

Otimização de um sistema hidroelétrico com reservatórios em cascata e bombagem

Ilda Fernandes Pires

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão do
Instituto Politécnico de Bragança para a obtenção do Grau de Mestre em
Energias Renováveis e Eficiência Energética

Projeto realizado sobre a orientação da
Professora Ana Isabel Pereira e
Professora Ângela Paula Ferreira

Bragança, dezembro de 2014

Resumo

Durante os últimos tempos, o setor da eletricidade tem sofrido importantes reestruturações em diversos países, nomeadamente em Portugal. Este sector, que anteriormente se caracterizava por um funcionamento centralizado, depara-se agora como o paradigma dos Mercados de Eletricidade, mercados descentralizados.

A complexidade característica do problema de planeamento da exploração de centrais hídricas deve-se à relação não linear entre a potência, o caudal e a altura da queda, à interligação hidráulica entre os aproveitamentos dispostos no mesmo curso de água e às incertezas associadas à previsão das afluências e aos preços de mercado e à possibilidade de efetuar bombagem, processo este que se revela fundamental e imprescindível para uma correta gestão dos recursos hídricos.

Devido a complexidade do problema e ao considerável benefício económico associado à sua exploração, surge a necessidade de desenvolver metodologias que otimizem o planeamento da gestão das centrais hidroelétricas. Dada a necessidade das empresas detentoras de ativos de produção hídrica encontrarem o método mais adequado, vários trabalhos têm sido desenvolvidos. Com efeito, várias técnicas de otimização têm sido aplicadas a este problema, que se distinguem pelas simplificações introduzidas, porém sem nunca se ter encontrado uma clara vantagem para alguma delas.

Para resolver o problema, neste trabalho, foi abordado um modelo de otimização baseado nos Algoritmos Genéticos, de forma a estimar a remuneração das centrais hídricas, através da otimização da produção de energia elétrica em ambiente de mercado. Este método permite abordar o problema relativo a diferentes períodos horários e ao estado de operação (turbinamento/bombagem) tendo em conta as principais características de funcionamento das centrais hidroelétricas.

Através dos resultados obtidos, verifica-se que na resolução de problemas de otimização de centrais hidroelétricas baseado nas metodologias dos AGs, se trata de uma ferramenta computacional eficaz e com boas perspetivas de desenvolvimento futuro.

Palavras chave: Energia hídrica, otimização de centrais hidroelétricas, algoritmos genéticos.

Abstract

During recent times, the electricity sector has been suffering significant restructuring in several countries, including Portugal. This sector, which previously was characterised by a centralized operation, faces now as the paradigm of the Electricity markets, decentralized markets.

The complexity feature of planning problem of exploration of water plants is due to the nonlinear relationship between power, flow rate and the height of the fall, the hydraulic interconnection between the potentials in same watercourse and uncertainty associated with the estimate of inflows and market prices and the possibility of effecting pumping, process this is fundamental and essential for a correct management of water resources.

Because of the complexity of the problem and the considerable economic benefit associated with their exploration, arises the need to develop methodologies to optimize the planning of the management of hydroelectric plants. Given the need of companies holding assets of hydro production find the most suitable method, several works have been developed. Indeed, various optimization techniques have been applied to this problem, which are distinguished by the simplifications introduced, however without ever having found a clear advantage for any of them.

To solve the problem, in this work, was approached a optimization model based on genetic algorithms in order to estimate the hydro power plants remuneration, by optimizing the production of electricity in market environment. This method makes it possible to address the problem related to different slots and the condition of operation (turbinate/pumping) having regard to the main features of operation of hydroelectric plants.

Through the results obtained, we can see that in solving problems of optimization of hydro power plants based on methodologies of the AGs, it comes to a computational tool efficiently and with good perspectives of future development.

Key-words: Hydropower, optimization of hydro power plants, genetic algorithms.

Agradecimentos

Agradeço a todos, os que de alguma forma, tornaram possível a realização deste trabalho. Em especial, as professoras Ana Isabel e Ângela Ferreira, orientadoras desta dissertação, pelos esclarecimentos e prontidão que demonstraram em receber-me nas diversas vezes que as consultei. Neste período final, suas críticas sempre construtivas e sua atuação revisora deste documento, serviram de motivação para a conclusão deste trabalho.

À minha família, em particular aos meus Pais, por todo o apoio e incentivo dado e porque sempre fizeram tudo o que lhes estava ao alcance no sentido de me proporcionarem as ferramentas necessárias para que fosse bem sucedida.

A família Gomes, que com as suas palavras sábias e seu percurso de vida, me incentivaram a lutar pelos meus sonhos.

A todos os amigos que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial a Liliana, a Filipa e a Catarina, por toda a amizade e carinho dispensado ao longo destes últimos anos, mesmo nos momentos mais difíceis.

A todas as pessoas que se cruzaram comigo desde que entrei no IPB, por de alguma forma contribuírem para a formação da pessoa que sou hoje.

Àqueles que injustamente me esqueci de referir.

A todos um muito obrigado.

Índice

Índice	i
Índice de figuras	iv
Índice de tabelas	vii
Lista de símbolos	viii
Lista de abreviaturas	x
1. Introdução	1
1.1. Introdução	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura do trabalho	3
2. Estado de arte.....	5
2.1. Introdução	5
2.2. Energia hídrica em Portugal	5
2.3. Caracterização do sistema hidroelétrico português	10
2.4. Centrais hidroelétricas	11
2.4.1. Princípio de funcionamento das centrais hidroelétricas	11
2.4.2. Classificação dos aproveitamentos hídricos	13
2.5. Tipos de sistemas hidroelétricos	18
3. Exploração de aproveitamentos hidroelétricos.....	23
3.1. Introdução	23
3.2. Mercado da eletricidade.....	23
3.3. Serviços do sistema.....	26
3.4. Critérios económicos	29
3.5. Critérios técnicos	30
4. Técnicas de otimização.....	33

4.1.	Introdução	33
4.2.	Programação Linear Vs. Não Linear	34
4.3.	Algoritmos genéticos	35
4.3.1.	Funcionamento dos algoritmos genéticos	35
4.4.	Algoritmos genéticos híbridos	38
5.	Caso de estudo	41
5.1.	Introdução	41
5.2.	Cascata	41
5.2.1.	Função objetivo	43
5.2.2.	Variáveis do problema.....	43
5.2.3.	Características técnicas e dimensionais	44
5.2.4.	Restrições	50
5.2.5.	Pressupostos simplificativos.....	51
5.3.	Formulação matemática	52
5.4.	Metodologia implementada na codificação do problema	54
6.	Resultados numéricos	61
6.1.	Introdução	61
6.2.	Descrição dos casos simulados	61
6.3.	Período temporal de duas horas	63
6.3.1.	Simulação inicial	63
6.3.2.	Simulação da definição do espaço de procura.....	64
6.3.3.	Simulações para a determinação do número inicial de indivíduos.....	67
6.3.4.	Simulações para a escolha da função de criação da população inicial	69
6.3.5.	Simulações para a determinação do número de gerações.....	70
6.3.6.	Simulações para a escolha da função de seleção de pais.....	71
6.3.7.	Simulações para a escolha da função para o cruzamento dos pais.....	72
6.3.8.	Simulações de determinação da taxa de cruzamento.....	73

6.3.9.	Simulações de seleção da função dos mecanismos de mutação	74
6.3.10.	Simulações para a determinação da taxa com que ocorrem os mecanismos de mutação	75
6.3.11.	Simulações da versão híbrida dos AG	77
6.4.	Período temporal de seis horas	79
6.4.1.	Avaliação do comportamento do sistema para volumes iniciais de água nas albufeiras médios.....	79
6.4.2.	Avaliação do comportamento do sistema para volumes iniciais de água nas albufeiras máximos	80
6.4.3.	Avaliação do comportamento do sistema com os volumes iniciais de água nas albufeiras mínimos	84
6.5.	Período temporal de doze horas	85
6.5.1.	Avaliação do comportamento do sistema com o aumento do período temporal e com albufeiras a meia carga	85
6.5.2.	Introdução das restrições horárias	87
6.5.3.	Variação da função custo.....	92
6.6.	Períodos de tempo de vinte e quatro horas	93
6.6.1.	Avaliação do comportamento do sistema com restrições horárias e com volumes iniciais de água das albufeiras médios	93
6.6.2.	Avaliação do comportamento do sistema com restrições horárias e com volumes iniciais de água das albufeiras máximos.....	98
6.6.3.	Avaliação do comportamento do sistema com restrições horárias e com volumes iniciais de água das albufeiras mínimos.....	102
7.	Conclusão	105
	Bibliografia.....	109
	Anexo A.....	111
	Anexo B.....	112

Índice de figuras

Figura 2.1 – Evolução da potência instalada em Portugal [5]	8
Figura 2.2 – (a) Evolução da Produção e Consumo (produção líquida) de Energia Elétrica em Portugal de 2003 a 2012 e (b) IPH no mesmo período [6]	9
Figura 2.3 – Esquema transversal de uma barragem [8]	11
Figura 2.4 - Princípio de funcionamento de um aproveitamento hidroelétrico.....	12
Figura 2.5 – Esquema representativo da queda de água.....	14
Figura 2.6 – Aproveitamento hidroelétrico de Fio-de-água, Pocinho [7]	15
Figura 2.7 – Aproveitamento hidroelétrico de albufeira, Alto Rabagão [7].....	16
Figura 2.8 – Esquema de uma central hidroelétrica com bombeamento [10].....	17
Figura 2.9 - Esquema de funcionamento hídrica-eólica nas horas de vazio [11].....	17
Figura 2.10 - Esquema de funcionamento hídrica-eólica nas horas de cheia [11].....	18
Figura 2.11 – Esquema funcionamento de um sistema ternário de eixo vertical [12] ...	19
Figura 3.1 – Funcionamento de <i>pool</i> simétrico [2]	25
Figura 3.2 – Mercado da banda de regulação secundária [16]	28
Figura 4.1 – Fluxograma do ciclo de funções utilizado pelos algoritmos genéticos.....	36
Figura 4.2 – Fluxograma do ciclo de funções utilizado pelos AGH	39
Figura 5.1 – Cascata das centrais hidroelétricas em estudo	42
Figura 5.2 – Afluências de água das quatro centrais em estudo.....	49
Figura 5.3 – Preços de mercado da eletricidade	49
Figura 6.1 – Caudais obtidos pela simulação com definição do espaço de procura.....	64
Figura 6.2 – Limites dos caudais obtidos pela simulação com definição do espaço de procura.....	65
Figura 6.3 – Limites das alturas de queda das centrais, obtidos pela simulação com definição do espaço de procura	66
Figura 6.4 – Limites das potências das centrais, obtidas pela simulação com definição do espaço de procura	67
Figura 6.5 – Potências obtidas pelas simulações para um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG simples; b) simulação do AGH	82

Figura 6.6 – Caudais obtidos pelas simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG simples; b) simulação AGH	83
Figura 6.7 – Descargas de água obtidas pelas simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG; b) simulação do AGH	83
Figura 6.8 – Caudais obtidos pelas simulações com um período temporal de 12 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação do AG; b) simulação AGH	86
Figura 6.9 – Caudais obtidos pela simulação com introdução das horas de vazio.....	87
Figura 6.10 – Caudais obtidos pela simulação com introdução do fator $K=0.5$	88
Figura 6.11 – Soluções encontradas pelo AG na simulação com introdução do fator $K=0.5$	89
Figura 6.12 – Limites do espaço de procura.....	89
Figura 6.13 – Caudais obtidos pela simulação com relaxamento dos limites máximos dos caudais bombeados em 10%	90
Figura 6.14 – Caudais obtidos pela simulação com relaxamento dos limites máximos dos caudais bombeados em 20%	91
Figura 6.15 – Caudais obtidos pela simulação com um fator $K=0.3$	92
Figura 6.16 – Caudais obtidos pela simulação com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação do AG; b) simulação AGH	94
Figura 6.17 – Limites de alturas de queda obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação do AG simples; b) simulação do AGH.....	96
Figura 6.18 – Limites de potência obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação AG simples; b) simulação do AGH	97
Figura 6.19 – Caudais obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG simples; b) simulação do AGH	99
Figura 6.20 – Limites dos volumes de água obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação AG; b) simulação do AGH	100

Figura 6.21 – Descargas de água obtidas pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG; b) simulação do AGH 101

Índice de tabelas

Tabela 2.1 - Aproveitamentos hidroelétricos selecionados pelo PNBEPH [4]	7
Tabela 6.1 – Simulações com mudança do número de indivíduos.....	68
Tabela 6.2 – Simulações com alteração da função de criação da população inicial	69
Tabela 6.3 – Simulações da variação do número de gerações.....	70
Tabela 6.4 – Simulações com modificação da função de seleção dos pais	71
Tabela 6.5 – Simulações com mudança da função de cruzamento de pais	72
Tabela 6.6 – Simulações com variação da taxa de cruzamento.....	73
Tabela 6.7 – Simulações da seleção da função dos mecanismos de mutação	74
Tabela 6.8 – Simulações com variação da taxa de mutação.....	76
Tabela 6.9 – Parâmetros do AG simples que melhor se adequam ao problema.....	77
Tabela 6.10 – Simulações das versões híbridas do AG.....	78
Tabela 6.11 – Simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor médio.....	79
Tabela 6.12 – Simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo	81
Tabela 6.13 – Simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor mínimo	85
Tabela 6.14 – Simulações com um período temporal de 12 horas	86
Tabela 6.15 – Resultado das simulações com variação dos limites dos caudais.....	91
Tabela 6.16 – Resultados das simulações com variação da função custo	93
Tabela 6.17 – Resultados das simulações com períodos de tempo de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio.....	95
Tabela 6.18 – Resultados das simulações com períodos de tempo de 24 horas e com o volume inicial no seu valor máximo.....	98
Tabela 6.19 – Resultados das simulações com períodos de tempo de 24 horas e com o volume inicial no seu valor mínimo	102

Lista de símbolos

B	Índice de bombeamento	
CC	Consumo interno da central	%
E_p	Energia potencial	kWh
g	Aceleração gravítica	m/s ²
h	Altura bruta de queda de água	m
$h^{\max B/\min B}$	Altura de elevação estática máxima/mínima	m
$h^{\text{nom}B}$	Altura de elevação estática nominal	m
$h^{\max T/\min T}$	Altura de queda de água máxima/mínima	m
$h^{\text{nom}T}$	Altura de queda de água nominal	m
I	Afluências de água	dam ³ /di
		a
i	Identificador da central	
j	Número de períodos de tempo	
L	Lucro	€
K	Fator de variação do preço	
m	Massa de água	kg
P	Potência	kW
$P^{\text{nom}B}$	Potência nominal de bombeamento	kW
$P^{\max T/\min T}$	Potência máxima/mínima de turbinamento	kW
$P^{\text{nom}T}$	Potência nominal de turbinamento	kW
$P^{\max R/\min R}$	Potência máxima/mínima injetada na rede	kW
$P^{\text{nom}RB}$	Potência nominal solicitada há rede	kW
P_u	Potência útil	kW
q_{ij}	Caudal turbinado/bombeado na central i no instante j	m ³ /s
$q^{\max B/\min B}$	Caudal máximo/mínimo de água bombeado	m ³ /s
$q^{\text{nom}B}$	Caudal nominal de água bombeada	m ³ /s
$q^{\max T/\min T}$	Caudal máximo/mínimo de água turbinada	m ³ /s

q^{nomT}	Caudal nominal de água turbinada	m^3/s
r_{ij}	Potência de turbinamento/bombeamento na central i no instante j	kW
T	Índice de turbinamento	
t	Tempo	s
V	Volume de água	hm^3
V^0	Volume de água da curva de capacidade da albufeira	hm^3
V^{in}	Volume de água inicial da albufeira	hm^3
V^{med}	Volume de água médio da albufeira	hm^3
$V^{max/min}$	Volume de água máximo/mínimo da albufeira	hm^3
V^{util}	Volume de água útil da albufeira	hm^3
Z^0	Altura de cota da curva de capacidade da albufeira	m
$Z^{max/min}$	Altura de cota máxima/mínima	m
Z^{rest}	Altura de cota de restituição da água	m
$\Delta h^{maxT/minT}$	Perda de carga hidráulica máxima/mínima	m
Δh^{nomT}	Perda de carga hidráulica nominal	m
$\Delta h^{maxB/minB}$	Acréscimo de carga máximo/mínimo	m
Δh^{nomB}	Acréscimo de carga nominal	m
α	Parâmetro da curva de capacidade da albufeira	
β	Parâmetro da curva de capacidade da albufeira	
ζ	Coefficiente de bombagem	m^2/s
η	Rendimento global do sistema	%
ρ	Massa volúmica de água	kg/m^3
λ_j	Preço da energia no instante j	€/kWh
lb	Limite superior	
ub	Limite inferior	

Lista de abreviaturas

AG	Algoritmo Genéticos
AGC	Automatic Generation Control
AGH	Algoritmos Genéticos Híbridos
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
DPH	Direção de Produção Hidráulica
EDP	Energias de Portugal
IPH	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIE	Operador de Mercado Ibérico Polo Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico Polo Português
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PQS	Programação Quadrática Sequencial
REN	Rede de Energia Nacional

Capítulo 1

1. Introdução

1.1. Introdução

A energia elétrica é um bem com o qual atualmente a civilização humana não sobrevive, pelas suas diversas necessidades (bem estar social, atividades económicas e de desenvolvimento), tornando-se uma constante preocupação para os investigadores que se dedicam a este tema e para as empresas ligadas ao setor elétrico.

Para satisfazer essas necessidades é essencial que os sistemas de energia elétrica sejam constantemente planeados, de modo a satisfazer a carga pedida em cada instante com níveis adequados de qualidade de serviço e segurança.

A evidente importância da energia elétrica e a complexidade dos sistemas de energia elétrica faz com que o estudo dos sistemas elétricos de energia seja uma área largamente divulgada na literatura especializada.

Em Portugal, a produção de energia elétrica é em grande parte de origem hídrica. Como esta produção tem origem num recurso renovável, as empresas detentoras de ativos hidroelétricos tem a responsabilidade de desenvolver ferramentas capazes de otimizar o recurso água de uma forma eficiente.

A produção de energia elétrica de origem hidroelétrica apresenta várias particularidades. A energia primária resultante das aflúncias caracteriza-se pela aleatoriedade. Assim, a produção de energia elétrica nas centrais hídricas depende da hidraulicidade e da capacidade de armazenamento. Pode ocorrer que a aflúncia de água não fique totalmente disponível, pois a capacidade de armazenamento depende, por sua vez, dos limites de operação das albufeiras, de retiradas de água para regas e consumos, caudais ecológicos, etc. Aliado a estes fatores existe o risco de descarregamento, já que usualmente a distribuição das aflúncias ao longo do tempo não é constante, sendo imprevisível e normalmente concentrada em determinados meses. Existe ainda o

problema da interdependência entre diversos aproveitamentos hidroelétricos, quando interligados numa cascata, partilhando o mesmo curso de água.

Tradicionalmente, o planeamento da produção elétrica resumia-se a decidir a forma mais eficiente de utilizar os recursos para reduzir os custos com a produção de origem térmica. Contudo, com a introdução dos mercados da eletricidade, a exploração dos sistemas de energia altera-se de forma radical, passando a obedecer a novos requisitos e regras de mercado. Com a introdução dos mercados de eletricidade e com a possibilidade de concorrência, cada produtor tem, atualmente de encarar os seus investimentos com uma maior racionalidade, quer maximizando os seus recursos, quer otimizando os seus investimentos, sempre com o objetivo de maximizar as receitas.

Assim, cabe às empresas tomar decisões com o que fazer com os recursos disponíveis, ou seja, especificamente no caso dos sistemas hídricos, se acumulam a energia hídrica na forma potencial para turbinar em períodos em que o preço de energia é mais elevado, ou se turbinam em função da disponibilidade imediata do recurso primário. A decisão de armazenar a água pode levar a situações que impliquem descarregamentos nas albufeiras. No caso de as centrais turbinarem a água em função da disponibilidade pode originar benefícios económicos mais baixos, ou seja, caso a energia potencial fique disponível em períodos de tempo em que o preço da energia seja mais baixo. Se a central hidroelétrica for equipada com grupos geradores reversíveis, os produtores têm ainda de avaliar se da bombagem de água, para posterior produção de energia elétrica, advêm melhores lucros económicos.

Como a introdução dos mercados da eletricidade surgiu a necessidade de desenvolver novas metodologias que respondam de forma eficaz às necessidades das empresas, permitindo que estas respondam de uma maneira eficiente este novo desafio.

O presente trabalho pretende, de alguma maneira, dar um contributo nesta área.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho consiste em otimizar o funcionamento de uma cascata com quatro centrais hidroelétricas, em que duas delas dispõem da possibilidade de bombear a

água para montante, permitindo o seu armazenamento. Pretende-se implementar uma ferramenta computacional que permita realizar o planeamento operacional de uma cascata considerando a não linearidade entre potência, o caudal e a altura de queda, em ambiente de mercado, e calculando a remuneração prevista. A aplicação a desenvolver será baseada na ferramenta de otimização algoritmos genéticos e deverá ser capaz de efetuar o planeamento operacional de uma cascata de centrais hídricas tendo em consideração alguns fatores, nomeadamente:

- efeito não linear da relação entre a queda, o caudal e a potência;
- a interligação entre as centrais;
- os preços de mercado.

O ambiente concorrencial que atualmente caracteriza o mercado da eletricidade impõe que as empresas que gerem as centrais hidroelétricas realizem uma gestão eficaz dos recursos, pelo valor económico que se pode acrescentar, podendo representar lucros aumentados quando a exploração é realizada de forma ótima. O grande interesse deste tipo de empresas no setor elétrico nacional, a complexidade e especificidade deste tipo de problemas incentivam o desenvolvimento de melhores ferramentas computacionais, capazes de ajudar a obter decisões de exploração ótimas.

1.3. Estrutura do trabalho

Este documento está organizado em sete capítulos. No presente capítulo, Introdução, descreve-se de uma forma sucinta os objetivos do trabalho e a motivação deste tipo de aplicações, finalizando com a estruturação da dissertação.

No segundo capítulo, Estado da Arte, apresenta-se um enquadramento geral onde são expostos os aspetos essenciais relacionados com o tema deste trabalho. Descreve-se de uma forma sucinta a evolução da potência hidroelétrica instalada em Portugal e a importância que o indicador de produção hidroelétrica representa quando se pretende determinar a quantidade energia proveniente de origem hídrica. Posteriormente é feita

uma classificação dos aproveitamentos hidroelétricos e uma descrição das máquinas elétricas que podem ser instaladas nas centrais e a forma como estas têm evoluído.

No terceiro capítulo, Otimização da Exploração de Aproveitamentos Hidroelétricos, descreve-se de uma forma resumida o novo paradigma dos Mercados da Eletricidade, e como estes vieram revolucionar o planeamento de exploração das centrais hidroelétricas. Dada a complexidade do problema de exploração de centrais hidroelétricas, é ainda feita uma breve descrição dos diversos critérios económicos e técnicos que regem a exploração de sistemas de energia hidroelétrica.

No quarto capítulo, Técnicas de Otimização, abordam-se algumas ferramentas usadas na otimização de sistemas hidroelétricos, em especial o funcionamento dos Algoritmos Genéticos e o funcionamento dos mesmos numa versão híbrida, nos métodos aplicados para resolver o problema de otimização.

O quinto capítulo descreve o Caso de Estudo, sendo apresentado o problema em análise, nomeadamente uma descrição da cascata e os respetivos parâmetros e variáveis, a função objetivo e as restrições. É ainda feita uma abordagem à formulação matemática e codificação utilizada na programação do *software* utilizado, o MatLab.

O sexto capítulo apresenta os resultados das simulações realizadas para o caso de estudo. Inicialmente é feita uma descrição do modo de como as simulações são realizadas e posteriormente são apresentados os resultados das simulações, com breves comentários aos mesmos.

Finalmente, no capítulo 7 expõe-se uma síntese do estudo realizado, apresentando-se as principais conclusões que se atingiram com a realização deste trabalho. Apontam-se ainda algumas propostas de melhoria futuras, assim como as principais direções de investigação para o desenvolvimento deste trabalho.

Capítulo 2

2. Estado de arte

2.1. Introdução

Neste capítulo será caracterizado o estado de arte da energia hidroelétrica em Portugal, a forma como a potência hidroelétrica instalada têm evoluído ao longo do tempo e a configuração da organização do setor hidroelétrico português está.

Serão também abordados, neste capítulo inicial, alguns pontos essenciais a compreensão do funcionamento das centrais hídricas. Como tal, será exposto o modo de funcionamento das centrais hidroelétricas, como é que estas podem ser classificadas, e o tipo de máquinas elétricas que podem existir nas centrais hídricas.

2.2. Energia hídrica em Portugal

A utilização da água como força motriz para a produção de energia elétrica inicia-se em Portugal no final do século XIX. A central hidroelétrica mais antiga de que há registo foi construída no rio Corgo, afluente do rio Douro, em 1891 [1]. Esta central foi construída pela Companhia Elétrica e Industrial de Vila Real e tinha uma potência de 120 kW.

Com a perspetiva de desenvolvimento da indústria e da economia do país, em 1930, traçou-se um quadro que visava aproveitar a energia da água do rio para produzir energia elétrica. O resultado das opções políticas levou a que, em 1950, se intensificasse a construção de novos centros eletroprodutores. Estes caracterizavam-se por serem aproveitamentos hidroelétricos dotados de grandes albufeiras [1].

No decorrer da década de 60, entram em funcionamento três novos aproveitamentos, Bemposta, Alto Rabagão e de Tabuaço. A central do Alto Rabagão apresenta uma

albufeira de grande capacidade e é o primeiro aproveitamento hidroelétrico, instalado em Portugal, equipado com sistema de bombagem (com turbina e bomba separadas).

A construção de novos aproveitamentos foi feita a ritmo variável até 1992, altura em que foi construída a maior central hidroelétrica em termos de potência instalada de Portugal com 630 MW, a central do Alto Lindoso [1].

Entre 1995 e 2005 foi feito o reforço de potência do aproveitamento de Mirandela e construídas duas novas centrais hidroelétricas, a central do Alqueva e da Venda Nova II em 2004 e 2005, sucessivamente.

Em 2005 a potência instalada em Portugal era de 4 910 MW, dos quais 4 580 MW instalados em 35 aproveitamentos com potência superior a 10 MW e os restantes 330 MW instalados em 311 aproveitamentos de potência inferior a 10 MW [2].

Em 2007, a EDP propõe-se a fazer o reforço de potência de alguns aproveitamentos, com o objetivo de evitar o desperdício energético decorrente de descarregamentos devidos à reduzida capacidade útil da albufeira e/ou reduzida potência instalada no aproveitamento. O reforço de potência previsto seria feito nos aproveitamentos já existentes do Picote, Bemposta, Alqueva, Venda Nova, Salamonde e Paradela. No caso do Alqueva, Venda Nova e Salamonde o reforço é feito com grupos reversíveis [3].

Em 2008, Portugal ainda detinha 50% do potencial hidroelétrico por explorar e de forma a cumprir os objetivos estabelecidos pelas políticas governamentais em termos de produção de energia de origem renovável para 2020, o governo aprovou o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, PNBEPH. Para o período estipulado, foi definido como objetivo atingir uma capacidade hidroelétrica nacional instalada superior a 7 000 MW. Assim seria necessário assegurar um potencial adicional na ordem dos 2 000 MW que, complementado com o reforço de potência que a EDP se propôs a fazer, iria perfazer os 7 000 MW [4]. No PNBEPH, os aproveitamentos identificados para análise (aproveitamentos que permitiriam cumprir as metas estabelecidas pelo governo) correspondiam a aproveitamentos de grande interesse do ponto de vista da capacidade de produção de energia, da otimização dos recursos da bacia hidrográfica em que se inserem, assim como do potencial para satisfação de outros usos múltiplos (rega, abastecimento público, defesa contra cheias). No final do estudo do PNBEPH foram identificados 10 aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a

Tabela 2.1, com condições de viabilidade técnica, económica, social e ambiental para poderem vir a ser implementados. Os aproveitamentos selecionados foram entregues aos promotores da EDP, Endesa e Iberdrola.

Tabela 2.1 - Aproveitamentos hidroelétricos selecionados pelo PNBEPH [4]

Aproveita- mentos	Bacia hidrográ- fica	Rio	Tipo	Capacidade da Albufeira (hm³)	Potência Instalada (MW)	Promotor
Foz Tua	Douro	Tua	Reversível	310	234	EDP
Fridão	Douro	Tâmega		195	163	EDP
Padroselos	Douro	Beça/Tâmega	Reversível	147	113	Iberdrola
Gouvães	Douro	Torno/Tâmega	Reversível	13	112	Iberdrola
Daivões	Douro	Tâmega	Reversível	66	109	Iberdrola
Vidago	Douro	Tâmega	Reversível	96	90	Iberdrola
Pinhosão	Vouga	Vouga	Reversível	68	77	Sem proposta
Girabolhos	Mondego	Mondego	Reversível	143	72	Endesa
Almourol	Tejo	Tejo		20	78	Sem proposta
Alvito	Tejo	Ocreza		209	48	EDP

Em 2011 a EDP já tinha concluído o reforço de potência dos aproveitamentos de Bemposta e Picote e, em 2012, do aproveitamento do Alqueva, aumentando o potencial hidroelétrico em 693 MW [3].

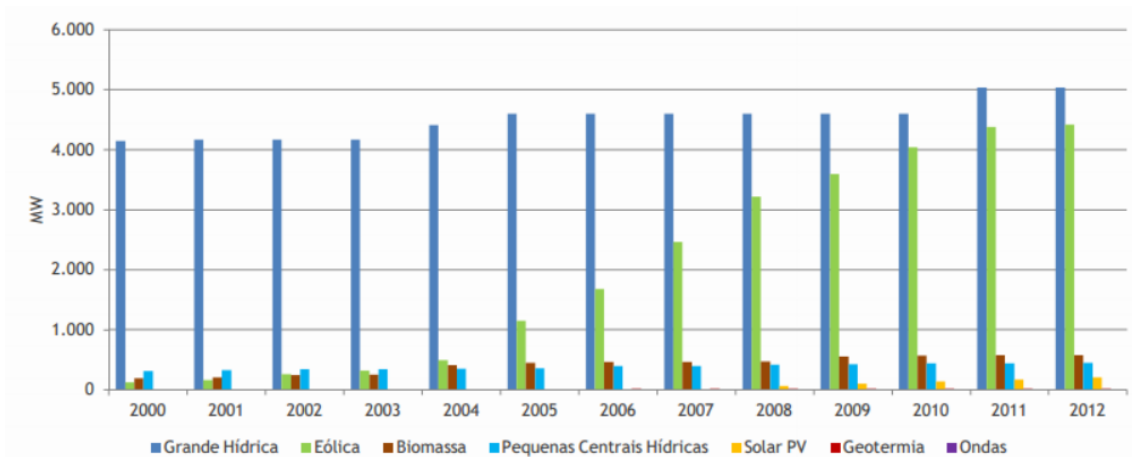
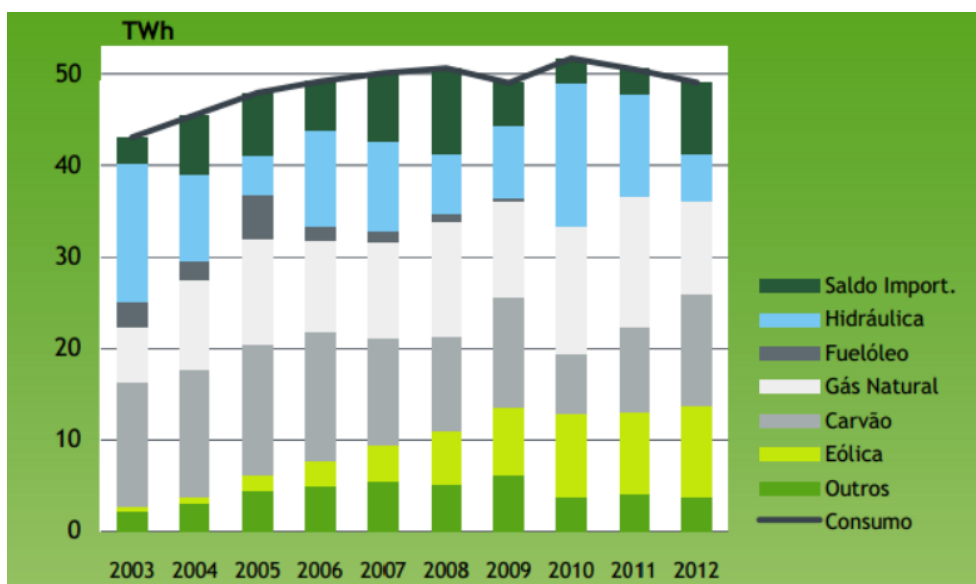


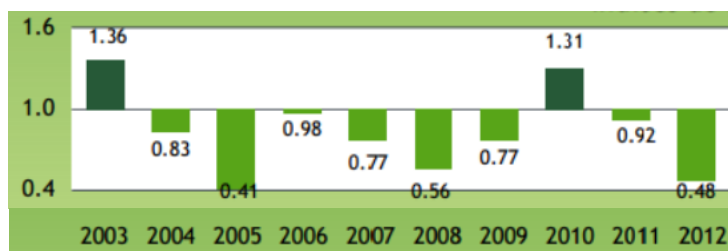
Figura 2.1 – Evolução da potência instalada em Portugal [5]

Como se pode verificar pela Figura 2.1, a potência hidroelétrica instalada em Portugal, tem vindo a aumentar ao longo dos anos. No entanto este aumento não significa que a produção de energia de origem hídrica aumente de forma diretamente proporcional. Para se caracterizar o recurso hídrico, recorre-se ao índice de produtividade hidroelétrica (IPH) do ano hidrológico em questão.

O IPH é um indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio correspondente ao valor unitário 1, sendo que se determinado ano tiver um valor de $IPH > 1$, considera-se um ano húmido e se tiver um $IPH < 1$, é um ano seco.



(a)



(b)

Figura 2.2 – (a) Evolução da Produção e Consumo (produção líquida) de Energia Elétrica em Portugal de 2003 a 2012 e (b) IPH no mesmo período [6]

Em Portugal, a produção líquida proveniente de fontes hídricas evidencia picos nos anos 2003 e 2010, cujo o IPH é superior a 1, como se pode verificar pela Figura 2.2.

Este indicador revela que nesses anos o recurso hídrico foi mais abundante e, por conseguinte, a produção de eletricidade de origem hídrica atingiu valores significativos. Acresce ainda que o aumento da capacidade instalada no ano 2012 comparativamente ao ano 2003 não se pode extrapolar diretamente num aumento da energia produzida em detrimento da disponibilidade do recurso primário, ou seja, do regime hidrológico.

2.3. Caraterização do sistema hidroelétrico português

A EDP Produção é a empresa promotora responsável pelos aproveitamentos de grande capacidade, superiores a 10 MW, com a exceção da barragem do Alqueva, e detêm ainda 24 aproveitamentos de baixa potência [2].

A Direção de Produção Hidráulica, DPH, é a unidade organizativa da EDP Produção que tem como missão “garantir a otimização da gestão do portfólio de ativos hídricos, promovendo a exploração dos Centros de Produção de acordo com critérios de operacionalidade e fiabilidade estabelecidos, maximizando resultados, cumprindo e fazendo cumprir as normas de segurança e ambientais” [7].

Dado que a maioria dos aproveitamentos hídricos com elevado potencial instalado, concentram-se essencialmente a norte do rio Tejo, a Direção de Produção Hidráulica, compreende três grandes centros de produção organizados em função das bacias hidrográficas onde se localizam.

- O Centro de Produção Cávado-Lima agrupa as instalações de produção que se localizam nas bacias hidrográficas dos rios Cávado, Lima e ainda do rio Ave;
- O Centro de Produção Douro agrupa as instalações de produção que se localizam na bacia hidrográfica do rio Douro;
- O Centro de Produção Tejo-Mondego agrupa as instalações de produção que se localizam nas bacias hidrográficas dos rios Tejo, Mondego e Guadiana [7].

Os três centros de produção são operados remotamente a partir do Centro de Telecomando de Centrais Hidroelétricas da EDP Produção, situado em Bagaúste, Régua. Este é o responsável, por exemplo, pelo arranque/paragem dos grupos geradores, abertura/fecho das comportas dos órgãos de segurança (descarregador de cheias e descarga de fundo) e por assegurar os caudais ecológicos na albufeira.

2.4. Centrais hidroelétricas

2.4.1. Princípio de funcionamento das centrais hidroelétricas

Uma central hidroelétrica é um complexo arquitetónico, com um conjunto de obras e de equipamentos, dos quais se destacam a barragem, o circuito hidráulico e a central elétrica (Figura 2.3), com a finalidade de produzir energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidráulico existente num rio.

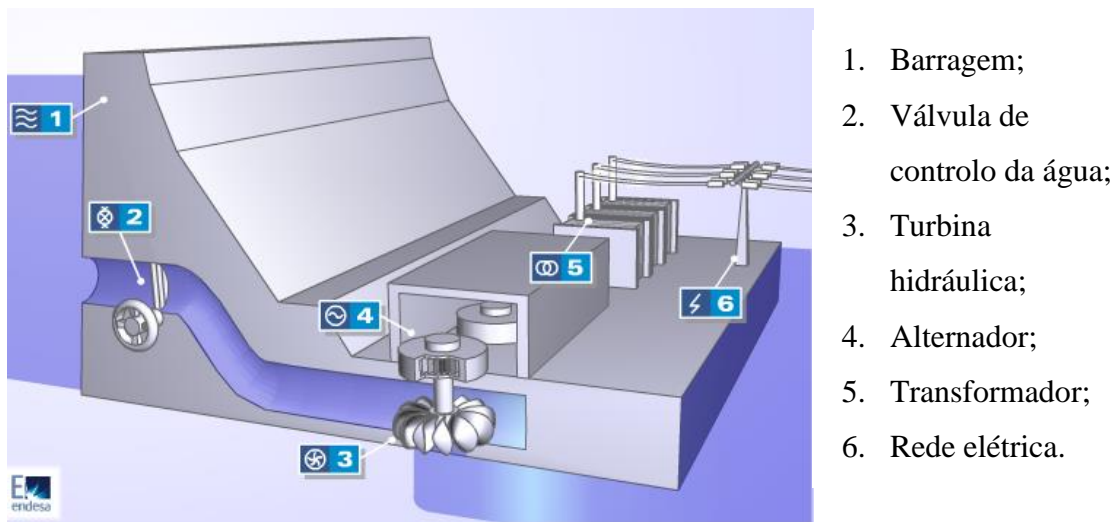


Figura 2.3 – Esquema transversal de uma barragem [8]

O princípio de funcionamento de uma central hidroelétrica consiste em reter a água num reservatório, albufeira, que é criada artificialmente pelo homem através da construção de uma barragem. Quando se pretende produzir energia elétrica canaliza-se através de uma conduta e por efeito de gravidade, a água retida na albufeira até à central elétrica, onde se encontra o grupo turbina gerador.

A energia potencial armazenada na água da albufeira transforma-se assim em energia cinética, devido à velocidade que a água adquire na queda. As turbinas, cujas pás são impulsionadas pelo movimento da água, são máquinas que transformam essa energia

cinética em energia mecânica que, por sua vez, atua sobre um gerador elétrico que transforma a energia mecânica em energia elétrica [2], como mostra a Figura 2.4.

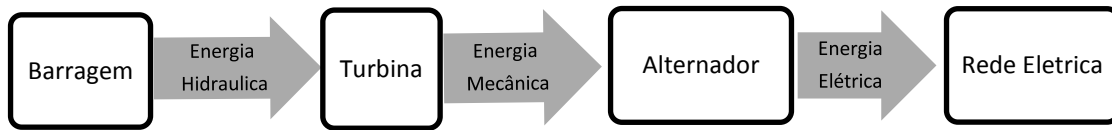


Figura 2.4 - Princípio de funcionamento de um aproveitamento hidroelétrico

Da física sabe-se que a energia potencial (E_p) de uma massa de água (m), é dada por [9]:

$$E_p = g m h \quad (2.1)$$

onde g é a aceleração gravítica ($9,8 \text{ m.s}^{-2}$) e h a altura bruta da queda de água.

Como a potência (P) é a energia por unidade de tempo, então:

$$P = \frac{dE_p}{dt} = \frac{d(m g h)}{dt} \quad (2.2)$$

Tendo em conta que a aceleração gravítica é uma constante e que em pequenos períodos de tempo a variação na altura de queda, h , é mínima, está pode ser considerada como sendo uma constante, então:

$$P = g h \frac{dm}{dt} \quad (2.3)$$

Considerando que:

$$\frac{dm}{dt} = \rho \frac{dV}{dt} \quad (2.4)$$

e

$$\frac{dV}{dt} = q \quad (2.5)$$

em que ρ é a massa volúmica da água (1000 kgm^{-3}), V é o volume da água em m^3 e q é o caudal em m^3/s .

Então a potência (P) que se obtém numa central hidroelétrica, em W, é dada por:

$$P = g h \rho q \quad (2.6)$$

Como num percurso de água existem perdas então a potência útil, P_u , que se pode extrair de uma central hidroelétrica é determinada pela equação (2.7):

$$P_u = \eta g h \rho q \quad (2.7)$$

Sendo η o rendimento do sistema [9].

2.4.2. Classificação dos aproveitamentos hídricos

As centrais hidroelétricas, embora aparentemente iguais entre si diferem quanto a um conjunto de fatores que tem implicações no valor da potência convertida. Assim as centrais hidroelétricas são geralmente classificadas relativamente à potência, à altura de queda útil, caudal, tipos de aproveitamento e serviço desempenhado.

Queda útil

A queda útil é a diferença entre as cotas máximas e mínimas de desnível, ou seja, as cotas dos locais onde se inicia a queda e onde se realiza a descarga, respetivamente, de acordo com a Figura 2.5.

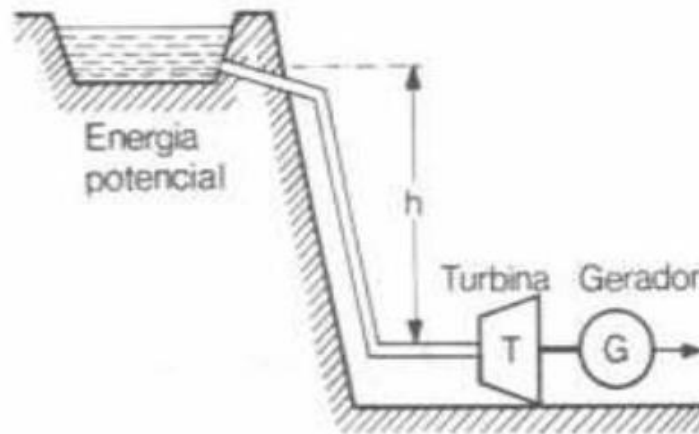


Figura 2.5 – Esquema representativo da queda de água

Conforme o valor da altura de queda de água (h), as centrais hidroelétricas podem-se classificar em queda alta se a altura de queda for maior que 250 metros, em queda média se a altura de queda variar entre 50 e 250 metros e em baixa queda para alturas inferiores a 50 metros [1].

Caudal

Quanto ao caudal (q) as centrais podem ser classificadas em centrais de pequenos caudais se o caudal for inferior a $10 \text{ m}^3/\text{s}$, de médio caudal se o caudal variar entre 10 e $100 \text{ m}^3/\text{s}$ e de grande caudal para caudais superiores a $100 \text{ m}^3/\text{s}$ [9].

Potência

Relativamente à potência (P), estas podem ser classificadas em grandes aproveitamentos se a potência instalada for superiores a 100 MW, em pequenos aproveitamentos quando a potência instalada varia entre 20 e 100 MW e com potência inferiores a 20 MW as centrais são classificadas como mini-hídricas [9].

Tipos de aproveitamentos

Quanto ao tipo de aproveitamentos hidroelétricos as centrais podem ser classificadas em:

- Centrais a fio-de-água;
- Centrais de albufeira;
- Centrais de bombagem.

Aproveitamentos hidroelétricos de fio-de-água

Os aproveitamentos de fio-de-água são caracterizados por terem reservatórios de pequena capacidade de armazenamento de água. São definidas como as centrais cujo período de esvaziamento da água armazenada é inferior a 100 horas, à potência máxima e sem haver caudais afluentes [1].

Estes aproveitamentos estão normalmente localizados em cursos de água de declive pouco acentuado, mas com elevado caudal, o que faz com que as afluições sejam lançadas para jusante quase instantaneamente. Neste tipo de barragens a energia cinética associada ao caudal do rio é a principal responsável pela produção de eletricidade.

Como exemplo de um aproveitamento a fio de água apresenta-se o aproveitamento hidroelétrico do Pocinho, cuja barragem é apresentada na Figura 2.6.

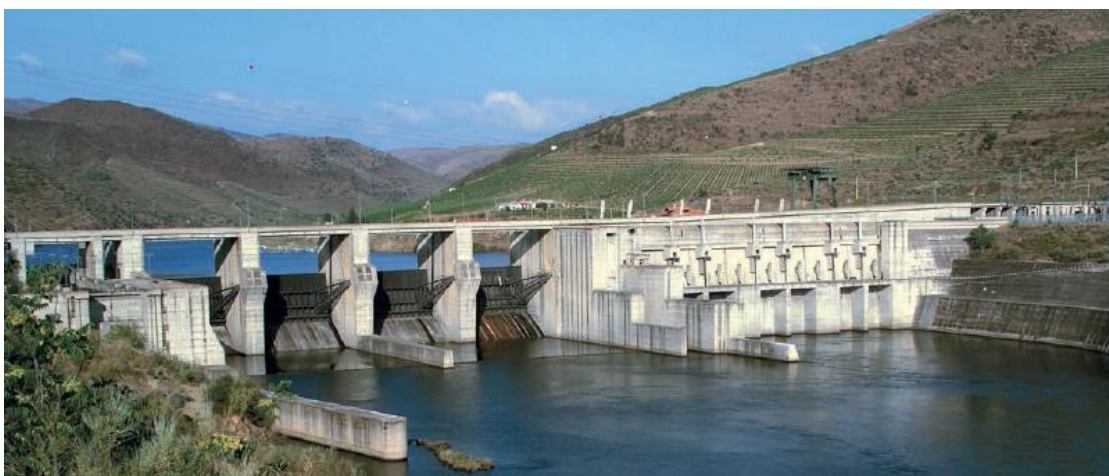


Figura 2.6 – Aproveitamento hidroelétrico de Fio-de-água, Pocinho [7]

Aproveitamentos hidroelétricos de albufeira

Os aproveitamentos de albufeira são definidos como centrais cujo período de esvaziamento é superior a 100 horas, à potência máxima e sem haver caudais afluentes. Podem por isso armazenar grandes quantidades de água por longos períodos de tempo, possibilitando a sua utilização em períodos de maior necessidade, períodos de seca prolongada ou no verão.

Este tipo de centrais fornecem potências mais elevadas, em virtude das águas que se encontram geralmente em níveis superiores, o que é importante quando a potência total exigida é elevada, como por exemplo nas horas de ponta.

Como exemplo de um aproveitamento de albufeira apresenta-se a barragem do Alto Rabagão (Figura 2.7).



Figura 2.7 – Aproveitamento hidroelétrico de albufeira, Alto Rabagão [7]

Aproveitamentos Hidroelétricos com Bombagem

Os aproveitamentos hidroelétricos com bombagem caracterizam-se por possuírem dois reservatórios, um a montante e outro a jusante da barragem. O reservatório a montante está localizado a uma cota mais elevada do que o reservatório de jusante (Figura 2.8).

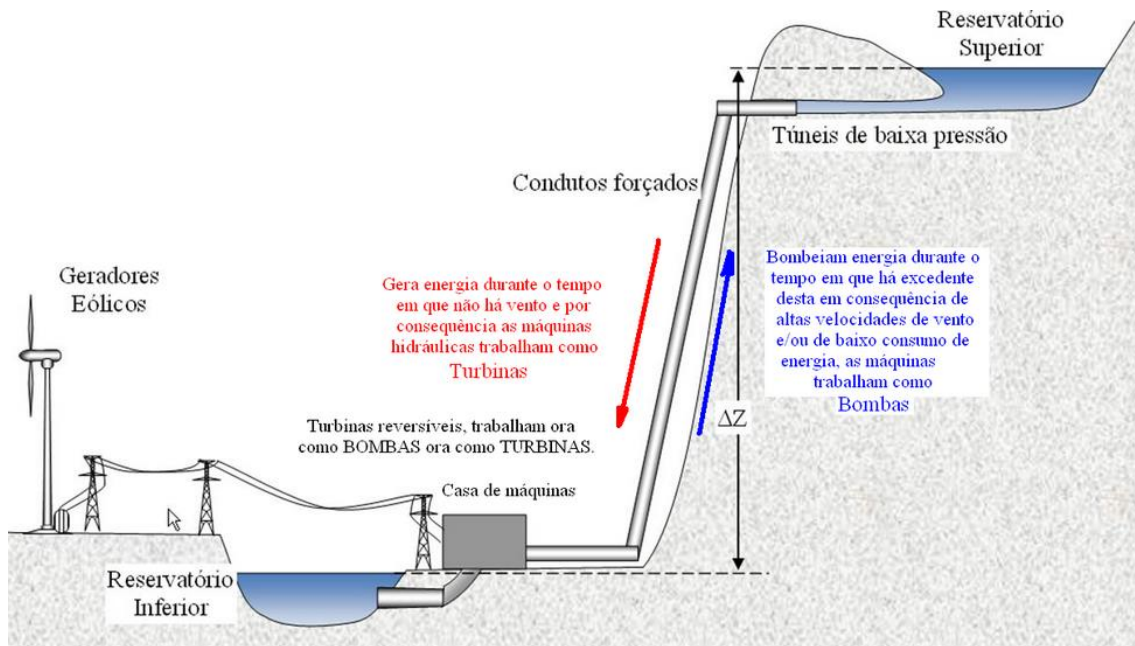


Figura 2.8 – Esquema de uma central hidroelétrica com bombeamento [10]

Este tipo de aproveitamentos permite a complementaridade entre hídrica e, por exemplo, a energia eólica, e baseiam-se na utilização das barragens de montante como armazenadoras de energia.

Para tal, a energia que é produzida em excesso pelas eólicas, nas horas de vazão (Figura 2.9), é utilizada para bombear a água de jusante para montante da barragem, que posteriormente em horas de cheia ou de ponta (Figura 2.10) possa ser turbinada para satisfazer as necessidades de energia. Esta possibilidade torna a complementaridade entre a hídrica e a eólica uma boa opção energética.

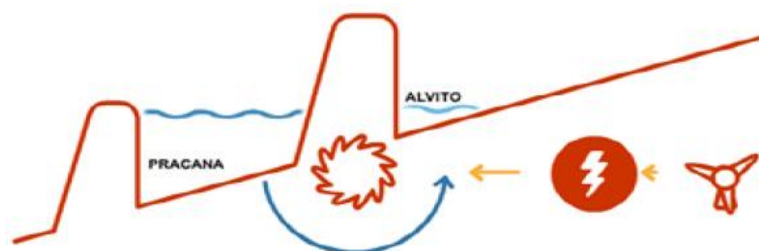


Figura 2.9 - Esquema de funcionamento hídrica-eólica nas horas de vazão [11]

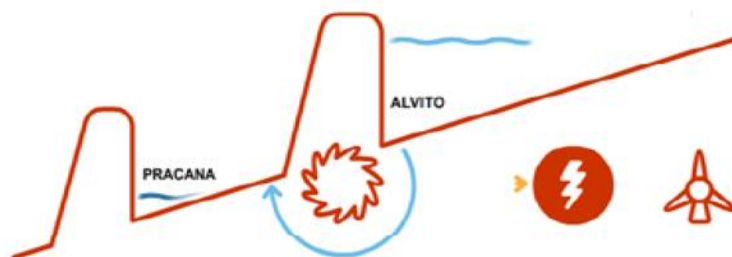


Figura 2.10 - Esquema de funcionamento hídrico-eólica nas horas de cheia [11]

2.5. Tipos de sistemas hidroelétricos

Atualmente existem três tipos de sistema turbina-bomba:

- i) Sistema em que o grupo de bombagem não tem qualquer ligação mecânica ou hidráulica com o grupo de turbinagem.
- ii) Sistema em que a turbina é reversível, ou seja, o sistema vai bombear ou turbinar em função do sentido de rotação.
- iii) Sistema ternário, a turbina, a bomba e o gerador/motor estão acoplados no mesmo eixo e o sentido de rotação é sempre o mesmo.

Os sistemas em que a bomba esta separada da turbina necessitam que a área da central elétrica seja superior a uma central que utilize um grupo reversível, exigindo geralmente maiores investimentos. Contudo este tipo de sistema permite melhorar a eficiência global, pois as máquinas são concebidas independentemente das exigências da outra, e assim podem ser otimizadas separadamente.

O tempo de transição permite que o sistema passe de modo de turbina para modo de bomba muito rapidamente, pois não necessita que um modo de funcionamento pare totalmente para que o outro arranque.

Os inconvenientes associados ao maior investimento e a área útil da central, leva a que atualmente este tipo de sistema deixe de ser utilizado em novos projetos de grandes centrais hidroelétricas.

Os sistemas de turbina reversível caracterizam-se por o gerador/motor se for a mesma máquina, ou seja, rodar num dado sentido funciona como gerador e ao inverter o sentido de rotação funciona como motor. Quanto à turbina, está também pode funcionar nos dois modos, como turbina ou bomba, em função do sentido de rotação, sendo necessário só um único circuito hidráulico, reduzindo os custos de iniciais do projeto.

Devido à mudança de direção no que diz respeito ao modo de operação, as unidades não apresentam grande flexibilidade, podendo demorar alguns minutos para passar do modo de bomba para o modo de turbina pois se por exemplo, estiver a funcionar no modo de turbinamento tem de parar totalmente para poder iniciar o modo de bombagem, tornando-se assim num inconveniente.

Os sistemas ternários têm como principal vantagem o sentido de rotação do motor/gerador ser o mesmo para ambos os modos de funcionamento. Isto permite que não haja nenhuma mudança de direção do fluxo de água quando muda o modo de funcionamento, como se demonstra na Figura 2.11.

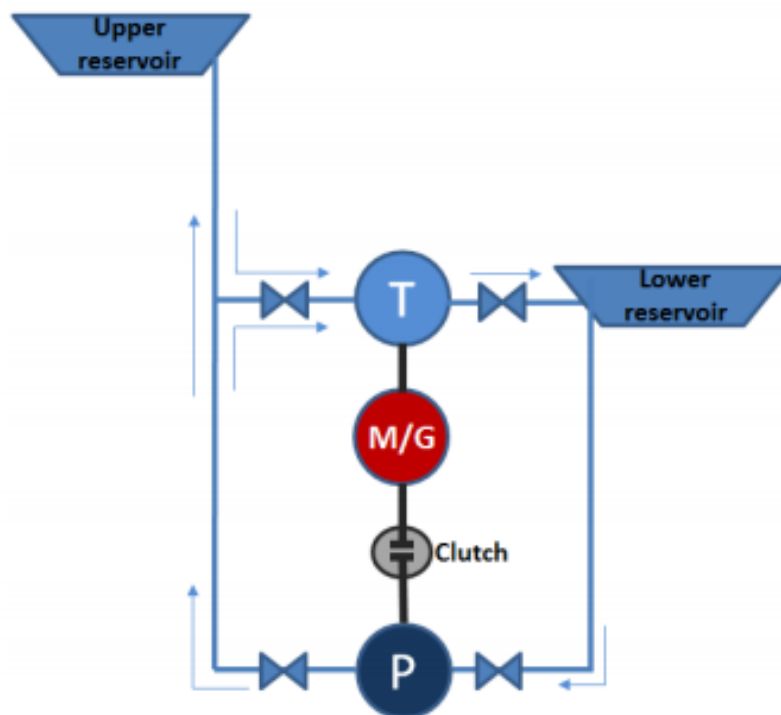


Figura 2.11 – Esquema funcionamento de um sistema ternário de eixo vertical [12]

Os impactos dos transitórios hidráulicos são, assim, significativamente reduzidos e a máquina pode mover-se rapidamente a partir do modo de bombagem pleno para o modo

de geração plena, ao contrário de uma máquina reversível que deve parar antes de ser reiniciada na função inversa.

O tempo de transição é muito mais rápido quando comparado com um sistema de turbina reversível. Do modo de bombeamento da bomba reversível para um motor de turbina pode variar de 4 a 8 minutos, mesmo para as unidades que empregam tecnologias desenvolvidas. O tempo de transição para as unidades ternárias é muito menor, na ordem de 0,5 a 0,75 minutos. O tempo de transição de uma turbina reversível no sentido oposto, a partir do modo de bombagem para o modo de geração de energia elétrica, varia de 1,5 a 5 minutos, enquanto o tempo de transição para as unidades ternárias é, mais uma vez, significativamente menor, da ordem de 0,5 a 1 minuto [12]. Dependendo dos requisitos do sistema, esta redução no tempo de transição pode ser muito vantajosa, permitindo uma boa flexibilidade operacional.

Numa unidade ternária, a bomba e a turbina são otimizadas para melhorar a eficiência global do sistema. Numa unidade reversível, o projeto obedece necessariamente a uma solução de compromisso para permitir a operação como uma bomba ou como uma turbina.

Outra vantagem de uma unidade de ternário é a sua capacidade para utilizar diferentes tecnologias para a turbina e para a bomba. Neste tipo de sistema normalmente são utilizadas turbinas Pelton pois permitem aumentar a faixa de operação em modo de turbina e, em centrais de elevada queda útil, a operação de transição gera menos problemas no circuito hidráulico e nos equipamentos mecânicos em comparação com os sistemas reversíveis que só utilizam turbinas Francis [13].

Por outro lado, existem também algumas desvantagens, como o investimento inicial elevado porque o desenho hidráulico é mais complexo e são necessários mais materiais. A central hidroelétrica também terá de ser maior por causa do equipamento adicional, resultando num aumento de custos de funcionamento e manutenção em comparação com os sistemas reversíveis.

Classicamente a máquina elétrica (gerador/motor) utilizada nos sistemas separados e nos sistemas de turbina reversível é a máquina síncrona convencional (com excitação em corrente contínua). Recentemente surgiram algumas aplicações baseadas na máquina de indução, sistemas ternários. Em Portugal, o primeiro exemplo deste tipo de máquinas

está a ser instalado no reforço de potência da Barragem da Venda nova III. O sistema de velocidade variável de elevado potencial com bombagem que será instalado é um produto da empresa Voith Hydro. Na central vão ser instalados dois grupos de geradores reversíveis, de velocidade e potência variáveis, controlados por conversores eletrônicos de tensão/frequência. Os grupos serão de eixo vertical, cada um constituído por uma turbina/bomba e por um alternador/motor assíncrono, trifásico, diretamente acoplado ao veio da turbina. Cada gerador possui uma potência nominal de 420 MWA, uma tensão nominal de 21 kV e uma velocidade síncrona de 375 rpm. A interligação há rede é assegurada por dois transformadores de 21/415 kV, e com uma potência nominal de 445 MVA [14].

Este tipo de sistema quando comparado com o sistema de velocidade fixa é mais vantajoso pois permite uma maior flexibilidade de operação, ou seja, a central possui a capacidade de funcionar em diferentes cargas no modo de turbina ou bomba.

Em modo bomba o sistema permite regular a quantidade de energia absorvida, facilitando o armazenamento de energia quando os níveis de potência se encontram mais baixos. Em modo de turbinamento a potência fornecida à rede também é ajustável, o que pode ajudar no equilíbrio e qualidade da rede elétrica evitando assim sucessivos arranques da central. Em função da altura de queda, o ponto de funcionamento pode variar em cerca de 30% do valor nominal da turbina, aumentando assim a disponibilidade da central [14].

O sistema de velocidade variável permite uma maior estabilidade e suavidade no funcionamento da central hidroelétrica e também possui a capacidade de regular a frequência e tensão da rede.

Capítulo 3

3. Exploração de aproveitamentos hidroelétricos

3.1. Introdução

O planeamento dos sistemas hidroelétricos é um problema complexo para o qual é necessário dispor da previsão de diversas grandezas, como o preço de mercado da eletricidade, o consumo de energia elétrica, as afluências dos rios, entre outros. Estas previsões tornam o problema de planeamento caracterizado pela incerteza e risco.

No presente capítulo vai ser feita uma breve descrição do atual funcionamento do mercado da eletricidade, no qual se insere a produção hidroelétrica em regime ordinário e dos critérios económicos e técnicos que regem o funcionamento das centrais.

3.2. Mercado da eletricidade

A venda de energia elétrica em Portugal proveniente da produção em regime ordinário, é transacionada em mercados de eletricidade competitivos, mais concretamente no Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL.

O MIBEL resultou de uma iniciativa dos governos Português e Espanhol que visavam a constituição de um mercado de energia elétrica para a Península Ibérica. O objetivo subjacente é a liberalização do mercado de energia, permitindo aos consumidores da Península Ibérica adquirirem energia em regime de livre concorrência a produtores ou comercializadores finais que atuem ou em Portugal ou em Espanha.

Para que fosse possível implementar a liberalização do mercado foi necessário modificar o sistema tradicional, em que a energia passa a ser considerada como um produto cujo fornecedor pode ser escolhido, dentro de determinadas regras. As

empresas fornecedoras são encaradas como prestadoras de serviços e a rede corresponde ao sistema físico onde se estabelece o mercado de eletricidade.

O MIBEL assenta num modelo misto em que coexiste um *pool* simétrico e voluntário com a contratação bilateral [2]. O *pool* engloba o mercado diário e intradiário, gerido pelo Operador de Mercado Ibérico Pólo Espanhol – OMIE. De todos os mercados referidos no MIBEL, é no mercado diário que se transaciona a maior quantidade de energia elétrica.

O mercado diário caracteriza-se por uma plataforma onde se transacionam propostas de compra e venda de energia elétrica para cada uma das 24 horas do dia seguinte ao da negociação. Os vários agentes produtores presentes no MIBEL oferecem uma dada quantidade de energia elétrica a um preço marginal. Estas ofertas são agregadas e ordenadas de forma crescente, formando a curva de oferta. As ofertas têm que satisfazer a curva da procura que se constrói de forma decrescente, dependendo essencialmente das necessidades de consumo previstas e do regime de bombagem. A interceção das duas curvas em cada hora fornece o preço de equilíbrio único (preço marginal do sistema) e a quantidade de energia a transacionar. Todos os produtores, independentemente da tecnologia de produção, são pagos ao preço de equilíbrio e todos os compradores pagam a esse preço. Os produtores que ofereceram acima do preço de equilíbrio e as propostas de compra abaixo desse preço não são despachados em mercado. A Figura 3.1 ilustra as curvas agregadas da oferta e de procura para uma determinada hora do dia seguinte e o preço único a que será vendida e comprada a energia elétrica.

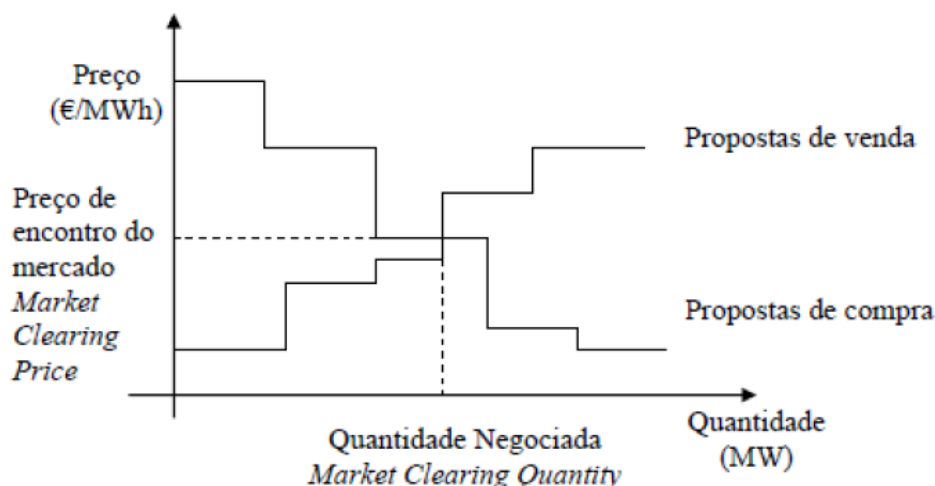


Figura 3.1 – Funcionamento de *pool* simétrico [2]

O mercado intradiário é considerado um mercado de ajustes em relação ao mercado diário. Permite alterar parte da programação em mercado diário para que a quantidade de energia elétrica a transacionar seja mais precisa e próxima do equilíbrio entre a oferta e a procura [15].

O Pólo Português do Operador de Mercado Ibérico, OMIP, gere o mercado a prazo onde é possível estabelecer compromissos de compra e venda de energia elétrica para um determinado horizonte temporal fixo e pré-definido (semana, mês, trimestre ou ano).

Ao contrário dos mercados descritos anteriormente, nos contratos bilaterais os agentes são identificados entre si e permitem uma livre comercialização de energia elétrica diretamente entre produtores e distribuidores e/ou comercializadores para vários horizontes temporais, desde que tecnicamente viável.

Ao MIBEL concorrem todos os agentes ibéricos em regime de produção ordinário, PRO, e todos os agentes em produção em regime especial, PRE, espanhóis. A PRE portuguesa não entra no MIBEL, é abrangida por um regime jurídico próprio e compensada através de uma tarifa fixa, havendo obrigação de compra por parte do comercializador de último recurso [15].

Embora os produtores da PRE nacional não sejam agentes no MIBEL, estes acabam por influenciar indiretamente o mercado. São considerados produtores PRE, as atividades licenciadas ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas

destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade. Assim, a produção de energia elétrica em regime especial distribui-se pelas seguintes atividades [15]:

- Centrais hidroelétricas até 10 MVA e nalguns casos até 30 MW;
- Que utilize outras fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- Por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW;
- Através de um processo de cogeração.

No caso da energia hidroelétrica e de acordo com as previsões para o dia seguinte, a energia hídrica a comercializar diretamente pelo comercializador de último recurso irá reduzir a quantidade de energia a transacionar em mercado.

3.3. Serviços do sistema

De modo a assegurar uma correta gestão do setor elétrico, ou seja, satisfazer a carga pedida em cada instante com níveis adequados de qualidade de serviço e segurança, é necessário que os produtores equilibrem o sistema elétrico, através dos serviços de sistema, fazendo variar a produção em reação a desvios no balanço entre produção e consumo.

Em Portugal, os serviços de sistema (regulação do potência/frequência), são realizados através da regulação primária, da regulação secundária e da reserva de regulação.

Estes serviços são fornecidos pelos grupos geradores pertencentes ao sistema elétrico português, sendo remunerado conforme o estabelecido no respetivo CAE (contrato de aquisição de energia).

A regulação primária é um serviço de sistema obrigatório, não remunerado, para todos os geradores em serviço com uma potência aparente superior a 10 MVA. Esta tem como objetivo regular a frequência do sistema elétrico, ou seja, deve ajustar a produção ao consumo de energia. A variação de potência resultante da sua atividade deverá realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz [15].

A reserva secundária é um serviço que permite corrigir pequenos desvios de produção, não conseguidos pela reserva primária, de forma rápida e automaticamente (executado à distância pelo Operador de Sistema, através de uma aplicação computacional denominada AGC – Automatic Generation Control).

A regulação secundária, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas [15]:

- Valorização da banda de regulação – A banda de regulação, intervalo de variação da potência de geração em torno do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante, é valorizada de acordo com o preço marginal da banda de regulação secundária em cada hora;
- Valorização da energia de regulação secundária – energia valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva mobilizada em cada hora.

Diariamente, o gestor global do sistema define as necessidades de banda de reserva de regulação secundária necessária para o funcionamento do sistema e os agentes de mercado que detenham unidades físicas disponíveis e habilitadas para prestar o serviço de telerregulação.

No fim do fecho de mercado, Figura 3.2, é comunicado aos agentes de mercado a informação da necessidade de banda de reserva de regulação secundária a subir e a baixar, e o valor máximo e mínimo da oferta de banda de regulação.

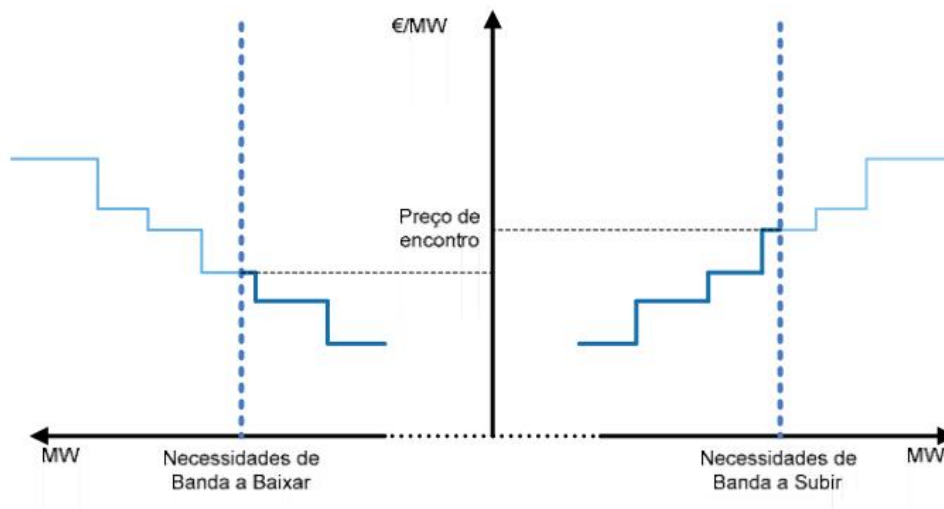


Figura 3.2 – Mercado da banda de regulação secundária [16]

A reserva secundária é assegurada através de:

- Grupos em telerregulação – em que a regulação é efetuada através da ação do regulador central automático sobre os grupos.
- Reserva girante – assegurada através de grupos que se encontram em serviço mas não em telerregulação.
- Reserva rápida – constituída por grupos hídricos e térmicos que possam ser mobilizados num espaço de tempo inferior a 10 min [17].

O início da atuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 s e a sua atuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela ação da reserva de regulação, o mais tardar em 15 min [15].

A reserva de regulação (reserva terciária) é um serviço complementar, remunerado por mecanismos de mercado. A reserva de regulação terciária tem como objetivo a restituição da reserva de regulação secundária utilizada, de forma a manter os valores adequados de reserva secundária, que tenha sido utilizada mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço.

3.4. Critérios económicos

Nas centrais hidroelétricas, o recurso primário, a água, tem um valor variável ao longo do tempo. Este valor, atualmente, depende das transações de energia ocorridas no mercado da eletricidade. No caso desse valor não estar definido, turbinar o máximo de água possível enquanto existisse água disponível nas albufeiras poderia ser o resultado do problema de otimização.

A escala de tempo a que o problema de planeamento do sistema eletroprodutor está sujeito (curto, médio e longo prazo), faz com que o problema esteja sujeito a diversos critérios de decisão, em alguns casos contraditórios, tais como a maximização da segurança no abastecimento de água versus minimização dos custos. Assim o planeamento do sistema eletroprodutor subdivide-se em duas grandes vertentes: o planeamento operacional e o planeamento da expansão.

O planeamento operacional de aproveitamentos hidroelétricos tem como função definir uma estratégia ótima para a colocação da energia disponível, num espaço de tempo que vai de um dia a uma semana (curto prazo), enquanto o planeamento da expansão está relacionado com o estudo de novas centrais ou de novos reforços de potência com horizontes temporais de vários anos (médio e longo prazo).

A decisão de produzir mais energia elétrica a partir de centrais hídricas e menos de origem não renovável, por exemplo de origem térmica, ou vice-versa, é uma questão bastante difícil. Produzir mais energia elétrica a partir da energia hídrica, pode levar a que os custos de produção a curto prazo sejam mais baixos, mas a médio prazo pode traduzir-se em custos mais acrescidos se as aflúncias forem reduzidas. Por outro lado, usar mais as centrais de origem não renovável pode levar a que a barragem não suporte todas as aflúncias levando a descarregamentos de água desnecessários e, consequentemente, desperdício de energia potencial.

No planeamento operacional o preço horário é obtido através do fecho do mercado de eletricidade que depende quer da procura de energia quer da oferta, estando estas duas vertentes do problema dependentes de alguns fatores como a sazonalidade do consumo, os preços dos combustíveis, entre outros.

No planeamento em expansão o valor da água terá menos importância pois o programa que planeia a exploração das centrais terá acesso a uma grande quantidade de preços para turbinar e bombear, permitindo uma gestão mais segura.

O valor da água, é assim expresso pelo custo de oportunidade que surge das transações de energia resultantes da exploração de uma central hídrica, ou seja, traduz a vantagem económica que se obtém quando se decide manter a água na albufeira para a utilizar num período em que o preço de mercado seja superior. A decisão do que se deve fazer com a água não é simples uma vez que, por um lado, armazenar a água para turbinar em períodos de preço mais favorável poderá originar possíveis descarregamentos independentemente do seu valor e, por outro lado, o valor dos caudais das centrais apresentam limites de funcionamento. Assim, o planeamento da exploração de uma central hídrica acarreta algumas dificuldades pois é necessário avaliar o benefício da utilização ou da não utilização da água.

3.5. Critérios técnicos

Em aproveitamentos hidroelétricos a produção de energia elétrica apresenta várias particularidades. A energia primária que resulta das afluências e do regime de bombagem, caso exista, apresenta um carácter aleatório, na medida em que a previsão da energia primária disponível e em que quantidade de tempo se pode obter é afetado pela incerteza. Assim, a produção de energia elétrica nas centrais hídricas depende essencialmente da capacidade de armazenamento da barragem e da potência instalada na central. Uma parte da água armazenada na albufeira pode não ficar disponível para a produção de energia elétrica, uma vez que a mesma depende dos limites de operação da albufeira. Em períodos de grandes afluências existe o risco de descarregamentos, devido à capacidade limitada de armazenamento de água das albufeiras pois, normalmente, as afluências não são constantes ao longo do tempo, sendo geralmente concentrada em vários meses do ano.

Aliada a estas incertezas há que ter em conta outros fatores tais como a indisponibilidade parcial das afluências. A água disponível nas barragens não se destina

exclusivamente à produção de energia, a mesma tem outros fins tais como as retiradas de água para o abastecimento de consumos, regas e caudais ecológicos.

Existe ainda o problema da interdependência entre as várias centrais hidroelétricas, quando interligadas numa cascata e partilhando o mesmo curso de água ou bacia hidrográfica, fazem com que a gestão da central hídrica a montante influencie as centrais de jusante.

Outra das dificuldades resulta da não linearidade da potência do aproveitamento, devido à sua dependência em relação à queda e ao caudal turbinado. Por outro lado, os caudais dependem da queda através de uma relação igualmente não linear e a queda varia com o volume armazenado na albufeira que, normalmente, apresenta uma característica também ela não linear.

A otimização dos recursos hídricos tem como principal objetivo conseguir alimentar a carga, mas também é necessário maximizar o lucro cumprindo todas as restrições impostas. Convém ainda não esquecer que uma correta gestão dos recursos hídricos, permite não só produzir energia elétrica no imediato como também permite o armazenamento de energia, o que corresponde a um dos pontos fortes das centrais hidroelétricas em comparação com outras energias renováveis. Assim, é necessário formular um problema de otimização no qual se pretende obter a forma mais adequada de gerir um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos, tendo em consideração as variáveis acima introduzidas.

O ambiente de mercado é competitivo e como tal, a exploração dos recursos tem de ser melhorada, com o objetivo de obter a máxima produtividade e eficiência. Estas novas exigências associadas à complexidade do problema em questão forçaram ao uso de novas ferramentas computacionais uma vez que só assim é possível ter em consideração:

- a característica não linear da potência gerada por um aproveitamento hidroelétrico;
- os efeitos da propagação temporal das decisões tomadas num certo momento;
- a configuração das cascatas;
- o efeito da bombagem.

Capítulo 4

4. Técnicas de otimização

4.1. Introdução

A exploração de centrais hidroelétricas é um problema bastante complexo, não linear, cuja resolução ultrapassa largamente a capacidade de cálculo mental humana. Assim, a necessidade de desenvolver novas metodologias e ferramentas capazes de otimizar o recurso água, têm vindo a ser estudadas ao longo dos anos.

Feita uma pesquisa a trabalhos, afins à otimização na área de exploração de centrais hidroelétricas, verifica-se que já foram abordadas ferramentas computacionais para a resolução deste tipo de problemas, como, por exemplo, o Hydro Scheduling Problem [2], Algoritmos Genéticos [18], Evolutionary Particle Swarm Optimization [19] e Simulated Annealing [20].

Das diferentes técnicas utilizadas destaca-se a programação não linear, a programação linear e a meta-heurísticas. Embora todos os métodos apresentem características diferentes, todos tem o objetivo de diminuir os requisitos de memória, reduzir o tempo de computação e obter uma boa estratégia de exploração [18].

Estas ferramentas de otimização permitem auxiliar no planeamento operacional de centrais hidroelétricas evitando situações de excesso de turbinagem e escassez de aflúncias que impeçam operações de turbinagem no futuro ou, por outro lado, excesso de bombagem ou de armazenamento de água que obriguem à realização de descarregamentos, desperdiçando energia.

Estando estabelecido o objetivo de aplicar uma metodologia baseada em Algoritmos Genéticos para a resolução do problema em estudo, pretende-se com este capítulo aprofundar alguns conhecimentos teóricos a respeito dos sistemas evolucionários.

4.2. Programação Linear Vs. Não Linear

A programação linear consiste na otimização de problemas (maximizar ou minimizar um função) cujas variáveis de decisão e as restrições são todas lineares, ou seja, equações ou inequações de primeiro grau [21].

Tendo em consideração a dimensão de trabalhos publicados, [22] [23], a programação linear tem sido bastante aplicada em problemas de otimização de recursos hídricos. Contudo para se poder resolver problemas de otimização de sistemas hídricos com programação linear é necessário considerar que a produção dos aproveitamentos hidroelétricos é linearmente dependente do caudal turbinado, desprezando-se assim a não linearidade associada ao problema.

Na programação não linear é possível modelar as diversas grandezas, incorporando assim efeitos dos sistemas hidroelétricos de forma mais precisa e realista. Isto representa uma grande vantagem em relação à programação linear uma vez que, por exemplo, não despreza o efeito da variação da queda [18].

O grande problema da programação não linear é o facto de envolverem cálculos muito complexos e com um tempo computacional elevado, o que torna o algoritmo lento e obriga a uma grande disponibilidade ao nível da memória do computador. Outra grande desvantagem reside no facto de, ao funcionar com recurso ao cálculo de derivadas, estes algoritmos podem ficar retidos em ótimos locais [24] [25].

A programação não linear pode ser subdividida em classes determinísticas ou estocásticas. No método determinístico, a solução é obtida através da pesquisa do ótimo usando técnicas bem definidas da otimização. Este método é recomendado para problemas com funções contínuas e convexas. Nos métodos estocásticos, a busca da solução é realizada através de regras de probabilidade, que permitem que a solução se distribua não só em torno da solução global como também em outras regiões do espaço de soluções. É nesta abordagem que se enquadram os algoritmos genéticos.

4.3. Algoritmos genéticos

O conceito dos algoritmos genéticos, AGs, foi apresentado por John Holland, e pelos seus colegas da Universidade de Michigan nos Estados Unidos entre os anos de 1960 e 1970, e atualmente a sua popularidade tem vindo a ganhar espaço com inúmeros trabalhos e aplicações, principalmente em projetos de otimização desenvolvidos ao longo dos últimos anos [26].

Os algoritmos genéticos, AGs, correspondem a algoritmos de otimização inspirados em processos naturais ou biológicos. Estes algoritmos baseiam-se em estratégias de pesquisa local integrando mecanismos que permitem abandonar zonas de ótimos locais, possibilitando assim cobrir de forma mais alargada o espaço de soluções. São métodos normalmente usados para resolver problemas de natureza discreta e combinatória.

Os AGs são inspirados nos princípios da evolução natural. Caracterizam-se pela sua simplicidade, paralelismo e generalidade, permitindo obter soluções de boa qualidade para problemas de coordenação de centrais hidroelétricas e centrais térmicas, despachos económicos, entre outros [27]. O facto de os AGs trabalharem com um conjunto de indivíduos em paralelo, reduz a possibilidade de o processo de otimização ficar retido em mínimos locais. A cada iteração que o AG faz, este examina vários caminhos, em vez de analisar apenas um caminho. Outra das vantagens é o facto de o AG codificar os parâmetros em vez de trabalhar com os parâmetros, minimizando assim o peso de computação. A aplicação prática desta técnica é facilitada uma vez que não é necessário proceder à construção de matrizes de derivadas parciais, ao contrário do que ocorre em técnicas tradicionais de otimização. O espaço de pesquisa é explorado nas zonas onde a probabilidade de obter melhores resultados se mostra mais elevada [28].

4.3.1. Funcionamento dos algoritmos genéticos

Quando se trabalha com AGs o modo de implementação do algoritmo pode ser diversificado, pois estes caracterizam-se por conjuntos de passos distintos e bem especificados entre si.

Inspirado no processo de evolução das espécies, John Holland, decompôs o funcionamento do AGs em várias etapas que se compreendem em inicialização, avaliação, seleção, cruzamento, mutação, atualização e finalização [29], de acordo com o fluxograma da Figura 4.1.

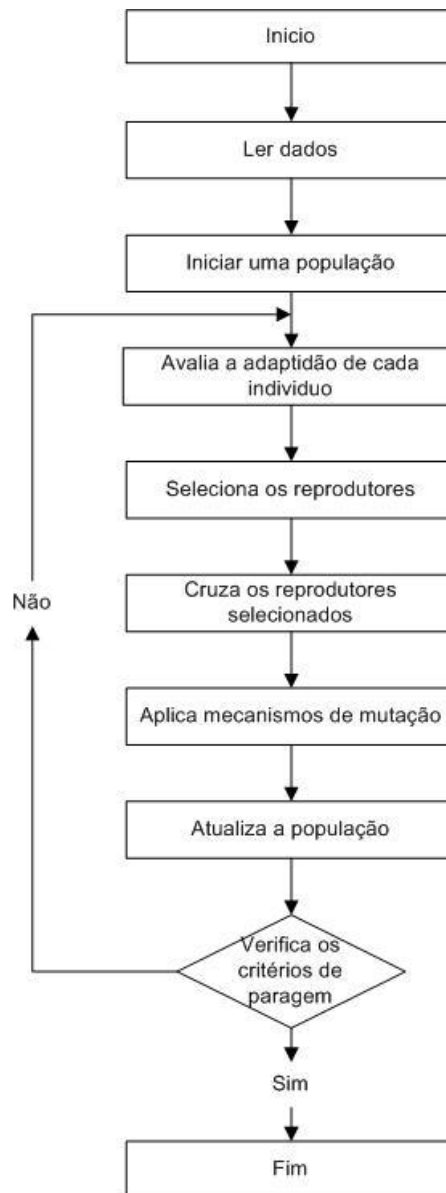


Figura 4.1 – Fluxograma do ciclo de funções utilizado pelos algoritmos genéticos

Nos AGs, a população inicial pode ser obtida de forma aleatória ou através de heurísticas relacionadas com as características do problema. Torna-se necessário gerar uma população inicial que cubra a maior área possível do espaço de procura. Se a

população inicial for reduzida, pode acontecer que o algoritmo se direcione para uma solução prematura que não representa adequadamente o espaço de procura; se a população for muito grande, o processo pode necessitar de muito tempo de computação tornando o tempo de espera demasiado longo. Uma característica importante da população é o número de gerações, que corresponde ao número de vezes que a população passa pelos processos de evolução.

O processo de evolução dos AGs é constituído pelas seguintes etapas:

- Avaliação – avalia a aptidão da solução (indivíduos da população). É feita uma análise quanto à viabilidade e qualidade dos indivíduos da população, para que se estabeleça quão bem eles respondem ao problema proposto;
- Seleção – selecionar os indivíduos para a reprodução. A probabilidade de uma solução ser selecionada é proporcional à sua aptidão;
- Cruzamento – os pais são cruzados, com uma determinada probabilidade (taxa de cruzamento), para gerar os descendentes. Se não existir cruzamento, a descendência é cópia exata dos pais;
- Mutação – modifica as características dos indivíduos decorrentes do processo de reprodução;
- Atualização – insere na população os indivíduos criados na nova geração;
- Finalização – verifica se os critérios de paragem foram alcançados. Em caso positivo, encerra a execução, caso contrário retorna para a etapa de avaliação.

Uma fase importante da programação dos AGs é a definição de como serão apresentadas as soluções do problema. Os indivíduos podem ser representados por vetores com valores binários ou valores reais, ou qualquer outro tipo de representação. Segundo Davis, através de uma correta codificação e manipulação dos indivíduos da população é possível melhorar as respostas do problema [28].

4.4. Algoritmos genéticos híbridos

O Algoritmo Genético Híbrido, AGH, representa uma das áreas mais recentes da pesquisa em computação evolutiva, e pretende atenuar os pontos fracos dos AG, como os longos tempos de computação e a convergência prematura para ótimos locais.

Nos AGH, o algoritmo genético em si é utilizado para a exploração global do espaço de soluções, enquanto a outra heurística é utilizada para realizar uma exploração local.

Para melhorar o desempenho e obter respostas satisfatórias nas situações em que os AGs simples não são particularmente bons, vários métodos de hibridação têm vindo a ser propostos.

Segundo o investigador Davis [28], uma das formas mais utilizadas pelos AGHs é a incorporação de um ótimo local como um complemento a ser aplicado no operador de seleção. Assim, a otimização local é aplicada a cada filho gerado na população e o operador de seleção somente será executado após a procura local ser concluída [28]. Contudo, a otimização local pode ser introduzida noutros pontos, como por exemplo, no final do AG, de acordo com a Figura 4.2.

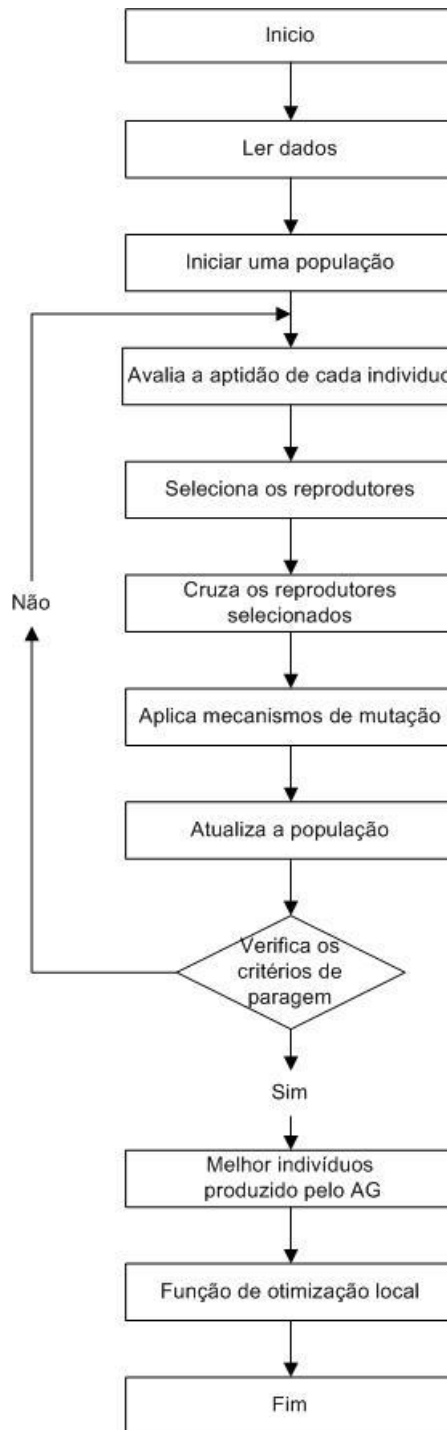


Figura 4.2 – Fluxograma do ciclo de funções utilizado pelos AGH

Em MatLab, que vai ser a ferramenta utilizada neste trabalho, as funções que permitem ser conjugadas com o AG numa estrutura híbrida são: método Nelder Mead através da função predefinida do MatLab (*fminsearch*) e Quasi Newton (*fminunc*), ambas para problemas sem restrições, Pattern search para problemas com ou sem restrições e o Método Sequencial Quadrático (*fmincon*) para problemas com restrições.

Assim, para a função de otimização local, será utilizada a função *fmincon*, uma vez que o problema apresentado possui restrições. A função *fmincon* baseia-se no método da programação quadrática sequencial, PQS, tendo-se mostrado de grande eficiência para problemas de programação não linear. Para facilitar a busca do ponto ótimo, cada iteração do problema a ser tratado é dividido em subproblemas e cada um será resolvido através da programação quadrática.

Capítulo 5

5. Caso de estudo

5.1. Introdução

Neste capítulo pretende-se descrever com algum detalhe o problema do planeamento operacional da exploração de centrais hidroelétricas, nomeadamente a constituição da cascata e as implicações que surgem no tratamento do problema. Na abordagem do problema será necessário ter em conta a forma de lidar com a não linearidade das variáveis e as restrições do problema, que crescem com o número de centrais incluídas no problema e com o número de períodos para o qual se pretende fazer o planeamento.

Dada a complexidade do processo de otimização de centrais hidroelétricas, devido à incerteza associada ao preço de compra e venda de energia, a característica não linear da potência gerada por um aproveitamento hidroelétrico e ao efeito da bombagem, formaliza-se matematicamente o problema de otimização operacional da cascata de forma a maximizar o lucro, assim como as restrições impostas pelos limites técnicos dos equipamentos.

5.2. Cascata

O objetivo do problema é otimizar um sistema hídrico composto por 4 centrais (Figura 5.1) com bombagem de modo a maximizar o lucro, tirando partido da energia que se consiga armazenar na albufeira através da bombagem. Bombear água para um reservatório a montante é desejável quando a disponibilidade de energia é grande e o preço é baixo, uma vez que permite armazenar energia na forma potencial da água, convertendo esta em energia elétrica em períodos mais favoráveis a potenciar o lucro do sistema.

Quando o sistema de armazenamento de água é composto por albufeiras em cascata, bombear água para cotas superiores é necessário ter em conta a variação de preço de energia ao longo do dia. Isto levanta a questão de quando é que uma turbina deve ser revertida para maximizar lucro. Para uma cascata linear simples composta por duas centrais hidroelétricas que utilizam o mesmo recurso de água, a resposta é razoavelmente simples, no entanto, em cascatas mais complexas, tais como a cascata representada na Figura 5.1, o problema torna-se mais complicado. No caso desta cascata, também se levanta a questão de qual reservatório a montante é o melhor para bombear.

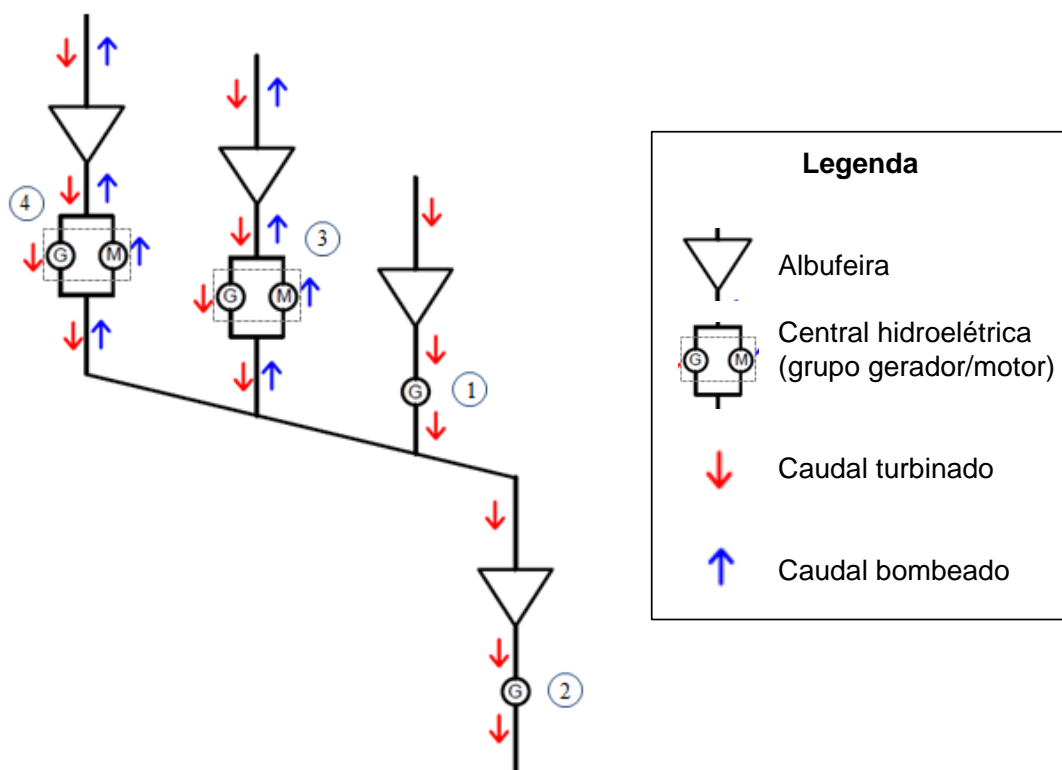


Figura 5.1 – Cascata das centrais hidroelétricas em estudo

A cascata é composta por quatro centrais hidroelétricas. As centrais hidroelétricas são compostas por uma barragem onde se encontram as centrais e uma albufeira a montante da barragem. As centrais 3 e 4 estão equipadas com sistemas de bombagem, que permitem bombear água da albufeira 2 para montante, ou seja, para as albufeiras 3 e 4.

5.2.1. Função objetivo

A função objetivo deste problema pretende maximizar os lucros obtidos pela exploração de centrais hidroelétricas. Esta é responsável por fazer corresponder a cada solução um número real, permitindo assim comparar e avaliar as diferentes soluções do problema.

A expressão da função objetivo depende dos parâmetros que determinam os fatores de origem económica presentes.

O valor ótimo para a função objetivo deste problema é obtido pela maximização do lucro calculado pela diferença entre os proveitos obtidos pelo turbinamento da água pelas centrais, i , em cada período de tempo, j , e o custo de bombear água, de acordo com a equação (5.1),

$$L = \text{Máx} \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^4 \lambda_j P_{ij} \quad (5.1)$$

onde: λ_j é o preço da energia no instante j , em €/MWh, P_i é a potência injetada/pedida à rede, na central i e no instante j , em MW, e J é o número total de períodos de tempo.

5.2.2. Variáveis do problema

Nos problemas de otimização, as variáveis possibilitam a modelação do sistema bem como a caracterização do seu estado ao longo do horizonte temporal, para o qual se propõe resolver o problema.

Para diferenciar as diversas variáveis das várias centrais e para os diferentes períodos de tempos foi utilizada uma notação que utiliza dois índices, i e j . Nesta descrição $i \in \{1, 2, \dots, I\}$ e $j \in \{1, 2, \dots, J\}$, sendo I o número total de centrais hidroelétricas e J o número de períodos de tempo, em intervalos de uma hora.

No problema em estudo a variável de decisão que se pretende determinar é o caudal, (q_{ij}) onde i representa a central e j representa a sequência dos diferentes períodos

horários. Esta variável torna-se decisiva para a resolução do problema pois é através dela que é possível determinar todos os outros parâmetros do problema.

Na modelação do problema os caudais turbinados ou bombeados serão representados pela mesma variável, a sua distinção será feita numericamente, ou seja, quando a central estiver a bombear o caudal é negativo, $q_{ij} < 0, i = 3, 4; j = 1, \dots, J$, e quando estiver a turbinar o caudal é positivo, $q_{ij} > 0, i = 1, \dots, 4; j = 1, \dots, J$, sendo J o número total de períodos de tempo.

5.2.3. Características técnicas e dimensionais

Para a realização do problema de otimização foi necessário ter conhecimentos de alguns dados característicos das centrais hidroelétricas, dados esses fornecidos pela REN, Rede de Energia Nacional e que suscitam alguma confidencialidade.

O ficheiro de dados fornecido continha as curvas de capacidade das albufeiras, a quantidade de grupos turbina/bomba instalados nas centrais, o consumo energético das centrais quando se encontram em funcionamento, a percentagem de tempo que as centrais estão paradas, as características técnicas do grupo quando estão a turbinar ou a bombear, os preços de mercado e as afluências de água respetivas a cada albufeira relativas a um período de tempo de um mês. Todas as equações essenciais a formulação do problema também foram facultadas no ficheiro de dados fornecido.

A curva de capacidade de uma albufeira é uma função que nos permite relacionar o volume da albufeira com a altura desta. Para a caracterização de cada albufeira utilizam-se quatro dados: o volume (V^0) em hm^3 , a altura de cota (Z^0), em m, e dois parâmetros que modelam a curva, designadamente α e β .

Foram facultados dados de projeto das centrais hidroelétricas, tais como os volumes mínimos (V^{\min}) e máximos (V^{\max}), em hm^3 , que permitem o funcionamento das turbinas e a altura de cota a que a água é restituída ao leito do rio (Z^{rest}), em m.

A quantidade de água que está disponível, se existir armazenamento de água nas albufeiras, para a produção de energia elétrica (V^{util}), em hm^3 , é dada pela diferença entre os volumes de água mínimos e máximos de acordo com a equação (5.2).

$$V^{util} = V^{\max} - V^{\min} \quad (5.2)$$

Conhecendo as curvas características das albufeiras e os volumes máximos e mínimos é possível determinar as alturas de cota máximas (Z^{\max}) e mínimas (Z^{\min}), em m, de acordo com as equações (5.3) e (5.4), respetivamente.

$$Z^{\max} = Z^0 + \alpha (V^{\max} - V^0)^\beta, \text{ e} \quad (5.3)$$

$$Z^{\min} = Z^0 + \alpha (V^{\min} - V^0)^\beta, \quad (5.4)$$

onde α , β , V^0 e Z^0 são os parâmetros característicos da curva de capacidade da albufeira.

Determinadas as alturas de cota foi possível calcular as alturas de queda máxima ($h^{\max T}$) e mínima ($h^{\min T}$), em m, através das equações (5.5) e (5.6), respetivamente. A altura de queda máxima corresponde a diferença máxima entre a altura de cota máxima da tomada de água e a altura de cota mínima, ponto de restituição da água, ou seja,

$$h^{\max T} = Z^{\max} - Z^{rest}, \text{ e} \quad (5.5)$$

$$h^{\min T} = Z^{\min} - Z^{rest} \quad (5.6)$$

O caudal de água máximo ($q^{\max T}$), em m^3/s , que se pode turbinar pode ser obtido através de uma relação entre o caudal e a altura de queda de acordo com (5.7). O caudal mínimo ($q^{\min T}$), em m^3/s , é obtido através da mesma relação mas substituindo a altura de queda máxima pelo seu valor mínimo, como se pode verificar pela equação (5.8).

$$q^{\max T} = q^{nomT} \sqrt{\frac{h^{\max T}}{h^{nomT}}}, \text{ e} \quad (5.7)$$

$$q^{\min T} = q^{nomT} \sqrt{\frac{h^{\min T}}{h^{nomT}}}, \quad (5.8)$$

onde h^{nomT} é a altura de queda de água nominal de turbinamento.

Através da mesma relação também é possível calcular a perda de carga hidráulica máxima ($\Delta h^{\max T}$) e mínima ($\Delta h^{\min T}$), em m, de acordo com as equações (5.9) e (5.10), respetivamente. As perdas de carga ocorrem devido ao atrito entre o fluido (água) e as paredes da conduta (efeito da viscosidade e da rugosidade) ao longo de toda a sua extensão.

$$\Delta h^{\max T} = \Delta h^{\text{nom}T} \left(\frac{q^{\max T}}{q^{\text{nom}T}} \right)^2, \text{ e} \quad (5.9)$$

$$\Delta h^{\min T} = \Delta h^{\text{nom}T} \left(\frac{q^{\min T}}{q^{\text{nom}T}} \right)^2 \quad (5.10)$$

Na caracterização das turbinas foi facultado o caudal nominal ($q^{\text{nom}T}$), em m³/s, a queda bruta nominal ($h^{\text{nom}T}$) e a perda de carga nominal ($\Delta h^{\text{nom}T}$), em m, e o rendimento global do sistema (η). Conhecendo estes dados é possível determinar a respetiva potência nominal, em kW, quando a central está a turbinar ($P^{\text{nom}T}$), através da equação (5.11).

$$P^{\text{nom}T} = 9.8 \left(h^{\text{nom}T} - \Delta h^{\text{nom}T} \right) q^{\text{nom}T} \frac{\eta}{100} \quad (5.11)$$

Para determinar a respetiva potência máxima ($P^{\max T}$) e mínima ($P^{\min T}$), quando está a turbinar, em kW, é necessário substituir os valores nominais pelos valores máximos e mínimos respetivamente, na expressão da potência, equação (5.11). Assim a potência máxima e mínima são obtidas através das equações (5.12) e (5.13), respetivamente.

$$P^{\max T} = 9.8 \left(h^{\max T} - \Delta h^{\max T} \right) q^{\max T} \frac{\eta}{100}, \text{ e} \quad (5.12)$$

$$P^{\min T} = 9.8 \left(h^{\min T} - \Delta h^{\min T} \right) q^{\min T} \frac{\eta}{100} \quad (5.13)$$

Determinadas as potências máximas e mínimas da central é agora possível determinar as potências máximas e mínimas que é possível injetar na rede. Para tal é necessário subtrair à potência produzida, a potência consumida na própria na central. A potência que a central gasta quando está em funcionamento, ou seja, o consumo interno da

central (CC), compreendido entre 0 e 1, é um dado fornecido. As potências máxima e mínima injetadas na rede ($P^{\max R}$ e $P^{\min R}$), em kW, são então obtidas através de:

$$P^{\max R} = P^{\max T} (1 - CC) , e \quad (5.14)$$

$$P^{\min R} = P^{\min T} (1 - CC) \quad (5.15)$$

No que concerne aos dados relacionados com o sistema de bombagem, os dados característicos estão relacionados com os dados de turbinamento. A altura de elevação estática nominal (h^{nomB}), em m, é a altura a que é necessário elevar a água de jusante para montante da barragem quando esta está a bombear, e corresponde à altura de queda quando a central está a turbinar ($h^{nomB} = h^{nomT}$).

As perdas de carga hidráulica, no caso de a central estar a bombear, resultam num acréscimo de carga nominal (Δh^{nomB}), calculado através da equação (5.16).

$$\Delta h^{nomB} = \left(\frac{q^{nomB}}{q^{nomT}} \right)^2 \Delta h^{nomT} \quad (5.16)$$

Como já foi mencionado anteriormente, a central quando está a bombear não está nas condições ótimas de funcionamento. Portanto o caudal nominal de bombeamento (q^{nomB}) tem um défice de 20 % do caudal nominal de turbinamento, como se verifica pela equação (5.17).

$$q^{nomB} = 0.8 q^{nomT} \quad (5.17)$$

Conhecido o caudal nominal de bombeamento, em m³/s, a altura de queda e o acréscimo de carga quando a central está a turbinar, é possível calcular a potência nominal de bombeamento (P^{nomB}), em kW:

$$P^{nomB} = 9.8 \left(h^{nomB} + \Delta h^{nomB} \right) q^{nomB} \frac{100}{\eta} \quad (5.18)$$

Se se pretender a potência nominal pedida à rede na bombagem, P^{nomRB} , é necessário acrescentar à potência nominal de bombeamento a potência usada no consumo interno da central, (CC), de acordo com:

$$P^{nomRB} = P^{nomB} (1 + CC) \quad (5.19)$$

As alturas de elevação máximas e mínimas de água ($h^{\max B}$ e $h^{\min B}$), em m, são iguais às alturas de queda máximas e mínimas de turbinamento, pois as alturas de cotas são fixas, ou seja,

$$h^{\max B} = h^{\max T}, \text{ e} \quad (5.20)$$

$$h^{\min B} = h^{\min T} \quad (5.21)$$

Os caudais máximo e mínimo entre os quais é permitido bombear são obtidos através das equações (5.22) e (5.23), respetivamente,

$$q^{\max B} = q^{nomB} - \zeta (h^{\max B} - h^{nomB}), \text{ e} \quad (5.22)$$

$$q^{\min B} = q^{nomB} - \zeta (h^{\min B} - h^{nomB}) \quad (5.23)$$

onde ζ é o coeficiente de bombagem, em m^2/s .

As afluições de água (I) correspondem ao volume de água que chega a uma albufeira durante um dia, em m^3/dia . No valor destas afluições estão incorporadas a precipitação que ocorre durante o dia, os escoamentos das bacias hidrográficas, o caudal de água que flui no leito do rio, entre outras.

De acordo com a Figura 5.2, a grande variação que se verifica entre os valores de afluições ao longo do tempo, pode ser justificada pelas descargas e caudais turbinados por outras centrais que possam existir a montante das centrais em estudo.

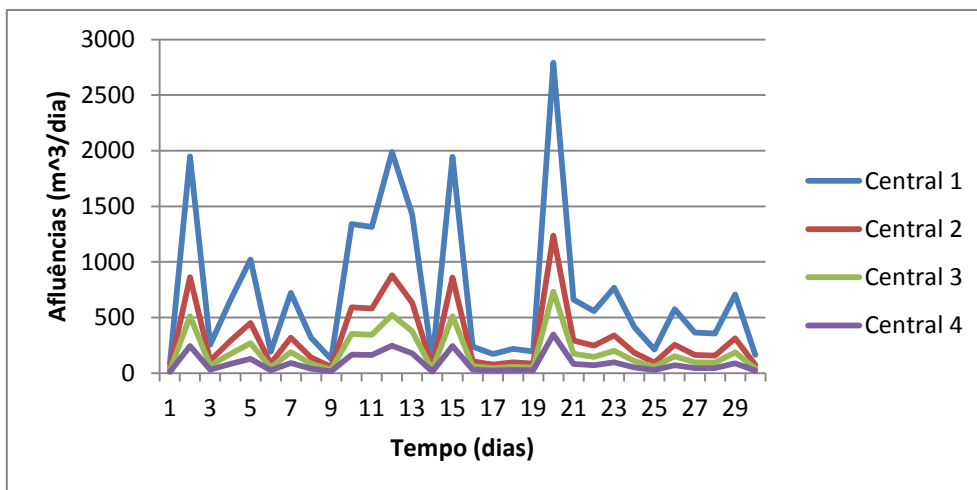


Figura 5.2 – Afluências de água das quatro centrais em estudo

Outro dado inicial é o preço de mercado da energia elétrica. Este varia em períodos de tempo de uma hora, de acordo com a Figura 5.3. Como os dados fornecidos pela REN carecem de algum sigilo, não se sabe se nos preços de mercado fornecidos, o primeiro período horário corresponde à primeira hora do dia. Contudo, essa foi a correspondência observada ao longo deste trabalho.

Tipicamente o comportamento da função é o oposto ao que se verifica na Figura 5.3, nas primeiras e nas últimas horas do dia, horas de vazio, o preço deveria ser inferior ao preço da energia nas horas de ponta e de cheia.

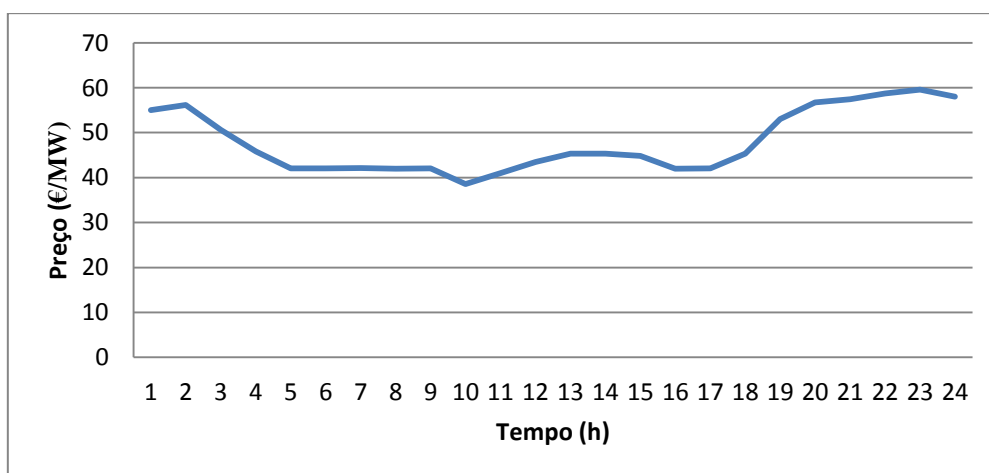


Figura 5.3 – Preços de mercado da eletricidade

5.2.4. Restrições

Em problemas de otimização de aproveitamentos hidroelétricos há a necessidade de ter em conta as restrições técnicas das centrais. O espaço das soluções praticáveis do problema é definido pelo conjunto de todas as restrições.

As restrições relacionam-se com os limites que cada variável pode assumir bem como os valores que as variáveis podem tomar ao longo do problema. Nas restrições operacionais é necessário respeitar os limites técnicos de cada central. Assim, é necessário assegurar os volumes máximos e mínimos de cada albufeira, ou seja, é necessário assegurar níveis mínimos técnicos para o funcionamento das máquinas, os limites máximos que asseguram a não existência de cheias e os volumes necessários para salvaguardar as outras atividades, como por exemplo, as retiradas de água para regas e consumos, caudais ecológicos.

Quanto aos caudais turbinados e bombeados, estes também são limitados bem como as potências produzidas pelos geradores. Os limites dos caudais são diferentes das outras variáveis de estado, pois o caudal para além dos limites máximos e mínimos fixos entre os quais é possível turbinar ou bombear, apresenta um limite máximo em função da altura de queda, sendo esta relação não linear. Assim, para cada instante é necessário calcular um novo limite máximo para o caudal turbinado/bombeado, em função da altura de queda do instante anterior.

Ao limitar os volumes de água, para o qual as centrais entram em funcionamento, limita-se diretamente a altura de queda de água de cada central (h) e as alturas de cota de cada central (Z).

De acordo com a equação (5.24), obtém-se as restrições quanto aos volumes de água das albufeiras.

$$V_i^{\min} \leq V_{ij} \leq V_i^{\max} \quad (5.24)$$

Se a central estiver a turbinar, $q_{ij} \geq 0$, o caudal é limitado pela equação (5.25) e se a central estiver a bombear, $q_{ij} < 0$, o caudal é limitado pela equação (5.26):

$$q_i^{\min T} \leq q_{ij} \leq q_i^{\max T}, \text{ e} \quad (5.25)$$

$$-q_i^{\min B} \geq -q_{ij} \geq -q_i^{\max B} \quad (5.26)$$

5.2.5. Pressupostos simplificativos

Para o desenvolvimento do problema foram consideradas algumas simplificações, de forma a tornar o problema mais simples de resolver.

Considerou-se que os preços em vigor são os que o mercado define e que o preço de compra e venda de energia é igual, nas horas de vazio. Nas horas fora de vazio o preço de compra de energia vai ser inferior ao preço de venda, através de um fator K , compreendido entre 0 e 1. Assume-se que o período de vazio varia entre 00:00 as 07:00 horas e período fora de vazio compreende as horas de ponta e as horas cheias, compreendidas entre as 07:00 e as 24:00 horas, de acordo com a tabela presente no Anexo A.

Admitiu-se ainda, que as empresas que vendem a energia produzida nos aproveitamentos não têm capacidade para influenciar os preços de fecho do mercado. Estas simplificações fazem com que os preços de energia sejam dados de entrada do problema, obtidos através de previsões externas ao modelo.

Também foram desprezados os custos de arranque e paragem das centrais hidroelétricas e o tempo que o(s) grupo(s) demora(m) a reverter o seu funcionamento, ou seja, passar do modo de turbinamento para o modo de bombagem. Estas simplificações não são grosseiras, pois atualmente já existem centrais hidroelétricas capazes de entrar em funcionamento em um minuto e meio e com preços reduzidos, o que constitui uma grande vantagem dos aproveitamentos hidroelétricos.

Os rendimentos das centrais foram considerados constantes, independentemente da variação dos caudais turbinados ou bombeados. Esta simplificação já foi utilizada noutros trabalhos [2] onde se constatou que a variação ao longo do tempo é bastante pequena, podendo ser desprezada.

Estas simplificações não influenciam consideravelmente o objetivo do trabalho uma vez que o modelo implementado retrata as restrições de operação, a possibilidade de bombagem e a interligação entre os reservatórios.

5.3. Formulação matemática

A potência útil de uma central hidroelétrica varia em função do caudal turbinado e da altura de queda. Assim sendo, para determinar a potência é necessário determinar as alturas de queda das centrais hidroelétricas de acordo com as equações (5.27) a (5.30):

$$h_{1j} = Z_{1j} - Z_{2j} \quad (5.27)$$

$$h_{2j} = Z_{2j} - Z_2^{rest} \quad (5.28)$$

$$h_{3j} = Z_{3j} - Z_{2j} \quad (5.29)$$

$$h_{4j} = Z_{4j} - Z_{2j} \quad (5.30)$$

onde h_{ij} é a altura de queda de água da albufeira i no instante j , em m, e Z_{ij} é o nível de água da albufeira i no instante j , em m. A altura de queda da albufeira 2 é ligeiramente diferente pois na altura de cota de jusante é a cota de restituição da albufeira 2. Assim e de acordo com a equação (5.28) Z_2^{rest} é a altura de cota de restituição da central 2, em m.

Os níveis de água (Z) das albufeiras, em m, para cada período de tempo, j , são obtidos em função das curvas características das albufeiras e dos volumes de água dos reservatórios, de acordo com:

$$Z_{ij} = Z_i^0 + \alpha_i (V_{ij} - V_i^0)^{\beta_i} \quad (5.31)$$

sendo V_{ij} o volume de água da albufeira i no instante j , em hm^3 , V_i^0 o volume de água da curva de capacidade da albufeira i , em hm^3 , Z_i^0 é o nível de água da curva de capacidade da albufeira i , em m, α_i e β_i são os parâmetros da curva de capacidade da albufeira i .

Para determinar o volume de cada albufeira em cada instante de tempo é necessário ter em conta as entradas e saídas de água da mesma. Assim, o volume das albufeiras 1, 3 e 4, para cada hora, são determinados de acordo com a equação (5.32). A equação (5.33), determina o volume da albufeira 2 pois nesta albufeira é necessário ter em conta as afluições dos caudais turbinados ou bombeados das centrais 1, 3 e 4 e as descargas de água que possam existir nas centrais 1, 2 e 3 no caso das respectivas albufeiras se encontrem cheias.

$$V_{ij} = V_{i(j-1)} + (I_{ij} - q_{ij}) \times 3600 \times 10^6, \text{ e} \quad (5.32)$$

$$V_{2j} = V_{2(j-1)} + (I_{2j} + q_{1j} + q_{3j} + q_{4j} - q_{2j}) \times 3600 \times 10^6 + D_{1,j} + D_{3,j} + D_{4,j} \quad (5.33)$$

Nas equações anteriores, V_{ij} e I_{ij} são o volume, em hm^3 , e a afluição de água, em m^3/s , da albufeira i no instante j , $D_{i,j}$ é a descarga de água da central i , no instante j , em m^3 e q_{ij} é o caudal turbinado ou bombeado da albufeira i , no instante j , em m^3/s .

De notar que para a primeira iteração o volume da albufeira i no instante $j-1$ é substituído por um volume inicial das albufeiras, V^m .

A energia injetada na rede, em kWh, é obtida através da integração da potência de turbinamento da água menos a potência consumida na central, de acordo com a equação (5.34), quando $q_i \geq 0$, num período de tempo de uma hora. Através da equação (5.35) obtém-se a energia pedida à rede que é resultante da integração da potência de bombagem com a potência consumida na central, quando $q_i < 0$, em kW.

$$P_{ij} = 9.8 q_{ij} (h_{ij} - \Delta h_{ij}^T) \eta_i^T (1 - CC_i), \text{ se } q_{ij} > 0, \text{ e} \quad (5.34)$$

$$P_{ij} = 9.8 q_{ij} (h_{ij} - \Delta h_{ij}^B) \left(\frac{1}{\eta_i^B (1 - CC_i)} \right), \text{ se } q_{ij} < 0 \quad (5.35)$$

onde q_{ij} é o caudal turbinado/bombeado da central i no instante j , em m^3/s , h_{ij} a altura de queda de água da albufeira i no instante j , em m, Δh_{ij}^T é a perda de carga da albufeira

i no instante j , em m, Δh_{ij}^B é o acréscimo de carga da albufeira i no instante j , em m, η_i^B é o rendimento do motor e η_i^T é o rendimento da gerador, da central hidroelétrica i , e CC_i o consumo interno da central i , compreendido entre 0 e 1.

A perda de carga nominal no instante j é obtida através da equação (5.36) e o acréscimo de carga através da equação (5.37):

$$\Delta h_{ij}^T = \Delta h_i^{nomT} \left(\frac{q_{ij}}{q_i^{nomT}} \right)^2, \text{ e} \quad (5.36)$$

$$\Delta h_{ij}^B = \Delta h_i^{nomB} \left(\frac{q_{ij}}{q_i^{nomB}} \right)^2 \quad (5.37)$$

onde Δh_i^{nomT} é a perda de carga nominal da albufeira i , em m, Δh_i^{nomB} o acréscimo de carga nominal da albufeira i ; em %, q_{ij} o caudal turbinado ou bombeado na central i no instante j , em m³/s, q_i^{nomT} o caudal nominal turbinado na central i , em m³/s, e q_i^{nomB} o caudal nominal bombeado na central i , em m³/s.

5.4. Metodologia implementada na codificação do problema

Inicialmente, o código tem que ler os dados de entrada que caracterizam o problema, disponíveis numa folha de Excel. Para que os dados ficassem guardados numa base de dados do MatLab, os dados de entrada foram exportados para um ficheiro-M, “constantes_data.m”, através da função *xlsread*. É também neste ficheiro que se define o número de períodos horários que se pretende analisar. O número de períodos horários é um dado essencial, pois é através deste parâmetro que são dimensionados todos os vetores e matrizes utilizados no algoritmo. Segundo a codificação utilizada, por exemplo, se o problema a resolver se enquadrar num horizonte temporal de um dia, com 24 períodos de tempo, e considerando as quatro centrais, a dimensão das matrizes que serão criadas será de 4 linhas por 24 colunas, num total de 96 variáveis.

Seguidamente foram criados dois novos ficheiros-M, o ficheiro “cálculos_extras.m” e o ficheiro “funobj.m”. No ficheiro “cálculos_extras.m” codificaram-se todas as funções necessárias para o cálculo das variáveis dependentes dos caudais, como os volumes de água, as alturas de cota, as alturas de queda e as perdas de carga, descritas na secção 5.2.5. No ficheiro “funobj.m”, tal como o nome indica pretende-se codificar a função objetivo (5.1), para o qual foi necessário codificar as equações de potência equações (5.34) e (5.35).

Após a codificação de todas as variáveis do problema em estudo foi necessário codificar as restrições do problema, para o qual foi criado um novo ficheiro “restric.m”. Como as restrições do problema são de desigualdade, estas introduzidas através da função *ncl*.

Depois da codificação matemática do problema em estudo, foi necessário criar um ficheiro onde seriam definidas as entradas e saídas dos algoritmos genéticos (AG) e onde será possível invocar o código dos algoritmos genéticos guardado na base de dados do MatLab.

Para a execução do AG é necessário ter vários parâmetros de entrada e saída. Como dados de saída do AG temos *x*, *fval*, *exitflag* e *output*, de acordo com a seguinte linha de código:

$$[x,fval,exitflag,output]=ga(.)$$

onde:

- *x* – apresenta a matriz de soluções que minimizam a função objetivo;
- *fval* – determina o valor da função objetivo avaliada em *x*, neste caso, o melhor valor benefício económico;
- *exitflag* – descreve a condição de paragem do AG. A resposta é dada por uma numeração limitada entre -5 e 5, cujo significado pode ser consultado em [30];
- *output* – retorna a estrutura de saída com informações referentes número de iterações efetuadas, o critério de paragem, o número total de funções que foram avaliadas pelo AG.

Os dados de entrada, necessário a execução do AG são *fitnessfcn*, *nvars*, *A*, *b*, *lb*, *ub*, *nonlcon* e *opções* de acordo com a linha de código aprestada de seguida

$$[.] = ga(fitnessfcn, nvars, A, b, [], [], lb, ub, nonlcon, opções)$$

onde:

- *fitnessfcn* – identifica a função de aptidão.
- *nvar* – número de variáveis do problema;
- *A* – matriz de restrições lineares de desigualdade;
- *b* – vetor das restrições lineares de desigualdade;
- *lb e ub* – Vetores de limites inferiores e superiores da região de procura;
- *nonlcon* – função de restrições não lineares;
- *options* – definição das opções do AG, ou seja, a seleção de uma população, as regras de cruzamento e os mecanismos de seleção.

No caso em estudo, a função de aptidão é chamada através do ficheiro *funobj*. O número de variáveis que o problema terá de determinar será igual a 4 vezes no número de períodos horários que se pretendem calcular. Essas variáveis serão limitadas superiormente por um vetor *ub*, com os caudais máximos turbinados, e inferiormente pelo vetor *lb*, onde constam os caudais mínimos bombeados. Neste caso, as entradas *A* e *b*, não serão definidas pois o problema em questão não possui restrições lineares. Na entrada *nonlcon* será chamada o ficheiro-M das restrições (*restic*), pois, como na modelação deste problema é necessário definir várias restrições, esta foram compiladas num ficheiro M.

Assim, no nosso caso em específico a linha de código para executar o AG, é escrita da seguinte forma:

```
[.] = ga(@ (x) funobj(x, constantes), nvar, [], [], [], [], lb, ub, @ (x) restic(x, constantes), options)
```

Na variável *options* são guardadas as definições que se querem para o AG, em substituição das opções já definidas por omissão no MatLab.

O primeiro ponto a ser definido nas opções do AG deve ser a população inicial, ou seja é necessário configurar um conjunto de parâmetros que irão quantificar e qualificar a classe dos indivíduos que vão representar o conjunto de soluções para o problema.

Para gerar a população inicial do AG é necessário definir:

- o número de indivíduos que constitui a população inicial, através da função *PopulationSize*;
- os limites dessa população através da função *PopInitRang*;
- a função que permite criar essa geração. Esta geração pode ser criada aleatoriamente e com uma distribuição uniforme, através da função *@gacreationuniform*, ou aleatoriamente mas satisfazendo as restrições lineares do problema, através da função *@gacreationlinearfeasible*.

Existem outras opções para gerar a população inicial do AG que não foram utilizadas neste trabalho, que podem ser consultadas em [31].

Após a criação de um novo indivíduo foi necessário decodificar essa informação em:

- se o indivíduo gerado estiver entre o caudal mínimo e máximo turbinado a central vai estar a turbinar;
- se o indivíduo gerado se encontrar entre menos o caudal mínimo bombeado e o caudal mínimo turbinado a central vai estar inativa;
- se o indivíduo estiver entre o caudal máximo e mínimo bombeado a central vai estar a bombear.

Agora que se possuem as ordens de turbinar, bombear ou de inatividade é necessário avaliar a qualidade dessa população, através do valor do proveito originado por essa solução. Assim, é necessário calcular os valores das potências de turbinamento e bombeamento em cada período e para cada central, através das equações (5.34) e (5.35), respetivamente. Com os valores de potência calculados determina-se a adaptação de cada indivíduo através da função objetivo do problema, equação (5.1).

Como o problema é de maximização, os indivíduos mais adaptados são os indivíduos que permitem obter mais lucro. Contudo é ainda necessário verificar se cada solução se encontra na região admissível de soluções.

Com os indivíduos devidamente avaliados quanto à sua viabilidade e qualidade para a solução do problema, o passo seguinte consiste em selecionar um conjunto de indivíduos reprodutores. Estes irão originar a próxima descendência da população, através da função *SelectionFcn*. A descendência pode ser criada de forma [30]:

- Uniforme – Nesta seleção todos os indivíduos possuem a mesma probabilidade de serem selecionados.
- Estocástica uniforme – Nesta metodologia estabelece-se uma linha em que cada um dos pais corresponde a uma secção da linha de comprimento proporcional ao seu valor *fitness*. O algoritmo move-se ao longo de uma segunda linha em passos de igual tamanho. Em cada passo que o algoritmo se move, na segunda linha, este seleciona o individuo correspondente a secção da primeira linha na qual ele parou.
- Roleta – Na seleção da roleta, escolhem-se os pais simulando o jogo da roleta. Cada indivíduo da população ocupará uma porção da roleta, proporcional ao seu índice de aptidão. A roleta é girada várias vezes, onde a quantidade de voltas varia conforme o tamanho da população. Em cada volta da roleta é selecionado um individuo que participara do processo de geração da nova população.
- Restante – Na seleção restante, é selecionado um pai, cujo valor unitário determina o número de vezes que um pai é representado, a parte decimal usa a seleção de roleta.
- Torneio – Na seleção Torneio, inicialmente são escolhidos jogadores aleatoriamente, que posteriormente em função do número de vitórias que cada jogador consegue em cada competição, é selecionado para representar um individuo, ou seja, é selecionado o jogador que em cada torneio permita obter o melhor valor de *fitness*.

Conhecendo os potenciais reprodutores para a próxima geração de indivíduos, procede-se à sua reprodução. Nesta fase, são selecionados de forma aleatória dois indivíduos da lista de reprodução para serem cruzados, função *CrossoverFcn*. O cruzamento também pode ser feito de várias formas:

- Dispersa – Esta função cria um vetor binário aleatório e a partir desses valores de vetor seleciona os genes dos pais para posteriormente criar os filhos. Quando o valor do vetor é 1 este seleciona os genes a partir do primeiro progenitor, e quando o vetor é um 0 seleciona os genes a partir do segundo progenitor. A combinação desses genes forma os filhos. Esta é uma função de cruzamento padrão para problemas sem restrições lineares

- Ponto único – No método de ponto único, é escolhido um ponto de corte aleatório e a partir desse ponto o material genético dos pais é trocado dando origem a dois novos indivíduos, formados pela combinação das características genéticas dos pais.
- Dois pontos – No método de ponto duplo são escolhidos dois pontos de cruzamento e a partir desses os materiais genéticos dos pais são trocados de forma intercalada.
- Intermediário – A função de cruzamento padrão quando há restrições lineares, cria filhos, tomando uma média ponderada dos pais.
- Heurística – Um operador de cruzamento que utiliza os valores de aptidão dos dois cromossomas pais para determinar a direção da busca. Retorna uma criança que se encontra na linha que contém os dois pais, a uma pequena distância do pai com o melhor valor de fitness.
- Aritmética – Cria as crianças que são a média aritmética ponderada dos dois pais. As crianças são sempre viáveis no que diz respeito a restrições lineares.

Cada cruzamento ocorre com uma determinada probabilidade, fixa pelo valor de taxa de cruzamento, *CrossoverFraction*, de onde resultam dois novos indivíduos. Se não existir cruzamento, os descendentes vão ser cópias exatas dos pais.

De forma a diversificar a evolução de uma população e inibir a convergência prematura para ótimos locais recorre-se a mecanismos de mutação, *MutationFcn*. Esta técnica é implementada através de uma procura aleatória de novos pontos no espaço de pesquisa. O operador de mutação é mais importante nas gerações finais quando a maioria dos indivíduos apresentam qualidades similares. Assim, a utilização de uma taxa de mutação variável pode ser muito importante para a eficiência da pesquisa. A probabilidade com que devem ocorrer as mutações (taxa de mutação) deve ser baixa, pois se for muito elevada pode tornar a população muito dispersa.

Os indivíduos gerados constituem a nova população que será sujeita ao mesmo processo pelo qual os seus progenitores foram sujeitos. Este ciclo será contínuo até que as condições de convergência do algoritmo se verifiquem.

Dado que o modelo de otimização se baseia na formação aleatória de uma população, de forma a obter as melhores soluções, o código implementado vai executar 100 vezes o algoritmo genético (com os mesmos parâmetros). Dessas 100 tentativas, a melhor

solução é a que é usada para dar a ordem de turbinamento e bombeamento de cada central no período de tempo considerado.

Capítulo 6

6. Resultados numéricos

6.1. Introdução

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos no decorrer do estudo do problema de otimização da exploração de um sistema hidroelétrico. Para este estudo foram realizadas várias simulações. Com o decorrer das simulações a complexidade do problema aumenta progressivamente, num sentido de aproximação às condições reais de exploração. A acompanhar os resultados das diversas simulações encontram-se descritas as pequenas alterações efetuadas e as respetivas interpretações.

6.2. Descrição dos casos simulados

Os algoritmos genéticos, AG, podem ser aplicados a uma grande variedade de problemas de otimização contudo, para cada um, os parâmetros do algoritmo devem ser adaptados a cada problema. Ou seja, é necessário definir as funções que vão criar a população inicial, as funções que seleciona e cruza os reprodutores e por fim a função de mutação. Outros parâmetros que é necessário definir é o número de indivíduos de cada geração, as taxas de mutação e o número de gerações. Uma boa escolha destes parâmetros pode melhorar o desempenho do problema, pois permite estabelecer um compromisso entre as várias características do problema como o tempo de computação, a robustez e a qualidade da solução, entre outras.

A realização destas simulações têm como principais objetivos verificar a viabilidade que a metodologia baseada nos algoritmos genéticos tem em problemas aplicados à otimização de centrais hidroelétricas, apurar quais os parâmetros do AG que melhor se adequam ao problema, avaliar a qualidade das soluções e a viabilidade temporal do programa.

Dada a complexidade do problema, começou-se por realizar simulações onde o período temporal será de duas horas. Nestas simulações pretende-se determinar os parâmetros do AG que melhor se adequam ao problema em estudo, ou seja, pretende-se obter resultados que maximizem o lucro das quatro centrais num período temporal considerado. Para a sua determinação serão testados todos os parâmetros dos AGs disponíveis nas opções do MatLab [30].

Como no problema em estudo não é conhecido o volume de água que se encontra disponível quando se inicia o programa, foi necessário definir que cada albufeira se encontrava a meia carga. Como exemplo, a albufeira 1 tem um armazenamento máximo e mínimo de 67.2 hm^3 e 42.2 hm^3 , respetivamente; assim, o volume inicial que será considerado é igual a média desses valores, 54.7 hm^3 .

Realizadas de todas as simulações necessárias para a seleção dos parâmetros do AG que melhor se adaptam ao problema em estudo, serão realizadas mais duas simulações onde se pretende avaliar o comportamento do algoritmo quando este fica exposto a períodos de tempo mais elevados. Posteriormente serão realizadas mais simulações, onde se pretende testar o comportamento do sistema quando as albufeiras ficam sujeitas a volumes de água máximos e mínimos. Dentro desta, numa primeira abordagem, pretende-se avaliar o comportamento do sistema quando está sujeito aos limites máximos de funcionamento, ou seja, o volume de água inicial das albufeiras com que se inicia o algoritmo será igual aos seus volumes máximos de armazenamento. Numa segunda abordagem, pretende-se avaliar o comportamento do sistema quando este fica sujeito aos limites mínimos, logo o volume inicial das albufeiras será igual ao seu volume mínimo de funcionamento.

Depois de avaliado o comportamento do sistema serão realizadas novas simulações onde o período temporal será de 12 horas. Nestas simulações pretende-se averiguar a resposta do problema quando este fica sujeito a restrições horárias, e considerando um período de tempo mais longo. Nas restrições horárias serão impostas as horas de vazio, onde se pretende impedir que o problema coloque as centrais hidroelétricas a tubinar nas horas noturnas. Nas horas fora de vazio o problema deverá comportar-se naturalmente ou seja sem oposição ao regime de turbinamento. Após a introdução das restrições horárias será variado o valor da função custo, para o qual, será introduzido um

fator K , nas horas de vazão, ao preço da energia. Nas horas fora de vazão o preço da energia será igual aos dados de entrada, fornecidos pela REN.

Depois de definidos todos os parâmetros do AG, verificado o comportamento do sistema quando imposto a casos extremos e introduzida a função de custo que melhor se adequa ao problema serão realizadas as últimas simulações com um período temporal de 24 horas.

6.3. Período temporal de duas horas

Como para estas simulações o período temporal estipulado é de duas horas, as simulações em que o tempo de computação seja superior a uma hora e meia serão excluídas (5 400 segundos).

6.3.1. Simulação inicial

Na primeira simulação do problema em estudo, pretende-se analisar o comportamento do código de AG implementado no MatLab, ou seja, não foram introduzidas alterações nas opções do AG.

Com esta simulação o valor que se obtêm com a função objetivo, lucro, é igual a zero, ou seja, as centrais nestas primeiras duas horas nunca entram em funcionamento. Esta solução é inviável, pois as albufeiras têm água suficiente para que as centrais possam turbinar neste período temporal. Analisando todos os passos do algoritmo, verifica-se que o espaço onde o AG procura a solução é muito limitado, entre -1 e 1. Para este problema esse espaço de procura não permite encontrar soluções (valores de caudais), pois estas encontram-se num espaço muito superior, ou seja, o espaço é praticável apenas quando for permitido encontrar soluções da ordem de grandeza dos valores de caudais típicos do problema em estudo.

6.3.2. Simulação da definição do espaço de procura

Nesta simulação (aqui definida como simulação 2) definiu-se um espaço de procura superior através das opções do AG. Assim o espaço de procura encontra-se limitado superiormente pelos valores máximos de caudais turbinados, $lb = [165.6; 218.5; 130.7; 111.2]$, e inferiormente pelos valores de caudais máximos bombeados, $ub = [0; 0; -94.4; -88.4]$.

Com esta alteração verifica-se que a solução obtida pela simulação já adquire valores praticáveis para atribuir aos caudais, como se pode confirmar pela Figura 6.1.

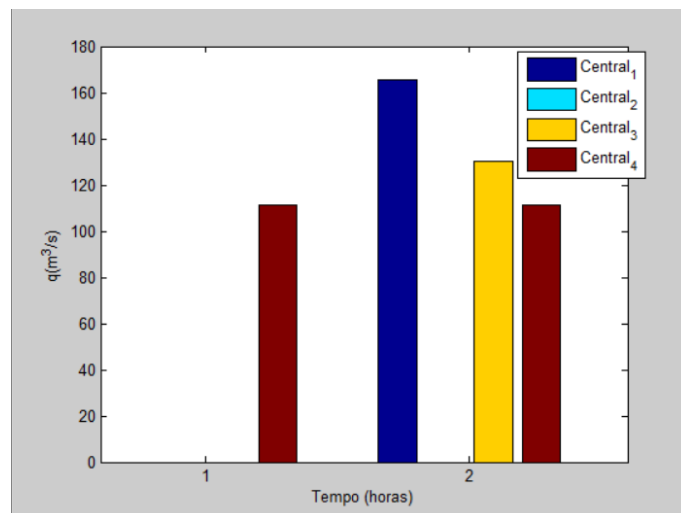


Figura 6.1 – Caudais obtidos pela simulação com definição do espaço de procura

Como se pode verificar pela Figura 6.1, somente algumas centrais entram em funcionamento no modo de turbinamento, $q_{ij} > 0$. Teoricamente esta solução não será a melhor, dado que o volume de água que se encontra inicialmente nas albufeiras é mais do que suficiente para que todas as centrais entrem em funcionamento neste período de tempo, contudo não é que se verifica na solução obtida. Uma justificação para esta situação é o fato de o algoritmo procurar a solução aleatoriamente num espaço muito extenso e dentro desse campo ainda existem zonas onde a solução é recusada.

De forma a avaliar se a solução adquire valores viáveis, que neste caso apenas apresenta valores de caudais turbinados, estes estão limitados superiormente pelos valores de caudais máximos turbinados e inferiormente pelos caudais mínimos turbinados.

Como a realização desta avaliação em termos numéricos não seria intuitiva e demoraria algum tempo, fizeram-se algumas alterações no código de modo a poder visualizar de forma gráfica os caudais mínimo e máximo e também a solução obtida, como se pode verificar na Figura 6.2.

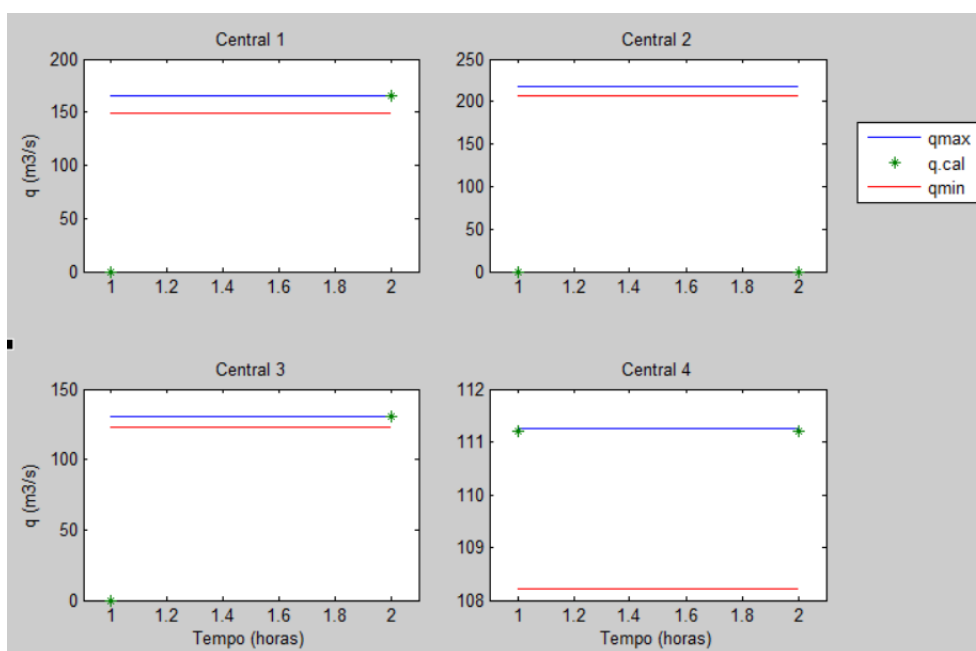


Figura 6.2 – Limites dos caudais obtidos pela simulação com definição do espaço de procura

Observando-se a Figura 6.2, pode-se afirmar que os valores de caudais turbinados de cada central, obtidos pela simulação 2, encontram-se dentro dos respetivos limites máximos e mínimos, quando isto não se verifica as centrais não estão em funcionamento, $q=0 \text{ m}^3/\text{s}$, apresentando-se esta solução como uma hipótese tecnicamente viável.

Posteriormente a esta avaliação, foram realizadas outras verificações idênticas, com o objetivo de avaliar os limites técnicos, ou seja, se as alturas de queda de água e as potências obtidas em cada central se encontram dentro dos respetivos limites.

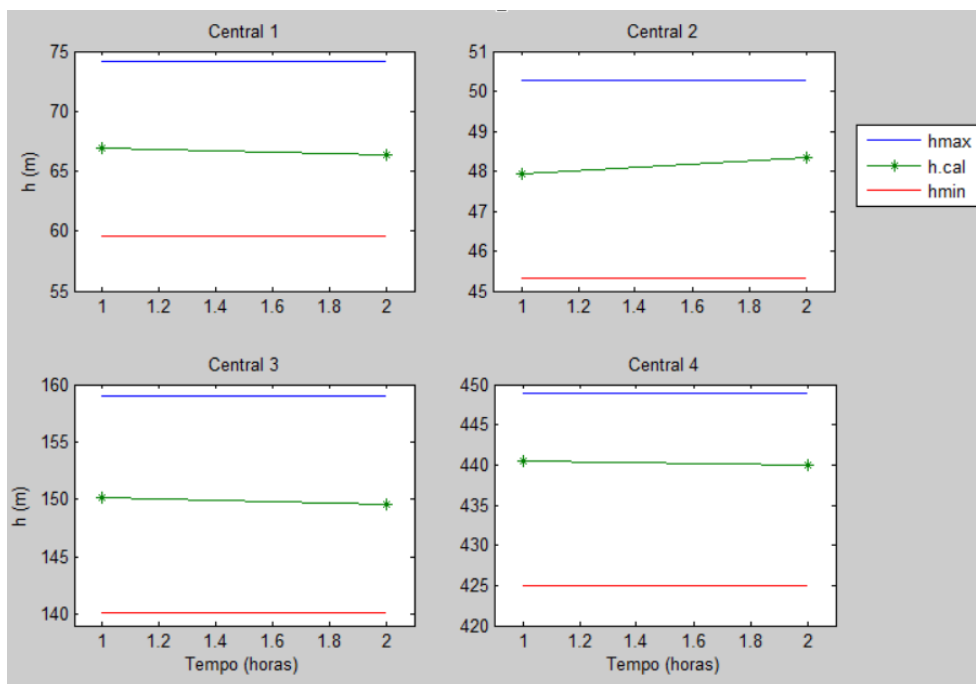


Figura 6.3 – Limites das alturas de queda das centrais, obtidos pela simulação com definição do espaço de procura

Em relação as alturas de queda os valores obtidos também se encontram dentro dos limites estipulados, como se pode verificar pela Figura 6.3. Nesta simulação as centrais estão a turbinar ou paradas, logo é suposto que o volume das albufeiras se mantém no mesmo nível ou diminui. Contudo na central 2 este facto não se verifica, pois o declive da reta tem um sentido oposto ao esperado. Esta situação ocorre porque na central 2, são concentrados todos os caudais turbinados pelas outras centrais e a central 2 não entra em funcionamento, como se pode ver pela Figura 6.1, ou seja, nesta albufeira unicamente temos entradas de água levando a que a respetivo volume de água aumente.

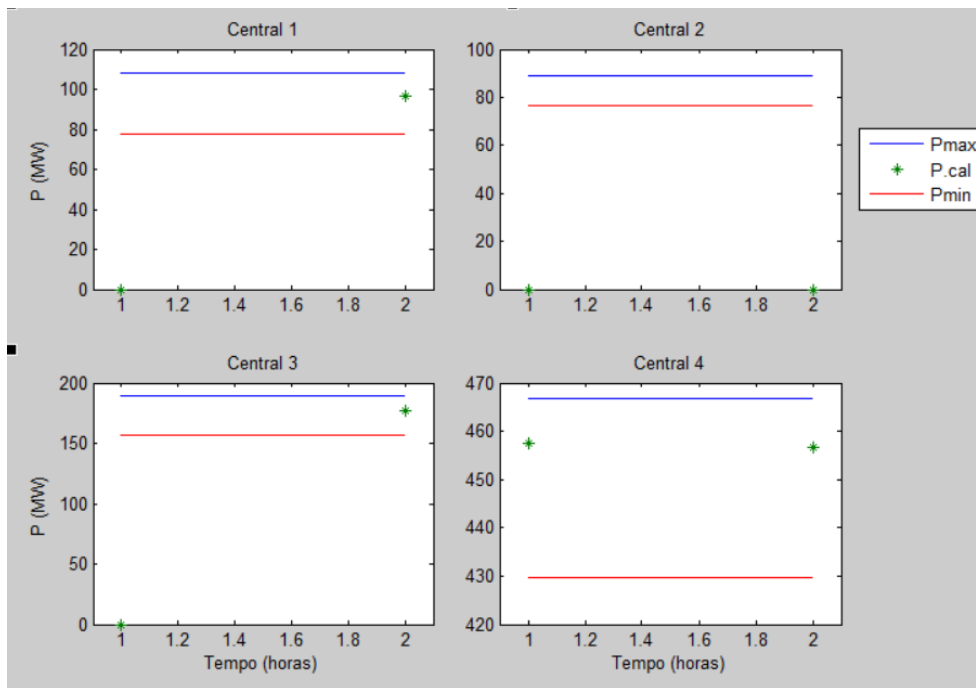


Figura 6.4 – Limites das potências das centrais, obtidas pela simulação com definição do espaço de procura

Como foi dito anteriormente, a central 2 não entra em funcionamento, logo a energia produzida vai ser nula. A central 1 e 3 na primeira hora, também estão fora de serviço logo a energia produzida vai ser igual a 0. Na hora seguinte estas já entram em funcionamento. A central 4 está em ambas as horas a funcionar e, como se pode verificar pela Figura 6.4, as potências de funcionamento das centrais encontram-se dentro dos limites técnicos estabelecidos em projeto.

Esta simulação determina que o lucro obtido com o funcionamento da cascata em estudo é de 66 141 euros e que o tempo de computação da simulação é de 1 778 segundos. Através destes valores é agora possível ter uma ideia da ordem de grandeza dos valores em estudo.

6.3.3. Simulações para a determinação do número inicial de indivíduos

Seguidamente a estas primeiras simulações vai-se variar os parâmetros do AG de forma a poder obter uma melhoria da função objetivo do problema. O primeiro ponto a ser

decidido é o número de indivíduos que constitui a população inicial. Assim, foram feitas três simulações (aqui definidas como simulações 3, 4 e 5) sendo que em cada uma definida a população inicial composta por 10, 20 e 30 indivíduos, respetivamente.

Com o aumento do número de indivíduos com que uma população se inicia, aumenta a possibilidade de encontrar indivíduos mais aptos. Isto pressupõe que a simulação com maior número de indivíduos seja a melhor solução.

Tabela 6.1 – Simulações com mudança do número de indivíduos

Simulação		3	4	5
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	10	20	30
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']
Tempo de computação		920	1 962	3 352
Lucro		45 137	66 141	80 537

Como se pode verificar pela Tabela 6.1, verifica-se a previsão anteriormente descrita. Se forçar a população inicial a 10 indivíduos o lucro obtido é inferior ao valor obtidos na simulação 2, fazendo com que esta opção não seja benéfica para a solução deste problema. Se a população inicial for constituída por 20 indivíduos o valor do lucro alcançado é igual ao montante obtido na simulação 2, contudo o tempo de computação é superior. A simulação 5, onde a população inicial é composta por 30 indivíduos é onde se obtém a melhor solução, com lucros mais elevados, no entanto o tempo de computação aumenta significativamente. Este aumento de tempo de computação não é significativo enquanto o período de tempo que se pretende simular for de 2 horas, com 8 variáveis, no entanto quando o período de tempo que se pretender simular for 24 horas, 96 variáveis, o tempo computação aumentará exponencialmente podendo tornar a opção de 30 indivíduos inviável. No entanto, esta possibilidade será verificada com o decorrer das simulações.

6.3.4. Simulações para a escolha da função de criação da população inicial

Para seleccionar a função de criação da população inicial que melhor se adapta ao problema serão feitas duas simulações (aqui definidas como simulações 6 e 7), onde serão considerados as opções da simulação até ao momento que permite obter os melhores resultados para a função objetivo, ou seja, a simulação 5.

A população inicial pode ser formada de duas formas, uniformemente ou variavelmente.

Tabela 6.2 – Simulações com alteração da função de criação da população inicial

Simulação		6	7
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	30
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme	X	
	Variável		X
Tempo de computação		2 848	2 954
Lucro		70 886	76 065

Como se pode ver pela Tabela 6.2, a simulação 6 em relação à simulação 7, adquire valores de lucro inferiores, o que se deve ao facto deste parâmetro não ser o mais adequado para problemas onde existam restrições lineares, que é o caso do problema em estudo. Se confrontarmos os valores da simulação 7 com os da simulação 5 verifica-se que existe uma pequena quebra no valor da função objetivo, contudo o tempo de computação também diminui. Assim, para as próximas simulações serão utilizadas as opções da simulação 7.

6.3.5. Simulações para a determinação do número de gerações

Nesta fase pretende-se definir o número de gerações que constituem o algoritmo, para o qual serão testadas mais três simulações (simulações 8, 9 e 10), cada uma com 10, 20 e 30 gerações respetivamente.

Tabela 6.3 – Simulações da variação do número de gerações

Simulação		8	9	10
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	30	20
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme			
	Aleatório	X	X	X
Número de gerações		10	20	20
Tempo		2 171	+ 5400	4 474
Lucro		80 709		65 859

Como se pode verificar pelos resultados da Tabela 6.3, a simulação 8 é a que apresenta melhores valores da função objetivo e do tempo de computação.

A simulação 9 apresenta tempos de computação muito elevados, superior ao tempo máximo que se estipulou para as simulações para o período temporal em estudo. Este elevado tempo de computação impede que os parâmetros desta simulação sejam uma mais valia para a resolução deste problema.

Se com 20 gerações o tempo de computações já ultrapassa o estipulado, com 30 gerações o tempo de computação ainda seria pior Assim, para avaliar outra situação, para a simulação 10, manteve-se o número de gerações igual a 20 mas diminuiu-se o número de indivíduos da população inicial de 30 para 20 indivíduos, para tentar obter tempos de computação validos. Observando os resultados confirma-se que o tempo de computação já se encontra dentro do tempo estipulado, contudo esta opção não é a mais adequada, pois quando os resultados são comparados com os da simulação 8 estes pioram quer a nível do tempo de computação, quer a nível da função objetivo.

6.3.6. Simulações para a escolha da função de seleção de pais

Nestas simulações, pretende-se determinar a função que melhor se adequa para a seleção dos reprodutores. Nesse caso, pegou-se nos parâmetros da simulação 8, onde se obtêm o maior lucro, e simularam-se as cinco possíveis opções (aqui definidas como simulações 11, 12, 13, 14 e 15).

Tabela 6.4 – Simulações com modificação da função de seleção dos pais

Simulação		11	12	13	14	15
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	30	30	30	30
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme					
	Aleatório	X	X	X	X	X
Número de gerações		10	10	10	10	10
Função de seleção	Estocástico uniforme	X				
	Restante		X			
	Uniforme			X		
	Roleta				X	
	Torneio					X
Tempo		1 735	1 809	1 688	1 829	1 838
Lucro		70 700	65 600	70 778	61 039	80 394

Através das simulações efetuadas, de acordo com a Tabela 6.4, verifica-se que a função que melhor se adequa para fazer a seleção dos pais, ao problema em estudo é a função torneio, simulação 15, onde a função objetivo permite obter melhores valores, assim considerados pelos lucros mais elevados. Confrontando os valores da simulação 15 com os da simulação 8, verifica-se que o valor da função objetivo é idêntico, contudo existem melhoras no tempo de computação, tornando a função torneio uma mais-valia para a execução do problema. Tendo em consideração estes resultados, para a fase seguinte serão utilizadas as opções da simulação 15.

6.3.7. Simulações para a escolha da função para o cruzamento dos pais

Para as seguintes simulações (aqui definidas pelos números 16, 17, 18, 19 e 20) pretende-se determinar qual a função que melhor se adequa para conceber o cruzamento de pais.

Tabela 6.5 – Simulações com mudança da função de cruzamento de pais

Simulação		16	17	18	19	20
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	30	30	30	30
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme					
	Aleatório	X	X	X	X	X
Número de gerações		10	10	10	10	10
Função de seleção	Estocástico uniforme					
	Restante					
	Uniforme					
	Roleta					
	Torneio	X	X	X	X	X
Função de cruzamento	Intermediário	X				
	Aritmético		X			
	Disperso			X		
	Dois pontos				X	
	Ponto único					X
Tempo		1 684	1 875	1 718	1 511	1 640
Lucro		44 889	60 777	50 643	71 001	66 325

De acordo com a Tabela 6.5, confirma-se que a melhor opção é a simulação 19, onde se obtém o melhor valor da função objetivo, contudo com as funções de cruzamento dos pais, os resultados pioram muito em relação os resultados da simulação 15. Assim sendo, para simulações posteriores, a função de cruzamento não vai ser definida, ou seja, será utilizada a função predefinida nas opções do AG.

6.3.8. Simulações de determinação da taxa de cruzamento

As próximas três simulações (definidas como simulações 21, 22 e 23), têm como objetivo determinar qual é a taxa de cruzamento mais adequada. Como ponto de partida começou-se por uma taxa de 0.8, valor padrão sugerido em [30]. Contudo foram feitas mais duas simulações, uma com uma taxa de 0.7 e outra com uma taxa de 0.9, para averiguar se existem melhoras na função objetivo.

Tabela 6.6 – Simulações com variação da taxa de cruzamento

Simulação		21	22	23
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	30	30
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme			
	Aleatório	X	X	X
Número de gerações		10	10	10
Função de seleção	Estocástico uniforme			
	Restante			
	Uniforme			
	Roleta			
	Torneio	X	X	X
Função de cruzamento	Intermedio			
	Aritmético			
	Disperso			
	Dois pontos			
	Ponto único			
Taxa de cruzamento		0.7	0.8	0.9
Tempo		1 893	2 014	1 893
Lucro		75 933	81 037	71 421

De acordo com a Tabela 6.6, verifica-se que a simulação que utiliza o valor padrão para a taxa de cruzamento é a que permite obter melhores resultados para a função objetivo.

Comparando os resultados da simulação 22 com os valores da simulação 15, verifica-se que o valor da função objetivo melhora, no entanto o tempo de computação deteriora-se

ligeiramente, passa de 1 838 para 2 014 segundos. Mas como o tempo ainda está dentro do estipulado para simulações futuras serão utilizadas as opções da simulação 22.

6.3.9. Simulações de seleção da função dos mecanismos de mutação

Nas presentes simulações (aqui definidas como simulações 24 e 25), pretende-se analisar o último ponto fundamental dos algoritmos genéticos, os mecanismos de mutação. Assim será necessário determinar a função de mutação que mais se adapta, onde serão testadas as duas opções possíveis. Pressupõe-se que a opção que melhor se adequa deverá ser a função adaptativa, pois é a função de mutação padrão quando um problema contém restrições lineares.

Tabela 6.7 – Simulações da seleção da função dos mecanismos de mutação

Simulação		24	25
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	30
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme		
	Aleatório	X	X
Número de gerações		10	10
Função de seleção	Estocástico uniforme		
	Restante		
	Uniforme		
	Roleta		
	Torneio	X	X
Função de cruzamento	Intermedio		
	Aritmética		
	Disperso		
	Dois pontos		
	Ponto único		
Taxa de cruzamento		0.8	0.8
Mecanismos de mutação	Adaptação	X	
	Uniforme		X
Tempo		2 018	2 465
Lucro		81 022	79 712

Como estava previsto a melhor solução é a solução que utilizada a função de adaptação nos mecanismos de seleção, simulação 24. Comparando as simulações 24 e 25 com a simulação 22, verifica-se que os resultados não melhoram em relação à anterior, porém como os resultados da simulação 24 são muito próximos da simulação 22, para as próximas simulações serão utilizados os parâmetros da simulação 24.

6.3.10. Simulações para a determinação da taxa com que ocorrem os mecanismos de mutação

Para finalizar a determinação das opções do AG, só falta determinar a taxa com que essa mutação vai ocorrer. Serão feitas mais três simulações (definidas como simulações 26, 27 e 28) onde o ponto de partida para a taxa de mutação será o valor padrão, 0.01, indicado nas sugestões do MatLab [30]. Como o valor sugerido, é um valor muito baixo para as seguintes duas simulações serão testados valores superiores, 0.02 e 0.03, de acordo com a Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Simulações com variação da taxa de mutação

Simulação		26	27	28
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	30	30
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme			
	Aleatório	X	X	X
Número de gerações		10	10	10
Função de seleção	Estocástico uniforme			
	Restante			
	Uniforme			
	Roleta			
	Torneio	X	X	X
Função de cruzamento	Intermedio			
	Aritmética			
	Disperso			
	Dois pontos			
	Ponto único			
Taxa de cruzamento		0.8	0.8	0.8
Mecanismos de mutação	Viavelmente adaptativo	X	X	X
	Uniforme			
Taxa de mutação		0.01	0.02	0.03
Tempo		1 996	2 029	1 993
Lucro		65 278	81 130	66 072

Como se pode ver pela Tabela 6.8, a simulação 26 obtém resultados muito piores em relação à simulação 24, ou seja, o proveito económico que se obteria com esta simulação seria muito inferior. Isto demonstra que o valor padrão pré definido nas opções do MatLab não é o mais apropriado para este problema. Com o aumento da taxa de mutação para 0.02, já se obtém valores da função objetivo superiores, em relação à simulação 24. Na simulação 28 simulou-se a outra opção estipulada, taxa de 0.03, mas os resultados obtidos pela função objetivo diminuíram, tornando esta opção menos lógica. Assim, o valor mais adequado para a taxa de mutação, para o caso em estudo, é assumido como 0.02.

Com estas últimas simulações definiram-se todos os parâmetros do AG que melhor se adequam ao problema em estudo, parâmetros da simulação 27, expostos na de uma forma sintetizada na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Parâmetros do AG simples que melhor se adequam ao problema

Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos da população inicial	30
	Limite do espaço	[lb',ub']
	Aleatória	
Número de gerações		10
Função de seleção	Torneio	
Taxa de cruzamento		0.8
Mecanismos de mutação	Viavelmente adaptativo	
Taxa de mutação		0.02

Em termos globais pode-se dizer que se conseguiu uma boa parametrização das opções do AG, pois existem grandes melhoras na função objetivo, embora o tempo de computação por vezes se prolongue para além do que seria expectável.

Se for feita uma análise entre a primeira simulação em que obtiveram resultados viáveis, simulação 2 e a simulação 27, confirma-se que existe um grande aumento do valor da função objetivo, aumentando o benefício económico em aproximadamente 15 mil euros, diferença entre o valor da função objetivo da simulação 27 e a simulação 2 (81 130 – 66 141). Quanto ao tempo de computação este aumenta ligeiramente, sendo a diferença de apenas 251 segundos, sensivelmente 4 minutos.

6.3.11. Simulações da versão híbrida dos AG

Depois de parametrizado o AG, vai ser testada a função híbrida dos algoritmos genéticos, que tem como objetivo melhorar a função objetivo. A função híbrida é uma função de otimização que é executada a partir do ponto final do algoritmo genético.

Esta nova opção vai ser testada de duas formas (simulações 29 e 30); a primeira será testada com os parâmetros do AG predefinidos no MatLab e à outra serão adicionados os parâmetros da Tabela 6.9, resultando então a opção híbrida, definida de acordo com a Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Simulações das versões híbridas do AG

Simulação		29	30
Iniciar uma população de indivíduos	Número de indivíduos	30	
	Limite do espaço	[lb',ub']	[lb',ub']
	Uniforme		
	Aleatório	X	
Número de gerações		10	
Função de seleção	Estocástico uniforme		
	Restante		
	Uniforme		
	Roleta		
	Torneio	X	
Função de cruzamento	Intermedio		
	Aritmética		
	Disperso		
	Dois pontos		
	Ponto único		
Taxa de cruzamento		0.8	
Mecanismos de mutação	Viavelmente adaptativo	X	
	Uniforme		
Taxa de mutação		0.02	
Função híbrida	Fmincon	X	X
Tempo		2 004	1 832
Lucro		71 424	81 136

Executadas as simulações verifica-se que, em comparação com a versão dos AG simples (simulação 27), o valor da função objetivo da simulação 28 diminui, tornando a simulação menos própria para simulações futuras. Quanto à simulação 29, o valor da função objetivo é ligeiramente melhor e o tempo de computação inferior ao da simulação 27, tornando as opções desta simulação válidas para simulações seguintes.

Para todas as simulações que posteriormente venham a ser realizadas, para a opção dos AG simples serão utilizados os parâmetros da Tabela 6.9 e para a versão híbrida os parâmetros da simulação 30, pois são as simulações que anteriormente obtiveram o melhor valor para a função objetivo.

6.4. Período temporal de seis horas

6.4.1. Avaliação do comportamento do sistema para volumes iniciais de água nas albufeiras médios

Nas próximas simulações pretende-se avaliar o comportamento do sistema quando se aumenta o período temporal da simulação de 2 para 6 horas, $n = 6$, ou seja, o algoritmo terá de descobrir as 24 variáveis, q_{ij} , $i = 1, \dots, 4$, $j = 1, \dots, 24$, que melhor otimizem o problema, quando as albufeiras se encontrarem a meia carga.

Nas simulações (aqui definidas como simulações 31, 32.1 e 32.2) serão simuladas a versão simples do AG e a versão híbrida, respetivamente.

Tabela 6.11 – Simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor médio

Simulação	31	32.1	32.2
	AG	AGH	AGH
Volume inicial	V^{med}	V^{med}	V^{med}
Lucro	137 550	111 850	98 117
Tempo de computação	5 865	3 290	4 255

Como se pode verificar pelos valores da Tabela 6.11, a simulação 31 é a que obtém o melhor valor na função objetivo, contudo o tempo de computação desta é muito superior ao da simulação 32.1 e 32.2. Na simulação 32.1 como não são alterados os parâmetros predefinidos no MatLab, o AG apenas formou 3 gerações, levando a que o

tempo de computação seja muito reduzido, aproximadamente metade, no entanto também o valor da função objetivo é inferior.

Para que o número de gerações fosse o mesmo, impôs-se que o AGH teria de formar 10 gerações, alterando os predefinidos do MatLab, simulação 32.2. Contudo com 10 gerações na versão híbrida, simulação 32.2, os resultados da função objetivo não melhoram quando comparados com os da simulação 32.1, inviabilizando esta opção para futuras simulações da versão híbrida.

Nestas simulações o número de variáveis que o algoritmo tem de descobrir é o triplo quando comparando com o número de variáveis das simulações 27 e 30. Este acréscimo impõe que o tempo de computação aumente aproximadamente o triplo.

6.4.2. Avaliação do comportamento do sistema para volumes iniciais de água nas albufeiras máximos

Nas duas simulações seguintes pretende-se investigar o comportamento do sistema quando este se depara com limites máximos de armazenamento de água. Para realizar estas simulações foi necessário modificar no código do algoritmo o dado de entrada do volume inicial das albufeiras, V_i^{in} , para o respetivo volume máximo, V_i^{max} . Nas simulações (aqui definidas como simulações 33 e 34) serão simuladas a versão simples do AG e a versão híbrida, respetivamente.

Numa primeira análise é de prever que os valores das funções objetivo obtidas deverão ser superiores às simulações onde o volume inicial das albufeiras está a meia carga (simulações 31 e 32), dado que, se as albufeiras estão na sua plena carga, isso significa que existe disponibilidade total de água para que as centrais possam turbinar.

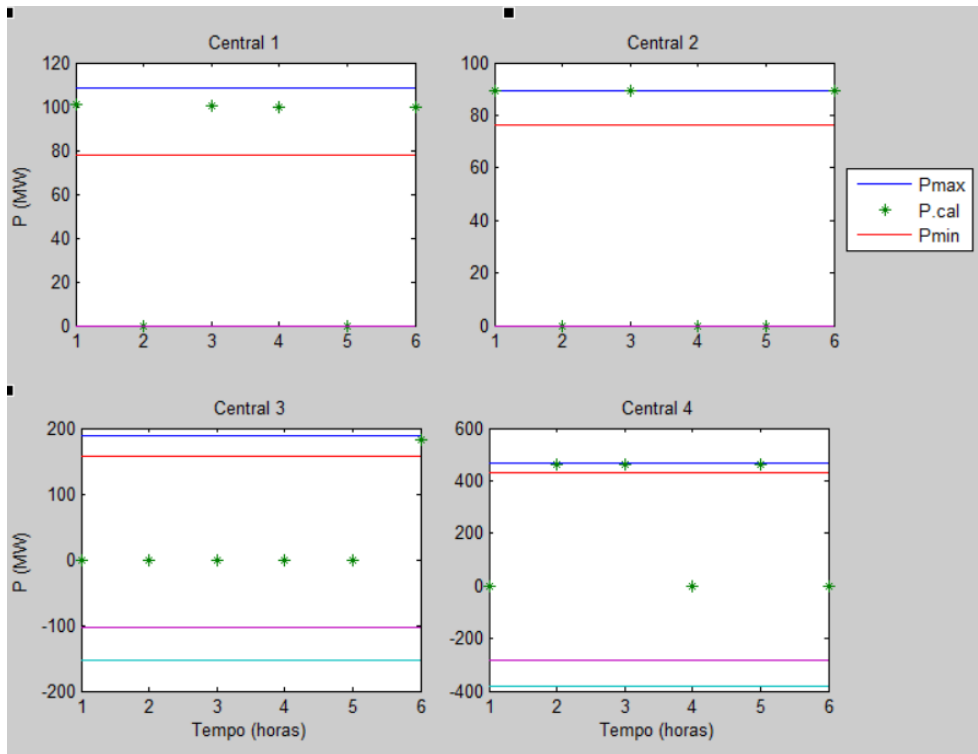
Tabela 6.12 – Simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo

Simulação	33	34
	AG	AGH
Volume inicial	V^{\max}	V^{\max}
Lucro	108 840	99 489
Tempo de computação	5 751	4 333

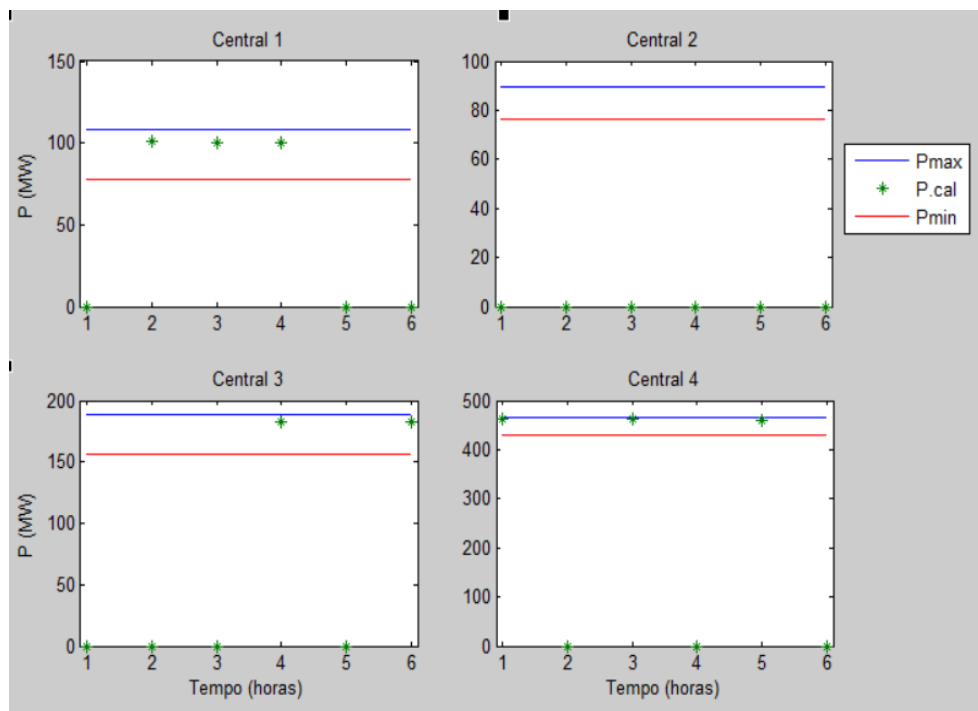
Como se pode verificar pelos resultados da Tabela 6.12, a simulação do AG simples é a que obtém o melhor resultado no valor da função objetivo. A diferença que se verifica no tempo de computação deve-se ao facto de na simulação 34 serem utilizadas menos gerações.

Em comparação com as simulações 31 e 32.1, as simulações 33 e 34 obtêm piores resultados no valor da função objetivo, contrariamente ao que se previa numa primeira análise. Analisando em detalhe todas as variáveis, verifica-se que a não linearidade de que o problema em estudo está sujeito, impede as centrais de funcionarem na sua máxima carga. A central 2, da cascata, encontra-se a jusante das restantes centrais, levando a que a altura de cota desta influencie as alturas de queda das centrais 1, 3 e 4, tornando estas alturas de queda não só dependentes do volume de água da respetiva albufeira como também do volume da albufeira 2.

O facto de não se obterem melhores resultados, resulta do facto de as centrais não estarem a produzir na sua máxima carga, como se pode ver pela Figura 6.5, e essencialmente por determinadas centrais não entrarem em funcionamento em alguns períodos de acordo com a Figura 6.6.



(a)



(b)

Figura 6.5 – Potências obtidas pelas simulações para um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG simples; b) simulação do AGH

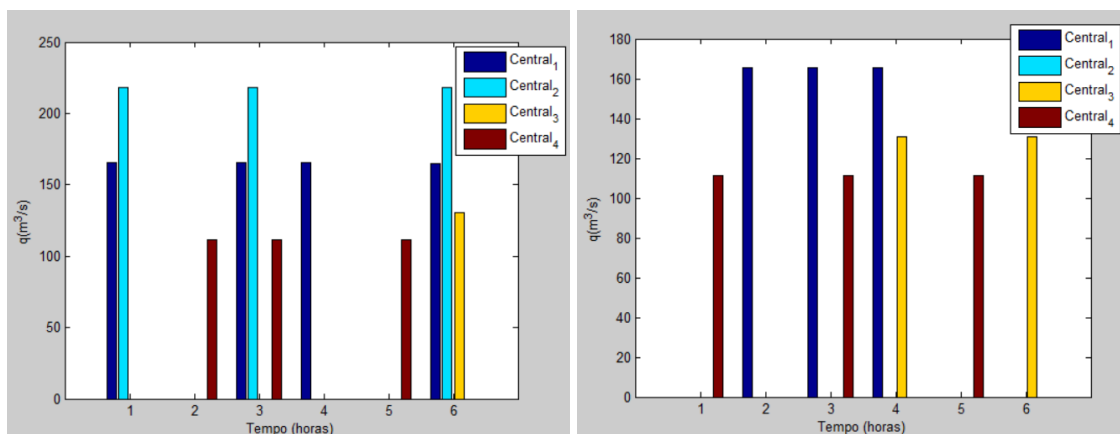


Figura 6.6 – Caudais obtidos pelas simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG simples; b) simulação AGH

Embora as albufeiras estejam na sua plena carga, nem sempre as centrais turbinam água levado a que as centrais sejam obrigadas a fazer descargas de água, de acordo com a Figura 6.12. Se as centrais estiverem inativas as descargas de água que vão existir em termos de volume de água vão ser iguais as entradas de água que entra nas albufeiras, ou seja, iguais as afluências de água.

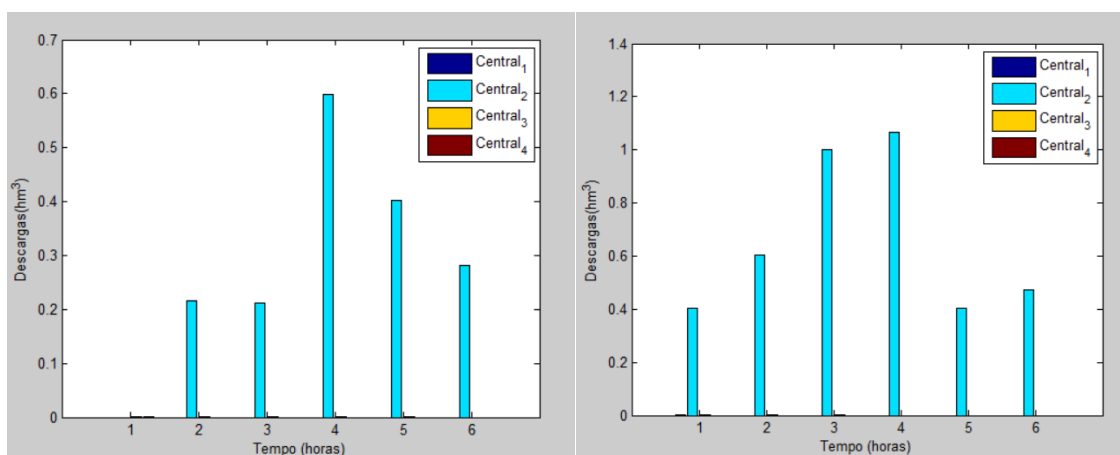


Figura 6.7 – Descargas de água obtidas pelas simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG; b) simulação do AGH

De acordo com a Figura 6.7 a), no primeiro período de tempo, as descargas de água são mínimas, no caso da central 3 e 4. Já nas centrais 1 e 2 não vão existir descargas de água, pois nesse período elas entram em funcionamento e como para a central 2 (central

a jusante) o caudal de água turbinado é superior ao caudal de água da central 1, na central 2 não fica com excesso de água. No caso da central 2 ficar inativa e as centrais 1, 3 e 4 turbinarem água, os volumes de água turbinados vão acumular-se na da albufeira 2, levando-a a que a central 2 tenha de fazer descargas de água quando a albufeira 2 atinge o volume máximo.

No caso da simulação 34, as três centrais a montante turbinam água e como a central 2 nunca chega a turbinar, isto leva a que em todos os períodos de tempo existam descargas de água, conforme apresentados na Figura 6.7 b).

Com os resultados obtidos, verifica-se que este modelo não idealiza a otimização do problema, pois quando as albufeiras ficam sujeitas a volumes de água máximos, na solução vão existir descargas de água, ou seja, desperdício de energia.

6.4.3. Avaliação do comportamento do sistema com os volumes iniciais de água nas albufeiras mínimos

Depois de analisado o comportamento do sistema quando o problema fica exposto aos limites máximos, o mesmo será testado quando sujeito aos limites mínimos.

Nestas simulações pretende-se investigar o comportamento do sistema quando este se depara com limites mínimos de armazenamento de água. Para realizar estas simulações foi necessário modificar no código do algoritmo o dado de entrada do volume inicial das albufeiras, V_i^{in} , para o respetivo volume mínimo, V_i^{min} . Nas simulações (aqui definidas como simulações 35 e 36) serão simuladas a versão simples do AG e a versão híbrida, respetivamente.

Numa abordagem intuitiva, espera-se que a solução seja nula, dado que as afluências de água são muito reduzidas em relação ao caudal mínimo de água necessário para que as centrais entrem em funcionamento.

Tabela 6.13 – Simulações com um período temporal de 6 horas e com o volume inicial no seu valor mínimo

Simulação	33	34
	AG	AGH
Volume inicial	V^{\min}	V^{\min}
Lucro	0	0
Tempo de computação	709	967

Como estava previsto, as centrais não funcionam nem em regime de bombagem nem em regime de turbinamento, pois não existe água suficiente nas albufeiras para que tal aconteça, no período temporal em estudo.

Nestas simulações o tempo de computação é muito reduzido quando comparado com o tempo de computação das simulações com períodos de tempo de seis horas. Analisando as saídas do algoritmo, em ambas as simulações, verifica-se que apenas é originada uma geração, pois o algoritmo não encontra soluções possíveis (*exitflag* = -2).

Para o período temporal destas simulações, estes resultados são aceitáveis dado que as entradas de água nas albufeiras, aflúências de água, não são suficientes para que as centrais possam entrar em funcionamento durante um período de tempo, 1 hora.

6.5. Período temporal de doze horas

6.5.1. Avaliação do comportamento do sistema com o aumento do período temporal e com albufeiras a meia carga

Nas próximas simulações pretende-se avaliar o comportamento do sistema quando o período temporal da simulação é de 12 horas, $n = 12$, ou seja, o algoritmo terá de descobrir 48 variáveis, q_{ij} , $i = 1, \dots, 4$, $j = 1, \dots, 48$, que melhor otimizem o problema.

Nas simulações (aqui definidas como simulações 37 e 38) serão utilizadas a versão simples do AG e a versão híbrida, respetivamente, com os parâmetros que melhor se adaptam a cada versão. Nestas simulações os volumes das albufeiras encontrar-se-ão no seu respetivo volume médio.

Tabela 6.14 – Simulações com um período temporal de 12 horas

Simulação	37	38
	AG	AGH
Volume inicial	V^{med}	V^{med}
Lucro	162 890	125 850
Tempo de computação	7 319	8 480

O tempo de computação da simulação 37 e 38 em relação às simulações 31 e 32 é superior, como seria de prever, pois o número de variáveis que esta simulação necessita de descobrir é maior. Até então a versão híbrida apresenta tempos de computação inferiores, mas nestas simulações o mesmo não acontece, como se pode ver pelos resultados da Tabela 6.14. Como na versão híbrida os valores da função objetivo e os tempos de comutação pioram em relação ao AG simples, para simulações com estes período de tempo de 12 horas, aquela versão deixará de ser tida em conta.

De acordo com a Tabela 6.14, verifica-se que o valor da função objetivo adquire melhores benefícios económicos em relação às simulações de onde o período temporal de simulação é de seis horas, contudo o resultado não é duas vezes maior como seria expectável.

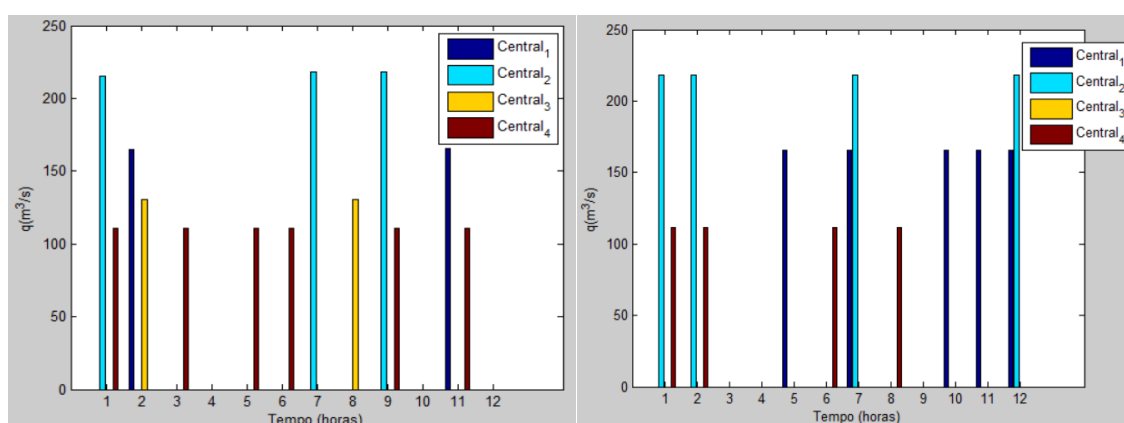


Figura 6.8 – Caudais obtidos pelas simulações com um período temporal de 12 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação do AG; b) simulação AGH

De acordo com a Figura 6.8, verifica-se que o número de vezes que o conjunto das centrais entra em funcionamento é igual, contudo existe uma discrepância no valor do

benefício económico, pois este está muito dependente de que central entra em funcionamento. Por exemplo, se for a central 4 a entrar em funcionamento em vez da central 1, os benefícios económicos obtidos serão superiores pois a conversão de energia que a central 4, para um mesmo período horário, é muito superior a da central 1.

6.5.2. Introdução das restrições horárias

Nesta simulação (aqui definida com simulação 39) foi introduzido o período horário das horas de vazio, de forma a aproximar o problema à realidade. Como nas horas de vazio, o consumo de energia é inferior, e como tal, as necessidades de produção baixam, pretende-se impedir o funcionamento das centrais em modo de turbina.

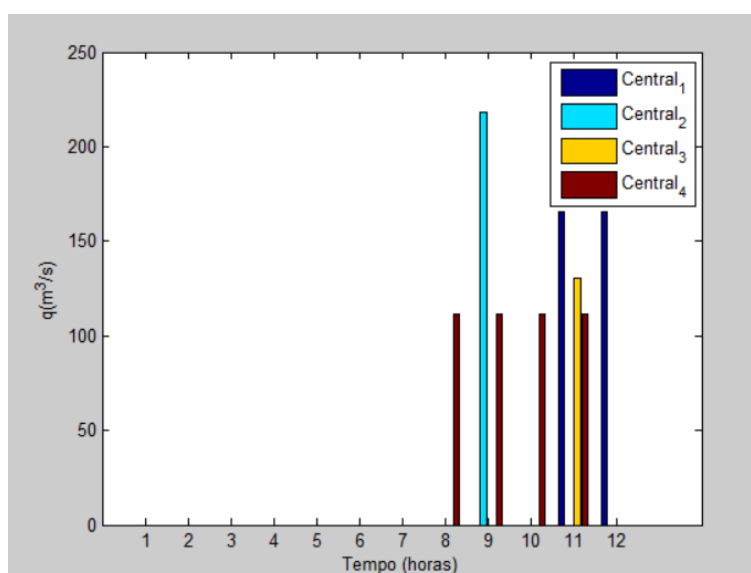


Figura 6.9 – Caudais obtidos pela simulação com introdução das horas de vazio

Como se pode verificar pela Figura 6.9, nos primeiros 7 períodos horários as centrais não turbinam água, mas ao contrário do que acontece nesta simulação, nas primeiras 7 horas as centrais 3 e 4 deveriam bombear água. Feita uma análise a todos os parâmetros do problema verifica-se que a forma como o problema está estruturado e como nos algoritmos genéticos cada variável é avaliada de forma independente, o modo de bombagem significa que existe uma perda no benefício económico. A perda económica que se obtém no instante em que as centrais bombeiam água, posteriormente seria

vantajosa se nas horas seguintes ao bombeamento de água, essa água fosse turbinada com preços de energia mais elevados.

Nos dados fornecidos pela REN, os preços de energia têm um comportamento invulgar, nas horas de vazio o preço da energia é superior ao preço da energia nas horas fora de vazio, algo que não é expectável. Para contornar esse problema foi introduzido no preço da energia das horas de vazio um fator que permita baixar os valores do custo dessa energia. Assim, na próxima simulação (simulação 40) pretende-se avaliar o comportamento do problema com a introdução do fator, $K=0.5$.

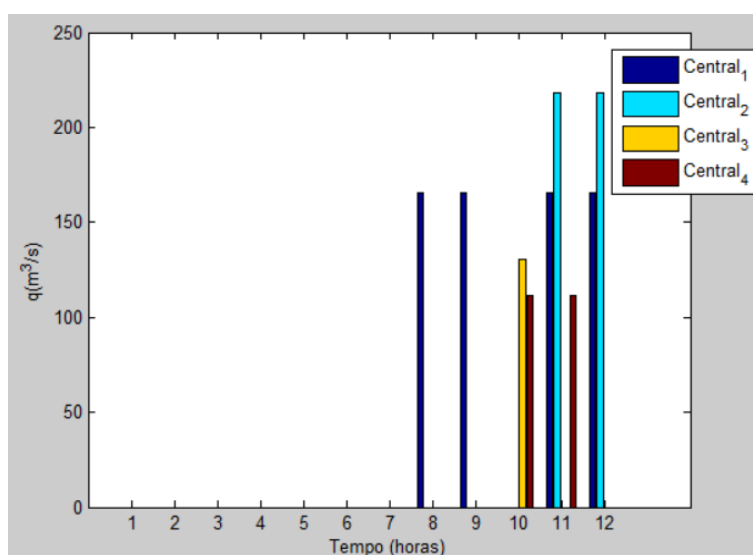


Figura 6.10 – Caudais obtidos pela simulação com introdução do fator $K=0.5$

Embora o preço da energia nas horas de vazio seja inferior ao preço de energia nas horas de fora de vazio isso não é suficiente para que nas primeiras sete horas as centrais hidroelétricas bombeiem água, de acordo com a Figura 6.10.

Investigados todos os parâmetros do código programado, verifica-se que embora a AG atribua valores aos caudais bombeados, $q < 0$, mas estes não se adequam aos limites dos caudais bombeados e como tal, são afetos caudais nulos.

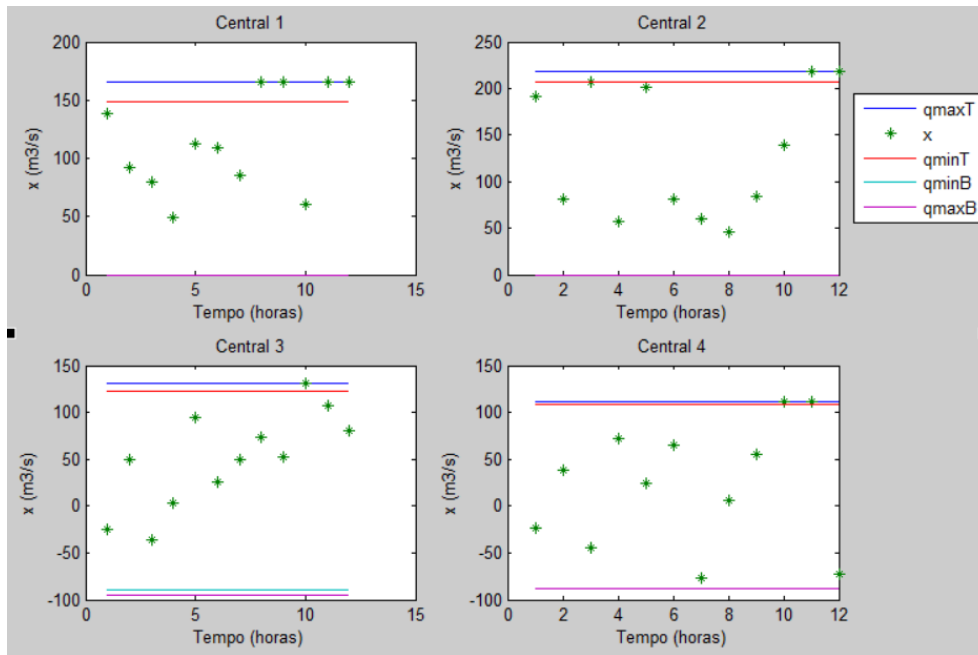


Figura 6.11 – Soluções encontradas pelo AG na simulação com introdução do fator $K=0.5$

Como se pode ver pela Figura 6.11, o espaço de soluções para os caudais bombeados, nas centrais 3 e 4, são limitados pelos limites técnicos dos valores de caudais bombeados. O limite mínimo corresponde aos valores negativos dos caudais máximos, $a=[0; 0; -94.4; -88.4]$ e o negativo dos caudais mínimos correspondem aos limites máximos, $b=[0; 0; -89.7; -87.7]$. Estes limites tornam o espaço de soluções permitido para os caudais bombeados muito reduzido quando comparado com todo o espaço de procura de soluções, entre $a=[0; 0; -94.44; -88.4]$ e $d=[165.6; 218.5; 130.7; 111.2]$, de acordo com a Figura 6.12. Como as soluções que o AG tenta descobrir, x , são valores atribuídos aleatoriamente e que posteriormente são tratados, determinar valores dentro dos limites permitidos para o caudal bombeado é uma tarefa difícil. Para tentar contornar esse problema vai-se aumentar o espaço de soluções dos caudais bombeados, relaxando os limites máximos em 10%, ou seja, $b=[0; 0; -80.73; -78.93]$.

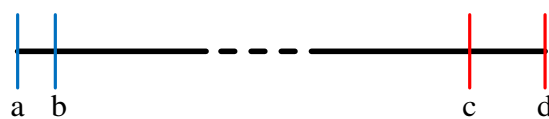


Figura 6.12 – Limites do espaço de procura

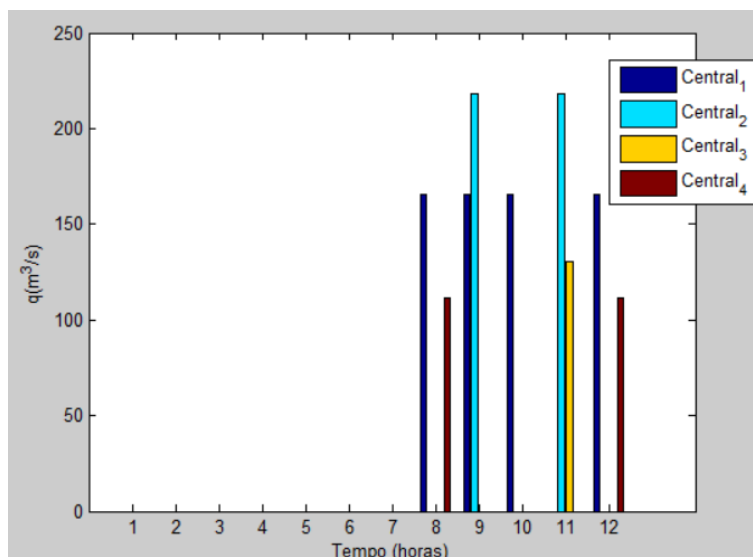


Figura 6.13 – Caudais obtidos pela simulação com relaxamento dos limites máximos dos caudais bombeados em 10%

De acordo com a Figura 6.13, verifica-se que as centrais não turbinam água, mas analisando os dados das 100 tentativas, verifica-se que em algumas já existem dados que colocam as centrais a bombear água. Mas como essas tentativas não permitem obter benefícios económicos aceitáveis, não são as escolhidas para dar a ordem de funcionamento às centrais hidroelétricas.

Para a próxima simulação (aqui definida com simulação 42) aumentou-se o espaço de soluções permitidos para os caudais bombeados em 20%, ou seja, faz-se um relaxamento dos caudais máximos para $b=[0;0;-71.76;-70.16]$.

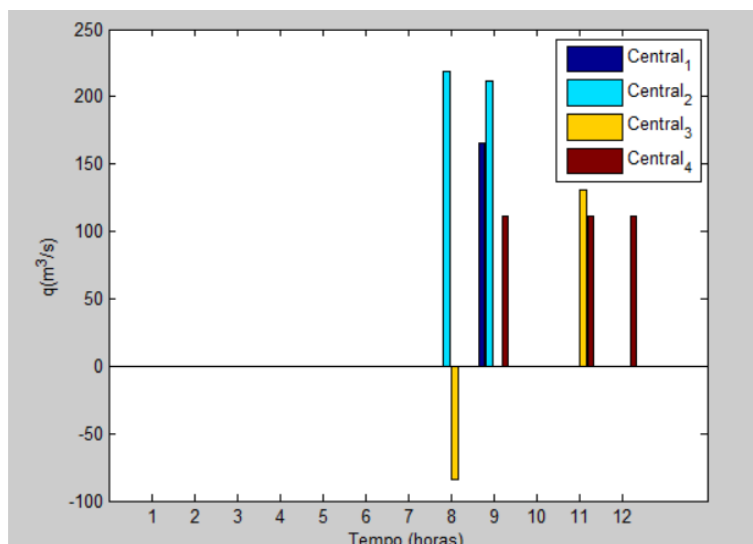


Figura 6.14 – Caudais obtidos pela simulação com relaxamento dos limites máximos dos caudais bombeados em 20%

Com esta situação a melhor solução já permite colocar as centrais a bombear água, de acordo com a Figura 6.14.

Tabela 6.15 – Resultado das simulações com variação dos limites dos caudais

Simulação	40	41	42
b	$-q^{\min B}$	$-0.9 \times q^{\min B}$	$-0.8 \times q^{\min B}$
K	0.5	0.5	0.5
Lucro	66 634	69 388	76 248
Tempo	5 911	7 525	10 870

Como se pode ver pela Tabela 6.15, para os mesmos valores de preço de energia, o valor da função objetivo melhora com o aumento do espaço de procura permitido para os caudais bombeados. Isto leva-nos a pressupor que se os equipamentos instalados nas centrais permitirem uma maior flexibilidade nos valores permitidos para realizar o bombeamento de água, existe uma potencial melhoria nos benefícios económicos resultantes.

6.5.3. Variação da função custo

Até ao momento as simulações onde se introduziram as restrições do período horário, horas de vazio e horas de fora de vazio, apenas colocaram as centrais a bombear água nas horas fora de vazio. No entanto o ideal seria as centrais bombearem água no período noturno, horas de vazio, pois é nestes períodos horários que habitualmente existe excesso de energia, por exemplo, proveniente da produção eólica, admitindo um esquema de exploração de complementaridade entre os recursos hídricos e eólicos

Assim, vai-se variar a função custo, baixando o preço da energia no período noturno, para o qual serão realizadas duas simulações (aqui definidas como simulação 43 e 44). Para a simulação 43 o preço vai ser reduzido para 30% do preço fornecido pela REN e para a simulação 44 o preço será reduzido para 10%.

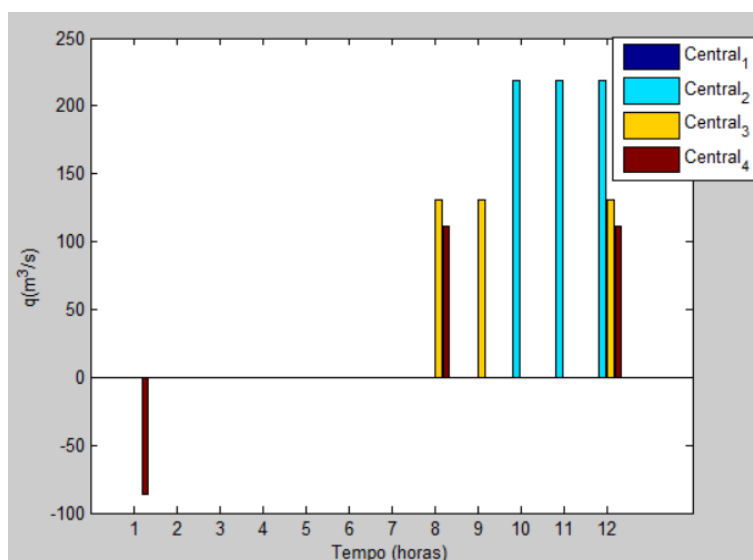


Figura 6.15 – Caudais obtidos pela simulação com um fator $K=0.3$

Com a redução do preço da energia, simulação 43, verifica-se que as centrais já entram em funcionamento no modo de turbinamento nas horas de vazio, Figura 6.15, ou seja a função custo já consegue compensar a abatimento dos lucros quando as centrais bombeiam água.

Tabela 6.16 – Resultados das simulações com variação da função custo

Simulação	43	44
b	$-0.8 \times q^{\min B}$	$-0.8 \times q^{\min B}$
K	0.3	0.1
Lucro	79 604	86 724
Tempo	10 729	10 384

Os benefícios económicos que se obtêm com estas simulações são superiores quando comparados com os valores das três simulações anteriores, com um tempo de computação relativamente idêntico.

O resultado destas simulações identifica-se muito com que se espera que aconteça na realidade. A energia potencial das albufeiras deve ser salvaguardada nas horas de vazio, ou seja, quando o preço da energia é mais baixo, para que posteriormente, nas horas de fora de vazio, exista água suficiente para responder às necessidades de energia.

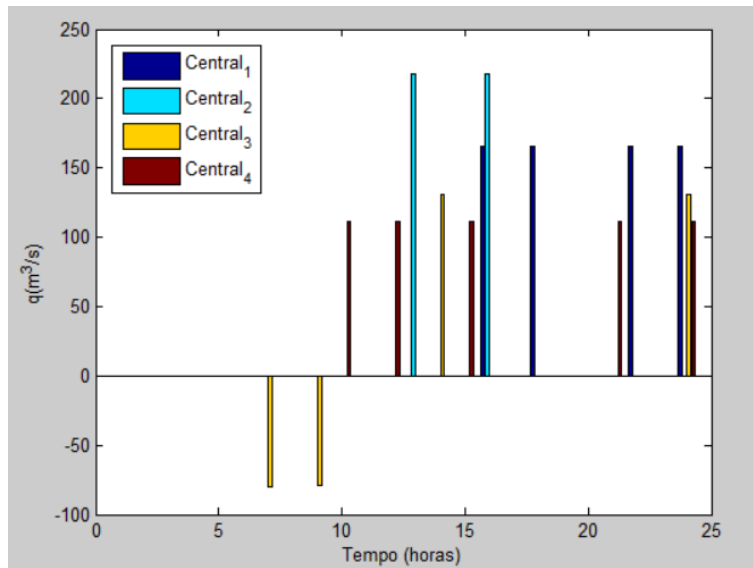
6.6. Períodos de tempo de vinte e quatro horas

6.6.1. Avaliação do comportamento do sistema com restrições horárias e com volumes iniciais de água das albufeiras médios

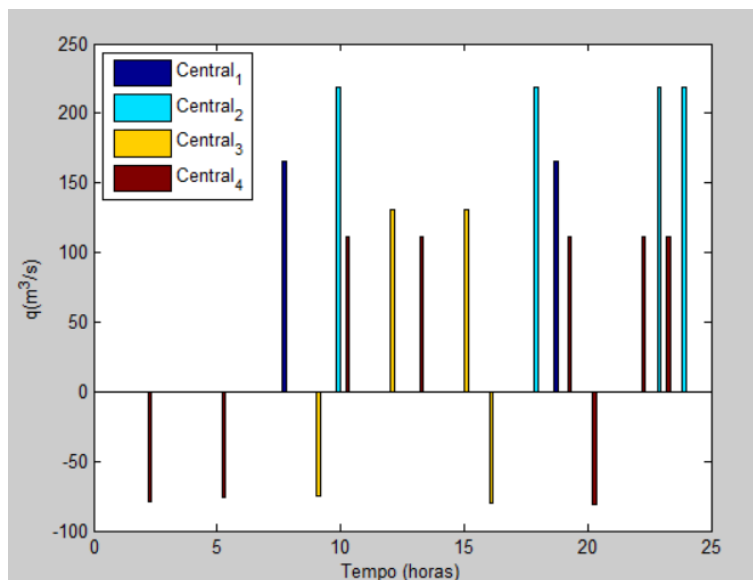
Nestas simulações pretende-se avaliar o comportamento do sistema quando o período temporal da simulação é de 24 horas, $n = 24$, ou seja, o algoritmo terá de descobrir 96 variáveis, q_{ij} , $i = 1, \dots, 4$, $j = 1, \dots, n$.

Nestas simulações (aqui definidas como simulações 45 e 46), continuarão a ser utilizados os parâmetros que melhor se adequam ao AG simples e híbrido.

Nestas simulações as albufeiras encontrar-se-ão a meia carga, $V^{in} = V^{med}$, o preço da energia nas horas de vazio será de apenas 10% dos valores dos dados iniciais e os caudais bombeados serão relaxados em 20%.



(a)



(b)

Figura 6.16 – Caudais obtidos pela simulação com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação do AG; b) simulação AGH

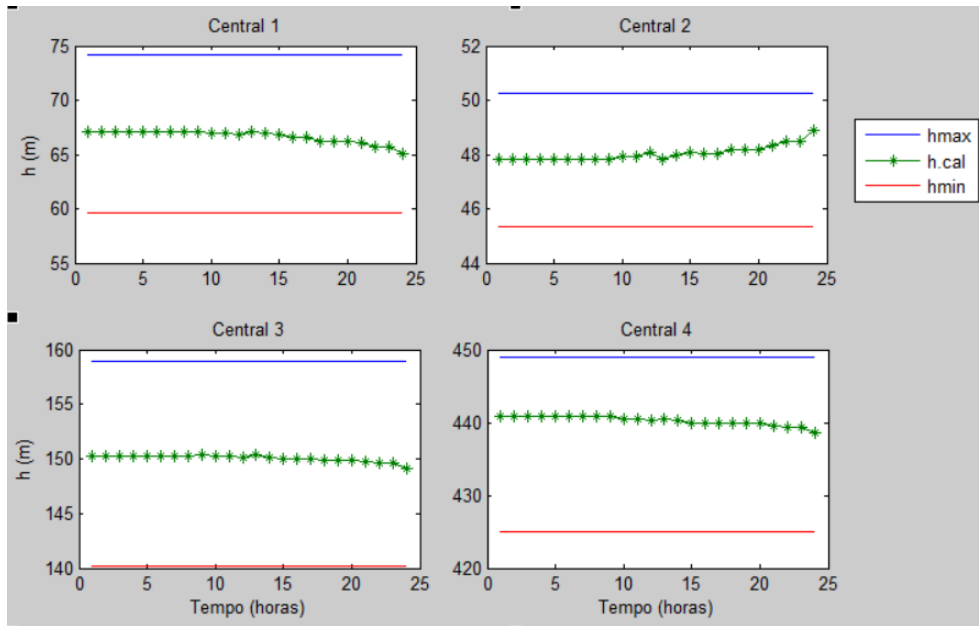
Analisando os gráficos da Figura 6.16, espera-se que a simulação do algoritmo genético simples, obtenha piores resultados económicos pois, ainda que esta simulação coloque as centrais a funcionarem no modo de turbinamento durante o mesmo número de horas, o número de horas de funcionamento no modo de bombagem é superior. Para piorar o caso, esse bombeamento de água é em grande parte realizado nas horas de fora de vazão.

No entanto, como se pode verificar pelos resultados do lucro obtidos pelas simulações, Tabela 2.1, a simulação 46 é a que obtém o melhor benefício económico e melhor tempo de computação.

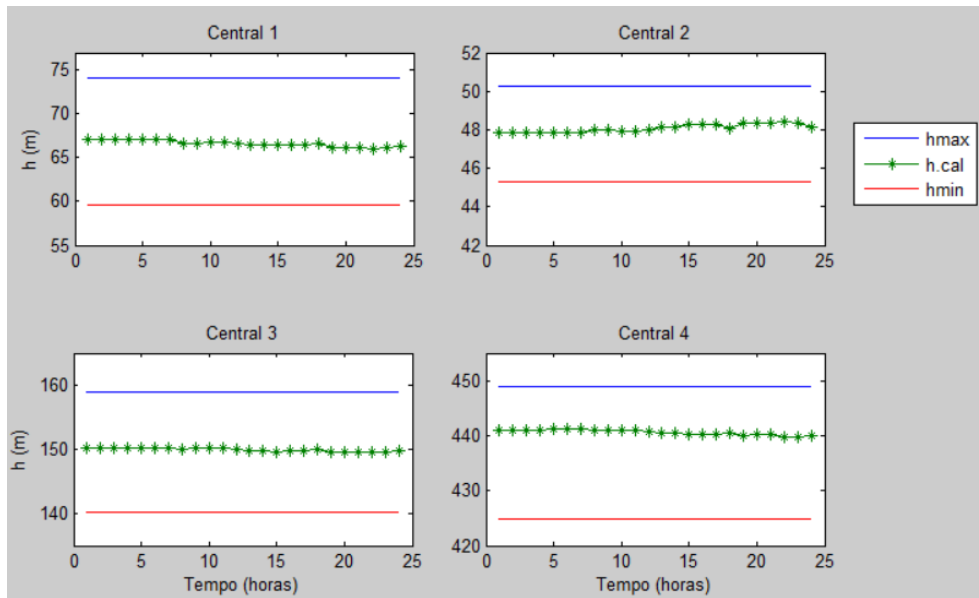
Tabela 6.17 – Resultados das simulações com períodos de tempo de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio

Simulação	45	46
	AG	AGH
V^{in}	V^{med}	V^{med}
b	$-0.8 \times q^{minB}$	$-0.8 \times q^{minB}$
K	$10\% * P$	$10\% * P$
Lucro	155 720	158 520
Tempo	40 188	40 001

Analisando os limites técnicos, verifica-se que em ambas as simulações os valores das alturas de queda, Figura 6.17, encontram-se dentro dos limites técnicos estabelecidos em projeto. Quanto à potência de produção, esta também se encontra dentro dos limites técnicos definidos em projeto, como se pode verificar pelas Figura 6.18.

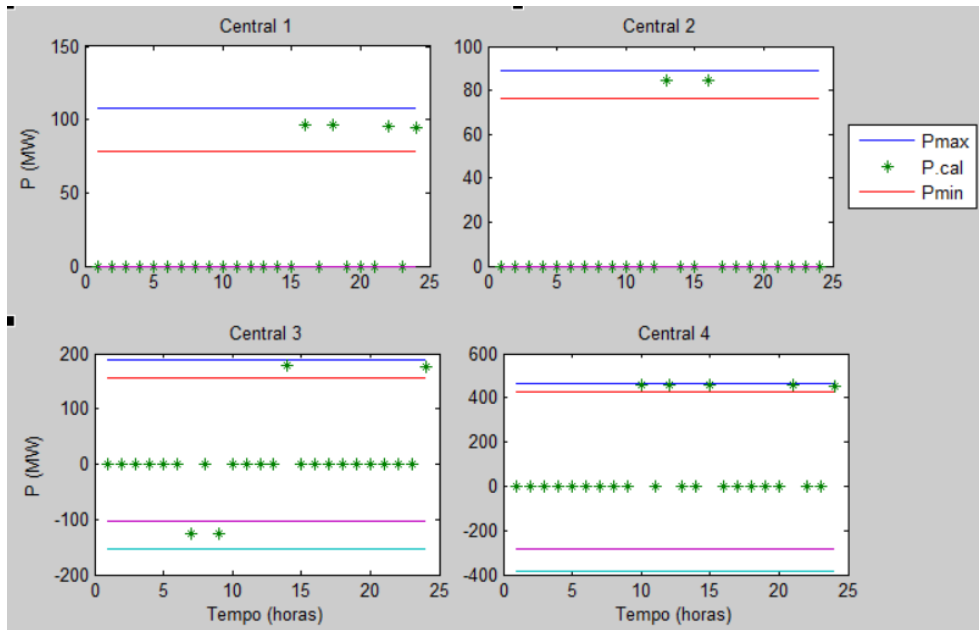


(a)

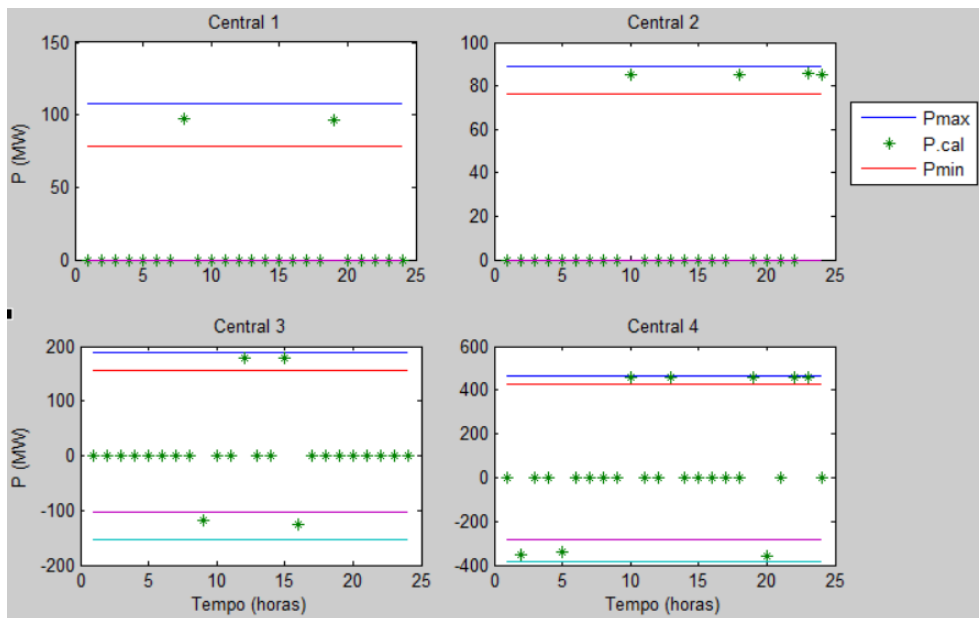


(b)

Figura 6.17 – Limites de alturas de queda obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação do AG simples; b) simulação do AGH



(a)



(b)

Figura 6.18 – Limites de potência obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor médio: a) simulação AG simples; b) simulação do AGH

6.6.2. Avaliação do comportamento do sistema com restrições horárias e com volumes iniciais de água das albufeiras máximos

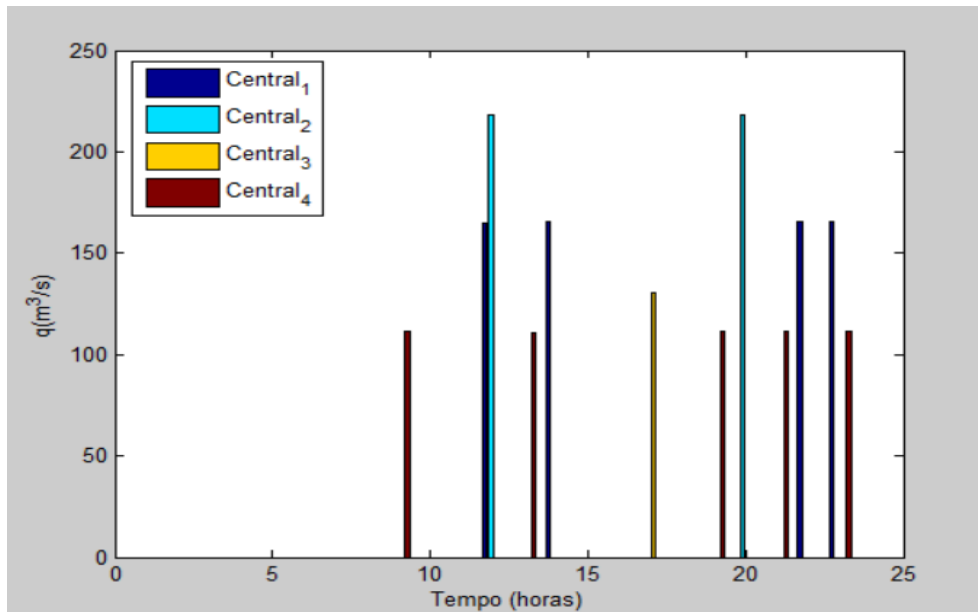
Nestas simulações pretende-se avaliar o comportamento do sistema quando as albufeiras se encontram em plena carga, $V^{in} = V^{max}$, para períodos de tempo de 24 horas, o preço da energia nas horas de vazio será de apenas 10% dos dados iniciais e os caudais bombeados relaxados em 20%.

Nestas simulações (aqui definidas como simulação 47 e 48), serão testadas a versão simples do AG e a versão híbrida, respetivamente.

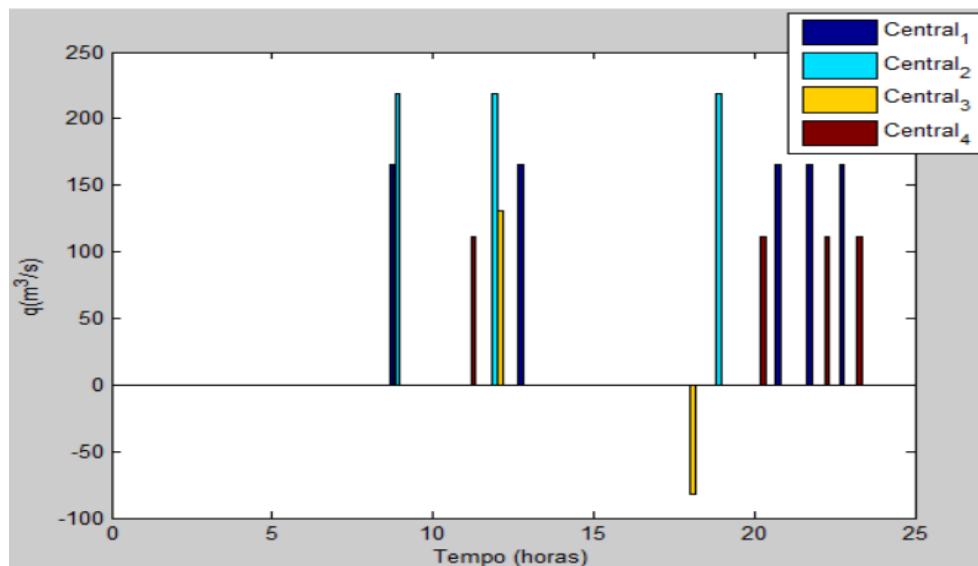
Tabela 6.18 – Resultados das simulações com períodos de tempo de 24 horas e com o volume inicial no seu valor máximo

Simulação	47	48
	AG	AGH
V^{in}	V^{max}	V^{max}
b	$-0.8 \times q^{\min B}$	$-0.8 \times q^{\min B}$
K	$10\% * P$	$10\% * P$
Lucro	155 870	146 190
Tempo	19 762	23 449

De acordo com a Tabela 6.18, verifica-se que o tempo de computação é bastante inferior aos tempos de computação das simulações da Tabela 6.17, isto porque se os volumes das albufeiras se encontrarem no limite máximo, as possibilidades para as soluções diminuem. Por exemplo, se o volume das albufeiras se encontrar no máximo, a possibilidade de bombear água é excluída.



(a)

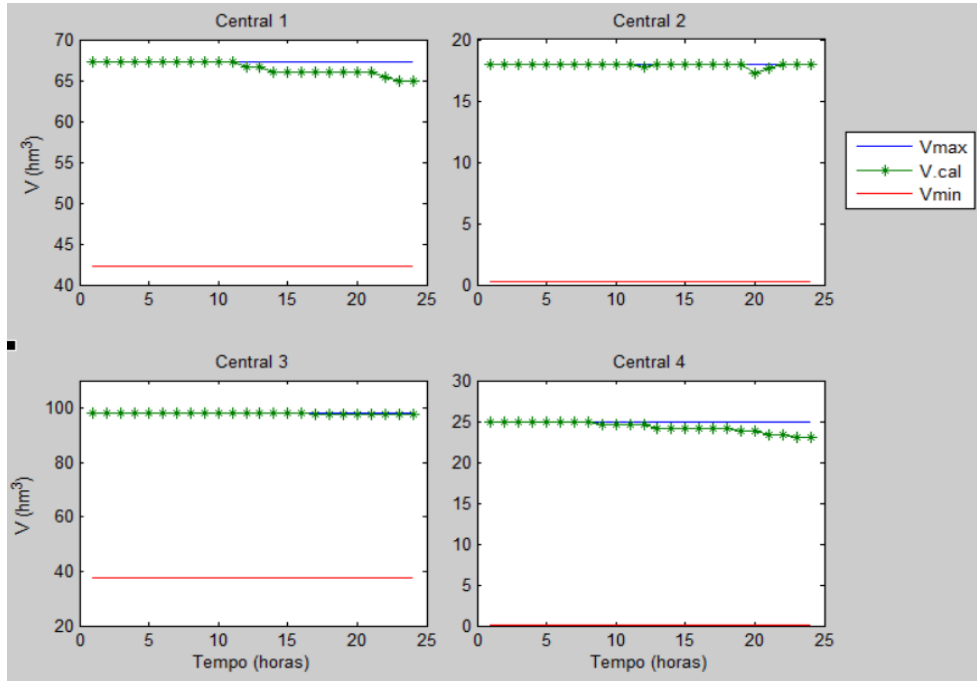


(b)

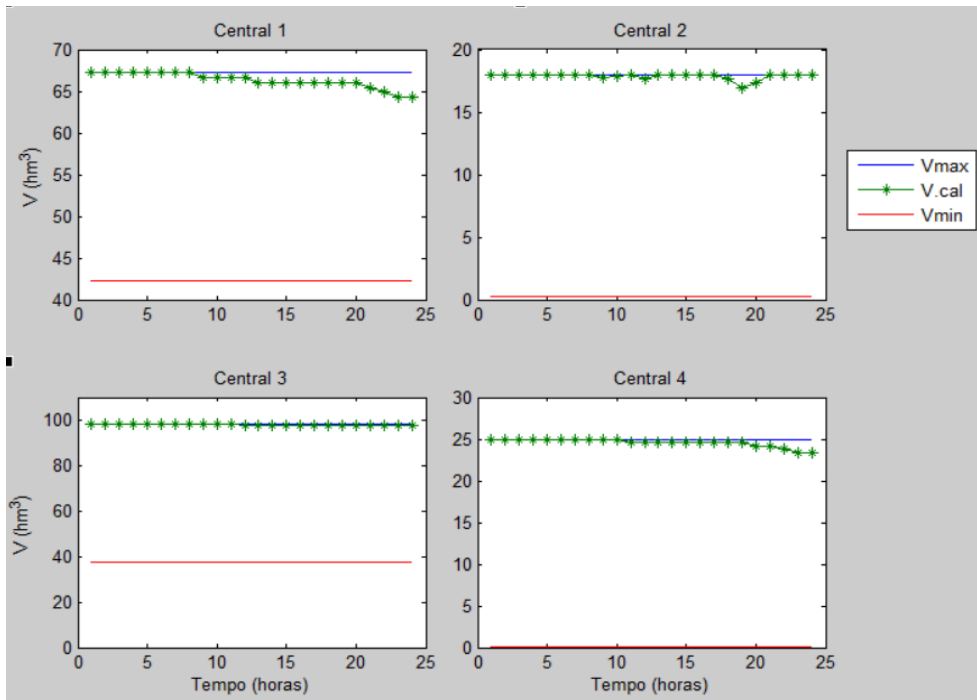
Figura 6.19 – Caudais obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação do AG simples; b) simulação do AGH

Na programação realizada para este problema impôs-se que as centrais apenas poderiam realizar bombeamento de água no caso de as albufeiras não se encontrassem na sua máxima carga. Como se pode verificar pelos resultados da Figura 6.19 b), a central 3 apenas entra em funcionamento no modo de bombagem, porque os volumes de água da albufeira 3 não se encontram no seu máximo, de acordo com a Figura 6.20 b).

De acordo com a Figura 6.20, confirma-se que, em ambas as simulações, os volumes de água das albufeiras se encontram dentro dos limites técnicos.

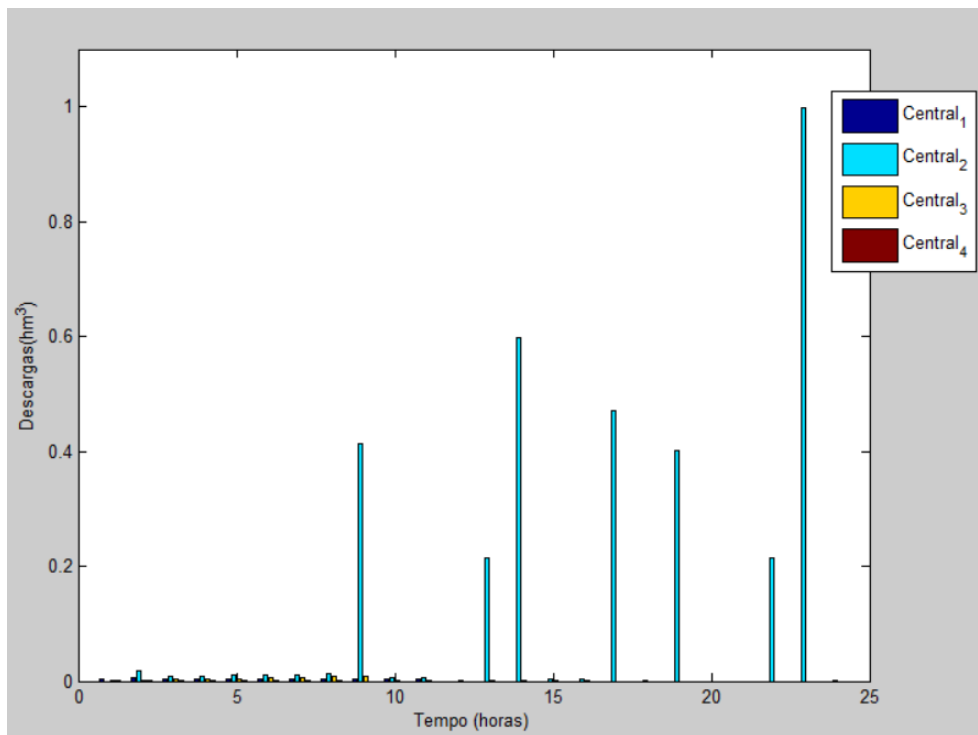


(a)

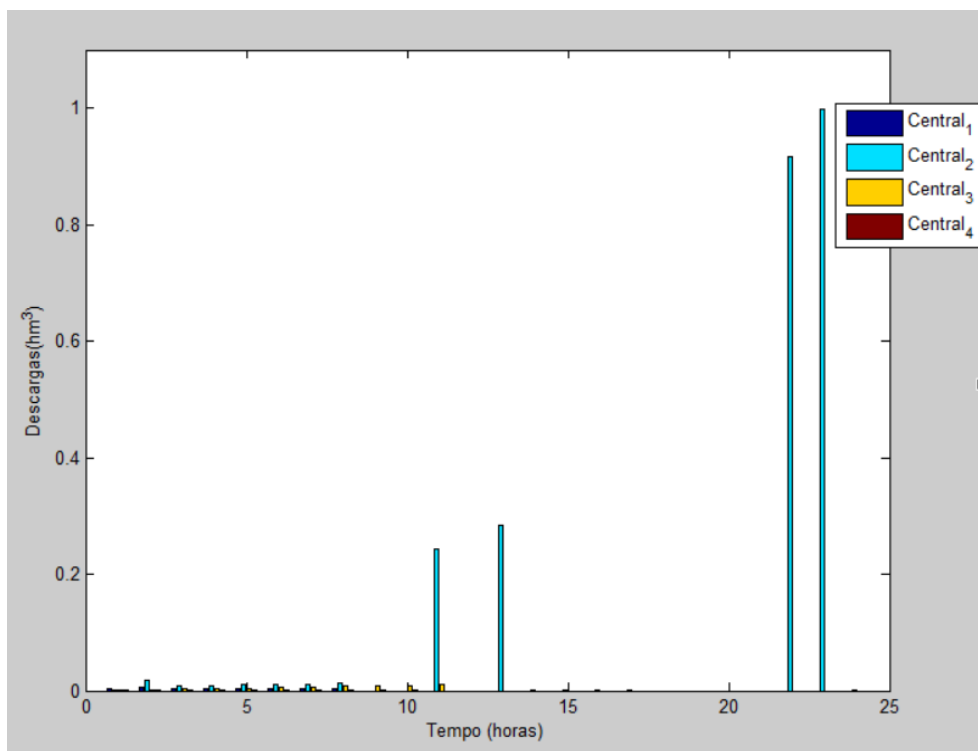


(b)

Figura 6.20 – Limites dos volumes de água obtidos pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu valor máximo: a) simulação AG; b) simulação do AGH



(a)



(b)

Figura 6.21 – Descargas de água obtidas pelas simulações com um período temporal de 24 horas e com o volume inicial no seu máximo: a) simulação do AG; b) simulação do AGH

Comparando a Figura 6.21 com a Figura 6.19, verifica-se que quando uma ou mais centrais a montante (centrais 1, 3 e 4) entram em funcionamento no regime de turbinamento, implica que a central 2 faça descargas de água, caso esta não entre em funcionamento. De analisar que, embora as descargas de água provoquem desperdício de energia potencial, é importante que elas se realizem, para segurança das centrais.

6.6.3. Avaliação do comportamento do sistema com restrições horárias e com volumes iniciais de água das albufeiras mínimos

Nestas simulações pretende-se avaliar o comportamento do sistema quando as albufeiras se encontram vazias, $V^{in} = V^{\min}$, para períodos de tempo de 24 horas, o preço da energia nas horas de vazio será de apenas 10% dos valores dos dados iniciais e os caudais bombeados relaxados em 20%.

Nestas simulações (aqui definidas como simulações 49 e 50), serão testados a versão simples do AG e a versão híbrida, respetivamente.

Tabela 6.19 – Resultados das simulações com períodos de tempo de 24 horas e com o volume inicial no seu valor mínimo

Simulação	49	50
	AG	AGH
V^{in}	V^{\min}	V^{\min}
b	$-0.8 \times q^{\min B}$	$-0.8 \times q^{\min B}$
K	$10\% * P$	$10\% * P$
Lucro	0	0
Tempo	4 452	5 489

De acordo com a Tabela 6.19, verifica-se que as centrais não entram em funcionamento quando os volumes iniciais de água das albufeiras são mínimos.

Analisando as entradas de água nas albufeiras, afluências de água, verifica-se que, em 24 horas, as afluências não são suficientes para que as centrais entrem em funcionamento, tal como aconteceu nas simulações da secção 6.4.3.

Nestas simulações o tempo de computação é muito reduzido quando comparado com o tempo de computação das simulações das secções 6.6.1 e 6.6.2. Analisando as saídas do algoritmo, em ambas as simulações, verifica-se que apenas é originada uma geração, pois o algoritmo não encontra soluções possíveis (*exitflag* = -2).

Capítulo 7

7. Conclusão

O estudo de Sistemas de Energia Elétrica tem sofrido importantes desenvolvimentos nos últimos anos. Com a reestruturação do setor elétrico imposta em parte pela penetração da produção descentralizada e com a introdução dos Mercados de Energia Elétrica, a crescente competitividade que as empresas enfrentam, faz com que seja necessário estudar novas metodologias e ferramentas computacionais para enfrentar os problemas que daí têm surgido.

O avultado investimento necessário para estabelecer uma central, e o interesse em o amortizar rapidamente, justifica a existência de bastantes trabalhos dedicados ao planeamento daqueles e modos de exploração.

A otimização de aproveitamentos hídricos em ambiente de mercado, deve permitir aos responsáveis pelo planeamento determinar as ações de exploração que originam o maior proveito, sendo que todas as suas decisões são construídas com uma certa exposição ao risco.

Foi objetivo deste trabalho apresentar um conjunto de contribuições significativas para o problema de otimização, atrás referido, através da implementação de um modelo de otimização. Este modelo deve ser capaz de desenvolver uma metodologia que permita estimar os lucros obtidos pela exploração de uma cascata hidroelétrica, que atue em mercados de eletricidade, tendo em consideração as relações não lineares entre a potência produzida, o caudal e a altura de queda, a interligação entre aproveitamentos e a possibilidade de existir bombagem bem como todos os efeitos que daqui surgem.

Para o desenvolvimento deste problema foi necessário implementar algumas simplificações, como a possibilidade de vender toda a energia elétrica produzida no mercado da eletricidade, ou seja, a os custos de arranque das centrais e o tempo de passagem da central elétrica do modo de turbina ao modo de bomba são desprezados e os rendimentos de turbinagem e bombagem constantes.

Da análise dos parâmetros do AG, simulações com período temporal de 2 horas, pode-se concluir que a escolha adequada dos parâmetros dos AG permite obter resultados mais vantajosos do ponto de vista económico; o valor da função lucro que se obtém depois de escolhidos os parâmetros mais apropriados é muito superior quando comparada com a simulação onde foram utilizados dos valores pré definidos dos AG. Neste caso, para simulações com períodos temporais de duas horas, as melhoras que se obtêm são de 15 mil euros, para a exploração das quatro centrais hidroelétricas. Tendo em conta os pressupostos considerados admite-se que a simulação é melhor quanto maior a maximização do lucro.

Nos resultados obtidos pelas simulações onde as centrais ficam sujeitas a volumes máximos de água, verifica-se que o modelo não toma decisões de exploração ideais, ou seja, este não consegue impedir que existam descargas de água quando as albufeiras estão cheias.

Nas restantes simulações, verificou-se que, com as alterações necessárias relativamente ao caso inicial (variação da função de custo e relaxamento dos caudais permitidos para o bombeamento de água), é possível obter uma estratégia mais realista para problemas de otimização de uma cascata hidroelétrica.

Uma das desvantagens da programação praticada no problema em estudo, é o elevado tempo de computação necessário para a execução do algoritmo. No caso, das simulações para períodos temporais de 24 horas o tempo de computação pode chegar a 11 horas. O elevado tempo de computação deve-se ao facto de neste trabalho estar a ser escolhido o melhor valor da função objetivo dentro de 100 tentativas. Estes tempos são muito elevados, e como tal para trabalhos futuros sugere-se que se encontre um equilíbrio entre o número de tentativas e o valor da função objetivo.

De uma forma geral, conclui-se que a modelação do problema consegue aproximar-se à realidade da exploração de uma cascata hidroelétrica, ou seja, o problema responde de forma realista à interligação que existe entre as centrais hídricas da cascata. A metodologia utilizada permite também lidar com o elevado número de variáveis que caracterizam este problema, bem como com as suas restrições técnicas.

De acordo com os resultados obtidos, é possível afirmar que é possível utilizar para a modelação de um problema de otimização de centrais hidroelétricas um programa

baseado em Algoritmos Genéticos, idealizado para a resolução de problemas de diversas áreas. O algoritmo é ainda capaz de fornecer uma estratégia de exploração de centrais hídricas a curto prazo.

Para futuros trabalhos sugere-se:

- Neste trabalho uma das simplificações utilizadas, foi a consideração de um custo nulo de arranque das centrais hídricas; seria de grande interesse verificar o impacto dos custos de arranques e paragens que estas manobras implicam;
- Divisão da potência instalada pelo número de grupos gerador/motor instalados na central, permitindo o funcionamento de cada grupo isoladamente;
- O cálculo do valor futuro da água, que é um problema ainda com diversos aspetos a serem desenvolvidos, especialmente em mercados de eletricidade;
- Introdução na função objetivo uma penalidade atribuída aos desperdícios de água;
- Construção de um programa que providencie previsões das curvas de oferta e procura para cada hora. Estas previsões seriam utilizadas pelo programa desenvolvido nesta dissertação para realizar o planeamento da exploração das centrais hídricas considerando o impacto que as propostas apresentadas teriam no preço de fecho do mercado;
- No trabalho desenvolvido, o preço da energia foi tratado como um dado de entrada, ou seja, não era atualizado em função das decisões de operação. Assim, sugere-se o desenvolvimento de um programa que permita avaliar as alterações do preço da energia em função das decisões, aumento a produção em algumas horas e ao aumento da carga noutras.
- Quanto ao AG poderia ser estabelecida uma forma de gerar uma população inicial com indivíduos viáveis, ou pelo menos perto da viabilidade em vez de a gerar aleatoriamente e com posterior necessidade de tratamento de dados. Esta medida poderia aumentar significativamente a rapidez de convergência.
- Criar um AG que explore adequadamente a estrutura deste tipo de problemas.

Bibliografia

- [1] L. David and P. Oliveira, "Planeamento e Produção de Electricidade - Aproveitamentos Hidroeléctricos e Fins Múltiplos," Universidade de Coimbra - Faculdade de ciências e tecnologia, 2009.
- [2] J. C. V. Sousa, "Estimativa da remuneração de centrais hídricas em mercados de electricidade," Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [3] EDP. (2013, 20 Outubro). *Reforços de potência*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=rp
- [4] S. A. P. Coba, "L. D. A. Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)," Instituto da Água, IP 2007.
- [5] A. S. d. C.-. APREN. (2013, 17 Outubro). *O verdadeiro custo da electricidade renovável em Portugal* Disponível em: http://www.apren.pt/fotos/editor2/antonio_sa_da_costa.pdf
- [6] R.-R. E. Nacionais, "Dados Técnicos Eletricidade," 2012.
- [7] D. d. P. Hidráulica, "Declaração Ambiental de 2012," EDP 2012.
- [8] A. Pedrosa. (2013, 23 Outubro). *Centrais eléctricas*. Disponível em: <http://ameliapedrosa2.com.sapo.pt/FM3/CIRCUITOS2/Centrais.htm>
- [9] P. J. T. da Cruz, "Integração da eólica com a hídrica reversível," Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2012.
- [10] R. Maestri. (2012, 14 Janeiro). *Sou Engenheiro*. Disponível em: <http://www.engenheirmaestri.com/2012/03/barragem-de-foz-tua.html>
- [11] EDP. (2013, 20 Outubro). *Complementaridade Hídrica-Eólica*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/complementariedade_hidroeolica_he.php
- [12] V. Koritarov, L. Guzowski, J. Feltes, B. Trouille, P. Donalek, and V. Gevorgian, "Modeling Ternary Pumped Storage Units," Argonne National Laboratory 2013.
- [13] J.-P. Taulan, F. CHLOErets, P. Laurier, and E. Monique Bourrilhon, "WATERPOWER XVI in Spokane-paperN 114 Pump-Turbine Integration in Renewable Energy Systems."
- [14] L. M. d. S. Figueiredo, "Utilização de Máquinas de Velocidade Variável em Aproveitamentos Hidroeléctricos com Bombagem ", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto 2013.
- [15] C. d. R. d. MIBEL. (2009, 18 Novembro). *Descrição do Funcionamento do MIBEL* Disponível em: http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Estudo_MIBEL_PT.PDF
- [16] P. V. M. Pereira, "Fornecimento de Serviços de Sistema no Sistema Eléctrico Nacional," Universidade Técnica de Lisboa 2009.
- [17] A. F. Gomes. (2014, 5 Novembro). *Recomendação ao Governo de revisao dos CMEC*. Disponível em: http://www.concorrenca.pt/vPT/Noticias_Eventos/Intervencoes_publicas/Documents/CMEC20140205.pdf
- [18] G. S. Sampaio, "Optimização da exploração de centrais hídricas utilizando Algoritmos Genéticos, em ambiente de mercado ", Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.

- [19] A. Pacheco, "Otimização da exploração de centrais hídricas utilizando EPSO, em ambiente de mercado," Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [20] N. Boaventu, "Optimização horária da hídricos, usando uma M ambiente de," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [21] A. O. Barboza, "Simulação e técnicas da computação evolucionária aplicadas a problemas de programação linear inteira mista," Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2010.
- [22] J. F. de Faria Marrucho, "Gestão a curto prazo de aproveitamentos hídricos em ambiente de mercado," Universidade do Porto, 2014.
- [23] G. J. Osorio, J. C. O. Matias, and J. P. S. Catalao, "A review of short-term hydro scheduling tools," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2013 48th International Universities'*, 2013, pp. 1-6.
- [24] S. J. P. S. Mariano, J. P. S. Catalao, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Profit-Based Short-Term Hydro Scheduling considering Head-Dependent Power Generation," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, 2007, pp. 1362-1367.
- [25] J. Catalão, S. Mariano, V. Mendes, and L. Ferreira, "Métodos de optimização aplicados em sistemas de energia hidroelétricos," 2004.
- [26] M. Mitchell, *An Introduction To Genetic Algorithms* 1998.
- [27] E. Gil, J. Bustos, and H. Rudnick, "Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 1256-1264, 2003.
- [28] L. Davis, *Handbook of genetic algorithms* vol. 115: Van Nostrand Reinhold New York, 1991.
- [29] J. H. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems: An introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*: U Michigan Press, 1975.
- [30] MathWorks. (2014, 22 de Maio). *Genéticos Opções Algoritmo*. Disponível em: <http://www.mathworks.com/help/gads/genetic-algorithm-options.html>
- [31] MathWorks. (2014, 30 Junho). *Genetic Algorithm - Options and Outputs*. Disponível em: <http://www.mathworks.com/help/gads/options-and-outputs.html>
- [32] E. S. Universal. (2009, 24 Setembro). *Horários de Alta Tensão*. Disponível em: <http://www.edpsu.pt/pt/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosMT.aspx>

Anexo A

Ciclo semanal em instalações de Alta Tensão [32]

	horário de Inverno	horário de Verão
segunda a sexta		
ponta	das 09:30 às 12:00 das 18:30 às 21:00	das 09:15 às 12:15
cheias	das 07:00 às 09:30 das 12:00 às 18:30 das 21:00 às 24:00	das 07:00 às 09:15 das 12:15 às 24:00
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 07:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
sábados		
cheias	das 09:30 às 13:00 das 18:30 às 22:00	das 09:00 às 14:00 das 20:00 às 22:00
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 09:30 das 13:00 às 18:30 das 22:00 às 24:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 09:00 das 14:00 às 20:00 das 22:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
domingos		
vazio	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00	das 00:00 às 02:00 das 06:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00

Anexo B

Tabela de dados

Central hidroelétrica	Unidades	Central 1	Central 2	Central 3	Central 4
V^0	[hm ³]	193.3	150.7	280.0	580.0
Z^0	[m]	0.1	0.1	0.1	0.1
α		1.1	0.3	1.4	4.0
β		0.8	1.0	0.7	0.5
V^{\max}	[hm ³]	67.2	18.0	98.1	25.0
V^{\min}	[hm ³]	42.2	0.3	37.8	0.1
V^{util}	[hm ³]	25.0	17.7	60.3	24.9
Z^{rest}	[m]	151.0	105.4	151.0	151.0
Z^{\max}	[m]	225.1	155.7	310.0	600.0
Z^{\min}	[m]	215.2	150.7	295.8	580.6
h^{nomT}	[m]	69.2	51.0	133.9	439.0
$h^{\max T}$	[m]	74.1	50.3	159.0	449.0
$h^{\min T}$	[m]	64.2	45.3	144.8	429.6
h^{nomB}	[m]			133.9	439.0
$h^{\max B}$	[m]			159.0	449.0
$h^{\min B}$	[m]			140.2	424.9
Δh^{nomT}	[m]	2.3	1.5	1.9	10.6
Δh^{nomB}	[m]			1.2	6.8
q^{nomT}	[m ³ /s]	160.0	220.0	120.0	110.0
$q^{\max T}$	[m ³ /s]	165.6	218.5	130.7	111.2
$q^{\min T}$	[m ³ /s]	148.5	207.5	122.8	108.8

q^{nomB}	[m ³ /s]			96.0	88.0
q^{maxB}	[m ³ /s]			94.4	88.4
q^{minB}	[m ³ /s]			89.7	87.7
P^{nomT}	[MW]	97.5	91.1	146.0	451.2
P^{maxT}	[MW]	108.2	89.2	188.8	466.6
P^{minT}	[MW]	77.9	76.4	156.3	429.7
P^{nomB}	[MW]			135.3	393.5
P^{maxR}	[MW]	106.5	87.9	185.9	459.6
P^{minR}	[MW]	76.7	75.3	153.9	423.2
η	[%]	93.0	85.5	94.0	97.7
CC	[%]	1.5	1.5	1.5	1.5
ζ	[m ² /s]			94.4	88.4
Número de grupos		2	2	2	3
Indisponibilidade furtuita	[%]	1.3	1.3	1.3	1.3
Indisponibilidade programada	[%]	8.7	8.7	8.7	8.7