabela das Capacidades Fora de Serviço (CFS) é, tal como o nome sugere, uma matriz construída com os níveis de capacidade fora de serviço e as probabilidades associadas à sua ocorrência. Cada nível de capacidade fora de serviço possível representa um estado da geração, o que irá corresponder



a uma entrada na TPPG, assim quantos mais geradores existirem, maior será o número de combinações de capacidade fora de serviço e maior o número de estados da tabela. A TPPG, além da probabilidade de ter uma dada capacidade fora de serviço, pode ainda conter a probabilidade acumulada que indica qual a probabilidade de se encontrar fora de serviço uma capacidade de valor igual ou superior ao valor indicado. Se todas as unidades forem iguais esta matriz pode ser construída utilizando uma distribuição binomial. Contudo, é muito improvável que num sistema, todas as unidades sejam iguais e, como tal, esta é uma aplicação bastante limitada. Os geradores podem ser combinados utilizando uma abordagem recursiva [3].

A expressão geral para a construção da TPPG é apresentada na equação 2.11.

$$P(X) = \sum_{i=1}^n p_i \cdot P'(X - C_i) \quad (2.11)$$

Onde:

- $n$  é o número de estados;
- $C_i$  é a capacidade do grupo adicionado;
- $X$  é o valor da capacidade fora de serviço;
- $P'(X)$  e  $P(X)$  - Probabilidade acumulada de ter  $XMW$  fora de serviço antes e depois da adição da unidade, respetivamente;
- $p_i$  é a probabilidade da ocorrência do estado  $i$ .

A forma de construção da TPPG expressa na equação 2.11, no caso dos geradores terem apenas dois estados, reduz-se a:

$$P(X) = (1 - U) + U \cdot P'(X - C) \quad (2.12)$$

Onde:

- $C$  é a capacidade do grupo adicionado;
- $X$  é o valor da capacidade fora de serviço;
- $P'(X)$  e  $P(X)$  - Probabilidade acumulada de ter  $XMW$  fora de serviço antes e depois da adição da unidade, respetivamente;
- $U$  é a taxa de avarias do grupo adicionado.

Num sistema real, constituído por vários grupos geradores, a probabilidade de se encontrar uma grande capacidade fora de serviço é geralmente bastante reduzida uma vez que,

para que isso ocorra, várias unidades têm de se encontrar indisponíveis simultaneamente [3].

Quando o sistema é muito grande e, conseqüentemente existe um elevado número de estados, é habitual representar a TPPG de forma truncada. Existem diversas formas de truncar a TPPG. A mais utilizada é truncar para valores de probabilidade acumulada inferiores a um determinado valor previamente estipulado o que significa que, os estados cujo valor de probabilidade acumulada seja inferior ao valor de probabilidade previamente estipulado serão desprezados. Outra forma bastante utilizada para reduzir a dimensão da TPPG é "arredondar" a tabela isto é, reduzir o número de estados recalculando um conjunto mais reduzido de estados de valor intermédio, sendo a forma mais comum a da distribuição proporcional [7] que se encontra representada nas equações 2.13 e 2.14. Aí o estado  $i$ , com capacidade fora de serviço  $C_i$ , é eliminado e a probabilidade dos estados adjacentes  $j$  e  $k$  (com capacidade fora de serviço  $C_j$  e  $C_k$ , respetivamente) vêm o valor da sua probabilidade de ocorrência afetado de acordo com as expressões 2.13 e 2.14, respetivamente.

$$P(C_j) = \frac{C_k - C_i}{C_k - C_j} P(C_i) \quad (2.13)$$

$$P(C_k) = \frac{C_i - C_j}{C_k - C_j} P(C_i) \quad (2.14)$$

### 2.1.3 Índices de fiabilidade

A avaliação da fiabilidade em SEE, é tipicamente feita com recurso a índices de fiabilidade que indicam o risco de não satisfação da procura. O modelo de geração anteriormente apresentado pode ser integrado num modelo de carga apropriado para determinar o risco de perda de energia.

Os índices de fiabilidade podem ser divididos em: índices de perda de carga, que indicam a probabilidade da carga total do sistema ultrapassar a capacidade de produção do sistema de geração e índices de perda de energia que quantificam a energia não fornecida.

Um dos índices de perda de carga mais utilizados é a *Loss Of Load Expectation* (LOLE), que representa a perda de carga esperada devido à falta de capacidade da geração para satisfazer a procura. A LOLE pode ser facilmente calculada recorrendo às tabelas de probabilidade de perda de geração e a diagramas de carga classificados também designados por curva de duração de carga (CDC), como apresentado na figura 2.4 [8]. Estes diagramas podem ser construídos utilizando as pontas diárias de carga ou as pontas horárias.

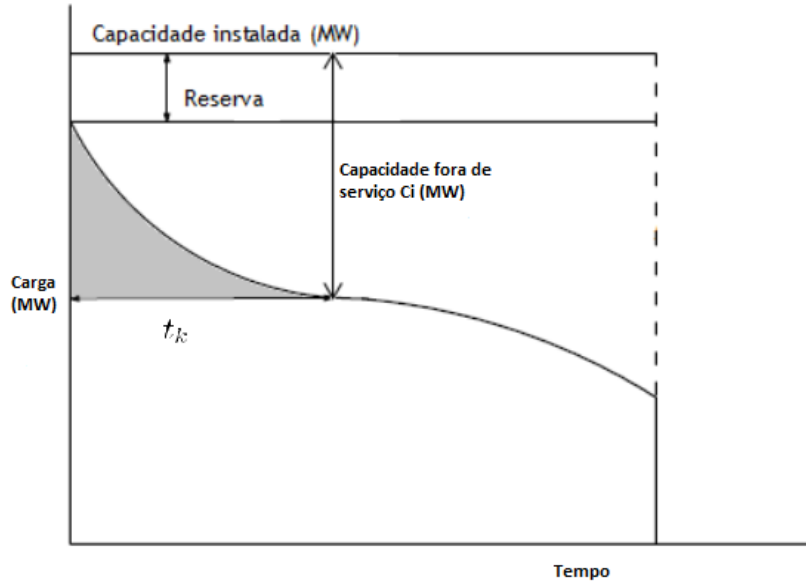


Figura 2.4: Diagrama de cargas classificado.

A LOLE é definida pela expressão 2.15:

$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k \cdot t_k \quad (2.15)$$

Onde:

- $t_k$  é o tempo durante o qual uma perda de geração de amplitude  $C_k$  causa perda de carga no sistema;
- $p_k$  é a probabilidade individual de ter uma capacidade  $C_k$  fora de serviço;
- As unidades mais frequentes para a LOLE são dias/ano ou horas/ano, dependendo do escalonamento temporal da curva de duração de carga utilizada.

Uma perda de capacidade particular vai contribuir para a LOLE por uma quantidade igual à soma do produto da probabilidade da existência dessa perda pelo tempo durante o qual a mesma ocorre.

A *Loss Of Load Probability* (LOLP) é outro dos índices relacionados com a perda de carga. A LOLP é a probabilidade da carga ultrapassar a geração num determinado instante. O valor da LOLP é geralmente determinado para grandes períodos de tempo, tipicamente um ano, podendo contudo ser calculada para qualquer outro período de tempo [8]. A expressão matemática para o cálculo da LOLP encontra-se definida na equação 2.16.

$$LOLP = \sum_{k=1}^n \frac{p_k \cdot t_k}{100} \quad (2.16)$$

Onde:

- $n$  é o número de estados da TPPG;
- $t_k$  é a percentagem de tempo em que a carga ultrapassou a capacidade de geração restante;
- $p_k$  é a probabilidade da capacidade fora de serviço que originou a perda de carga ocorrer.

A *Loss Of Energy Expectation* (LOEE) é um dos índices utilizados para avaliação da perda de energia num SEE. Este índice indica a quantidade de energia que se estima perder ao longo de um período de tempo, devido ao valor da geração ser inferior ao valor de carga. O valor da LOEE é expresso em *MWh/Período de tempo* e é determinado de acordo com a equação 2.17.

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k \cdot p_k \quad (2.17)$$

Onde:

- $p_k$  é a probabilidade individual de ter  $C_k$  fora de serviço;
- $E_k$  é a energia não fornecida devido a uma falha de capacidade  $C_k$ .

O *Expected Energy Not Supplied* (EENS) traduz a quantidade de energia que se espera que não vá ser fornecida enquanto a carga exceder a capacidade de geração disponível. O EENS é expresso em *MWh* e determinado a partir da expressão 2.18 [8].

$$EENS = L \frac{T}{3600} \quad (2.18)$$

Onde,  $L$  representa a carga média anual em *MW* e  $T$  a duração da indisponibilidade da carga em segundos.

O *Energy Index of Reliability* (EIR) pode ser expresso através do EENS ou através da  $LOEE_{pu}$  (que pode ser calculada a partir da expressão 2.19) através das equações 2.20 e 2.21 respetivamente.

$$LOEE_{pu} = \sum_{k=1}^n \frac{E_k \cdot p_k}{E} \quad (2.19)$$

$$EIR = 1 - LOEE_{pu} \quad (2.20)$$

$$EIR = 1 - \frac{EENS}{E} \quad (2.21)$$

Onde:

- $p_k$  é a probabilidade individual de ter  $C_k$  fora de serviço;
- $E_k$  é a energia não fornecida devido a uma falha de capacidade  $C_k$ ;
- $E$  é a procura total de energia durante o período de estudo.

## 2.2 Demand Response

### 2.2.1 Programas de Demand Response

Como já havia sido referido anteriormente, habitualmente para garantir a adequação de um SEE, atua-se no lado da capacidade de geração. Tem havido, todavia, alguns esforços no sentido de encontrar formas alternativas de garantir a adequação da geração à procura em cada instante de tempo, nomeadamente com recurso a alterações nos padrões de consumo.

A grande evolução registada ao nível das regras dos mercados nos últimos tempos possibilitou que as cargas possam ter uma maior participação em programas de emergência, económicos e de serviço. A introdução de recursos disponibilizados pelas ações de gestão ativa de cargas (DR) no mercado de eletricidade pode reduzir de forma significativa a variação das tarifas e impedir que o controlo dos mercados seja feito apenas pelos grupos geradores [9]. Os programas de *Demand Response* (DR) podem ser divididos em duas categorias principais [10]

- Programas baseados no período horário (*Time-based Program*) - nestes programas, o preço a pagar pela eletricidade varia de acordo com os diversos períodos do dia sendo mais reduzido em horas de vazio e mais elevado em horas de ponta. Desta forma são criados incentivos para que os clientes, sempre que possível, desviem os seus consumos para horas onde o consumo de energia é mais reduzido;
- Programas baseados em incentivos (*Incentive-based Program*) - Nestes programas é assinado um contrato com o cliente em que este permite que a sua procura seja reduzida,

sempre que necessário. Este programa acarreta benefícios para o lado da geração, pois permite a redução da ponta e ao mesmo tempo baixar os custos de produção, dado que evita que tenham de ser ativados mais grupos geradores. Pode, paralelamente, permitir a manutenção ou até a melhoria dos níveis de fiabilidade com a redução do nível de procura. Este é aliás, o objetivo deste trabalho. Do ponto de vista dos clientes, estes programas são também atrativos dado que, conseguem obter reduções nas suas faturas sem que a qualidade do serviço que lhes é fornecido diminua de forma indesejável.

Os referidos programas, surgem como instrumentos que podem ser utilizados num curto espaço de tempo em situações críticas do sistema para fazer baixar a procura tanto quanto necessário nesse instante [11]. Sendo exequível, o recurso à gestão da procura, poderá ser muito interessante ao nível da reserva girante do sistema.

As chamadas redes inteligentes, *Smart Grids* na terminologia anglo-saxónica, com o crescente recurso às TIC (Tecnologias de Informação e Comunicação) tornam possível a comunicação entre os diferentes intervenientes dos SEE, incluindo consumidores, fornecedores, produtores, e operadores de rede e do sistema, fazendo com que a disseminação dos programas de DR seja viável. Com as *Smart Grids*, passou a ser possível gerir, de uma forma mais simples, os fluxos de potência e a disponibilização bidirecional de dados quase em tempo real. Desta forma, ficam acessíveis dados de consumo, preços e ainda outros sinais que tornam possível que o consumidor final utilize, de uma forma mais eficiente, os diversos recursos que tem ao seu dispor [12]. De entre os recursos mencionados, destacam-se a geração local, o armazenamento dedicado ou não (veículo elétrico), compra e venda de energia à rede, cargas que podem ser interrompidas por breves instantes de tempo e cargas cujo funcionamento pode ser desviado para períodos mais interessantes, sem que haja degradação da qualidade do serviço prestado [13].

Criou-se, desta forma, a possibilidade de mudar os padrões de comportamento e de compra de energia de acordo com a informação que é recebida.

O tipo de cargas abordado nesta dissertação é o tipicamente existente no setor residencial. Estas cargas podem ser divididas em quatro categorias de acordo com as suas restrições técnicas e a flexibilidade existente por parte dos clientes para que as mesmas possam ser controladas [14]:

- Cargas não controláveis: Tal como o nome indica, estas cargas não podem ser controladas uma vez que o controlo das mesmas pode causar desconforto e/ou perturbação da atividade para o utilizador (Exemplo: iluminação).
- Cargas parametrizáveis: Cargas que permitem um ajuste nas definições do termostato

sem causar desconforto indesejável ao utilizador (Exemplo: equipamentos de AVAC).

- Cargas interrompíveis: Cargas que podem ser desligadas por um curto período de tempo sem que disso resultem consequências perceptíveis ao nível da qualidade do serviço prestado (Exemplo: equipamentos de frio).
- Cargas desviáveis: Cargas cuja função pode ser adiada ou antecipada sem que isso cause um desconforto indesejável ao utilizador (Exemplo: máquinas de lavar).

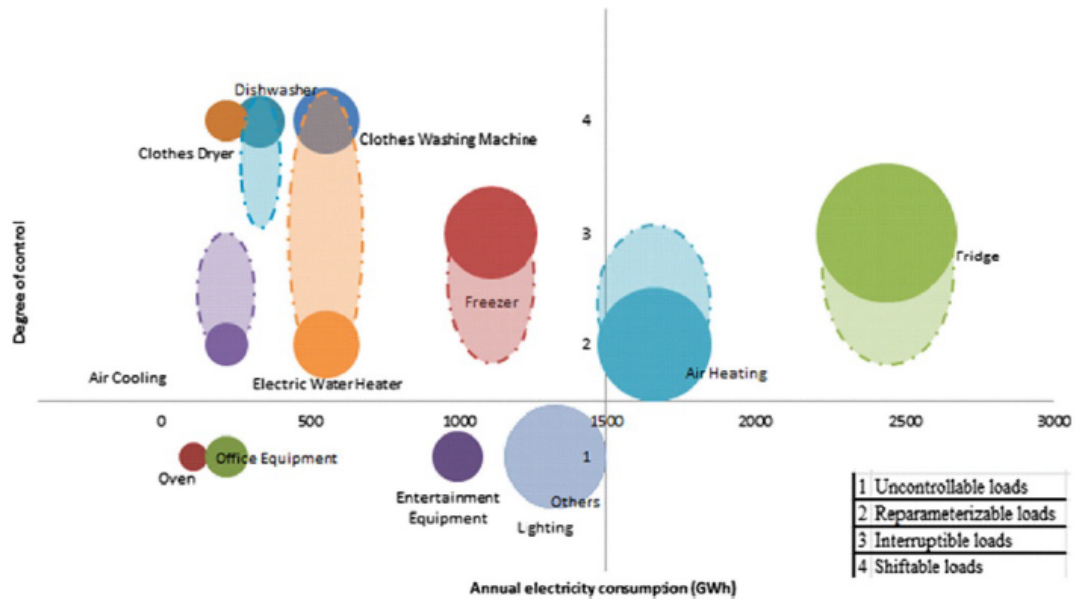


Figura 2.5: Categorias de cargas de acordo com o grau de controlo e consumo anual de eletricidade [14].

A figura 2.5, representa os consumos anuais das cargas de uso residencial e o seu grau de controlo correspondente. No eixo das abcissas do referido gráfico, as circunferências de diferentes tamanhos representam o consumo anual de eletricidade, já o eixo das ordenadas contém informações acerca do grau de controlo; as elipses representam que algumas cargas podem ser alvo de mais do que uma ação de *Demand Response*. Apesar de algumas cargas poderem ser usadas pelo mesmo tipo de ação, é necessário ter atenção que as características de controlo da ação não são iguais para todas as cargas [10]. Parâmetros como a duração da interrupção e a temperatura ou mesmo a possibilidade de já terem estabilizado após a última ação, influenciam as cargas a serem usadas nas ações. É de realçar que os frigoríficos e os congeladores são equipamentos que estão ligados durante todo o dia e, dependendo da eficiência do equipamento conjuntamente com as elevadas taxas de posse, justifica os elevados consumos apresentados.

### 2.2.2 Demand response e fiabilidade

Dada a cada vez maior exequibilidade e flexibilidade de implementação de ações de DR, e dado o seu potencial de atratividade para os diferentes sectores dos SEE, a DR tem sido alvo de estudos vários sobre a sua utilização com diferentes objetivos. Por exemplo, participar no cálculo dos índices de fiabilidade dos SEE, sobretudo em substituição das reservas de operação para melhorar índices de fiabilidade, evitar o colapso do sistema, reduzir perdas, entre outros [15].

As figuras 2.6 e 2.7 representam duas formas de atuar ao nível da procura com alterações na amplitude e na forma. Ambas têm impacto na fiabilidade dos SEE. No entanto, enquanto que o ilustrado na figura 2.7 pode ser alvo de ações de alteração ativa da procura visando alterar os índices de fiabilidade, o ilustrado na figura 2.6, corresponde à eficiência energética que reduz os consumos durante todas as horas. Neste caso a alteração é permanente e não é passível de "gestão" em diferentes horas do dia [16]. Esta falta de controlo não a torna adequada para ser usada como recurso controlável em termos de reserva de geradores contudo, estas medidas podem ser muito úteis, mesmo em termos de fiabilidade a longo prazo - planeamento. Já a segunda figura (2.7) representa o corte das pontas e desvio de consumos. Com o corte das pontas, é possível reduzir o risco do sistema ser sujeito a interrupções forçadas e indisponibilidade. Como consequência desta medida, o operador de rede/sistema, terá um maior número de opções e recursos para manter a fiabilidade do sistema sem recorrer a alterações na capacidade de geração. A DR pode ser utilizada como recurso para manter ou melhorar a fiabilidade dos sistemas devido às suas vantagens de localização geográfica (perto das cargas) e ao seu curto tempo de resposta. Quando se pretende melhorar a fiabilidade do sistema, a DR pode ser utilizada como reserva girante [17].

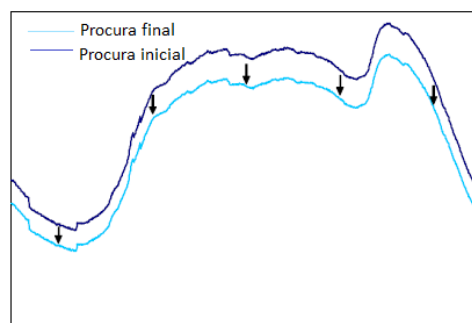


Figura 2.6: Eficiência energética [16].



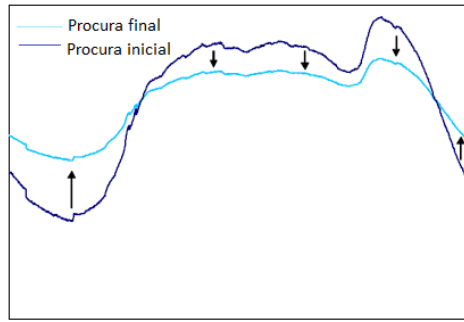


Figura 2.7: Corte de pontas e desvio de consumos [16].

Há alguns estudos onde o recurso a ações de gestão da procura como forma de alterar os índices de fiabilidade é abordado por exemplo, os apresentados em [18] e [19]. Alguns destes estudos assumem que, os recursos da procura se encontram sempre disponíveis para eventos de DR. Contudo, isso não é inteiramente verdade uma vez que, as cargas podem não ser capazes de reduzir a capacidade solicitada devido a fatores externos, tais como a duração do evento de DR, a temperatura externa ou a sua utilização prévia como recurso controlável [17].

Considerando as características das cargas acima apresentadas, [17] propõe um modelo de dois estados para representar o comportamento da procura agregada tal como no modelo convencional de uma unidade geradora.

A redução do lado da procura pode ser considerada uma alternativa à geração convencional e, desta forma, a quantidade (negativa) que foi reduzida pela carga pode ser considerada como uma quantidade (positiva) disponível de geração. A incerteza e a imprevisibilidade dos recursos da procura podem causar problemas significativos nos SEE quando clientes com comportamentos instáveis participam em mercados de DR, mesmo nas situações em que se recorre à representação automatizada das ações de gestão da procura. Este modelo de dois estados para estudos de fiabilidade é feito com base nos dados históricos da DR da procura agregada [17].

Como já foi visto na secção 2.1.3, a disponibilidade (indisponibilidade) de uma unidade geradora pode ser definida como a razão entre os tempos médios de funcionamento (avaria), e o período médio de funcionamento de acordo com os seus dados históricos.

De uma forma semelhante pode definir-se a disponibilidade e indisponibilidade da DR.

A figura 2.8, mostra a situação em que os eventos de DR foram despachados e o cliente  $j$  respondeu aos eventos correspondentes. A carga base do cliente (representada pela linha a cheio), é definida pelo consumo médio de energia por hora e permite determinar o nível

de corte possível. A tracejado encontra-se a linha que representa a carga real medida. É a diferença entre estas duas quantidades, durante os eventos de DR, que determina a energia reduzida devido a ações de DR (representada por  $DR^j(t)$ ) [17]. Pode verificar-se, por observação da referida figura, que o cliente participa no evento de DR 1, mas apenas participa parcialmente no evento de DR 2 isto é, a sua procura no intervalo  $t_3$  não é reduzida. O histórico das participações do cliente em eventos de DR pode então ser recolhido e colocado numa sequência cronológica. Posto isto, nota-se alguma semelhança com os tempos 'On' e 'Off' das unidades geradoras e o modelo de dois estados pode ser definido.

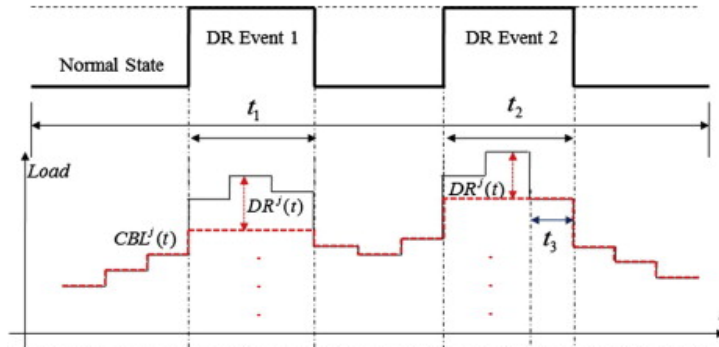


Figura 2.8: Disponibilidade e indisponibilidade da DR [17].

Assim, considerando o que foi exposto, a disponibilidade  $A^d$  e indisponibilidade  $U^d$  da DR podem ser determinadas através das equações 2.22 e 2.23, respetivamente.

$$A^d = \frac{\sum(\text{tempoUp})}{\sum(\text{tempoUp}) + \sum(\text{tempoDown})} \quad (2.22)$$

$$U^d = \frac{\sum(\text{tempoDown})}{\sum(\text{tempoUp}) + \sum(\text{tempoDown})} \quad (2.23)$$

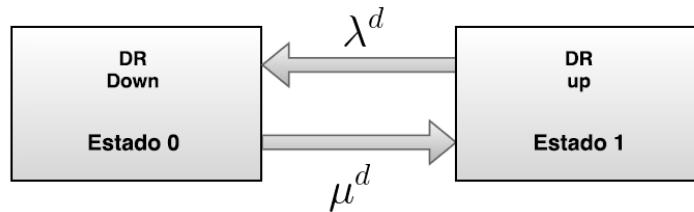


Figura 2.9: Modelo de dois estados DR.

A figura 2.9, representa o modelo de dois estados simples. Neste modelo, os estados "up" e "down", representam o sucesso ou insucesso da redução da procura, respetivamente. Os parâmetros  $\lambda^d$  e  $\mu^d$ , são as taxas de transição de estado. Essas taxas podem ser determinadas através das equações 2.24 e 2.25, respetivamente.

$$\lambda^d = \frac{f_f}{t_s} \quad (2.24)$$

$$\mu^d = \frac{f_s}{t_f} \quad (2.25)$$

Onde  $t_s$  e  $t_f$  são o período total em que a redução da procura foi realizada ou falhou, respetivamente e  $f_f$  e  $f_s$  são o número de fracassos ou sucessos da redução da procura em determinado  $t_s$  e  $t_f$ , respetivamente [17].

Contudo, esta não foi, como se verá mais a frente, a estratégia implementada nesta dissertação. Apesar de interessante, esta estratégia tem alguns inconvenientes uma vez que, o cálculo da disponibilidade e indisponibilidade é feita com base nos dados históricos dos eventos de DR que podem ser alterados e também dado que, sendo a DR um recurso relativamente recente, são poucos os dados históricos existentes o que pode conduzir a erros.

Nesta dissertação, pretende-se avaliar se a gestão da procura pode ter impactos (positivos) na fiabilidade dos SEE. Como foi referido anteriormente, os índices de fiabilidade dependem da CDC e da TPPG. Ora, sabendo que a CDC não é mais do que um diagrama classificado isto é, um diagrama cujos valores de carga foram ordenados por ordem decrescente e que, para avaliar a adequação do sistema o procedimento é avaliar a carga não servida quando se retiram de serviço as diversas capacidades apresentadas na TPPG. Assim, sabe-se que se começa a ter perda de carga/energia, quando o valor da capacidade disponível, após a saída de uma determinada CFS, não é suficiente para satisfazer a carga. Observe-se agora a TPPG da tabela 2.1 e a CDC de carga da figura 2.10. A capacidade instalada do sistema é igual a 200MW e a carga, representada na curva de duração de carga, varia linearmente entre os 160MW (100%) e os 64MW (40%).

Tabela 2.1: TPPG exemplo.

CFS	Probabilidade individual	Probabilidade acumulada
0	0,950991	1,000000
40	0,048029	0,049009
80	0,000971	0,000980
120	0,000009	0,000009

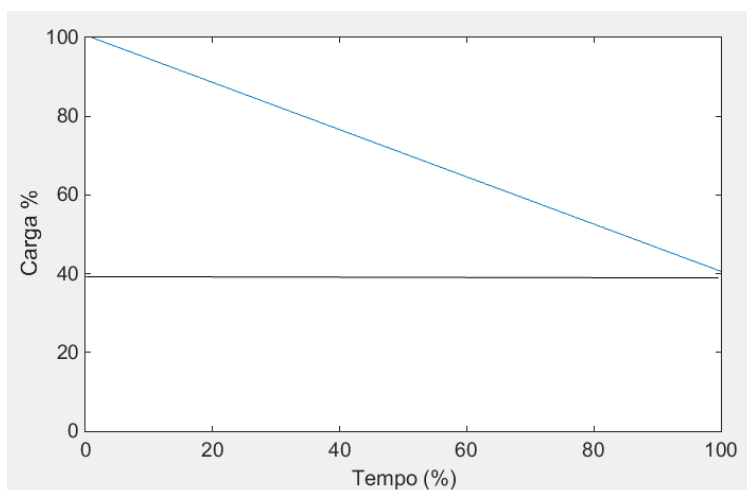


Figura 2.10: Diagrama de cargas classificado exemplificativo.

Com uma capacidade de geração fora de serviço até 40MW não há qualquer perda de carga no sistema pois a margem de reserva é suficiente para compensar essa perda. Contudo, a partir de uma CFS superior a 40MW, o sistema irá começar a perder carga como se pode verificar na figura 2.11 e, quanto maior for o valor dessa perda piores serão os índices de fiabilidade.

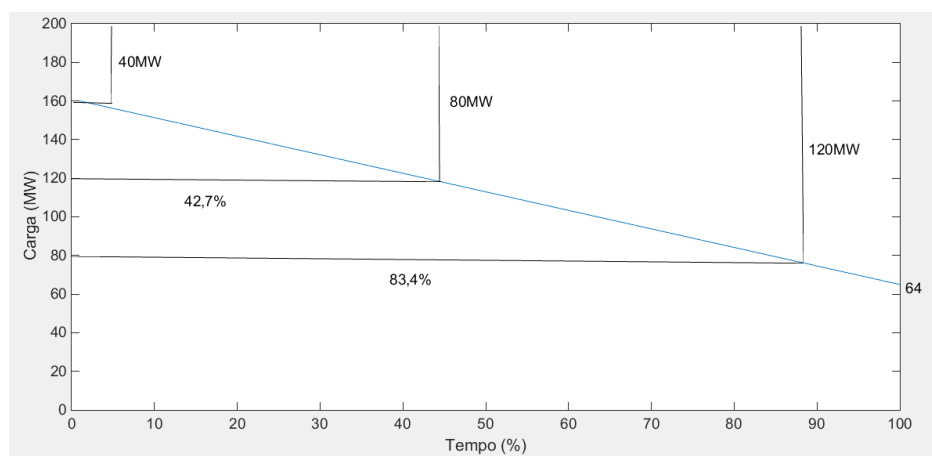


Figura 2.11: Diagrama de cargas classificado com indicação das diversas CFS.

Desta forma, pode perceber-se que, se a ponta for reduzida, o sistema vai começar a perder carga mais tarde e, por isso, os índices de fiabilidade podem sofrer melhorias. Todavia, melhorar o índice LOLE de fiabilidade implica reduzir a ponta máxima e/ou o tempo durante o qual há perda de carga. Por isso, apenas reduzir a ponta máxima, desviando o consumo para outros períodos, pode não ser suficiente para melhorar a LOLE. Interessa pois perceber se as ações de gestão da procura permitirão levar à redução dos índices de fiabilidade. Para tal, aplicam-se as ações de gestão da procura e avaliam-se os índices de fiabilidade em análise. Esta foi a estratégia utilizada na ferramenta desenvolvida nesta dissertação.

# Capítulo 3

## Cálculo dos índices de fiabilidade

Tendo como objetivo a análise da contribuição dos recursos do lado da procura na avaliação da fiabilidade de um SEE, torna-se imperativo dispor de ferramentas que façam o cálculo desses índices. A participação dos referidos recursos será conseguida com medidas de gestão da procura, através da alteração do normal funcionamento de cargas de utilização final, esperando deste modo melhorar os índices de fiabilidade. Existem já ferramentas desenvolvidas para o cálculo dos índices de fiabilidade. Todavia, uma vez que neste trabalho se procura alterar os índices de fiabilidade, através de medidas de gestão da procura, e dado que essas medidas irão ser identificadas com recurso a um algoritmo evolucionário, num processo iterativo em que uma das medidas de avaliação do desempenho das soluções apresentadas serão os índices obtidos por cada uma dessas soluções, será essencial dispor da capacidade de cálculo dos índices como parte integrante deste processo iterativo. Por outro lado, há que dizer que será dada ênfase sobretudo aos índices relacionados com a probabilidade de não adequação da geração à procura e não tanto aos que se encontram relacionados com a energia não fornecida. Isto tem que ver com a possibilidade existente da implementação de medidas de gestão da procura levar à alteração da quantidade de energia fornecida. Apesar dessa alteração não dever ter qualquer impacto na qualidade do serviço de energia, pode provocar alterações nos índices relacionados.

A primeira etapa é pois, a construção de uma ferramenta que permita o cálculo do modelo do sistema de geração (TPPG) e do modelo da carga (Curva de Duração de Carga), bem como os índices de fiabilidade associados a essa TPPG e a essa carga. Para testar e avaliar o desempenho dessa primeira etapa da ferramenta desenvolvida utilizou-se o *'IEEE Reliability Test System'* (RTS-79) [20].

O sistema de teste em causa é um sistema isolado, isto é, não tem interligações nem ligações DC com outros sistemas. O RTS-79 já provou ser muito útil e continua a ser amplamente utilizado por diversos investigadores por exemplo: em [3], [8], [21], [22] e [23].

O RTS 79, foi entretanto acrescentado no que respeita às interligações e às ligações DC, tendo dado origem ao RTS-96 [24].

Nesta dissertação optou-se por utilizar o RTS-79, uma vez que se pretende analisar os impactos da gestão da procura num sistema isolado.

### 3.1 Descrição do sistema de teste

O IEEE RTS-79 é constituído por 24 barramentos e 38 linhas, tal como pode ser verificado na figura 3.1 [25].

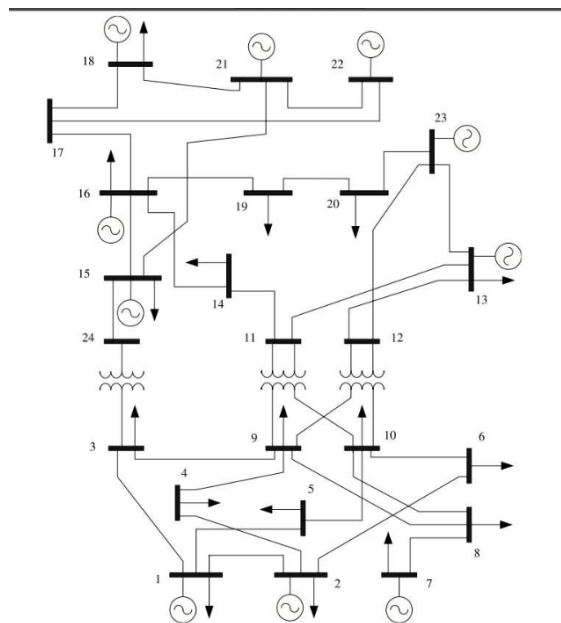


Figura 3.1: Sistema de teste.

O sistema é composto por 32 geradores perfazendo uma capacidade total instalada de 3405MW. A tabela 3.1 [20] mostra a composição detalhada do sistema de geração deste sistema de teste.

Relativamente à carga, a ponta anual são 2850 MW e todos os restantes valores relativos ao consumo são apresentados sob a forma de percentagem da ponta. As tabelas A.1 [20], A.2 [20] e A.3 [20] do Anexo A apresentam, respetivamente, os dados da ponta semanal em função da ponta anual, os dados da ponta diária em função da ponta semanal e, por fim, os dados da ponta horária em percentagem da ponta diária e em função da estação do ano correspondente. Desta forma, é possível obter diagramas de carga para todos os dias do ano como mostra a figura A.2 ou para todas as horas do ano A.3.

Tabela 3.1: Dados dos Geradores.

Número de unidades	Capacidade (MW)	MTTF (horas)	MTTR (horas)	FOR
5	12	2940	60	0,02
4	20	450	50	0,1
6	50	1980	20	0,01
4	76	1960	40	0,02
3	100	1200	50	0,04
4	155	960	40	0,04
3	197	950	50	0,05
1	350	1150	100	0,08
2	400	1100	150	0,12

Para calcular a potência numa base horária ( $P[h]$ ), com base nas tabelas do sistema de teste apresentadas no Anexo A, (A.1, A.2 e A.3) utilizou-se a expressão 3.1:

$$P[h] = P_A \times P_S[i] \times P_D[j, i] \times P_H[t, j, i] \quad (3.1)$$

Onde:

- $P[h]$  - Potência na hora  $h$  (MW),  $h \in [1; 8760]$ ;
- $P_A$  - Ponta anual do diagrama (MW);
- $P_S[i]$  - Percentagem da ponta semanal na semana  $i$  com  $i \in [1; 52]$ , relativamente à ponta anual ( $P_A$ );
- $P_D[j, i]$  - Percentagem da ponta diária no dia  $j$  com  $j \in [1; 7]$ , relativamente à ponta da semana  $i$ , ( $P_S[i]$ );
- $P_H(t, j, i)$  - Percentagem da ponta da hora  $t$  com  $t \in [1; 24]$ , relativamente à ponta do dia  $i$ , na semana  $j$ , ( $P_D[j, i]$ ).

## 3.2 Descrição da ferramenta para o calculo dos índices

A figura 3.2 representa o fluxograma da ferramenta desenvolvida. Esta ferramenta começa por ler os dados dos geradores a partir de um ficheiro do tipo ".xls", cuja estrutura da primeira folha, se encontra apresentada na tabela 3.2, na segunda folha do mesmo ficheiro encontram-se os dados do diagrama de carga. Cada linha da primeira folha apresenta para um dado tipo de gerador, o número de geradores a sua potência nominal e o número de estados que o caracterizam  $[n]$ . Para cada um dos estados  $[i]$ , está apresentada a CFS ( $CFS[i]$ ) e a

probabilidade dessa ocorrência ( $P[i]$ ).

Tabela 3.2: Exemplo de introdução dos dados dos geradores.

Número de geradores	Potência	CFS1	P1	CFS2	P2	CFS3	P3	...	...	CFSn	Pn
5	500	0	0,97	250	0,02	500	0,01				
4	300	0	0,80	300	0,20						
...											
m											

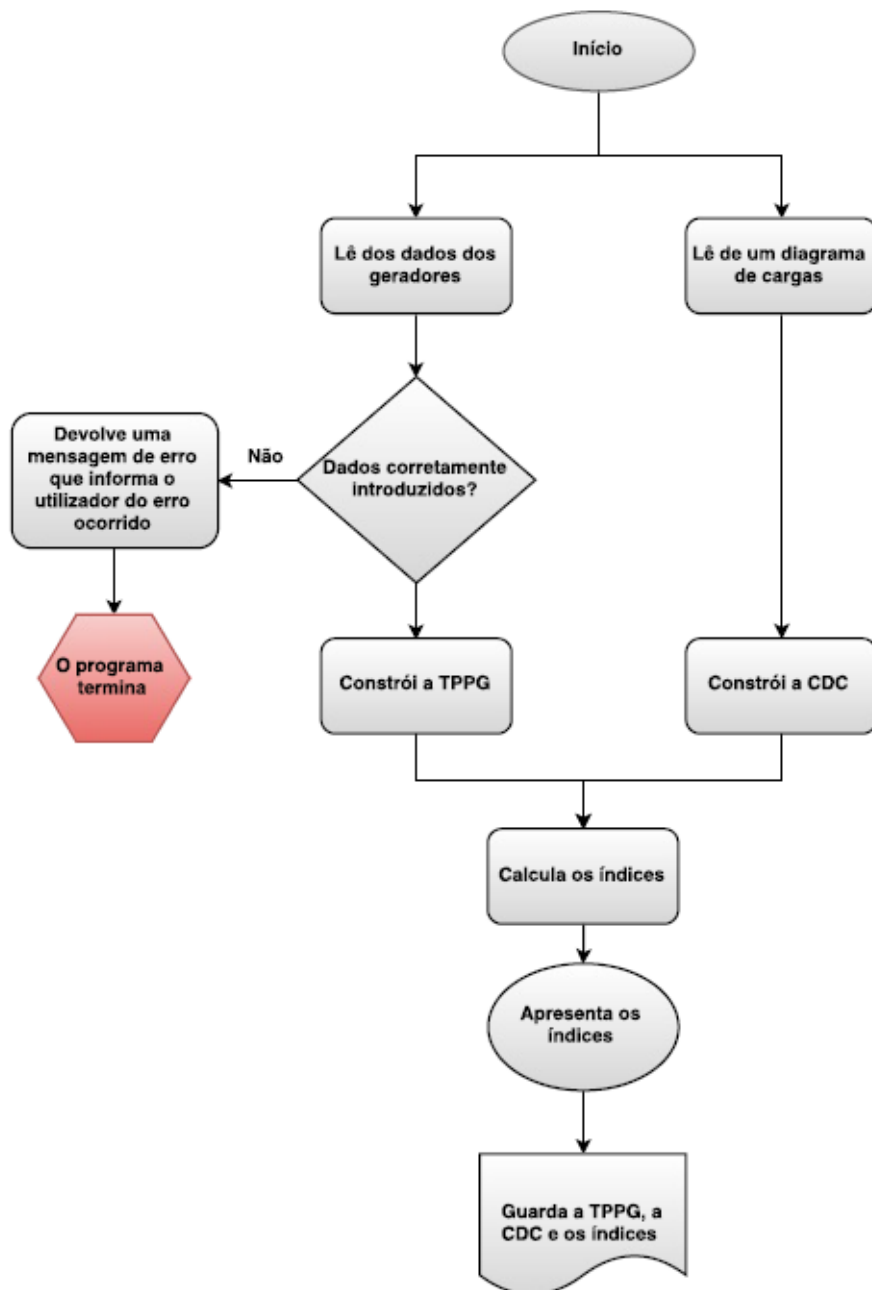


Figura 3.2: Fluxograma da ferramenta para cálculo dos índices.



Após a leitura do ficheiro, é feita a verificação dos dados no mesmo. Essa confirmação é feita a dois níveis: o primeiro, certifica-se que todos os dados referentes a cada um dos geradores foram introduzidos e, o segundo verifica se a soma da probabilidade de todos os estados, de cada gerador, é igual a um. Caso uma destas condições não se verifique, o programa devolve um erro ao utilizador com a informação do problema ocorrido e termina.

Caso os dados se encontrem corretamente introduzidos, as potências do diagrama de carga serão ordenadas por forma a construir uma curva de duração de carga prosseguindo-se de seguida para a construção da tabela de probabilidade de perda de geração.

A construção da TPPG é feita de uma forma recursiva (para que seja possível ter  $n$  estados) e de acordo com o que já foi apresentado na secção 2.1.2 na equação 2.11:

$$P(X) = \sum_{i=1}^n p_i \cdot P'(X - C_i)$$

Após a construção da TPPG e, com a curva de duração de carga, é possível começar o cálculo dos índices de fiabilidade. Os índices são determinados de acordo com as equações já apresentadas na secção 2.1.3:

$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k \cdot t_k; \quad (\text{Equação: 2.15})$$

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k \cdot p_k; \quad (\text{Equação: 2.17})$$

$$LOEE_{pu} = \sum_{k=1}^n \frac{E_k \cdot p_k}{E}; \quad (\text{Equação: 2.19})$$

$$EIR = 1 - LOEE_{pu}. \quad (\text{Equação: 2.20})$$

De referir que o número de estados de capacidades fora de serviço dos geradores pode ser qualquer e os valores das respetivas capacidades devem ser coerentes com a carga.

### 3.3 Validação da ferramenta desenvolvida

A fim de validar esta primeira ferramenta desenvolvida, isto é, cálculo da TPPG e dos índices de fiabilidade utilizaram-se os dados da geração do sistema de teste representados na tabela 3.1 e três diagramas anuais de pontas: um com as pontas semanais, um com as pontas diárias e o último com as pontas horárias. Estes diagramas encontram-se representados nas figuras A.1, A.2 e A.3 do Anexo A e a curva de duração de carga referente a cada um deles nas figuras 3.3, 3.4 e 3.5, respetivamente. Estes dados já haviam sido utilizados antes em [3] e em [21] o que permite fazer uma comparação dos resultados obtidos e validar o código desenvolvido.

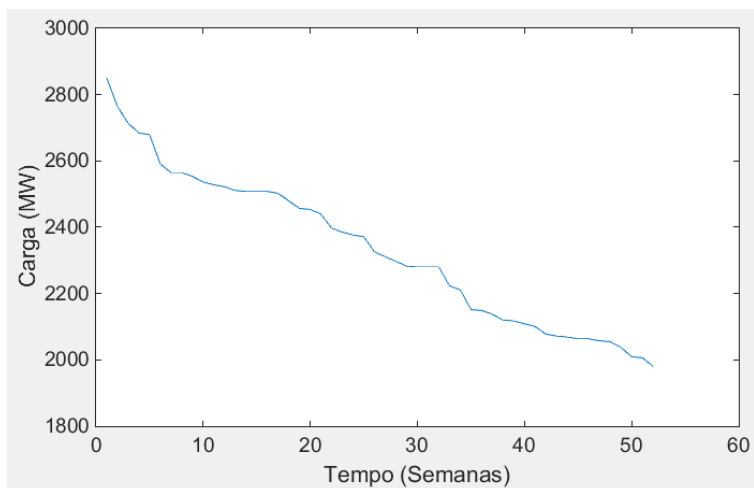


Figura 3.3: Diagrama de cargas classificado construído com as pontas semanais.

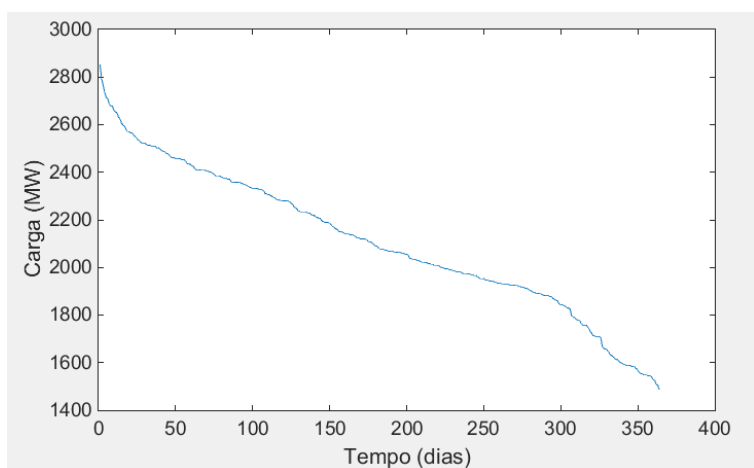


Figura 3.4: Diagrama de cargas classificado construído com as pontas diárias.

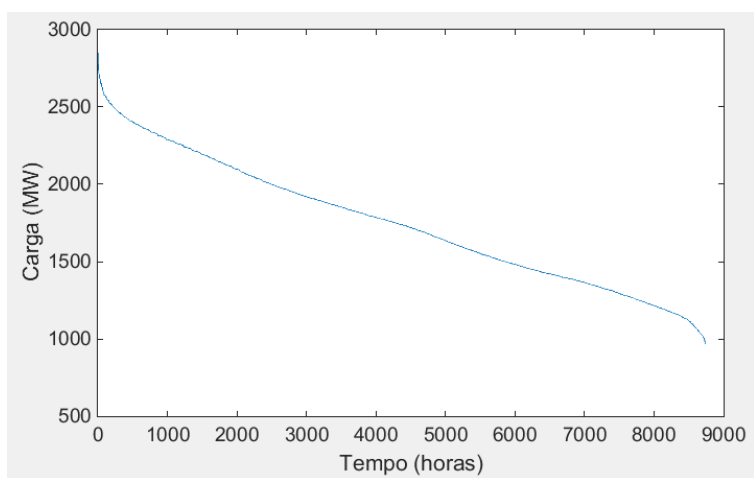


Figura 3.5: Curva de duração de carga construída com as pontas horárias.

Após a introdução dos dados (anteriormente referidos) na ferramenta, verificou-se que a TPPG iria ter um elevado número de estados (3180) e, por isso, optou-se por representar apenas os valores de alguns estados (os mesmos que foram apresentados por [3]). Os resultados desta TPPG foram iguais aos obtidos em [3] e são apresentados na tabela 3.3. Para além desta tabela, apresenta-se também na tabela A.6 do Anexo A, outra TPPG com CFS múltiplas de 100.

Tabela 3.3: TPPG.

Estado	CFS (MW)	Probabilidade individual	Probabilidade acumulada
1	0	0,23639512	1
31	100	0,02999156	0,54760114
90	200	0,00128666	0,38132810
153	265	0,00001312	0,33556665
288	298	0,00000030	0,32068046
444	556	0,00000345	0,08457806
488	600	0,00035769	0,06211286
833	950	0,00006431	0,00749195
1088	1200	0,00002413	0,00079125
1388	1500	0,00000030	0,00004044

Os valores dos índices calculados, encontram-se apresentados na tabela 3.4 e foram comparados com os apresentados em [3] e em [21] para as pontas diárias e para as pontas horárias:

- Índices utilizando as pontas diárias indicados em [3] e [21]:
  - $LOLE = 1,3689$  dias/ano;
- Índices utilizando as pontas horárias indicados em [21]:
  - $LOLE = 9,3942$  horas/ano;
  - $LOEE = 1,1760$  GWh/ano;
  - $EIR = 0,9999$ .

Tabela 3.4: Índices de fiabilidade calculados a partir da ferramenta desenvolvida usando as diversas curvas de duração de carga.

	LOLE	LOEE (GWh/ano)	LOEEpu	EIR
Pontas semanais	3,3889 dias/ano	11,4510	$58,1810 \cdot 10^{-4}$	0,9994
Pontas diárias	1,3689 dias/ano	4,3618	$2,3666 \cdot 10^{-4}$	0,9998
Pontas horárias	9,3569 horas/ano	1,1717	$7,6587 \cdot 10^{-5}$	0,9999

Comparando a LOLE obtida com a ferramenta desenvolvida com as apresentadas pelas referências pode-se concluir que, esta é igual no caso em que foram utilizadas as pontas diárias. Já no caso em que foram utilizadas as pontas horárias, a LOLE apresenta uma diferença da apresentada em [21] contudo, essa diferença não é significativa (0,39%). Comparando os valores da LOEE, podemos concluir que, a LOEE determinada pela ferramenta é igual à apresentada em [21].

# Capítulo 4

## Algoritmo desenvolvido

Para avaliar os impactos da gestão da procura na fiabilidade dos SEE, foi desenvolvido um algoritmo que utiliza como cargas controláveis frigoríficos combinados aos quais vão ser aplicadas ações de controlo definidas por uma estratégia evolucionária.

Ao longo deste capítulo, será explorado todo o algoritmo desenvolvido.

### 4.1 Modelos fisicamente baseados

A utilização de cargas controláveis para o fornecimento de serviços de sistema passa pela alteração do seu normal funcionamento. Desta forma conseguem-se alterar os valores da potência pedida à rede, de acordo com as necessidades requeridas [10].

Com o intuito de avaliar se, com alteração do normal funcionamento das cargas, a qualidade do serviço prestado se mantém, é necessário utilizar ferramentas que permitam verificar o impacto das ações que foram implementadas, não só ao nível da potência pedida à rede mas também ao nível da qualidade do serviço prestado. Para fazer essa avaliação serão utilizados Modelos Fisicamente Baseados (MFB), os quais permitem verificar o valor de cada uma das variáveis de interesse, em cada instante de tempo. Assim, recorrendo a estes modelos, é possível simular o funcionamento de equipamentos e avaliar os impactos das ações de gestão da procura [26].

De entre as cargas normalmente utilizadas nos programas de gestão de procura destacam-se as cargas termostáticas, que já foram referidas na secção 2.2.1. Nesta dissertação as cargas utilizadas são de Frio Alimentar Doméstico (FAD), mais concretamente frigoríficos combinados. O funcionamento destas cargas é controlado por um dispositivo designado termostato, e é este que determina o estado funcional da carga: liga/desliga [10]. Nas cargas referidas, podem ser implementadas, durante um certo período de tempo, ações de alteração da parametrização do termostato ou ações de corte. Nesta dissertação optou-se por usar o

segundo tipo de ações referidas.

A opção por este tipo de cargas assentou em três razões fundamentais. A primeira diz respeito à disponibilidade dos modelos fisicamente baseados [13], que permitem avaliar o impacto das ações no funcionamento das cargas. A segunda diz respeito à sua disseminação, uma vez que este tipo de cargas se encontram em todas as residências e, em muitos casos, cada residência tem mais do que um equipamento deste tipo. Por fim, e apesar do baixo valor de potência por equipamento, como estão em funcionamento durante 24 horas por dia, são um recurso com uma elevada disponibilidade temporal.

Para simular estas cargas, foi utilizado um MFB criado e validado experimentalmente em [13]. Nesta implementação, os MFB, tal como mostra a figura 4.1, recebem as especificações das cargas e foram adaptados para poderem receber as ações de controlo a aplicar às mesmas, devolvendo de seguida um diagrama de carga resultante do funcionamento dos frigoríficos com a aplicação das ações de controlo.

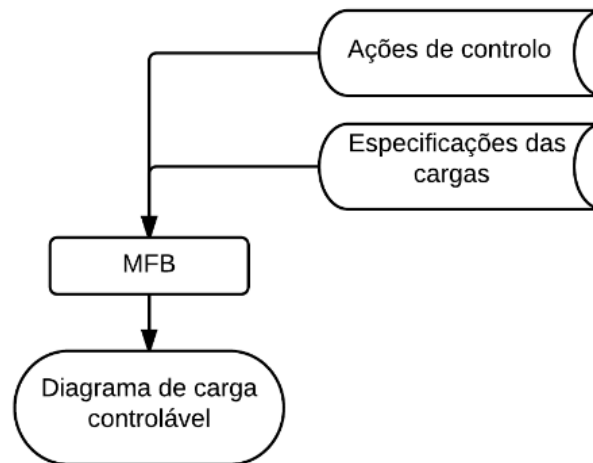


Figura 4.1: Fluxograma MFB.

## 4.2 Algoritmos Genéticos e Estratégias Evolucionárias

Os Algoritmos Genéticos (AGs) são métodos de pesquisa de natureza probabilística, que foram inspirados pelos princípios da genética e da seleção natural.

O processo de evolução natural, segundo os pressupostos apresentados por Darwin, recorre a dois processos básicos: a seleção e a reprodução com variação. É o processo de seleção o responsável por garantir que os indivíduos que melhor se adaptam ao meio (os mais aptos), têm uma maior probabilidade de sobreviver. Desta forma, estes são os indivíduos com maior número de descendentes o que leva a que as suas características sejam propagadas ao longo

das gerações. A variação associada à reprodução e à mutação garante que os descendentes que vão sendo gerados, não serão à partida uma cópia exata dos seus progenitores. A combinação destes dois processos permite que a evolução dos indivíduos, ao longo de sucessivas gerações, ocorra de uma forma gradual [27].

A evolução natural acima apresentada foi de certa forma mimetizada nos algoritmos de optimização conhecidos, por isso, como AGs. Os AGs trabalham com conjuntos de elementos (indivíduos) do espaço de pesquisa, denominados populações, que não são mais do que potenciais soluções para o problema em questão. As populações são transformadas (evoluídas), com o objetivo de encontrar um conjunto de soluções de elevada qualidade para o problema. Para uma implementação prática é necessário efetuar a escolha de uma solução do referido conjunto. As transformações na população ocorrem da seguinte forma [27]:

- Os operadores genéticos ou operadores de transformação atuam sobre os elementos escolhidos, originando novas soluções;
- Segue-se o processo de seleção, que é de natureza probabilística, em que aos indivíduos com melhor desempenho (mais aptos) é dada uma maior probabilidade de serem progenitores da geração seguinte.

Há ainda duas decisões cruciais que é necessário tomar quando se pretende aplicar um AG: a escolha da representação para as soluções e a definição da função de aptidão. Quanto à primeira, foi proposto por [28] a utilização de um código binário para a representação das soluções possíveis. Assim, os indivíduos processados num AG clássico são sequências de 0's e 1's, que codificam a informação necessária para representar um ponto no espaço de pesquisa. Quanto à função de aptidão, esta irá associar cada uma das soluções a uma medida de qualidade representando, deste modo, a capacidade dessa solução para a resolução do problema em análise [27].

A qualidade média dos indivíduos constituintes de uma população tende a aumentar ao longo das gerações (iterações). Um AG possui dois operadores genéticos fundamentais: o *crossover* (recombinação) e a mutação. O *crossover* é um operador probabilístico que permite a troca de material genético entre dois progenitores, levando à criação de um novo indivíduo (descendente). Este operador, atua sobre os indivíduos que foram selecionados, e faz a combinação de características complementares, o que poderá conduzir a novas soluções que integrem vantagens de ambos os indivíduos e, por isso, possuam uma aptidão acrescida para o problema em análise. O operador mutação é responsável por atuar sobre as soluções que resultam do processo de *crossover* e alterar ligeiramente algumas das suas características. Este é um processo aleatório e tem como objetivo manter a diversidade na população, criando

novo material genético [27].

À medida que o número de iterações aumenta, o AG converge para regiões de procura onde se encontram soluções promissoras. O algoritmo termina quando se atinge a condição de paragem. As condições de paragem mais comuns são [27]:

- Número máximo de iterações;
- Descoberta de uma solução com a qualidade desejada;
- Ausência de melhoria durante um determinado período de tempo.

As estratégias evolucionárias (EEs) foram desenvolvidas com o intuito de serem aplicadas a problemas de otimização numérica, revelando-se algoritmos robustos e eficientes. As EEs, tal como os AGs, são algoritmos iterativos que pesquisam com base em populações de indivíduos, que representam potenciais soluções para o problema de otimização [27]. A principal diferença encontrada entre os AGs e as EEs é que as últimas não reproduzem todo o processo evolutivo, não contendo o operador de recombinação (*crossover*).

A identificação das estratégias de gestão da procura a aplicar às cargas é tipicamente um problema complexo devido ao carácter combinatório do mesmo.

Na situação concreta desta dissertação, o objetivo é melhorar os índices de fiabilidade sem que haja degradação da qualidade do serviço fornecido isto é, a temperatura no interior do frigorífico deve encontrar-se dentro da gama de valores considerada admissível.

As estratégias evolucionárias (EEs), ao trabalharem com populações são particularmente aptas para este tipo de problemas combinatórios multi objetivo (MO) onde se pretende, numa primeira fase, caracterizar uma frente de soluções não dominadas [29].

Para implementar uma EE é necessário ter uma função de avaliação e um conjunto de operadores que permitam introduzir alterações, avaliar e selecionar soluções para a geração seguinte. O facto destas estratégias disponibilizarem, a cada iteração, um conjunto de soluções que podem representar diferentes regiões do espaço de pesquisa, torna as EE particularmente atrativas no processo de otimização multi objetivo, permitindo caracterizar a fronteira não dominada, sobretudo em situações, como a presente, em que o espaço de pesquisa tem uma dimensão bastante considerável [29].

A figura 4.2, mostra o fluxograma de uma EE. Nas EEs cada indivíduo da população é avaliado de acordo com o seu desempenho relativamente a cada um dos objetivos e é verificada a condição de paragem. A esses indivíduos (pais), é aplicado o operador mutação originando uma nova população: "filhos". A seleção escolhe os melhores indivíduos entre as duas gerações referidas (pais e filhos). O processo iterativo prossegue até que seja atingida



a condição de paragem previamente definida. Os dois operadores anteriormente referidos (mutação e seleção) serão explorados nas secções seguintes.

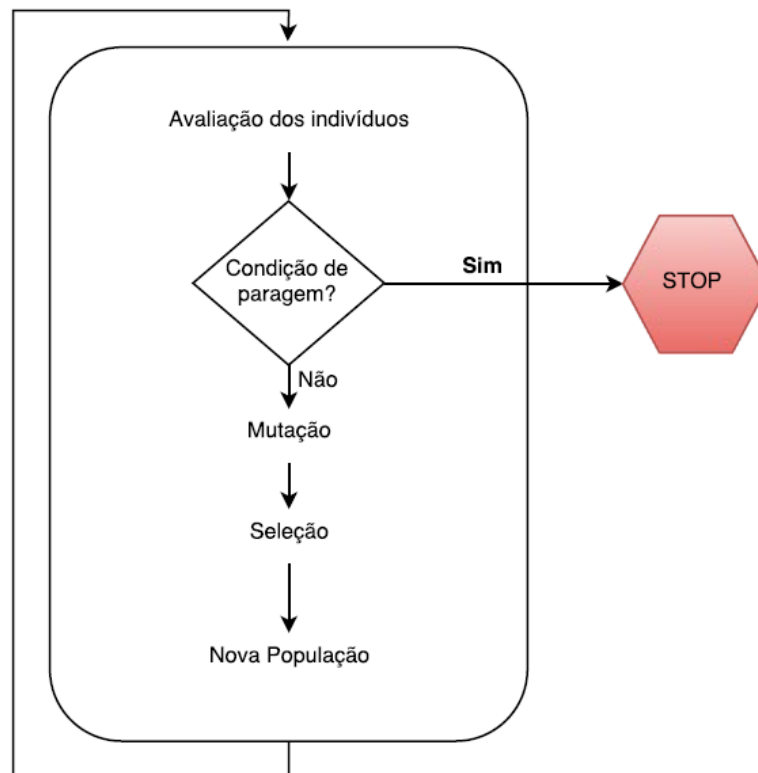


Figura 4.2: Fluxograma de uma estratégia evolucionária.

### 4.3 Problema

Como já havia sido referido anteriormente, o objetivo desta dissertação é melhorar os índices de fiabilidade de um SEE. A ideia é alterar o normal regime de funcionamento das cargas de modo a melhorar os índices de fiabilidade. Neste caso, as alterações resumem-se a cortes de alimentação espalhados ao longo do tempo. À primeira vista poderia pensar-se que se estava perante um problema com um único objetivo. Ou seja, a redução significativa da procura em horas mais críticas ou do período em que a mesma ocorre, deverá à partida levar a impactos nos índices de fiabilidade. Contudo, sabendo que os índices de fiabilidade estão intimamente relacionados com a procura, o que qualquer algoritmo iria fazer (se tivesse esse único objetivo e sem quaisquer restrições) seria desligar praticamente todas as cargas, sem que houvesse qualquer tipo de preocupação com o desconforto, aqui visto como uma possível degradação da qualidade do serviço prestado pelas cargas.

Assim, o desconforto poderia ser visto como uma restrição; no entanto, optou-se por

considerar a minimização do desconforto como um objetivo para que houvesse uma maior liberdade na pesquisa. Para além disso, o decisor fica com uma ideia mais clara dos *trade-off* que existem entre os dois objetivos podendo, por exemplo, não se importar de piorar ligeiramente um dos objetivos se obtiver uma melhoria significativa no outro.

De referir que, quando se altera o regime de funcionamento das cargas com interrupções breves, a energia usada ao longo de um período de funcionamento (por exemplo um dia) não se altera significativamente. Há como que um desvio de consumos, levando a uma redução da ponta máxima e a um aumento em períodos próximos do período onde ocorre a ponta máxima.

Posto isto, as funções objetivo consideradas no modelo proposto são as seguintes:

- Minimizar o valor do índice de fiabilidade LOLE: Como já foi anteriormente definido na secção 2.1.3, o valor da LOLE é dado pela soma do produto entre a probabilidade de ter uma dada capacidade fora de serviço e o tempo em que ocorre perda de carga devido à perda dessa capacidade. Desta forma, para se minimizar o valor deste índice, pode atuar-se em duas vertentes: a diminuição da ponta e/ou o tempo em que a mesma ocorre.
- Minimizar o eventual desconforto causado aos consumidores: Quando se implementam estratégias de gestão da procura está a alterar-se o normal funcionamento das cargas. Desta forma, dependendo das ações implementadas, a qualidade do serviço de energia pode ser alterada ou, em casos extremos, o serviço pode não ser fornecido. Os impactos referidos devem ser minimizados (evitados) de modo a que as ações de gestão da procura sejam também atrativas do ponto de vista dos clientes por exemplo, com reduções nas tarifas. O desconforto será avaliado como sendo o número de minutos em que há violação do valor de referência da temperatura.

A formulação matemática para o problema acima descrito é a seguinte:

- i - Índice para o instante de tempo,  $i \in [1; T]$ . Onde T é o período de planeamento;
- j - Índice para o grupo,  $j \in [1; N\text{Grupos}]$ . Onde NGrupos representa o número de grupos;
- s - Índice para a estratégia;
- $D_i$  - Potência não controlada no instante i;
- $d_{ijs}$  - Potência no instante i quando se aplica ao grupo j a estratégia de controlo s;
- $P_i$  - Potência total pedida à rede no instante i, por todas as cargas;
- $x_{ijs}$  - Estratégia s a ser aplicada ao grupo j no instante i,  $x_{ijs} \in \{0, 1\}$  ;

$m_s$  - Desconforto provocado pela aplicação da estratégia  $s$ ;

$U_{ij}$  - Número de cargas em desconforto no instante  $i$ , no grupo  $j$  por aplicação da estratégia  $s$ ;

$w_1$  e  $w_2$  - Fatores multiplicativos para definir qual a contribuição mais relevante.

O objetivo melhorar índice de fiabilidade é dado pela equação 4.1.

$$\min(LOLE) = \min\left(\sum_k p_k \cdot t_k\right) \quad (4.1)$$

O objetivo minimização do desconforto é dado pela equação 4.2.

$$\min(m_s) = \sum_i \sum_j U_{ij} \quad (4.2)$$

Sendo que:

$$P_i = D_i \sum_j \sum_s (d_{ijs} \cdot x_{ijs}) \quad (4.3)$$

### 4.3.1 Representação

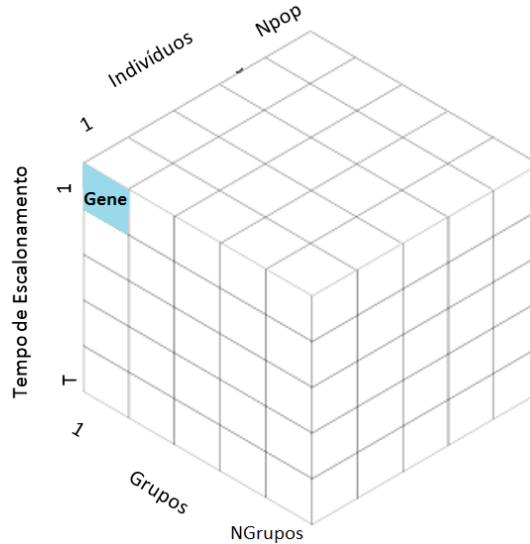


Figura 4.3: Matriz população.

Para representar todos os indivíduos (população) em análise, foi utilizada a matriz tridimensional apresentada na figura 4.3. Como se pode verificar por observação da referida imagem, cada matriz bidimensional representa um indivíduo. O objetivo é determinar o padrão de zeros (corte) e uns (não corte) para todos os indivíduos em todos os instantes de

tempo isto é, obter uma matriz (de zeros e uns) que permita obter os melhores índices sem que o conforto seja prejudicado.

Esta matriz utiliza um alfabeto binário dado que só podem ocorrer duas situações: ou é efetuado um corte (0) ou nenhuma ação é aplicada à carga (1). A todas as cargas de um mesmo grupo serão aplicadas as mesmas ações de gestão da procura.

A resolução temporal utilizada será de minuto a minuto para ser coerente com a resolução temporal dos modelos fisicamente baseados utilizados.

### 4.3.2 Design do operador mutação

O operador mutação é muitas vezes considerado um operador secundário devido aos baixos valores de probabilidade de mutação, o que significa que as alterações são reduzidas e, por isso, o indivíduo não é muito diferente do seu antepassado. Estes operadores utilizam geralmente taxas de mutação fixas. Contudo, este é um operador muito importante uma vez que permite que haja introdução de novo material genético nos descendentes. Isto permite impulsionar a procura em novas regiões do espaço de pesquisa, o que é relevante num ambiente multi objetivo [30]. Uma probabilidade de mutação adequada é fundamental para o bom funcionamento do algoritmo em problemas MO.

Quando num operador de mutação são utilizadas probabilidades muito pequenas as soluções desses algoritmos demoram muito tempo para convergir para a frente de Pareto; por outro lado, quando se utiliza uma taxa de mutação demasiado elevada, os algoritmos fazem uma busca quase aleatória por toda a região em busca de soluções. Quando o valor da probabilidade de mutação é um valor fixo, apesar de poder ser adequado numa fase inicial da pesquisa, pode mostrar-se inadequado quando a população está próxima da frente de Pareto [30].

O operador de mutação desenvolvido tem um comportamento adaptativo, na medida em que a probabilidade de ocorrer uma mutação varia de acordo com o desempenho de cada solução. O problema em análise utiliza o alfabeto binário e, por isso, foram consideradas duas possibilidades de mutação para cada gene: mutação de 0 para 1 e mutação de 1 para 0. Para além disso [30]:

- Cada gene pode apresentar um valor diferente para a probabilidade de mutação quando comparado com os outros genes do mesmo cromossoma;
- Cada gene pode sofrer duas mutações e essas mutações podem ocorrer com diferentes probabilidades.

Com o intuito de aumentar a eficiência do algoritmo os valores individuais da probabilidade de mutação são construídos com base no desempenho de cada indivíduo em cada objetivo.

Assim, a contribuição do primeiro objetivo (melhorar os índices de fiabilidade) para a probabilidade de mutação é dada pelas expressões 4.4 e 4.5.

$$pm_{0-1}^1[i] = \left[1 - \frac{\max(0; D[i] - C.MD)}{\max_i(D[i] - C.MD)}\right].pm_{up} \quad (4.4)$$

$$pm_{1-0}^1[i] = \frac{\max(0; D[i] - C.MD)}{\max_i(D[i] - C.MD)}.pm_{up} \quad (4.5)$$

Onde:

- $pm_{0-1}^1$  Representa a contribuição para a probabilidade de mutação para passar de corte (0) para não corte (1);
- $pm_{1-0}^1$  Representa a contribuição para a probabilidade de mutação para passar de não corte (1) para corte (0);
- $pm_{0-1}^1$  e  $pm_{1-0}^1 \in \mathfrak{R}$ ;
- $0 \leq pm_{0-1}^1 \leq pm_{up}$ ;
- $0 \leq pm_{1-0}^1 \leq pm_{up}$ ;
- C É o limiar definido empiricamente para a percentagem da ponta máxima a partir da qual se pensa ser adequado cortar a alimentação das cargas (depende da quantidade de cargas controláveis);
- $pm_{up}$  É o valor máximo que a probabilidade de mutação pode tomar;
- MD É o valor da ponta do diagrama de carga;
- D[i] É o valor da procura no instante i.

Na equação 4.4, o valor do numerador é dado pelo valor máximo entre zero e a diferença entre a procura instantânea de energia e uma percentagem C da ponta máxima do diagrama no instante de tempo i. O denominador é dado pela máxima diferença tendo em conta todos os intervalos de tempo. Olhando para a equação 4.5 verifica-se que, quando a procura de energia aumenta a probabilidade de ocorrer um corte também irá aumentar.

O segundo objetivo deste algoritmo é a minimização do desconforto. A contabilização do desconforto, para efeitos de mutação, é feita através da quantificação do número de cargas em cada grupo em que a temperatura se encontra acima do valor definido em cada instante

de tempo. A contribuição para a probabilidade de mutação, no caso do objetivo minimizar o desconforto, é sempre maior na mutação de 0 para 1 do que na mutação de 1 para 0. A probabilidade de mutação para passar de corte para não corte, varia de acordo com o número de cargas que se encontram em desconforto, como se pode verificar em 4.6. O valor da probabilidade de mutação para passar de não corte a corte é, nesta situação, um valor constante tal como é indicado em 4.7.

$$pm_{0-1}^2[i] = \begin{cases} P_1 & \text{Se, } 10\% \times NC \leq NCD < 20\% \times NC \\ P_2 & \text{Se, } 20\% \times NC \leq NCD < 30\% \times NC \\ P_3 & \text{Se, } 30\% \times NC \leq NCD < 40\% \times NC \\ P_4 & \text{Se, } 40\% \times NC \leq NCD < 50\% \times NC \\ P_5 & \text{Se, } NCD \geq 50\% \times NC \end{cases} \quad (4.6)$$

$$pm_{1-0}^2[i] = P_0, \forall i \quad (4.7)$$

Onde:

- P1, P2, P3, P4 e P5 são os valores da probabilidade em cada um dos casos;
- NC é o número de cargas;
- NCD é o número de cargas em desconforto;
- $P_0$  é o valor da probabilidade de ocorrer mutação de não corte para corte;
- Em todos os casos  $pm_{0-1}^2[i] > pm_{1-0}^2[i] \forall i$ .

A probabilidade de mutação é dada pela soma das contribuições anteriormente definidas de acordo com as expressões 4.8 e 4.9.

$$pm_{0-1}[i] = \sum_{f=1}^2 w^f pm_{0-1}^f[i] \quad (4.8)$$

$$pm_{1-0}[i] = \sum_{f=1}^2 w^f pm_{1-0}^f[i] \quad (4.9)$$

Onde, f representa cada uma das funções objetivo  $f \in 1,2$  e  $w^f$  o peso atribuído a cada um dos objetivos.

A figura 4.4, apresenta um exemplo para os valores da probabilidade de mutação para as cargas de um determinado grupo, durante o tempo de escalonamento (1440 minutos). Pode verificar-se pela figura que as probabilidade de mutação se complementam uma à outra e

variam ao longo do tempo. Pode verificar-se ainda, observando as figuras 4.4 e 5.1, que a maior probabilidade de ocorrência de cortes é verificada quando o consumo é maior.

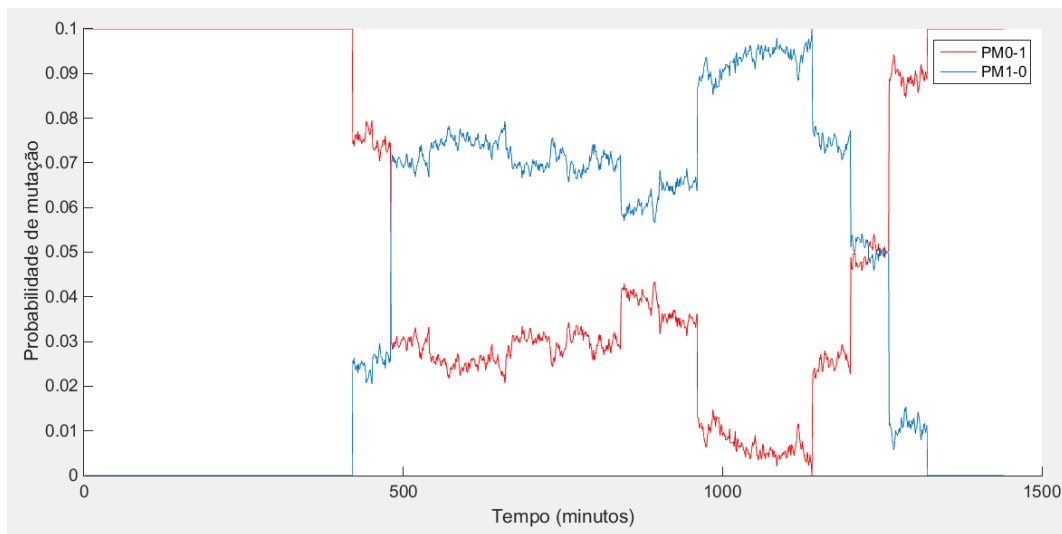


Figura 4.4: Exemplo das probabilidades de mutação para um determinado grupo para o tempo de escalonamento.

### 4.3.3 Seleção

A seleção dos indivíduos é feita de acordo com o seu desempenho nos dois objetivos em questão. Uma vez que o problema em causa é um problema multi objetivo (os dois objetivos em análise são conflitantes entre si) na escolha das soluções utiliza-se o conceito de não dominância de Pareto. Uma solução entende-se como não dominada se, e só se, não existir nenhuma outra solução admissível que permita melhorar o valor de uma função objetivo sem piorar o valor de outra função objetivo. Posto isto, no processo de seleção podem ocorrer três situações distintas:

- 1- O número de soluções não dominadas é igual ao tamanho da população. Nesta situação passarão para a geração seguinte todas as soluções (indivíduos) não dominadas.
- 2- O número de soluções não dominadas é superior ao tamanho da população. Neste caso, o algoritmo escolhe o número de soluções não dominadas correspondentes ao tamanho da população segundo as que obtiverem um melhor índice de fiabilidade.
- 3- O número de soluções não dominadas é inferior ao tamanho da população. Quando esta situação acontece, todas os indivíduos que originaram soluções não dominadas, passam para a geração seguinte. Os restantes indivíduos que faltam para completar a população final, são determinados através do cálculo da distância euclidiana de cada um aos valores mínimos em cada objetivo existentes na população, como é apresentado

pela expressão 4.10. Passam para a geração seguinte aqueles que apresentarem um valor mais baixo.

$$DE_n = \sqrt{(LOL_n - \min(LOL))^2 + (Desc_n - \min(Desc))^2} \quad (4.10)$$

Onde:

- $n$  é o número do indivíduo em análise,  $n \in [1; NPop]$ . Onde  $NPop$  representa o tamanho da população;
- $LOL$  é o vetor com os índices de fiabilidade obtidos para todos os indivíduos;
- $Desc$  é o vetor com todos os valores de desconforto;
- $\min(LOL)$  representa o menor elemento do vetor  $LOL$ ;
- $\min(Desc)$  representa o menor elemento do vetor  $Desc$ ;

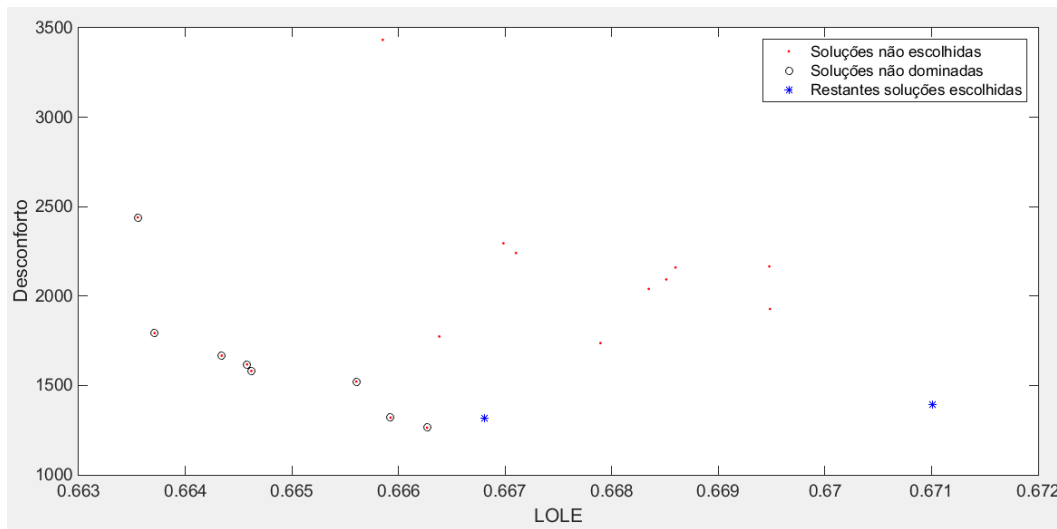


Figura 4.5: Exemplo de escolhas de soluções quando o número de não dominadas é menor do que o tamanho da população.

Para efeitos de seleção, o desconforto dos indivíduos é determinado segundo a expressão 4.2 isto é, o desconforto de um indivíduo é dado pela soma do número de minutos em que existem cargas em desconforto. Na figura 4.5, encontram-se representadas todas as soluções possíveis (pontos vermelhos) isto é, estão representados os "pais" e os "filhos", para uma população de 10 indivíduos. Ao analisar a figura, pode concluir-se que se está perante a terceira situação exposta anteriormente isto é, o número de soluções não dominadas é inferior ao tamanho da população (10 indivíduos). Assim primeiro são escolhidas todas as soluções não dominadas existentes que se encontram representadas com uma circunferência preta, e as restantes soluções (representadas a azul) são escolhidas de acordo com a distância de cada



solução ao ponto de coordenadas mínimas em cada objetivo. São estes dois conjuntos de soluções que irão passar para a geração seguinte.

## 4.4 Abordagem implementada

O fluxograma apresentado na figura 4.6, mostra de forma esquemática o funcionamento de todo o algoritmo desenvolvido.

Nesta ferramenta, o diagrama de cargas utilizado no cálculo dos índices de fiabilidade é agora dado pela soma de dois diagramas de cargas distintos: um Diagrama de Cargas Não Controlado (DCNC) que é fornecido num ficheiro e um Diagrama de Cargas Controlado (DCC) que é obtido após a simulação dos MFB.

O valor dos índices de fiabilidade e do desconforto vão entrar no algoritmo evolucionário, que já foi apresentado na secção anterior, onde vão ser avaliados. A população será alterada e novas ações de controlo serão geradas. As referidas ações vão ser aplicadas às cargas representadas pelos MFB e um novo DCC é gerado. Este diagrama será depois utilizado juntamente com o DCNC no cálculo dos índices de fiabilidade.

O processo repete-se até que a condição de paragem definida seja atingida.

Foi criado ainda um manual para as ferramentas desenvolvidas. No referido manual, encontra-se a explicação detalhada do código implementado nesta dissertação para facilitar a sua utilização em possíveis trabalhos futuros.

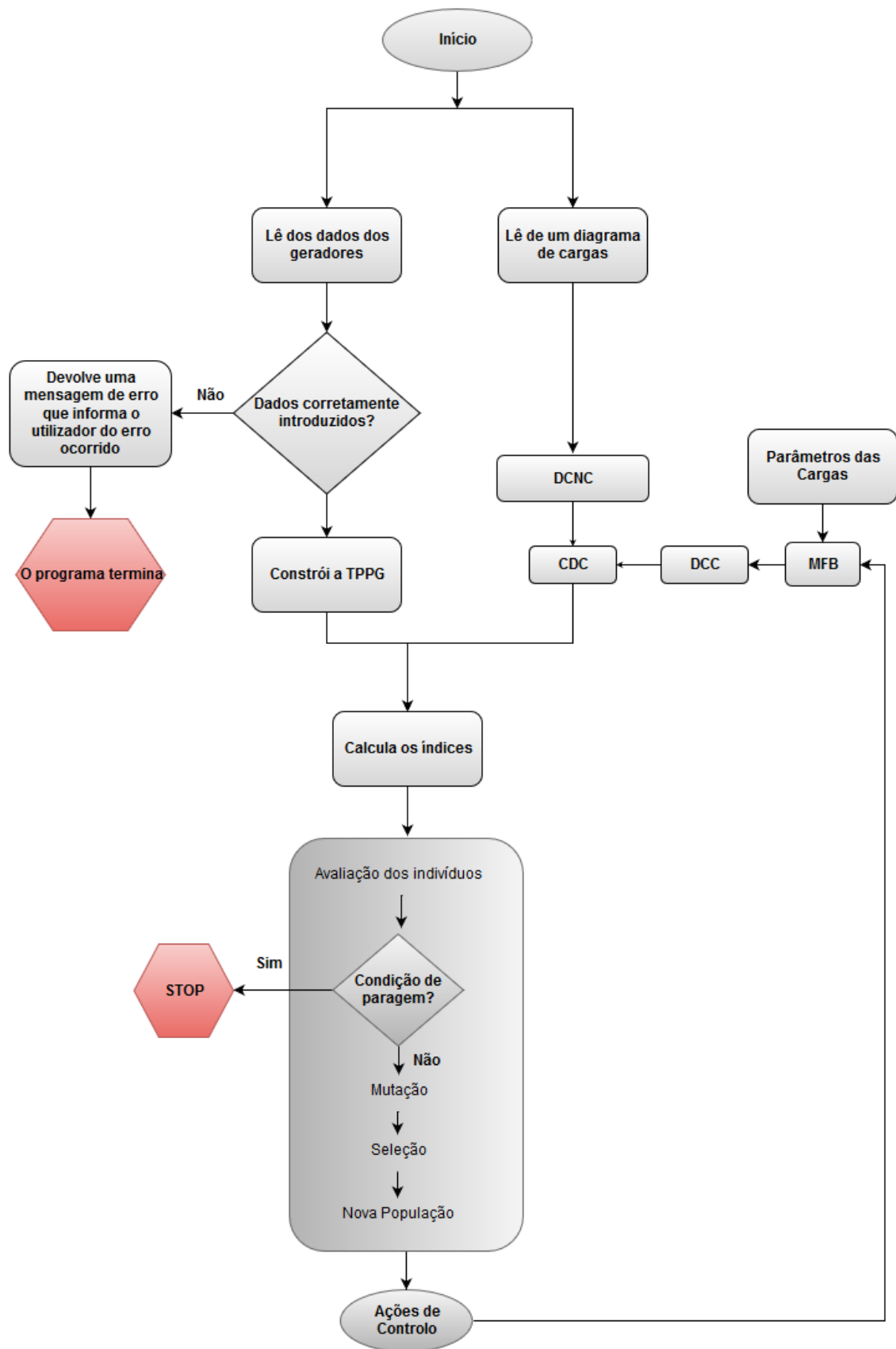


Figura 4.6: Fluxograma total.

# Capítulo 5

## Caso de estudo

### 5.1 Caracterização

Na realização do presente estudo de caso, foi utilizado o sistema de teste RTS-79 descrito na secção 3.1. O diagrama considerado, encontra-se representado a azul na figura 5.1 e a tabela utilizada na sua construção apresentada em A.5 do Anexo A, corresponde ao dia 1 de Janeiro. Os dados do diagrama foram organizados e obteve-se a curva de duração de carga apresentada a vermelho na figura 5.1.

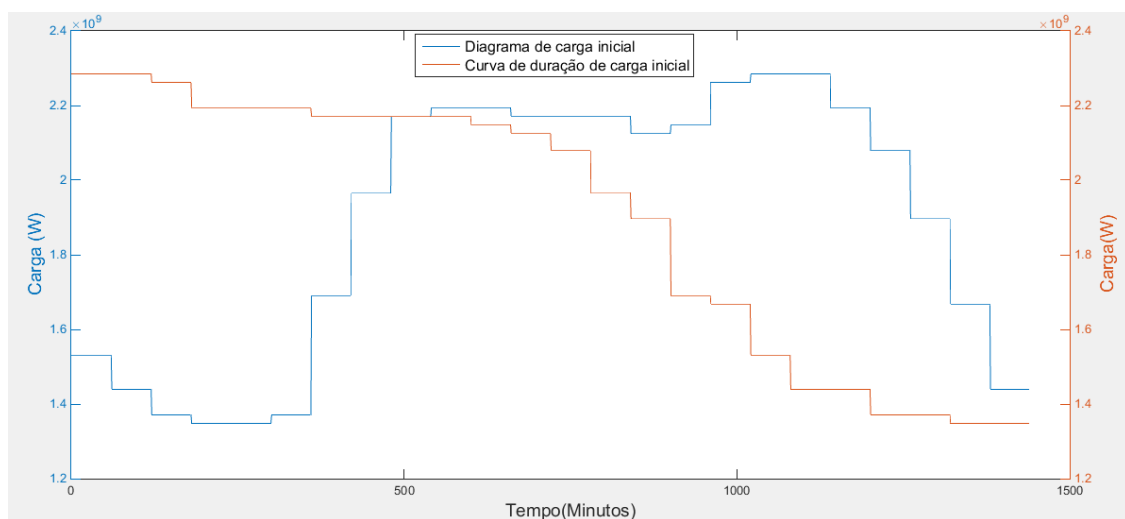


Figura 5.1: Diagrama de carga total e curva de duração de carga iniciais.

A parametrização das cargas controláveis (frigoríficos combinados), encontra-se apresentada na tabela B.1, do Anexo B, e o diagrama de carga controlável obtido após simulação dos MFB é apresentado na figura 5.2. A linha a vermelho representada na referida figura, corresponde ao valor médio da potência controlável que é de aproximadamente 57MW. Isto significa que o valor disponível para controlo em cada instante de tempo oscila em torno dos 57MW. É de referir que, este valor é em regime permanente e que se encontra disponível

durante todo o dia, quando não são implementadas ações de controle.

Para averiguar o número de cargas a considerar, usou-se como comparação o diagrama nacional de cargas e o número de consumidores residenciais. Considerando a taxa de posse deste tipo de equipamento igual a 1, o número de utilizadores e portanto o número de cargas a utilizar é de 1,8 milhões. Para simular o funcionamento desse número de cargas foram criados 10 grupos, contendo cada um deles 300 conjuntos de 600 cargas iguais cada. A tabela B.1 do Anexo B, apresenta a parametrização utilizada em cada um dos 10 grupos de cargas.

O diagrama de carga não controlável que se encontra representado na figura 5.3, é obtido após a subtração do diagrama de carga controlável da figura 5.2 ao diagrama de carga total apresentado na figura 5.1.

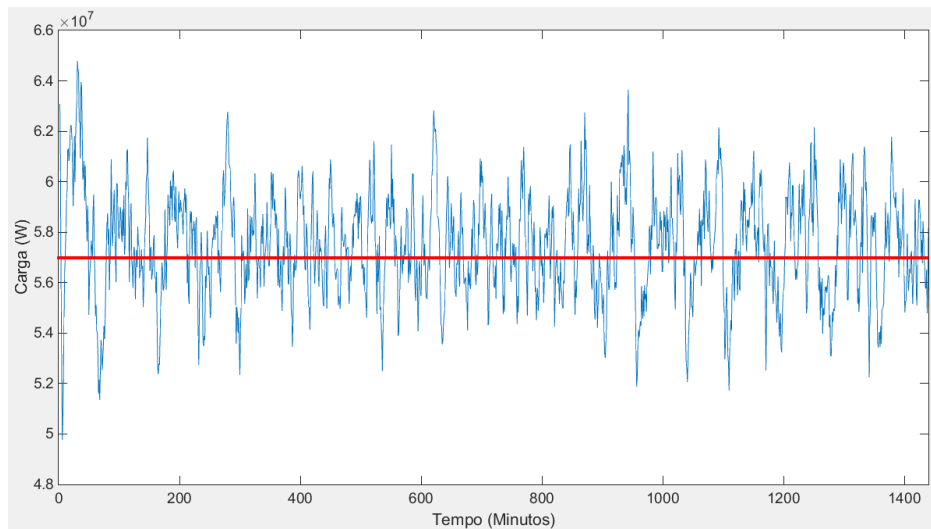


Figura 5.2: Diagrama de carga controlado.

A identificação do conjunto adequado de parâmetros utilizados na estratégia evolucionária foi feita após um longo trabalho de simulação.

O tamanho da população utilizado foi de 10 indivíduos. Este valor revelou ter um bom compromisso entre a necessidade de diversidade e o esforço computacional exigido.

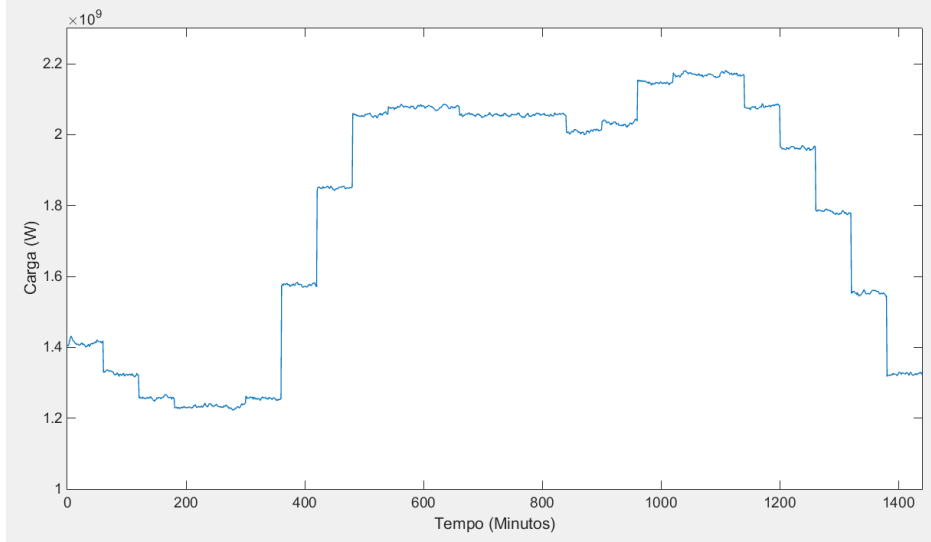


Figura 5.3: Diagrama de carga não controlado.

Consideraram-se então, para o operador mutação referido na secção 4.3.2,  $C = 90\%$  e  $pm_{up} = 0,09$ . A contribuição para a probabilidade de mutação do desconforto das cargas foi feita de acordo com 5.1 e 5.2.

$$pm_{0-1}^2[i] = \begin{cases} 0,03 & \text{Se, } 10\% \times NC \leq NCD < 20\% \times NC \\ 0,04 & \text{Se, } 20\% \times NC \leq NCD < 30\% \times NC \\ 0,05 & \text{Se, } 30\% \times NC \leq NCD < 40\% \times NC \\ 0,06 & \text{Se, } 40\% \times NC \leq NCD < 50\% \times NC \\ 0,07 & \text{Se, } NCD \geq 50\% \times NC \end{cases} \quad (5.1)$$

$$pm_{1-0}^2[i] = 0,01, \forall i \quad (5.2)$$

Onde, NC representa o número de cargas para o grupo em análise e NCD o número de cargas em desconforto no mesmo grupo.

Para a contabilização do número de cargas em desconforto foi definido que uma carga está em desconforto quando ultrapassa o valor da temperatura máxima do termostato definida nos parâmetros (B.1) em 0,75 graus.

A condição de paragem definida foi o número de iterações. Também este número foi determinado após um extenso processo de simulação. Assim, considerou-se o número de iterações para este estudo de caso igual a 500. Com este número de iterações foi possível identificar boas soluções de compromisso, tendo-se verificado que um aumento do número de iterações não leva a um acréscimo na qualidade das soluções obtidas.

De referir ainda que todas as soluções obtidas, foram testadas com a primeira ferramenta

apresentada e validada no Capítulo 3.

A tabela 5.1 apresenta de forma sucinta os parâmetros já expostos que foram utilizados no algoritmo para o presente caso de estudo.

Tabela 5.1: Parâmetros utilizados no presente caso de estudo.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor:</b>
Número de iterações	500
NPop	10
Número de grupos	10
Número de Cargas	1800000
$pm_{up}$	0,09
C	0,9
$\Delta Temperatura$	0,75°C
$w_1$	1
$w_2$	1

Onde:

- NPop - Tamanho da população;
- $pm_{up}$  - Valor máximo para a probabilidade de mutação (quer de corte quer de não corte);
- C - Valor limiar definido empiricamente para a percentagem da ponta máxima e depende da quantidade de cargas controláveis;
- $\Delta Temperatura$  - Diferença de valor a partir da qual se considera que a carga se encontra em desconforto;
- $w_1$  e  $w_2$  - Peso dado a cada um dos objetivo.

## 5.2 Análise detalhada

Nesta secção será apresentada uma análise detalhada dos resultados obtidos numa das simulações efetuada utilizando os parâmetros referidos na secção anterior.

A figura 5.4, representa a evolução dos melhores valores em cada um dos objetivos, (índice de fiabilidade e desconforto) no decorrer das iterações. Observando a referida figura, pode constatar-se que o pior valor registado para o índice de fiabilidade LOLE é de 0,7075 Minutos/Dia o que se verifica quando ainda não foram aplicadas quaisquer ações de controlo

e, por isso, o desconforto associado a este índice é nulo. Ou seja, o pior valor para a LOLE (valor mais elevado) é registado quando o valor do desconforto é o melhor (valor mais reduzido). Com o decorrer das iterações é possível notar que, o melhor valor da LOLE tende a decrescer, contudo, há registo de períodos em que este valor se mantém constante o que pode ser justificado pelo facto de o algoritmo ter encontrado valores ótimos locais. O melhor valor de LOLE registado foi de 0,6616 Minutos/dia, o que corresponde a uma melhoria de 0,0459 relativamente ao valor registado sem ações de gestão da procura. Quanto à evolução dos melhores valores do desconforto ao longo das iterações pode concluir-se que, quando ocorre uma melhoria no valor da LOLE, o desconforto tende a piorar, isto é, aumentar.

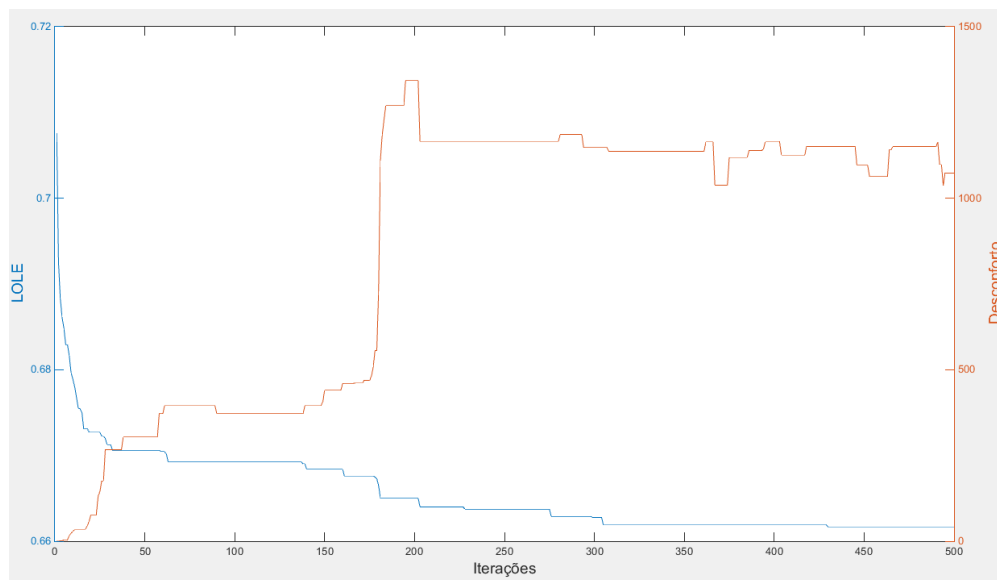


Figura 5.4: Evolução dos melhores valores em cada objetivo ao longo das iterações.

A figura 5.5, apresenta o resultado das soluções obtidas no final da simulação em análise. As soluções escolhidas são também apresentadas na tabela 5.2. Como se pode comprovar pela figura e pela tabela, o melhor valor de LOLE é, tal como já foi anteriormente referido, 0,6616 Minutos/dia o que corresponde a um somatório do número de minutos em que as cargas se encontram em desconforto no decorrer do dia de 2122, isto é, o valor mais elevado de desconforto registado. Já a solução escolhida com menor índice é a que apresenta um menor desconforto: LOLE=0,6682 Minutos/dia e Desconforto=1098 minutos com cargas em desconforto. Assim sendo, conseguiu-se melhorar o valor da LOLE sem que o desconforto fosse demasiado elevado. Pode ainda concluir-se que, todas as soluções apresentadas são soluções não dominadas.

Tabela 5.2: Soluções escolhidas.

	LOLE	Desconforto
Solução 1	0,6616	2122
Solução 2	0,6626	1717
Solução 3	0,6630	1679
Solução 4	0,6638	1332
Solução 5	0,6646	1312
Solução 6	0,6654	1292
Solução 7	0,6654	1220
Solução 8	0,6661	1171
Solução 9	0,6668	1098
Solução 10	0,6683	1073

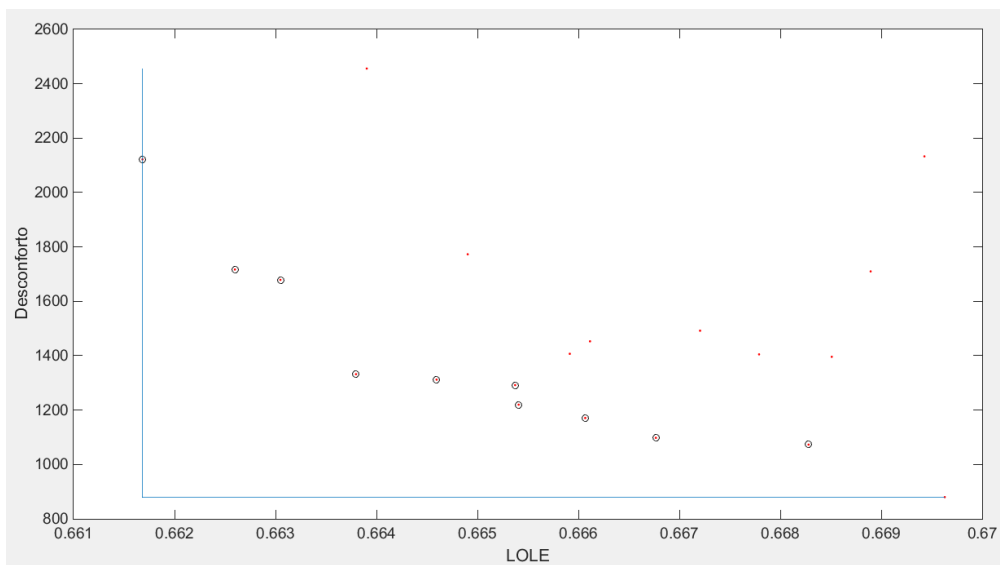


Figura 5.5: Soluções obtidas.

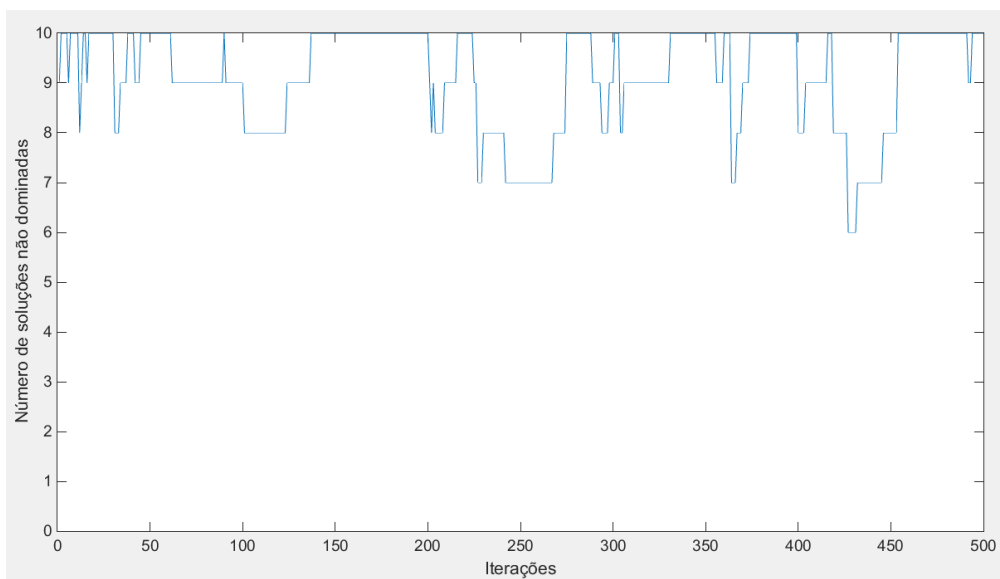


Figura 5.6: Número de soluções não dominadas no decorrer das iterações.



A figura 5.6, representa o número de soluções não dominadas no decorrer do processo iterativo. Observando a figura em questão pode concluir-se que, sempre que o número de soluções não dominadas diminui, o valor do objetivo desconforto aumenta.

A figura 5.7 representa as ações aplicadas às cargas de cada um dos 10 grupos de um indivíduo.

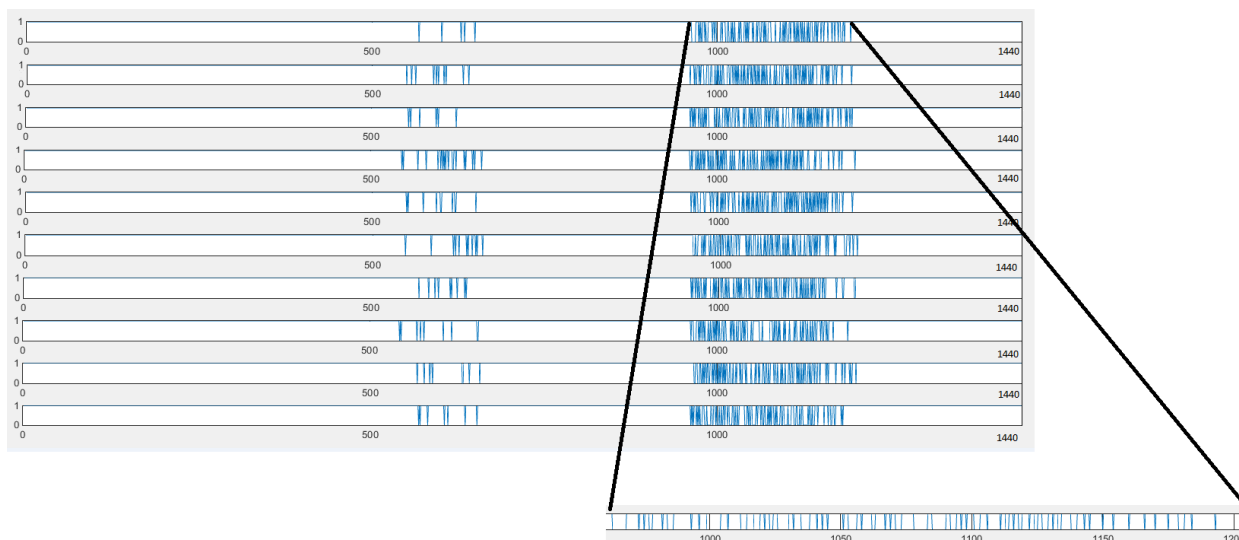


Figura 5.7: Exemplo das ações aplicadas às cargas de cada um dos 10 grupos com ampliação entre os 950 e os 1200 minutos para o grupo 1.

Feita a análise dos resultados em termos de algoritmo vai agora passar-se à análise dos resultados em termos físicos.

A figura 5.8 representa os diagramas de carga inicial e final. Os dados dos referidos diagramas foram organizados obtendo-se as curvas de duração de carga inicial e final que se encontram apresentadas na figura 5.9. Analisando os dois gráficos anteriormente referidos, pode verificar-se que as principais diferenças registadas ocorrem na ponta do diagrama. Este facto pode ser explicado por observação da figura 5.10, em que se pode ver que é no período de tempo da ponta que é registado um maior número de ações nas cargas.

O valor da ponta registada no diagrama de carga final é 73254,2W inferior à ponta registada no diagrama de carga inicial.

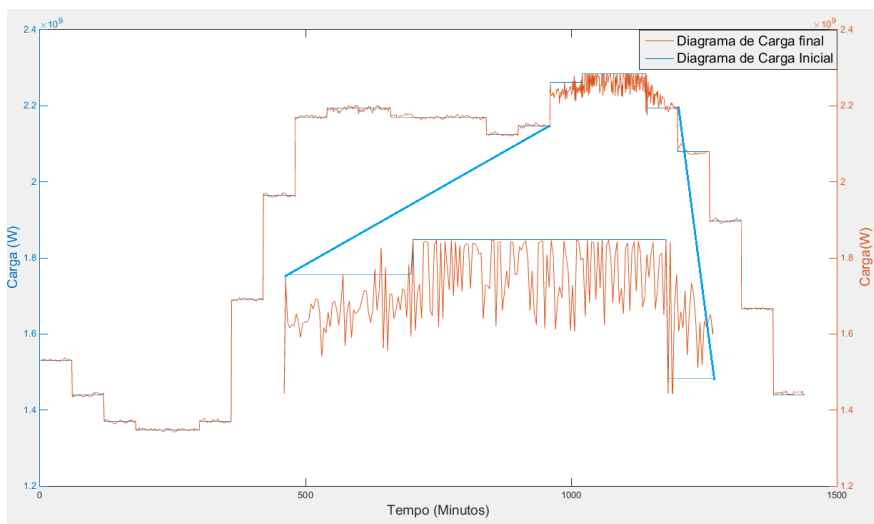


Figura 5.8: Diagramas de carga inicial e final com ampliação entre os 950 e os 1200 minutos.

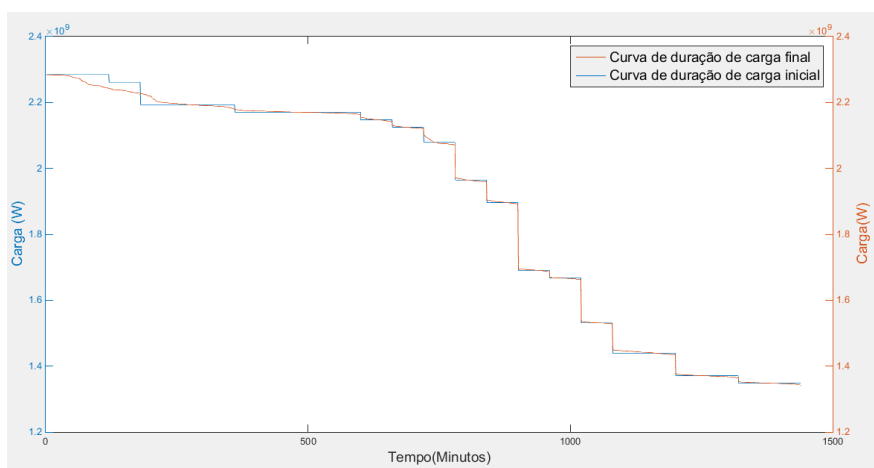


Figura 5.9: Curvas de duração de carga inicial e final.

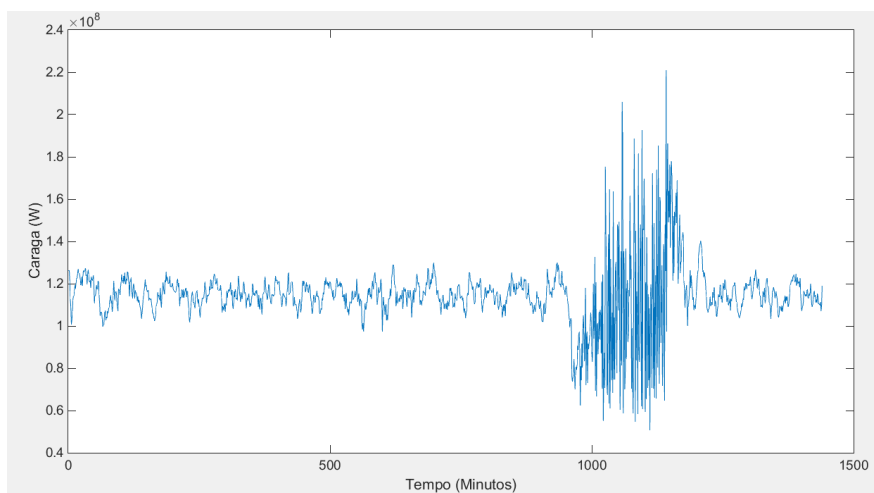


Figura 5.10: Diagrama de carga controlado final.

### 5.3 Análise estatística

Tendo os algoritmos evolucionários um carácter estocástico é necessária alguma forma de avaliação estatística do mesmo. Assim, na presente secção serão avaliados os resultados de 15 simulações realizadas com os parâmetros definidos anteriormente.

Os melhores valores obtidos em cada um dos objetivos bem como os seus indicadores estatísticos encontram-se apresentados na tabela 5.3.

Tabela 5.3: Melhores valores obtidos em cada objetivo e indicadores estatísticos.

	LOLE	Desconforto
Melhor	0,65941	342
Média	0,6619	68,5
Desvio Padrão	0,0016	371,51
Mediana	0,6615	584,5

No que respeita aos piores valores recolhidos em cada um dos objetivos e os respetivos indicadores estatísticos, estes encontram-se apresentados na tabela 5.4.

Tabela 5.4: Piores valores obtidos em cada objetivo e indicadores estatísticos.

	LOLE	Desconforto
Pior	0,67309	6448
Média	0,6694	2942,11
Desvio Padrão	0,0029	1466,89
Mediana	0,6692	2408

Uma vez que, o valor do desvio padrão é pequeno pode concluir-se que o algoritmo tem capacidade para encontrar soluções sempre na mesma região do espaço de pesquisa.

### 5.4 Análise de sensibilidade

Como já havia sido referido anteriormente, este é um algoritmo altamente parametrizável. Serve a presente secção para verificar o efeito da alteração de parâmetros nos resultados finais do algoritmo. A tabela 5.5, apresenta os resultados obtidos em 6 simulações efetuadas com parâmetros diferentes.

Tabela 5.5: Resultados obtidos em 6 simulações com parametrizações diferentes.

Simulação	C	$pm_{up}$	$w_1$	$w_2$	Melhor LOLE	Pior desconforto
1	0,80	0,20	1	1	0,6707	22630
2	0,80	0,10	1	1	0,6653	12330
3	0,90	0,09	1	1	0,6616	2122
4	0,80	0,09	1	1	0,6603	2301
5	0,90	0,08	2	1	0,6547	2347
6	0,80	0,08	2	1	0,6006	855618
7	0,90	0,08	1	2	0,6746	334

Analisando os resultados obtidos na tabela 5.5 tem-se que:

- Nas simulações 1 e 2 fez-se variar o valor máximo para a probabilidade de mutação devido ao primeiro objetivo (melhorar índice)  $pm_{up}$ . Comparando os resultados obtidos nestas duas simulações conclui-se que, a simulação 2 apresenta melhores valores quer em termos de índice quer em termos de desconforto.
- Na terceira e quarta simulações apresentadas, alterou-se o valor do parâmetro C mantendo o valor de  $pm_{up}$  constante e igual a 0,09. A observação dos resultados obtidos nestas duas simulações permite concluir que, com a diminuição do valor do parâmetro C, se conseguiu obter um índice ligeiramente mais baixo, contudo, esse resultado foi conseguido à custa de um desconforto superior.
- Nas simulações 6 e 7, utilizaram-se valores diferentes para os pesos  $w_1$  e  $w_2$  utilizado no cálculo da probabilidade de mutação. Uma vez que o valor de  $w_1$  é superior ao de  $w_2$  está a dar-se maior relevância ao objetivo índice de fiabilidade do que ao valor do desconforto. Pode concluir-se que, tal como esperado, é nestas duas situações que se atingem os índices de fiabilidade mais favoráveis. Contudo, o desconforto associado é muito elevado em especial na simulação 6 em que o valor do parâmetro C foi reduzido relativamente ao valor utilizado na simulação 5.
- Na simulação 7, foi dada maior relevância ao objetivo reduzir desconforto do que ao objetivo melhorar índice de fiabilidade. Os resultados obtidos resultam no pior índice de fiabilidade de todas as simulações e num valor de desconforto bastante baixo, quando comparado com os restantes valores obtidos.

- Fazendo uma avaliação a todas as simulações anteriormente expostas, pode concluir-se que, a situação mais favorável nos dois objetivos é a apresentada na simulação 3. Sendo que esta coincide com os parâmetros utilizados na análise detalhada e estatística do presente estudo de caso .

De referir que esta análise de sensibilidade representa apenas um pequeno número de todas as simulações efetuadas para a identificação do conjunto ótimo de parâmetros.

## 5.5 Impactos da alteração do sistema de geração

Nesta secção é analisado o impacto da retirada de serviço de alguns dos geradores existentes no sistema de geração na fiabilidade do sistema. Explora-se aqui, se com ações de gestão da procura é possível reduzir os impactos negativos na fiabilidade do sistema provocados pela retirada de serviço de algumas unidades geradoras.

A tabela 5.6, apresenta os resultados obtidos para o caso de referência, isto é, a geração completa sem ações de DR, e quatro situações de contingência em que foram retirados de serviço algumas unidades geradoras.

Tabela 5.6: Resultados obtidos para os dois objetivos com a retirada de serviço de algumas unidades geradoras.

Potência do gerador retirado de serviço (MW)	Índice sem ações de DR	Melhor índice com geração incompleta e com ações de DR	Pior desconforto com geração incompleta e com ações de DR
Situação inicial	0,71	-	-
12	0,76	0,72	1600
20	0,80	0,76	4157
2×12	0,84	0,8	3361
400	5,47	5,05	4874

Observando a tabela 5.6, pode constatar-se que, em todas as situações de contingência, aplicando ações de controlo foi possível obter melhorias nos valores dos índices de fiabilidade relativamente à situação de contingência em causa. Essa melhoria foi obtida sem que o desconforto apresentasse valores muito elevados.

Note-se ainda que, neste caso, apenas se recorreu a um tipo de cargas (frigoríficos combinados). A utilização simultânea das referidas cargas com outras cargas controláveis existentes no sector residencial pode levar a resultados mais interessantes, quer em termos dos valores

atingidos nos dois objetivos em estudo, quer em termos da atratividade da efetiva utilização destes recursos do lado da procura na substituição das reservas operativas.

Assim, por observação da referida tabela pode concluir-se:

- Quando se retira de serviço um gerador com capacidade de 12MW, verifica-se que com a aplicação de ações de gestão da procura, o índice de fiabilidade obtido é muito próximo do índice de fiabilidade do sistema com geração completa e sem ações de gestão da procura;
- Quando é retirada uma unidade de 20MW, o índice obtido com ações de DR é igual ao obtido quando se retira uma unidade de 12MW sem aplicar qualquer tipo de controlo às cargas;
- A retirada de serviço de uma unidade de 400MW tem uma enorme influência no índice de fiabilidade obtido. Apesar de se conseguir reduzir o valor do índice obtido com a aplicação de ações de controlo às cargas controláveis, o valor do índice continua a ser bastante elevado. Este facto pode justificar-se pela reduzida quantidade de cargas sob controlo.

# Capítulo 6

## Conclusões e trabalho futuro

O trabalho de desenvolvimento em torno desta dissertação teve como objetivo avaliar, se com a aplicação de ações de gestão da procura a cargas de Frio Alimentar Doméstico agrupadas, seria possível obter impactos positivos no valor dos índices de fiabilidade sem que, para isso, fosse necessário causar um desconforto indesejável aos consumidores. Para isso, recorreu-se a um Modelo Fisicamente Baseado que permite a simulação do tipo de cargas especificado e desenvolveu-se uma ferramenta em Matlab, que utiliza uma estratégia evolucionária para identificar as melhores ações de gestão da procura a aplicar às cargas de cada grupo, em cada instante de tempo.

Este trabalho permitiu concluir que, é realmente possível obter melhorias nos índices de fiabilidade com a aplicação de ações de gestão da procura, sem que os valores do desconforto atinjam valores indesejados para os consumidores. Permitiu também concluir que apesar da perda de alguns grupos geradores, é possível melhorar os índices de fiabilidade com a utilização de ações de gestão da procura.

Como qualquer trabalho de investigação, surgem diversas vertentes que poderão dar continuidade ao trabalho desenvolvido e apresentado nesta dissertação. Neste trabalho apenas se estudou um sistema isolado, pelo que seria interessante observar os efeitos da gestão da procura considerando também as falhas em linhas de transmissão e distribuição.

A utilização na ferramenta desenvolvida de diversos tipos de cargas poderia trazer resultados mais promissores quer em termos de melhoria de índices quer em termos da redução do desconforto associado. Seria também interessante fazer este estudo com outras formas de representação das cargas.

Como é sabido, uma das preocupações com a introdução de renováveis nos SEE é o seu impacto nos índices de fiabilidade devido à incerteza associada a estas fontes e a sua variável disponibilidade temporal. Seria interessante avaliar se com a gestão da procura seria possível manter ou melhorar os índices de fiabilidade substituindo alguns geradores por renováveis.





# Referências

- [1] E. N. of Transmission System Operators for electricity (ENTSO E. (2006, Jun.) System operation agreement. [Online]. Available: [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System\\_Operation\\_Agreement\\_2014.pdf#page=133&zoom=auto,-130,19](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_2014.pdf#page=133&zoom=auto,-130,19)
- [2] B. Kirby, “Load response fundamentally matches power system reliability requirements,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, June 2007, pp. 1–6.
- [3] R. Billinton and A. Ronald, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Plenum Press, New York, 1996.
- [4] A. Araújo, “Análise da fiabilidade de um parque eólico,” Master’s thesis, FEUP, JUN 2008.
- [5] F. Barbosa, “Fiabilidade do sistema de produção/transporte,” *FEUP*, 2005.
- [6] J. Prada, “The value of reliability in power systems-pricing operating reserves,” Massachusetts Institute of Technology, Tech. Rep., Jun. 1999.
- [7] V. Miranda, “Fiabilidade do sistema de potência,” Master’s thesis, FEUP, 2006.
- [8] J. Costa, “Índices de energia para uma análise da fiabilidade de um sistema produtor,” Master’s thesis, FEUP, FEV 2015.
- [9] R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur, and C. R., “Evolution and current status of demand response (dr) in electricity markets: Insights from pjm and nyiso,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1553–1560, 2010.
- [10] L. Ribeiro, “Identificação de recursos no lado da procura para fornecimento de serviços de sistema,” Master’s thesis, Universidade de Coimbra, JUL 2015.

- [11] H. Aalami, M. Moghaddam, and G. Yousefi, “Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs,” *Energy*, vol. 87, no. 6, pp. 243–250, 2010.
- [12] K. Moslehi and R. Kumar, “A reliability perspective of the smart grid,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 1, pp. 57–64, June 2010.
- [13] C. Oliveira, “Modelos para simulação de cargas de frio alimentar doméstico para avaliação do potencial de demand response,” Master’s thesis, Universidade de Coimbra, 2013.
- [14] A. Soares, A. Gomes, and C. Antunes, “Domestic load characterization for demand-responsive energy management systems,” *IEEE International Symposium*, pp. 1–6, Mai 2012.
- [15] E. Joseph, “Demand response as a system reliability resource,” 2014.
- [16] B. Kirby, “Demand response for power system reliability: Faq.” 2006.
- [17] H.-G. Kwag and J.-O. Kim, “Reliability modeling of demand response considering uncertainty of customer behavior,” *Applied Energy*, vol. 122, pp. 24–33, 2014.
- [18] J. H. Eto, J. Nelson-Hoffman, C. Torres, S. Hirth, B. Yinger, J. Kueck, B. Kirby, C. Bernier, R. Wright, A. Barat *et al.*, “Demand response spinning reserve demonstration,” *Lawrence Berkeley National Laboratory*, 2007.
- [19] E. Shayesteh, M. Eliasi, N. Mahmoudi-Kohan, and M. Moghaddam, “Security-based demand response allocation,” in *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, July 2009, pp. 1–7.
- [20] P. Subcommittee, “Ieee reliability test system,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, Nov 1979.
- [21] R. Allan, R. Billinton, and N. Abdel-Gawad, “The ieee reliability test system - extensions to and evaluation of the generating system,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 4, pp. 1–7, Nov 1986.
- [22] F. Partovi, M. Nikzad, B. Mozafari, and R. Mohamad, “A stochastic security approach to energy and spinning reserve scheduling considering demand response program,” *Energy*, Mai 2011.

- [23] N. Samaan, “Reliability assessment of electric power systems using genetic algorithms,” *Texas AM University*, Ago 2004.
- [24] J. Pinheiro, C. Dornellas, M. Schilling, A. Melo, and M. JCO, “Probing the new ieeereliability test system (rts-96): HI-II assessment,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 13, no. 1, pp. 171–176, Feb 1998.
- [25] P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, A. Schneider, M. Shahidehpour, and C. Singh, “The ieeereliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, Aug 1999.
- [26] A. Gomes, “Simulação de cargas eléctricas no contexto do condicionamento da procura de energia eléctrica,” Ph.D. dissertation, Universidade de Coimbra, 1995.
- [27] A. Gaspar Cunha, R. Takahashi, and C. Henggeler Antunes, *Manual de computação evolutiva e metaheurística*. Imprensa da Universidade de Coimbra e Editora da Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- [28] J. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*. MIT press, 1992.
- [29] A. Gomes, C. Antunes, J. Martinho, and E. Oliveira, “Optimização multiobjetivo com algoritmos evolutivos - uma aplicação ao setor eléctrico,” INESC Coimbra, Tech. Rep.
- [30] A. Gomes, C. Antunes, and A. Martins, “Design of an adaptive mutation operator in electrical load management case study,” *Computers and operations research*, 2007.



# Anexo A

## Dados sistema de teste

Tabela A.1: Pontas semanais da carga em percentagem da ponta anual.

Semana	Ponta	Semana	Ponta
1	86,2	27	75,5
2	90	28	81,6
3	87,8	29	80,1
4	83,4	30	88
5	88	31	72,2
6	84,1	32	77,6
7	83,2	33	80
8	80,6	34	72,9
9	74	35	72,6
10	73,7	36	70,5
11	71,5	37	78
12	72,7	38	69,5
13	70,4	39	72,4
14	75	40	72,4
15	72,1	41	74,3
16	80	42	74,4
17	75,4	43	80
18	83,7	44	88,1
19	87	45	88,5
20	88	46	90,9
21	85,6	47	94
22	81,1	48	89
23	90	49	94,2
24	88,7	50	97
25	89,6	51	100
26	86,1	52	95,2

Tabela A.2: Pontas diárias em percentagem das pontas semanais.

Dia	Ponta
Segunda-feira	93
Terça-feira	100
Quarta-feira	98
Quinta-feira	96
Sexta-feira	94
Sábado	77
Domingo	75

Tabela A.3: Pontas horárias em percentagem da ponta diária dependendo da estação do ano e do período semanal (semana/fim-de-semana).

Hora	Inverno		Verão		Primavera/Outono	
	Semana	Fim-de-semana	Semana	Fim-de-semana	Semana	Fim-de-semana
1	67	78	64	74	63	75
2	63	72	60	70	62	73
3	60	68	58	66	60	69
4	59	66	56	65	58	66
5	59	64	56	64	59	65
6	60	65	58	62	65	65
7	74	66	64	62	72	68
8	86	70	76	66	85	74
9	95	80	87	81	95	83
10	96	88	95	86	99	89
11	96	90	99	91	100	92
12	95	91	100	93	99	94
13	95	90	99	93	93	91
14	95	88	100	92	92	90
15	93	87	100	91	90	90
16	94	87	97	91	88	86
17	99	91	96	92	90	85
18	100	100	96	94	92	88
19	100	99	93	95	96	92
20	96	97	92	95	98	100
21	91	94	92	100	96	97
22	83	92	93	93	90	95
23	73	87	87	88	80	90
24	63	81	72	80	70	84

Tabela A.4: Diagrama anual de pontas diárias.

Dia	P(MW)	Dia	P(MW)	Dia	P(MW)	Dia	P(MW)	Dia	P(MW)	Dia	P(MW)	Dia	P(MW)	Dia	P(MW)	Dia	P(MW)		
1	2284,7	41	1845,6	81	1989,1	121	2385,5	161	1923,8	201	2145,9	241	2027,7	281	1969,3	321	1994,8	361	2604,7
2	2456,7	42	1797,6	82	1947,6	122	2337,7	162	2351,0	202	1757,8	242	1986,3	282	2117,6	322	1943,0	362	2550,4
3	2407,6	43	2205,2	83	1595,4	123	2290,0	163	2528,0	203	1712,1	243	1945,0	283	2075,2	323	2491,5	363	2089,2
4	2358,4	44	2371,2	84	1554,0	124	2242,3	164	2477,4	204	2332,4	244	1593,2	284	2032,8	324	2679,0	364	2034,9
5	2309,3	45	2323,8	85	1866,0	125	1836,8	165	2426,8	205	2508,0	245	1551,8	285	1990,5	325	2625,4		
6	1891,7	46	2276,4	86	2006,4	126	1789,1	166	2376,3	206	2457,8	246	1868,6	286	1630,5	326	2571,8		
7	1842,5	47	2228,9	87	1966,3	127	2305,9	167	1946,5	207	2407,7	247	2009,3	287	1588,2	327	2518,3		
8	2385,5	48	1825,8	88	1926,1	128	2479,5	168	1896,0	208	2357,5	248	1969,1	288	1972,0	328	2062,8		
9	2565,0	49	1778,4	89	1886,0	129	2429,9	169	2374,8	209	1931,2	249	1928,9	289	2120,4	329	2009,3		
10	2513,7	50	2136,3	90	1544,9	130	2380,3	170	2553,6	210	1881,0	250	1888,7	290	2078,0	330	2358,9		
11	2462,4	51	2297,1	91	1504,8	131	2330,7	171	2502,5	211	1913,7	251	1547,1	291	2035,6	331	2536,5		
12	2411,1	52	2251,2	92	1987,9	132	1909,2	172	2451,5	212	2057,7	252	1506,9	292	1993,2	332	2485,8		
13	1975,1	53	2205,2	93	2137,5	133	1859,6	173	2400,4	213	2016,5	253	2067,4	293	1632,7	333	2435,0		
14	1923,8	54	2159,3	94	2094,8	134	2332,4	174	1966,3	214	1975,4	254	2223,0	294	1590,3	334	2384,3		
15	2327,1	55	1768,8	95	2052,0	135	2508,0	175	1915,2	215	1934,2	255	2178,5	295	2120,4	335	1953,1		
16	2502,3	56	1722,8	96	2009,3	136	2457,8	176	2282,1	216	1584,4	256	2134,1	296	2280,0	336	1902,4		
17	2452,3	57	1961,4	97	1645,9	137	2407,7	177	2453,9	217	1543,3	257	2089,6	297	2234,4	337	2496,8		
18	2402,2	58	2109,0	98	1603,1	138	2357,5	178	2404,8	218	2056,8	258	1711,7	298	2188,8	338	2684,7		
19	2352,2	59	2066,8	99	1911,0	139	1931,2	179	2355,7	219	2211,6	259	1667,3	299	2143,2	339	2631,0		
20	1926,8	60	2024,6	100	2054,9	140	1881,0	180	2306,6	220	2167,4	260	1842,1	300	1755,6	340	2577,3		
21	1876,7	61	1982,5	101	2013,8	141	2268,8	181	1889,5	221	2123,1	261	1980,8	301	1710,0	341	2523,6		
22	2210,5	62	1623,9	102	1972,7	142	2439,6	182	1840,4	222	2078,9	262	1941,1	302	2335,1	342	2067,2		
23	2376,9	63	1581,8	103	1931,6	143	2390,8	183	2001,1	223	1702,9	263	1901,5	303	2510,9	343	2013,5		
24	2329,4	64	1953,4	104	1582,2	144	2342,0	184	2151,8	224	1658,7	264	1861,9	304	2460,6	344	2571,0		
25	2281,8	65	2100,5	105	1541,1	145	2293,2	185	2108,7	225	2120,4	265	1525,2	305	2410,4	345	2764,5		
26	2234,3	66	2058,4	106	2120,4	146	1878,5	186	2065,7	226	2280,0	266	1485,6	306	2360,2	346	2709,2		
27	1830,2	67	2016,4	107	2280,0	147	1829,7	187	2022,6	227	2234,4	267	1919,0	307	1933,4	347	2653,9		
28	1782,7	68	1974,4	108	2234,4	148	2149,6	188	1656,8	228	2188,8	268	2063,4	308	1883,1	348	2598,6		
29	2332,4	69	1617,3	109	2188,8	149	2311,4	189	1613,8	229	2143,2	269	2022,1	309	2345,7	349	2128,7		
30	2508,0	70	1575,3	110	2143,2	150	2265,1	190	2162,8	230	1755,6	270	1980,9	310	2522,3	350	2073,4		
31	2457,8	71	1895,1	111	1755,6	151	2218,9	191	2325,6	231	1710,0	271	1939,6	311	2471,8	351	2650,5		
32	2407,7	72	2037,8	112	1710,0	152	2172,7	192	2279,1	232	1932,2	272	1588,8	312	2421,4	352	2850,0		
33	2357,5	73	1997,0	113	1998,5	153	1779,7	193	2232,6	233	2077,7	273	1547,6	313	2370,9	353	2793,0		
34	1931,2	74	1956,2	114	2148,9	154	1733,5	194	2186,1	234	2036,1	274	1919,0	314	1942,1	354	2736,0		
35	1881,0	75	1915,5	115	2105,9	155	2385,5	195	1790,7	235	1994,5	275	2063,4	315	1891,7	355	2679,0		
36	2229,1	76	1569,1	116	2062,9	156	2565,0	196	1744,2	236	1953,0	276	2022,1	316	2409,3	356	2194,5		
37	2396,9	77	1528,3	117	2020,0	157	2513,7	197	2123,1	237	1599,8	277	1980,9	317	2590,7	357	2137,5		
38	2348,9	78	1926,9	118	1654,7	158	2462,4	198	2282,9	238	1558,2	278	1939,6	318	2538,8	358	2523,3		
39	2301,0	79	2072,0	119	1611,7	159	2411,1	199	2237,2	239	1924,3	279	1588,8	319	2487,0	359	2713,2		
40	2253,0	80	2030,5	120	2218,5	160	1975,1	200	2191,5	240	2069,1	280	1547,6	320	2435,2	360	2658,9		

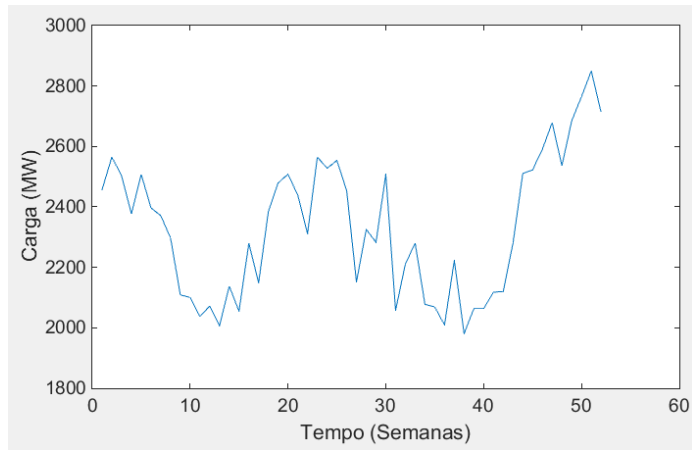


Figura A.1: Diagrama de pontas semanais.

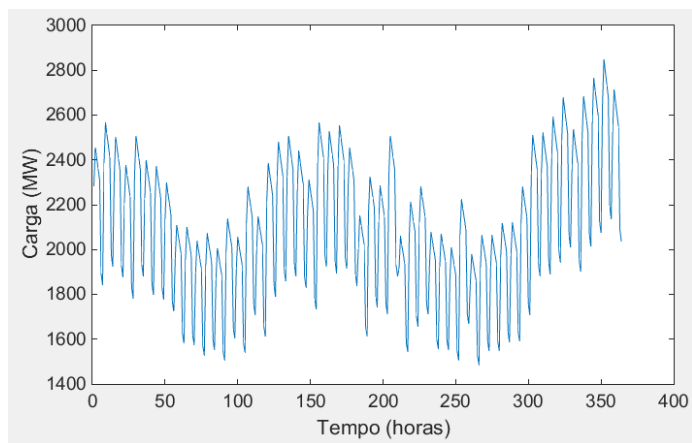


Figura A.2: Diagrama de pontas diárias.

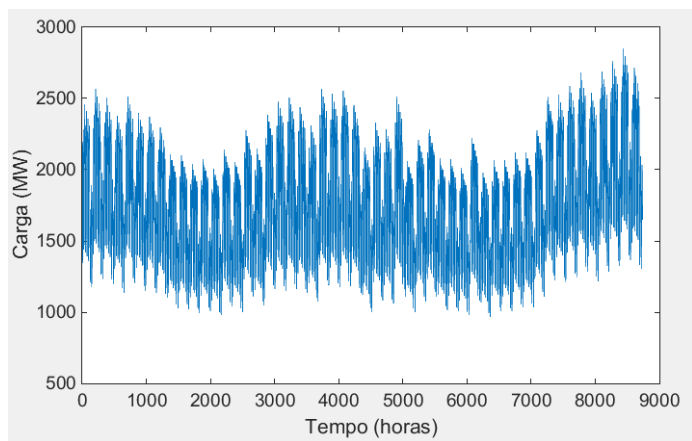


Figura A.3: Diagrama de pontas horárias.



Tabela A.5: Diagrama diário de cargas correspondente ao dia 1 de Janeiro.

Tempo (horas)	Carga (W)
1	1530769770
2	1439380530
3	1370838600
4	1347991290
5	1347991290
6	1370838600
7	1690700940
8	1964868660
9	2170494450
10	2193341760
11	2193341760
12	2170494450
13	2170494450
14	2170494450
15	2124799830
16	2147647140
17	2261883690
18	2284731000
19	2284731000
20	2193341760
21	2079105210
22	1896326730
23	1667853630
24	1439380530

Tabela A.6: TPPG com as CFS múltiplas de 100.

Estado	CFS	Probabilidade Individual	Probabilidade Acumulada
1	0	0,236395119	1
31	100	0,029991555	0,547601144
90	200	0,001286656	0,3813281
188	300	1,94279E-05	0,320653834
288	400	0,065728314	0,261873431
388	500	0,008337769	0,122516218
488	600	0,000357692	0,062112861
588	700	2,12689E-05	0,042461346
688	800	0,00474134	0,024719396
788	900	0,000601041	0,011607848
888	1000	2,57825E-05	0,004340874
988	1100	4,72482E-06	0,002353021
1088	1200	2,41321E-05	0,000791252
1188	1300	2,99408E-06	0,000400522
1288	1400	1,27962E-07	0,000101723
1388	1500	2,99151E-07	4,04351E-05
1488	1600	5,27973E-08	8,03963E-06
1588	1700	3,61135E-09	1,58327E-06
1688	1800	1,25934E-10	2,91206E-07
1788	1900	1,488E-10	4,69167E-08
1888	2000	9,12918E-11	7,2462E-09
1988	2100	1,00978E-11	8,43068E-10
2088	2200	4,2004E-13	9,27018E-11
2188	2300	1,28282E-14	7,97163E-12
2288	2400	7,99906E-16	4,69718E-13
2388	2500	3,30576E-17	1,99808E-14
2488	2600	5,08792E-19	6,2566E-16
2588	2700	2,74927E-21	1,28568E-17
2688	2800	7,49166E-23	1,42467E-19
2788	2900	9,40015E-25	6,61742E-22
2888	3000	3,10513E-28	9,82605E-25
2988	3100	9,46253E-33	4,24856E-28
3087	3200	6,88771E-44	3,32445E-32
3148	3301	1,90289E-40	2,2411E-37
3180	3405	1,20796E-48	1,20796E-48

# Anexo B

## Dados das cargas

Tabela B.1: Parametrização das cargas.

Grupo	Tmin_fr	Tmax_fr	Tmin_fz	Tmax_fz	CDC	Tamb	P_fz	P_fr	COP_fz	COP_fr	Tescalonamento	Cargas de Grupo
1	4	7	-23,44	-18,25	1	20	120	120	1,5	1,5	1440	300
2	5	8	-23	-18	1	21	120	120	1,5	1,5	1440	300
3	4,5	7,5	-22	-19	1	20	120	120	1,5	1,5	1440	300
4	5,5	7,5	-23,44	-18,25	1	21	120	120	1,5	1,5	1440	300
5	5	7,5	-24	-17	1	20	120	120	1,5	1,5	1440	300
6	4	8	-24	-19	1	20	120	120	1,5	1,5	1440	300
7	5,5	8,5	-23,44	-18,25	1	20	120	120	1,5	1,5	1440	300
8	3,5	6,6	-23	-18	1	20	120	120	1,5	1,5	1440	300
9	4,2	7,3	-23,2	-17	1	21	120	120	1,5	1,5	1440	300
10	5,1	8,3	-22,5	-19,1	1	19	120	120	1,5	1,5	1440	300

Onde:

- $Tmin_{fr}$  e  $Tmax_{fr}$  - Temperaturas mínimas e máximas do termostato do frigorífico;
- $Tmin_{fz}$  e  $Tmax_{fz}$  - Temperaturas mínimas e máximas do termostato do congelador;
- CDC - Corresponde ao controlo direto de cargas e pode assumir os valores zero e um. Quando nenhuma ação é aplicada ao combinado a variável encontra-se a 1, se a ação de corte for aplicada ao equipamento a variável toma o valor de 0;
- Tamb - Corresponde à temperatura ambiente;
- $COP_{fz}$  e  $COP_{fr}$  - Coeficiente de performance do combinado e do frigorífico, respetivamente;
- Tescalonamento - Tempo de escalonamento;
- Cargas do Grupo: número de cargas de cada grupo.