FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Planeamento da Operação de Centrais Hídricas Considerando a Perda de Carga e o Impacto nos Preços de Mercado Utilizando a Função *linprog* do *MATLAB*

Mário Gil Pereira dos Reis da Silva e Castro

DISSERTAÇÃO PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES - RAMO DE ENERGIA - ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Tomé Saraiva

Co-orientador: Engenheiro José Carlos Sousa

21 de Julho de 2016

© Mário Castro, 2016

Planeamento da Operação de Centrais Hídricas Considerando a Perda de Carga e o Impacto nos Preços de Mercado Utilizando a Função *linprog* do *MATLAB*

Mário Gil Pereira dos Reis da Silva e Castro

DISSERTAÇÃO PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES - RAMO DE ENERGIA - ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

21 de Julho de 2016

Resumo

A evolução do setor elétrico levou a transformações estruturais na forma como o negócio da eletricidade é encarado. Passou-se de uma visão monopolista e centralizada do setor elétrico para um lógica desagregada e descentralizada. As transações de energia elétrica passaram a ser feitas em ambiente fortemente competitivo, sujeitando-se aos mecanismos de mercado.

O aparecimento de concorrência em atividades como a produção e a comercialização de energia elétrica veio tornar premente a necessidade das companhias elétricas desenvolverem novas tecnologias. Para ganharem vantagem face à concorrência, as empresas devem incorporar técnicas de otimização dos seus ativos.

A balança comercial portuguesa é fortemente penalizada pela importação de hidrocarbonetos. A construção de novos aproveitamentos hidroelétricos e os reforços de potência em barragens já existentes poderão ser a chave para um futuro mais sustentável e contribuir para a independência energética portuguesa.

A complexidade associada ao problema de planeamento do funcionamento de centrais hídricas é aumentada com a interligação hidráulica entre os aproveitamentos dispostos no mesmo curso de água. A relação não-linear entre a queda, o caudal e a potência obriga a um esforço computacional muito elevado, especialmente para sistemas hídricos de dimensão real. As exigências computacionais associadas ao problema de otimização crescem exponencialmente com o horizonte temporal e com o número de centrais consideradas.

Esta dissertação apresenta algumas inovações para a otimização do planeamento da operação de centrais hídricas. Com recurso à função *linprog* da *MATLAB Optimization Toolbox*, implementou-se uma ferramenta computacional, considerando a perda de carga nos circuitos hidráulicos e o impacto nos preços do mercado diário de eletricidade. O horizonte temporal considerado é uma semana (planeamento de curto prazo). O objetivo da aplicação é maximizar a remuneração prevista usando como caso de estudo as barragens do Douro Nacional, concessionadas à EDP-Gestão da Produção de Energia, S.A..

O algoritmo construído inclui a influência da variação dos níveis de regolfo no valor da queda bruta. O rendimento das turbinas hidráulicas é tratado como uma variável que depende do fator de carga. Para proceder à atualização dos preços de mercado, são construídas novas curvas agregadas de mercado juntamente com uma metodologia baseada no cálculo de uma média móvel ponderada, usando um termo de memória relativo aos preços da iteração anterior. Esta técnica matemática tem o intuito de melhorar a convergência do processo iterativo, sobretudo em cenários de forte influência da produção de origem hídrica nos preços de mercado.

Abstract

The evolution of the electricity sector has led to structural changes in the way the electricity business is faced. The sector moved from a monopolistic and centralized view to a disaggregated and decentralized logic. The electricity transactions are now made in a highly competitive environment, subject to the market.

The appearance of competition in activities of the electricity as the production and commercialization became urgent the development of new technologies for the electricity companies. To gain advantage over the competition, companies must incorporate optimization techniques of its assets.

The portuguese trade balance is heavily penalized by the import of hydrocarbons. The construction of new hydropower plants and repowering of the existing dams may be the key to a more sustainable future and to be a contribute to the portuguese energetic independence.

The complexity associated with the scheduling problem of hydro operation is increased with hydraulic interconnections between hydropower plants in the same watercourse. The non-linear relationship between the fall, the flow and power output requires a very large computational effort for the current processing capabilities, specially for real size hydro systems. The computational requirements associated with the optimization problem grow exponentially with the time frame and the number of plants considered.

This dissertation presents some innovations for the hydropower operational scheduling optimization. Using the function *linprog* of the *MATLAB Optimization Toolbox*, was implemented a computational tool, considering the head drop in the hydraulic circuits and the impact on the daily electricity market prices. The considered time horizon is one week (short-term scheduling). The goal is to maximize the expected benefits using like case study the cascade of stations installed in the portuguese section of the Douro river, Douro Nacional, concessionated to EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A..

The algorithm built includes the effect of the variability of tailwater levels in the value of gross head. The efficiency of hydraulic turbines is treated as a variable dependent on the load factor. To perform the update of market prices, the algorithm generates new aggregate market curves. This paper presents a methodology of market prices actualization based on the calculation of a weighted moving average, using a memory term referent to the prices of the previous iteration. This mathematical technique aims to improve the convergence of the iterative procedure, especially in scenarios of strong influence of the hydro production on the market prices.

Agradecimentos

Agradeço ao Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva pela excelente orientação que me proporcionou. O seu rigor, conhecimento e objetividade foram decisivos para o sucesso deste trabalho. Agradeço ainda a forma generosa e paciente com que sempre me recebeu. A competência com que pauta o exercício das suas funções profissionais servirão sempre de exemplo para a minha carreira.

Expresso também um sincero agradecimento ao Engenheiro José Carlos Sousa pela forma simpática e empenhada com que sempre me recebeu na Direção de Regulação e Mercados da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.. A sua experiência e *know-how* nas áreas da hidroeletricidade e dos algoritmos de otimização foram fundamentais para me permitir ir além das metas inicialmente previstas.

Aos meus amigos, em especial aos meus manos Shao e Pedro Mendes, pelos momentos épicos que vivemos.

A todas as pessoas da minha família, por serem as melhores do mundo.

Ao meu irmão, pelo exemplo e apoio incondicional.

À minha Tia Lice, por tudo o que sempre fez por mim.

Aos meus pais, porque são as pessoas mais importantes para mim e sem eles não seria possível chegar aqui.

Mário Gil Pereira dos Reis da Silva e Castro

"A mente que se abre a uma nova ideia jamais volta ao seu tamanho original."

Albert Einstein

Conteúdo

1 Introdução **1**
- 1.1 Considerações gerais . . . 1
- 1.2 Objetivos e campo de aplicação . . . 4
- 1.3 Organização do texto . . . 5

2 Contextualização e Estado da Arte **7**
- 2.1 Considerações gerais . . . 7
- 2.2 Organização do setor elétrico . . . 8
- 2.3 Mercados de eletricidade . . . 12
  - 2.3.1 Mercado . . . 13
    - 2.3.1.1 *Pool* Simétrico . . . 13
    - 2.3.1.2 *Pool* Assimétrico . . . 14
  - 2.3.2 Contratos Bilaterais . . . 15
  - 2.3.3 Modelos Mistos . . . 15
  - 2.3.4 MIBEL . . . 15
  - 2.3.5 Planeamento de operação em regime de mercado . . . 18
- 2.4 Técnicas de otimização utilizadas no problema de *HSP* . . . 19
  - 2.4.1 Meta-heurísticas . . . 19
    - 2.4.1.1 *EPSO* . . . 19
    - 2.4.1.2 Programação Evolucionária . . . 20
    - 2.4.1.3 Algoritmos Genéticos . . . 20
    - 2.4.1.4 *Tabu Search* . . . 21
  - 2.4.2 Programação Dinâmica . . . 21
  - 2.4.3 Programação Não-linear . . . 22
  - 2.4.4 Programação Linear . . . 22
  - 2.4.5 *Under-relaxed Iterative Procedure* . . . 23
- 2.5 Horizonte Temporal . . . 23

3 Gestão da Operação de Centrais Hidroelétricas **25**
- 3.1 Considerações gerais . . . 25
- 3.2 Aproveitamentos Hidroelétricos . . . 27
  - 3.2.1 Passado da energia hidroelétrica em Portugal . . . 27
  - 3.2.2 Situação atual . . . 27
- 3.3 *Hydro Scheduling Problem* . . . 29
- 3.4 Formulação do Problema de *HSP* . . . 29
  - 3.4.1 Variáveis . . . 29
  - 3.4.2 Restrições . . . 32
  - 3.4.3 Modelos simplificados . . . 32

3.4.3.1 Perda de carga constante . . . 32
3.4.3.2 Centrais hidroelétricas encaradas como *price takers* . . . 34
3.5 Formulação do *HSP* completo considerando perda de carga . . . 34

4 Aplicação Desenvolvida Considerando a Perda de Carga e o Impacto nos Preços de Mercado 41
4.1 Impacto nos Preços de Mercado . . . 41
4.2 Consideração do Efeito de Regolfo . . . 48
4.3 Rendimento Variável das Turbinas Hidráulicas . . . 50

5 Caso de Estudo e Resultados Obtidos 57
5.1 Considerações gerais . . . 57
5.2 Descrição do Caso de Estudo . . . 57
5.2.1 Apresentação dos Aproveitamentos Hidroelétricos . . . 57
5.2.2 Afluências e Preços . . . 62
5.2.3 Ferramenta Computacional Usada . . . 63
5.3 Estruturação dos Testes . . . 63
5.4 Apresentação dos Testes Efetuados para o Caso de Estudo . . . 64
5.4.1 *Caso 1* . . . 65
5.4.2 *Caso 2* . . . 68
5.4.3 *Caso 3* . . . 71
5.4.4 *Caso 4* . . . 75
5.4.5 *Caso 5* . . . 78
5.4.6 *Caso 6* . . . 81
5.4.7 *Caso 7* . . . 86
5.4.8 *Caso 8* . . . 89

6 Conclusões, Inovações e Trabalhos Futuros 95
6.1 Conclusões e Inovações . . . 95
6.2 Trabalhos Futuros . . . 98

Referências 99

A Informação sobre os Preços de Mercado 103

Lista de Figuras

2.1 Grafismo associado ao Plano 20-20-20 [16]. 8
2.2 Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1]. 9
2.3 Organização desverticalizada do setor elétrico [9]. 11
2.4 Organização do mercado em *Pool* Simétrico [9]. 14
2.5 Organização do mercado em *Pool* Assimétrico [28]. 14
2.6 Organização do mercado em Modelo Misto [9]. 16
2.7 Sequência no tempo dos mercados e processos no MIBEL [31]. 17
2.8 Informação relativa à ocorrência *Market Splitting* no MIBEL, para o ano de 2015 [5]. 18
2.9 Ilustração da reprodução de uma partícula no *EPSO* [34]. 20

3.1 Fotografia do interior da central de Frades [22]. 25
3.2 Potência produzida por uma turbina hidráulica típica, em função do caudal e da altura de queda do aproveitamento hidroelétrico [9]. 30
3.3 Esquema de uma cascata de dois aproveitamentos hidroelétricos [22]. 31
3.4 Potência gerada por uma turbina hídrica em função do caudal, para diferentes valores de queda [27]. 33
3.5 Erro da aproximação em que se incorre ao considerar a perda de carga constante [23]. 33
3.6 Potência de turbinamento para uma queda h_{ik}^{v}. 35
3.7 Fluxograma correspondente ao modelo *HSP* de curto prazo [9]. 40

4.1 Correlação inversa entre a produção hídrica e os preços de mercado, entre 2013 e 2015, em Portugal [49]. 42
4.2 Produção hídrica e preços de mercado, em Portugal, no ano de 2013 [49]. 42
4.3 Grafismo relativo ao Mercado Diário de Eletricidade Ibérico, no dia 4 de Maio de 2013, retirado do *site* do OMIE. 43
4.4 *Template* da folha *Excel* usada para organizar os dados. 45
4.5 Fluxograma com ciclo externo de atualização dos preços. 47
4.6 Queda bruta de um aproveitamento hidroelétrico [46]. 48
4.7 Aproveitamento hidroelétrico de Miranda do Douro, no Douro Internacional [47]. 49
4.8 Variação do nível das águas de jusante em função do caudal turbinado. 50
4.9 Veio de uma turbina Francis de eixo vertical usada no reforço de potência de Venda Nova III [47]. 51
4.10 Faixa de utilização de turbinas hidráulicas [52]. 52
4.11 Exemplo de uma curva de caudais cronológica [46]. 52
4.12 Curva de rendimento relativo adaptada, em função do caudal, para uma turbina Francis. 55

4.13 Curva de rendimento relativo adaptada, em função do caudal, para uma turbina Kaplan. 56

5.1 Representação Esquemática da Cascata do Douro Nacional [23]. 58
5.2 Grafo representando as transferências de água num sistema de dois aproveitamentos, em três intervalos de tempo sucessivos [53]. 59
5.3 Afluências na barragem do Carrapatelo, durante a semana de teste. 65
5.4 Cenário de preços inicial. 65
5.5 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 1. 66
5.6 Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 1. 66
5.7 Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 1. 67
5.8 Diferenças entres os preços de mercado iniciais e os preços de mercado finais, sem o ciclo externo de atualização dos preços. 68
5.9 Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 2. 69
5.10 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 2. 70
5.11 Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 2. 70
5.12 Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 2. 71
5.13 Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 3. 72
5.14 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 3. 72
5.15 Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 3. 73
5.16 Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 3. 73
5.17 Variação global do nível de jusante face ao nível médio histórico, do Caso 3. . . . 74
5.18 Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 4. 75
5.19 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 4. 75
5.20 Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 4. 76
5.21 Variação do nível de jusante médio do Caso 4. 76
5.22 Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 4. 77
5.23 Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 4. 77
5.24 Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 5. 78
5.25 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 5. 79
5.26 Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 5. 79
5.27 Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 5. 80
5.28 Variação do nível de jusante médio do Caso 5. 80
5.29 Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 5. 81
5.30 Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 6. 82
5.31 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 6. 82
5.32 Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 6. 83
5.33 Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 6. 83
5.34 Variação do nível de jusante médio do Caso 6. 84
5.35 Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 6. 84
5.36 Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 6. 85
5.37 Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 7. 86
5.38 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 7. 87
5.39 Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 7. 87
5.40 Variação do nível de jusante médio do Caso 7. 88
5.41 Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 7. 88
5.42 Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 7. 89
5.43 Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 8. 90
5.44 Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 8. 90

5.45 Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 8. 91
5.46 Variação do nível de jusante médio do Caso 8. 91
5.47 Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 8. 92
5.48 Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 8. 92

Lista de Tabelas

3.1 Aproveitamentos hidroelétricos previstos no PNBEPH de 2007. 28
3.2 Previsão da evolução da potência hidroelétrica instalada em Portugal. 28
3.3 Variáveis do Problema de *HSP*. 30

4.1 Vetor tipo_turbina para as centrais do Caso de Estudo. 53

5.1 Volumes das albufeiras da Cascata do Douro Nacional. 58
5.2 Informação técnica dos aproveitamentos hidroelétricos usados no caso de estudo. 62
5.3 Outras informações técnicas dos aproveitamentos. 62
5.4 Rendimentos das turbinas das centrais da Cascata do Douro Nacional. 62
5.5 Resultados finais para o Caso 1. 68
5.6 Resultados finais para o Caso 2. 71
5.7 Resultados finais para o Caso 3. 74
5.8 Resultados finais para o Caso 4. 77
5.9 Resultados finais para o Caso 6. 85
5.10 Resultados finais para o Caso 7. 89
5.11 Resultados finais para o Caso 8. 92

A.1 Preços iniciais, em €/MWh. 104
A.2 Preços finais do Caso 1, em €/MWh, se fosse considerado o impacto nos preços. 105
A.3 Preços finais do Caso 2, em €/MWh, após a otimização. 106
A.4 Preços finais do Caso 3, em €/MWh, após a otimização. 107
A.5 Preços finais do Caso 4, em €/MWh, após a otimização. 108
A.6 Preços finais do Caso 5, em €/MWh, após a otimização. 109
A.7 Preços finais do Caso 6, em €/MWh, após a otimização. 110
A.8 Preços finais do Caso 7, em €/MWh, após a otimização. 111
A.9 Preços finais do Caso 8, em €/MWh, após a otimização. 112

Lista de Símbolos

i – índice do aproveitamento;
k – índice do período;
m – índice do aproveitamento a montante;
π_k – preço de mercado na hora k;
Pt_{ik} – potência de turbinamento na central i, na hora k;
Pb_{ik} – potência de bombagem na central i, na hora k;
ps – penalidade atribuída aos descarregamentos;
s_{ik}– caudal descarregado pela central i, no período k;
v_{ik} – volume de água na albufeira i, no período k;
a_{ik} – afluência natural ao reservatório i, no período k;
na_{ik} – nível de armazenamento da água no reservatório i, no período k;
qt_{ik} – caudal turbinado pela central i, no período k;
qb_{ik} – caudal bombado pela central i, no período k;
M_i – conjunto de reservatórios diretamente ligados e a montante do reservatório i;
ϕ_m – atraso para caudais turbinados do aproveitamento m até ao i;
λ_m – atraso para caudais descarregados do aproveitamento m até ao i;
ω_m – tempo de atraso para caudais bombados do aproveitamento m até ao i;
vol_i^{min}– volume lançado mínimo para a central i, em todos os períodos;
vol_i^{max} – volume lançado máximo para a central i, em todos os períodos;
v_i^{min} – volume mínimo da albufeira i;
v_i^{max} – volume máximo da albufeira i;
qt_i^{min} – caudal turbinado mínimo da central i;
qt_i^{max} – caudal turbinado máximo da central i;
qb_i^{min} – caudal bombado mínimo da central i;
qb_i^{max} – caudal bombado máximo da central i;
qtn_i – caudal nominal de turbinamento da central i;
qbn_i – caudal nominal de bombagem da central i;
htn_i – queda nominal de turbinamento da central i;
hbn_i – queda nominal de bombagem da central i;
δ_i – coeficiente de bombagem da central i;
v_{iK} – volume da última hora da central i;
v_{iK}^{final} – volume final pretendido na central i.

Lista de Abreviaturas

AES – Alisamento Exponencial Simples;
CAE – Contratos de Aquisição de Energia;
CB – Contratos Bilaterais;
CM – Comercialização;
DAM – Day-Ahead Market;
EDP – Energias de Portugal;
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
HSP – Hydro Scheduling Problem;
IF – Intermediação Financeira;
IPH – Índice de Produtibilidade Hidroelétrica;
IPP – Independent Power Producer;
ISO – Independent System Operator;
MAPE – Mean Absolute Percentage Error;
MC – Mercados Centralizados;
MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade;
P – Produção;
PCR – Price Coupling of Regions;
PNBEPH – Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico;
RD – Rede de Distribuição;
REN – Redes Energéticas Nacionais;
RT – Rede de Transporte;
SA – Serviços Auxiliares;
SHSP – Simplified Hydro Scheduling Problem;
STHSP – Short-term Hydro Scheduling Problem;
TSO – Transmission System Operator.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações gerais

Atualmente, o planeamento da operação de sistemas elétricos de energia é um problema de elevado grau de complexidade, tendo tipicamente grandes encargos financeiros associados. As empresas do setor elétrico desenvolvem esforços no sentido de criarem e aperfeiçoarem ferramentas computacionais de otimização que permitam rentabilizar os investimentos feitos em equipamentos e infraestruturas, de modo a conseguirem retirar o máximo de benefício da sua exploração.

No passado, o setor elétrico era organizado como um monopólio natural formado por empresas verticalmente integradas em que a mesma empresa era responsável pela produção, transporte, distribuição e comercialização da energia fornecida ao consumidor final. Nos anos 70 e 80, em parte devido à crise petrolífera de 1973, o enquadramento económico alterou-se, levando à necessidade da criação de mercados de eletricidade [1].

A liberalização do setor elétrico e o facto das empresas passarem a operar num ambiente competitivo de mercado aumentou o risco da atividade das empresas envolvidas na cadeia de valor do setor elétrico, reforçando a importância destas operarem de forma eficiente para conseguirem lucros num ambiente fortemente concorrencial.

Há pouco mais de cem anos, a forma como muitas localidades portuguesas foram trocando o gás pela eletricidade deveu-se a ações de caráter local. Por iniciativa privada ou de municípios (o pioneiro foi Coimbra), quando o número de utilizadores não era atrativo para as empresas, foram-se construindo pequenas centrais de energia elétrica. Muitas vezes, eram as próprias fábricas que vendiam aos municípios os excedentes da eletricidade que produziam ou que criavam empresas para esse efeito [2].

A engenharia portuguesa tem uma longa tradição e uma vasta história de sucessos ao nível dos aproveitamentos hidroelétricos. Neste âmbito, há que destacar a célebre Lei n.º 2002/44, da autoria do Professor José Ferreira Dias. Esta lei deu origem à construção das grandes barragens portuguesas e veio estabelecer que a produção de energia elétrica, em Portugal, deveria ser essencialmente feita à custa da energia dos rios. Um dos grandes marcos da engenharia portuguesa na área da produção hidroelétrica, no século XX, é a Barragem de Cahora Bassa, em Moçambique,

cuja construção foi iniciada durante o período do Império Colonial Português em África (1969) [2] [3][4].

No final do ano de 2015, a potência hídrica instalada em Portugal (sem incluir a bombagem) era de 6568 MW (6146 MW na Grande Hídrica e 422 MW na Mini-Hídrica). No final de 2015, as centrais hídricas representavam 35.44% da capacidade total instalada no nosso país (18533 MW) e 54.67% da capacidade renovável instalada (12014 MW). A potência total instalada em bombagem até ao início de 2016 era de 1618 MW, em Portugal.

Entre o final de 2014 e o início de 2016, a potência hídrica instalada teve um reforço de 784 MW (sem incluir a bombagem) e um reforço de 365 MW na capacidade de bombagem. Segundo dados das Redes Energéticas Nacionais (REN) para o ano de 2015, em termos de capacidade instalada, a hídrica portuguesa representou 76.21% da potência máxima solicitada à rede que se verificou no dia 7 de Janeiro de 2015 com 8618 MW [5].

O potencial para a produção hidroelétrica em Portugal é estimado em cerca de 32 TWh (potencial energético bruto) dos quais 25 TWh são tecnicamente aproveitáveis e 21 TWh economicamente aproveitáveis [6].

Na base do desinvestimento verificado durante vários anos na hidroeletricidade em Portugal estiveram os seguintes fatores [7]:

- a volatilidade na produção hidroelétrica na Península Ibérica;
- as fracas interligações com Espanha;
- o regime de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) que não incentivava ao investimento.

Na última década, a aposta portuguesa na produção hidroelétrica parece ter ressurgido em força. Alguns dos motivos do crescimento verificado na capacidade da produção hidroelétrica foram [7]:

- o fim dos CAE, cuja a extinção varia de acordo com a central, indo de 2007 para a central de Tunes a 2027 para a barragem de Frades;
- o aumento para o dobro das interligações físicas com Espanha;
- o início do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), em 2007;
- os objetivos europeus para a produção renovável em percentagem de energia primária;
- a contribuição da produção hídrica para a redução do défice tarifário;
- a volatilidade dos preços do petróleo, carvão e CO_2;
- o crescimento da penetração eólica veio aumentar a importância da disponibilidade de bombagem para armazenar a energia produzida a partir do vento nas horas de menor consumo;
- a possibilidade da energia hídrica prestar serviços de sistema.

Em termos económicos, o aproveitamento de um recurso endógeno e renovável como as águas dos nossos rios para a produção de eletricidade contribui fortemente para reduzir a dependência energética de Portugal. Durante a fase de construção, os grandes aproveitamentos obrigam à construção de infraestruturas e, consequentemente, à emissão de gases de efeito de estufa. No entanto, atendendo ao tempo de vida longo das barragens e às emissões de gases poluentes que estas evitam por via da substituição da produção de origem térmica, o saldo ambiental da produção hidroelétrica é claramente positivo.

No caso de grupos geradores hidráulicos, o custo de combustível é nulo, logo o custo marginal da produção é igualmente nulo. A produção hidroelétrica apresenta algumas particularidades, uma vez que utiliza uma forma de energia primária que resulta das afluências dos rios, tendo por isso uma componente estocástica associada. A decisão de utilizar a água armazenada numa albufeira para produzir energia elétrica num determinado momento poderá levar a uma redução de custos a curto prazo, mas a médio e a longo prazo poderá conduzir a um aumento dos custos de operação, caso o recurso não esteja disponível. Assim, a decisão de gerar mais energia de origem hídrica e menos de origem térmica, para poupar combustíveis fósseis, pode resultar a prazo em maiores custos de produção se as afluências forem reduzidas. Por outro lado, a decisão de não turbinar num determinado momento, poderá levar a descarregamentos no futuro, o que se traduz em prejuízos e desperdício do recurso devido à capacidade de armazenamento limitada dos aproveitamentos [8][9].

Comparativamente à produção eólica, enquanto um aerogerador tem um tempo de vida útil médio de cerca de 15 a 20 anos, com custos de manutenção elevados, um aproveitamento hidroelétrico pode durar 100 a 200 anos sem grandes encargos financeiros com a manutenção. Estes menores custos operacionais podem contribuir para uma redução do défice tarifário português [7].

Poucos são os outros recursos essenciais à vida restritos por limites de disponibilidade tão definidos como os recursos hídricos. Com a evolução da população mundial, a disponibilidade média de água potável e renovável por habitante tem vindo a diminuir, o que se reflete sobre a saúde e os padrões de qualidade de vida. A água constitui um recurso natural que o homem utiliza em seu favor para vários fins – abastecimento doméstico de água potável, utilização industrial, produção de energia hidroelétrica, irrigação de campos agrícolas, atividades recreativas e culturais, entre outros [9].

As albufeiras das barragens são os grandes reservatórios de água doce do país, essenciais no controlo de cheias, no combate aos fogos florestais e no abastecimento de água às populações. A este propósito, cita-se o exemplo da Empresa Portuguesa de Águas Livres (EPAL) que utiliza a água armazenada na Barragem de Castelo de Bode para abastecer os consumos da cidade de Lisboa [7].

Ao nível da navegabilidade, a implementação de eclusas pode contribuir para eliminar barreiras naturais à circulação fluvial. Por exemplo, no Rio Douro, a construção do Aproveitamento Hidroelétrico da Valeira, em 1976, veio eliminar o famoso Cachão da Valeira. Deste modo, abriu-se o Douro superior à navegação, que durante muito tempo foi assegurada pelos típicos Barcos Rabelos, puxados à sirga, quando necessário.

As barragens permitem também a criação de emprego direto e indireto nas regiões onde são implementadas, dinamizando empresas regionais ligadas às atividades de lazer e ao turismo.

É frequente encontrar rios e seus afluentes em que coexistem vários aproveitamentos hidroelétricos com diversas capacidades de armazenamento, formando cascatas de centrais. Nestes casos, cada aproveitamento não pode ser gerido isoladamente, sendo necessário levar em consideração a interdependência das centrais que se encontram no mesmo curso de água.

Nas centrais hídricas, existem restrições associadas aos caudais máximos e mínimos que os grupos podem turbinar ou bombear. Há ainda que respeitar caudais ecológicos, abastecimentos de água obrigatórios e limites para as cotas máximas e mínimas das albufeiras. Também não se pode ignorar o efeito de regolfo, que corresponde à subida do nível das águas a jusante das albufeiras em resultado de caudais lançados.

Para além da gestão técnica das centrais, é também pertinente realizar estudos de otimização para um determinado horizonte temporal, estimando a remuneração prevista dos aproveitamentos hidroelétricos [9].

Deste modo, é possível avaliar a viabilidade económica da construção de novas centrais ou reforços de potência de centrais já existentes. O facto das centrais funcionarem em regime de mercado aumenta a complexidade do problema de otimização a resolver [9].

Nesta dissertação, pretende-se contribuir com uma solução para o problema de otimização exposto nos parágrafos anteriores. Tem-se como objetivo apresentar inovações que melhorem de forma relevante o estado atual das técnicas e algoritmos de solução para otimizar o *Short-term Hydro Scheduling Problem* (*STHSP*).

1.2 Objetivos e campo de aplicação

Neste trabalho, foi construída uma ferramenta computacional para o planeamento da operação de um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos a curto prazo (uma semana), considerando perda de carga, em ambiente de mercado. Pretende-se assim estimar a remuneração que será possível obter, usando como caso de estudo a Cascata do Douro Nacional.

O Rio Douro nasce em Espanha na serra de Urbión e tem a sua foz na costa atlântica, junto à cidade do Porto. Tem cerca de 850 km de extensão (525 km em território espanhol, 112 km na fronteira entre Portugal e Espanha e 213 km em território português). Desde o final do troço fronteiriço e até à sua foz, o Douro corre num vale aberto mas profundo, com um declive bastante reduzido, cerca de 0.55 metros por quilómetro. As características do Douro Nacional não permitem armazenamentos com capacidades adequadas a uma significativa regularização das suas avultadas disponibilidades energéticas.

A linearização da relação caudal, queda e potência dos grupos hidráulicos permite transformar o problema de otimização do planeamento da operação das centrais hídricas que é de natureza não-linear num problema com características lineares. Através de um processo iterativo, usando a técnica de *Under-relaxed Iterative Procedure* [10], o problema não-linear inicial será decomposto em vários problemas lineares. O *Hydro Scheduling Problem* (*HSP*) será resolvido através da

função *linprog* da *Optimization Toolbox* do *MATLAB*. As centrais hídricas serão tratadas como *price makers*, ou seja, a produção das centrais hídricas poderá influenciar o preço de fecho do mercado - o que traduz a realidade das centrais hidroelétricas portuguesas.

A aplicação computacional desenvolvida permite realizar a otimização de uma cascata de centrais hídricas, contemplando os seguintes fatores:

- a influência da interligação física e temporal das centrais na mesma cascata;
- o rendimento das turbinas é variável em função dos caudais;
- os níveis de regolfo poderão subir por efeito dos caudais turbinados;
- serão consideradas as perdas de carga nos circuitos hidráulicos de cada aproveitamento;
- as centrais hídricas serão encaradas como *price makers*;
- a existência de centrais com bombagem.

Com esta ferramenta, as empresas produtoras de eletricidade a partir de centrais hidroelétricas poderão tomar decisões mais otimizadas nas suas ofertas de compra e venda de energia em ambiente de mercado. A grande motivação que tem levado a que empresas e centros de investigação invistam tempo e recursos neste tipo de estudos de otimização é o alcance de vantagens económicas significativas a partir de uma gestão eficiente dos recursos naturais disponíveis.

1.3 Organização do texto

O texto desta dissertação será constituído por seis capítulos. O primeiro capítulo é designado de Introdução. Na Introdução, descreve-se, de forma resumida, as especificidades associadas ao problema de planeamento de operação de centrais hídricas, bem como as motivações económicas que levam empresas produtoras de eletricidade a procurarem este tipo de ferramentas computacionais.

No segundo capítulo, Estado da Arte, descreve-se a evolução do setor elétrico com a mudança de paradigma de empresas verticalmente integradas até à situação atual. Neste capítulo, pretende-se também explicar alguns conceitos associados aos mercados de eletricidade e fazer uma breve descrição das diferentes técnicas de otimização que têm sido aplicadas ao *Hydro Scheduling Problem*.

No terceiro capítulo, Gestão de Centrais Hidroelétricas, será realizada uma pequena exposição sobre o passado e o presente da hidroeletricidade em Portugal. Serão enunciadas as variáveis e restrições associadas ao *HSP* . Neste capítulo, procura-se ainda explicar as versões simplificadas que existem para a resolução deste problema de otimização e a abordagem que é realizada pelo algoritmo construído neste trabalho.

No quarto capítulo, Aplicação Desenvolvida Considerando a Perda de Carga e o Impacto nos Preços de Mercado, explica-se o processo iterativo e os critérios de paragem definidos na construção da ferramenta computacional. Neste ponto, apresentam-se os detalhes subjacentes às inovações do projeto.

No quinto capítulo, Caso de Estudo e Resultados Obtidos, faz-se a aplicação da ferramenta computacional ao conjunto de aproveitamentos hidroelétricos da Cascata do Douro Nacional. Nesta parte do trabalho, será feita a exposição e análise dos resultados alcançados.

Por fim, no sexto capítulo, Conclusões, Inovações e Trabalhos Futuros, apresentam-se as principais conclusões obtidas com a realização deste projeto. Serão discutidas as inovações conseguidas e serão lançadas algumas sugestões para futuros trabalhos de investigação que poderão complementar a aplicação desenvolvida.

Capítulo 2

Contextualização e Estado da Arte

2.1 Considerações gerais

A função de um sistema elétrico de energia é alimentar as cargas dos consumidores de uma forma tão económica quanto possível, com adequada qualidade e garantindo continuidade de serviço. A crescente dependência da sociedade moderna em relação à energia elétrica e o consumo cada vez maior que dela se faz, combinado com a evolução tecnológica, tem levado ao emprego de equipamentos de maior capacidade e mais complexos [11].

Para uma empresa que opera no setor elétrico é fundamental dispor de instrumentos que lhe permitam saber como operar da forma mais rentável e competitiva possível. Ao longo dos anos, têm sido desenvolvidos programas informáticos para otimizar a operação das empresas com atividade na cadeia de valor do sistema elétrico.

As técnicas de otimização em Sistemas Elétricos de Energia ganharam um nova importância com as reestruturações verificadas em diversos países, nomeadamente com o surgimento dos mercados de eletricidade que levaram a que as empresas do setor elétrico tivessem de operar com um nível de eficiência elevado de modo a serem competitivas [9].

O aparecimento dos mercados de eletricidade aumentou a concorrência e obrigou a um reforço dos níveis de exigência e complexidade dos algoritmos implementados para o planeamento. O recurso a meios computacionais tornou-se indispensável, visto que o esforço a que este tipo de problemas obriga excede largamente a capacidade humana para obter soluções ótimas em tempos aceitáveis.

O recurso à força motriz da água para a produção de eletricidade tem um longo historial em Portugal. De acordo com a informação disponível, a mais antiga central hidroelétrica portuguesa foi instalada num dos afluentes do Rio Douro (Rio Corgo), em 1894, com uma potência de 120 kW (central de Poço do Agueirinho, construída pela Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real) [12].

Portugal é um país com uma forte componente hídrica na produção de energia elétrica. Em 2015, cerca de 20 % dos consumos totais de eletricidade em Portugal Continental foram satisfeitos

por produção de origem hídrica [13]. As empresas produtoras responsáveis por centrais hidroelétricas têm a responsabilidade e o interesse de desenvolver instrumentos capazes de assegurar uma utilização eficiente da água dos rios [14].

De modo a reduzir a dependência energética resultante da importação de hidrocarbonetos (sobretudo carvão e gás natural para as centrais térmicas), continua-se a verificar uma forte aposta na energia hídrica em Portugal, como se comprova com o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) lançado, em 2007, pelo Governo Português.

As políticas energéticas são fortemente influenciadas pela conjuntura internacional, pela via da modernização tecnológica, globalização e interligação dos países, em que se assiste ao nível energético a uma mudança significativa. Assente nessas mudanças está o Plano 20-20-20, definido pela União Europeia que, no seguimento do Tratado de Quioto, estabelece novas metas para as políticas ambientais europeias, às quais Portugal está vinculado. A Figura 2.1 ilustra as metas 20-20-20 a atingir no âmbito da Estratégia Europa 2020 para a Energia [15].



Figura 2.1: Grafismo associado ao Plano 20-20-20 [16].

Para o ano 2020, este plano define como objetivos a redução de 20% do consumo energético por via da melhoria da eficiência energética dos equipamentos, a redução de 20% nas emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990 e 20% de energia obtida a partir de fontes renováveis no cabaz energético da União Europeia. Para o nosso país, estas metas traduzem-se em números mais significativos: 31% do consumo bruto de energia deverá ser assegurado por fontes de produção renováveis, implicando uma percentagem de 47% no setor elétrico.

Estes números são uma das razões pelas quais se pode pensar que os aproveitamentos hídricos, em Portugal, deverão constituir cada vez mais uma aposta dos nossos governantes, na procura do cumprimento das diretivas europeias.

2.2 Organização do setor elétrico

A atividade de produção de eletricidade, bem como o transporte e distribuição de eletricidade até aos consumidores finais teve início nos finais do século XIX e, desde dessa altura, o setor sofreu várias alterações. Na sua fase inicial, o setor era formado por redes elétricas de pequena potência e extensão geográfica devido não apenas ao valor diminuto de potências de carga envolvidas, mas também às tecnologias então disponíveis [1].

Até 1975, o setor elétrico português funcionava em regime de concessões atribuídas pelo Estado a várias empresas privadas. Em 1975, ocorreu a nacionalização de várias empresas do setor

elétrico e, no ano seguinte, pelo Decreto-Lei n.º 502, de 30 de Junho, na sequência dessas nacionalizações e da consequente reestruturação do setor elétrico foi criada a Electricidade de Portugal - Empresa Pública, abreviadamente EDP [17].

A criação da EDP marcou a nacionalização e integração vertical do setor elétrico português sendo que apenas nos anos 80 se completou o esforço da eletrificação rural. Noutros países como Espanha, o setor elétrico manteve-se organizado em diversas empresas privadas que atuavam na produção, transporte e distribuição em diferentes regiões.

O setor elétrico funcionava como um monopólio embora, em países como a Espanha, existisse mais do que uma empresa a fornecer energia elétrica. No entanto, como operavam em regiões distintas, na prática, não existia concorrência visto que o leque de clientes finais que cada empresa pretendia atingir era diferente.

Na Figura 2.2, apresenta-se um esquema da estrutura verticalmente integrada e monopolista que caracterizava o setor elétrico nesse período.

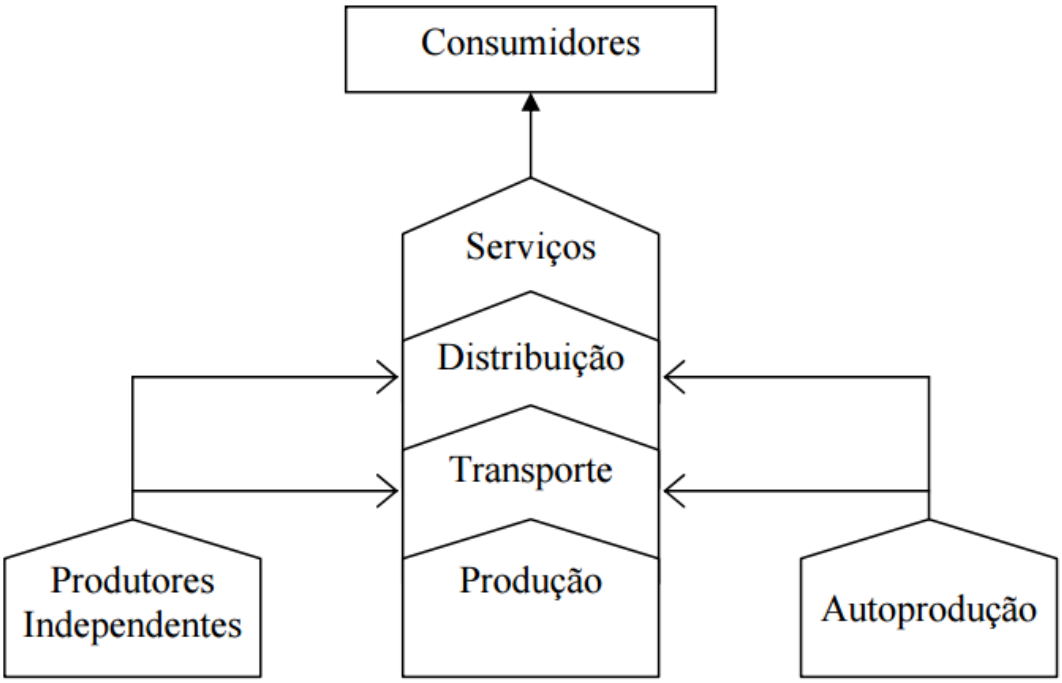


Figura 2.2: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

O modelo de organização do setor elétrico assente numa visão monopolista permaneceu inalterado ao longo de vários anos. As principais implicações que resultaram deste tipo de organização do setor elétrico são as seguintes [1]:

- os consumidores não tinham qualquer liberdade na escolha da entidade fornecedora de energia elétrica, não existindo mecanismos de mercado no setor (a "mão invisível" do mercado não funcionava);

- caráter pouco claro nos processos de regulação tarifária que determinavam o preço do produto final sendo, por vezes, difícil delimitar a fronteira entre a entidade reguladora e a entidade regulada;

- este relacionamento pouco claro fazia com que o setor elétrico assumisse, com frequência, o papel de elemento amortecedor de períodos de maior crise económica, dado o seu peso muito significativo em termos de emprego, investimento e contribuição para o produto interno bruto;

- as atividades de planeamento eram realizadas de forma centralizada e de forma pouco complexa, não apenas devido à estruturação verticalmente integrada, mas também devido à menor volatilidade da economia até ao choque petrolífero dos inícios dos anos 70.

A crise no setor petrolífero em 1973 impulsionou as economias mundiais para uma reestruturação do setor elétrico. Até aí, as economias eram estáveis, havendo poucos fatores de risco. As conjunturas económicas caracterizadas pela existência de elevadas taxas de inflação e de juro contribuíram para criar um ambiente económico mais volátil, provocando efeitos mais erráticos no setor elétrico [1].

Apenas na década de 90, a reestruturação do setor elétrico português deu um primeiro passo com a criação da Rede Elétrica Nacional, REN[1], em 1994, como subsidiária da EDP, existindo assim uma primeira divisão de funções, visto que a REN passou a ser a responsável pelo transporte de eletricidade. A liberalização do setor elétrico começou a ganhar mais contornos, com a publicação do pacote legislativo de 1995 e a aplicação dos princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 de dezembro, que estabeleceu as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade na União Europeia [18].

O pacote legislativo de 1995 levou à criação da ERSE na altura designada Entidade Reguladora do Setor Elétrico [2] à qual foram atribuídas diversas funções de regulamentação, sancionatórias e administrativas. Também no ano de 1995, o setor elétrico nacional foi organizado em dois subsetores: um subsetor de serviço público e um outro subsetor organizado em termos de mercado.

A reestruturação do setor elétrico teve por base a conversão de um monopólio natural num mercado concorrencial, possibilitando a liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica por parte dos consumidores. Em diversos países e áreas geográficas, a reestruturação do setor elétrico iniciou-se com o estabelecimento de mercados grossistas que permitiram modificar a forma tradicional de relacionamento entre entidades produtoras e grandes consumidores ou empresas distribuidoras [19].

Em 2001, foi assinado o memorando que criou o MIBEL, do qual fazem parte Portugal e Espanha e que se previa iniciar em 2003. A Figura 2.3 apresenta a organização desverticalizada do setor elétrico [20].

[1] Desde 2003, com a aquisição de ativos de transporte de gás em alta pressão, a REN passa a designar-se REN-Redes Energéticas Nacionais.

[2] Atualmente, o acrónimo ERSE designa a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Na Figura 2.3, encontram-se as várias atividades ligadas ao setor elétrico em ambiente competitivo: Produção (P), Intermediação Financeira (IF) e a Comercialização (CM). A par destas entidades, existe a Rede de Distribuição (RD) que funciona em regime de monopólio regulado[3]. A zona central deste esquema corresponde a um conjunto de funções que estavam usualmente englobadas no sistema de transporte. Estas atividades incluem os Contratos Bilaterais (CB), os Mercados Centralizados (MC), o Operador de Sistema Independente (ISO), a Rede de Transporte (RT) e os Serviços Auxiliares (SA).

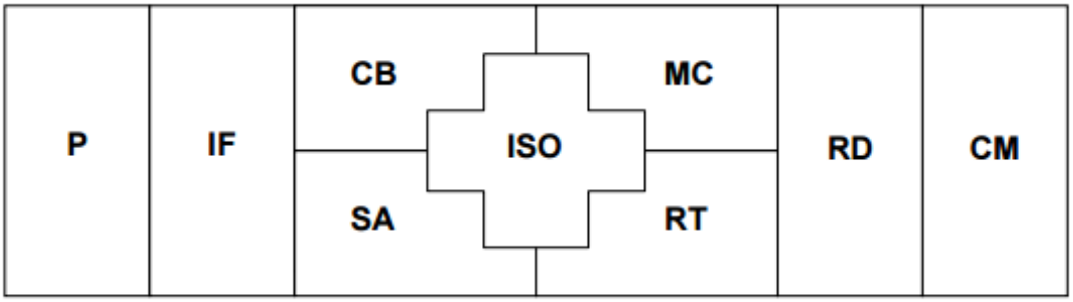


Figura 2.3: Organização desverticalizada do setor elétrico [9].

Os Contratos Bilaterais caracterizam-se pelo estabelecimento de acordos bilaterais físicos ou financeiros, supondo o relacionamento direto entre as entidades produtoras e os comercializadores ou consumidores elegíveis. Estes contratos englobam o preço e a modulação da energia a produzir e consumir ao longo de um determinado período de tempo.

Os Mercados Centralizados recebem as propostas de compra e venda de energia, tipicamente para cada hora ou meia hora do dia seguinte - *Day-Ahead Market* (*DAM*). Estas propostas incluem normalmente os valores da potência e do preço (preço mínimo a receber no caso das propostas de venda e preço máximo a pagar no caso das propostas de compra). Estes mercados cruzam estas propostas, construindo um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo do dia seguinte [22].

O *Independent System Operator* (*ISO*) é a entidade que tem as funções de coordenação técnica da exploração do sistema elétrico. Para esse efeito, deverá receber informação sobre os despachos económicos resultantes da atividade dos Mercados Centralizados, bem como a informação relacionada com os Contratos Bilaterais em termos de nós da rede e potências envolvidas. O *ISO* deverá assim avaliar a viabilidade técnica do conjunto despacho/contratos tendo em atenção especial os congestionamentos nos ramos da rede. Existindo congestionamentos, o despacho não é viável e terá de ser realizado um mecanismo de ajuste. Se não existirem congestionamentos, a exploração do sistema é viável do ponto de vista técnico, seguindo-se a contratação dos serviços auxiliares. Em alguns casos, o *ISO* incorpora as funções da Rede de Transporte, tendo a designação de *Transmission System Operator (TSO)*, tal como ocorre, por exemplo, com a REN em Portugal [9].

[3]Em Portugal Continental, as redes de distribuição de Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT) são concessionadas à EDP-Distribuição. As redes municipais de Baixa Tensão (BT) são concessionadas à EDP-Distribuição, existindo 10 municípios em que são concessionadas a cooperativas [21].

A RT é a entidade que detém os ativos da rede de transporte e que, por razões económicas[4], funciona em regime de monopólio natural nas áreas em que se encontra implementada. Estas empresas, tal como as detentoras da rede de distribuição, são remuneradas através de Tarifas de Uso de Rede e a sua atividade é inspecionada por entidades reguladoras [9][23].

Existem ainda os chamados Serviços Auxiliares que são normalmente assegurados por entidades produtoras mas que também podem ser fornecidos por qualquer empresa que possua, por exemplo, bancos de condensadores ligados à rede. Dentro deste tipo de serviços incluem-se as reservas primária, secundária e terciária (regulação de frequência e potência de reserva em caso de avaria) e o controlo de tensão e energia reativa. Os SA podem ser contratados em mercados específicos (como as reservas secundária e terciária), mas também pode ocorrer a obrigação da existência de valores mínimos por parte dos geradores despachados, no caso da reserva primária [23].

2.3 Mercados de eletricidade

Como já foi referido nesta dissertação, no passado, o negócio de produção de eletricidade estava incorporado em companhias verticalmente integradas. Estas companhias eram pagas de acordo com o custo de serviço e os preços incluíam componentes relacionadas com a produção, transmissão e distribuição. Numa primeira fase da reestruturação, diversos países admitiram produtores independentes - *Independent Power Producers* (*IPP*) [24].

A construção do mercado interno de eletricidade na União Europeia têm-se revelado um processo complexo e demorado. A criação de mercados regionais constitui um passo intermédio para a construção do mercado interno de eletricidade, com as seguintes vantagens [25]:

- os mercados regionais agrupam realidades mais próximas entre si;
- a integração dos mercados nacionais em mercados regionais permite velocidades de adaptação/harmonização diferentes para atingir a meta – mercado interno de eletricidade;
- esta abordagem, apoiada pela Comissão Europeia, reconhece que a transição dos mercados nacionais para um mercado único europeu será muito difícil de atingir de uma só vez.

O MIBEL resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Os resultados que daí advieram constituíram um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia, como um passo significativo para a construção do Mercado Interno de Energia.

Apesar de terem vindo a ser feitos esforços desde 1998, apenas em 1 de julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua dimensão, coroando o trabalho de harmonização de condições entre os dois sistemas elétricos ibéricos, na perspetiva de que do seu funcionamento devem resultar

[4]Pela sua natureza, não seria economicamente justificável replicar a rede de transporte na mesma área.

benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade [26].

2.3.1 Mercado

Uma das formas de relacionamento entre empresas produtoras, por um lado, e os comercializadores ou consumidores elegíveis, por outro, corresponde aos mercados de energia centralizados através de leilões diários, também conhecidos como mercados *Pool*. Este tipo de mercados integra mecanismos de curto prazo com os quais se pretende equilibrar a produção e o consumo através de propostas comunicadas pelos produtores e pelas cargas. São mercados que funcionam para o dia seguinte, sendo por isso normalmente conhecidos por *day-ahead markets* de energia elétrica. Os Mercados *Spot* podem ser simétricos ou assimétricos, voluntários ou obrigatórios [14].

2.3.1.1 *Pool* Simétrico

Um dos tipos de mercados *Pool* é o *Pool* Simétrico, em que há a possibilidade de transmitir ofertas de compra e de venda. As ofertas de compra deverão indicar o nó de absorção, a potência pretendida em cada período e o preço máximo que estão dispostas a pagar. Quanto às propostas de venda, deverão indicar o nó de injeção na rede, a potência disponível em cada período e o preço mínimo a que pretendem ser remuneradas [18].

Nos mercados que funcionam em *Pool* Simétrico existe tendência para a "mão invisível" do mercado funcionar. A carga é fortemente inelástica (embora não seja totalmente inelástica). O leilão decorre melhor se houver mais competição, ou seja, se o número de agentes for elevado e a sua dimensão for comparável. Mais competição poderá levar a menor volatilidade do preço de fecho do mercado (preço marginal). O preço marginal corresponde ao preço oferecido pela última unidade produtora a ser despachada. O *Pool* ordena as propostas e realiza um despacho económico centralizado baseado em preços e não em custos. Os geradores são pagos e as cargas pagam o preço de mercado. Na Figura 2.4, está representado um gráfico genérico do funcionamento do mercado em *Pool* Simétrico.

O Operador de Mercado organiza as propostas relativas a cada intervalo de tempo (uma hora ou trinta minutos), construindo as curvas de ofertas de compra (por ordem decrescente de preço) e de venda (por ordem crescente de preço), como é observável na Figura 2.4. Cada segmento das curvas ilustradas no gráfico representa uma proposta de compra ou venda, caracterizada pelo preço e quantidade envolvida. O ponto de interseção das duas curvas dá origem ao Preço de Encontro de Mercado (*Market Clearing Price*) e a energia elétrica respetiva corresponde à Quantidade Negociada (*Market Clearing Quantity*). Ofertas de venda com preço superior ao preço de mercado e ofertas de compra com preço inferior, não serão consideradas [22].

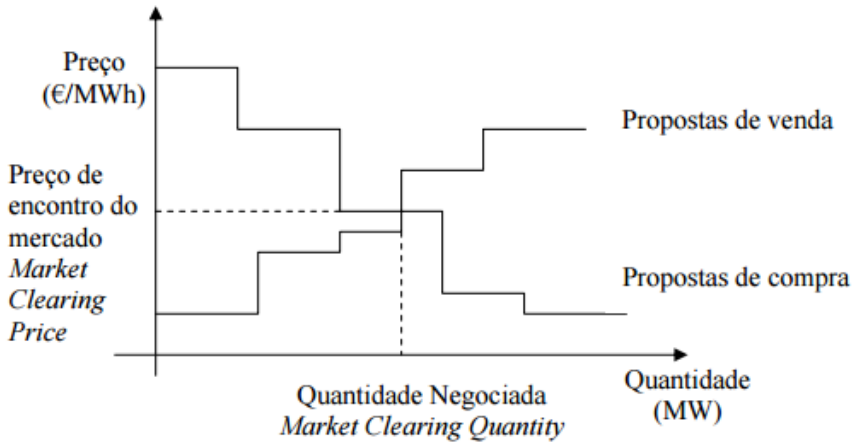


Figura 2.4: Organização do mercado em *Pool* Simétrico [9].

2.3.1.2 *Pool* Assimétrico

Por sua vez, o mercado diário poderá estar organizado de tal forma que apenas permite a apresentação de propostas de venda de energia. Este modelo é designado por assimétrico e assume que a carga é inelástica, ou seja, pagará qualquer preço que resulte de um bom funcionamento do mercado. Neste caso, os preços finais são bastante influenciados pelas ofertas de venda, pelo nível de procura e pela ocorrência ou não de saídas de serviço dos geradores. Na Figura 2.5, está representado um gráfico genérico do funcionamento do mercado em *Pool* Assimétrico [27][24].

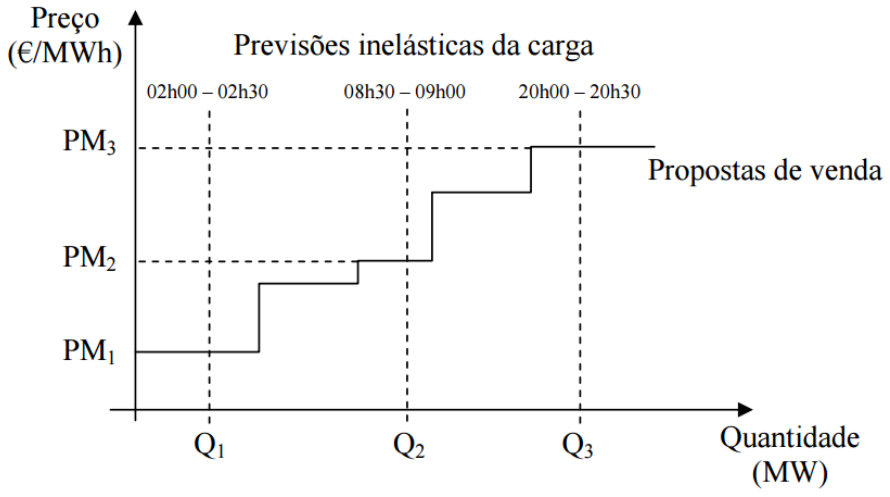


Figura 2.5: Organização do mercado em *Pool* Assimétrico [28].

2.3.2 Contratos Bilaterais

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. Os contratos bilaterais possibilitam às empresas produtoras, distribuidores, consumidores elegíveis[5] e comercializadores poderem negociar à margem do mercado *Pool* as condições dos seus próprios contratos de fornecimento de energia: duração, quantidade, preço e qualidade.

Os participantes nos Contratos Bilaterais podem ser chamados a fornecer potência para compensar perdas ou outros serviços auxiliares em quantidades correspondentes às potências contratadas. Quer os vendedores quer os compradores terão de procurar os melhores contratos e os consumidores têm o direito de escolha dos seus fornecedores. Este modelo tem a vantagem de permitir uma maior segurança em relação à instabilidade dos preços, pois possibilita que o preço de energia seja mais previsível durante longos períodos de tempo (6 meses ou mais), evitando a exposição à volatilidade dos preços de mercado. No entanto, apresenta algumas desvantagens visto poder não contribuir para um despacho otimizado [29][30][24].

2.3.3 Modelos Mistos

Este tipo de modelo é uma combinação do modelo *Pool* e do modelo de contratos bilaterais físicos ou financeiros, sendo um modelo de mercado misto, em que a participação em bolsa não é obrigatória.

O modelo híbrido aumenta as opções de escolha de compra de energia dos agentes consumidores, permitindo que estes façam escolhas que se adaptem melhor às suas necessidades individuais. Os consumidores podem optar por adquirir a energia que pretendem na bolsa pagando o preço estabelecido pelo mercado ou negociarem a energia diretamente com fornecedores e efectuarem contratos bilaterais físicos, possibilitando assim a proteção dos compradores à volatilidade dos preços no mercado *Pool*.

Neste tipo de modelo, tal como no modelo *Pool*, existe um Operador de Mercado responsável pelas transações na bolsa de energia elétrica, e um Operador de Sistema que além de ser responsável pela verificação da viabilidade técnica do despacho provisório resultante da bolsa de energia, também é responsável pela verificação da viabilidade dos acordos realizados através de contratos bilaterais físicos. Na Figura 2.6, encontra-se um esquema do funcionamento dos mercados que conciliam o *Pool* com a existência de contratos bilaterais.

2.3.4 MIBEL

O MIBEL utiliza um modelo misto de mercado: *Pool* Simétrico com a possibilidade da existência de contratos bilaterais.

[5] Atualmente, em Portugal, por via do Decreto-Lei n.º 192/2004 de 17 de Agosto, todos os consumidores são elegíveis para comprar energia elétrica em mercados centralizados.

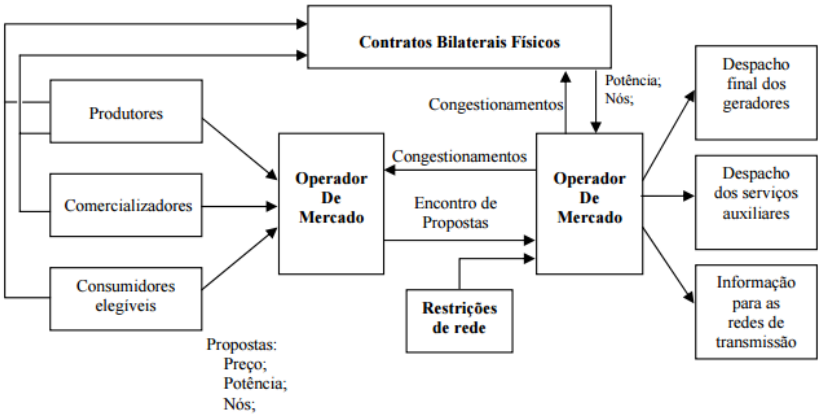


Figura 2.6: Organização do mercado em Modelo Misto [9].

Neste percurso de construção contínua do MIBEL, que se iniciou em 1998, por parte dos Governos de Portugal e Espanha, sublinham-se, de entre vários, quatro momentos pelo impulso que conferiram para a criação do MIBEL e que são: a celebração, em Novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade; a assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha; a XXII.ª Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006 e, já em Janeiro de 2008, a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago.

O MIBEL permite que qualquer consumidor do espaço Ibérico adquira energia elétrica num regime de livre concorrência a qualquer produtor que atue quer em Portugal quer em Espanha. Os principais objetivos do MIBEL são [22]:

- beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processos de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a Península Ibérica, de definição dos preços de referência;
- permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

No Mercado Diário do MIBEL os preços da eletricidade são estipulados no dia anterior às 12 horas para todas as 24 horas do dia seguinte, funcionando em todos os 365 ou 366 dias do

ano (a sequência no tempo dos mercados e processo no MIBEL está representada na Figura 2.7). O preço de mercado e a quantidade de energia negociada são obtidos através da interseção das curvas de oferta e procura baseando-se no algoritmo europeu *EUPHEMIA* que é utilizado não só na Península Ibérica como em vários mercados de eletricidade da Europa (tais como: Reino Unido, França, Alemanha e Dinamarca).

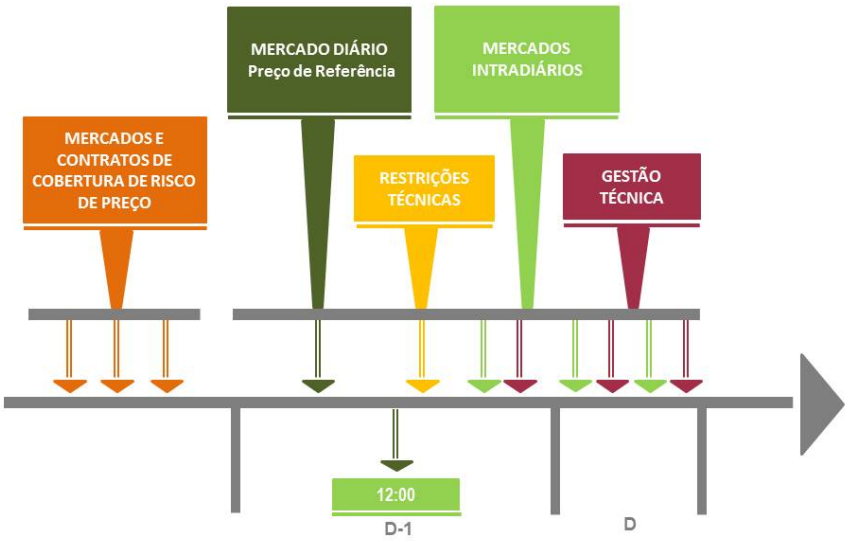


Figura 2.7: Sequência no tempo dos mercados e processos no MIBEL [31].

Os agentes de mercado tanto espanhóis como portugueses recorrem a um sistema informático *on-line* para participar no mercado. Esta plataforma permite que um grande grupo de agentes participe em simultâneo e que um número elevado de propostas de compra/venda de energia possa ser gerido rapidamente. O preço de mercado é o resultado de um *Pool* Simétrico que funciona como explicado anteriormente. Se a capacidade das linhas de interligação entre Portugal e Espanha for excedida para uma dada hora, é ativado o mecanismo de *Market Splitting* e o algoritmo de fixação de preço é executado em separado para cada país e por conseguinte os preços serão diferentes nesses períodos [23]. Se os limites das linhas de interligação permitirem o fluxo de energia negociado no *Pool*, então o preço negociado é o mesmo para Portugal e Espanha, tal como ocorreu em 97.57% das horas de 2015 (ver Figura 2.8). Após o Mercado Diário, existem seis diferentes sessões de mercados de ajustes, os chamados Mercados Intradiários. Nestes mercados, os agentes intervenientes podem voltar a fazer propostas de compra/venda em sessões de contratação que acontecem algumas horas antes do tempo real. Estes mercados podem ser realizados até quatro horas antes do tempo real.

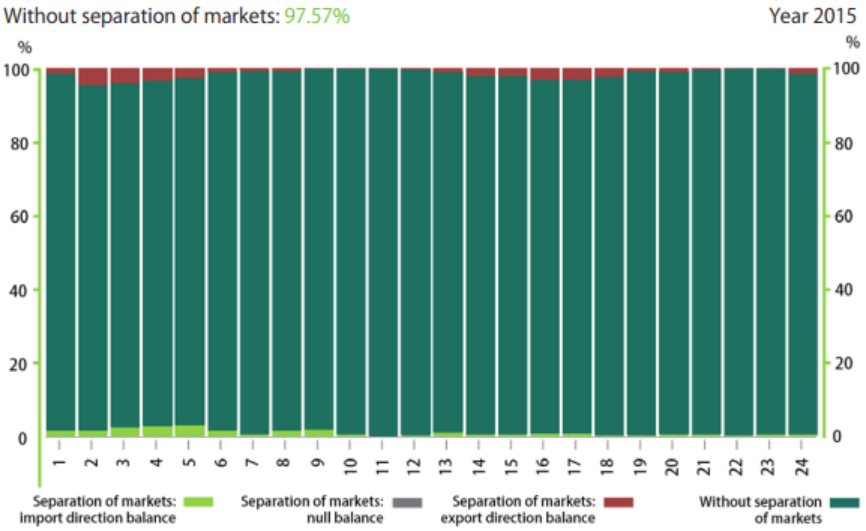


Figura 2.8: Informação relativa à ocorrência *Market Splitting* no MIBEL, para o ano de 2015 [5].

Como exposto anteriormente, a criação do MIBEL correspondeu a um passo importante na harmonização do mercado de eletricidade europeu. Tendo em conta este interesse de construção e harmonização do mercado europeu, foi desenvolvida a iniciativa chamada *Price Coupling of Regions* (ou *PCR*) envolvendo sete mercados organizados europeus: APX-ENDEX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE e OTE que cobrem os mercados diários de eletricidade de vários países europeus (Áustria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça e Reino Unido). O *PCR* tem como objetivo que os países integrantes deste sistema utilizem o mesmo algoritmo (já referido acima, o *EUPHEMIA*) para o cálculo do preço da energia nos mercados diários. O *EUPHEMIA* é um sistema robusto que permite aumentar o grau de otimização da rede elétrica europeia assim como melhorar a transparência dos fluxos financeiros e de energia [23].

2.3.5 Planeamento de operação em regime de mercado

No planeamento de um sistema produtor, há que ter em conta objetivos de racionalização económica e metas ou restrições associadas à garantia de qualidade de serviço. Neste particular, uma primeira preocupação centra-se na necessidade de se dispor de capacidade de produção suficiente para a alimentação das cargas (previstas) do sistema [32].

O planeamento do sistema eletroprodutor pode ser separado em duas grandes vertentes: Planeamento Operacional e o Planeamento da Expansão. Estes problemas abrangem normalmente diferentes escalas temporais (curto, médio e longo prazo) e são problemas que podem envolver diversos critérios de decisão, muitas das vezes contraditórios, como por exemplo a minimização dos custos *versus* a maximização da segurança de abastecimento [32]. O foco deste trabalho será o Planeamento Operacional de Sistemas Elétricos de Energia.

No caso da otimização de aproveitamentos hidroelétricos, o planeamento operacional corresponde à definição da estratégia ótima para a colocação da energia disponível num espaço de tempo que vai de um dia até uma semana, enquanto que o planeamento da expansão está relacionado com o estudo de novas centrais ou de novos reforços de potência com horizontes temporais de vários anos. Estes estudos podem ter diversos objetivos, desde a minimização de custos, a satisfação dos clientes, a maximização da segurança de abastecimento e qualidade de serviço, entre outros [9].

2.4 Técnicas de otimização utilizadas no problema de *HSP*

2.4.1 Meta-heurísticas

2.4.1.1 *EPSO*

Na natureza existe um processo de seleção dos seres vivos, de acordo com o qual os indivíduos mais preparados para a competição dominam os mais fracos e sobrevivem, reproduzindo-se mais. Isto acontece porque esses seres possuem alguma característica que os distingue dos restantes elementos da sua espécie [27]. Aplicações do *Evolutionary Particle Swarm Optimization* (*EPSO*) ao problema de *HSP* abrem boas perspetivas da sua utilização neste tipo de problemas [33].

A meta-heurística de otimização Enxame de Partículas Evolucionário associa os conceitos das estratégias evolucionárias (*Evolutionary Strategies* (*ES*)) ao conceito de enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization* (*PSO*)). Do ponto de vista evolucionário, pode-se olhar para o *EPSO* como um modelo em que um novo operador é introduzido para gerar diversidade: o vetor movimento da partícula, que contribui para aumentar a taxa de progresso em direção ao ótimo [34].

Neste âmbito, a Figura 2.9 ilustra a reprodução de uma partícula i localizada em X, numa iteração (k), que origina um descendente na iteração (k+1), sob a influência dos três termos de inércia, memória e cooperação. Relativamente a este último termo, a atração efetua-se para uma vizinhança definida por uma distribuição Gaussiana do ótimo corrente b_G [35].

No *EPSO* a seleção atua também sobre parâmetros estratégicos como os pesos (ao contrário do que sucede no *PSO*) que governam o movimento das partículas de modo a levar o enxame para zonas em que as partículas apresentam melhores resultados, avaliando esses resultados através da função de *fitness*. As partículas que levarem a melhores valores da função de *fitness* terão tendência para sobreviver e se reproduzirem.

A grande vantagem do *EPSO* é permitir a resolução de uma vastíssima gama de problemas de otimização incluindo problemas não-lineares. Por outro lado, um aspeto que se pode criticar no *EPSO* é a impossibilidade de garantir que a solução final encontrada corresponde ao ótimo global, devido à possibilidade de aprisionamento em ótimos locais como consequência de uma má escolha do enxame inicial.

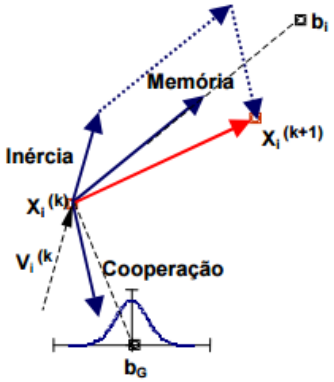


Figura 2.9: Ilustração da reprodução de uma partícula no *EPSO* [34].

.

2.4.1.2 Programação Evolucionária

Um modelo típico de *Evolutionary Strategies*, como em qualquer modelo de computação evolucionária, requer uma definição de uma função de adaptação (função *fitness*) e uma população de indivíduos. Cada indivíduo é representado pelas suas variáveis, nos respetivos domínios naturais. Se uma solução exige a representação de aspetos estruturais ou topológicos, estes serão representados de forma tão natural quanto possível, nomeadamente por variáveis discretas.

As mutações agem diretamente sobre os valores das variáveis de um indivíduo ou solução do problema. As variáveis reais são sujeitas a perturbações Gaussianas de valor médio zero, em cada geração. Isto significa que variações menores no valor das variáveis são altamente prováveis, enquanto que variações substanciais se tornam improváveis. O esquema Gaussiano, porém, não as impede. Este procedimento permite que variáveis reais convirjam continuamente para o ótimo, evitando a natureza discreta de um código binário de representação genética. Por outro lado, a exploração de novas áreas no espaço das decisões fica sustentada em indivíduos que sofram importantes mutações. Para as variáveis discretas, muitas vezes associadas a aspetos estruturais ou topológicos dos problemas, as mutações obedecem a uma distribuição de *Poisson* para adições ou eliminações [35]

Em problemas de otimização na área das centrais hídricas, já foram feitos testes com técnicas evolucionárias que demonstraram tempos aceitáveis na obtenção dos resultados [36]. Os problemas destas aplicações estão associados à complexidade da modelização do problema e as dificuldades de codificação associadas à introdução de novas restrições.

2.4.1.3 Algoritmos Genéticos

A possibilidade de aplicar com sucesso Algoritmos Genéticos (AG) à otimização do planeamento hidroelétrico é demonstrada por alguns trabalhos publicados [33] [37].

Os AG apresentam uma abrangente capacidade de generalização a problemas de diferentes naturezas. Têm por base os mecanismos naturais de seleção genética. Estes algoritmos pesquisam uma solução ótima para o problema por manipulação de uma população de *strings* que representam diferentes potenciais soluções, cada uma correspondendo a um ponto no espaço de pesquisa. Nos Algoritmos Genéticos, cada parâmetro é representado por uma estrutura em *string* similar à estrutura dos cromossomas nos genes naturais.

Um grupo de *strings* é denominado de população. Uma população quando mutada e/ou cruzada produz uma nova geração. Cada geração é avaliada pela função de adaptação (*fitness function*) e os indivíduos (*strings*) com maior adaptação têm mais hipóteses de serem transmitidos à próxima geração [33].

A característica mais distintiva dos AG, no início da expansão da sua utilização, foi a representação de soluções na forma de um cromossoma composto por uma sequência de *bits*. Alegava-se que as variáveis binárias ficavam representadas com naturalidade, as inteiras podiam ser representadas em numeração binária e as reais em representação binária em vírgula flutuante. Por isso, toda a representação de um problema se poderia codificar num cromossoma de *bits*. A leitura dos resultados é obtida pela descodificação dos cromossomas [35].

2.4.1.4 *Tabu Search*

As origens do método remontam à década de 70 do século XX. A sua estrutura formal, tal como é atualmente usado, data de 1986 e foi apresentada pela 1ª vez por Fred Glover. Alguns domínios de aplicação do *Tabu Search* são a inteligência artificial, as telecomunicações e a otimização de trajetórias (*routing*), por exemplo. Este método procura uma nova solução (não necessariamente melhor do que a anterior) na vizinhança da atual solução (método iterativo) com vista a obter uma solução global do problema (ótimo global) e não apenas local [38].

Em alguns trabalhos na área de *HSP*, foram implementadas modificações no método *Tabu Search* verificando-se melhorias ao nível da aceleração de convergência comparativamente ao algoritmo original [39]. No entanto, esta técnica de otimização dificulta a introdução de *add-ins* nos modelos já implementados. Para além disso, a adaptação de código a outros casos de estado não é trivial.

2.4.2 Programação Dinâmica

A Programação Dinâmica é um processo de otimização que transforma um problema complexo numa sequência de subproblemas interligados mais simples. A sua característica essencial reside na exploração do facto de um problema de otimização poder ser decomposto em várias etapas. Este tipo de algoritmo de otimização permite reduzir o espaço de pesquisa da solução, evitando que se repitam cálculos que surgem da enumeração total das soluções possíveis dentro de determinados limites [23].

Ao nível do planeamento da operação de centrais hídricas, apesar da Programação Dinâmica ser capaz de lidar com as características não-lineares e não-convexas dos modelos hídricos, a

grande desvantagem desta heurística reside na "maldição da dimensionalidade" que significa que para problemas com muitas etapas e muitos estados deixa de ser computacionalmente eficiente utilizar este método. Um exemplo de dificuldade de aplicação desta técnica é a otimização da operação de centrais hídricas tratada nesta dissertação, em que são considerados muitos períodos e estados. Refira-se ainda que, para sistemas hídricos em cascata, os tempos de processamento e a mémoria necessária crescem exponencialmente com a dimensão do problema [40] [23].

Tentativas anteriores de implementação de um algoritmo de programação dinâmica estocástica ao *HSP* multi-reservatório demonstrou que, devido aos preços e afluências também terem de ser estados do problema, ocorria um crescimento desmesurado do número de estados, tornando a resolução pouco prática [41].

2.4.3 Programação Não-linear

Os problemas de planeamento, nomeadamente em sistemas de energia, apresentam em geral funções objetivo não-lineares. As limitações de diversa natureza existentes, estabelecidas devido a requisitos legais ou técnicos, apresentam-se igualmente com características não-lineares em grande parte dos casos [42]. Alguns artigos publicados mencionam a aplicação com sucesso de técnicas não-lineares para otimizar o *STHSP* [43] [40].

Os métodos de optimização não-linear resolvem o problema na sua totalidade com uma representação mais aproximada e fidedigna da realidade, mas têm como grande desvantagem o consumo de recursos, quer ao nível de tempo de processamento, quer ao nível de memória. Com o aumento da capacidade de cálculo dos computadores, já é possível nos dias de hoje usar poderosas ferramentas que resolvem problemas não-lineares. Contudo, o efeito da dimensionalidade também se verifica aqui, uma vez que à medida que a dimensão e complexidade do problema aumentam, estes tipos de métodos tornam-se muito complexos [9].

2.4.4 Programação Linear

A programação linear necessita que o problema tenha a função objetivo e as retrições lineares. Esta situação nem sempre acontece na realidade, o que nos leva a recorrer à programação não-linear ou a linearizar o problema original. Em várias funções, dentro de certos valores do seu domínio, fazer linearizações não implica grande perda de rigor nos resultados finais obtidos [44].

A programação linear tem sido bastante aplicada em problemas de planeamento de recursos hídricos já que existe uma grande variedade de *software* disponível relativo a essa área. A sua resolução consiste numa aproximação natural ao problema, que é normalmente resolvido por linearização. São abordagens mais simples, pois os modelos baseados em programação linear consideram que a produção do aproveitamento hidroelétrico é linearmente dependente do caudal turbinado e desprezam o efeito de variação da queda [22]

2.4.5 *Under-relaxed Iterative Procedure*

Para ter em consideração a não-linearidade do efeito da queda, uma abordagem alternativa passa pela implementação de um processo iterativo onde, a cada iteração, a queda é considerada constante, mas vai sendo atualizada. Este método tem a grande vantagem de permitir chegar à solução de um problema complexo resolvendo um problema mais simples (*Simplified Hydro Scheduling Problem* (*SHSP*)) em cada iteração, possibilitando assim a consideração de sistemas hídricos de maiores dimensões e com mais variáveis. Quando comparado com modelos utilizando métodos não-lineares, obtêm-se em geral tempos de cálculo mais reduzidos [10][9].

Um dos inconvenientes desta técnica é a necessidade de garantir a convergência do processo iterativo através da definição de um parâmetro de sub-relaxação que torna este problema *case dependent* e o sucesso da otimização dependente em parte da experiência do programador na escolha deste parâmetro. Este método encontra-se aplicado em vários trabalhos em que os autores reportam a obtenção de resultados muito satisfatórios [10][22]. O algoritmo construído neste trabalho, e que se apresenta nos capítulos subsequentes, terá por base esta técnica [9].

2.5 Horizonte Temporal

É fundamental ter em conta o horizonte temporal do planeamento, já que todas as decisões tomadas no presente irão afetar significativamente as condições futuras de exploração. Os projetos de exploração dos sistemas hídricos podem abranger duas escalas temporais, sendo estas descritas como planeamento a:

- curto prazo – abrange um horizonte de ações futuras que vão de um dia até uma semana. As decisões são tomadas tipicamente em estádios cuja duração é de uma hora, embora resoluções inferiores (meia hora) possam ser igualmente consideradas;
- médio e longo prazo – abrange um horizonte compreendido entre alguns meses até vários anos. O período-base tem normalmente a duração de semanas ou meses, em que a construção de novas centrais, reforços e modernização de outras podem ser igualmente objeto de estudo e calendarização.

Capítulo 3

Gestão da Operação de Centrais Hidroelétricas

3.1 Considerações gerais

A exploração de aproveitamentos hidroelétricos e a otimização da sua operação resultam num problema bastante complexo, uma vez que é necessário prever certas grandezas, podendo ser afetado por incertezas e risco. Para além de ser necessário considerar as decisões operacionais e o impacto destas nas restantes centrais, há que ter em conta a imprevisibilidade das afluências e a não-linearidade da potência destes aproveitamentos, devido à sua dependência relativamente à queda e ao caudal turbinado. Dada a complexidade do problema e sendo este um problema não-linear, ultrapassa a capacidade humana de cálculo mental, sendo necessário recorrer a ferramentas computacionais. Na Figura 3.1, apresenta-se uma fotografia do interior da central de Frades localizada no Rio Rabagão.



Figura 3.1: Fotografia do interior da central de Frades [22].

Quanto à altura da sua queda, existem três tipos de centrais hidroelétricas: centrais de alta queda (altura de queda superior a 200 metros ou 400 metros, segundo alguns autores), centrais de

média queda (altura de queda entre os 20 e os 200 metros) e centrais de pequena queda (altura de queda inferior a 20 metros). Quanto à sua capacidade de regularização, podem distinguir-se dois tipos de centrais: centrais de albufeira e centrais a fio-de-água [45].

O circuito hidráulico comum de uma central hidroelétrica possui vários constituintes: câmara de pressão, chaminé de equilíbrio, condutas forçadas, câmara das turbinas, difusor, canal de descarga, comportas e turbinas. Numa central hídrica, a turbina é o elemento primário que, em conjunto com o gerador, produz energia elétrica [23].

A regularização de um aproveitamento hidroelétrico refere-se à capacidade que uma barragem tem na gestão dos níveis de água na sua albufeira. Para cada aproveitamento hídrico pode ser definido o seu índice de regularização específica (R_e) que é dado pelo quociente entre a capacidade útil da albufeira e o seu caudal integral anual (3.1) [45].

$$R_e = \frac{Capacidade\ útil\ da\ albufeira}{Caudal\ integral\ anual} \tag{3.1}$$

Quando se fala de centrais com bombagem referimo-nos tipicamente a centrais de albufeira dotadas de grupos turbina–bomba que permitem turbinar mais do que uma vez a mesma água. Em muitos casos, existe, a jusante da central principal, uma barragem que possibilita a retenção da água saída das turbinas, como sucede, por exemplo, no Escalão de Jusante do Baixo Sabor. O movimento de rotação da turbina (a funcionar como bomba) permite elevar a água do reservatório de jusante para o de montante, para que esta possa ser novamente turbinada [45]. Este processo de bombagem-turbinamento implica necessariamente perdas energéticas, visto que os rendimentos das turbinas são sempre inferiores à unidade. Contudo pode permitir ganhos económicos, caso se bombe em horas de preços mais baixos e se turbine em horas de preços mais elevados. Para que o processo de bombagem seja rentável do ponto de vista financeiro, a razão entre os preços de venda de energia e os preços de compra tem de respeitar uma condição matemática que depende dos rendimentos de turbinamento e de bombagem, como se explicará mais à frente neste capítulo.

Os três principais tipos de turbinas são os seguintes: turbina Pelton (turbina de ação, não imersa no fluído turbinado, usada em centrais de alta queda e baixo caudal), turbina Francis (turbina de reação, trabalha no seio do fluido turbinado, usada em aproveitamentos de média ou baixa queda) e turbina Kaplan (usada em aproveitamentos de baixa queda e elevado caudal, é uma turbina de reação que se diferencia da Francis por apresentar menor número de pás, com inclinação regulável e em forma de hélice). As turbinas de hélice são um tipo de turbina de reação, adequadas para a operação sob queda baixa e caudais elevados. Não sendo reguláveis, permitem pouca variação no caudal turbinado, com uma construção mais simples, robusta e mais baratas requerem menor manutenção do que as Kaplan [45][46].

3.2 Aproveitamentos Hidroelétricos

3.2.1 Passado da energia hidroelétrica em Portugal

O recurso à água como fonte de energia primária para a produção de energia elétrica remonta, a nível mundial, a meados do século XIX. Porém, a primeira central hidroelétrica portuguesa foi construída apenas em 1894 e consistia num açude, no Rio Corgo, no lugar conhecido como o Poço do Agueirinho, para uso na iluminação pública e tendo uma potência instalada de 120 kW. Até 1930, as centrais hidroelétricas em Portugal visavam sobretudo o fornecimento de energia às populações locais e limítrofes bem como a certas indústrias como a fiação, moagem e lanifícios, nas regiões do Vale do Ave, Covilhã e Portalegre [17].

A partir de 1930, começa a ser encarada como urgente a necessidade da construção de grandes aproveitamentos hídricos para a produção de energia elétrica em Portugal, tendo em vista o desenvolvimento económico e industrial do país. Na década de 40 do século XX, são intensificados os estudos em curso nos Serviços Hidráulicos e é apresentado um anteprojeto para um aproveitamento hidroelétrico em Castelo de Bode, no Rio Zêzere (posteriormente revisto). Na sequência da Lei n.º 2002/44, em Outubro de 1945 são constituídas a Hidroelétrica do Cávado (HICA) e a Hidroelétrica do Zêzere (HEZ) para o estabelecimento e exploração das barragens da Venda Nova (81 MW), no Rio Rabagão, e de Castelo de Bode (139 MW), no Rio Zêzere, respetivamente. A *Electra del Lima*, fundada em 1908, tinha a concessão do aproveitamento das águas do Rio Lima, em Lindoso, tendo criado, em 1922, a primeira grande central hidroelétrica nacional no Alto Lindoso (com potência de 7500 kW na altura, o que era uma potência bastante respeitável à época, mesmo a nível europeu) [17].

Em 1987, o aproveitamento de Vilarinho das Furnas, construído em 1972, no Rio Homem, com 64 MW passa a ter mais 74 MW reversíveis. Em 1992, foi construído o aproveitamento do Alto Lindoso (630 MW), no Rio Lima. Destaca-se também o reforço de potência do aproveitamento de Miranda (189 MW), com a construção de nova central, em 1995.

Releva-se ainda a construção da Barragem do Alqueva, no Rio Guadiana, cujas obras tiveram início em 1976. No entanto, as obras foram interrompidas em 1978. Apenas em 2002, foram fechadas as comportas para dar início ao enchimento da albufeira, atingindo a cota máxima de exploração em 2010. A capacidade instalada de produção de energia elétrica começou por ser de 260 MW, tendo sido alvo de um reforço de potência, em 2012, que permitiu ampliar a capacidade do empreendimento para 520 MW, com dois novos grupos geradores reversíveis de 130 MW.

Em 2015, entrou em serviço o reforço de Salamonde, no Cávado, com um aumento de potência de 220 MW reversíveis, o escalão de montante do Baixo Sabor com 153 MW igualmente reversíveis e ainda a central de Ribeiradio, no Vouga, com 74.7 MW.

3.2.2 Situação atual

O presente e o futuro dos aproveitamentos hidroelétricos podem também ser olhados segundo a perspetiva do potencial hídrico existente em Portugal passível de ser explorado técnica e econo-

micamente. Apesar da aposta na energia de origem hídrica decorrer há mais de 100 anos, Portugal tem uma baixa taxa de aproveitamento dos seus rios face ao potencial existente [6]. O potencial hídrico aproveitado face ao potencial teórico em Portugal é de cerca de 60%. Esse número aumenta para 67%, se forem consideradas restrições ambientais. Ainda assim, um número bastante abaixo de alguns países europeus, como a Suíça (99%), a França (98%), a Alemanha (86%) ou Itália (86%) [47].

É por isso que estão em marcha planos estratégicos, como o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), lançado no final de 2007, que pretende maximizar a utilização destes recursos. Este plano prevê que, até 2020, a potência instalada passe dos cerca de 5000 MW atuais para 7000 MW, fruto do estudo, concurso e adjudicação de projeto para 10 instalações consideradas prioritárias na implementação deste plano, com o horizonte do ano de 2020.

A Tabela 3.1 mostra os 10 aproveitamentos selecionados no âmbito do PNBEPH, que prevê ainda, e no ano de 2030, uma capacidade de produção instalada de cerca de 10000 MW, com um aumento adicional de bombagem 3 vezes superior aos níveis atuais.

Tabela 3.1: Aproveitamentos hidroelétricos previstos no PNBEPH de 2007.

Aproveitamento	Rio	Capacidade (hm^3)	Potência a instalar (MW)	Energia produzida (GWh/ano)
Foz Tua	Tua	310	234	340
Fridão	Tâmega	195	163	299
Padroselos	Beça/Tâmega	147	113	102
Gouvães	Torno/Tâmega	13	112	153
Daivões	Tâmega	66	109	148
Vidago	Tâmega	96	90	114
Almourol	Tejo	20	78	209
Pinhosão	Vouga	68	77	106
Girabolhos	Mondego	143	72	99
Alvito	Ocreza	209	48	62

Tabela 3.2: Previsão da evolução da potência hidroelétrica instalada em Portugal.

Ano	Potência hidroelétrica instalada (MW)	Potência de bombagem instalada (MW)
2013	5272	1207
2020	6978 (+32%)	2637 (+118%)
2030	9653 (+83%)	4995 (+413%)

Os valores incluídos na Tabela 3.2 evidenciam claramente a aposta que está a ser feita nos aproveitamentos hídricos em Portugal. Com a otimização da utilização do potencial hídrico, por via de um aumento da capacidade instalada, mas também pelo recurso à bombagem, importantíssimo na otimização da rede numa perspetiva de mercado num contexto de *mix* energético com

uma forte componente eólica. Atualmente, o armazenamento da energia potencial da água nas albufeiras das barragens é ainda a melhor forma de armazenamento de energia em grande escala. É sensato antever a importância crescente dos aproveitamentos hídricos no nosso país e o seu papel crucial no futuro da produção energética.

Em termos técnicos, a produção hídrica contribui para melhorar os índices de fiabilidade do sistema elétrico, na medida em que recorre a tecnologias com taxas de avarias reduzidas e curtos tempos de resposta às variações de carga (*ramp rates* elevadas). As centrais hídricas conseguem injetar grandes quantidades de energia na rede em reduzidos espaços de tempo (por exemplo, a Central do Alto Lindoso transita do estado de vazio à plena carga em cerca de 90 segundos). Isto permite não só compensar quebras de outro tipo de fontes produtoras (por avaria ou falta repentina de recurso como o vento, no caso dos grupos eólicos), assim como responder a subidas rápidas do consumo.

3.3 *Hydro Scheduling Problem*

O *Hydro Scheduling Problem* corresponde a um problema de gestão operacional de um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos e, neste trabalho, está associado à otimização da energia produzida por um conjunto de centrais hídricas que oferecem a sua potência num mercado tipo *Pool*, tendo em conta a interligação entre as centrais numa cascata, os preços de mercado e as afluências às suas albufeiras. Tendo em conta os mercados, as empresas de produção devem identificar as estratégias de produção mais interessantes para o dia ou semana seguintes. Essas estratégias de operação baseiam-se na maximização dos seus lucros e os resultados poderão ser utilizados para preparar as ofertas de venda de energia que serão comunicadas ao Operador de Mercado [22][33].

3.4 Formulação do Problema de *HSP*

3.4.1 Variáveis

Quando se considera empresas de produção com centrais hídricas no seu portefólio de centrais, o problema de escalonamento da produção ganha complexidade, nomeadamente devido à sua natureza não-linear e ao número de restrições e variáveis. Para um circuito hidráulico, a potência produzida pela turbina hidráulica é dada por (3.2), considerando a perda de carga hídrica. A densidade da água é aproximadamente igual a 1000 kg/m^3. Na equação (3.2), considera-se que a aceleração gravítica é dada por g=9.8 m/s^2.

$$P_t = 9.8 \times q \times (h - \beta \times q^2) \times \eta_t \quad (kW) \tag{3.2}$$

Nesta expressão:

q - caudal em m^3/s;

h - queda em metros;

η_t - rendimento de turbinamento;

β - coeficiente de perda de carga.

A potência necessária para bombar um determinado caudal é dada por (3.3), em que μ_b é o rendimento de bombagem.

$$P_b = 9.8 \times q \times (h + \beta \times q^2) \times \frac{1}{\mu_b} \quad (kW) \tag{3.3}$$

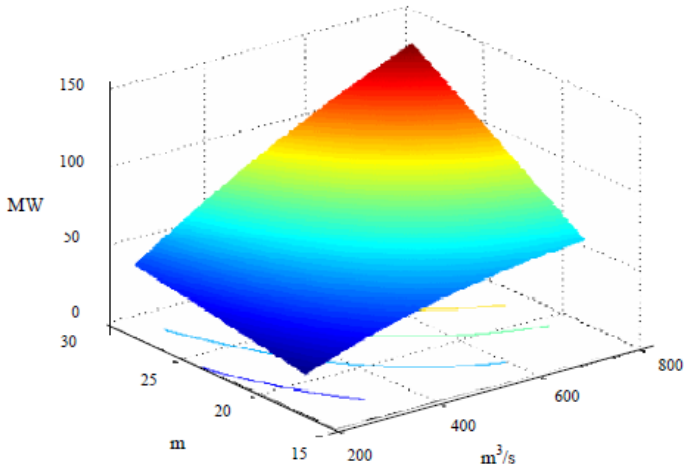


Figura 3.2: Potência produzida por uma turbina hidráulica típica, em função do caudal e da altura de queda do aproveitamento hidroelétrico [9].

Na Figura 3.2, representa-se graficamente num sistema cartesiano tridimensional a variação da potência produzida por uma turbina em função do caudal turbinado e da altura da queda. No plano, a zona a vermelho representa a zona de maior produção da turbina (maior caudal e maior queda) e a azul estão as zonas de menor produção.

Tabela 3.3: Variáveis do Problema de *HSP*.

Tipo	**Variáveis**	**Descrição**
Decisão	qt_{ik}	Caudal turbinado pela central i, na hora k.
	qb_{ik}	Caudal bombado pela central i, na hora k.
	s_{ik}	Caudal descarregado pela central i, na hora k.
Estado	v_{ik}	Volume da albufeira da central i, na hora k.
	h_{ik}	Queda da central i, na hora k.
Parâmetros	a_{ik}	Afluência à albufeira da central i, na hora k.
	π_k	Preço de mercado na hora k.
	μ_{t_i}	Rendimento de turbinamento da central i.
	μ_{b_i}	Rendimento de bombagem da central i.
	v_i^0	Volume inicial da central i.
	v_i^f	Volume final da central i.

O problema de otimização da gestão destes recursos complica-se também com a configuração hidráulica do conjunto de aproveitamentos considerados no problema. A disposição dos aproveitamentos em cascata cria uma interligação hidráulica e uma interligação temporal. Com efeito, existe uma influência na gestão de um aproveitamento quando a montante deste existe um ou mais aproveitamentos cuja operação irá afetar, de alguma forma, o recurso do primeiro, e vice-versa. Por exemplo, no caso de existirem apenas dois aproveitamentos num mesmo curso de água, a turbinagem e a bombagem do aproveitamento que estiver a montante afetarão o volume de água do que estiver a jusante, sendo o contrário também verdade em relação ao que está a montante. O problema torna-se extremamente complexo quando são considerados diferentes valores para a propagação temporal destes efeitos.

Uma característica muito importante destes aproveitamentos é a capacidade de a central vir a poder realizar bombagem. De facto, num ambiente concorrencial, esta capacidade revela-se um ponto-chave para a análise da viabilidade económica de um projeto desta natureza. Para o problema de planeamento da exploração, a bombagem, se disponível, tem de ser considerada visto que o seu propósito se relaciona diretamente com o objetivo do problema que é o de maximizar os proveitos obtidos com a exploração da central.

O planeamento da exploração de uma central, com vista à maximização das receitas, pode ser baseado em previsões de preços da energia para o horizonte temporal do problema. Contudo, se esta gestão incluir um conjunto de centrais com considerável potência instalada, as decisões daí decorrentes podem alterar substancialmente o preço de mercado previsto para cada hora do horizonte de planeamento. Sendo assim, à medida que se introduzem mais centrais no problema, é crescente a importância de considerar o efeito que cada proposta de exploração tem no preço de fecho do mercado.

Na Figura 3.3, é feita uma representação genérica de dois aproveitamentos hidroelétricos em cascata, com as variáveis do problema designadas segundo a nomenclatura adotada nesta dissertação.

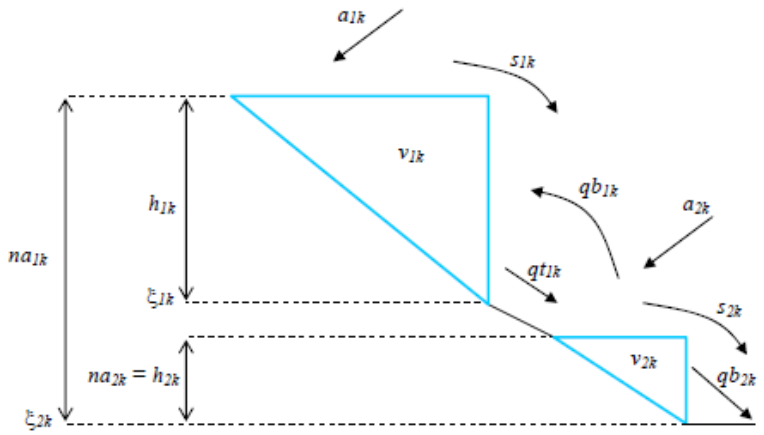


Figura 3.3: Esquema de uma cascata de dois aproveitamentos hidroelétricos [22].

3.4.2 Restrições

Em qualquer problema de otimização de aproveitamentos hidroelétricos há a necessidade de considerar restrições que refletem aspetos técnicos ou de operação interna. O conjunto resultante de todas as restrições define o espaço das soluções viáveis ou admissíveis do problema de entre as quais será selecionada a solução adotada, tendo em conta a função objetivo do problema. As restrições deste problema podem ser operacionais, relativas aos limites a impor a cada uma das variáveis, ou globais, referentes a todo o sistema, pelo que se pode formular o problema genérico (3.4) a (3.7) [9].

$$max\ F(x) \tag{3.4}$$

sujeita a:

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \tag{3.5}$$

$$b^{min} \leq A \cdot x \leq b^{max} \tag{3.6}$$

$$x^{min} \leq x \leq x^{max} \tag{3.7}$$

O conjunto das restrições permite que a modelização do *HSP* incorpore de forma o mais fidedigna possível as limitações reais associadas ao planeamento da operação de centrais hídricas. As restrições irão estabelecer as fronteiras do espaço das decisões admissíveis para o problema.

3.4.3 Modelos simplificados

3.4.3.1 Perda de carga constante

As perdas de carga hidráulica na adução e na restituição do caudal no circuito hidráulico dependem do valor desse caudal e das características do circuito hidráulico, em particular do comprimento, da área da secção transversal, das singularidades geométricas e da rugosidade das paredes [48]. A Figura 3.4 apresenta as curvas de potência produzida em função do caudal para diferentes valores especificados da queda.

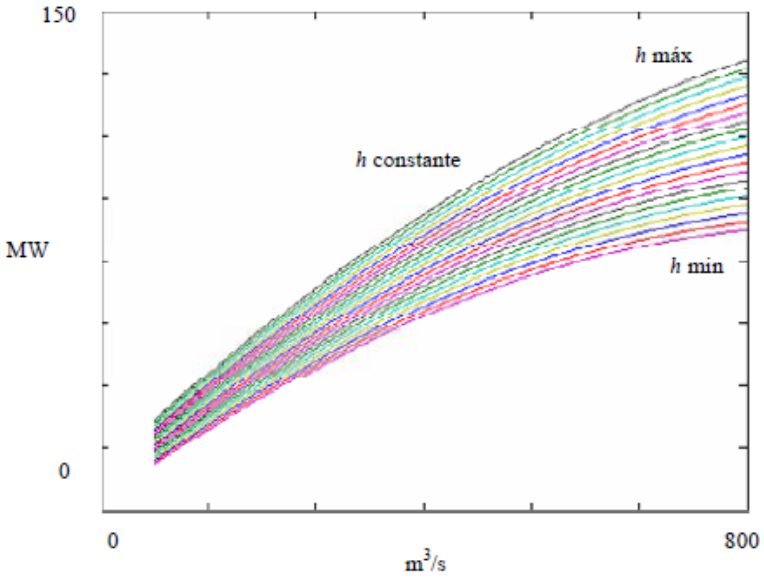


Figura 3.4: Potência gerada por uma turbina hídrica em função do caudal, para diferentes valores de queda [27].

Uma das simplificações consideradas em diversos trabalhos que abordam a temática do *Hydro Scheduling Problem* passa por considerar que a perda de carga no circuito hidráulico é constante, independentemente do caudal turbinado.

A tendência atual de otimização da operação de uma central hídrica em ambiente de mercado é a de colocar a central a produzir ou a realizar bombagem nos seus limites máximos e mínimos, correspondendo assim a valores de caudais elevados ou nulos. Na Figura 3.5, é visível que a opção de perda de carga constante que conduz a um erro mais pequeno na faixa de operação da turbina (próxima dos caudais máximos) passa por considerar a perda de carga constante máxima.

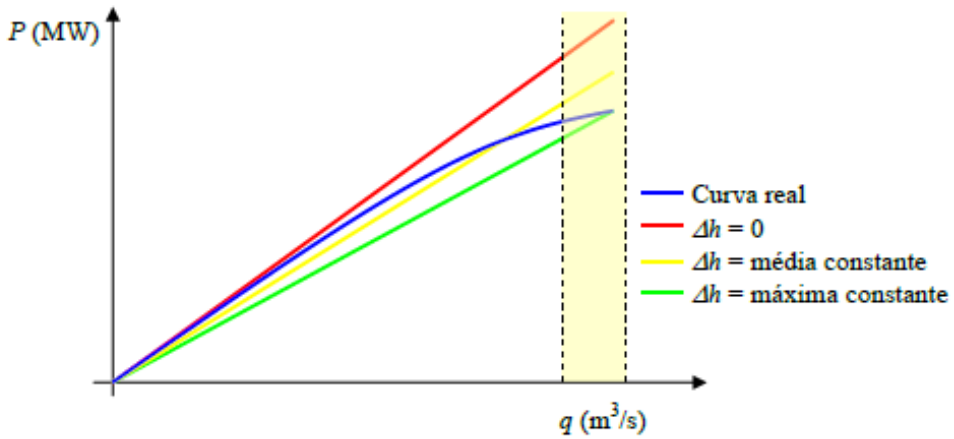


Figura 3.5: Erro da aproximação em que se incorre ao considerar a perda de carga constante [23].

Esta aproximação de considerar a perda de carga constante retira alguma complexidade ao problema de otimização.

A consideração de uma transição instantânea de estado de produção de energia para o estado de bombagem de um aproveitamento hidroelétrico não é, de todo, algo que se afaste muito da realidade, pois já existem várias centrais em Portugal em que esta transição de estados é feita em poucos minutos [23].

3.4.3.2 Centrais hidroelétricas encaradas como *price takers*

Outra simplicação também considerada em *HSP* passa por olhar para as centrais hidroelétricas como sendo *price takers*, ou seja, assume-se que as decisões de turbinar ou bombear não vão influenciar o preço de fecho de mercado.

Uma grande desvantagem desta assunção é que, embora retire complexidade ao problema de otimização, não representa com rigor a realidade das centrais hidroelétricas em Portugal, por exemplo [9].

3.5 Formulação do *HSP* completo considerando perda de carga

Como se pode observar na Figura 3.5, a alternativa de considerar a perda de carga nula é a que apresenta um maior desvio face à curva real para caudais mais elevados. Como tal, resolver o *HSP* assumindo que não existe perda de carga afigura-se como uma hipótese excessivamente otimista face à realidade.

A alternativa de considerar uma perda de carga constante média é, na verdade, aquela que apresenta um erro menor para a maioria dos caudais. No entanto, a reta construída considerando uma perda de carga constante e máxima é a que mais se aproxima da curva real para os caudais maiores. Embora as três possibilidades para o valor constante de perda carga permitam resolver o *HSP*, como se sabe que a tendência do *HSP* será a de colocar quer o turbinamento quer a bombagem nos seus limites máximos e/ou mínimos. Nestas condições, a opção de usar a perda de carga máxima apresenta-se como a melhor opção, visto que é a hipótese que apresenta menor erro nessa zona de operação das turbinas.

Outra hipótese de incluir a perda de carga será calcular a mesma através de um processo iterativo, em função do caudal turbinado obtido em cada iteração. De facto, esta última modelização será a mais aproximada da realidade para todo o espaço de caudais turbináveis, mas implica uma maior utilização de recursos, especialmente ao nível do tempo de processamento [9].

A relação não-linear entre a potência, caudal e queda (ver equações (3.2) e (3.3)) resulta da modelização matemática que faz refletir a perda de carga como um efeito na diminuição do valor da queda. Esta modelização da perda de carga através da queda é compreensível através da Figura 3.4. Existem várias hipóteses para incluir a queda [9]:

- considerar a queda constante, determinando um valor médio;
- considerar uma família de curvas pré-definidas para valores esperados da queda;

- resolver o problema não-linear, adotando técnicas de resolução não-lineares;
- fazer uma modelização bastante realista e detalhada do problema e aplicar técnicas computacionais, como por exemplo Programação Evolucionária, para atingir uma solução próxima da ótima;
- implementar um processo iterativo que considere, em cada iteração, um valor de queda constante, sendo este sucessivamente atualizado.

A alternativa a implementar será a última, na medida em que permite resolver um problema não-linear através da resolução de vários problemas lineares, permitindo assim incluir um grande número de variáveis sem exigir elevados tempos de processamento.

Como se pode observar através das equações (3.2) e (3.3) e da Figura 3.4, a potência produzida por uma turbina hidráulica é calculada através de uma função que depende não-linearmente da queda e do caudal, $P_{ik}=\Phi(q_{ik},h_{ik})$. No processo iterativo que se irá implementar, em cada iteração, será resolvido um problema simplificado em que se considera a queda constante. Assim, a potência passa a depender exclusivamente do caudal, $P_{ik}=\phi(q_{ik})$, podendo ser representada através de uma reta, obrigando a um menor esforço de cálculo computacional.

No entanto, esta resolução simplificada (*SHSP*) não permite obter o valor ótimo $\dot{P_{ik}} = \Phi(\dot{q_{ik}}, \dot{h_{ik}})$, a não ser que $\dot{\phi}(q_{ik}) = \Phi(q_{ik}, \dot{h_{ik}})$. Como não se conhece à partida o valor ótimo da variável queda, esta será atualizada em cada iteração.

O primeiro passo do processo iterativo passa por definir a queda inicial, considerando como constante o nível médio das águas a jusante do aproveitamento. A queda na primeira iteração será obtida através de uma curva nível-volume pré-determinada, $\rho(v_{ik})$. Esta alternativa, face à opção de incluir uma nova restrição no problema, permite considerar qualquer tipo de curvas $\rho(v_{ik})$, mesmo não-lineares, sem que isso traga um acréscimo de peso computacional à resolução.

De seguida, são construídas as retas $\phi(q_{ik})$ para os valores atuais da queda, h_{ik}^{v}, e resolve-se o *SHSP*, considerando a perda de carga máxima pelos motivos anteriormente explanados.

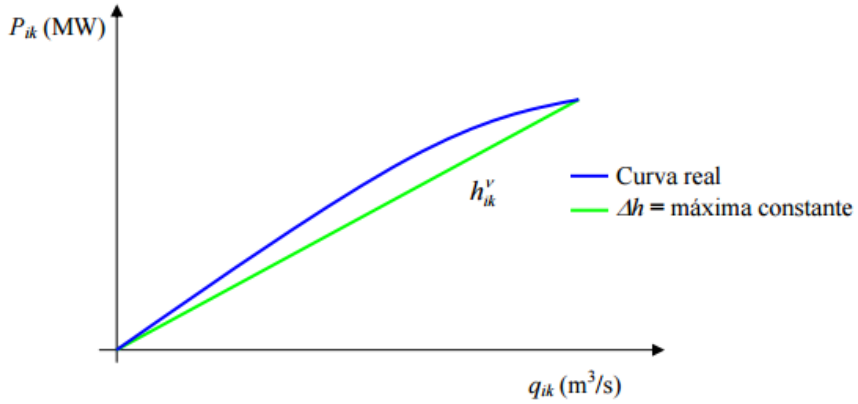


Figura 3.6: Potência de turbinamento para uma queda h_{ik}^{v}.

Após resolvido o *SHSP*, atualiza-se o valor da queda $h_{ik}^{v+1} = \rho(v_{ik}^{v})$. Para evitar erros associados à função curva nível-volume que possam advir do facto de apenas se ter em conta o valor do volume da iteração atual e que possam levar à divergência do processo iterativo, define-se um parâmetro de sub-relaxação α>0, tal como se indica em (3.8). A definição do parâmetro de sub-relaxação pode depender do problema, tornando assim este método *case dependent*.

$$h_{ik}^{v+1} = \rho(v_{ik}^{v}) = \rho(v_{ik}^{v} + \alpha(v_{ik} - v_{ik}^{v})) \tag{3.8}$$

A regra empírica para definir os valores de α>0 passa por considerar valores baixos para as primeiras iterações e, à medida que processo iterativo se desenvolve, ajustar o parâmetro α para valores próximos de 1 de modo a facilitar a convergência [9].

Finalmente, é necessário definir um critério de convergência para terminar o processo. Esse critério poderá passar por pré-definir um número máximo de iterações ou então quando o desvio for inferior a uma determinada tolerância representada por um parâmetro ε de, por exemplo, 0.1%. Na equação (3.9), é apresentada a expressão que define o parâmetro ε [10].

$$\varepsilon = \frac{v_{ik} - v_{ik}^{v}}{v_{ik}^{v}} \tag{3.9}$$

Na Figura 3.7, apresenta-se um fluxograma que sistematiza o processo iterativo que foi explicado nos parágrafos anteriores desta dissertação.

Considerando um par de períodos de turbinagem/bombagem, o benefício económico de operar a central será dado pela equação (3.10) em que P_T representa a potência turbinada, P_B a potência consumida na bombagem e π representa o preço da energia num determinado período.

$$Z = P_T \times \pi_T - P_B \times \pi_B \tag{3.10}$$

Desta forma, como a potência obtida na turbinagem é menor do que a que é consumida para bombar, verifica-se que a decisão de turbinar e de bombar durante um par de períodos depende do cumprimento da condição (3.11) [33].

$$\frac{P_T}{P_B} > \frac{\pi_B}{\pi_T} \tag{3.11}$$

Na função objetivo (3.12) do problema de otimização *HSP* a implementar, os descarregamentos serão multiplicados por uma penalidade, ps, que corresponde a um número positivo elevado para tentar assegurar que só nas situações em que existe o risco das águas ultrapassarem a cota máxima permitida das albufeiras é que se deixa passar a água de montante para jusante do aproveitamento sem a turbinar.

A função objetivo é responsável por fazer corresponder a cada decisão um número real, permitindo desta forma comparar diferentes estratégias de operação. A função objetivo maximiza a diferença entre o valor da energia vendida (turbinada) e da energia comprada (bombeada) pelo aproveitamento, para cada hora, tendo em conta os preços de mercado horários. De (3.13) até (3.20) estão representadas as restrições associadas ao problema de otimização tratado nesta dissertação. De seguida, apresenta-se uma formulação completa do problema de *HSP* [9].

Função objetivo:

$$max \sum_{i=1}^{I} \sum_{k=1}^{K} (\pi_k \times Pt_{ik}) - (\pi_k \times Pb_{ik}) - (ps \times s_{ik}) \tag{3.12}$$

Restrições de igualdade e desigualdade:

$$v_{ik} = v_{i(k-1)} + a_{ik} - qt_{ik} - s_{ik} + qb_{ik} + \sum_{m \subset M_i}^{L} qt_{m(k-\phi_m)} + s_{m(k-\lambda_m)} - qb_{m(k-\omega_m)} \tag{3.13}$$

$$v_{ik}^{min} \leq v_{ik} \leq v_{ik}^{max} \tag{3.14}$$

$$na_{ik}^{min} \leq na_{ik} \leq na_{ik}^{max} \tag{3.15}$$

$$qt_i^{min} \leq qt_{ik} \leq min(qt_i^{max}, qtn_i \times \sqrt{\frac{h_{ik}}{htn_i}}) \tag{3.16}$$

$$qb_i^{min} \leq qb_{ik} \leq min(qb_i^{max}, qbn_i - \delta_i \times (h_{ik} - hbn_i)) \tag{3.17}$$

$$0 \leq s_{ik} \leq \infty \tag{3.18}$$

$$v_{iK} \leq v_{iK}^{final} \tag{3.19}$$

$$vol_i^{min} \leq qt_{ik} + s_{ik} - qb_{ik} \leq vol_i^{max} \tag{3.20}$$

Nesta formulação:

I - número total de centrais hidroelétricas;

K - número total de períodos;

π_k - preço de mercado na hora k;

Pt_{ik} - potência de turbinamento na central i, na hora k;

Pb_{ik} - potência de bombagem na central i, na hora k;

ps - penalidade atribuída aos descarregamentos;

s_{ik} - caudal descarregado pela central i, no período k.

L - número total de aproveitamentos a montante de i;

v_{ik} - volume de água na albufeira i, no período k;

a_{ik} - afluência natural ao reservatório i, no período k;

na_{ik} - nível de armazenamento da água no reservatório i, no período k;

qt_{ik} - caudal turbinado pela central i, no período k;

qb_{ik} - caudal bombado pela central i, no período k;

M_i - conjunto de reservatórios diretamente ligados e a montante do reservatório i;
ϕ_m - atraso para caudais turbinados do aproveitamento m até ao i;
λ_m - atraso para caudais descarregados do aproveitamento m até ao i;
ω_m - tempo de atraso para caudais bombados do aproveitamento m até ao i;
vol_i^{min}- volume lançado mínimo para a central i, em todos os períodos;
vol_i^{max} - volume lançado máximo para a central i, em todos os períodos;
v_i^{min} - volume mínimo da albufeira i;
v_i^{max} - volume máximo da albufeira i;
qt_i^{min} - caudal turbinado mínimo da central i;
qt_i^{max} - caudal turbinado máximo da central i;
qb_i^{min} - caudal bombado mínimo da central i;
qb_i^{max} - caudal bombado máximo da central i;
qtn_i - caudal nominal de turbinamento da central i;
qbn_i - caudal nominal de bombagem da central i;
htn_i - queda nominal de turbinamento da central i;
hbn_i - queda nominal de bombagem da central i;
δ_i - coeficiente de bombagem da central i;
v_{iK} - volume da última hora da central i;
v_{iK}^{final} - volume final pretendido na central i.

As restrições (3.13 a (3.20) podem ser agrupadas em dois grupos: restrições operacionais e restrições globais. As restrições operacionais estão relacionadas com os limites de certas grandezas de cada reservatório, como o volume da albufeira, v_{ik}, que tem de estar compreendido entre um máximo e um mínimo, como se impõe em (3.14). A definição dos limites para os problema dual dos reservatórios é feita tendo em consideração fatores como o controlo de cheias, mínimos técnicos para o funcionamento das turbinas ou volumes obrigatórios que é necessário manter. Decorrente da restrição associada ao volume da albufeira, o nível de armazenamento, na_{ik}, está também limitado por valor máximo e mínimo, como se mostra em (3.15) [9].

Os caudais turbinados, qt_{ik}, e bombados, qb_{ik}, também estão limitados, assim como a potência produzida. A limitação máxima dos caudais apresenta uma característica diferente de todas as outras variáveis. Para além dos limites máximos fixos, os caudais apresentam um limite máximo que depende da queda e que, no caso do caudal turbinado, apresenta uma relação não-linear, tal como se pode observar em (3.16) [9]. Como os limites superiores dos caudais turbinados por cada central variam com a queda, h_{ik}, será necessário atualizar novos limites máximos em função do valor da queda obtida na iteração anterior.

Os caudais descarregados, s_{ik}, apenas têm limite inferior, pois assume-se que as centrais têm capacidade para lançar uma quantidade infinita de água por descarregamento. No modelo matemático, representam a variável de folga que serve para acertar o balanço da água no caso de haver afluências excessivas [9].

A limitação dos valores da queda, h_{ik}, é feita de forma implícita ao serem limitados os volumes das albufeiras.

As afluências, a_{ik}, e os preços de mercado, π_k, são dados de entrada, assim como os volumes iniciais de cada albufeira, v^0. No que diz respeito ao volume final, v_{iK}, o seu tratamento depende das análises que se pretendem efetuar para cada problema.

Como em qualquer problema de otimização, a cada restrição está associada uma variável dual, relacionada com o respetivo problema dual. Em termos práticos, se o valor da variável dual de uma restrição for zero, significa que a restrição não está a limitar a solução, ou seja, é indiferente para a função objetivo alterar o recurso associado a essa mesma restrição. Apesar da finalidade deste documento não ser a apresentação exaustiva da formulação matemática do problema dual, é importante referir a interpretação económica da variável dual relativa à restrição de igualdade (3.13). A variável dual associada à equação balanço da água, representa o valor marginal da água, e pode ser interpretado como a variação da função objetivo se o armazenamento aumentar de uma unidade. Na prática, representa o impacto na função objetivo resultante de armazenar ou não uma unidade extra de água [9].

A restrição (3.20) pode ser usada em alguns aproveitamentos que apresentam condições especiais, nomeadamente caudais obrigatórios tais como, por exemplo, ecológicos ou retiradas para regas. Este constrangimento indica que o total do volume lançado para jusante tem de estar compreendido entre determinados valores especificados.

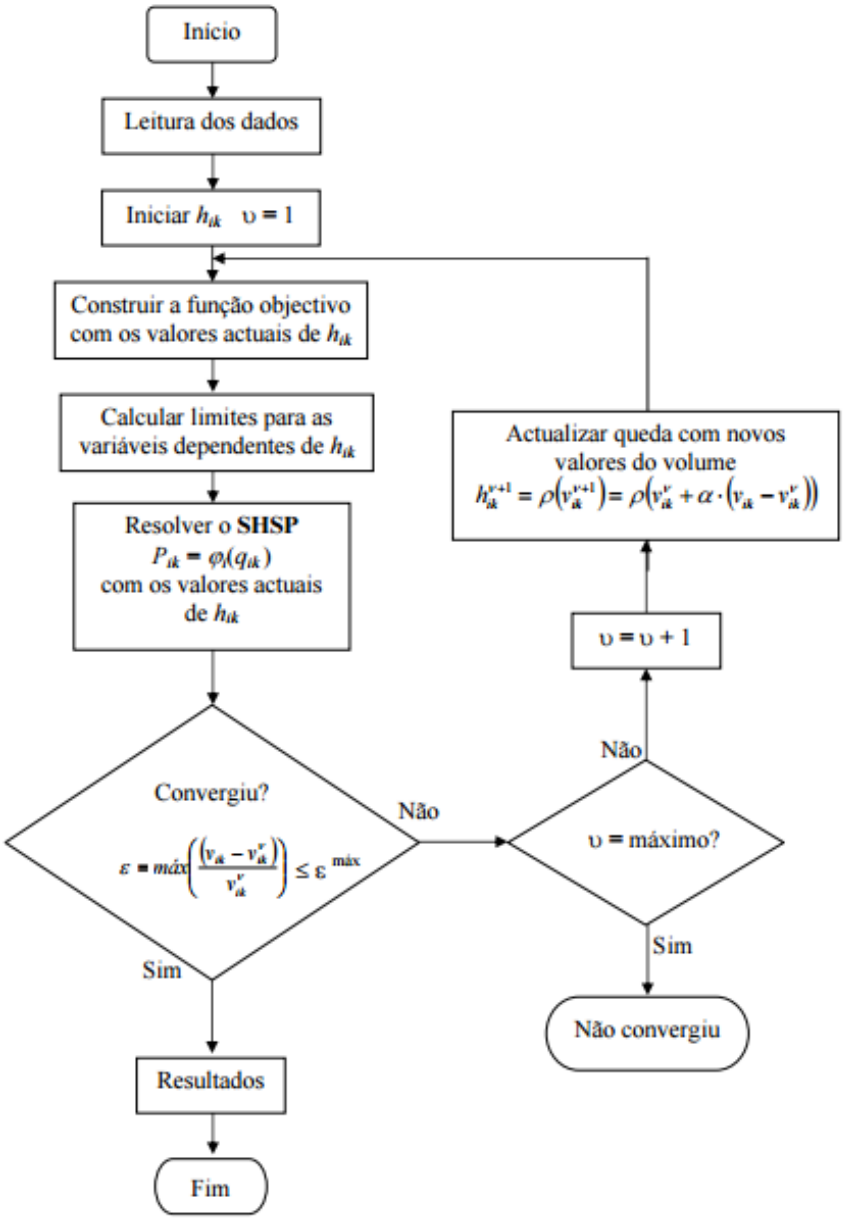


Figura 3.7: Fluxograma correspondente ao modelo *HSP* de curto prazo [9].

Capítulo 4

Aplicação Desenvolvida Considerando a Perda de Carga e o Impacto nos Preços de Mercado

4.1 Impacto nos Preços de Mercado

Vários trabalhos desenvolvidos na área do *HSP* tratam as centrais hídricas como *price takers*, isto é, considerando que as potências produzidas ou consumidas pelas centrais a otimizar não influenciam os preços de mercado [9][22][27]. Esta abordagem trata os preços como constantes do problema de otimização.

Em relação ao sistema elétrico de energia, Portugal e Espanha apresentam características muito particulares. Em 2015, cerca de 40% da produção de eletricidade teve origem em fontes renováveis (mesmo num ano de muito baixa hidraulicidade). Com um regime muito seco, o Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) [6] não ultrapassou os 0.74. Ao nível de capacidade instalada, a potência de origem renovável é superior a 60%, com uma contribuição muito significativa de Centrais Hídricas e Eólicas [49] [5].

No ano de 2015, a energia elétrica produzida nas barragens portuguesas atingiu os 9.6 TWh, representando cerca de 20% dos consumos totais de energia elétrica em Portugal Continental nesse ano (49 TWh) [13]. No que diz respeito à produção hídrica, existe uma correlação bastante significativa entre a variação da produção e os preços de mercado, uma vez que as Centrais Hídricas têm um impacto bastante expressivo na satisfação do consumo. A Figura 4.1 apresenta dados históricos de 2013 a 2015 para Portugal, em que se observa o comportamento inverso destas duas variáveis, ou seja, quanto maior é a produção hídrica, menores são os preços de mercado [49].

Com o exemplo português, percebe-se que, em determinadas situações, usar modelos de otimização que encaram os aproveitamentos hidroelétricos como agentes passivos face aos preços

[6] O IPH é o 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 [21].

de mercado se revela uma abordagem pouco rigorosa e os resultados obtidos por esses modelos apresentam-se desfasados da realidade.

Os três grandes centros de produção hidroelétrica portugueses são: o sistema Cávado-Lima com 9 centrais e 1329 MW de capacidade instalada; o sistema Tejo-Mondego com 17 centrais e 1645 MW de capacidade instalada e o sistema do Douro (Nacional e Internacional) com um total de 12 centrais e 2424 MW de capacidade instalada [7]. A Cascata do Douro é o sistema com maior potência instalada e maior produtibilidade média anual líquida de bombagem (6239 GWh) [8] [13].

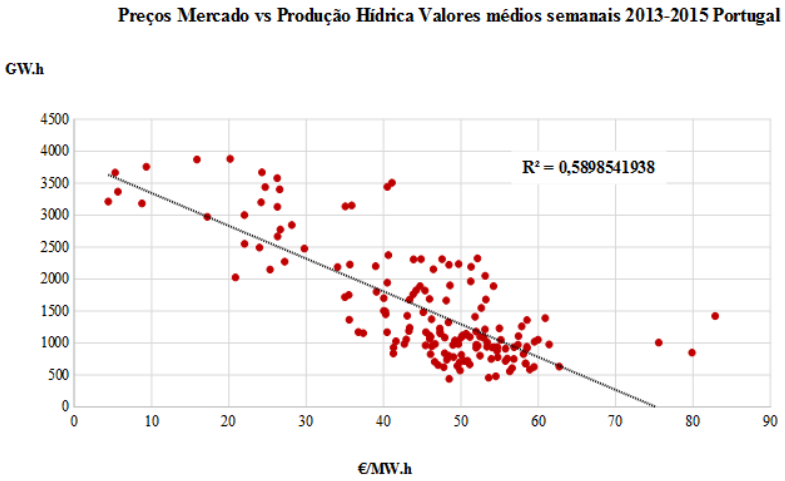


Figura 4.1: Correlação inversa entre a produção hídrica e os preços de mercado, entre 2013 e 2015, em Portugal [49].

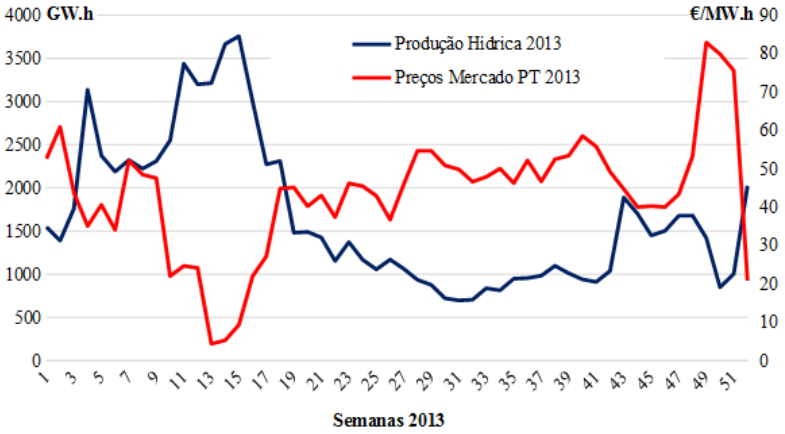


Figura 4.2: Produção hídrica e preços de mercado, em Portugal, no ano de 2013 [49].

Como o caso de estudo desta dissertação será baseado em 9 aproveitamentos da cascata do Douro Nacional, o modelo construído terá em consideração o impacto nos preços de mercado

[7] Este números referem-se apenas às centrais em Regime Ordinário (PRO), não abrangendo as centrais hidroelétricas em Regime Especial (PRE) instaladas nesses sistemas. Definição de PRO sem ter em conta o DL 215-A/2012.

[8] Série Hidrológica 1966-2005 - Dados EDP-Produção.

das centrais hidroelétricas. Estas terão assim um papel de *price makers*, ou seja, a operação das centrais hídricas irá modificar o perfil de preços. Para o efeito, será necessário incluir no algoritmo, para além do ciclo de atualização da queda, um ciclo externo que fará a atualização dos preços de mercado em resultado da atividade das centrais hídricas em cada período.

O modelo de mercado que será considerado neste trabalho é um modelo organizado em *Pool* Simétrico, à semelhança do MIBEL, embora neste algoritmo, ao contrário do MIBEL, não seja prevista a existência de contratos bilaterais. As ofertas de produção das centrais hídricas serão colocadas na curva das ofertas de venda de energia elétrica e as ofertas de consumo/bombagem farão parte da curva das ofertas de compra. Fixou-se que todas as centrais a otimizar oferecem em mercado a sua produção a 0 €/MWh (preço mínimo que estão dispostas a receber) e fazem ofertas de aquisição de energia elétrica a 180 €/MWh (preço máximo que estão dispostas a pagar) [9]. Esta estratégia de preços (preço mínimo de venda e preço máximo de compra) pretende assegurar que todas as ofertas das nossas centrais são despachadas. Na Figura 4.3, pode-se observar a forma como o OMIE apresenta os preços diários do MIBEL.

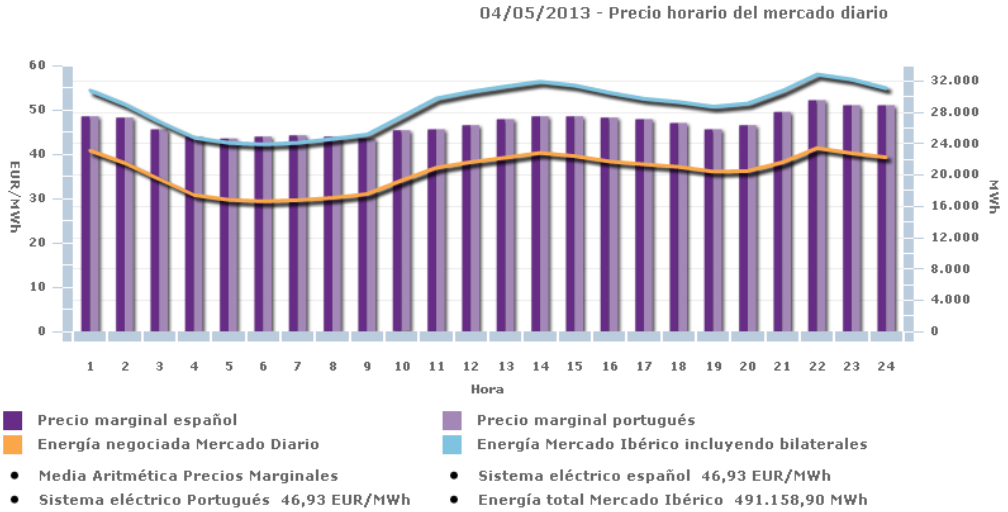


Figura 4.3: Grafismo relativo ao Mercado Diário de Eletricidade Ibérico, no dia 4 de Maio de 2013, retirado do *site* do OMIE.

Para considerar o impacto nos preços de mercado, foi construída uma ferramenta auxiliar, em *software MATLAB*, que recorre ao *linprog* para, através da maximização da Função de Benefício Social (*Social Welfare Function*), obter o ponto de interseção das curvas de compra e venda (*Market Clearing Price*). Este preço corresponde ao custo de produzir mais uma unidade de energia (1 MWh), isto é, o custo marginal da última unidade produtora a ser colocada em mercado (caso essa unidade esteja no limite máximo da sua produção, o preço de fecho de mercado é dado pelo custo marginal da unidade produtora com preço mais baixo que não entrou em mercado).

De seguida, apresenta-se a função objetivo e as restrições do problema de maximização da Função de Benefício Social para um modelo de mercado organizado em *Pool* Simétrico (equação

[9] O preço máximo das ofertas de compra e venda no MIBEL é 180 €/MWh.

(4.1) e restrições (4.2), (4.3) e (4.4), respetivamente). Na prática, o resultado desta maximização corresponde à soma do excesso dos consumidores e do excesso dos produtores [24].

$$max \sum_{i=1}^{ND} C_{Di}^{of} \times P_{Di} - \sum_{j=1}^{NG} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \tag{4.1}$$

$$0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \tag{4.2}$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \tag{4.3}$$

$$\sum_{i=1}^{ND} P_{Di} = \sum_{j=1}^{NG} P_{Gj} \tag{4.4}$$

Nesta formulação:

C_{Di}^{of} - preço máximo que o agente da oferta de compra i está disposto a pagar;
C_{Gj}^{of} - preço mínimo que o agente da oferta de venda j está disposto a receber;
P_{Di}^{of} - potência requisitada pela oferta de compra i;
P_{Gj}^{of} - potência requisitada pela oferta de venda j;
P_{Di} - potência despachada referente à oferta de compra i;
P_{Gj} - potência despachada referente à oferta de venda j;
ND - número total de ofertas de compra de energia elétrica;
NG - número total de ofertas de venda de energia elétrica.

Foi escolhida para teste uma semana aleatória de preços entre 6 de fevereiro de 2009 e 4 de novembro de 2013. Nesse período, as unidades de programação referentes às centrais do Douro Nacional encontravam-se identificadas no *site* do OMIE[10] com siglas diferentes das restantes centrais do Douro, o que permitiu retirá-las das curvas agregadas de preços e, por essa via, tornar o processo mais realista. Desde 8 de outubro de 2015, as centrais do Douro da EDP-Produção são representadas pelas siglas ADOURO (Produção) e ADOUROB (Consumo/Bombagem). No entanto, como foi referido, na semana em análise, as centrais do Douro Nacional são identificadas por uma sigla própria, permitindo distingui-las das centrais da EDP-Produção do Douro Internacional[11].

Os valores relativos às ofertas de compra e venda no mercado diário para a semana de teste foram descarregados do *site* do OMIE para um livro de *Excel*. Os dados extraídos continham as seguintes informações: Hora, Dia, Data, País, Unidade (Nome da unidade), Compra(1)/Venda(2), Quantidade (MW), Preço (€/MWh), Ofertada(1)/Casada(2). O *template* criado para organizar os dados pode ser observado na Figura 4.4. O tipo de oferta "Compra ou Venda" foi codificado em 1 ou 2, respetivamente. Esta codificação visou permitir identificar no *MATLAB* os diferentes tipos de oferta para a construção das curvas agregadas.

[10] *Site* do OMIE: www.omie.es.

[11] A lista completa com a nomenclatura de todas as unidades de programação registas no MIBEL encontra-se disponível em: http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/UnidMercado/Paginas/UnidadProg.aspx.

SEMANA DE TESTE								
Hora	Dia	Data	País	Unidade (Nome da unidade)	Compra(1)/Venda(2)	Quantidade (MW)	Preço (€/MWh)	Ofertada (1)/Casada (2)
1	1	04/05/2013	MI	ENDE01	1	2566	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	ENDEC04	1	42	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	EGLEC01	1	480,3	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	HCGC01	1	1748,2	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	DETIC01	1	87,7	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	EDPUC2	1	2134,6	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	CENERC1	1	62,9	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	EENC01	1	7,2	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	IBEGC01	1	2313,2	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	IGESC2	1	7,9	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	IBECOC2	1	647,3	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	GALPWC2	1	157,8	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	EMOSC01	1	2,6	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	GNSUC01	1	1028,4	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	UFMC2	1	118,5	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	CEBAC01	1	2,9	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	GALPC01	1	11,5	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	GEM2C01	1	4,1	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	ETUYCA1	1	6,1	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	GEGC01	1	0,1	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	ADURC01	1	1,4	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	ELEACA1	1	1,8	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	VINC01	1	0,6	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	ECSCCA1	1	3,5	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	EGLEC2	1	10,1	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	EE21C01	1	2394,8	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	ENDPC2	1	679,1	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	COGEC01	1	8,1	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	LAUEC01	1	13,7	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	GEDPGC2	1	1372,5	180,3	1
1	1	04/05/2013	MI	ECYRREX	1	1,2	180,3	1

Figura 4.4: *Template* da folha *Excel* usada para organizar os dados.

Antes de ser realizada a exportação dos dados do *Excel* para o *MATLAB*, foi feita uma filtragem de modo a só considerar as ofertas casadas e retirar as ofertas cujas unidades de programação estivessem identificadas na coluna "Unidade (Nome da unidade)" com a sigla ADOUNAC ou ADOUNAB. Apenas foram consideradas as ofertas casadas, pois são essas que contribuem para os preços de fecho de mercado. Foi também aplicado um outro filtro no *Excel* com o propósito de usar apenas as ofertas cuja a coluna "País" estivesse identificada com a sigla MI (Mercado Ibérico). Em caso de existência de *Market Splitting*[12], selecionou-se as ofertas referentes a Portugal, identificadas com a sigla PT.

Previamente ao início do ciclo de atualização da queda, foram calculados os preços de mercado iniciais a partir dos dados importados do *Excel*. Após completo o ciclo de atualização da queda, por intermédio da construção de novas curvas agregadas, os preços serão atualizados, tendo em conta os resultados, para cada período, dos somatórios da energia produzida e consumida por todas as centrais. Para cada período, existirá um par Quantidade/Preço de venda referente à energia produzida pelos aproveitamentos do Douro Nacional e outro par Quantidade/Preço de compra referente à energia consumida na bombagem. O critério de convergência para terminar o ciclo externo de atualização dos preços será o desvio absoluto médio percentual para os preços horários entre iterações consecutivas, *Mean Absolute Percentage Error* (*MAPE*) (4.5). Este desvio deverá ser menor ou igual a uma determinada tolerância pré-definida, como, por exemplo, 2%. Após o cálculo dos novos preços (com as ofertas do Douro incluídas), caso não se cumpra o critério de convergência para o desvio dos preços, o ciclo de atualização da queda é novamente efetuado para o novo cenário de preços (ver fluxograma da Figura 4.5).

[12]Em caso de congestionamentos nas interligações entre Portugal e Espanha, o Mercado Ibérico é separado em dois (Mercado Português e Mercado Espanhol).

$$MAPE = \frac{1}{N} \frac{\sum_{k=1}^{N} \left| \pi_k^{w+1} - \pi_k^{w} \right|}{\sum_{k=1}^{N} \left| \pi_k^{w+1} \right|} \times 100\% \tag{4.5}$$

Nesta expressão:

N - número de períodos;

π_k^{w+1} - preços na iteração w+1 do ciclo de atualização dos preços, no período k;

π_k^{w} - preços na iteração w do ciclo de atualização dos preços, no período k.

Se a soma dos módulos dos preços em w+1 for 0, deve-se usar um critério de convergência baseado num desvio médio absoluto de preços, para evitar uma divisão por 0 em (4.5).

De modo a evitar problemas de convergência no ciclo de atualização de preços, este trabalho apresenta uma abordagem inovadora que consiste em usar uma técnica de cálculo de uma média movél ponderada com um termo de memória (relativo aos preços da última iteração) na atualização dos preços. Trata-se do recurso a uma técnica de Alisamento Exponencial Simples (AES) que visa suavizar transições abruptas no cenário de preços. O cenário de preços-base para a iteração seguinte será a média pesada de dois cenários de preços (4.6). Recorde-se que esta técnica é também usada na atualização da queda no modelo *Under-relaxed Iterative Procedure* (3.8), sendo que agora este conceito é igualmente aplicado ao impacto das centrais no mercado. A introdução de um termo de memória relativo aos preços da iteração anterior no cálculo dos novos preços auxilia à convergência do processo iterativo. Esta técnica revela-se particularmente útil nos casos em que que o impacto nos preços resultante da operação das centrais a otimizar é significativo, levando a variações bruscas dos preços de uma iteração para a iteração subsequente, dificultando a obtenção de um estado estacionário de preços.

O parâmetro de ponderação ou taxa de alisamento, β, não deve ser igual a 1 ou igual 0, pois isso seria a negação do próprio método. A constante de alisamento está restrita ao intervalo]0; 1[. O valor da constante de alisamento vai determinar a rapidez do processo. O recurso a valores mais elevados de β valorizam menos a nova informação. Em problemas de otimização em que as centrais têm pouca capacidade para modificar o preço de fecho de mercado, o valor de β deve tender para 0. O recurso a valores mais baixos de β pesam menos a informação que vem do passado. O valor de β deve ser elevado quando o objetivo é obter uma resposta rápida a mudanças acentuadas e repentinas no comportamento dos preços horários, ou seja, quando as centrais a otimizar tiverem um acentuado impacto nos preços. O parâmetro de ponderação λ é *case dependent* e deve tomar em consideração o valor do critério de convergência escolhido, tal como o parâmetro de sub-relaxação α para o ciclo de atualização da queda.

$$\pi_k^{w+1} = \pi_k^{aux} + \beta \times (\pi_k^{w} - \pi_k^{aux}) \tag{4.6}$$

Nesta expressão:

π_k^{aux} - Preço calculado através de novas curvas agregadas, no período k;

β - Parâmetro de ponderação no cálculo dos novos preços de mercado.

O parâmetro β também poderá ser recursivo, evoluindo com um determinado passo de atualização λ, tal como se indica em (4.7).

$$\beta^{w+1} = \beta^{w} + \lambda \tag{4.7}$$

A obtenção da estacionariedade por parte do processo iterativo, para além de depender do peso relativo das centrais no total da energia negociada, é também fortemente afetada pela existência de restrições ao nível dos volumes finais obrigatórios nos reservatórios, como é o caso deste trabalho. A obrigação de volumes finais nas albufeiras faz com que as decisões de operação num determinado período, para além de dependerem dos preços de mercado nesse período, devam também ter em consideração que essas decisões deverão ser compensadas no futuro de modo a que, no final da otimização, os níveis das águas nos reservatórios sejam os inicialmente impostos.

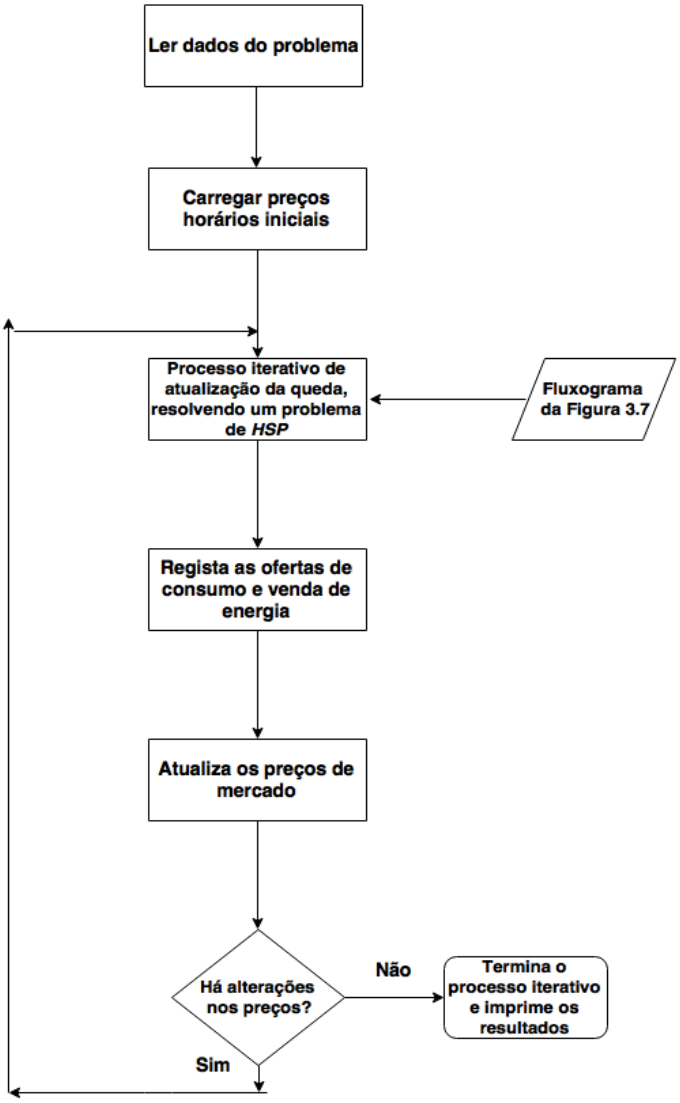


Figura 4.5: Fluxograma com ciclo externo de atualização dos preços.

4.2 Consideração do Efeito de Regolfo

A queda de um aproveitamento hidroelétrico em conjunto com o caudal turbinado (ou bombeada) são fatores determinantes para o cálculo da potência produzida (ou consumida) por uma central hidroelétrica, como se pode observar pelas equações (3.2) e (3.3) e pelo gráfico da Figura 3.4.

A queda bruta de um aproveitamento hidroelétrico com escoamento em superfície livre (rio ou albufeira) é dada pelo desnível entre as cotas do nível das águas a montante da tomada de água e a jusante da restituição do aproveitamento (ver Figura 4.6) [48]. No método iterativo adotado para a atualização da queda explicado no Capítulo 3 desta dissertação, apenas o nível das águas a montante do aproveitamento é atualizado, tomando-se o nível de jusante como constante e igual ao seu valor médio baseado em registos históricos.

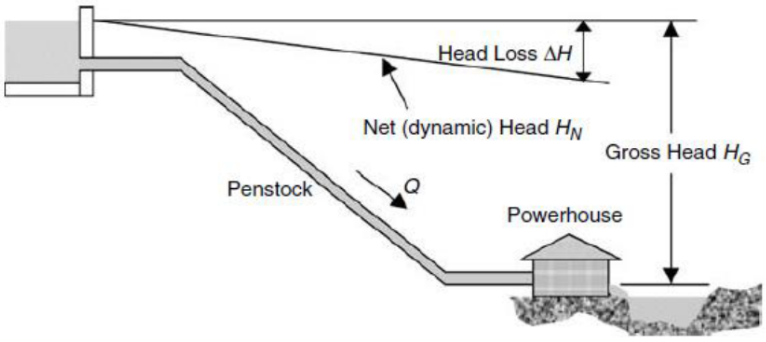


Figura 4.6: Queda bruta de um aproveitamento hidroelétrico [46].

No entanto, resolver um problema de *HSP* em que o nível de jusante é tomado como constante, independentemente do caudal lançado em cada período, pode, no caso de algumas centrais hidroelétricas, levar a erros grosseiros nos resultados obtidos, devido ao chamado fenómeno de regolfo. Este trabalho pretende, comparativamente a outros trabalhos produzidos na área de investigação do planeamento de operação de centrais hídricas a curto prazo, introduzir uma melhoria que passa por também atualizar o nível de jusante ao longo do processo iterativo.

A subida do nível de jusante depende de vários fatores, como o caudal lançado, o declive ou a secção do rio a jusante. Em certos aproveitamentos, como é o caso da central hidroelétrica de Miranda do Douro, um estreitamento acentuando do leito aparente do rio do lado de jusante faz com que possam ocorrer subidas significativas do nível do regolfo (ver Figura 4.7). A determinação das curvas de regolfo obriga à caracterização física do modelo de escoamento, através da definição do perfil longitudinal ao longo do troço do rio em estudo, tendo por base o levantamento topo-hidrográfico das secções transversais. Devido à variabilidade das características dos rios ao longo do seu trajeto, para calcular as curvas de vazão é necessário subdividir o rio em troços para permitir uma análise mais rigorosa [50].



Figura 4.7: Aproveitamento hidroelétrico de Miranda do Douro, no Douro Internacional [47].

Estudos feitos na área da hidráulica permitem determinar para cada aproveitamento os coeficientes dos polinómios das curvas do caudal lançado-nível de jusante. Devido à erosão dos fundos e das margens dos rios provocada pela passagem da água ou devido à deposição de sedimentos transportados pelas correntes, a fisionomia de um curso natural de água vai sendo modificada com o tempo, levando a que as curvas de vazão tenham de ser atualizadas.

Devido às curvas de vazão reais do Douro Nacional (na posse da EDP-Produção) se encontrarem em processo de atualização e não estarem disponíveis, optou-se por realizar uma simulação em que o nível de jusante de cada aproveitamento é atualizado segundo uma relação linear que depende do caudal turbinado por cada central em cada período, (4.8) e (4.9). Esta estratégia revela-se eficaz naquilo que é o propósito desta parte do projeto: avaliar o impacto que a modificação dos regolfos tem na convergência do *Under-relaxed Iterative Procedure*.

$$regolfo_{ik}^{v+1} = regolfo_{i}^{nom} + \Delta regolfo_{ik}^{v+1} \tag{4.8}$$

$$\Delta regolfo_{ik}^{v+1} = 0.15 \frac{qt_{ik}^{v}}{q_{max_i}} regolfo_{i}^{nom} \tag{4.9}$$

Nestas expressões:

$regolfo_{ik}^{v+1}$ - nível de regolfo na central i, no período k (na iteração v+1);

$regolfo_{i}^{nom}$ - nível de regolfo médio da central i;

Δ $regolfo_{ik}^{v+1}$ - variação do nível regolfo na central i, no período k (na iteração v+1);

q_{max_i} - caudal máximo turbinável na central i;

qt_{ik}^{v} - caudal turbinado na central i, no período k (na iteração v).

Na Figura 4.8 é representada a reta que traduz a relação entre o caudal turbinado e a variação do regolfo. Esta relação linear foi usada para todas as centrais do caso de estudo. Quando uma central turbinar um caudal igual ao caudal máximo das turbinas que a equipam, a subida do regolfo é de

15% face ao seu nível médio. Esta variação representa já um valor significativo, especialmente se tivermos em consideração que se está otimizar centrais a fio-de-água (baixa queda e pouca capacidade de regularização dos seus níveis de armazenamento).

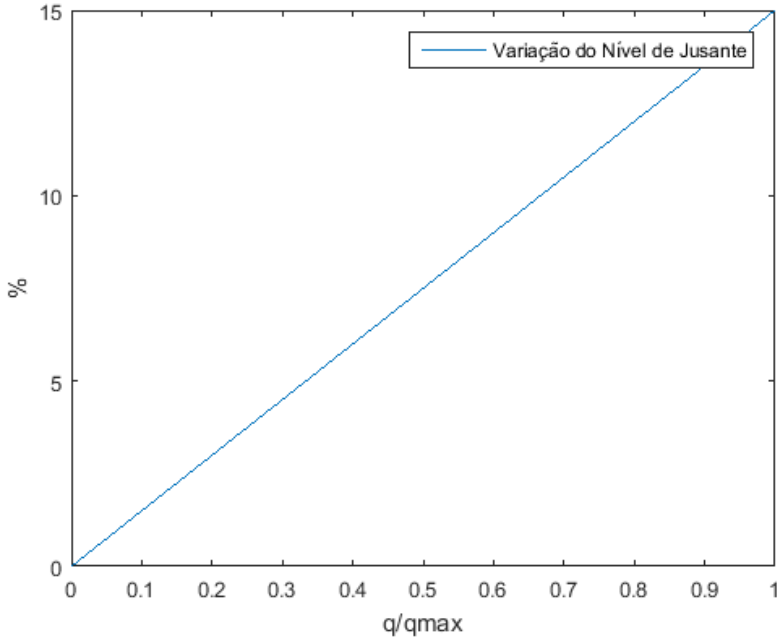


Figura 4.8: Variação do nível das águas de jusante em função do caudal turbinado.

Para incluir o efeito dos regolfos, foi necessário alterar a rotina de atualização da queda. Considerou-se que o nível de jusante no período k apenas é influenciado pelo caudal lançado nesse período, ou seja, não se consideram termos de atraso no escoamento dos caudais. A consideração da interdependência de caudais lançados em períodos anteriores para o regolfo de um período k seria facilmente introduzida, bastando, para isso, modificar a matriz binária de igualdade (A_{eq}) que representa a conexão hidráulica da Cascata do Douro. Desprezou-se ainda o efeito que a bombagem poderia eventualmente ter na modificação do nível de jusante, visto ser muito diminuta a capacidade da bombagem para a alteração do mesmo.

4.3 Rendimento Variável das Turbinas Hidráulicas

No acionamento de uma máquina elétrica síncrona - máquina elétrica em que existe uma relação constante entre a frequência (f) das grandezas elétricas e a velocidade de rotação da máquina (n) através do número de pares de pólos do campo magnético (p) - são muito importantes as características de funcionamento e as possibilidades de regularização da máquina primária [51].

$$n(r.p.m.) = \frac{60 \times f(Hz)}{p} \tag{4.10}$$

No caso de um aproveitamento hidroelétrico, a máquina primária que promove a transformação da energia não-elétrica (energia hidráulica) associada ao movimento da água que circula no circuito hidráulico em energia mecânica de rotação é designada de turbina hidráulica.

O veio da turbina (ver Figura 4.9) irá transmitir o seu movimento de rotação ao rotor da unidade transformadora da energia mecânica em eléctrica, ou seja, o alternador, que roda solidário com o veio da turbina hidráulica. A energia elétrica produzida nos enrolamentos do estator do alternador será transmitida através de barramentos condutores (cobre ou alumínio) até uma subestação onde a tensão será elevada para valores adequados ao transporte (tipicamente 220 kV e 400 kV, em Portugal).



Figura 4.9: Veio de uma turbina Francis de eixo vertical usada no reforço de potência de Venda Nova III [47].

Em pequenos aproveitamentos, a turbina hidráulica corresponde a uma parcela muito significativa do custo de uma central hidroelétrica, podendo chegar até aos 50%, pelo que a sua seleção criteriosa se reveste de particular interesse [46].

De entre os equipamentos que constituem um aproveitamento hidroelétrico, a turbina e o gerador são os que mais diretamente dizem respeito à engenharia eletrotécnica. A escolha das turbinas deve ser feita tendo em conta o caudal e a queda no local da sua instalação (ver Figura 4.10).

O dimensionamento das turbinas a instalar numa determinada central obriga ao estudo dos caudais históricos no local onde a turbina será instalada. O caudal que passa por uma secção de um rio é uma variável aleatória com repartição não uniforme ao longo de um ano (ver Figura 4.11). Consequentemente, os estudos hidrológicos pretendem fornecer probabilidades de ocorrência dos caudais afluentes [46].

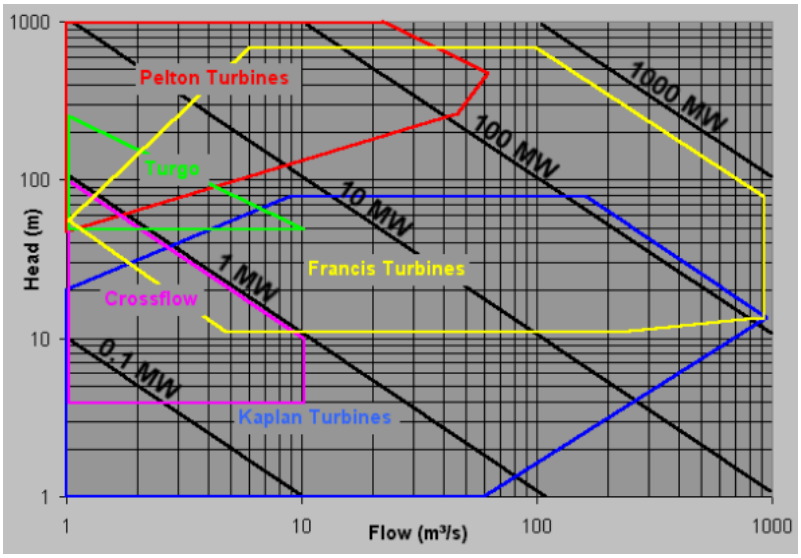


Figura 4.10: Faixa de utilização de turbinas hidráulicas [52].

A análise hidrológica está ligada com a obtenção da curva de duração de caudais, a qual é fundamental para o estudo das condições de viabilidade económica do projeto (permite obter estimativas relativas à produção de energia). A curva média de duração de caudais (ou curva de duração de caudais) é suportada por observações realizadas ao longo de vários anos. O seu significado será tanto maior quanto maior for o período de tempo considerado para a sua construção (período de pelo menos 30 a 40 anos o ideal para tomar como significativa a curva média).

A partir da curva de caudais cronológicos, é possível construir curvas de caudais classificados (ou curva de duração de caudais) que é construída por ordenação monotonamente decrescente dos valores da série de caudais cronológicos.

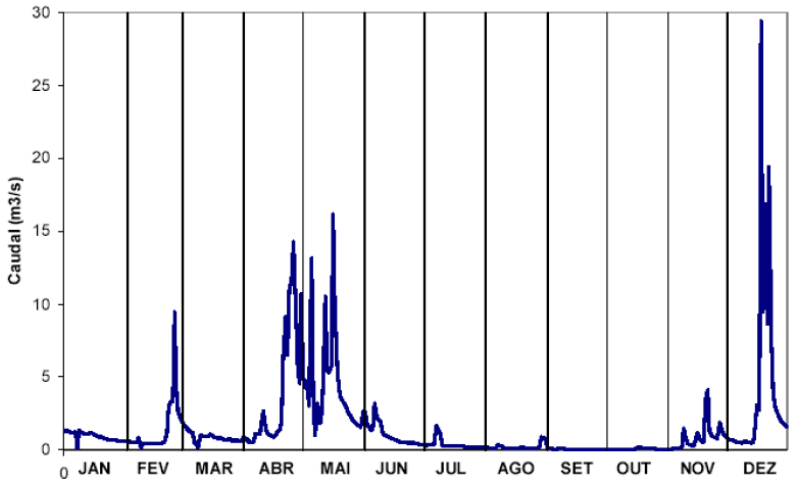


Figura 4.11: Exemplo de uma curva de caudais cronológica [46].

A curva de caudais classificados permite determinar qual o caudal a considerar para o projeto, bem como os caudais máximos e mínimos turbináveis. A curva de duração de caudais pode ser representa por uma expressão matemática tal como (4.11).

$$Q = a1e^{\frac{t}{b_1}} + a2e^{\frac{t}{b_2}} \tag{4.11}$$

Nesta expressão:

a1=$\frac{Q_{min}}{Q_n}$;

a2=$\frac{Q_{max}}{Q_n}$;

b_1 e b_2 são constantes características da curva de caudais classificados.

Sabe-se da experiência que o valor ótimo de dimensionamento se encontra para t entre 20% e 30%. Este valor pode ser encontrado por otimização sobre o modelo de avaliação económica. O dimensionamento ótimo económico não corresponde ao ótimo de energia produzida, que é conseguido para valores de t bastante mais baixos.

O rendimento da transformação da energia hidráulica em energia mecânica no veio de cada turbina é inferior à unidade. As perdas de energia numa turbina hidráulica são variáveis em função do regime de carga. Esta situação é representada por curvas de rendimento que, para cada tipo de turbina, têm um andamento próprio.

Para introduzir no algoritmo implementado o rendimento variável das turbinas foi necessário adicionar aos dados do problema um vetor em que se identifica o tipo de turbina que equipa cada aproveitamento, criando um vetor-linha designado "tipo_turbina" com 9 posições (número de centrais do caso de estudo) (ver Tabela 4.1). Se a posição tipo_turbina(1,i) for igual a 1, então a central i tem uma turbina Francis. Se a posição tipo_turbina(1,i) for igual a 2, então a central i tem uma turbina Kaplan. As informações técnicas de cada turbina foram recolhidas a partir do *site* da EDP.

Tabela 4.1: Vetor tipo_turbina para as centrais do Caso de Estudo.

2	1	1	2	1	2	2	1	2

Foram selecionados alguns pontos das curvas de rendimento das turbinas do tipo Francis e Kaplan (turbinas que equipam as centrais do problema em estudo) e no *Excel* desenvolveram-se processos de regressão por interpolação dos pontos atrás referidos. É feita a simplificação de se assumir que a curva de rendimento em função do caudal não depende da queda. Também se assume a velocidade das turbinas constante.

Para simular o andamento do rendimento das turbinas Francis optou-se por fazer uma regressão quadrática. Conseguiu-se obter um coeficiente de determinação R^2=0.9881. A curva de regressão encontra-se na Figura 4.12, sendo que os coeficientes de 2ª ordem, 1ª ordem e ordem 0 são, respetivamente: -1.16; 2.12 e 0.028.

A curva que pretende simular a curva de rendimento da turbina Kaplan resulta de uma regressão polinomial de quarta ordem (R^2=0.9894), em que os coeficientes de 4ª ordem, 3ª ordem, 2ª ordem, 1ª ordem e ordem 0 são, respetivamente: -9.67; 24.05; -21.17; 7.70 e 0.015.

Dadas as zonas do domínio para as quais a resolução *SHSP* conduz em termos de valores ótimos para os caudais turbinados e bombeados, teve-se especial cuidado em obter boas aproximações para as curvas de regressão dos rendimentos nas zonas de caudais mais elevados. Deste modo, justifica-se que as curvas das Figuras 4.12 e 4.13 passem aproximadamente na origem do gráfico, quando, na realidade, as turbinas Kaplan e Francis têm caudais mínimos na ordem dos 10% a 20% do caudal máximo.

A construção destas curvas de rendimentos relativos serviu o fim prático de permitir avaliar o impacto da modificação dos rendimentos na convergência do processo iterativo. Para cada período k, o rendimento nominal das turbinas será multiplicado por uma expressão que permitirá a atualização desse rendimento em função do caudal turbinado ou bombeado pela central i no período k.

A atualização dos rendimentos para as turbinas Francis é dada por (4.12) e (4.13):

$$\eta_{t_{ik}}^{novo} = \eta_{t_i}^{nominal} \times (-1.16qt_{ik}^2 + 2.12qt_{ik} + 0.028) \tag{4.12}$$

$$\eta_{b_{ik}}^{novo} = \eta_{b_i}^{nominal} \times (-1.16qb_{ik}^2 + 2.12qb_{ik} + 0.028) \tag{4.13}$$

A atualização dos rendimentos para as turbinas Kaplan é dada por (4.14) e (4.15):

$$\eta_{t_{ik}}^{novo} = \eta_{t_i}^{nominal} \times (-9.67qt_{ik}^4 + 24.05qt_{ik}^3 - 21.17qt_{ik}^2 + 7.70qt_{ik} + 0.015) \tag{4.14}$$

$$\eta_{b_{ik}}^{novo} = \eta_{b_i}^{nominal} \times (-9.67qb_{ik}^4 + 24.05qb_{ik}^3 - 21.17qb_{ik}^2 + 7.70qb_{ik} + 0.015) \tag{4.15}$$

Nestas expressões:

$\eta_{t_{ik}}^{novo}$ - rendimento de turbinamento da central i no período k;
$\eta_{b_{ik}}^{novo}$ - rendimento de bombagem da central i no período k;
$\eta_{t_i}^{nominal}$ - rendimento de turbinamento nominal da central i;
$\eta_{b_i}^{nominal}$ - rendimento de bombagem nominal da central i.

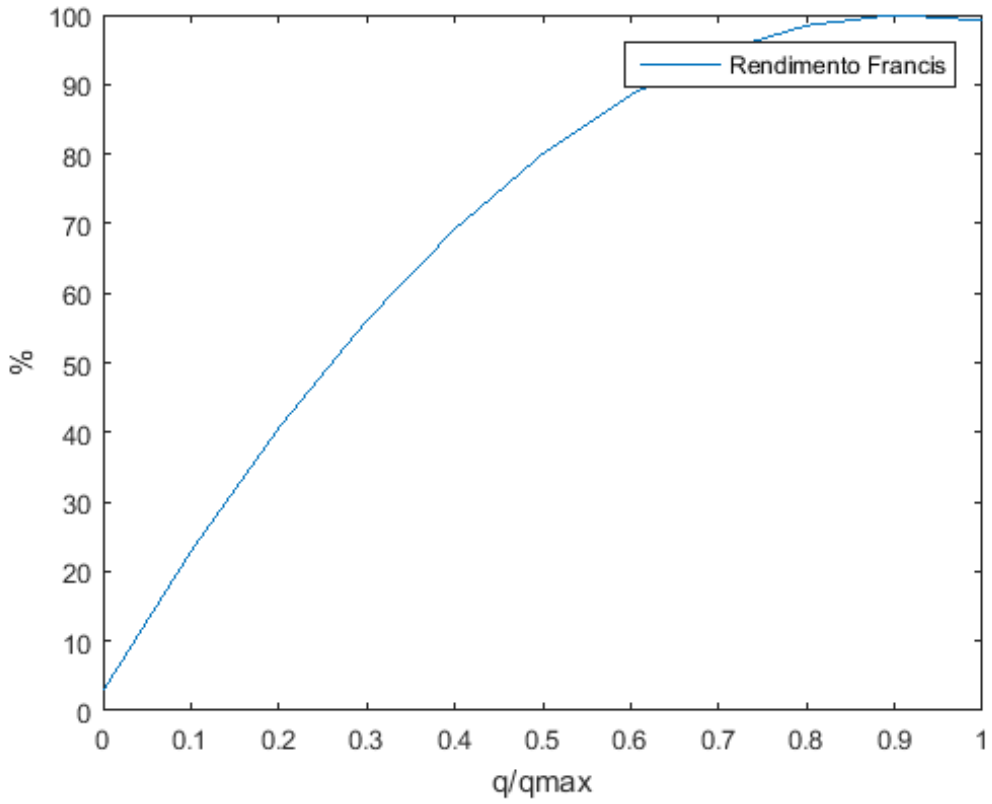


Figura 4.12: Curva de rendimento relativo adaptada, em função do caudal, para uma turbina Francis.

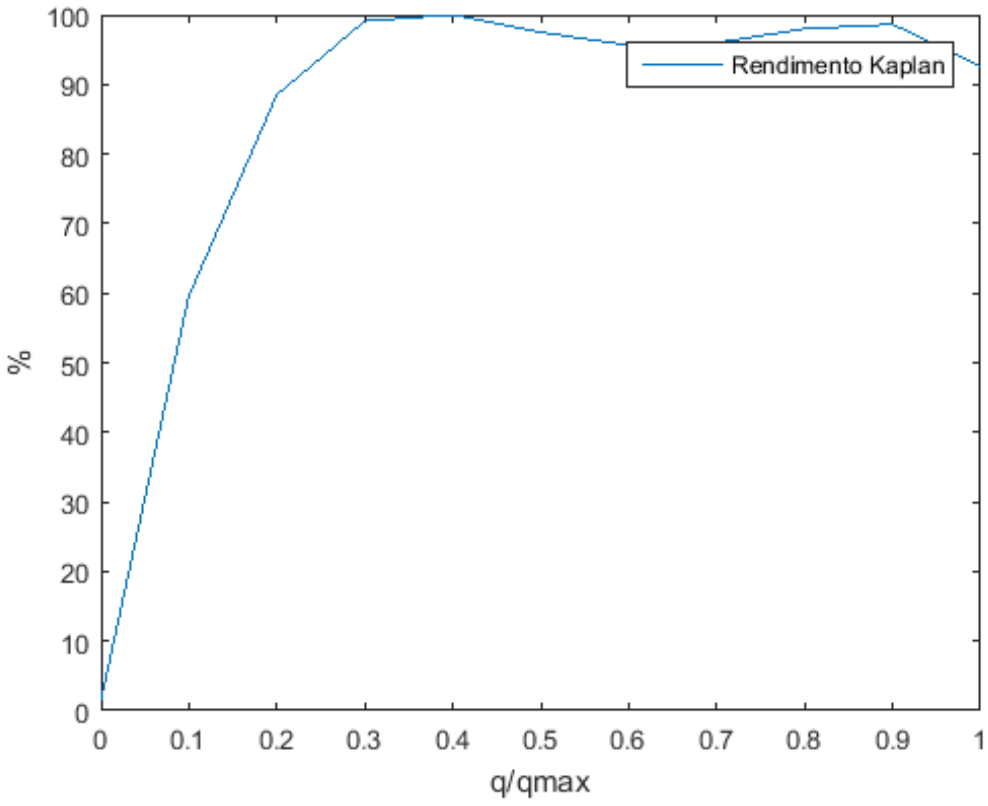


Figura 4.13: Curva de rendimento relativo adaptada, em função do caudal, para uma turbina Kaplan.

Capítulo 5

Caso de Estudo e Resultados Obtidos

5.1 Considerações gerais

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos no decorrer da otimização da operação do sistema hidroelétrico em estudo. Como já foi referido neste trabalho, o horizonte temporal da análise será uma semana (168 horas). Para ser possível tirar conclusões relativamente à influência dos diversos parâmetros envolvidos na otimização, foram realizados testes em que se pretende avaliar a importância de algumas restrições nos valores dos resultados finais da otimização e o seu impacto na convergência do algoritmo.

Será feita uma descrição das características técnicas das centrais da Cascata do Douro (caudais nominais de projeto, caudais máximos e mínimos turbináveis, quedas nominais, número de grupos em cada central e tipo de turbina).

A exposição de resultados será preferencialmente feita através de tabelas e gráficos, acompanhados pelas respetivas interpretações para os valores obtidos. Pretende-se, entre outros aspetos, estudar o impacto da atividade das centrais da Cascata do Douro Nacional nos preços do MIBEL, as quantidades de energia produzidas e consumidas, os períodos em que as centrais turbinam ou bombam e os proveitos líquidos resultantes.

Serão feitos cálculos económicos com o objetivo de determinar os valores das remunerações líquidas, incluindo custos de bombagem, para cada cenário analisado.

Toda a informação usada na construção do algoritmo será baseada em dados reais graciosamente disponibilizados pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A..

5.2 Descrição do Caso de Estudo

5.2.1 Apresentação dos Aproveitamentos Hidroelétricos

As nove centrais do Douro Nacional que constituem o Caso de Estudo (incluindo barragens localizadas em afluentes do Douro, nomeadamente o Rio Sabor, o Rio Tua e o Rio Tâmega) são as centrais do Pocinho, Baixo Sabor Montante, Baixo Sabor Jusante, Valeira, Foz Tua, Régua, Carrapatelo, Torrão e Crestuma. Por simplicidade de linguagem, as centrais serão designadas

por uma só letra ordenadas alfabeticamente de montante para jusante (ver Figura 5.1). Todos os aproveitamentos considerados possuem apenas uma central elétrica e 4 dos aproveitamentos têm capacidade de bombagem. O aproveitamento do Baixo Sabor é formado por dois escalões (Escalão de Jusante e Escalão de Montante). A letra E representa a Barragem de Foz Tua que, neste momento, se encontra em fase de enchimento da sua albufeira. Para efeitos de bombagem, considera-se que não há restrições em termos de volume disponível a jusante.

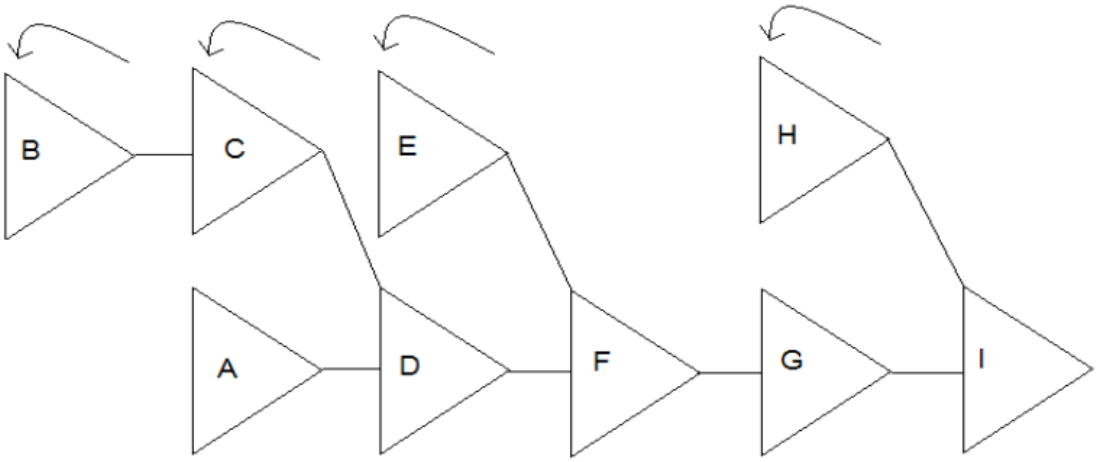


Figura 5.1: Representação Esquemática da Cascata do Douro Nacional [23].

O volume máximo de armazenamento de um aproveitamento hidroelétrico corresponde ao volume de água da albufeira quando esta se encontra no seu Nível de Pleno Armazenamento (NPA). O volume morto é o volume de água abaixo da Cota Mínima de Exploração (CME) e que, por esse motivo, não pode ser aproveitado para a produção de energia elétrica. O volume útil resulta da diferença entre o volume máximo e o volume morto. Os valores dos volumes das albufeiras do Douro Nacional podem ser consultados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Volumes das albufeiras da Cascata do Douro Nacional.

Central	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Volume Útil (hm^3)	12	178	13	12	11.93	13	16	21.82	16
Volume Máximo (hm^3)	83	1095	31	97	95.23	95	148	106.17	110
Volue Morto (hm^3)	71	917	18	85	83.3	82	132	84.35	94

A soma dos volumes úteis de todas as centrais da cascata usada neste trabalho é de 293.75 hm^3. Segundo dados reais da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., a Bacia Hidrográfica Portuguesa do Douro representa um volume de 18.5 mil hm^3 de água (19% da Bacia do Douro). Deste volume, o armazenamento possível no troço português é de 4.5 mil hm^3 (35% da Bacia do Douro Nacional), sendo que o valor atual de armazenamento (sem Baixo Sabor) é de apenas 400 hm^3 (9% da Bacia do Douro Nacional). Por outro lado, Espanha, para além de ter 81% do volume total da Bacia do Douro, tem ainda uma capacidade atual de armazenamentos desse volume muito

superior a Portugal, cerca de 7 mil hm^3 (83% do máximo possível que é 8.5 mil hm^3). Decorre destes números que, sendo os aproveitamentos do Douro Nacional a fio-de-água, a sua capacidade de gestão de caudais é exígua e, como tal, a produção de eletricidade destas centrais está totalmente dependente dos caudais lançados por Espanha. Os números expostos neste parágrafo reforçam a importância de fazer uma gestão parcimoniosa da água do Douro Nacional [13].

A otimização de uma cascata de aproveitamentos hidroelétricos para vários períodos (neste caso, para 168 horas) é um problema complexo devido à interdependência física e temporal dos reservatórios. A representação genérica de uma cascata hídrica pode ser feita através de um grafo, aplicando uma "lei dos nós" da água referente às transferências de água (medidas em volumes) num dado intervalo de tempo.

Aplicando a teoria dos grafos, cada reservatório está associado a um nó e cada fluxo possível de água está associado a um ramo. Para representar vários intervalos sucessivos de tempo, o grafo básico tem que ser replicado tantas vezes quantos os intervalos considerados [53]. Na Figura 5.2, apresenta-se uma representação genérica da ligação de uma cascata hídrica formada por 2 aproveitamentos para 3 períodos - em que $V_{i,k}$ é o volume na albufeira i no final do período k; $a_{i,k}$ são as afluências na albufeira i no período k; $b_{ji,k}$ é o caudal bombeado da albufeira j para a albufeira i no período k; $t_{ij,k}$ é o caudal turbinado da albufeira i para a albufeira j no período k; $d_{ij,k}$ são os descarregamentos da albufeira i para a albufeira j no período k e $c_{ij,k}$ é o caudal ecológico obrigatório lançado da albufeira i para a albufeira j no período k.

Embora na codificação do algoritmo os caudais ecológicos obrigatórios não estejam explicitamente representados por uma variável própria, estes são assegurados em (3.20) pelas restrições associadas aos limites mínimos dos volumes lançados por cada aproveitamento, num determinado período.

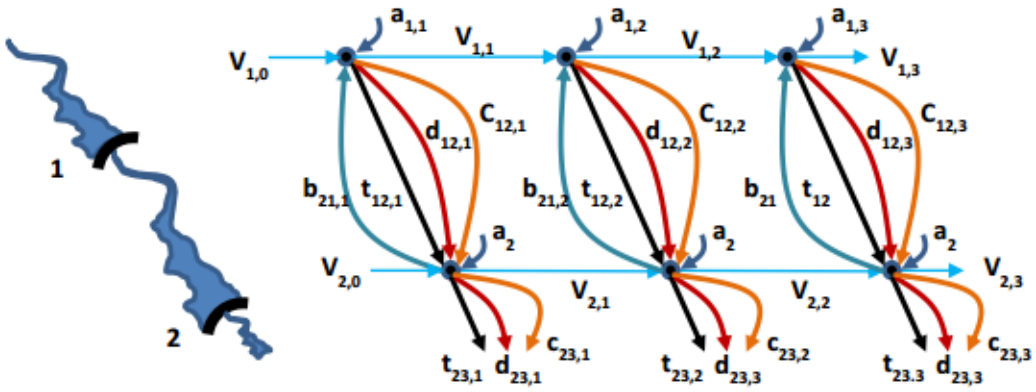


Figura 5.2: Grafo representando as transferências de água num sistema de dois aproveitamentos, em três intervalos de tempo sucessivos [53].

Como não se dispunha de dados rigorosos sobre os tempos médios de escoamento de caudais nos vários troços do Douro Nacional, optou-se por desprezar termos de atraso relativos ao escoamento dos caudais, relaxando-se a restrição (3.13). Nestas condições, assume-se que todos os

caudais lançados por um aproveitamento, durante um período k, chegam à albufeira de jusante até ao início do período k+1. Esta simplificação não acarreta uma perda de rigor relevante para o modelo em razão do Caso de Estudo ser constituído por troços de curta distância. Contudo, caso se tivesse conhecimento rigoroso dos tempos de escoamento, estes poderiam ser facilmente introduzidos no modelo, bastando modificar a matriz A_{eq} associada às equações do *link* hidráulico. De seguida, apresenta-se a formulação genérica da restrição de igualdade para a água num reservatório i, na hora k, usada neste trabalho:

$$v_{i,k} = v_{i,(k-1)} + a_{i,k} - qt_{i,k} - s_{i,k} + qb_{i,k} \tag{5.1}$$

$v_{i,k}$ – volume de água no reservatório i, na hora k;

$a_{i,k}$ – afluência ao reservatório i, na hora k;

$qt_{i,k}$ – caudal turbinado no aproveitamento i, na hora k;

$s_{i,k}$ – descarregamentos no aproveitamento i, na hora k;

$qb_{i,k}$ – caudal bombeado no aproveitamento i, na hora k.

As equações (5.2), (5.3) e (5.4), apresentam as equações de balanço de água para 2 aproveitamentos para k horas, sem obrigação de volumes finais pré-definidos.

Hora 1:

$$\begin{cases} v_{1,0} + a_{1,1} = v_{1,1} + qt_{1,1} + s_{1,1} - qb_{1,1} \\ v_{2,0} + a_{2,1} = v_{2,1} + qt_{2,1} + s_{2,1} - qb_{2,1} - qt_{1,1} - s_{1,1} + qb1,1 \end{cases} \tag{5.2}$$

Hora 2:

$$\begin{cases} a_{1,2} = -v_{1,1} + v_{1,2} + qt_{1,2} + s_{1,2} - qb_{1,2} \\ a_{2,2} = -v_{2,1} + v_{2,2} + qt_{2,2} + s_{2,2} - qb_{2,2} - qt_{1,2} - s_{1,2} + qb_{1,2} \end{cases} \tag{5.3}$$

(...)

Hora k:

$$\begin{cases} a_{1,k} = -v_{1,k-1} + v_{1,k} + qt_{1,k} + s_{1,k} - qb_{1,k} \\ a_{2,k} = -v_{2,k-1} + v_{2,k} + qt_{2,k} + s_{2,k} - qb_{2,k} - qt_{1,k} - s_{1,k} + qb_{1,k} \end{cases} \tag{5.4}$$

Passando as equações do balanço da água para uma forma matricial, tem-se $A_{eq} \cdot x = b_{eq}$. A matriz A_{eq} é a matriz dos coeficientes que relaciona as variáveis de estado (volumes nos reservatórios) e decisão (caudais turbinados, bombeados e descarregados) com os dados iniciais do problema (volumes iniciais, volumes finais obrigatórios e afluências), traduzindo a incidência nodal das variáveis no balanço de fluxos.

A matriz b_{eq} resume-se a um vetor-coluna que representa o lado esquerdo das equações da conexão hidráulica. No caso de imposição de volumes finais, a matriz b_{eq} deverá ter um conjunto adicional de termos - tantos termos quanto o número de centrais em que existem restrições relativas ao volume final imposto.

$$x = [v_{ik}\ qt_{ik}\ s_{ik}\ qb_{ik}]^T \tag{5.5}$$

Os vetor x tem uma variável de estado (v_{ik}) e três variáveis de decisão do problema (qt_{ik}, s_{ik} e qb_{ik}) . O vetor x é composto pelas variáveis que fazem parte das restrições do tipo *upper* e *lower bound* do problema de otimização.

$$f_{obj} = [0 \ldots 0 \quad c_t \cdot \pi_1 \ldots c_t \cdot \pi_{168} \quad -ps_1 \ldots -ps_{168} \quad -c_b \cdot \pi_1 \ldots -c_b \cdot \pi_{168}] \tag{5.6}$$

O vetor (5.6) exemplifica genericamente o vetor dos coeficientes da função objetivo para uma central, para um horizonte de 168 horas. Os volumes são multiplicados por 0, visto que são variáveis que não entram na função objetivo. Por questões relacionadas com a programação do *linprog*, os volumes armazenados foram multiplicados por -1. Esta situação não interfere em nada com os resultados finais, uma vez que a ordem de grandeza dos valores dos volumes, em m^3, é de tal ordem superior à das variáveis de decisão que a sua presença na função objetivo não afeta os valores da otimização. No final da otimização, é necessário porém fazer uma correção do valor da remuneração obtida, somando os volumes horários de cada central multiplicados por 1, por forma a anular a deslocação escalar imposta por esta necessidade prática da programação supramencionada.

O caudal turbinado por cada central é multiplicado pelo preço de mercado horário e por um valor c_t que engloba os restantes termos que permitem determinar a potência de turbinamento (3.2). O termo c_t inclui ainda a multiplicação por 3600 (número de segundos de uma hora), de modo a converter potência (kW) em energia (kJ).

Os descarregamentos foram afetados por uma penalidade ps=1000. Esta penalidade visa evitar, sempre que possível, a ocorrência de descarregamentos, dado que estes representam um desperdício de água que passa de montante para jusante sem ser turbinada. Caso não fosse introduzida esta penalidade, poderiam ocorrer situações em que, quando um dado aproveitamento estivesse a turbinar o seu caudal máximo, para a otimização seria indiferente a existência de pequenos descarregamentos. Esta consideração de pequenos descarregamentos seria uma situação irrealista, visto que, na prática, os descarregadores das centrais hidroelétricas funcionam por patamares discretos de caudais, não podendo descarregar quantidades ínfimas de volume. Por outro lado, em termos de visualização gráfica dos resultados, os descarregamentos inusitados seriam uma fonte de ruído que perturbaria a análise.

O caudal bombeado por cada central é multiplicado pelo preço de mercado horário e por um valor c_b que engloba os restantes termos que permitem determinar potência consumida na bombagem (3.3). À semelhança do termo c_t para o turbinamento, também o termo c_b inclui a multiplicação por 3600 (número de segundos de uma hora), de modo a converter potência (kW) em energia (kJ).

Note-se que uma das implementações deste projeto é que os rendimentos das turbinas não serão constantes, visto que será feito um ajuste dos mesmos em função do caudal que fluir na turbina. Na Tabela 5.2, apresentam-se algumas características técnicas dos aproveitamentos da Cascata do Douro Nacional. Os caudais que se apresentam são os caudais modulares de projeto das turbinas. Os dados apresentados na Tabela 5.3 foram obtidos a partir do *site* da EDP.

Tabela 5.2: Informação técnica dos aproveitamentos hidroelétricos usados no caso de estudo.

Central	hn (m)	qt (m^3/s)	qb (m^3/s)	P (MW)	Nº de Grupos	Reversível	Turbina
A	20.5	1077	-	186	3	Não	Kaplan
B	94	170	135	140	2	Sim	Francis
C	30	120	85	30.8	2	Sim	Francis
D	30.5	900	-	240	3	Não	Kaplan
E	93.6	310	238	270	2	Sim	Francis
F	27	744	-	180	3	Não	Kaplan
G	33.3	705	-	201	3	Não	Kaplan
H	51.5	320	279	140	2	Sim	Francis
I	10.6	1350	-	117	3	Não	Kaplan (Bolbo Horizontal)

Os caudais mínimos (de turbinamento e bombagem) assumidos no algoritmo de otimização são iguais a 0 m^3/s por questões intrínsecas à programação, pois, se fossem considerados os valores reais para os limites mínimos de turbinamento e bombagem, seria necessário recorrer a um metodologia baseada em programação inteira-mista para definir os estados de *ON* e *OFF* das turbinas. O que torna despiciendo o recurso à programação inteira-mista é o facto de, como já explicado nesta dissertação, as zonas do domínio de funcionamento para as quais as soluções ótimas tendem estão próximas dos caudais máximos.

As decisões tomadas pelo algoritmo vigoram sempre durante uma hora. No código *MATLAB*, os limites máximos dos caudais serão representados em volumes (m^3), multiplicando os caudais máximos (m^3/s) por 3600 (s). Em cada hora, cada central assume um e só um de 3 estados possíveis: turbinamento, bombagem ou não-funcionamento.

Tabela 5.3: Outras informações técnicas dos aproveitamentos.

Central	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Regolfo médio (m)	105	138.14	105	73.5	73.5	46.5	13.21	13.21	1
qb_{max} (m^3/s)	-	135	85	-	238	-	-	279	-
qt_{max} (m^3/s)	1077	170	120	900	310	744	705	320	1350
Perda de carga máxima (m)	1	1	3.5	1.8	2.9	0.4	1.4	0.8	1.9

Tabela 5.4: Rendimentos das turbinas das centrais da Cascata do Douro Nacional.

Central	A	B	C	D	E	F	G	H	I
η_t	0.90	0.89	0.89	0.92	0.89	0.93	0.91	0.89	0.86
η_b	-	0.91	0.91	-	0.92	-	-	0.92	-

5.2.2 Afluências e Preços

Dada a sua natureza estocástica, a obtenção de boas previsões de afluências é uma tarefa bastante complicada, assim como prever preços que dependem das decisões de vários agentes. Como

a criação de modelos de previsão para as afluências e para os preços do mercado diário no MIBEL se encontra para lá do âmbito deste projeto, os valores usados para estes dados serão baseados em registos históricos. No caso das afluências, serão usados registos históricos (ligeiramente modificados, por motivos de confidencialidade) cedidos pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. e, no caso dos preços, serão utilizados dados históricos descarregados do *site* do OMIE. A utilização de afluências e preços de caráter determinístico não acarreta qualquer prejuízo para a análise de comportamento do modelo construído.

Embora não seja o propósito deste projeto, a implementação concebida permite usar previsões de afluências e preços, em vez de dados históricos. Ressalva-se, porém, que, no caso de se pretender usar previsões de preços, essas previsões deverão incidir sobre os valores dos pares Quantidade/Preço que permitem construir as curvas de mercado e não serem simples previsões do *market clearing price* de cada hora .

5.2.3 Ferramenta Computacional Usada

Como já foi referido, o método de resolução escolhido para este trabalho corresponde essencialmente à resolução de vários problemas lineares através de um processo iterativo até se atingir a convergência, resolvendo-se assim o problema não-linear inicial. Para a resolução de cada problema de programação linear, a ferramenta escolhida foi o *MATLAB R2015a* 64-*bit*, nomeadamente a função *linprog* da *Optimization Toolbox*. Esta função é normalmente utilizada para resolver problemas de grande escala, como por exemplo os problemas relacionados com sistemas elétricos de energia ou otimização hídrica. O recurso ao *linprog* é uma forma muito robusta e rápida de resolução de problemas lineares, uma vez que a mesma permite usar o Método de Pontos Interiores, ou seja, procura as novas soluções sempre dentro da região admissível do domínio [9].

A máquina usada para efetuar os testes é um computador com as seguintes características: *Intel Core* i7-4790 CPU @ 3.60GHz, 16.0 GB de Memória RAM e sistema operativo *Windows* 7 *Enterprise* 64-*bit*.

5.3 Estruturação dos Testes

Em todos os casos simulados, a atualização da queda será sempre feita com o mesmo parâmetro de sub-relaxação, α. Dado que este parâmetro é *case dependent*, foram testadas várias possibilidades, verificando-se que α=0.9 era o valor que apresentava características mais favoráveis à convergência. Tanto para os preços como para a queda, usam-se dois critérios de convergências: limiar pré-estabelecido para os desvios máximos admissíveis entre iterações consecutivas e número máximo de iterações. O número máximo de iterações permitidas é igual a 10, tanto no processo iterativo da queda como no ciclo externo de atualização dos preços. Em relação à queda, foi definido um desvio máximo admissível entre iterações de ε=2% e para os preços um *MAPE* máximo de $\varepsilon^{'}$=0.1%.

O valor do desvio ε para o ciclo da queda foi escolhido atendendo ao facto de o Caso de Estudo ser formado por albufeiras pequenas e, como tal, muito sensíveis a variações de queda em resultado

de turbinamentos. Para esta situação, usar critérios de convergência da queda muito exigentes, na ordem por exemplo dos ε=0.1%, poderia levar a que o processo iterativo não conseguisse convergir ao fim de 10 iterações. Quanto ao desvio máximo admissível dos preços entre iterações, optou-se por um limiar $\varepsilon^{'}$=0.1%, na medida em que só uma boa estabilização dos preços poderia dar garantias que o impacto das centrais estava a ser corretamente avaliado.

Os ensaios realizados visaram avaliar a influência de diferentes restrições. As conclusões retiradas serão baseadas em 8 casos, cujas particularidades se encontram descritas de seguida:

- No Caso 1, as centrais hídricas serão tratadas como *price takers*, o volume inicial e o volume final serão iguais a 100% do respetivo volume máximo em todas as albufeiras, o rendimento das turbinas será constante e o nível de jusante das centrais também será uma constante igual ao valor médio histórico;

- No Caso 2, partindo do Caso 1, as centrais da Cascata do Douro vão a mercado enquanto *price makers*, com um fator de ponderação dos preços β=0.9 e um passo λ=0.1;

- No Caso 3, acrescenta-se ao Caso 2 a possibilidade de o rendimento das turbinas variar em função do caudal;

- No Caso 4, acrescenta-se ao Caso 3 a possibilidade dos níveis de jusante variarem em função do caudal turbinado;

- No Caso 5, partindo do Caso 4, os novos preços são calculados com base apenas nas novas curvas de mercado, ou seja, considera-se β=0 e λ=0;

- No Caso 6, partindo do Caso 4, o volume inicial é igual a 100% do respetivo volume máximo de cada reservatório e não existem imposições de volume final;

- No Caso 7, partindo do Caso 4, o volume útil inicial e o volume útil final serão iguais a 20% do respetivo volume útil máximo, em todas as albufeiras;

- No Caso 8, partindo do Caso 4, o volume útil inicial e o volume útil final serão iguais a 80% do respetivo volume útil máximo, em todas as albufeiras.

5.4 Apresentação dos Testes Efetuados para o Caso de Estudo

As afluências serão consideradas iguais em todos os testes e ilustram uma semana de hidraulicidade média. As principais grandezas a estudar são a produção e os consumos das centrais, os caudais turbinados e bombeados, os descarregamentos, a remuneração total líquida, a variação do volume armazenado na cascata, a variação dos rendimentos, a variação dos níveis de jusante e o impacto nos preços. Na Figura 5.3, apresentam-se as afluências a um dos reservatórios do Caso de Estudo, durante a semana de teste.

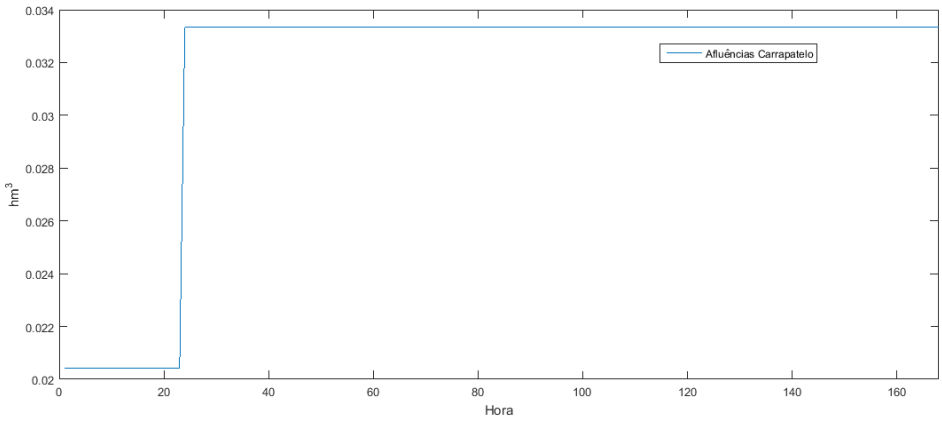


Figura 5.3: Afluências na barragem do Carrapatelo, durante a semana de teste.

Embora não se modifiquem as afluências aos reservatórios, o facto de, em alguns casos, se variar o nível inicial de armazenamento das albufeiras permite retirar conclusões sobre o impacto das disponibilidades de água nos valores das remunerações.

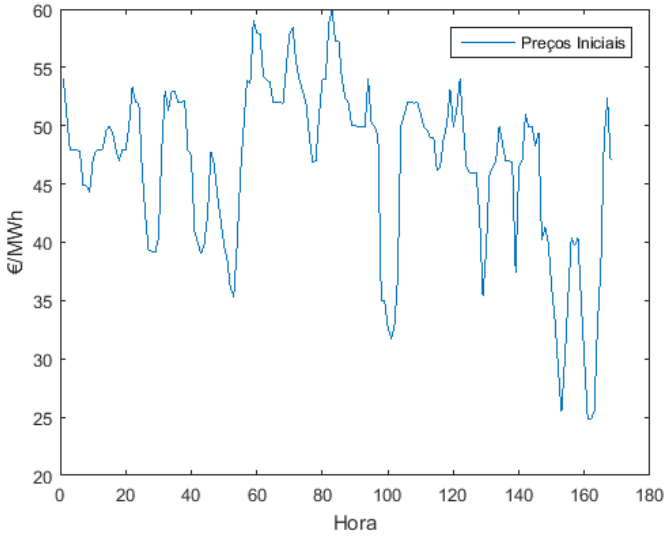


Figura 5.4: Cenário de preços inicial.

O cenário de preços usado apresenta um preço médio de 46.65 €/MWh, com um desvio padrão de 7.38 €/MWh. O preço máximo da semana foi 59.91 €/MWh. O preço mínimo foi 24.84 €/MWh (ver Tabela A.1), 41.46% do pico semanal de preços.

5.4.1 *Caso 1*

No Caso 1, não se irá considerar o impacto da produção das centrais a otimizar nos preços de mercado. O caso que agora se apresenta assume os níveis de regolfo constantes e o rendimento

das turbinas hidráulicas é constante (consultar os valores dos rendimentos na Tabela 5.4). A otimização é feita com as centrais a operarem como *price takers*. Os resultados obtidos relativos às potências produzidas e consumidas estão ilustrados na Figura 5.5. Observa-se que, na busca de maximizar os proveitos obtidos, o algoritmo aloca a produção nas horas em que os preços de mercado *spot* estão mais elevados, ao passo que a bombagem é feita nas horas de preços mais baixos.

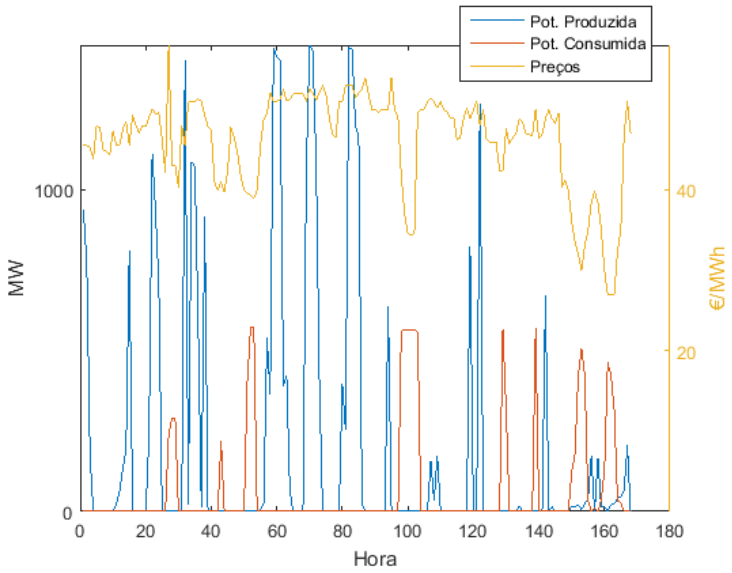


Figura 5.5: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 1.

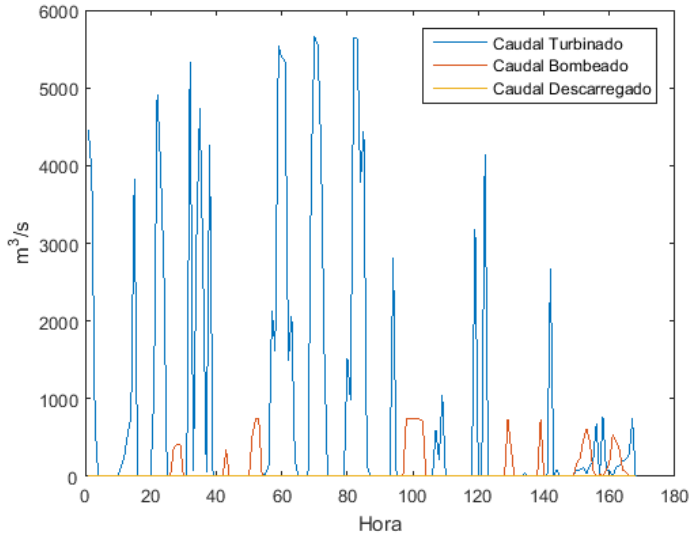


Figura 5.6: Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 1.

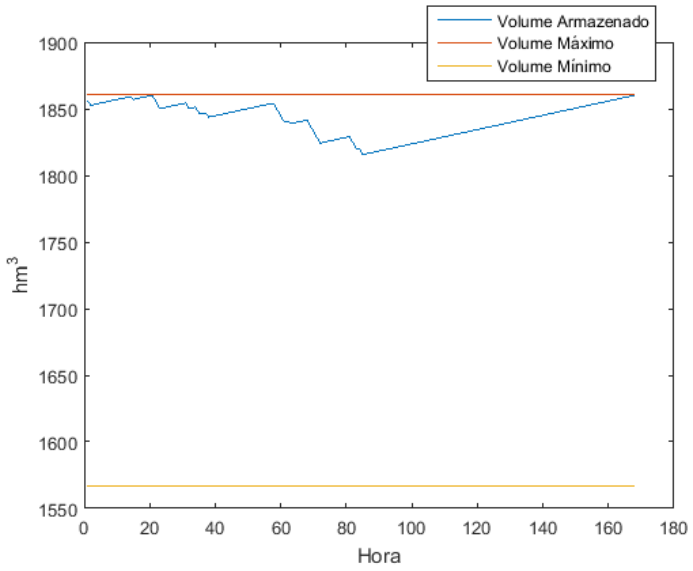


Figura 5.7: Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 1.

Nas horas em que ocorrem os picos semanais de preços, verifica-se que o caudal turbinado total é de 5695.99 m^3/s, o que significa que, nesses períodos, todas as centrais turbinam o seu caudal modular instalado. Por outro lado, nas cavas de preços, ocorre que todas as centrais bombeam o seu caudal máximo de projeto, o que perfaz um total de 736.99 m^3/s (consultar a Tabela 5.2).

Como se observa na Figura 5.6, o número de horas em que ocorre turbinamento é superior ao número de horas em que existe bombagem. Esta situação é compreensível à luz do propósito de maximizar os benefícios, sendo que os períodos de turbinamento correspondem a momentos em que existem ganhos económicos, enquanto que as horas de bombagem são períodos de consumo de energia e, como tal, correspondem a períodos de investimento de capital.

Em nenhuma das horas da semana são verificados descarregamentos, o que demonstra que a aplicação de penalidades adotada se revelou eficaz, como se comprova pelo facto de, mesmo nas horas de turbinamento máximo, o algoritmo não tolerar descargas.

Na Tabela 5.6, apresentam-se os resultados finais, económicos e de produção/consumo de energia. A margem líquida da operação das centrais hídricas é dada pela diferença entre os proveitos resultantes da venda de energia e os encargos financeiros associados à compra de energia necessária ao processo de bombagem. Como se está a levar a cabo um planeamento de curto prazo (semanal), não será necessário levar em consideração a desvalorização da moeda no cálculo dos proveitos.

Na Figura 5.7, apresenta-se o resultado final para o volume armazenado. O volume total armazenado apresenta a sua maior diminuição nas horas em que os turbinamentos são maiores, sensivelmente entre as horas 57 e 87. Nota-se que, devido aos fracos caudais de bombagem, a capacidade dos grupos turbina-bomba para elevarem o nível das águas de montante é praticamente nula. As variações de volume no global das albufeiras não são significativas. O valor mínimo atingido para o volume armazenado é 1815.59 hm^3, o que corresponde a 97.59% do volume máximo

armazenável na cascata do Douro Nacional, cerca de 1860.40 hm^3.

Para o Caso 1, volume total turbinado foi 487.83 hm^3 e o volume total bombeado atingiu os 58.82 hm^3.

Tabela 5.5: Resultados finais para o Caso 1.

Produção (MWh)	33803.33
Consumo (MWh)	10022.12
Valor da Produção (k€)	1839.92
Valor do Consumo (k€)	333.58
Margem Líquida (k€)	1506.33

Tendo sido estabelecido como critério de convergência da queda um desvio médio máximo entre iterações de ε=2%, o processo iterativo convergiu em 3 iterações e o erro final foi de 1.4%.

De seguida, os resultados finais (produção e consumo) da otimização que assume as centrais hídricas como *price takers* serão aplicados a um contexto real em que os preços podem variar. Observa-se que os preços finais obtidos seriam os da Figura 5.8, sendo a remuneração líquida conseguida igual a 1302.55 k€, ou seja, 13.53% (203.78 k€) inferior à que se julgava obter quando se assumiu um cenário de invariância dos preços. Assim, percebe-se que as expectativas de remuneração que o cenário de *price takers* apresenta são defraudadas pela realidade.

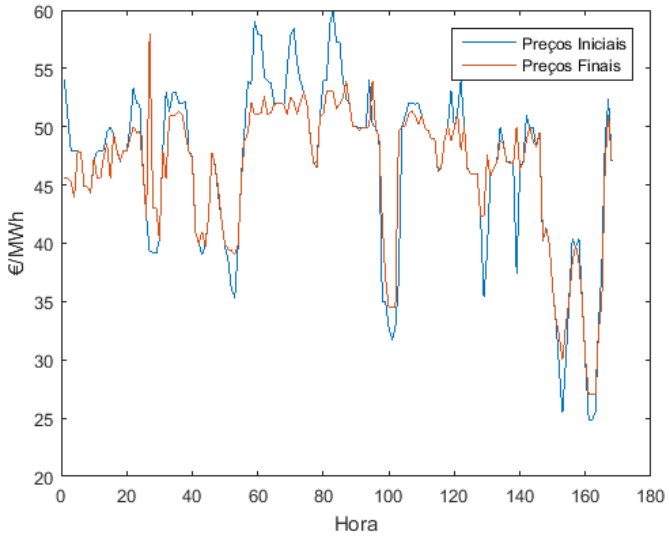


Figura 5.8: Diferenças entres os preços de mercado iniciais e os preços de mercado finais, sem o ciclo externo de atualização dos preços.

5.4.2 *Caso 2*

No Caso 2, as centrais hídricas passam a operar em mercado como *price makers*. Na Figura 5.9, apresenta-se o gráfico com os preços de mercado iniciais e os preços de mercado finais, após a otimização do planeamento de operação das centrais do Douro Nacional. Observa-se que, nas

horas de turbinamento, o preço de mercado tende a descer e, nas horas de bombagem, os preços finais aumentam face ao cenário-base de preços. Isto explica-se através das curvas agregadas de mercado, dado que, como já foi referido no Capítulo 4, foi pré-estabelecido que a produção era ofertada a 0 €/MWh e as ofertas de compra de energia para a bombagem eram feitas a 180 €/MWh. Assim, tanto as ofertas de compra como as ofertas de venda vão respetivamente deslocar as curvas de compra e venda para a direita no eixo das potências.

Dependendo da proporção de ofertas de compra face às ofertas de venda de energia, em cada hora, e das tecnologias das centrais que vão a mercado, as centrais do Caso de Estudo vão provocar modificações nos preços com diferentes graus de impacto. O recurso à média aritmética dos preços semanais poderá não ser um bom parâmetro de aferição do impacto das centrais nos preços de mercado, pois as descidas de preço nos períodos de turbinamento são compensadas pelas subidas de preço nos períodos de bombagem. Como tal, avaliar impactos nos preços pela diferença de preços médios semanais poderá dar uma perceção distorcida da forma como o mercado é afetado pelas ofertas das centrais hídricas.

Verifica-se que, no Caso 2, o preço máximo após a otimização é 4.77 €/MWh inferior ao preço máximo verificado no cenário inicial de preços. Por outro lado, o preço mínimo do cenário final, no Caso 2, é 1.95 €/MWh superior ao preço mínimo inicial.

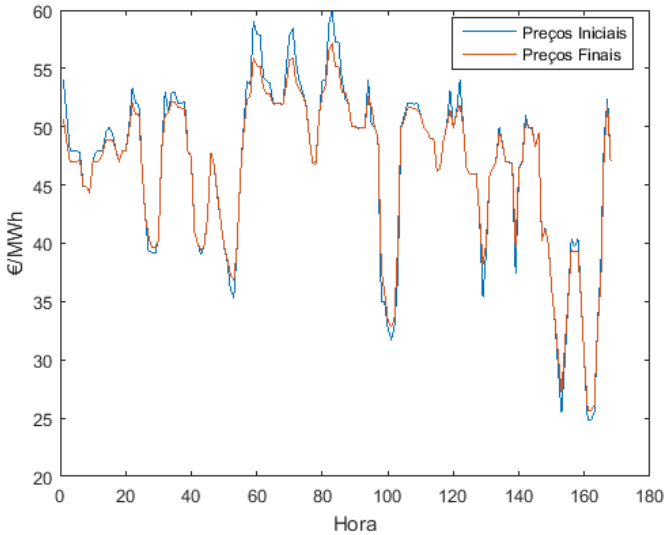


Figura 5.9: Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 2.

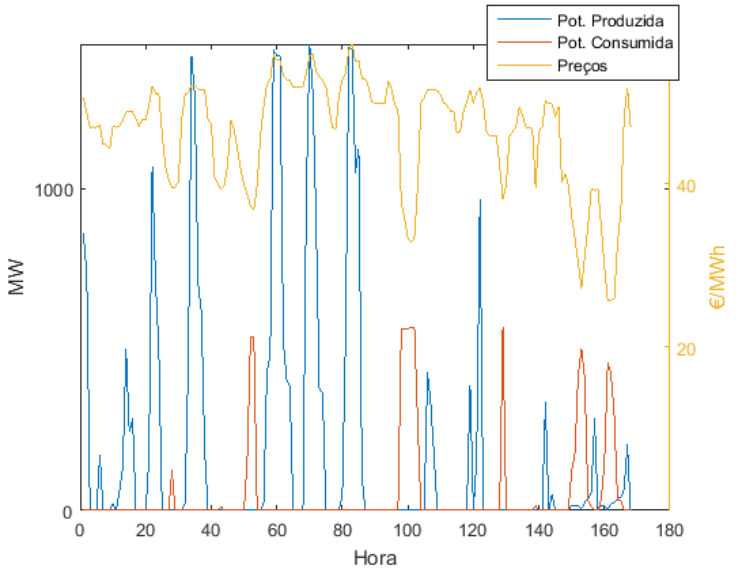


Figura 5.10: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 2.

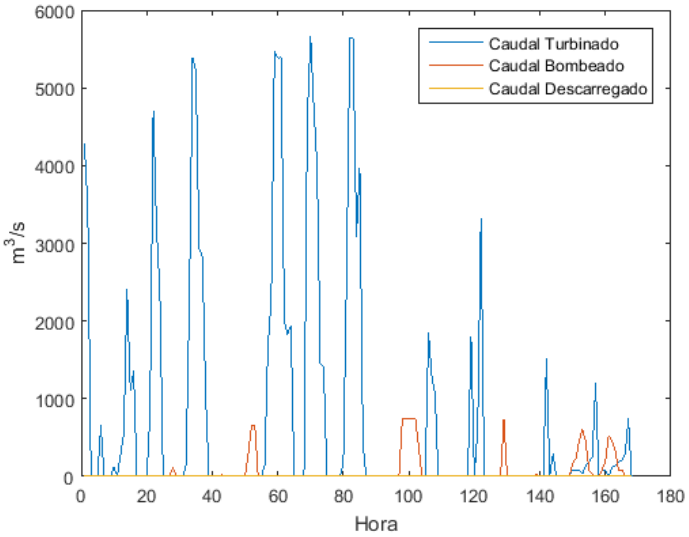


Figura 5.11: Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 2.

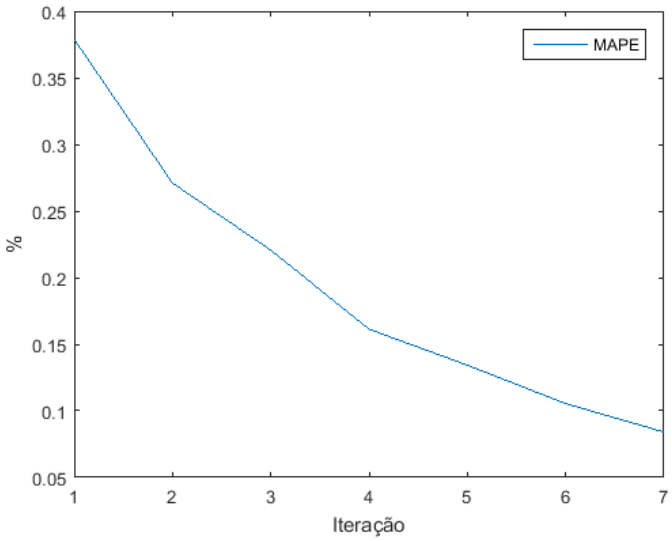


Figura 5.12: Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 2.

Tabela 5.6: Resultados finais para o Caso 2.

Produção (MWh)	31433.25
Consumo (MWh)	8175.39
Valor da Produção (k€)	1664.72
Valor do Consumo (k€)	272.57
Margem Líquida (k€)	1392.15

Apesar da existência de alguns *outliers* nos desvios da queda entre iterações, em 93.18% dos 1512 casos, conseguiu-se um desvio de queda entre iterações inferior a ε=2%.

Não se registaram descarregamentos. O volume turbinado foi de 468.41 hm^3 e o volume bombeado foi de 37.39 hm^3. Na Figura 5.12, observa-se a convergência gradual dos preços ao longo das iterações. O ciclo externo de atualização de preços convergiu em 7 iterações, atingindo-se um *MAPE* final igual a 0.085% .

No Caso 2, os proveitos líquidos são 114.18 k€ inferiores comparativamente com os do Caso 1. Em relação aos preços iniciais, os preços finais apresentam um desvio absoluto médio igual a 0.60 €/MWh.

5.4.3 *Caso 3*

O Caso 3 é semelhante ao Caso 2 com a diferença de que, nesta situação, se irá considerar que os níveis de jusante dos aproveitamentos, ao invés de serem constantes, variam linearmente com os caudais turbinados, conforme (4.8) e (4.9).

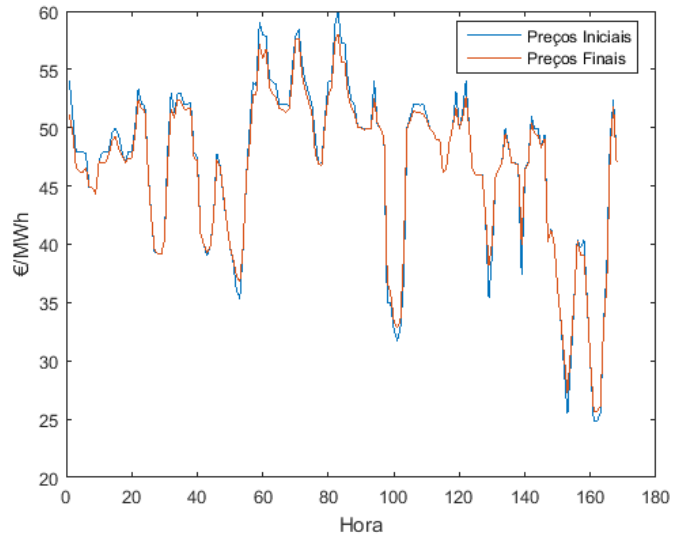


Figura 5.13: Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 3.

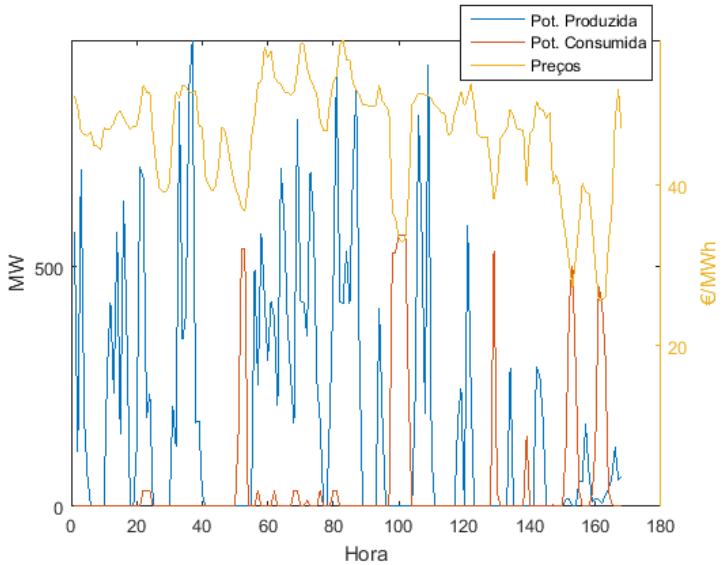


Figura 5.14: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 3.

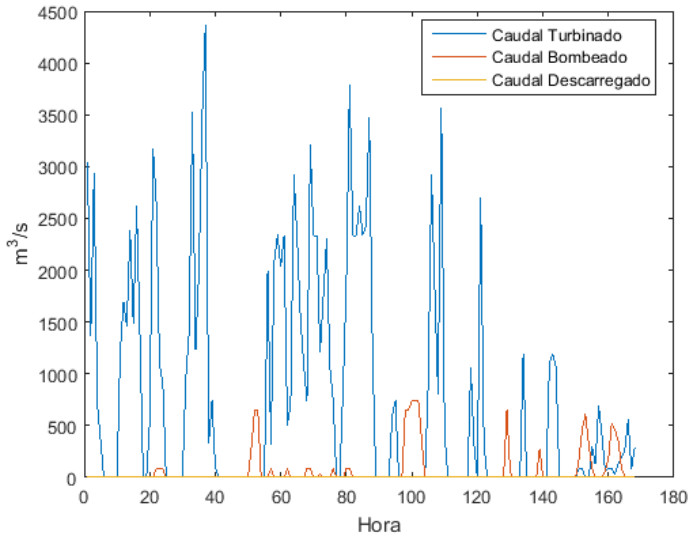


Figura 5.15: Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 3.

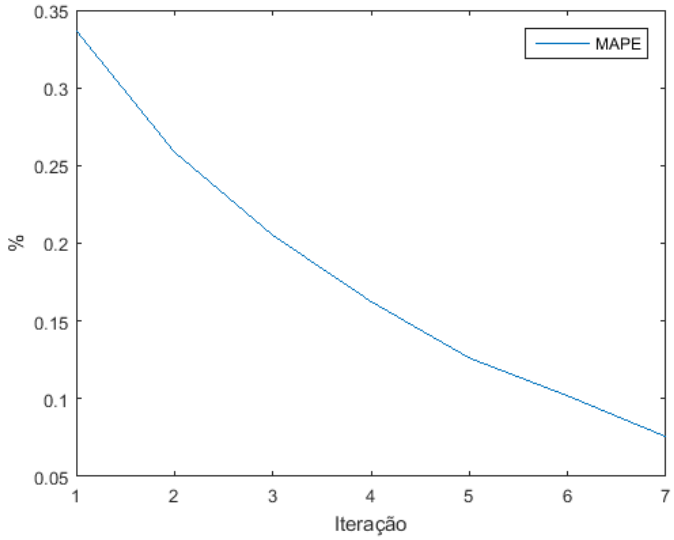


Figura 5.16: Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 3.

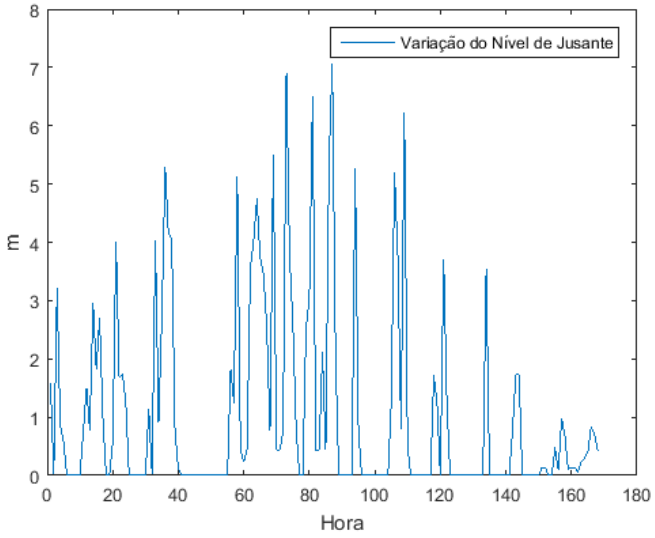


Figura 5.17: Variação global do nível de jusante face ao nível médio histórico, do Caso 3.

O volume bombeado foi 38.44 hm^3 e o volume turbinado igual a 469.45 hm^3. Em média, o nível de regolfo subiu 1 metro por hora, durante a semana, o que sendo centrais a fio-de-água representa um valor significativo de perda de queda bruta. A variação dos níveis de jusante levou a que o algoritmo de otimização optasse por turbinar caudais menores, mas, em contrapartida, o número de períodos de turbinamento aumentou em relação aos Casos 1 e 2. Como era expectável, os níveis de regolfo elevam-se mais nas horas de maiores turbinamentos (preços mais elevados).

Tabela 5.7: Resultados finais para o Caso 3.

Produção (MWh)	31184.37
Consumo (MWh)	8049.13
Valor da Produção (k€)	1606.44
Valor do Consumo (k€)	273.41
Margem Líquida (k€)	1333.02

A remuneração líquida do Caso 3 é 4.25% inferior à do Caso 2, o que se traduz em menos 59.13 k€ de ganhos líquidos. O desvio absoluto médio percentual entre os preços da última e penúltima iterações foi de 0.0755%. O erro final dos preços é inferior ao ocorrido no Caso 2, para o mesmo número de iterações. Em relação ao cenário de preços inicial, o desvio absoluto médio final foi de 0.57 €/MWh. Contrariamente ao efeito positivo na convergência do ciclo dos preços, a introdução das curvas de vazão na resolução do problema de *HSP* leva a que sejam necessárias mais iterações no ciclo de atualização da queda.

5.4.4 *Caso 4*

No Caso 4, para além de se ter em conta o regime variável dos níveis de regolfo e o impacto nos preços de mercado, é introduzida uma nova restrição: o rendimento das turbinas é variável em função do caudal turbinado ou bombeado, de acordo com as curvas das Figuras 4.12 e 4.13. Com este *add-in*, o conjunto das restrições do problema confere um grau bastante satisfatório de realismo à representação do funcionamento dos aproveitamentos hidroelétricos, acrescentando confiança aos resultados obtidos pelo *Under-relaxed Iterative Procedure*.

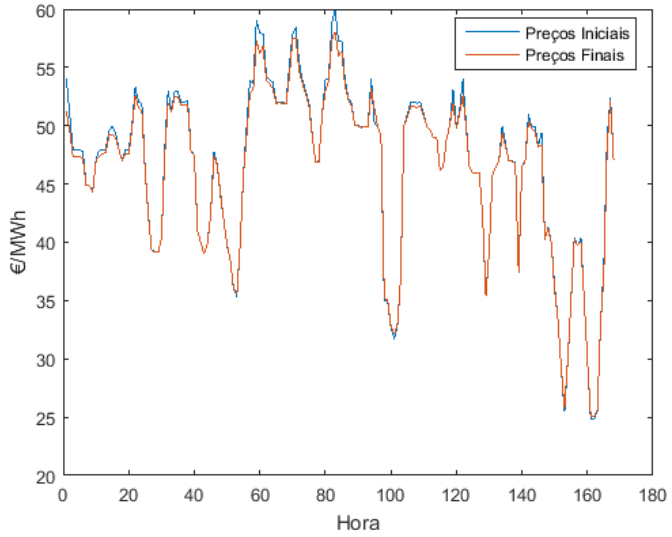


Figura 5.18: Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 4.

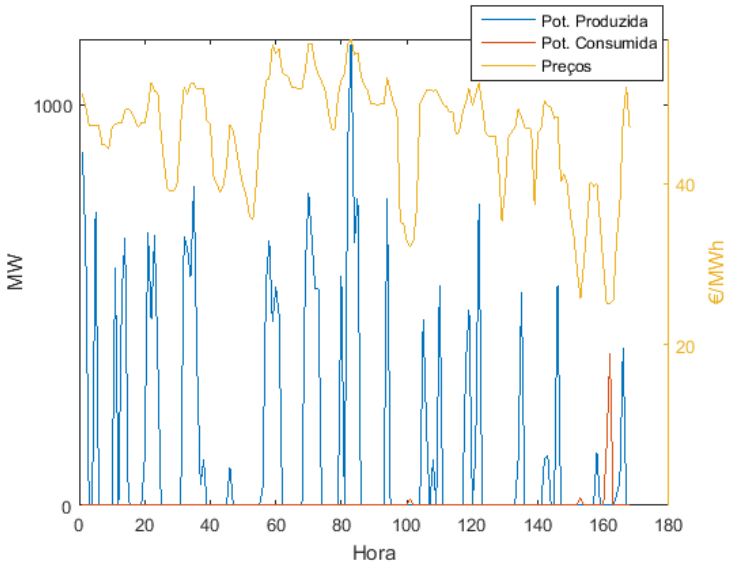


Figura 5.19: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 4.

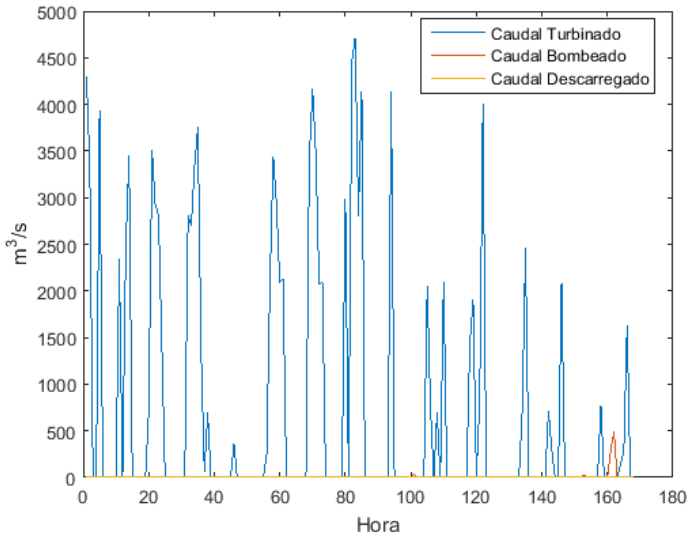


Figura 5.20: Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 4.

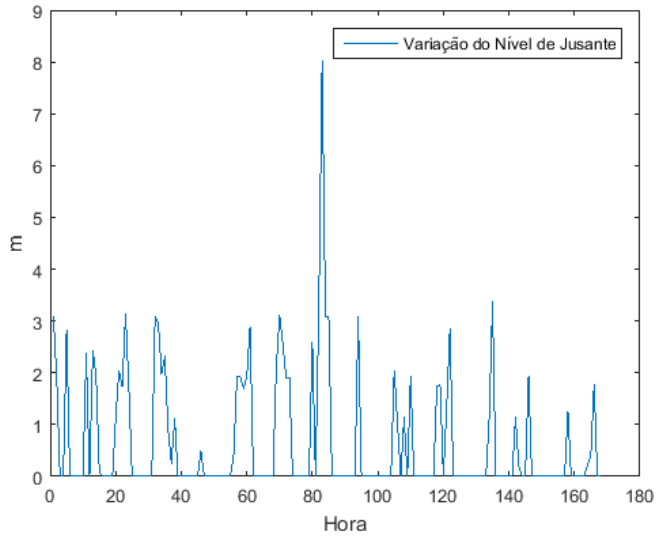


Figura 5.21: Variação do nível de jusante médio do Caso 4.

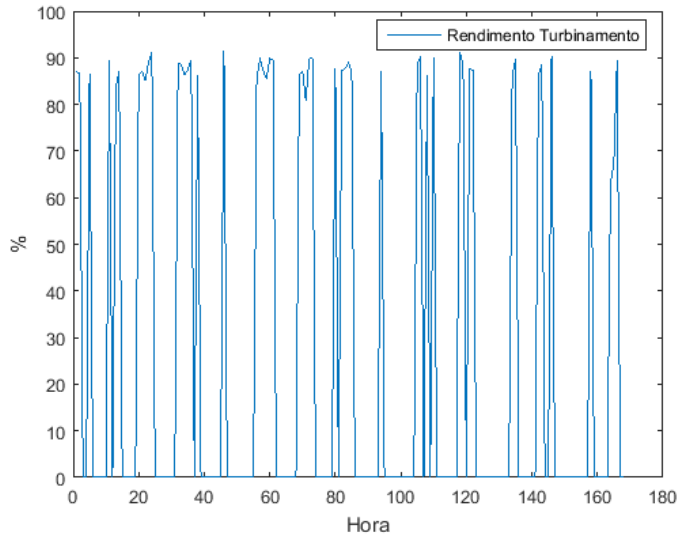


Figura 5.22: Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 4.

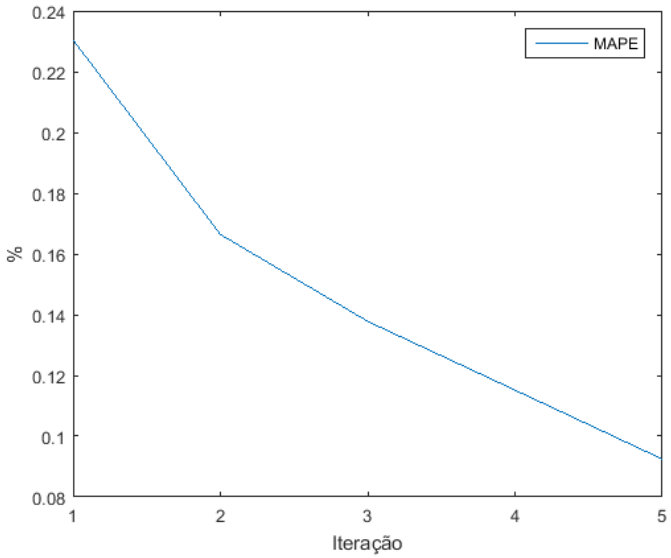


Figura 5.23: Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 4.

Tabela 5.8: Resultados finais para o Caso 4.

Produção (MWh)	25155.34
Consumo (MWh)	272.84
Valor da Produção (k€)	1323.64
Valor do Consumo (k€)	6.90
Margem Líquida (k€)	1316.73

A margem líquida diminuiu 5.42% em comparação com o Caso 2 e 1.22% face ao Caso 3. O rendimento variável das turbinas provocou também uma diminuição dos tempos de turbinamento e bombagem. O volume bombeado foi igual a 2.48 hm^3 e o volume turbinado foi igual a 433.50 hm^3. Quanto ao impacto nos preços, este foi também menor do que nos Casos 2 e 3, sendo o desvio absoluto médio dos preços entre a primeira e a última iterações igual a 0.30 €/MWh. Em 88.90 % dos 1512 casos (correspondentes ao produto de 168 horas por 9 aproveitamentos), o desvio da queda foi inferior a 2%. O ciclo dos preços convergiu em 5 iterações, sendo o desvio absoluto médio dos preços entre a penúltima e a última iterações de 0.088%.

5.4.5 *Caso 5*

No Caso 5, retirou-se o termo de memória associado à média móvel ponderada até agora usada para o cálculo dos preços na iteração seguinte. Com esta medida, pretende-se avaliar a importância da informação do passado caso se pretenda terminar o ciclo externo de atualização dos preços através de um desvio médio baseado nos preços e não nas potências, como experimentado noutros trabalhos [23]. A opção de um critério de convergência que incide sobre os desvios de preços tem a grande vantagem de conferir mais sensibilidade na escolha do limiar admissível para esse desvio.

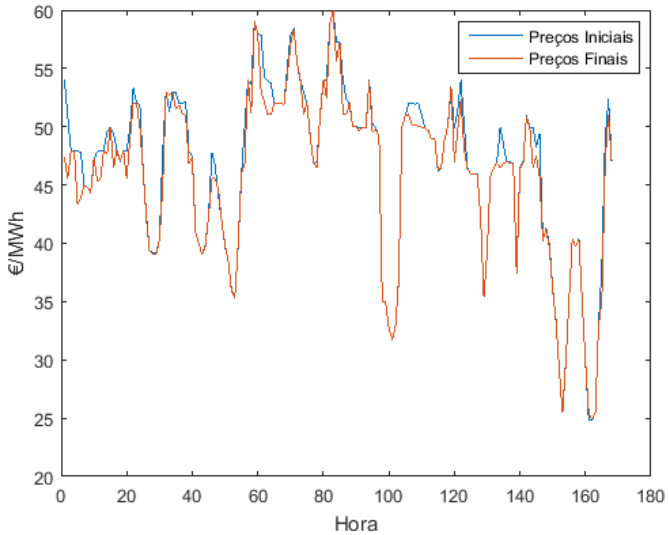


Figura 5.24: Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 5.

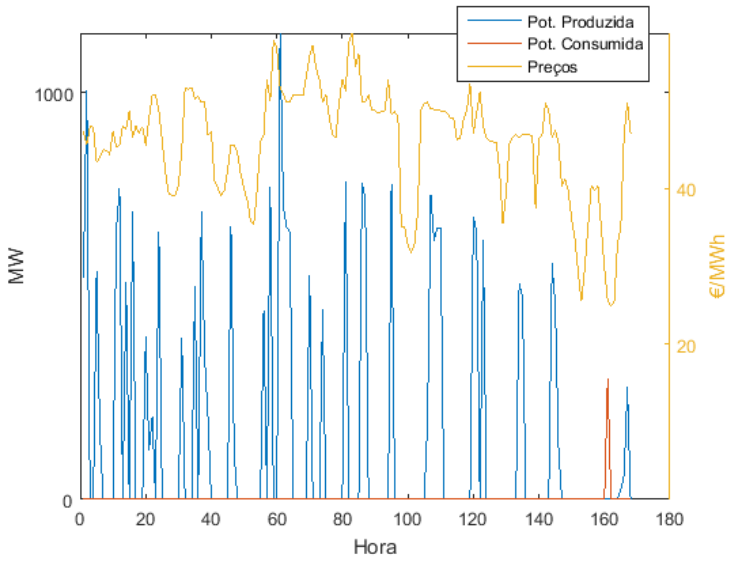


Figura 5.25: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 5.

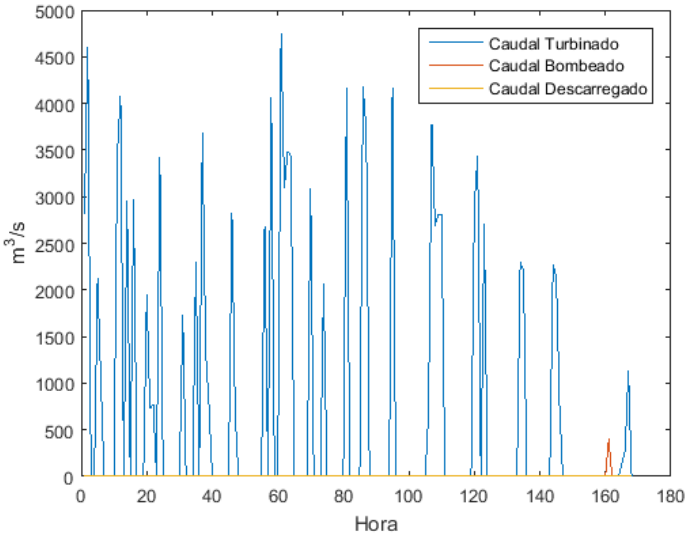


Figura 5.26: Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 5.

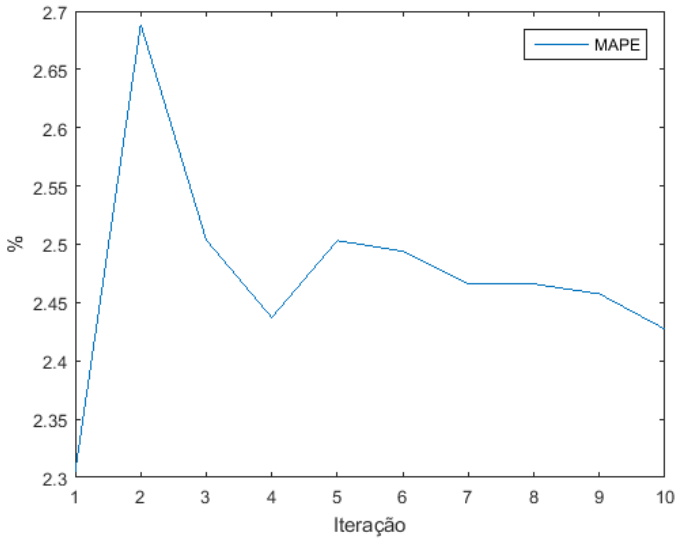


Figura 5.27: Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 5.

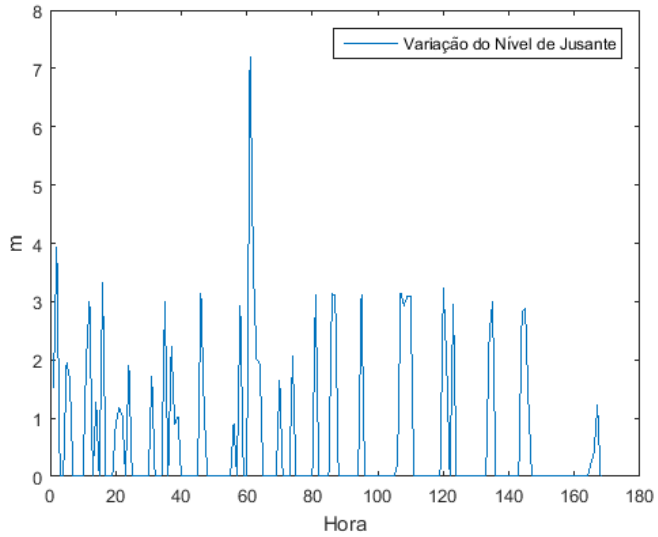


Figura 5.28: Variação do nível de jusante médio do Caso 5.

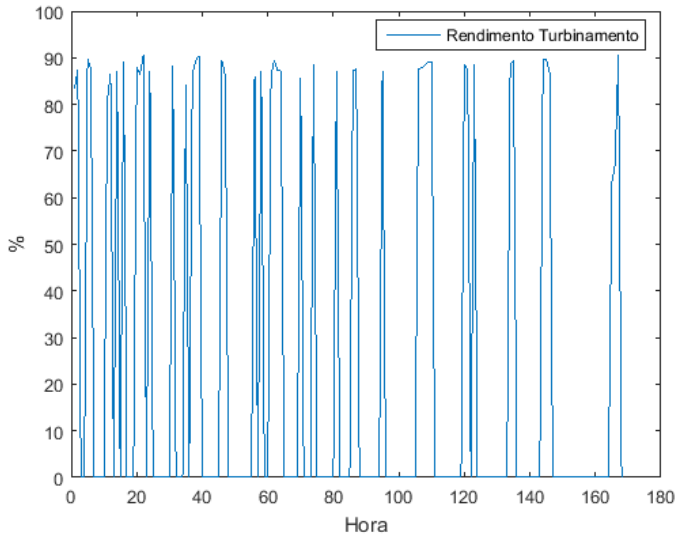


Figura 5.29: Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 5.

Analisando na Figura 5.27 a evolução dos desvios dos preços horários entre iterações sucessivas, é notório que o processo iterativo de atualização dos preços de mercado não converge, não sendo possível alcançar um estado estacionário de preços que permita retirar conclusões dos resultados obtidos. Assim sendo, os resultados finais para as potências e caudais não têm validade, segundo os critérios estabelecidos neste trabalho.

O Caso 5 é interessante na medida em que vem demonstrar que a convergência do *Under-relaxed Iterative Procedure* é bastante sensível à utilização de informação do passado, não só na atualização dos valores das quedas, mas também na atualização dos valores dos preços de mercado, caso se esteja a trabalhar com *price makers*.

5.4.6 *Caso 6*

No Caso 6, eliminou-se a restrição de volumes finais obrigatórios. A intenção passou por perceber a variação do valor da função objetivo provocada pelo relaxamento desta restrição. Este estudo serve para avaliar até que ponto o constrangimento que forçava os volumes finais a serem iguais aos volumes no princípio da semana condiciona a margem líquida obtida. Não considerar esta restrição é contudo pouco realista, dado que, do ponto vista prático, os aproveitamentos hidroelétricos, apesar do custo nulo do recurso que utilizam para a produção de eletricidade, devem ser geridos numa lógica de médio e longo prazo, atendendo ao valor da água. Como tal, uma maximização de lucros tendo em vista apenas o curto prazo poderá levar a maiores custos no futuro.

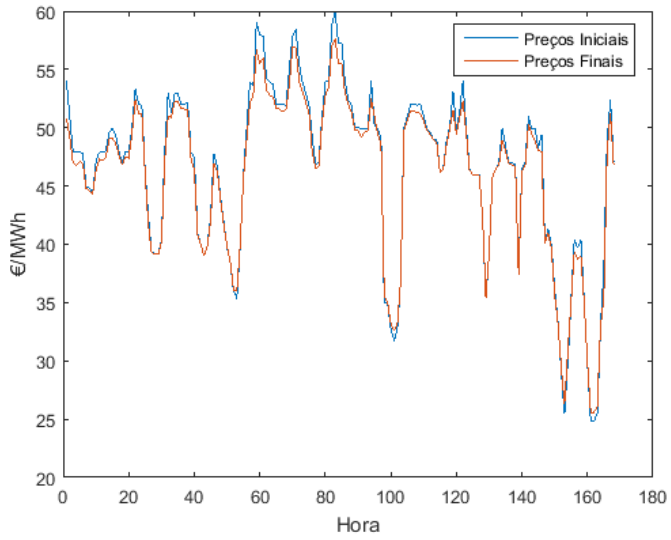


Figura 5.30: Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 6.

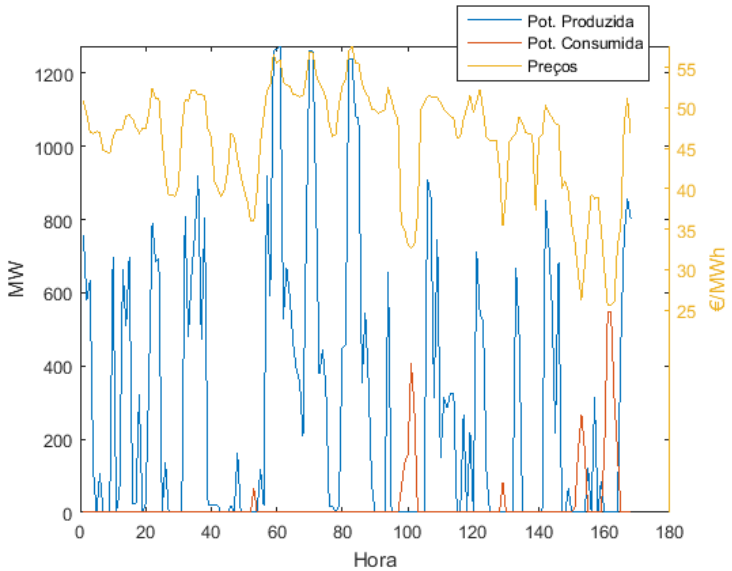


Figura 5.31: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 6.

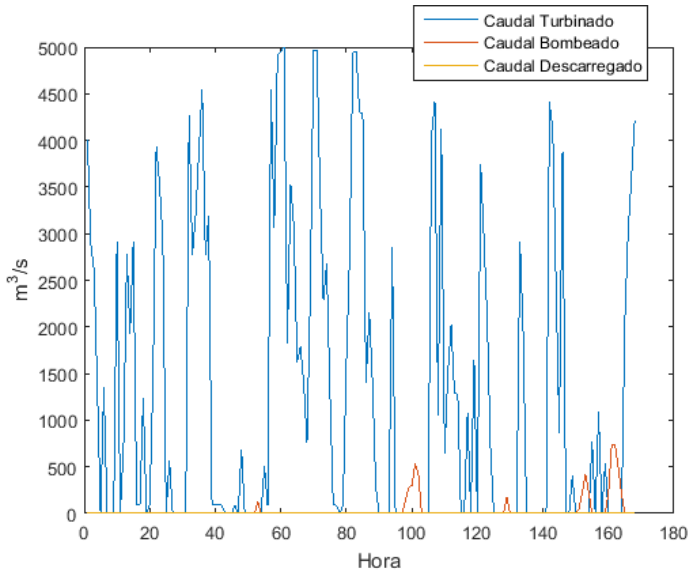


Figura 5.32: Resultados para turbinamento, bombagem e descarregamentos do Caso 6.

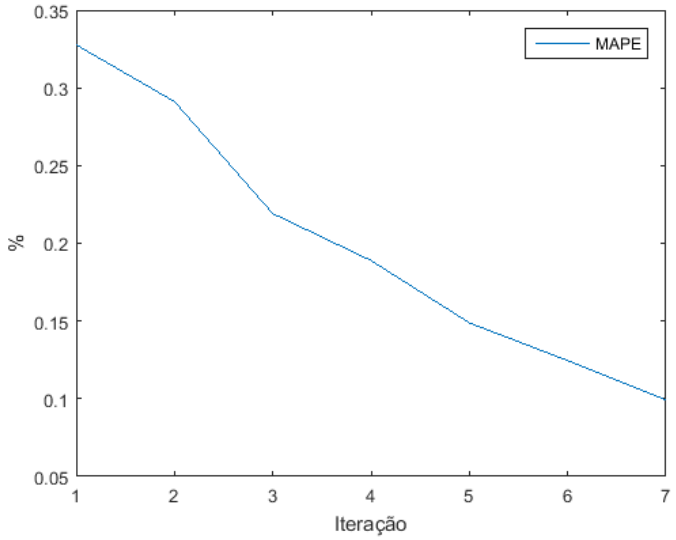


Figura 5.33: Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 6.

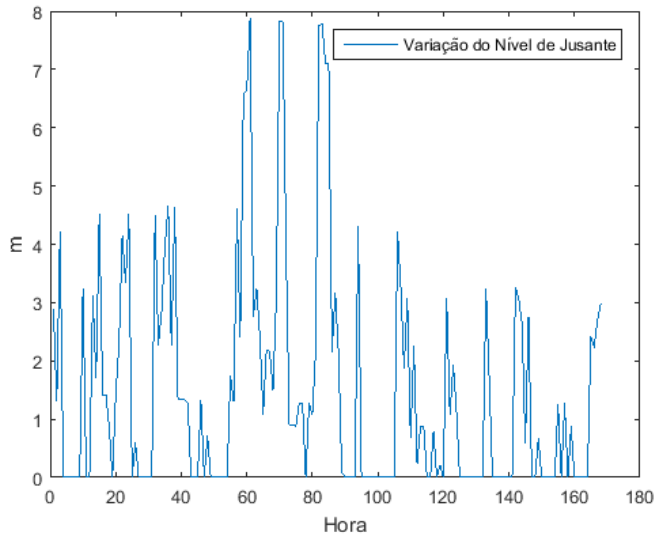


Figura 5.34: Variação do nível de jusante médio do Caso 6.

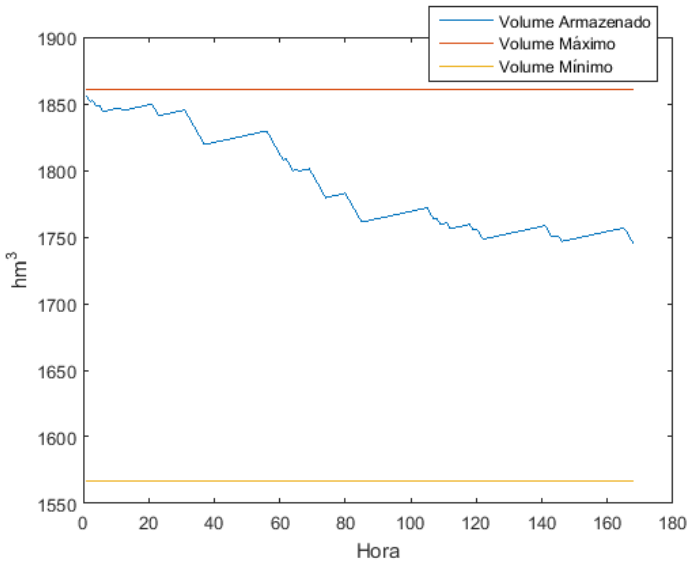


Figura 5.35: Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 6.

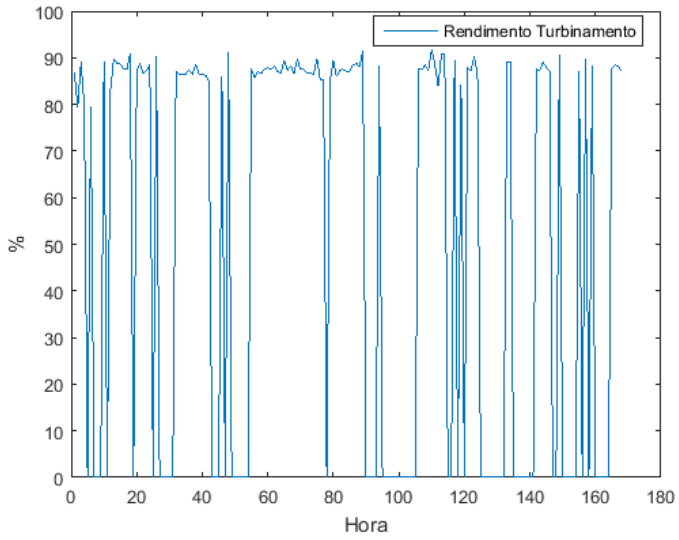


Figura 5.36: Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 6.

Tabela 5.9: Resultados finais para o Caso 6.

Produção (MWh)	48871.83
Consumo (MWh)	3550.27
Valor da Produção (k€)	2521.08
Valor do Consumo (k€)	104.32
Margem Líquida (k€)	2416.76

Ao não ser imposto um volume final pré-definido, o algoritmo apresenta a melhor margem líquida possível para este cenário de preços. O algoritmo do *HSP* leva a que se turbine em praticamente todas as horas. O lucro obtido é 183.54% superior ao do Caso 4. Observa-se um ganho substancial na margem líquida comparativamente a qualquer caso anterior.

O Caso 6 corresponde a uma situação com caráter fortemente académico, porquanto a otimização que realiza é fortemente vocacionada a obtenção de proveitos no imediato, ignorando o valor da água no futuro. O volume mínimo no final da semana foi de 1744.65 hm^3, ou seja, cerca de 93.78% do volume máximo armazenável na Cascata do Douro Nacional.

A subida média dos níveis de jusante foi de 1.49 metros por hora (a maior variação verificada). O volume turbinado foi de 799.98 hm^3 o que também corresponde ao máximo de entre todos os casos. Deste modo, verifica-se novamente a relação diretamente proporcional entre a subida dos níveis de jusante e os valores dos caudais turbinados. O volume total bombeado foi de 18.96 hm^3.

O *MAPE* entre a última e a penúltima iterações do ciclo externo dos preços foi de 0.099%. O desvio absoluto médio entre os preços iniciais e os preços finais foi de 0.61 €/MWh, levando o ciclo externo 7 iterações a convergir.

No ciclo de atualização da queda, apesar de alguns desvios que se podem considerar *outliers*, em 85% dos casos, o desvio da queda entre iterações foi inferior a 2%.

5.4.7 *Caso 7*

No caso 7, o volume útil inicial de armazenamento foi reduzido para 20% da capacidade útil máxima de armazenamento, descontando o volume morto de cada aproveitamento. O volume inicial é igual ao volume final em todas as albufeiras. Este caso pretende avaliar o modo como a escassez de água (contexto de semana seca) condiciona a remuneração líquida obtida.

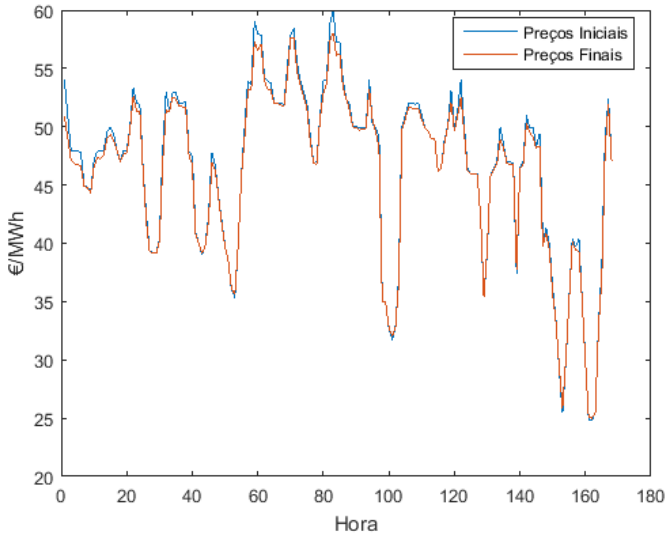


Figura 5.37: Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 7.

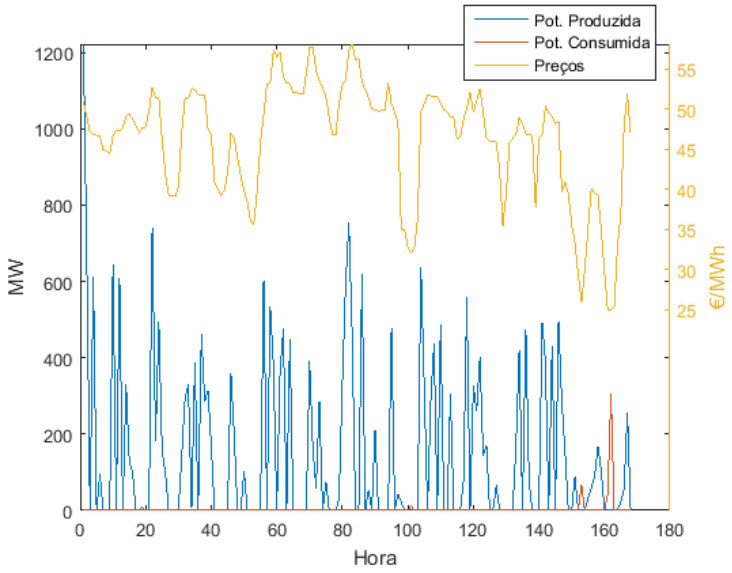


Figura 5.38: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 7.

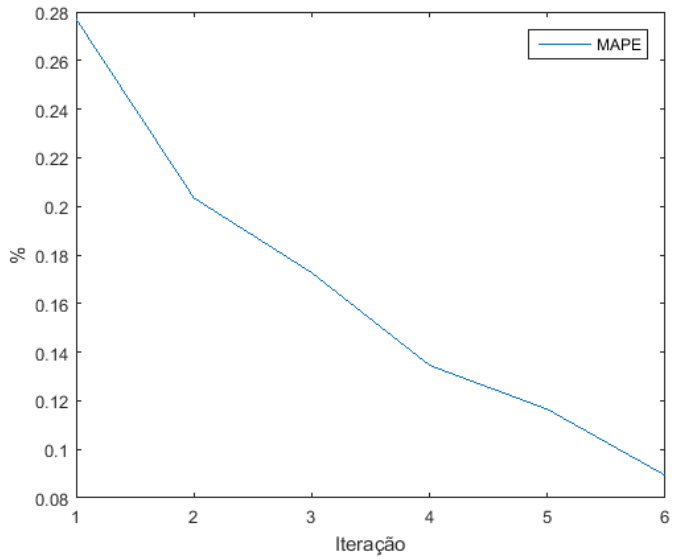


Figura 5.39: Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 7.

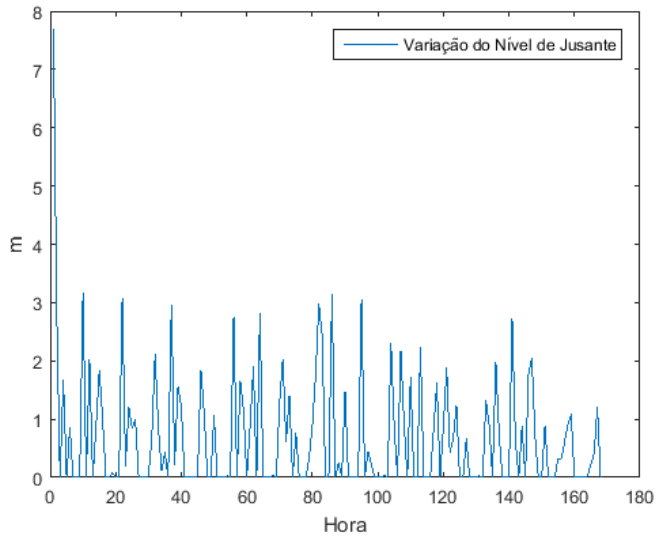


Figura 5.40: Variação do nível de jusante médio do Caso 7.

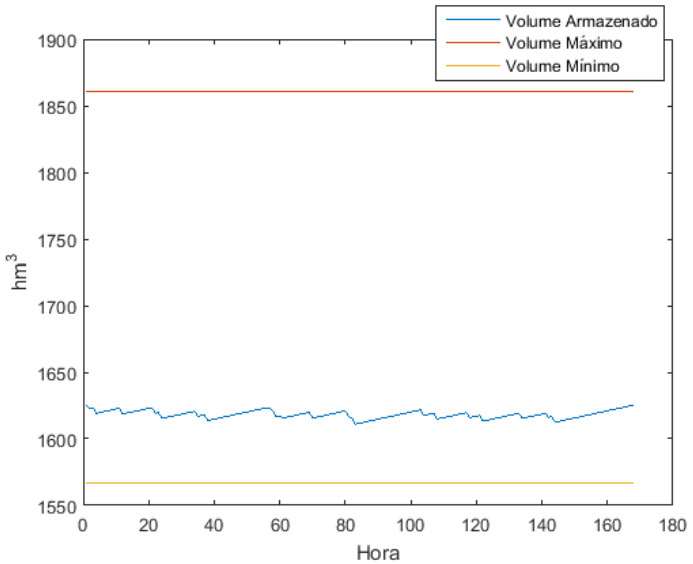


Figura 5.41: Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 7.

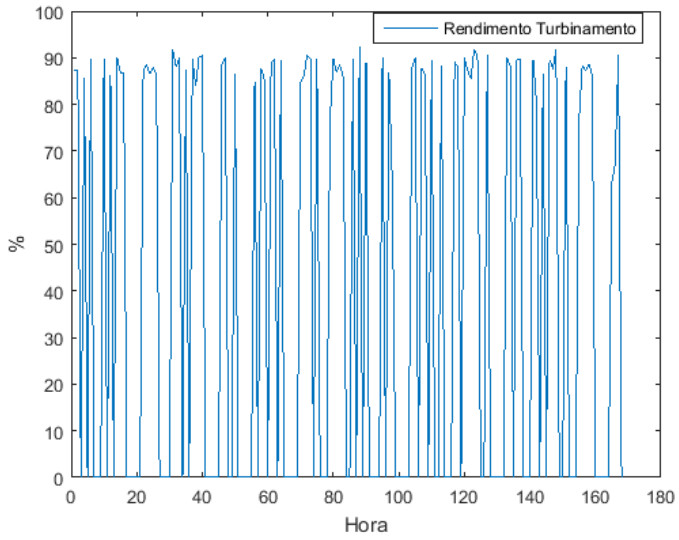


Figura 5.42: Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 7.

Tabela 5.10: Resultados finais para o Caso 7.

Produção (MWh)	25285.65
Consumo (MWh)	427.62
Valor da Produção (k€)	1272.40
Valor do Consumo (k€)	108.48
Margem Líquida (k€)	1163.92

A remuneração líquida conseguida neste caso foi a mais baixa de toda a bateria de testes. Percebe-se assim que a escassez de água aliada à obrigação de volumes finais são fortes condicionantes da obtenção de bons resultados em termos de remuneração líquida.

O Caso 7 permite emular uma situação de período de seca, reforçando a importância de os modelos de otimização de curto prazo serem englobados em esquemas de otimização de médio e longo prazo, para precaver situações de menores afluências futuras que a prazo possam penalizar os proveitos.

Em média, o nível de jusante subiu 0.69 metros por hora. O volume turbinado foi igual a 447.92 hm^3 e o volume bombeado foi igual a 2.75 hm^3. Não se registando descarregamentos, a média dos desvios absolutos entre os preços iniciais e finais foi de 0.40 €/MWh. Em 85.85% dos casos, o desvio da queda foi inferior a 2%. O desvio absoluto médio percentual dos preços da última para a penúltima iteração foi de 0.087%.

5.4.8 *Caso 8*

No Caso 8, considera-se que os volumes inicias e finais são iguais a 80% do volume útil máximo de todos os reservatórios. Com esta simulação, pretende-se estudar o impacto que uma

ligeira variação das disponibilidades de água pode ter nos proveitos auferidos pelo concessionário das centrais do Caso de Estudo.

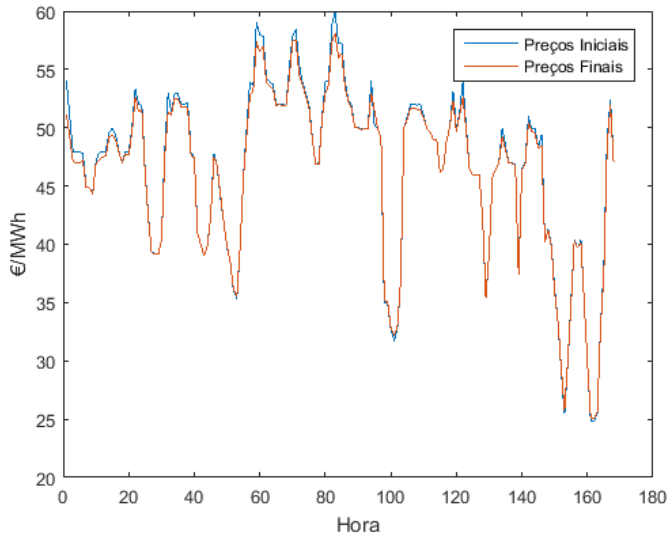


Figura 5.43: Cenário de preços inicial e cenário de preços final para o Caso 8.

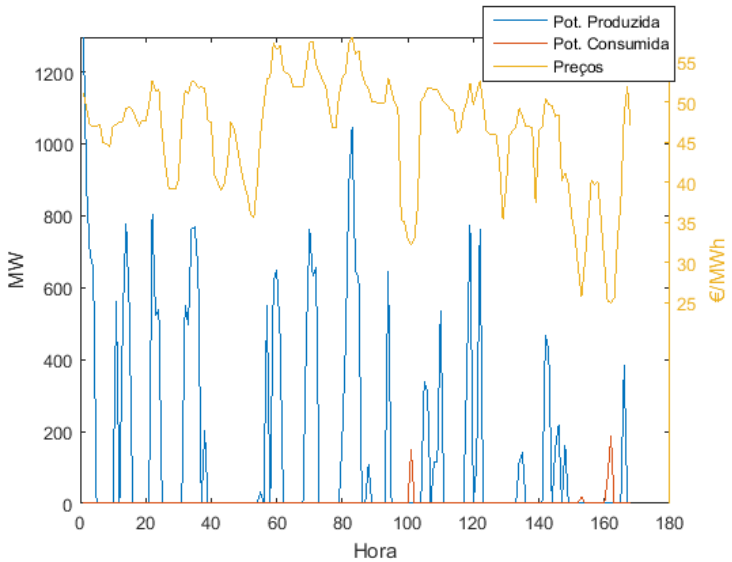


Figura 5.44: Colocação do turbinamento e da bombagem para o Caso 8.

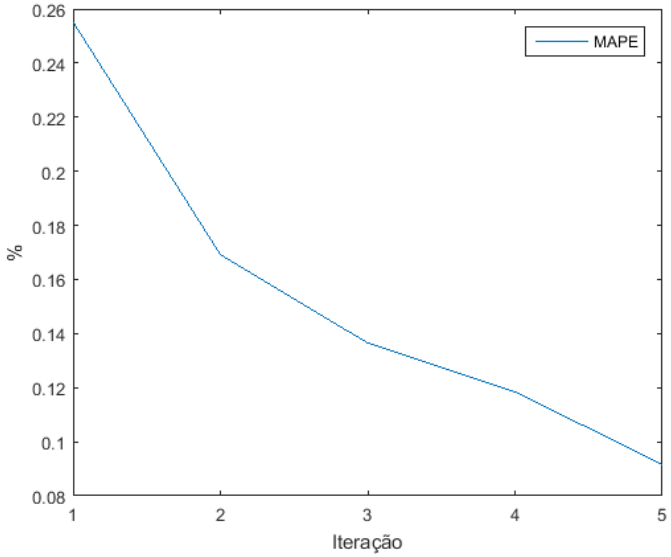


Figura 5.45: Evolução do desvio dos preços ao longo das iterações do Caso 8.

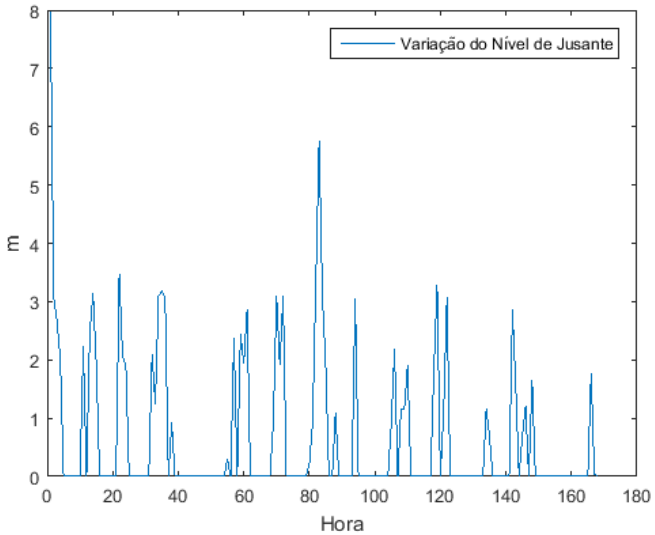


Figura 5.46: Variação do nível de jusante médio do Caso 8.

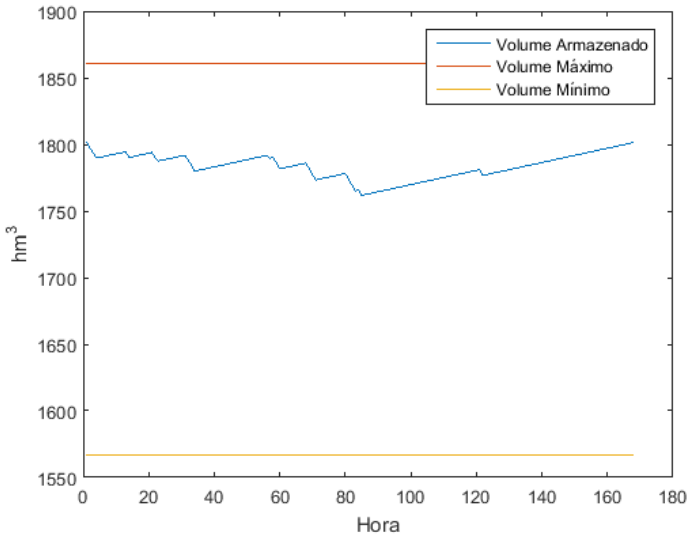


Figura 5.47: Variação do volume para o teste do *HSP* de uma semana, nas condições do Caso 8.

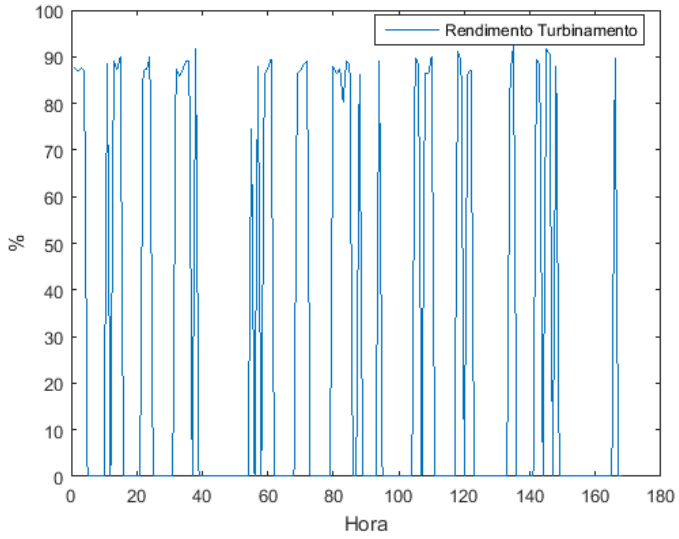


Figura 5.48: Rendimento médio de turbinamento da Cascata do Douro, para cada hora, do Caso 8.

Tabela 5.11: Resultados finais para o Caso 8.

Produção (MWh)	12463.68
Consumo (MWh)	660.07
Valor da Produção (k€)	1362.17
Valor do Consumo (k€)	11.88
Margem Líquida (k€)	1350.28

No Caso 8, o volume bombeado foi igual a 2.37 hm^3 e o volume turbinado foi igual a 448.69 hm^3. Mais uma vez, não ocorreram descarregamentos. A elevação média do nível de jusante foi de 0.67 metros por hora. Em 84.20% dos casos, o desvio da queda foi inferior a 2%. A diferença média entre os preços finais e iniciais foi de 0.32 €/MWh.

Pode-se constatar que uma diminuição de 20% das disponibilidades de água não acarreta necessariamente um decréscimo da remuneração, se for imposta uma obrigação de volume final igual ao volume inicial em todas as albufeiras (comparar tabelas 5.8 e 5.11). Caso não existisse essa restrição, certamente a remuneração líquida final do Caso 4 seria superior à verificada no Caso 8.

Capítulo 6

Conclusões, Inovações e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões e Inovações

A reorganização efetivada nos mercados de eletricidade, um pouco por todo o mundo, reforçou a importância de adotar novas metodologias e aperfeiçoar as técnicas de otimização da operação e do planeamento existentes.

O tema da otimização de sistemas hidroelétricos em ambiente de mercado é dos que tem merecido maior destaque nos últimos anos. Para isso contribui o facto da geração hidroelétrica ter um custo de produção nulo e ocupar um papel estratégico nos sistemas elétricos de muitos países.

O principal objetivo desta dissertação foi o desenvolvimento de uma aplicação capaz de gerir um conjunto de centrais hídricas considerando a não-linearidade entre a potência, o caudal e a queda. Considerou-se a possibilidade dos grupos hidráulicos realizarem bombagem e o efeito que as propostas de compra e de venda de energia têm nos preços de mercado.

Este trabalho acrescenta dois contributos à linha de investigação do *Under-relaxed iterative procedure for feasible short-term scheduling of a hydro chain*, iniciada em 2003: os níveis das águas a jusante dos aproveitamentos são vistos como variáveis em função do caudal lançado de montante para jusante e o rendimento das turbinas hidráulicas é variável em função do fator de carga. Estes acrescentos visam tornar o modelo mais próximo da realidade e, ao mesmo tempo, perceber os seus impactos na convergência e nos valores dos resultados finais do processo iterativo. Para além disso, os preços de mercado são calculados através de curvas reais de mercado, sem se recorrer a qualquer simplificação das curvas agregadas.

Com os melhoramentos feitos, a ferramenta construída neste projeto apresenta-se como uma versão bastante poderosa para a otimização da operação de sistemas hidroelétricos a curto prazo e que fica ao dispor da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.. Este algoritmo, ao ser enquadrado num modelo de longo prazo que considere o valor futuro da água, poderá ser aplicado em estudos de avaliação de rentabilidade de novos projetos hidroelétricos.

O problema de otimização envolveu no total 4356 variáveis de decisão (9 aproveitamentos $\times$ 168 horas $\times$ 3 variáveis de decisão) e 12105 restrições (9 aproveitamentos $\times$ 168 horas $\times$ 8 restrições + 9 volumes finais obrigatórios). No Caso 6, como não se considera a obrigação de volumes finais pré-estabelecidos, o número de restrições reduz-se para 12096 (9 aproveitamentos $\times$ 168 horas $\times$ 8 variáveis).

Os tópicos seguintes sintetizam as principais conclusões obtidas com os casos de estudo reportados no Capítulo 5:

- o algoritmo de otimização coloca a produção nas horas de preços mais elevados e a bombagem é feita nas horas de preços mais baixos;
- o grau de impacto nos preços depende não só dos valores das potências produzidas e consumidas pelas hídricas, mas também das ofertas dos outros agentes que vão a mercado;
- através do Caso 6 verificou-se que, retirando a restrição que obrigava os volumes armazenados no final da semana a serem iguais aos volumes armazenados iniciais, a remuneração líquida atingiu o seu valor máximo para as condições de preços da semana. As decisões tomadas no Caso 6 são puramente económicas, ou seja, não há obrigação de fazer bombagem para manter os níveis de armazenamento. A obrigação de assegurar valores pré-definidos para os níveis de armazenamento era uma restrição ativa que estava a limitar a obtenção de melhores resultados;
- a solução ótima final do *HSP* tende a evitar grandes mudanças nos preços, pois os efeitos dessas mudanças são desfavoráveis ao produtor. Os impactos nos preços provocados pela atividade das centrais hídricas traduzem-se em descidas de preços nas horas em que o produtor hidroelétrico vai ao mercado vender energia elétrica e subidas de preços nas horas em que este está a comprar energia;
- existindo a imposição de volume final armazenado igual ao volume inicial armazenado em todas as albufeiras, quanto maior for o volume turbinado maior terá de ser o volume bombeado, para o regime de afluências considerado neste estudo;
- para cada aproveitamento, a relação entre os respetivos níveis de regolfo e os valores dos caudais turbinados é uma relação de proporcionalidade direta. No entanto, como os aproveitamentos têm níveis de jusante médios históricos diferentes, a elevação média dos níveis de jusante da Cascata não é diferente proporcional à potência produzida pelo conjunto dos aproveitamentos.
- as ofertas feitas pelas centrais da Cascata do Douro Nacional foram despachadas em todos os períodos. Assim, a estratégia adotada para abordar o mercado revelou-se eficaz;
- em todos os casos de estudo, a energia total produzida foi superior aos consumos. Esta constatação é coerente com o objetivo de maximização das receitas a curto prazo, pois, tendo as centrais hídricas custos de produção nulos, a tendência natural será usar o máximo

do recurso disponível no momento. A condição (3.11) para a rentabilidade económica do processo bombagem-turbinamento foi verificada durante vários pares de períodos;

- verifica-se que a potência necessária para bombear um determinado volume de água é superior à potência produzida pelo turbinamento do mesmo volume de água. Esta situação é visível nos ensaios realizados e comprova que o algoritmo construído respeita as equações (3.2) e (3.3);

- comparando o Caso 1 com o Caso 2, a situação em que as centrais são tidas como *price takers* é a que teoricamente permite melhores resultados em termos de margem líquida. Situação compreensível pelo facto de ser ignorado o impacto negativo (sob o ponto de vista do produtor hidroelétrico) nos preços de mercados;

- através da análise do Caso 5, compreendeu-se que a obtenção da estacionariedade para o processo de atualização dos preços é fortemente condicionada por mudanças rápidas e significativas dos cenários de decisão. Uma modificação relevante dos preços entre iterações consecutivas poderá levar o processo iterativo que, neste caso, é o agente decisor a não tomar decisões "ótimas";

- aferiu-se também a validade da premissa que levou à consideração no *SHSP* da perda de carga máxima, isto é, as zonas do domínio para o funcionamento das turbinas são próximas dos caudais máximos. Esta situação é verificada através dos valores dos rendimentos das centrais em operação, sempre próximos dos respetivos rendimentos máximos.

De seguida, mostram-se algumas das principais ilações extraídas da análise das inovações construídas no âmbito desta dissertação:

- a aplicação de uma técnica de Suavização Exponencial Simples (análoga à usada na atualização das quedas) permite usar os desvios de preços como critério de convergência (em vez dos desvios de potências como feito noutras publicações [23]). Esta consideração tem como vantagem oferecer uma maior sensibilidade de análise (maior familiarização com grandezas monetárias) na escolha do valor do desvio-limiar para o critério de convergência. Conclui-se que a convergência do *Under-relaxed Iterative Procedure* é favorecida pela utilização de informação do passado em determinadas grandezas (preços e queda);

- a introdução dos níveis de jusante variáveis não deve ser ignorada na otimização, sobretudo em cascatas com centrais a fio-de-água. Como são centrais de baixa queda, estas perdas de queda bruta aparentemente insignificantes não são percentualmente desprezáveis;

- o rendimento variável das turbinas com o fator de carga também afeta um pouco a remuneração líquida, embora em menor grau do que a subida dos níveis de jusante (como era de esperar, devido às zonas "ótimas" de funcionamento das turbinas);

- em relação aos desvios da queda, os *add-ins* integrados pioraram a velocidade de convergência do seu ciclo de atualização, embora o agravamento não tenha sido substancial. Estes

agravamentos podem ser explicados pela maior variabilidade das quedas em iterações sucessivas, pois os valores dos caudais turbinados e bombeados têm mais impacto na perda de queda (variação das cotas de superfície das águas pelo de lado montante e pelo lado de jusante). As alterações das eficiências das turbinas hidráulicas em função do caudal também penalizam o processo de atualização da queda;

- o cálculo dos novos preços através de curvas reais de mercado sem recorrer a linearizações confere um maior realismo aos resultados.

6.2 Trabalhos Futuros

Os trabalhos futuros a realizar deverão incidir sobretudo na elaboração de algoritmos auxiliares que possam funcionar como complementos desta ferramenta computacional. Esta abordagem parece mais pertinente do que continuar a introduzir novas restrições ao modelo agora apresentado.

Neste sentido, lança-se o repto de em investigações futuras desenvolver uma ferramenta capaz de definir os valores das *bids* para o *Day-Ahead Market* em função dos níveis de armazenamento de água nas albufeiras (valor da água). Esta incorporação viria substituir a estratégia de preços máximos e preços mínimos pré-estipulados usada nesta dissertação, aproximando o método da realidade de que como são feitas as ofertas em mercado. Seria interessante com análises multicritério criar diferentes estratégias de abordagem ao mercado em função da aversão ao risco dos agentes, partindo de publicações já feitas neste âmbito [54].

Outro trabalho a realizar poderia passar pela elaboração de um modelo de maximização das receitas que coordenasse a produção hídrica com a produção de origem térmica ou com a produção eólica. Esta abordagem poderia ser interessante na lógica de um produtor que detenha no seu portefólio diferentes tecnologias de geração de energia elétrica.

Quanto aos rendimentos das turbinas, poderia optar-se por introduzir curvas de rendimento cujo andamento, para além de depender do fator de carga, dependa também da queda. Pensa-se contudo que a complexidade que esta empreitada poderá implicar não deverá ser correspondida por melhorias significativas dos resultados obtidos.

Referências

[1] Saraiva, J. T., Silva, J. L. P. e Leão, M. T. P., *"Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes"*, FEUP Edições, Porto, 2002.

[2] Sequeira, I., *"Na pré-história da EDP e da REN existiam 14 companhias e um país virado para a hulha branca"*, artigo do jornal Público, 2012.

[3] *"Histórias da engenharia em prol da electrificação do país"*, consultado em http://www.ordemezngenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-da-engenharia/em-prol-da-electrificacao-do-pais-i/, acesso em 21 de Fevereiro de 2016.

[4] http://www.hcb.co.mz/Empresa/Historial, página de *internet* da Hidroelétrica de Cahora Bassa, acesso em 15 de Março de 2016.

[5] *"Dados Técnicos 2015"*, Redes Energéticas Nacionais, 2015.

[6] Moura, A. M., *"Hidroeletricidade em Portugal: desafios e impasses"*, FEUP-DEEC, Porto, 2014.

[7] Camelo, A. e Silva, P. F., *"Palestra EDP - Actividades da EDP em Portugal na área de hidroeletricidade. Durabilidade de infraestruturas hidroelétricas"*, Jornadas de Engenharia Electrotécnica do ISEP, Porto, 2016.

[8] Paiva, J. S.,*"Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica"*, IST Press, Lisboa, 2007.

[9] Sousa, J. C. V., *"Estimativa de Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Electricidade"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2007.

[10] Garcia-Gonzalez, J., Parrilla, E., Barquín, J., Alonso, J., Sáiz-Chicharro, A. e Gonzalez, A., *"Under-relaxed iterative procedure for feasible short-term scheduling of a hydro chain"*, em Power Tech Conference Proceedings, vol. 2, IEEE, Bolonha, 2003.

[11] Barbosa, F. M., *"Análise da fiabilidade da rede de transporte e distribuição"*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013.

[12] Leitão, R. M., *"A hidroelectricidade na bacia portuguesa do rio Douro: Situação e perspectivas de desenvolvimento"*, EDP–Gestão da Produção de Energia SA, Porto, 2005.

[13] Teixeira, A., *"Energia hidroelétrica em portugal: passado, presente e futuro perspetivas de evolução do sistema eletroprodutor"*, em HYDRO'Storming – Ciclo de palestras em Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente, FEUP, Porto, 2016.

[14] Sampaio, G. S., *"Optimização da exploração de centrais hídricas utilizando Algoritmos Genéticos, em ambiente de mercado"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012.

[15] http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm, página de *internet* da Comissão Europeia, acesso em 9 de Junho de 2016.

[16] http://www.daikin.be/nl/minisite/energielabel/waarom-een-nieuw-label/, página de *internet* da marca *DAIKIN*, acesso em 10 de Abril de 2016.

[17] Madureira, C. e Batista, V. J. M., *"Hidroelectricidade em Portugal: memória e desafio"*, Redes Energéticas Nacionais, Lisboa, 2002.

[18] Gonçalves, P. J. M., *"Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012.

[19] Martins, A. M., *"Mercado ibérico de electricidade-simulação de um modelo em concorrência perfeita"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Economia da Universidade do Porto, Porto, 2009.

[20] Sousa, J. C. L., *"Os Serviços de Sistema no MIBEL - Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013.

[21] http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/pequenosdistribuidoresembaixatensao(cooperativas)/Paginas/default.aspx , página de *internet* da ERSE, acesso em Fevereiro de 2016.

[22] Marrucho, J. F. F., *"Gestão a curto prazo de aproveitamentos hídricos em ambiente de mercado"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2014.

[23] Castro, M. V. A. S., *"Planeamento da Operação de Centrais Hídricas Considerando o seu Impacto nos Preços de Mercado e Utilizando a Função linprog do MATLAB"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2015.

[24] Saraiva, J. T., *"Organização de Mercados de Eletricidade – Apontamentos da Unidade Curricular Mercados e Qualidade"*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012.

[25] http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector, página de *internet* da ERSE, acesso em 22 de Abril de 2016.

[26] http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67&lang=pt, página de *internet* do MIBEL, acesso em 15 de Fevereiro de 2016.

[27] Pacheco, A., *"Otimização da Exploração de Centrais Hídrícas Utilizando EPSO em Ambiente de Mercado"*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013.

[28] Saraiva, J. P. T.,*"Mercados de Electricidade: Uma Introdução"*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2007.

[29] Pereira, B. R. R., *"Contratos bilaterais em mercados multi-agente de energia eléctrica: Protocolo de ofertas alternadas"*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2011.

[30] Pires, I. F., *"Otimização de um sistema hidroelétrico com reservatórios em cascata e bombagem"*, Dissertação de Mestrado, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2014.

[31] http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/diario-e-i, página de *internet* do OMIE, acesso em 10 de Maio de 2016.

[32] Miranda, V., *"Fiabilidade em Sistemas de Potência – uma introdução"*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2009.

[33] Sampaio, G., Saraiva, J., Sousa, J. e Mendes, V., *"Optimization of the operation of hydro stations in market environment using genetic algorithms"*, em European Energy Market (EEM) 10th International Conference, pp. 1-8, IEEE, Estocolmo, 2013.

[34] Miranda, V. e Fonseca, N., *"Epso–evolutionary particle swarm optimization, a new algorithm with applications in power systems"*, em Proc. of the Asia Pacific IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, vol. 2, pp. 745-750, Porto Alegre, Brasil, 2002.

[35] Miranda, V., *"Computação evolucionária: uma introdução"*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2005.

[36] Werner, T. e Verstege, T., *"An evolution strategy for short-term operation planning of hydrothermal power systems"*, em IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 4, pp. 1362-1368, 1999.

[37] Xiaohui, Y., Yanbin, Y. e Yongchuan, Z., *"A hybrid chaotic genetic algorithm for short-term hydro system scheduling"*, em Mathematics and Computers in Simulation, vol. 59, no. 4, pp.319-327, Elsevier, 2002.

[38] https://web.fe.up.pt/~mac/ensino/docs/.../TabuSearch_Pedro_Melo.ppt, documento sobre a meta-heurística *Tabu Search*, acesso em 23 de Fevereiro de 2016.

[39] Mantawy, A., Soliman, S. e El-Hawary, M., *"A new tabu search algorithm for the long-term hydro scheduling problem"*, em Power Engineering 2002 Large Engineering Systems Conference, LESCOPE 02, pp. 29-34, Halifax, 2002.

[40] Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V. e Ferreira, L., *"Nonlinear optimization method for short-term hydro scheduling considering head-dependency"*, European Transactions on Electrical Power, vol. 20, no. 2, pp. 172–183, 2010.

[41] Fleten, S. E. e Wallace, S. W., *"Delta-hedging a hydropower plant using stochastic programming"*, em Optimization in the energy industry, pp. 507–524, Springer, 2009.

[42] Miranda, V., *"Algumas notas sobre programação não-linear"*, apontamentos da Unidade Curricular Decisão, Optimização e Inteligência Computacional, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008.

[43] Catalão, J. P. S., Mariano, S. J. P. S., Mendes, V. M. F. e Ferreira, L. A. F. M., *"Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: a nonlinear approach"*, em IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 1, pp. 337-346, 2009.

[44] https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779572090377/OD_R11T_Programacao_Nao_Linear_51571_64643.pdf, notas sobre programação não-linear, página de *internet* do Instituto Superior Técnico, acesso em 14 de Fevereiro de 2016.

[45] Apontamentos da unidade curricular Sistemas Elétricos de Energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013.

[46] Apontamentos da unidade curricular Produção Dispersa, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2015.

[47] http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/producao.php?cp_type=he&map_type=he, página de *internet* da EDP, acesso em 2 de Abril de 2016.

[48] https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779571249298/IH-2.pdf, apontamentos sobre aproveitamentos hidroelétricos, Instituto Superior Técnico, acesso em 23 de Abril de 2016.

[49] Sousa, J. C. V., *"A Produção Hidroelétrica e os Mercados de Eletricidade"*, artigo publicado do nº 25 da revista Renováveis Magazine, Porto, Maio de 2016.

[50] Mendes, J. e Maia, R., *"Metodologia prática para delimitação de leitos de cheia em zonas estuarinas. exemplo de aplicação ao Rio Neiva - Practical methodology for delimitation of flood plain in estuarine areas. Application to the Neiva River"*, em 5as Jornadas de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2010.

[51] Guedes, M. V., https://paginas.fe.up.pt/maquel/AD/AST_pah.pdf, página da unidade curricular de Máquinas Eléctricas da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 1994.

[52] https://en.wikipedia.org/wiki/Water_turbine, imagem obtida a partir da página de *internet* da Wikipédia, acesso em 23 de Março de 2016.

[53] Miranda, V., *"Representação de sistemas hídricos em modelos para gestão da operação ou planeamento"*, documento interno da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2015.

[54] Sousa, J. C. e Saraiva, J. T., *"Simulation of the operation of hydro plants in an electricitymarket using agent-based models"*, em 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), pp. 1–5, IEEE, Lisboa, 2015.

Anexo A

Informação sobre os Preços de Mercado

Tabela A.1: Preços iniciais, em €/MWh.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	53.99	46.21	41.89	53.95	49.14	51.36	48.30
Hora 2	50.84	42.32	39.75	53.00	35.00	53.99	49.38
Hora 3	47.96	39.27	38.44	52.01	35.00	49.98	40.23
Hora 4	47.95	39.24	36.00	49.19	32.76	46.45	41.27
Hora 5	47.92	39.14	35.36	46.83	31.75	45.97	39.98
Hora 6	47.84	40.31	39.83	46.98	32.78	45.96	36.10
Hora 7	44.89	47.97	45.78	50.85	36.91	45.94	33.37
Hora 8	44.83	53.00	49.94	53.97	49.93	42.33	29.13
Hora 9	44.33	51.27	53.90	53.97	50.95	35.38	25.44
Hora 10	47.12	52.91	53.56	58.79	52.00	39.27	29.87
Hora 11	47.87	52.90	59.06	59.91	51.98	45.77	35.07
Hora 12	47.94	51.99	57.99	57.25	51.95	46.43	40.38
Hora 13	47.98	51.97	57.84	57.25	52.00	46.95	39.73
Hora 14	49.57	52.19	54.24	53.96	51.00	49.95	40.36
Hora 15	49.99	47.84	53.97	52.35	49.94	48.46	35.07
Hora 16	49.37	47.50	53.74	51.97	49.62	46.99	29.83
Hora 17	47.99	40.94	52.00	50.00	48.96	46.97	24.84
Hora 18	47.00	40.00	51.98	49.97	48.96	46.82	24.85
Hora 19	47.94	39.00	51.99	49.97	46.15	37.36	25.45
Hora 20	47.95	39.90	51.91	49.91	46.47	46.48	32.94
Hora 21	49.98	42.35	55.00	49.89	48.87	46.96	37.90
Hora 22	53.34	47.80	57.85	53.98	50.07	50.96	48.86
Hora 23	52.00	46.67	58.42	50.22	53.09	49.90	52.37
Hora 24	51.94	44.05	55.42	49.90	49.91	49.90	47.00

Tabela A.2: Preços finais do Caso 1, em €/MWh, se fosse considerado o impacto nos preços.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	45.55	46.22	41.84	52.10	49.13	51.00	48.30
Hora 2	45.55	42.08	39.90	52.94	41.81	48.00	49.55
Hora 3	45.32	58.00	39.49	52.01	36.92	49.99	40.40
Hora 4	43.93	43.00	39.40	49.13	34.50	46.41	41.19
Hora 5	47.89	43.00	39.00	46.87	34.49	45.97	39.98
Hora 6	47.82	40.30	39.92	46.50	34.50	45.96	36.10
Hora 7	44.95	47.96	45.55	50.97	49.59	45.88	33.50
Hora 8	44.81	45.55	48.79	51.03	49.98	42.32	32.00
Hora 9	44.34	50.90	49.52	53.01	50.07	42.40	29.99
Hora 10	47.29	51.02	52.10	53.01	51.03	47.54	33.00
Hora 11	45.55	51.02	51.03	53.01	51.33	45.76	35.00
Hora 12	45.56	51.30	51.03	51.50	51.00	46.48	38.40
Hora 13	47.50	51.03	51.19	52.00	50.19	46.92	39.81
Hora 14	48.52	49.24	52.56	52.51	50.97	48.79	38.40
Hora 15	45.56	47.88	51.03	53.91	49.94	48.49	35.10
Hora 16	49.31	47.36	51.21	51.95	49.68	46.99	30.00
Hora 17	47.99	40.94	51.92	50.00	48.95	46.89	27.00
Hora 18	47.07	40.00	51.99	49.97	48.96	46.76	27.00
Hora 19	47.91	41.00	52.00	49.65	46.25	50.00	27.00
Hora 20	47.93	39.75	51.90	49.92	46.48	46.34	32.40
Hora 21	48.98	42.31	51.03	49.94	48.87	46.92	35.00
Hora 22	50.01	47.80	52.56	50.00	50.08	48.82	47.00
Hora 23	49.50	46.58	52.10	53.96	48.82	50.00	51.03
Hora 24	49.59	44.58	51.10	49.80	49.90	48.79	47.00

Tabela A.3: Preços finais do Caso 2, em €/MWh, após a otimização.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	50.62	46.21	41.87	53.22	49.13	51.17	48.30
Hora 2	48.73	42.23	39.82	52.70	37.72	51.87	49.45
Hora 3	46.98	40.53	38.69	51.94	35.77	49.98	40.27
Hora 4	46.99	39.59	37.30	49.16	33.45	46.43	41.24
Hora 5	46.97	39.65	36.81	46.84	32.84	45.97	39.89
Hora 6	47.16	40.30	39.87	46.79	33.47	45.96	36.10
Hora 7	44.91	47.97	45.84	50.90	39.63	45.92	33.42
Hora 8	44.82	51.00	49.48	52.80	49.88	42.33	30.27
Hora 9	44.34	51.17	52.28	53.59	50.60	38.19	27.26
Hora 10	47.10	52.16	52.74	56.48	51.59	39.88	31.12
Hora 11	46.96	52.10	55.87	57.15	51.65	45.76	35.04
Hora 12	47.14	51.62	55.21	55.10	51.57	46.45	39.45
Hora 13	47.79	51.61	55.19	55.12	51.44	46.94	39.29
Hora 14	48.86	51.53	53.29	52.97	50.99	49.49	39.37
Hora 15	48.85	47.86	52.79	52.97	49.94	48.47	35.08
Hora 16	48.83	47.44	52.80	51.98	49.65	46.99	29.90
Hora 17	47.99	40.94	51.94	50.00	48.96	46.94	25.70
Hora 18	47.03	40.00	51.98	49.97	48.96	46.80	25.71
Hora 19	47.92	39.39	51.95	49.83	46.19	39.57	26.07
Hora 20	47.92	39.84	51.90	49.92	46.48	46.43	32.74
Hora 21	49.58	42.33	53.60	49.91	48.87	46.95	36.74
Hora 22	52.01	47.80	55.74	52.59	50.08	50.34	48.12
Hora 23	51.08	46.66	55.89	51.71	51.47	49.94	51.83
Hora 24	51.12	44.26	53.74	49.86	49.91	49.77	47.00

Tabela A.4: Preços finais do Caso 3, em €/MWh, após a otimização.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	51.06	46.16	41.87	53.20	49.13	50.87	48.30
Hora 2	49.65	42.23	39.82	52.21	36.76	52.61	48.99
Hora 3	46.63	39.49	38.72	51.21	35.77	49.98	40.26
Hora 4	46.28	39.18	37.20	47.91	33.45	46.43	41.24
Hora 5	46.16	39.15	36.81	46.84	32.84	45.97	39.91
Hora 6	46.55	40.30	39.87	46.79	33.47	45.96	36.10
Hora 7	44.91	47.00	45.87	50.49	39.13	45.92	33.42
Hora 8	44.82	51.58	48.64	52.80	49.95	42.33	30.27
Hora 9	44.34	50.88	52.77	53.49	50.60	38.19	27.26
Hora 10	47.09	52.45	52.83	57.38	51.43	40.26	30.98
Hora 11	46.95	52.22	57.18	58.05	51.35	45.76	35.04
Hora 12	46.99	51.60	55.92	55.62	51.27	46.45	40.24
Hora 13	47.75	51.59	56.72	55.63	51.23	46.94	39.12
Hora 14	48.84	51.73	53.52	52.80	50.68	49.46	39.05
Hora 15	49.27	47.42	52.84	51.81	49.94	48.47	35.08
Hora 16	48.27	47.20	52.66	51.24	49.65	46.99	29.90
Hora 17	47.59	40.94	51.61	50.00	48.96	46.94	25.70
Hora 18	47.03	40.00	51.60	49.97	48.96	46.80	25.71
Hora 19	47.36	39.27	51.26	49.83	46.19	39.98	26.07
Hora 20	47.40	39.84	51.60	49.93	46.48	46.43	32.87
Hora 21	49.39	42.33	54.03	49.91	48.87	46.95	36.74
Hora 22	52.42	47.24	57.54	52.46	50.07	50.45	48.02
Hora 23	51.61	46.67	57.59	50.44	51.66	49.48	51.83
Hora 24	51.56	44.26	54.50	49.86	49.91	49.35	47.00

Tabela A.5: Preços finais do Caso 4, em €/MWh, após a otimização.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	51.23	46.12	41.87	53.65	49.14	51.12	48.15
Hora 2	49.53	42.24	39.81	52.73	35.26	52.62	48.34
Hora 3	47.18	39.28	38.44	51.74	35.04	49.77	40.25
Hora 4	47.32	39.18	36.06	49.17	32.85	46.44	41.24
Hora 5	47.32	39.13	35.52	46.84	32.22	45.97	39.86
Hora 6	47.27	40.30	39.86	46.82	32.90	45.96	35.81
Hora 7	44.91	47.56	45.85	50.89	36.95	45.92	33.39
Hora 8	44.83	51.99	49.24	52.97	49.95	42.33	29.21
Hora 9	44.34	51.15	52.77	53.75	50.71	35.43	25.81
Hora 10	46.95	52.52	53.16	57.42	51.61	39.27	29.98
Hora 11	47.41	52.47	57.32	58.01	51.68	45.76	35.07
Hora 12	47.51	51.75	56.13	56.03	51.58	46.45	40.29
Hora 13	47.63	51.80	56.79	56.39	51.71	46.94	39.73
Hora 14	49.23	51.85	53.80	53.34	50.80	49.26	39.80
Hora 15	49.28	47.78	53.56	52.27	49.94	48.30	35.07
Hora 16	48.96	47.45	53.19	51.72	49.64	46.99	29.83
Hora 17	47.96	40.94	51.93	50.00	48.96	46.94	25.08
Hora 18	47.02	40.00	51.98	49.97	48.96	46.80	25.04
Hora 19	47.59	39.00	51.86	49.85	46.18	37.36	25.56
Hora 20	47.50	39.85	51.84	49.92	46.48	46.44	32.90
Hora 21	49.70	42.33	54.23	49.91	48.87	46.95	37.30
Hora 22	52.64	47.49	57.43	53.19	50.07	50.46	48.19
Hora 23	51.53	46.67	57.47	51.26	52.08	49.73	52.09
Hora 24	51.29	44.23	54.74	49.86	49.66	49.44	47.00

Tabela A.6: Preços finais do Caso 5, em €/MWh, após a otimização.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	46.84	46.22	41.84	53.99	49.13	49.68	47.69
Hora 2	45.56	42.08	39.92	51.03	35.00	51.00	45.10
Hora 3	47.95	39.29	38.44	52.01	35.00	48.00	40.29
Hora 4	47.86	39.07	35.82	49.13	32.77	46.41	41.19
Hora 5	43.52	39.11	35.36	46.87	31.75	45.97	39.62
Hora 6	43.32	40.30	39.92	46.50	32.77	45.96	36.02
Hora 7	44.95	45.50	46.00	50.97	36.78	45.89	33.39
Hora 8	44.82	52.93	46.93	53.97	49.98	42.32	29.12
Hora 9	44.34	50.90	53.98	53.00	50.96	35.40	25.46
Hora 10	45.10	52.94	51.19	56.10	52.00	39.27	29.72
Hora 11	47.90	52.87	59.09	59.93	50.18	45.76	35.09
Hora 12	47.93	51.50	57.99	55.58	50.13	46.48	40.38
Hora 13	47.97	51.03	53.02	57.23	50.07	46.92	39.72
Hora 14	47.34	50.13	52.10	51.04	50.00	46.50	38.40
Hora 15	49.98	47.88	51.03	51.03	49.94	48.49	35.07
Hora 16	46.00	47.36	51.03	50.02	49.68	46.99	29.80
Hora 17	47.99	40.94	51.99	50.00	48.95	46.89	25.46
Hora 18	47.07	40.00	51.99	49.97	48.96	46.76	24.89
Hora 19	45.55	39.00	52.00	49.61	46.25	37.37	25.45
Hora 20	45.55	39.75	51.90	49.95	46.48	46.35	32.95
Hora 21	48.98	42.31	54.35	49.94	48.87	46.92	37.87
Hora 22	52.15	45.55	57.56	53.94	50.08	48.82	47.00
Hora 23	51.01	46.66	58.40	49.52	53.40	49.03	51.03
Hora 24	50.00	44.58	55.43	49.80	49.92	46.50	47.00

Tabela A.7: Preços finais do Caso 6, em €/MWh, após a otimização.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	50.79	46.10	41.67	53.11	48.60	50.82	48.05
Hora 2	49.21	41.62	39.82	52.21	35.55	52.28	47.93
Hora 3	47.01	39.28	38.44	51.34	35.00	49.55	40.13
Hora 4	46.77	39.17	36.10	47.91	33.18	46.40	40.92
Hora 5	47.11	39.13	36.00	46.50	32.63	45.97	39.72
Hora 6	46.93	40.26	39.87	46.70	33.18	45.96	35.66
Hora 7	44.77	47.25	45.74	50.43	36.86	45.92	33.28
Hora 8	44.62	50.97	48.92	52.80	49.75	42.33	29.48
Hora 9	44.34	50.90	52.15	53.42	50.65	35.43	26.30
Hora 10	46.31	52.20	52.71	56.97	51.42	39.27	30.72
Hora 11	47.31	52.21	56.65	57.62	51.43	45.76	35.06
Hora 12	47.19	51.63	55.50	55.48	51.29	46.42	39.34
Hora 13	47.41	51.60	55.98	55.54	51.24	46.81	38.77
Hora 14	49.01	51.54	53.22	52.98	50.60	48.95	39.02
Hora 15	49.11	47.33	52.79	52.00	49.78	48.04	35.06
Hora 16	48.64	46.43	52.66	51.27	49.40	46.90	29.90
Hora 17	47.63	40.87	51.68	49.82	48.93	46.78	25.55
Hora 18	46.83	40.00	51.60	49.77	48.71	46.69	25.57
Hora 19	47.51	39.00	51.39	49.22	46.19	37.36	26.10
Hora 20	47.37	39.84	51.56	49.61	46.48	46.32	32.96
Hora 21	49.55	42.09	53.67	49.71	48.56	46.73	35.37
Hora 22	52.41	46.90	56.98	52.45	49.98	50.26	47.93
Hora 23	51.20	46.33	56.82	50.96	51.50	49.46	51.18
Hora 24	51.17	43.83	53.99	49.43	49.41	48.82	46.85

Tabela A.8: Preços finais do Caso 7, em €/MWh, após a otimização.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	50.83	46.15	41.67	53.56	48.27	50.99	48.17
Hora 2	49.00	41.84	39.77	52.62	35.00	52.51	48.37
Hora 3	47.08	39.28	38.44	51.54	34.94	49.57	39.75
Hora 4	46.85	39.17	36.05	48.78	32.82	46.30	40.86
Hora 5	46.74	39.13	35.62	46.84	32.01	45.97	39.45
Hora 6	46.60	40.21	39.82	46.80	32.78	45.91	35.59
Hora 7	44.91	47.07	45.74	50.72	36.46	45.88	33.25
Hora 8	44.77	51.42	49.24	52.89	49.71	42.33	29.37
Hora 9	44.34	51.29	53.13	53.64	50.61	35.45	25.87
Hora 10	46.57	52.55	53.16	57.37	51.69	39.34	29.99
Hora 11	47.31	52.38	57.31	58.05	51.62	45.75	35.06
Hora 12	47.28	51.80	56.50	56.10	51.51	46.36	40.10
Hora 13	47.63	51.70	57.07	56.26	51.61	46.82	39.46
Hora 14	49.06	51.69	53.91	53.35	50.64	48.91	39.31
Hora 15	49.34	47.55	53.24	52.38	49.86	48.11	35.06
Hora 16	48.80	46.74	53.14	51.45	49.61	46.89	29.74
Hora 17	47.98	40.85	52.00	50.00	48.93	46.76	25.02
Hora 18	47.02	40.00	51.98	49.89	48.92	46.70	24.99
Hora 19	47.65	39.14	51.87	49.73	46.19	37.86	25.46
Hora 20	47.74	39.84	51.78	49.78	46.48	46.33	32.88
Hora 21	49.74	42.02	54.32	49.83	48.71	46.79	37.01
Hora 22	52.62	46.96	57.64	53.23	50.03	50.33	48.15
Hora 23	51.35	46.25	57.63	50.63	52.09	49.49	51.87
Hora 24	51.35	43.98	54.75	49.54	49.61	49.05	47.00

Tabela A.9: Preços finais do Caso 8, em €/MWh, após a otimização.

	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7
Hora 1	51.11	46.12	41.87	53.70	49.14	51.15	48.23
Hora 2	49.13	42.24	39.81	52.73	35.26	52.59	48.42
Hora 3	47.07	39.28	38.44	51.74	35.04	49.74	40.25
Hora 4	47.02	39.18	36.06	49.17	32.87	46.44	41.18
Hora 5	46.96	39.13	35.52	46.84	32.16	45.97	39.86
Hora 6	47.24	40.30	39.86	46.82	32.90	45.96	35.81
Hora 7	44.91	47.60	45.76	50.82	36.95	45.92	33.39
Hora 8	44.83	51.37	49.41	52.97	49.95	42.33	29.36
Hora 9	44.34	51.07	52.83	53.65	50.76	35.43	25.72
Hora 10	46.95	52.49	53.18	57.40	51.66	39.27	29.99
Hora 11	47.24	52.49	57.35	58.07	51.72	45.76	34.88
Hora 12	47.50	51.78	56.55	56.00	51.57	46.45	40.33
Hora 13	47.58	51.84	56.99	56.39	51.49	46.94	39.73
Hora 14	49.21	51.70	53.89	53.47	50.80	49.22	40.12
Hora 15	49.39	47.64	53.56	52.28	49.94	48.16	35.07
Hora 16	48.95	47.45	53.36	51.62	49.64	46.96	29.83
Hora 17	47.93	40.94	51.93	50.00	48.96	46.94	25.10
Hora 18	47.02	40.00	51.98	49.97	48.96	46.80	25.04
Hora 19	47.74	39.00	51.86	49.85	46.18	37.36	25.56
Hora 20	47.62	39.85	51.91	49.92	46.48	46.44	32.87
Hora 21	49.67	42.33	54.34	49.91	48.87	46.92	37.46
Hora 22	52.64	47.49	57.43	52.98	50.07	50.40	48.33
Hora 23	51.39	46.66	57.48	51.50	52.32	49.68	51.92
Hora 24	51.55	44.23	54.59	49.86	49.64	49.49	47.00