



FCTUC DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Utilização de Bombas como Turbinas em Sistemas de Abastecimento de Água

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil na Especialidade de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente

Autor

João Guilherme Carreira Vaz Correia

Orientadores

José Paulo Pereira de Gouveia Lopes de Almeida

José Alfeu Almeida de Sá Marques

Colaboração Institucional



Águas de Trás-os-Montes e Alto Douro

Coimbra, Janeiro, 2013

AGRADECIMENTOS

Acima de toda a gente, aos meus pais José e Isabel e ao meu irmão Sérgio por todo o apoio, carinho e compreensão que nunca me faltaram.

Aos meus orientadores Professor Doutor José Paulo Lopes de Almeida e Professor Doutor José Alfeu Sá Marques que sempre se mostraram disponíveis a ajudar e a esclarecer as minhas dúvidas, um grande bem-haja.

Aos meus colegas e amigos.

À KSB bombas e válvulas S.A., em especial ao Sr. Nuno Aleixo pela informação e disponibilidade prestadas.

Às Águas de Trás-os-Montes e Alto Douro pela colaboração e disponibilidade.

RESUMO

O tema da eficiência energética e das fontes de energia renovável tem sido, nos últimos anos, alvo de grande debate, sendo encarado como uma das principais vias para o cumprimento das políticas e obrigações energéticas entretanto estipuladas. No caso particular dos sistemas de abastecimento de água, os esforços para a sustentabilidade nos últimos anos têm sido feitos no sentido de reduzir as perdas de água e a energia consumida pelos equipamentos de bombagem. Surge entretanto, neste campo, uma mudança de paradigma em que há a percepção da possibilidade não só da redução do consumo de energia, mas também da sua geração. Atualmente, a pressão em excesso nalguns pontos destes sistemas é reduzida através da instalação e regulação de válvulas que induzam uma perda de carga desejada. O *know-how* adquirido em pequenos aproveitamentos hidroelétricos e sistemas de abastecimento de água veio estabelecer a possibilidade de instalação de microturbinas para geração de energia que, de outra forma, seria dissipada. Pretende-se com esta dissertação propor um método de análise da viabilidade técnica e económica da substituição de válvulas redutoras de pressão (VRP) por bombas funcionando como turbinas (BFT). Serão utilizados dois modelos computacionais, um para a simulação do sistema de abastecimento e outro para otimização da potência instalada da bomba funcionando como turbina. O caso de estudo, realizado em colaboração com as Águas de Trás-os-Montes e Alto Douro, irá avaliar a viabilidade da substituição das atuais válvulas redutoras de pressão (VRP) por bombas funcionando como turbinas (BFT) no sistema em “alta” do Alto do Rabagão.

ABSTRACT

The energetic efficiency and renewable energy resources subject have been, in the last years, an important object of discussion, being considered as one of the main ways to achieve the stipulated goals of the energetic policies. In the particular case of water supply systems, efforts for sustainability have been made in recent years in order to reduce water losses and energy consumption by pumping equipment. Meanwhile, in this field, a paradigm shift arises, where there is the perception not only of the energy consumption reduction, but also of its generation. Currently, the excessive pressure in some points of these systems is reduced by valves installation and regulation that generates a desired head loss. The know-how acquired in small hydropower plants and water supply systems makes it possible nowadays to install micro turbines in water supply systems to generate energy, which, otherwise, would be dissipated. The purpose of this document is to propose an economic and technical viability analysis method for the substitution of the current pressure reducing valves (PRV) by pumps operating as turbines (PAT). Two computational models will be used, one for the water supply system simulation and another for the PAT installed capacity optimization. The case study, elaborated in collaboration with *Águas de Trás-os-Montes e Alto Douro*, will evaluate the feasibility of the substitution of the actual pressure reducing valves (PRV) by pumps operating as turbines (PAT) in the *Alto do Rabagão* gravity adduction system.

SIGLAS

SIG	Sistemas de informação geográfica
BFT	Bomba (s) a funcionar como turbina (s)
VRP	Válvula (s) redutora (s) de pressão
VAL	Valor atualizado líquido
TIR	Taxa interna de rendibilidade
GAMS	General Algebraic Modeling System
AdTMAD	Águas de Trás-os-Montes e Alto Douro

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	ii
ABSTRACT	iii
SIGLAS	iv
ÍNDICE.....	1
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivos da dissertação	1
1.2 Estrutura da dissertação	1
1.3 Enquadramento	2
1.3.1 As grandes metas da política energética.....	3
1.4 O potencial energético em sistemas de abastecimento de água.....	4
2. REVISÃO DA LITERATURA	8
2.1 O aproveitamento de energia em sistemas de abastecimento de água.....	8
2.2 Modelação matemática	10
2.2.1 Considerações gerais	10
2.2.2 Aplicação de modelos matemáticos a sistemas de abastecimento de água	11
3. GRUPO TURBO GERADOR.....	15
3.1 Geradores	15
3.2 Turbinas convencionais	16
3.3 Bombas a funcionar como turbina (BFT).....	18
3.3.1 Regimes de funcionamento de uma bomba hidráulica.....	18
3.3.2 Comparação entre BFT e turbinas convencionais	22
3.3.3 Utilização de métodos empíricos para previsão das características nominais e das curvas características da BFT.....	22
3.3.4 Sistema de Controlo da BFT	24
4. CONSTRUÇÃO DO MODELO	29

4.1	Considerações gerais.....	29
4.2	Formulação do modelo de otimização	30
4.2.1	Função Objetivo	30
4.2.2	Restrições	32
4.3	Simplificação do modelo para utilização de duas ou três bombas	43
4.4	Modelos de simulação de apoio à otimização.....	47
5.	CASO DE ESTUDO	48
5.1	Breve descrição do sistema.....	48
5.2	Análise de dados	49
5.2.1	Pontos da rede a estudar	49
5.2.2	Consumos	51
5.2.3	Curvas características Perda de carga/Caudal	53
5.2.4	Curvas características da BFT e performance do equipamento elétrico auxiliar.....	53
5.2.5	Considerações na análise de viabilidade económica	54
5.2.6	Evolução dos índices de preços no consumidor (IPC)	56
5.2.7	Evolução demográfica	56
5.3	Cenários considerados	57
5.3.1	Diferentes cenários de adução dos reservatórios e respetivas curvas de duração de caudais	57
5.3.2	Cenários de investimento	58
6.	ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS	59
6.1	Processo de cálculo	59
6.2	Ponto de instalação do micro aproveitamento	61
6.3	Caudal no ponto de operação sob carga total da BFT	62
6.4	Regras de adução dos reservatórios	64
6.5	Cenários de investimento	67
6.6	Análise de sensibilidade.....	69
6.6.1	Taxa de atualização	70
6.6.2	Taxa de juro	71

6.6.3	Custos de exploração	71
6.6.4	Custos totais.....	72
6.6.5	Remuneração mensal.....	73
6.7	Calibração prévia e utilização do modelo simplificado.....	74
7.	CONCLUSÕES E PISTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	77
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
	ANEXOS	83
	Anexo A.1 – Planta da Rede do Sistema do Alto do Rabagão	A
	Anexo A.2 – Esquema da Rede com as VRP e os Reservatórios considerados.....	A
	Anexo B – Perda de carga nas VRP	B
	Anexo C.1 – Dimensões dos reservatórios	C
	Anexo C.2 – Consumos mensais nos reservatórios no ano de 2011	C
	Anexo D – Controlos Simples de Abertura da válvula limitadora de caudal a montante dos reservatórios.....	D
	Anexo E – Curva da BFT “KSB OMEGA 200-500”	E
	Anexo F – Curvas de Caudais aduzidos em cada cenário	F
	Anexo G – Dimensões e custo da instalação	G
	Anexo H – Ajuste de função linear aos valores de IPC entre Janeiro/1977 e Maio/2012.....	H
	Anexo I.1 – Resultados das simulações para Ponto de instalação 2.....	I
	Anexo I.2 – Resultados das simulações para Ponto de instalação 3.....	J

1. INTRODUÇÃO

1.1 Objetivos da dissertação

Pretende-se com esta dissertação, realizada em colaboração com as Águas de Trás-os-Montes e Alto Douro, propor um método de análise da viabilidade técnica e económica da substituição de válvulas redutoras de pressão (VRP) por bombas a funcionar como turbinas (BFT) em sistemas “em alta”. Para tal, elaborou-se um método que permite a determinação das características nominais ótimas de uma bomba a funcionar como turbina. Este método genérico é composto por um modelo de otimização e por um modelo de simulação não lineares que integram nomeadamente a curva característica da instalação, as curvas características da bomba, os caudais abastecidos, o regime remuneratório disposto no DL 225/2007 de 31 de Maio e as funções de custo das obras de construção civil e dos equipamentos associados. Pretende-se ainda desenvolver uma variante simplificada do modelo para o caso da utilização de duas ou três bombas em vez de uma apenas.

1.2 Estrutura da dissertação

O capítulo 1 faz a introdução ao tema, abordando a problemática das atuais exigências de eficiência energética a nível mundial e do potencial contributo da produção de energia em sistemas de abastecimento de água.

O capítulo 2, numa primeira fase, faz referência a diversos estudos e opções tecnológicas desenvolvidas por vários investigadores no âmbito do aproveitamento energético em sistemas de abastecimento, abordando posteriormente a modelação matemática aplicada nesse âmbito.

O capítulo 3 faz um paralelismo entre turbinas convencionais e bombas a funcionar como turbinas, pormenorizando as características e funcionamento das segundas. Faz-se ainda uma abordagem geral aos geradores assíncronos e síncronos.

O capítulo 4 apresenta a formulação matemática e descreve todo processo de construção dos modelos utilizados.

O capítulo 5 inicia-se com a descrição da zona objeto de estudo desta dissertação, sendo feito posteriormente o tratamento dos dados cedidos pela AdTMAD, a aplicar no modelo de simulação, sendo também apresentados alguns parâmetros e fórmulas utilizadas.

O capítulo 6 revela a estratégia adotada para execução das simulações e apresenta e analisa os resultados obtidos.

O capítulo 7 apresenta uma reflexão crítica dos resultados obtidos e as principais conclusões resultantes do estudo efetuado. Apresentam-se também algumas sugestões para futuros desenvolvimentos.

O capítulo 8 apresenta as referências bibliográficas utilizadas para a realização da dissertação.

Os anexos contêm os elementos acessórios necessários à interpretação do documento.

1.3 Enquadramento

As variações climáticas globais são fenómenos naturais que têm escrito algumas páginas da história do planeta Terra, marcando importantes fases da sua existência. As rápidas alterações climáticas verificadas nos últimos anos têm sido encaradas como variações atípicas. A principal causa é atribuída à intensificação do efeito de estufa, provocado pelo aumento da emissão de determinados gases para a atmosfera, como o CO₂, consequência do aumento gradual do consumo de combustíveis fósseis verificado a partir da Revolução Industrial.

A necessidade de mitigação dos impactes resultantes das mudanças climáticas, e o receio do seu agravamento e irreversibilidade, levaram a discussões, a partir dos anos 80, sobre a necessidade de unir esforços a nível internacional e criar instrumentos legais para o efeito. Surgiu assim, em 1988, o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC). Reunindo cientistas de todo o mundo, com o intuito de rever o estado do conhecimento das mudanças climáticas, do seu impacte social e económico e dos possíveis elementos, estratégias e recomendações a incluir numa futura convenção climática mundial (IPCC, 2012).

Em 1992 é criado o *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) entrando em vigor em 1994. Esta convenção estabeleceu diretrizes sobre a redução da emissão dos gases com efeito de estufa e sobre a adoção de medidas internas para

a mitigação das mudanças climáticas. Vinculado ao UNFCCC, entrou em vigor em 1997 o Protocolo de Quioto que aborda especificamente a questão da redução das emissões de gases de efeito de estufa, através da imposição de restrições aos países desenvolvidos e da apresentação de ferramentas de flexibilização para o cumprimento das mesmas (UNFCCC , 2011).

Finalizada a primeira etapa do protocolo de Quioto, persistiram as incertezas de como a natureza e a quantidade de emissões seriam abordadas a partir de 2012. Assim, assumiu-se na Conferência das alterações climáticas de Durban, uma segunda etapa com validade até 2020 e definiram-se vias e prazos para o estabelecimento de um novo acordo com novas metas no período pós 2020 no âmbito da UNFCCC. (UNFCCC , 2011)

1.3.1 As grandes metas da política energética

Em Março de 2007, a União Europeia, com base nos compromissos internacionais do Protocolo de Quioto, definiu metas a atingir até 2020 conhecidas como 20-20-20 (European Commission - Climate Action, 2012):

- Redução de 20% nas emissões de gases de efeito de estufa até 2020, em relação aos níveis de 1990;
- Aumento de 20% na quota de energias renováveis no mix energético;
- Redução de 20% no consumo de energia através do aumento da eficiência energética.

Portugal, como membro da União Europeia, e com vista ao cumprimento das metas definidas, vinculou-se ao Plano Nacional de Reformas, aprovando em Março de 2010 um pacote de instrumentos que visam apostar nas energias renováveis, na eficiência energética e na utilização de tecnologias maduras, incentivando a iniciativa, a inovação e o investimento em tecnologias pioneiras. Pretende-se com estes investimentos, além da redução de importações de combustíveis fósseis e redução das emissões de gases com efeito de estufa, a promoção do desenvolvimento regional através do investimento em centrais de produção descentralizada utilizando fontes renováveis. (PORTUGAL2020, 2010)

Do ponto de vista da segurança do abastecimento energético, num país como Portugal que não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidos ou com exploração viável, o papel

das fontes renováveis é essencial para um reforço a este nível, ao mesmo tempo que promove a diversificação do mix energético e contribui para aumentar a sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia (PNAER, 2009).

Portugal é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar e com maior dependência energética do exterior, referindo-se a primeira não só a aproveitamentos hidroelétricos de grande dimensão mas também a pequenos e médios aproveitamentos hidroelétricos, sendo a exploração otimizada destas potencialidades energéticas um vetor necessário ao desenvolvimento e progresso económico do país (INAG - Instituto da Água).

Para além deste potencial hídrico, existe ainda um potencial associado ao excesso de pressão em sistemas de abastecimento de água, o qual, numa ótica de pleno aproveitamento dos recursos endógenos, urge analisar.

1.4 O potencial energético em sistemas de abastecimento de água

Um sistema de abastecimento de água pode apresentar diversas configurações, sendo a condução da água desde a captação até aos consumidores o propósito comum em todas elas. Assim, genericamente, um sistema pode ser dividido nas seguintes componentes operacionais:

- Captação;
- Tratamento;
- Adução;
- Reservatórios;
- Rede de distribuição.

A captação, tratamento, adução e por vezes os reservatórios, referidos no seu conjunto como sistema “em alta”, fazem a ligação entre o meio hídrico e a rede de distribuição. A ligação entre o sistema “em alta” e o consumidor final é feita através da rede de distribuição, a qual é referida como sistema “em baixa” (Ministério do Ambiente, 2007).

A adução é constituída por um conjunto de elementos físicos com função coletiva de transportar a água colhida na captação até aos restantes elementos do sistema “em alta”. O escoamento nas condutas do sistema, dependendo das exigências topográficas do terreno e das localizações dos pontos a servir, pode ser feito por gravidade ou por elevação, recorrendo usualmente a equipamento eletromecânico.

Do ponto de vista técnico e económico, um sistema de adução deve ser dimensionado de modo a minimizar o seu custo global de construção e exploração, sem comprometer o seu bom funcionamento dentro dos padrões de qualidade e segurança, e satisfazendo os níveis de procura.

A determinação da secção de uma conduta adutora gravítica resulta de um compromisso entre a carga disponível, o caudal de dimensionamento, o cumprimento das pressões máximas admitidas para a classe de pressão do material das condutas, o cumprimento da velocidade máxima e sempre que possível da velocidade mínima de escoamento. A escolha do diâmetro das condutas está condicionada pelos diâmetros comerciais existentes.

A escolha da secção mais económica deve basear-se numa correta definição do caudal de dimensionamento, que deve ter em conta uma previsível evolução dos consumos, o horizonte de projeto, o volume diário a transportar e o período diário de adução pretendido.

Tendo em conta que o caudal a aduzir é o quociente entre o volume diário a transportar e o período de adução, em geral, importa que o período diário de adução seja o mais longo possível, de modo a minimizar o caudal e consequentemente a secção das condutas (Sá Marques & Sousa, 2008).

O diâmetro comercial escolhido situar-se-á acima de um diâmetro mínimo que cumpra as condições de velocidade máxima e simultaneamente permita uma perda de carga igual ou menor que a carga total disponível. Desta forma, o caudal de dimensionamento poderá não ser suficiente para dissipar a carga total disponível entre o ponto montante e jusante, havendo no final um excesso de carga por dissipar. Adota-se assim, a instalação de válvulas a montante dos reservatórios abastecidos ou ao longo dos troços das condutas (válvulas redutoras de pressão), que induzam uma perda de carga necessária à obtenção do caudal que se pretende escoar, garantindo desta forma o funcionamento dentro dos padrões de segurança.

Com o passar dos anos, o *know-how* adquirido através da exploração dos recursos hídricos para geração de energia, a vasta experiência em sistemas de abastecimento de água e o aumento de oferta de pequenas turbinas levou à perceção da possibilidade de substituição das válvulas redutoras de pressão por estas, aproveitando-se assim a pressão em excesso nas condutas de sistemas de abastecimento (Afshar *et al.*, 1990).

Os primeiros aproveitamentos hidroelétricos em redes de sistemas de abastecimento de água surgiram em 1982 na cidade de Boulder, no estado do Colorado, sendo hoje um caso exemplar, onde 85% da energia que seria dissipada em sistemas de abastecimento de água é aproveitada para produção de energia, registrando-se 42Gw.h de eletricidade produzida no ano de 2008.(Warner, 2000)

Na Europa, a localidade austríaca de Nasswald, tem já implementados alguns sistemas de aproveitamento de energia nas suas redes de abastecimento e na Suíça o número atinge já as noventa unidades. A Grécia adotou esta tecnologia recentemente, contando em 2010 com seis sistemas em operação e quatro em fase de projeto. A Turquia, um país em desenvolvimento, tem verificado nos últimos anos um rápido aumento dos consumos energéticos. Estas preocupações chamaram a atenção de alguns investigadores, sendo identificados na cidade de Edremit, doze potenciais locais à implantação de pequenos aproveitamentos na rede de abastecimento de água com uma capacidade total de 559kW (Kucukali, 2010).

O aproveitamento da energia em excesso na rede de um sistema de abastecimento apresenta diversas vantagens em relação a um aproveitamento hidroelétrico de fins múltiplos fluvial (Kucukali, 2010):

- Conhecimento com bastante exatidão dos caudais disponíveis a turbinar ao longo do dia e do ano, favorecendo assim a gestão e otimização do funcionamento do sistema;
- Estando algumas infraestruturas já disponíveis, os custos de investimento reduzem-se em cerca de 50%;
- As instalações têm impactos ambientais praticamente nulos, garantido o caudal necessário durante todo o ano;
- Não existe a necessidade de adquirir terrenos, e os custos de manutenção são pouco significativos.

Assim, a possibilidade de aproveitar o excesso de energia em condutas através de instalação de turbinas ou bombas a funcionar como turbina, que de outra forma seria dissipada por válvulas, surge como uma opção a considerar no rol de medidas para a promoção da sustentabilidade energética dos sistemas de abastecimento e da sua eco-eficiência, convergindo no sentido das linhas de orientação definidas no PEAASAR II 2007-2013.

Tendo em conta as crescentes preocupações no âmbito da sustentabilidade económica e ambiental, os avultados investimentos envolvidos nos sistemas de abastecimento de água, e o

seu potencial energético ainda por explorar, subsiste a necessidade de inovação do ponto de vista da procura de soluções eficazes. A implementação das mesmas permite a compensação dos custos dos sistemas, revelando-se neste ponto, como um contributo para a sustentabilidade económica e também ambiental dos mesmos, o importante papel do uso de modelos de simulação e otimização como ferramentas de gestão e apoio à tomada de decisão.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 O aproveitamento de energia em sistemas de abastecimento de água

As medidas tradicionalmente adotadas para a redução do consumo de energia num sistema de distribuição de água têm-se focado principalmente na seleção das bombas, escolha do material e do diâmetro das condutas, otimização da operação dos reservatórios, detecção e reparação de fugas e gestão da pressão (Colombo & Kleiner, 2011).

Recentemente, assiste-se a um crescente interesse não só na redução do consumo de energia nos sistemas de abastecimento, mas também na sua exploração no sentido da produção em situações em que o excesso de pressão nas condutas requer dissipação, como acontece em sistemas com desnível topográfico relevante. Assim, surgiu o interesse de diversos investigadores em estudar a fiabilidade técnica e económica da implementação destes sistemas em pontos específicos.

Por exemplo, na Turquia, a criação de novas leis no ano de 2005, com vista a expandir o uso de energias renováveis, levou a que, na cidade de Edremit, se estudasse a viabilidade económica da substituição de 12 câmaras de perda de carga, por micro turbinas (Kucukali, 2010). No mesmo âmbito, foi levado a cabo, na localidade de Kildare na Irlanda, um estudo envolvendo 7 câmaras de perda de carga (McNabola *et al.*, 2011).

Em Itália, na região de Piemonte, Soffia *et al.* (2010), avaliou o potencial de produção de determinados pontos de um sistema de abastecimento em alta. Para este efeito, foi desenvolvida uma metodologia, com o objetivo de estimar uma aproximação da potência obtida na instalação de pequenos aproveitamentos hidroelétricos, em pontos do sistema em alta, utilizando uma base de dados dos consumos de água e um sistema SIG. O método é indicado para estudos preliminares em grandes sistemas de distribuição, onde a análise de cada caso se torna morosa. Considere-se N o número total de potenciais pontos de instalação e J o número total de captações. O potencial de cada ponto é avaliado através da seguinte fórmula:

$$P_n = \sum_{j=1}^J \gamma \cdot q_j \cdot (h_j - h_n - \Delta y_j) , \text{ para } n \leq N \quad (2.1)$$

Onde P_n é o potencial do ponto “n”, γ é o peso volúmico da água, q_j é o caudal afluente da captação “j”, h_j é a carga hidráulica da captação “j”, h_n é a carga hidráulica do ponto “n” e Δy_j é a perda de carga por atrito nas condutas entre “j” e “n”.

O método inclui, posteriormente à avaliação do potencial, uma análise económica, pretendendo estabelecer, numa primeira aproximação, a viabilidade de um empreendimento deste tipo em cada ponto estudado (Soffia *et al.*, 2010).

No mesmo país, na zona Este da cidade de Nápoles, Giugni *et al.* (2009), estudou a localização estratégica de válvulas redutoras de pressão no sistema em baixa para redução da pressão nas condutas, no sentido de minimizar as perdas físicas que se revelaram um dos principais problemas a corrigir, de forma promover uma maior sustentabilidade do sistema. Complementarmente, efetuou-se uma análise económica preliminar para a possibilidade de substituir válvulas redutoras de pressão por bombas a funcionar como turbinas, ou turbinas, analisando-se o benefício económico e o tempo de retorno do investimento (Giugni *et al.*, 2009).

Em Portugal, Ramos *et al.* (2008) efetuou um estudo que apresenta três possíveis soluções para a redução dos custos de energia num dia de funcionamento de um sistema de adução gravítica, sendo utilizado um sistema hipotético com características físicas e de consumos que pretendem representar um típico sistema português. Este consiste na substituição de uma VRP por uma bomba a funcionar como turbina, na otimização do funcionamento de bombas funcionando como bomba e na otimização de um sistema híbrido, composto pelo equipamento anterior e por uma turbina eólica. A turbina eólica funcionará em conjunto com o sistema de bombeamento, fornecendo-lhe energia sempre que possível e solicitado e entregando energia à rede quando o bombeamento está desativado e quando a turbina eólica tem condições para produzir. Neste estudo dá-se especial enfoque às emissões de CO₂ evitadas pela aplicação de cada solução (Ramos & Vieira, 2008).

2.2 Modelação matemática

2.2.1 Considerações gerais

O impacto da modelação no setor da energia tem verificado importantes alterações nas últimas décadas. A rápida emergência de novas tecnologias, novos conhecimentos e preocupações sobre questões climáticas, as mudanças económicas e políticas, e o aumento da investigação e publicação de trabalhos académicos, revelaram a desatualização dos sistemas de gestão de energia nos seus mais variados ramos (Bazmi & Zahedi, 2011).

Destacam-se no âmbito desta dissertação dois tipos de modelos: os modelos de simulação hidráulica e modelos de otimização:

- Um modelo de simulação, em termos gerais, pode ser definido como a representação de um modelo físico complexo através de relações matemáticas. Através da simulação obtém-se o comportamento do sistema, pela aplicação de experiências em determinados intervalos de tempo no modelo matemático (Lee *et al.*, 1990).
- Um modelo de otimização representa um problema em termos matemáticos, normalmente por meio de critérios ou objetivos que se pretendem minimizar ou maximizar, sujeitos ao um conjunto de restrições que definem as condições sob as quais as decisões têm de ser tomadas. O modelo calcula uma solução ótima, que satisfaça todas as restrições e forneça o melhor valor possível para a função objetivo (Bradley *et al.*, 1977). Quando estão presentes múltiplos objetivos não existe uma solução ótima, mas sim um conjunto de soluções que satisfazem simultaneamente diversos objetivos, sendo impossível incrementar um objetivo sem piorar um dos restantes (Qingfu & Yaochu, 2009).

Os sistemas que utilizam ou produzem energia são de elevada complexidade, sendo cada vez mais imprescindível o recurso à modelação matemática. Assim, será possível uma análise mais variada e aprofundada de um determinado problema, permitindo considerar vários cenários distintos e dar apoio à tomada de decisão.

Observando o Quadro 2.1, verifica-se que os modelos podem geralmente ter diferentes classificações, tendo em conta diversas características (Cunha, 2006).

Característica	Classificação
Linearidade	Lineares – Todas as equações do modelo são lineares Não-linear – Pelo menos uma equação do modelo é não linear
Parâmetros	Modelos Determinísticos - consideram o valor médio ou característico dos parâmetros Modelos probabilísticos - consideram valores incertos sendo caracterizados por distribuições probabilísticas.
Número de períodos de tempo	Um estágio – todas as decisões são tomadas simultaneamente Múltiplos estágios – As decisões são tomadas sequencialmente
Variáveis	Contínuas – Tomam qualquer valor que satisfaça as restrições Discretas – Tomam apenas valores discretos

Quadro 2.1 – Características dos modelos de simulação e otimização

A conjugação das diferentes características dos modelos de otimização deu origem a diversos tipos de programação matemática, apresentando-se no quadro 2.2 os mais importantes. Por não serem do âmbito da presente dissertação, não são apresentados modelos probabilísticos.

Característica	Classificação	Modelos (Programação)				
		Linear	Não linear	Linear inteira mista	Não linear inteira mista	Dinâmica
Linearidade	Linear	X		X		X
	Não linear		X		X	X
N.º períodos de tempo	Um estágio	X	X	X	X	
	M. estágio					X
Variáveis	Contínuas	X	X	X	X	X
	Discretas			X	X	X

Quadro 2.2 – Tipos de programação

2.2.2 Aplicação de modelos matemáticos a sistemas de abastecimento de água

A modelação matemática aplicada à simulação de sistemas de distribuição de água permite prever as respostas do sistema, sujeito a uma vasta gama de condições, sem ser necessário interromper a sua operação (Bazmi & Zahedi, 2011). O uso de modelos permite

antecipar problemas em sistemas projetados, ou existentes, e tratando-se de uma situação real, avaliar soluções antecipadamente ao investimento de tempo, dinheiro e materiais. A importância da aplicação de modelos matemáticos a sistemas de distribuição de água prende-se com a sua topologia complexa, tamanho e constantes alterações que necessitam de ser efetuadas ao longo do seu tempo de vida útil.

Atualmente, o leque de aplicação de modelos matemáticos em sistemas de abastecimento de água é muito vasto, apresentando-se de seguida apenas aqueles que de alguma forma estão relacionados com o âmbito desta dissertação (Walski *et al.*, 2001):

- Gestão de energia;
- Operações diárias do sistema de abastecimento de água.

A finalidade de um sistema de abastecimento de água, como foi referido anteriormente, é o abastecimento de água em boas condições de segurança e qualidade às populações, sendo para isso necessário o uso de bombeamento em diversos processos. O consumo de energia elétrica representa atualmente aproximadamente 50% das despesas anuais das empresas concessionárias dos sistemas de abastecimento de água, sendo 95% destes, a fatia correspondente aos processos de bombeamento (Clingenpeel, 1983 citado por (Barbosa *et al.*, 2001)).

Numa situação automática de operação das bombas, o seu acionamento ocorre sempre que o nível do reservatório a abastecer desce abaixo de um valor mínimo definido, e são desligadas se o nível do reservatório ultrapassa um determinado valor máximo definido. As horas de maior consumo acompanham normalmente as horas de ponta do tarifário de eletricidade, o que, tendo em conta o pressuposto anterior, originará o funcionamento das bombas também durante este horário se a capacidade de regularização dos reservatórios não for significativa.

O desenvolvimento de soluções e estratégias que garantam o abastecimento de água às populações de forma ambientalmente sustentável e com o mínimo custo de operação possível são atualmente o principal objetivo para a gestão sustentável de um sistema de abastecimento de água. A redução dos consumos de energia tem sido a principal via para o aumento da eficiência energética dos sistemas de abastecimento de água. Neste âmbito, o contributo da formulação de modelos matemáticos tem convergido maioritariamente no sentido da otimização do funcionamento das bombas.

A intensidade da investigação no campo da modelação do aproveitamento de energia em sistemas de abastecimento de água, por ser uma opção tecnológica ainda pouco explorada, é atualmente diminuta em relação ao tema supracitado, sendo uma via em franco crescimento e onde existe um vasto leque de oportunidades e situações a explorar. Ainda assim, alguns autores deram já importantes passos que poderão ser complementados em estudos futuros.

Afshar *et al.* (1990) criou um modelo de programação dinâmica a utilizar na fase de projeto de um sistema adutor com as seguintes características genéricas:

- Comprimento total – L
- T troços de conduta com comprimento l_t
- Caudal total – Q
- Altura geométrica total – H
- N pontos de entrega de caudal q_n candidatos à instalação de um aproveitamento hidroelétrico

A função objetivo consiste na maximização do benefício, associado à venda de eletricidade e fornecimento de água, ao qual é subtraído o custo das condutas e dos grupos turbogeradores. Como resultado, é obtida uma combinação formada pelo número ótimo de aproveitamentos a instalar no sistema, diâmetro ótimo das condutas e ótima localização da turbina.

Na investigação realizada por Giugni *et al.* (2009), atrás referida, foi utilizado o *software* EPANET para simular o comportamento das válvulas redutoras de pressão no sistema em baixa da zona Este de Nápoles, simulando-se vários cenários, usando tanto VRP's como a sua substituição por bombas a funcionar como turbinas. Concluídas as simulações, observou-se um desempenho favorável no comportamento do sistema, substituindo as VRP por BFT.

Ramos *et al.* (2008) apresentou um modelo de otimização para o aumento da eficiência energética de um sistema de abastecimento de água. É considerado o sistema hipotético apresentado na Figura 2.1, com determinadas características físicas aqui não discriminadas.

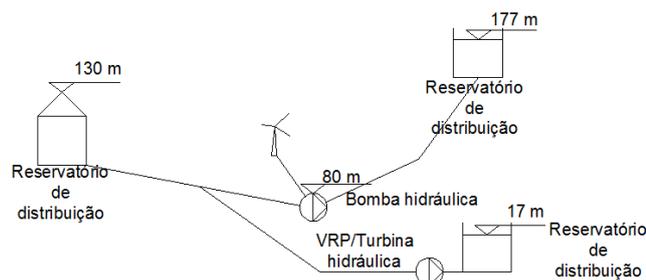


Figura 2.1 – Perfil do sistema hipotético utilizado por Ramos *et al.* (2008) no modelo de otimização. Adaptado de (Ramos & Vieira, 2008)

Trata-se de um modelo de otimização linear aplicado apenas ao funcionamento da bomba, mas com implicações diretas no funcionamento de uma turbina. Desenvolvido em linguagem MATLAB, considera um período de 24h e um intervalo de tempo de 1h. É composto por uma função objetivo de minimização do custo de operação das bombas (evitando o funcionamento nas horas de pico do tarifário de energia) e pelas seguintes restrições:

- Garantia de satisfação das solicitações da população, mantendo um nível mínimo no reservatório;
- Garantia de que a capacidade do reservatório não é ultrapassada;
- Garantia de que o caudal não excede as capacidades da bomba e da instalação;
- Garantia de que o caudal é sempre positivo;
- Garantia de um nível fixo no reservatório (definido pelo utilizador) no final da simulação.

Através dos resultados obtidos na otimização verifica-se o comportamento do sistema no simulador EPANET. O benefício auferido pelo funcionamento da turbina em substituição da VRP é obtido após a simulação, através do conhecimento dos caudais turbinados e da perda de carga verificada em cada intervalo de tempo. O modelo de otimização apresenta uma variante em que é também testado o uso de uma turbina eólica para fornecimento de energia à bomba.

3. GRUPO TURBO GERADOR

3.1 Geradores

Num aproveitamento hidroelétrico, a energia mecânica é convertida em energia elétrica através da ligação direta ou indireta de uma turbina a um gerador. Existem dois tipos de gerador aplicáveis a pequenos aproveitamentos hidroelétricos, o gerador síncrono, ou alternador, e o gerador assíncrono, ou de indução. A escolha dos geradores depende maioritariamente das características da rede à qual será ligado.

O gerador síncrono, possuindo um sistema de auto excitação, pode funcionar de forma autónoma, para abastecimento por exemplo a comunidades isoladas, ou funcionar ligado a uma rede de energia de grande dimensão à qual estão ligados outros geradores a rodar em sincronismo (Harvey, 1993). No funcionamento de forma isolada, sendo os equipamentos elétricos desenvolvidos para operar com uma voltagem e frequência específicas, é necessária a adoção de dispositivos reguladores que mantenham estas duas grandezas constantes, independentemente das solicitações da rede interligada (da Rocha, 2008), (Ramos & Borga, 1999). No segundo caso, o gerador necessita ser sincronizado com a frequência da rede antes de ser ligado.

O gerador assíncrono é um motor de indução do tipo “*gaiola de esquilo*”, a operar em sentido inverso, ou seja, recebendo energia mecânica rotacional no seu veio e entregando energia elétrica nos seus terminais (Terrés *et al.*, 2005). A rotação do gerador está diretamente relacionada com a frequência da rede à qual está ligado, não sendo neste caso necessária a adoção de qualquer dispositivo de controlo (Penche, 2004). O gerador assíncrono necessita de ligação a uma rede elétrica para ser excitado, contudo, pode fazer-se funcionar um gerador assíncrono de forma autónoma em pequenas redes isoladas, onde a qualidade da eletricidade não é uma prioridade, sendo para isso necessária a instalação de equipamento adicional que promova a excitação do mesmo (Harvey, 1993).

O gerador de indução apresenta inúmeras vantagens quando a sua potência gerada é diminuta em relação à potência da rede interligada, podendo no âmbito dos pequenos aproveitamentos hidroelétricos considerar-se uma opção bastante competitiva em relação ao gerador síncrono (Williams, 1995), (Terrés *et al.*, 2005), (Harvey, 1993), (Penche, 2004):

- Mais baratos, para potências abaixo de 1MW;
- Ampla oferta no mercado, como motores;
- Manutenção simples, pouco especializada e pouco frequente;
- Construção mais simples e robusta;
- Não é danificado, mesmo que haja uma desconexão da rede

Os geradores síncronos utilizam-se normalmente quando as condições de exploração obrigam a uma maior versatilidade e autonomia, como por exemplo no fornecimento de energia a uma rede isolada que apresenta solicitações de fornecimento de energia variáveis (da Rocha, 2008).

3.2 Turbinas convencionais

As turbinas hidráulicas são máquinas que promovem uma transformação de energia hidráulica em energia mecânica de rotação. Como solução comum utilizada nos microaproveitamentos hidroelétricos, podem classificar-se as turbinas segundo o princípio de operação, dividido em dois grandes grupos (Lopes de Almeida, 2007):

- Turbinas de reação - Se a água, sob pressão, atua nas pás do rotor, estando a turbina completamente imersa no escoamento;
- Turbinas de ação ou impulsão - Se a pressão da água é convertida em energia cinética, atuando nas pás do rotor à pressão atmosférica, ou seja, estando a turbina emersa.

No quadro seguinte apresentam-se os principais tipos de turbina segundo o princípio de operação.

Reação	Ação
Kaplan e Hélice	Pelton
Francis	Cross-Flow (Banki/Michel)
	Turgo

Quadro 3.1 – Classificação de turbinas. Fonte: (Harvey, 1993)

As turbinas de ação são constituídas essencialmente pela roda e um ou mais órgãos, designados por injetores¹, cuja função é transformar a energia de pressão do escoamento em energia cinética e dar saída a jatos convenientemente orientados para a roda. (Penche, 2004)

As turbinas de reação, além da roda, incluem (Penche, 2004):

- Um distribuidor, com função de transformar parte da energia de pressão do escoamento em energia cinética, de orientar a água para a roda, distribuindo-a uniformemente em toda a periferia, e de regular o caudal absorvido pela turbina;
- Uma evoluta a montante do distribuidor que alimenta de água este órgão;
- Um difusor, constituído por uma conduta de secção progressivamente crescente, de forma a promover a recuperação parcial da energia cinética à saída da roda.

A existência destes órgãos permite-lhes um comportamento eficiente sob uma vasta gama de caudais, como se pode observar na Figura 3.1.

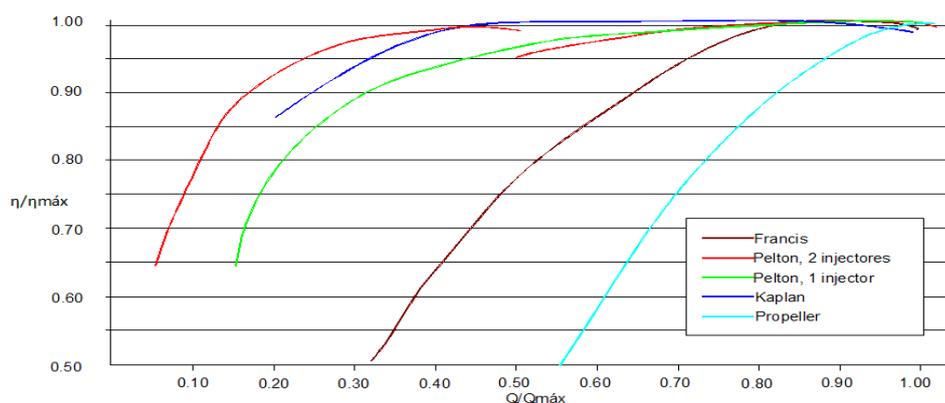


Figura 3.1 – Eficiências típicas de pequenas turbinas. Adaptado de (Penche, 2004)

Distinguem-se dentro da gama de potência das pequenas turbinas (Quintela, 1981):

- As miniturbinas, cuja potência é inferior a um limite ainda não consagrado, situado entre 1000kW e 5000kW
- As microturbinas, com potências inferiores a 100kW.

Os aproveitamentos com potências menores que 100kW são designados na bibliografia como microaproveitamentos.

¹ À exceção das Cross-flow (Banki/Michel) que dispõem de um distribuidor

3.3 Bombas a funcionar como turbina (BFT)

3.3.1 Regimes de funcionamento de uma bomba hidráulica

O funcionamento de uma bomba hidráulica não se limita apenas ao propósito usual do seu fabrico, ou seja, a elevação de um determinado caudal a uma determinada altura, consumindo energia elétrica da rede. Esta pode apresentar diferentes comportamentos quando sujeita a determinadas condições, quer em regime permanente, quer em regime variável.

A compreensão do funcionamento como turbina carece da interpretação das restantes e diferentes possibilidades de funcionamento da bomba. Nesse sentido, é comum recorrer-se a referenciais cartesianos cujo eixo das abcissas representa a grandeza caudal (Q) e o eixo das ordenadas as grandezas velocidade de rotação (n) ou a grandeza (H). Esta grandeza (H) designa-se por altura total de elevação, no caso em que a bomba é utilizada para a sua finalidade normal, e designa-se por queda útil, no caso da bomba funcionando como turbina. Por uma questão de simplicidade adotar-se-á em geral para (H) esta última designação de “queda”, independentemente do modo de funcionamento da bomba. A Figura 3.2 representa possíveis diferentes comportamentos de uma bomba, sendo o eixo das abcissas o caudal (Q) e o eixo das ordenadas a velocidade de rotação (n), com base no qual serão expostos os diferentes regimes de funcionamento da bomba. As grandezas “ n ”, “ Q ”, “ H ” e “ T ” (binário motor) consideram-se positivas quando os valores e os sentidos correspondem ao “bombeamento normal”.

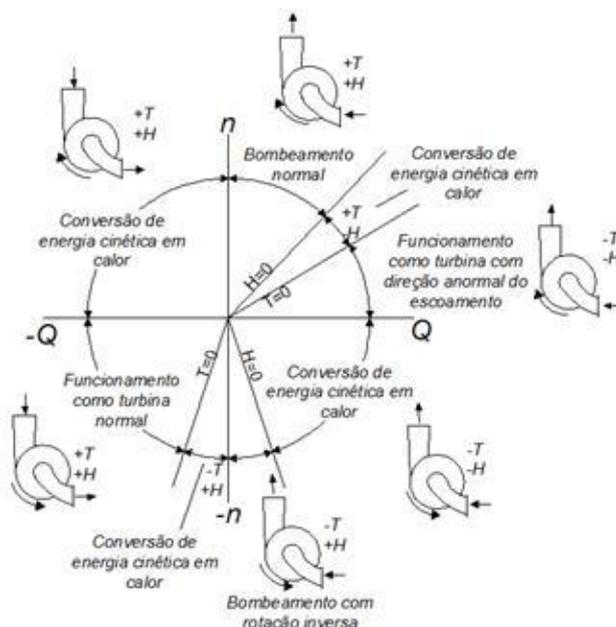


Figura 3.2 – Diagrama dos possíveis desempenhos de uma bomba. Adaptado de (Guder & Baumgarten, 2005)

Quando uma bomba absorve energia e gira no sentido positivo (+n), além do “bombeamento normal” esta pode apresentar outros tipos de desempenho.

Observando o 1.º quadrante, entre as linhas “H=0” e “T=0”, quando se dá a interrupção de fornecimento de energia ao motor ocorrem, no instante imediatamente a seguir, sobrepressões a montante e depressões a jusante da mesma, originando-se um escoamento no sentido positivo. Neste caso, a energia fornecida pela bomba ao escoamento provém da energia cinética remanescente no rotor, devida à redução gradual da velocidade de rotação. Trata-se de um comportamento em regime variável, que origina a dissipação de energia pela conversão da energia cinética do escoamento em calor. Se a energia à entrada da bomba for superior à energia à saída, entre “T=0” e “n=0”, ocorre o funcionamento da bomba como turbina, em regime permanente (Stelzer & Walters, 1977).

Quando a altura à qual se pretende elevar um determinado caudal, é superior à altura de elevação no vazio (ver Figura 3.3), o escoamento dá-se no sentido negativo, havendo dissipação da energia deste pela conversão da energia cinética em calor e dissipação da energia fornecida ao motor da bomba que roda no sentido positivo. Nestas condições, o escoamento dá-se em regime permanente e o comportamento da bomba é representado pelo 4.º quadrante (Quintela, 1981).

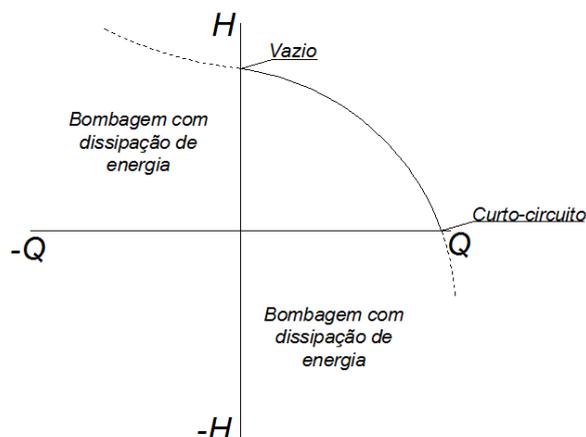


Figura 3.3 – Curva característica de uma bomba nos diferentes quadrantes. Adaptado de (Quintela, 1981)

O funcionamento anterior pode também ocorrer em regime variável após a interrupção do fornecimento de energia ao motor (no caso de esta não ser dotada de uma válvula de retenção). Desta forma, a velocidade remanescente reduz-se gradualmente até se anular. Se o motor estiver conectado à rede elétrica e a queda útil e caudal forem suficientes para superar o binário resistente da roda e do veio, esse binário pode transmitir momento para o eixo do motor, podendo a bomba funcionar como turbina e o motor como gerador. Com a BFT desligada do motor, o binário desenvolvido é utilizado para aumentar a velocidade de rotação (em módulo) que vai aumentando até se fixar na velocidade de embalamento, sendo nulo o binário motor (T) representado neste quadrante pela linha " $T=0$ ". (Quintela, 1981). Após a excitação do motor de indução através da ligação à rede elétrica e atingida a velocidade síncrona por parte da turbina dá-se a ligação dos dois elementos e inicia-se a entrega de energia à rede. Se a queda útil e o caudal não forem suficientes para superar o binário da roda e do veio, há conversão da energia cinética do escoamento em calor. Este comportamento está representado no 3.º quadrante (Guder & Baumgarten, 2005).

Na figura 3.4 apresenta-se um exemplo de curvas características de uma bomba a funcionar como bomba (à direita) e como turbina (à esquerda).

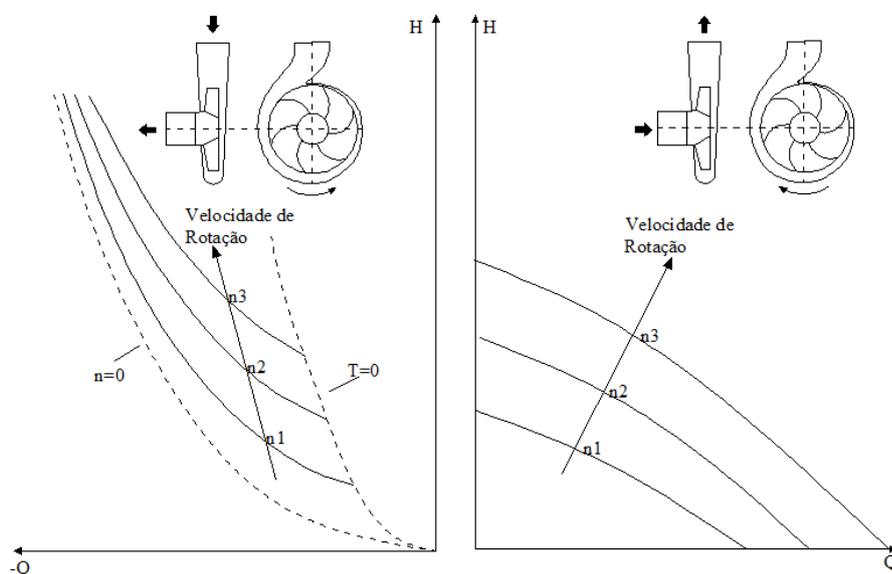


Figura 3.4 – Curvas características de uma bomba em modo bomba (à direita) e em modo turbina à esquerda). Adaptado de (Guder & Baumgarten, 2005)

A fronteira “ $T=0$ ” representa o binário motor nulo, ou seja, a queda útil e o caudal necessários para que, em embalamento, cada velocidade seja atingida com o motor desligado da rede. A fronteira “ $n=0$ ” representa a curva abaixo da qual o caudal e a queda útil não são suficientes para superar o binário da roda e do eixo, ficando o rotor imobilizado e havendo conversão de energia cinética em calor. O funcionamento da bomba em modo turbina localiza-se assim entre estas duas curvas.

Quando o rotor da bomba roda à velocidade de embalamento, tendo o veio um binário nulo, pode ocorrer que após a ligação do motor à rede, se inicie um bombeamento em vez de um turbinamento. Este será um bombeamento anormal, uma vez que a rotação se dá no sentido contrário e o escoamento se dá no sentido do bombeamento normal. Esta situação pode ocorrer se, ao atingir-se a velocidade de embalamento, a queda útil for menor que a queda no vazio. Este regime de funcionamento está representado no 2.º quadrante do referencial. Tal como ocorre no 1.º quadrante, após a interrupção de fornecimento de energia ao motor ocorrem sobrepensões a montante e depressões a jusante (em relação ao sentido do escoamento) ocorrendo dissipação da energia cinética do escoamento sob a forma de calor (Stelzer & Walters, 1977).

3.3.2 Comparação entre BFT e turbinas convencionais

Uma bomba convencional, quando opera no modo inverso, torna-se muito competitiva para aplicação em pequenos aproveitamentos quanto comparada com as turbinas convencionais, apresentando inúmeras vantagens das quais se destacam as seguintes (Harvey, 1993), (Williams, 1995), (Guder & Baumgarten, 2005):

- Produzidas em série, contrariamente às turbinas que são produzidas de forma personalizada, normalmente para pontos de operação específicos;
- Disponíveis numa ampla gama de caudais e quedas;
- Disponíveis em diversos tamanhos normalizados;
- Baixo custo quando comparadas com turbinas;
- Curto tempo de espera pós-encomenda;
- Baixo custo de manutenção e peças de desgaste, como vedantes e rolamentos, amplamente disponíveis;
- Facilidade de instalação, devido à adaptação direta aos tamanhos padrão das condutas.

A simplicidade construtiva de uma bomba, comparativamente com uma turbina, é um fator indicativo de que esta, apesar de poder ser uma solução viável, apresenta algumas limitações. A principal limitação diz respeito à impossibilidade de funcionamento com valores de caudal e queda muito afastados dos nominais. Já as turbinas, dotadas de dispositivos auxiliares, permitem um comportamento eficiente numa vasta gama de caudais. O fator crucial que dita a escolha de uma BFT em vez de uma turbina, é a disponibilidade constante de um valor praticamente fixo de caudal e queda, sendo por isso aplicáveis a microaproveitamentos hidroelétricos em redes de sistemas de abastecimento de água (Williams, 1995).

3.3.3 Utilização de métodos empíricos para previsão das características nominais e das curvas características da BFT

Quando se pretende instalar uma bomba a funcionar como turbina num determinado local, deve em primeiro lugar conhecer-se a curva característica da instalação, ou seja, a curva característica de perda de carga na válvula redutora de pressão que se pretende substituir e apenas posteriormente definir-se o ponto de operação, atendendo neste caso cumulativamente à curva característica da BFT.

Na aplicação de uma bomba a funcionar em modo normal, conhecendo o caudal que se pretende elevar e a correspondente altura total de elevação, facilmente se consultam diversos catálogos de fabricantes, e se escolhe a bomba que melhor preenche estes requisitos, através da observação das curvas ($H \leftrightarrow Q$) e ($\eta \leftrightarrow Q$), onde “ η ” representa o rendimento. Esta acessibilidade não se verifica para as bombas a trabalhar como turbinas, ou seja, atualmente existem escassos fabricantes a explorar o comportamento das suas bombas a trabalhar em modo inverso. Desta forma, uma das principais limitações na escolha das BFT é o facto de as suas curvas características por vezes não serem disponibilizadas para consulta pública, pelos poucos fabricantes que exploram e conhecem o desempenho das suas bombas a trabalhar em sentido inverso, tornando difícil a escolha para um local específico.

A difícil acessibilidade às curvas características das bombas a funcionar como turbina levou alguns investigadores como Sharma (1985), Chapallaz (1992), Derakhsham e Nourbakhsh (2007), Viana (1987), entre outros, a estudar o comportamento destas e a propor métodos empíricos para o cálculo do ponto de melhor eficiência da BFT, das curvas características das BFT ou de ambos (Simão, 2009). Os métodos referidos usam principalmente o caudal e a queda nominais da bomba a funcionar em modo normal para obter o caudal e a queda nominais da BFT.

Normalmente, a utilização dos métodos referidos segue a seguinte sequência:

1. Parte-se do caudal e queda nominais que se pretende que definam o ponto de operação da BFT e, através de relações inerentes a cada método, obtêm-se a queda e caudal nominais relativos à bomba;
2. Escolhe-se a bomba com características mais próximas das pretendidas através da consulta de catálogos.

A este tipo de processo, além dos erros e limitações que comporta por se tratar do uso de métodos empíricos, acrescentam-lhe as incertezas associadas ao facto de a bomba escolhida por catálogo não apresentar, em modo turbina, o caudal e queda nominais iguais ao caudal e queda disponíveis no local de instalação. A explicação das diferentes possibilidades de funcionamento aquando a escolha incorreta da BFT e a correção quando possível desta, reveste-se de alguma peculiaridade e extensão, devendo por isso consultar-se o capítulo 8 de *Pumps as Turbines – A users guide* de Arthur Williams (1995) para mais informações sobre o tema.

Os erros e limitações associados aos métodos empíricos foram confirmados por alguns investigadores como por exemplo Teuteberg (2010), que usando uma bomba KSB no seu estudo concluiu que o uso de métodos empíricos poderia originar erros da ordem dos 10% e 20% em relação ao verdadeiro ponto de melhor eficiência da turbina, para a queda e caudal respetivamente. Embora esta verificação não seja conclusiva, por se tratar do estudo específico considerando apenas uma bomba, leva a que o uso destes métodos seja encarado com alguma desconfiança. Também Williams (1995) refere no seu manual de bombas a funcionar como turbinas que os valores obtidos por métodos empíricos podem acarretar erros de $\pm 20\%$ em relação ao ponto de melhor eficiência real.

Atualmente, na ausência de dados fidedignos de bombas testadas, a tendência é a de prever o comportamento de uma BFT usando métodos computacionais CFD (*Computational Fluid Dynamics*). Não obstante a sua utilidade, será necessário comparar e complementar os resultados com dados experimentais para validar a sua fiabilidade (Derakhshan & Nourbakhsh, 2008).

3.3.4 Sistema de Controlo da BFT

Como foi referido, uma bomba a funcionar como turbina, apenas opera com rendimentos aceitáveis numa gama muito restrita de queda e caudal além dos valores verificados no seu ponto de operação, definido normalmente pelo caudal e queda nominais.

Muitas bombas são fornecidas pelo fabricante com motores de indução diretamente acoplados ao veio da roda (Williams, 1995). Considerando a utilização de um motor de indução ligado a uma rede de grandes dimensões, a velocidade de rotação do motor e da bomba será imposta pela frequência da rede interligada. Ainda que, nestas condições, uma BFT suporte uma pequena variação de queda e caudal, o rendimento reduzir-se-á de forma drástica quando muito afastado do ponto de operação da mesma. Porém, existem formas de contornar em parte ou reduzir esta limitação, existindo para além do modo de operação com queda, caudal e velocidade de rotação constantes, outros sistemas de funcionamento da bomba. Estes passam pela possibilidade de utilização de várias BFT em paralelo funcionando com velocidade constante ou pela possibilidade de variação da velocidade de rotação da BFT, através da adoção de equipamento específico, como caixa de velocidades ou variador de frequência.

Na Figura 3.5, apresenta-se um esquema básico de uma instalação genérica de uma bomba a funcionar com turbina num sistema de abastecimento de água.

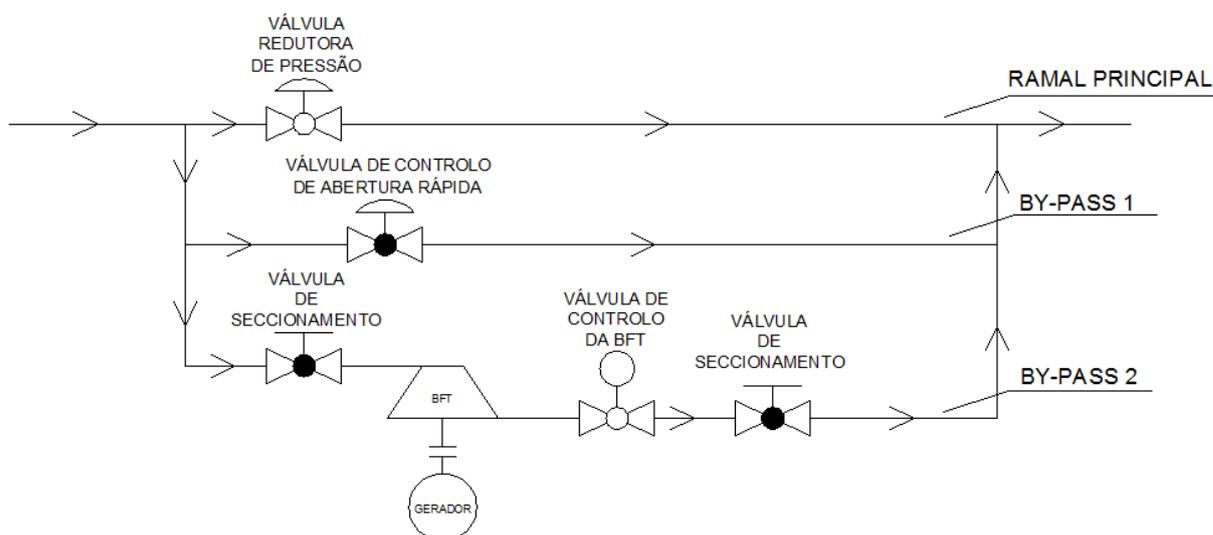


Figura 3.5 – Esquema da instalação de uma BFT a funcionar com velocidade constante em paralelo com uma válvula redutora de pressão. Adaptado de (Guder & Baumgarten, 2005)

A conjugação da imposição da pressão a jusante válvula redutora de pressão com o funcionamento dos restantes elementos da instalação fará com que a turbina funcione numa gama de quedas e caudais muito próximas do ponto de operação dimensionado.

A rotação acima da velocidade recomendada para a turbina, originada por exemplo por uma falha na rede elétrica, é prevenida pela adoção na instalação de uma válvula de controlo de abertura rápida para a absorção do caudal da turbina (*By-pass 1*).

No *By-pass 2*, as válvulas de seccionamento permitem o isolamento da turbina para manutenção. A válvula de controlo da BFT tem além da função de controlar o arranque e paragem da bomba e de evitar que o fluxo ocorra em sentido contrário, a função de induzir perdas de carga quando necessário, como será visto adiante.

A observação e a interpretação da Figura 3.7 são fundamentais à compreensão do funcionamento em paralelo da válvula redutora de pressão e da BFT.

Na presente dissertação, designar-se-á “ponto de operação sob carga total” ao ponto de intersecção entre a curva da instalação que exprime a queda útil no local onde existe a VRP e a curva característica da bomba a funcionar como turbina (Ponto “PO” na Figura 3.6), sendo portanto uma situação em que não há necessidade de dissipar o excesso de carga através da válvula que controla a BFT (Veja-se a Figura 3.5).

Assim, considerando o modo de funcionamento mais simples da BFT (velocidade constante) e observando as curvas características de perda de carga na BFT e perda de carga na VRP ($H \leftrightarrow Q$), verifica-se a possibilidade de ocorrência de três diferentes situações e consequente processo de divisão do caudal entre a turbina e o ramal principal. No presente exemplo, o caudal “QO” é representado pelas condições nominais da BFT. Contudo poderão ocorrer outras situações como será visto adiante no Capítulo 4.

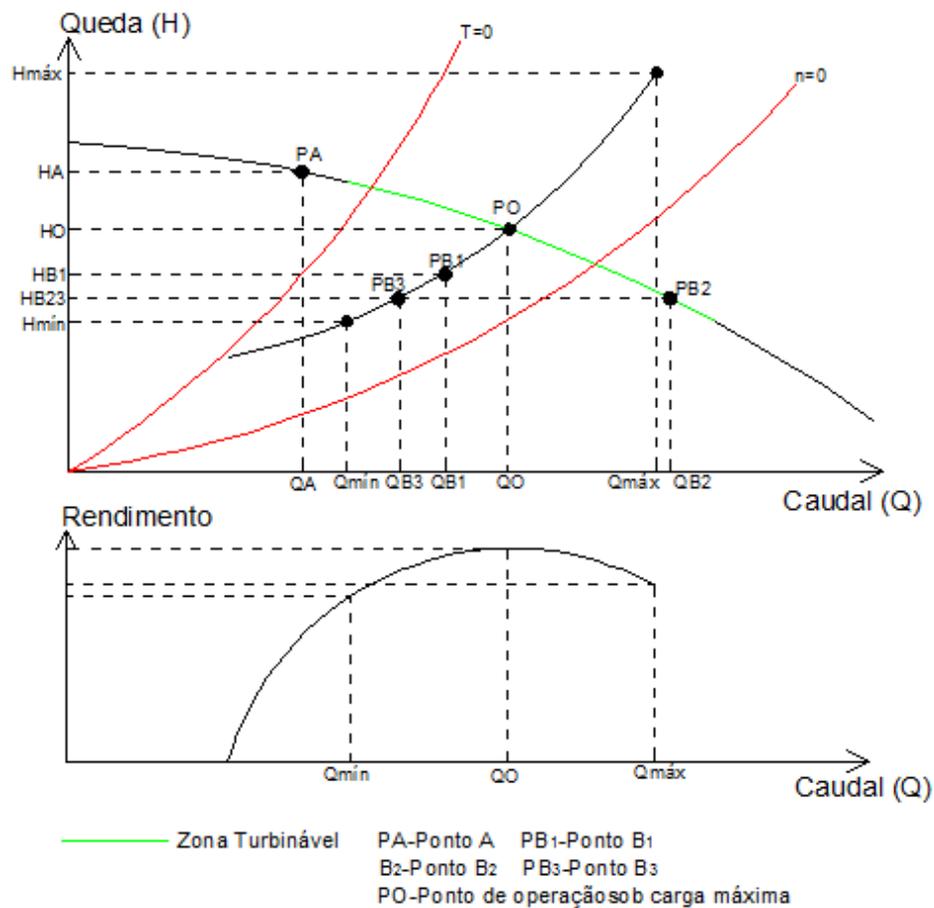


Figura 3.6 – Diferentes pontos de funcionamento de uma BFT com velocidade constante.

A primeira situação diz respeito à ocorrência, no sistema de abastecimento, de um caudal “QB₁”, com $Q_{\min} \leq QB_1 \leq QO$. Desta forma, o ramal principal da Figura 3.5 estará fechado, e todo o caudal será absorvido pela turbina. O excesso de carga verificado será dissipado pela válvula a jusante da BFT, cuja perda de carga é reproduzida por uma relação ($H \leftrightarrow Q$).

Na segunda situação, sendo o caudal no sistema de abastecimento igual ao caudal “QA”, com $QA < Q_{\min}$, o *By-pass* 2 estará fechado e todo o caudal passará pelo ramal principal, não ocorrendo turbinamento devido à insuficiência de caudal.

Na terceira situação, sendo o caudal no sistema de abastecimento igual ao caudal “QB₂”, respeitando a condição $HO \leq HB_2 \leq H_{\min}$, ocorrerá uma repartição de caudal na instalação entre o ramal principal e o *by-pass* 2. A BFT turbinará um caudal igual a “QB₃”, passando no ramal principal o excedente, igual à diferença entre “QB₂” e “QB₃”. Verifica-se assim, pela observação do troço a cor verde, que a BFT pode funcionar entre o ponto da curva da instalação, cujo caudal é igual ao caudal mínimo turbinável (Q_{\min}) e o ponto da mesma curva cuja queda corresponde à queda mínima da curva da BFT (H_{\min}), verificando-se a crescente redução do rendimento com o afastamento das condições nominais (correspondem ao ponto de melhor eficiência).

Considerando o funcionamento com velocidade variável representado na figura 3.7, com $n_1 < n_2 < n_3$, observa-se a possibilidade de variação do ponto de operação sob carga total. Esta opção permite o aproveitamento total da queda útil em alguns pontos à esquerda do ponto de operação sob carga total, ou seja, não é necessária a dissipação de energia para que o ponto se desloque da curva da instalação para a curva da BFT. A partilha de caudais na instalação será em tudo igual à considerada anteriormente para funcionamento com velocidade constante.

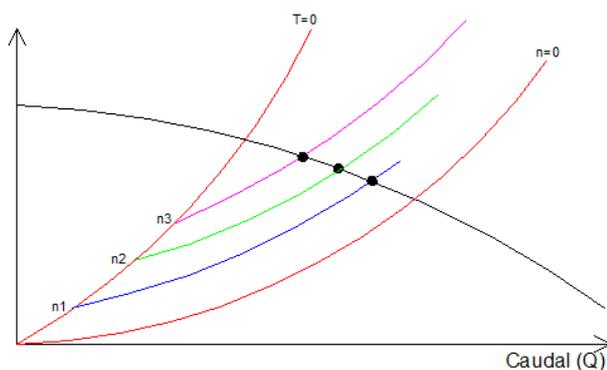


Figura 3.7 – Curvas características genéricas de uma BFT a funcionar com velocidade variável

O funcionamento de várias BFT em paralelo carece da definição prévia de um critério de repartição de caudais entre estas. A figura 3.8 apresenta uma possibilidade de funcionamento em conjunto com velocidade constante, em que o ponto de operação sob carga total da BFT₂

corresponde ao ponto da curva característica da instalação em que o caudal mínimo da BFT₁ é atingido. Desta forma é possível turbinar numa gama de caudais e quedas mais ampla que quando se adota apenas uma BFT. As zonas de turbinamento de cada uma, como se pode verificar na figura, não se sobrepõem, arrancando a BFT₂ quando a queda na instalação é insuficiente para que prossiga o funcionamento da BFT₁.

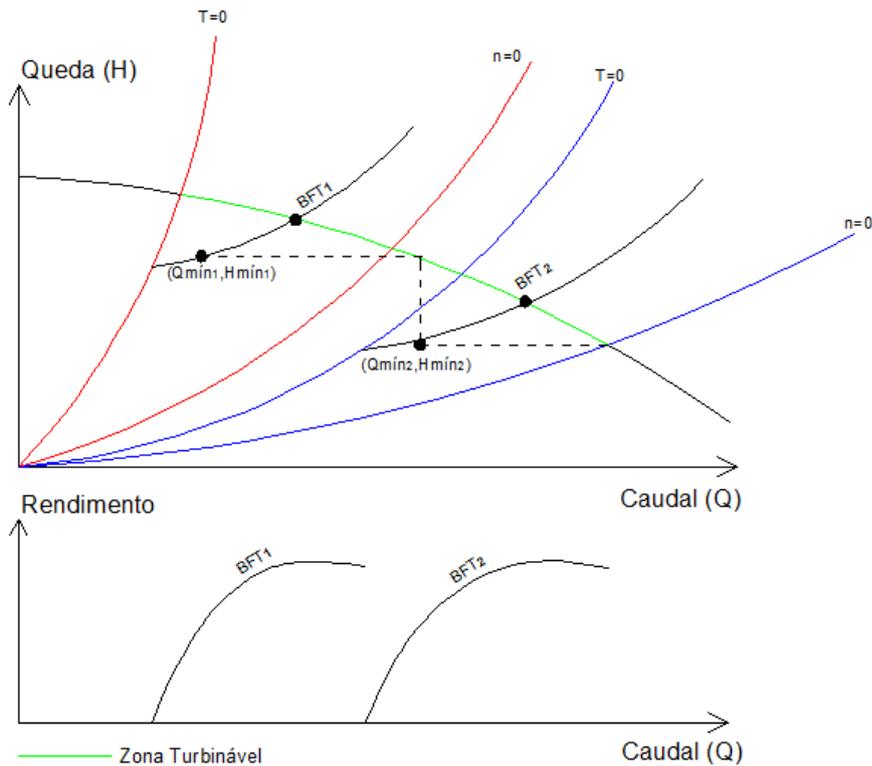


Figura 3.8 – Curvas características genéricas de duas BFT a funcionar em paralelo com velocidade constante

Por vezes, as curvas características da instalação são pouco acentuadas, não sendo atingido o caudal mínimo de funcionamento da BFT. Pode neste caso considerar-se a instalação de duas BFT em paralelo com velocidade constante, com o mesmo ponto de operação sob carga total ou com pontos de operação mais próximos que no caso anterior.

4 CONSTRUÇÃO DO MODELO

4.1 Considerações gerais

O desenvolvimento do presente modelo de otimização visa a criação de uma ferramenta que permita ao utilizador/investidor aferir sobre a possibilidade e viabilidade de instalação de um microaproveitamento hidroelétrico usando bombas a funcionar como turbinas num ponto específico de um sistema de abastecimento de água. Os resultados obtidos permitirão conhecer, entre outras grandezas, o caudal e queda nominais da bomba a instalar que promovem a máxima rentabilidade do investimento, tendo em conta as características da zona de implantação e um determinado cenário de investimento desejado. Embora a sua criação surja na necessidade de um estudo aplicado ao sistema em “alta” do Alto do Rabagão, trata-se de um modelo genérico passível de ser aplicado a outros sistemas de abastecimento. O modelo abrange apenas bombas a funcionar como turbinas com velocidade constante, visto pretender-se a implantação do sistema mais simples e económico possível.

Como foi referido no capítulo 3, a utilização de várias bombas funcionando em paralelo com velocidade constante carece da definição de critérios de repartição do caudal total pelas mesmas. Assim, seria necessário no desenvolvimento de um modelo deste tipo, escolher entre a otimização do caudal no ponto de operação sob carga total, fixando previamente um critério de repartição de caudais, e a otimização do critério de repartição de caudais, fixando um caudal no ponto de operação sob carga total. Este processo conduziria ao desenvolvimento de um modelo complexo e de execução morosa devido à ampla gama de casos a considerar, sem garantia de sucesso. Assim, optou-se pelo desenvolvimento de um modelo de aplicação a apenas uma BFT, a partir do qual se executaram algumas simplificações na componente de produção energética para possibilitar a obtenção de valores indicativos das grandezas envolvidas aquando da sua extensão ao caso da utilização de duas ou três BFT em paralelo.

Complementarmente ao modelo de otimização criou-se, numa folha de cálculo *Microsoft EXCEL*, um modelo de simulação à sua semelhança cujo objetivo é a validação dos resultados obtidos no modelo de otimização e auxílio em situações de difícil convergência do primeiro.

Os modelos utilizam o regime remuneratório presente no DL 225/2007 de 31 de Maio, com a Declaração de Retificação n.º71/2007 de 24 de Julho de 2007. Este regime remuneratório foi preferido face ao da Miniprodução, pelo facto deste último comportar

especificidades que se considerou não poderem ser asseguradas *a priori* neste estudo. Para esta decisão concorreu também o conhecimento de que o único caso concreto de produção hidroelétrica em sistemas de abastecimento de água atualmente em exploração em Portugal utiliza precisamente um regime remuneratório baseado no DL 225/2007 o qual, sendo menos favorável, coloca a análise de viabilidade económica do lado da segurança.

4.2 Formulação do modelo de otimização

No desenvolvimento do modelo houve a preocupação em reproduzir de forma o mais fidedigna possível, todos os fatores que influenciam um investimento num microaproveitamento hidroelétrico cujo grupo turbogerador é formado por uma bomba a funcionar como turbina e o respetivo motor a funcionar como gerador.

O objetivo do modelo será a determinação das características nominais de uma bomba que proporcionam a maior rentabilidade do investimento, tendo em conta todas as restrições envolvidas. Todas as restantes variáveis estão direta ou indiretamente relacionadas com o ponto de operação sob carga total da BFT, pelo que uma vez definido o seu valor, será possível a obtenção das restantes.

Por vezes, a complexidade de um modelo pode levar ao esgotamento das capacidades de cálculo dos *softwares* e dos *hardwares* utilizados para a sua resolução, sendo importante a construção de um modelo equilibrado, suscetível de ser utilizado com os recursos disponíveis e em tempo útil. Para tal, é necessária a execução de simplificações e adoção de aproximações, procedimento ao qual este modelo não foi exceção. Assim, foram admitidas as seguintes hipóteses:

- Uma vez que as curvas de caudais são respeitantes aos consumos de um mês médio, considerou-se a remuneração diretamente proporcional ao fator de consumo mensal e à previsível evolução da população;
- O valor do parâmetro KMHO que tem em conta o funcionamento em hora de vazio e em hora de ponta e cheia, disposto no DL 225/2007 de 31 de Maio e na Declaração de Retificação n.º 71/2007 de 24 de Julho de 2007, é constante.

4.2.1 Função Objetivo

A função objetivo consiste na maximização do somatório dos fluxos de tesouraria no período global constituído pelo período de construção, pelo período de exploração sob a

vigência do empréstimo e pelo período de exploração findo o empréstimo. Desta forma, o utilizador saberá se o seu investimento será rentável, quando obtiver um valor atualizado líquido (VAL) positivo, ou se o seu investimento é prejudicial, quando obtiver um valor atualizado líquido (VAL) negativo e ainda quais as características da bomba que proporcionam o melhor resultado.

$$\begin{aligned}
 & \text{Maximizar VAL} \\
 & = \sum_{a=1}^{a=Acc} FTA_{Construção(a)} + \sum_{a=Acc+1}^{a=Te} FTA_{Exploração, Empréstimo(a)} \\
 & + \sum_{a=Te+1}^A FTA_{Exploração, Pós-Empréstimo(a)}
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

a	Ano considerado
T _e	Ano em que termina a amortização do empréstimo
A _{CC}	Duração da construção do micro aproveitamento [anos]
A	N.º total de anos envolvidos na construção e exploração do projeto
FTA _{Construção(a)}	Fluxo de tesouraria no ano a devido à construção [€]
FTA _{Exploração, Empréstimo(a)}	Fluxos de tesouraria no ano a devido à exploração e vigência do empréstimo [€]
FTA _{Exploração, Pós-Empréstimo(a)}	Fluxos de tesouraria no ano a devido à exploração findo o empréstimo [€]

Habitualmente pretende-se que o ponto de operação sob carga total coincida com o caudal e queda nominais da BFT, uma vez que este representa o ponto de máxima eficiência da mesma. No entanto, tal procedimento limita a operação da BFT a caudais compreendidos entre o seu caudal mínimo e o seu caudal nominal.

No presente modelo, considerou-se também a possibilidade de o ponto de operação sob carga total coincidir com o ponto correspondente ao caudal máximo admitido pela BFT, possibilitando a ampliação da gama de caudais turbináveis que se situará neste caso entre Q_{min}^{BFT} e $Q_{máx}^{BFT}$. Assim, consideraram-se para o cálculo da energia produzida duas hipóteses de funcionamento da BFT:

- Hipótese 1: Ponto de operação sob carga total com caudal nominal (rendimento máximo) da BFT;
- Hipótese 2: Ponto de operação sob carga total com caudal máximo admitido pela BFT.

Desta forma, a variável de decisão será igual ao caudal nominal ou ao caudal máximo turbinável de acordo com a hipótese considerada.

4.2.2 Restrições

➤ Fluxos de tesouraria

Em qualquer empreendimento, além do conhecimento da faturação, é de extrema necessidade uma correta avaliação prévia dos custos de investimento e de manutenção ao longo do período de vida do projeto, para poder ajuizar sobre a realização ou não do investimento.

Mesmo num cenário de inflação nula, a um valor monetário num determinado instante terá de corresponder um valor superior num momento posterior e a um valor inferior no caso inverso. Considera-se que a disponibilização de um valor monetário permite o seu investimento, daí resultando no futuro um valor capitalizado necessariamente superior em condições normais. Desta forma deve assegurar-se que as despesas e as receitas sejam transpostas para o ano 0, ano do investimento inicial.

Esta transposição é feita através do cálculo inicial dos fluxos de tesouraria (*cash-flow*), ou seja, dedução das despesas ao valor das receitas respeitantes a cada ano de exploração, fazendo-se a posterior atualização de cada fluxo de tesouraria para o ano 0.

Considerou-se a liquidação da primeira anuidade do empréstimo, bem como do primeiro pagamento com capital próprio, como sendo realizados a partir do final do primeiro ano de construção.

$$FTA_{Construção(a)} = \frac{-(A_e + Cap_p(a))}{(1+i)^a}, \text{ para } 1 \leq a \leq A_{cc} \quad (4.2)$$

A_e	Anuidade do empréstimo [€]
Cap_p	Capital próprio despendido na construção no ano a [€]
i	Taxa de atualização [0-1]

Considera-se que a exploração se sucede de imediato à conclusão da construção.

$$FTA_{Exploração,Empréstimo(a)} = \frac{VRDa_{(a)} - A_e - AC_{EXP}}{(1+i)^a}, \text{ para } A_{cc} < a \leq T_e \quad (4.3)$$

AC_{EXP}	Custo anual de exploração [€]
$VRDa_{(a)}$	Remuneração no ano a, aplicável a centrais renováveis [€]

$$FTA_{Exploração,Pós-Empréstimo(a)} = \frac{VRDa_{(a)} - AC_{EXP}}{(1+i)^a}, \text{ para } T_e < a \leq A \quad (4.4)$$

➤ Anuidade do empréstimo

$$A_e = Cap_e \times \frac{j \times (1+j)^{T_e}}{(1+j)^{T_e} - 1} \quad (4.5)$$

j	Taxa de juro [0-1]
Cap_e	Capital tomado por empréstimo [€]

➤ Capital tomado por empréstimo

$$Cap_e = CT \times (1 - pCap_p) \quad (4.6)$$

$pCap_p$	Fração do CT coberta pelo capital próprio [0-1]
CT	Custo total do empreendimento [€]

- Capital próprio investido

$$Cap_p = CT \times pCap_p \quad (4.7)$$

Cap _p	Capital próprio investido [€]
------------------	-------------------------------

- Custo anual de exploração

$$AC_{EXP} = pC_{EXP} \times CT \quad (4.8)$$

pC _{EXP}	Fração dos custos totais que representa os custos anuais de exploração [%]
-------------------	--

- Custos totais envolvidos no empreendimento

$$CT = (C_{cc} + C_{eq}) \times (1 + IVA/100) \quad (4.9)$$

IVA	Imposto de valor acrescentado [%]
C _{cc}	Custo de construção civil [€]
C _{eq}	Custo de equipamentos [€]

- Custos de construção civil

$$C_{cc} = f(Q_{nom}^{BFT}) \quad (4.10)$$

- Custos de equipamentos

$$C_{eq} = f(Q_{nom}^{BFT}) \quad (4.11)$$

Q _{nom} ^{BFT}	Caudal nominal da BFT [l/s]
---------------------------------	-----------------------------

- Remuneração mensal pela entrega da energia à rede, afetada do índice de preços no consumidor, fator de consumo mensal e crescimento populacional

Sendo o VRD_m função do caudal e da queda, e sendo o primeiro função dos consumos e da população, achou-se razoável considerar um VRD_m, ao longo dos anos de exploração, proporcional ao fator de ponta de consumo mensal e à evolução da população prevista.

$$VRD_{(a,m)} = VRD_m \times \frac{IPC_{(a,m)}}{IPC_{ref}} \times \frac{Pop_{(a)}}{PopA0} \times FC_{(m)}, \text{ para } A_{CC} < a \leq A \quad (4.12)$$

e $m \leq M$

$$VRDa_{(a)} = \sum_{m=1}^M VRD_{(a,m)}, \text{ para } A_{CC} < a \leq A \quad (4.13)$$

$VRD_{(a,m)}$	Remuneração mensal aplicável a centrais renováveis, no ano a e mês m [€]
VRD_m	Remuneração mensal aplicável a centrais renováveis num mês médio considerando caudais consumidos pela população no ano 0 [€]
$IPC_{(a,m)}$	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao $m - 1$ [-]
IPC_{ref}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável [-]
$Pop_{(a)}$	Número de habitantes no ano a [-]
$PopA0$	Número de habitantes no ano 0 [-]
$FC_{(m)}$	Fator de consumo mensal [-]
M	N.º total de meses do ano
m	Mês do ano

➤ Evolução dos preços no consumidor

Na impossibilidade de conhecer os valores de IPC no futuro, deve fazer-se uma previsão da sua evolução a partir de dados passados. No capítulo 5 apresenta-se a extrapolação considerada neste estudo.

➤ Evolução da população

Na impossibilidade de conhecer o número de habitantes no futuro, deve fazer-se uma previsão da sua evolução a partir de dados passados, ajustando uma função genérica $f(a)$ que permitirá extrapolar a população durante o período de exploração. No capítulo 5 apresenta-se a extrapolação considerada neste estudo.

➤ Equações relacionadas com o modelo de remuneração mensal (consultar o ANEXO do DL 225/2007 de 31 de Maio e a Declaração de Retificação n.º 71/2007 de 24 de Julho de 2007)

$$VRD_m = (KMHO_m \times (PF(VRD)_m + PV(VRD)_m) + PA(VRD)_m) \times \frac{1}{1 - LEV} \quad (4.14)$$

$KMHO_m$	Coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida[-]
$PF(VRD)_m$	Parcela fixa da remuneração num mês médio, aplicável a centrais renováveis[€]
$PV(VRD)_m$	Parcela variável da remuneração num mês médio aplicável a centrais renováveis [€]
$PA(VRD)_m$	Parcela ambiental da remuneração num mês médio aplicável a centrais renováveis [€]
LEV	Parâmetro que traduz as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável [-]
Z	Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada [-]

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m} \quad (4.15)$$

$$COEF_{pot,m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \quad (4.16)$$

$$POT_{med,m} = \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m} \quad (4.17)$$

$PF(U)_{ref}$	Valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$ [€/kW]
$COEF_{pot,m}$	Coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, para a garantia de potência proporcionada pela rede pública num mês médio
ECR_m	Energia produzida num mês médio [kW.h]
POT_{dec}	Potência declarada [kW]
$POT_{med,m}$	Potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública, num mês médio [kW]
NDM_m	Número médio de dias do mês

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR(U)_{ref} \times ECR_m \quad (4.18)$$

$ECE(U)_{ref}$	Valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável [€/g]
CCR_{ref}	Montante unitário de referência das emissões de dióxido de carbono da central [g/kWh]

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m \quad (4.19)$$

$PV(U)_{ref}$ [€/kW]	Valor unitário de referência para a remuneração da energia produzida
-------------------------	--

- Hipótese 1

Considera-se:

$$POT_{dec} = \gamma \times Q_{nom}^{BFT} \times H_{nom}^{BFT} \times \eta_{nom}^{BFT} \times \eta_{Ger} \times \eta_{Transf} \quad (4.20)$$

γ	Peso volúmico da água
H_{nom}^{BFT}	Queda nominal da BFT [m]
η_{nom}^{BFT}	Rendimento da BFT aquando do turbinamento do caudal Q_{nom}^{BFT}
η_{Ger}	Rendimento do Gerador
η_{Transf}	Rendimento do transformador

- Hipótese 2

Neste caso, dependendo da evolução da queda e do rendimento, o valor escolhido será aquele ao qual corresponde um maior valor da potência considerando o turbinamento com caudal nominal ou com caudal máximo.

➤ Equação da energia produzida em mês médio

A energia produzida é o produto da potência pelo intervalo de tempo durante o qual esta é gerada. No presente modelo, o cálculo da energia produzida é feito com base na figura 4.1², onde a zona turbinável da curva da instalação é dividida em duas partes, uma à esquerda e outra à direita do caudal nominal. A zona à esquerda representa os “I” pontos para os quais é necessária uma dissipação de energia para redução da queda, para que estes se desloquem da curva da instalação para a curva da BFT. A zona à direita representa os “G” pontos para os quais é necessária uma prévia redução do caudal a turbinar, através da derivação de uma parte do caudal na instalação para um *by-pass*, de modo a encontrar na curva característica da BFT o ponto a que corresponde a queda útil da instalação. A energia total entregue à rede será igual ao somatório da energia produzida nestas duas zonas de funcionamento. Esta

² Apresenta-se apenas a figura relativa à hipótese 1. Para ter em consideração da hipótese 2, basta fazer a translação da curva da BFT, por forma a que o ponto de operação sob carga total, corresponda ao caudal máximo turbinável.

energia será calculada por integração numérica, uma vez que por este meio o processo se torna independente da configuração analítica das funções que, em cada caso concreto, melhor traduzam o problema a analisar.

$$\begin{aligned}
 ECR_m = NHM_m \times \gamma \times \eta_{Ger} \times \eta_{transf} \\
 \times \left[\left(\sum_{i=0}^{I-1} A_{(i)} \times H_{BFT(i)} \times \eta_{BFT(i)} \times (F_{r(i)} - F_{r(i+1)}) \right) \right. \\
 \left. + \left(\sum_{g=0}^{G-1} C_{(g)} \times H_{inst(g)} \times \eta_{BFT(g)} \times (F_{r(g)} - F_{r(g+1)}) \right) \right] \quad (4.21)
 \end{aligned}$$

- Hipótese 1

$$A_{(i)} = Q_{min}^{BFT} + \frac{Q_{nom}^{BFT} - Q_{min}^{BFT}}{I} \times (i), \text{ para } 0 \leq i \leq I \quad (4.22)$$

$$B_{(g)} = Q_{nom}^{BFT} + \frac{Q_{max}^{inst} - Q_{nom}^{BFT}}{G} \times (g), \text{ para } 0 \leq g \leq G \quad (4.23)$$

- Hipótese 2

$$A_{(i)} = Q_{min}^{BFT} + \frac{Q_{max}^{BFT} - Q_{min}^{BFT}}{I} \times (i), \text{ para } 0 \leq i \leq I \quad (4.24)$$

$$B_{(g)} = Q_{max}^{BFT} + \frac{Q_{max}^{inst} - Q_{max}^{BFT}}{G} \times (g), \text{ para } 0 \leq g \leq G \quad (4.25)$$

NHM_m	Número de horas num mês médio
γ	Peso volúmico da água
η_{Ger}	Rendimento do Gerador
η_{Transf}	Rendimento do transformador
I	N.º total de classes de caudal entre o caudal mínimo da BFT e o caudal no ponto de operação sob carga total
G	N.º total de classes de caudal entre o caudal no ponto de operação sob carga total e o caudal máximo na instalação
i	Número de ordem da classe entre o caudal mínimo e o caudal no ponto de operação sob carga total
g	Número de ordem da classe entre o caudal no ponto de operação sob carga total e o caudal máximo na instalação
$A_{(i)}$	Caudal turbinado entre Q_{min}^{BFT} e Q_{nom}^{BFT}

$B_{(g)}$	Caudal na instalação entre Q_{nom}^{BFT} e Q_{max}^{inst}
$C_{(g)}$	Caudal na curva característica da BFT correspondente a $B_{(g)}$
$H_{BFT(i)}$	Queda na BFT correspondente a um caudal $A_{(i)}$
$\eta_{BFT(i)}$	Rendimento na BFT correspondente a um caudal $A_{(i)}$
$F_{r(i)}$	Frequência de ocorrência ou excedência de um caudal $A_{(i)}$ [%]
$H_{inst(g)}$	Queda útil na instalação correspondente a um caudal $B_{(g)}$
$\eta_{BFT(g)}$	Rendimento na BFT correspondente a um caudal $C_{(g)}$
$F_{r(g)}$	Frequência de ocorrência ou excedência de um caudal $B_{(g)}$
Q_{min}^{BFT}	Caudal mínimo turbinável pela BFT
Q_{max}^{BFT}	Caudal máximo turbinável pela BFT
Q_{max}^{inst}	Caudal na instalação ao qual corresponde a queda mínima turbinável

A equação da curva de duração de caudais pode ser obtida através da adaptação de uma função aos pontos $(Q_{inst}, F_{r, Q_{inst}})$, em que Q_{inst} representa os valores dos caudais na instalação e $F_{r, Q_{inst}}$ é, para cada valor de Q_{inst} , a frequência relativa de ocorrência de um caudal de valor igual ou superior a este. Na ausência de registos de valores de caudal na instalação, podem estes ser obtidos através da utilização de um simulador hidráulico tipo EPANET carregado com os dados de consumo das populações servidas pelo sistema.

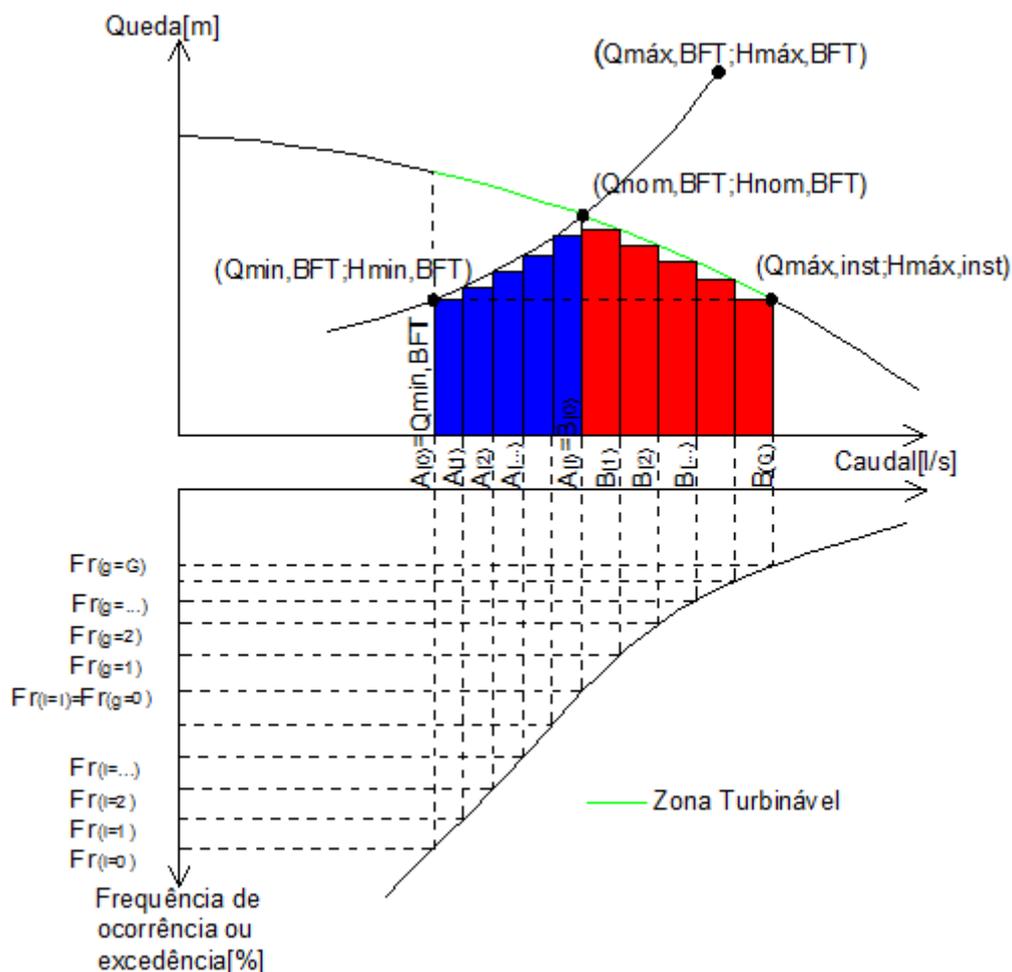


Figura 4.1 - Esquema exemplificativo da discretização do caudal nas curvas caraterísticas da bomba, da instalação e de duração dos caudais aduzidos.

O valor de $C_{(g)}$ é igual ao valor de um caudal na curva característica da BFT ao qual corresponde uma queda igual à que ocorre na curva característica da instalação aquando do escoamento de um caudal com o valor $B_{(g)}$ (Ver figura 4.2).

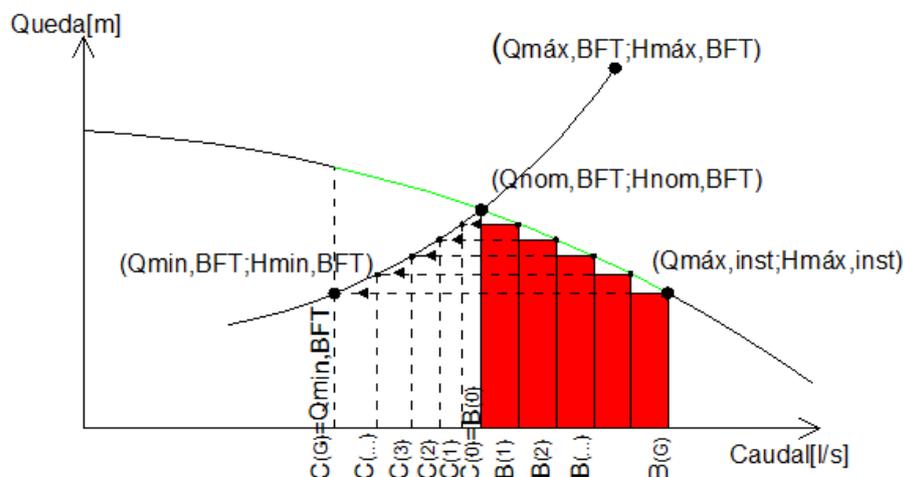


Figura 4.2 – Esquema exemplificativo da discretização do caudal nas curvas características da bomba e da instalação.

➤ Equação do caudal máximo e caudal mínimo turbinável pela BFT

O caudal turbinável pela BFT situa-se entre um valor mínimo e um valor máximo da curva característica da BFT. Através da análise de diversas curvas características originais de BFT observaram-se relações aproximadamente constantes entre o caudal nominal e os caudais máximo e mínimo turbináveis, dadas por:

$$Q_{min}^{BFT} = \frac{3}{5} \times Q_{nom}^{BFT} \quad (4.26)$$

$$Q_{máx}^{BFT} = \frac{4}{3} \times Q_{nom}^{BFT} \quad (4.27)$$

➤ Equações das curvas características da bomba, ($H \leftrightarrow Q$) e ($\eta \leftrightarrow Q$)

Como foi referido no subcapítulo 3.3.3, os métodos empíricos existentes para a determinação do caudal nominal e das curvas características, apresentam ainda, segundo alguns autores, considerável imprecisão em relação à realidade, não reproduzindo fidedignamente o comportamento da BFT. Com base neste pressuposto, e devido à inacessibilidade de curvas para pontos específicos, optou-se pela criação de curvas adimensionais geradas a partir de curvas reais disponíveis por exemplo em alguns documentos de investigação na área. Note-se que logo que estejam disponíveis

curvas reais para pontos específicos, estas curvas adimensionais podem ser substituídas.

A adimensionalização foi feita usando como referência o caudal e queda nominais da BFT (Q_{nom}^{Real} e H_{nom}^{Real}).

Considerem-se a curvas características ($H \leftrightarrow Q$) e a curva de rendimento ($\eta \leftrightarrow Q$) originais, representadas por N pontos, dados por $Q_n^{Real}/Q_{nom}^{Real}$, $H_n^{Real}/H_{nom}^{Real}$ e $\eta_n^{real}/\eta_{nom}^{real}$. Ajustando-se uma curva aos pontos considerados, obtém-se uma função do tipo:

$$\frac{H_n^{Real}}{H_{nom}^{Real}} = D \left(\frac{Q_n^{Real}}{Q_{nom}^{Real}} \right)^2 + E \left(\frac{Q_n^{Real}}{Q_{nom}^{Real}} \right) + F \quad (4.28)$$

H_n^{Real}	Queda no ponto n da curva real [m]
H_{nom}^{Real}	Queda nominal da curva real [m]
Q_n^{Real}	Caudal no ponto n da curva real [l/s]
Q_{nom}^{Real}	Caudal nominal da curva real [l/s]
D,E e F	Coefficientes da curva característica [-]

A curva ($\eta \leftrightarrow Q$) originada de forma análoga:

$$\frac{\eta_n^{Real}}{\eta_{nom}^{Real}} = G \left(\frac{Q_n^{Real}}{Q_{nom}^{Real}} \right)^2 + H \left(\frac{Q_n^{Real}}{Q_{nom}^{Real}} \right) + I \quad (4.29)$$

η_n^{Real}	Rendimento no ponto n da curva real [%]
η_{nom}^{Real}	Rendimento no ponto correspondente à queda e caudal nominais na curva real [%]
G,H e I	Coefficientes da curva característica do tipo Gx^2+Hx+I [-]

Pressupondo-se que se considera como ponto de operação sob carga máxima o ponto de operação correspondente às características nominais da BFT, obtêm-se as curvas características pretendidas substituindo Q_{nom}^{Real} e H_{nom}^{Real} pelos valores de caudal e queda nominais pretendidos.

De facto, na hipótese 1, o caudal a otimizar é o caudal nominal. Na hipótese 2, o caudal máximo turbinável é objeto de otimização, pelo que nas equações

anteriormente referidas se deve exprimir o caudal nominal pela sua relação com este último.

4.3 Simplificação do modelo para utilização de duas ou três bombas

Como foi referido, é de difícil conceção um modelo para várias BFT que tenha em conta todos fatores abrangidos no modelo apresentado para uma BFT, uma vez que neste caso seria necessária a otimização simultânea dos caudais no ponto de operação sob carga total das BFT e do critério de repartição de caudais entre bombas. Assim, optou-se pela simplificação das hipóteses referidas e pela assunção de um critério de repartição de caudais. A simplificação adotada diz respeito à não consideração da performance das bombas fora do ponto de operação sob carga total, isto é, o turbinamento dá-se sempre com caudal e rendimento constantes e apenas quando o caudal na instalação é igual ou superior ao caudal no ponto de operação sob carga total. Se outras alterações não fossem efetuadas, ignorar-se-ia a possibilidade de turbinar com caudais situados à esquerda do ponto de operação sob carga total na curva da instalação. Esta decisão comportaria importantes consequências que levariam à disparidade dos resultados obtidos entre os dois modelos, se se considerar apenas uma BFT no modelo simplificado. Para correção desta diferença adotaram-se as seguintes medidas:

- Multiplicação do caudal, na função da curva de duração de caudais por um fator r de valor inferior à unidade, para que se dê o aumento do valor da frequência, compensando assim as ocorrências de caudal turbinado ignoradas;
- Redução do valor do rendimento de forma a usar um valor médio que reflita o turbinamento com rendimentos abaixo do rendimento máximo.

Os valores de r e do rendimento são obtidos por comparação de resultados entre os dois modelos, sendo utilizados posteriormente na consideração do funcionamento com duas ou com três turbinas.

Apresentam-se de seguida as restrições respeitantes ao modelo simplificado.

- Custos de equipamento

$$C_{eq} = \sum_{s=1}^S f(Q_{nom(s)}^{BFT}) \quad (4.30)$$

s	Número de ordem da BFT considerada
S	Número total de BFT na instalação
$Q_{nom(s)}^{BFT}$	Caudal nominal da BFT de ordem s [l/s]

➤ Custos de construção

$$C_{eq} = f \left(\sum_{s=1}^S Q_{nom(s)}^{BFT} \right) \quad (4.31)$$

➤ Equação da energia produzida em mês médio

Sendo $Q_{BFT(s)}$ o caudal no ponto de operação sob carga total da BFT s , na tabela 4.1, apresenta-se o critério de partilha de caudais adotado para o cálculo de energia produzida, considerando que $Q_{BFT(1)} \leq Q_{BFT(2)} \leq Q_{BFT(3)}$, que $Q_{BFT(3)} \leq Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)}$ e que cada BFT entra em funcionamento apenas após o esgotamento das capacidades da anterior (●Ativada, ○Desativada):

Caudais	BFT ₁	BFT ₂	BFT ₃
$Q_{instalação} \leq Q_{BFT(1)}$	○	○	○
$Q_{BFT(1)} \leq Q_{instalação} < Q_{BFT(2)}$	●	○	○
$Q_{BFT(2)} \leq Q_{instalação} < Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)}$	○	●	○
$Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)} \leq Q_{instalação} < Q_{BFT(3)}$	●	●	○
$Q_{BFT(3)} \leq Q_{instalação} < Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(3)}$	○	○	●
$Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(3)} \leq Q_{instalação} < Q_{BFT(2)} + Q_{BFT(3)}$	●	○	●
$Q_{BFT(2)} + Q_{BFT(3)} \leq Q_{instalação} < Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)} + Q_{BFT(3)}$	○	●	●
$Q_{instalação} \geq Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)} + Q_{BFT(3)}$	●	●	●

Quadro 4.1 – Exemplo de critério de partilha de caudais

Sendo S , o número de BFT a considerar apresentam-se de seguida as expressões de cálculo da energia produzida para a instalação de 1,2 ou 3 BFT. Pretende-se com a soma dos índices expressa nas variáveis do caudal, queda e frequência, representar a soma de caudais, a queda disponível resultante desta soma e a respetiva frequência de ocorrência ou excedência. Por exemplo:

$$Q_{BFT(1+2)} = Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)} \quad (4.32)$$

Sendo $H_{BFT(1+2)}$ a queda disponível aquando do turbinamento de $Q_{BFT(1+2)}$ e $F_{r(1+2)}$ a frequência de ocorrência ou excedência de $Q_{BFT(1+2)}$.

- S=1

$$ECR_m = NHMm \times \gamma \times \eta_{Ger} \times \eta_{transf} \times \eta_{BFT} \times Q_{BFT(1)} \times H_{BFT(1)} \times F_{r(1)} \quad (4.33)$$

- S=2

$$F_{r(2)} \leq F_{r(1)} \quad (4.34)$$

$$ECR_m = NHMm \times \gamma \times \eta_{Ger} \times \eta_{transf} \times \eta_{BFT} \times [Q_{BFT(1+2)} \times H_{BFT(1+2)} \times F_{r(1+2)} + Q_{BFT(2)} \times H_{BFT(2)} \times (F_{r(2)} - F_{r(1+2)}) + Q_{BFT(1)} \times H_{BFT(1)} \times (F_{r(1)} - F_{r(2)})] \quad (4.35)$$

- S=3

$$F_r(Q_{BFT(3)}) \leq F_r(Q_{BFT(2)}) \leq F_r(Q_{BFT(1)}) \quad (4.36)$$

Hipótese a:

$$Q_{BFT(1)} \leq Q_{BFT(2)} \quad (4.37)$$

$$Q_{BFT(3)} \leq Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)} \quad (4.38)$$

$$ECR_m = NHMm \times \gamma \times \eta_{Ger} \times \eta_{transf} \times \eta_{BFT} \times [Q_{BFT(1+2+3)} \times H_{BFT(1+2+3)} \times F_{r(1+2+3)} + Q_{BFT(2+3)} \times H_{BFT(2+3)} \times (F_{r(2+3)} - F_{r(1+2+3)}) + Q_{BFT(1+3)} \times H_{BFT(1+3)} \times (F_{r(1+3)} - F_{r(2+3)}) + Q_{BFT(1+2)} \times H_{BFT(1+2)} \times (F_{r(1+2)} - F_{r(1+3)}) + Q_{BFT(3)} \times H_{BFT(3)} \times (F_{r(3)} - F_{r(1+2)}) + Q_{BFT(2)} \times H_{BFT(2)} \times (F_{r(2)} - F_{r(3)}) + Q_{BFT(1)} \times H_{BFT(1)} \times (F_{r(1)} - F_{r(2)})] \quad (4.39)$$

Hipótese b:

$$Q_{BFT(1)} \leq Q_{BFT(2)} \quad (4.40)$$

$$Q_{BFT(3)} \geq Q_{BFT(1)} + Q_{BFT(2)} \quad (4.41)$$

$$\begin{aligned}
 ECR_m = & NHMm \times \gamma \times \eta_{Ger} \times \eta_{transf} \times \eta_{BFT} \\
 & \times [Q_{BFT(1+2+3)} \times H_{BFT(1+2+3)} \times F_{r(1+2+3)} + Q_{BFT(2+3)} \\
 & \times H_{BFT(2+3)} \times (F_{r(2+3)} - F_{r(1+2+3)}) + Q_{BFT(1+3)} \\
 & \times H_{BFT(1+3)} \times (F_{r(1+3)} - F_{r(2+3)}) + Q_{BFT(3)} \times H_{BFT(3)} \\
 & \times (F_{r(3)} - F_{r(1+3)}) + Q_{BFT(1+2)} \times H_{BFT(1+2)} \times (F_{r(1+2)} \\
 & - F_{r(3)}) + Q_{BFT(2)} \times H_{BFT(2)} \times (F_{r(2)} - F_{r(1+2)}) + Q_{BFT(1)} \\
 & \times H_{BFT(1)} \times (F_{r(1)} - F_{r(2)})]
 \end{aligned} \tag{4.42}$$

A figura 4.3 exemplifica a divisão das zonas turbináveis na hipótese “a”, e S=3, para uma melhor compressão das expressões anteriormente expostas e do critério de partilha de caudais entre as BFT.

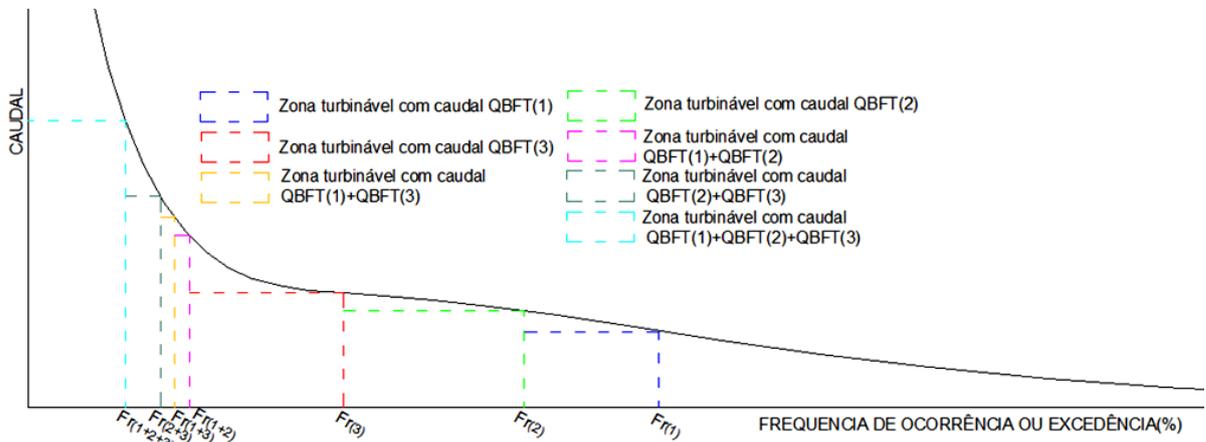


Figura 4.3 – Exemplo genérico da divisão das zonas turbináveis para S=3 e para a hipótese a

A potência declarada, necessária para efeitos do tarifário de energia, será igual à potência gerada quando do funcionamento em simultâneo das várias BFT.

4.4 Modelos de simulação de apoio à otimização

Os modelos de simulação desenvolvidos são muito semelhantes, em termos das equações utilizadas, aos modelos de otimização, passando no entanto agora a queda (H) e o caudal (Q) no ponto de operação sob carga total, a serem dados de *input*, introduzidos caso a caso pelo utilizador. Os modelos de simulação são particularmente úteis para os seguintes fins:

- Detecção de erros na formulação dos modelos de otimização;
- Situações de não convergência do modelo de otimização, em que se conhecem os valores de queda (H) e caudal (Q) de outras simulações semelhantes em que houve convergência. Usando-se estes valores como aproximação inicial, é possível através de um processo de tentativa-erro nos modelos de simulação, encontrar os valores ótimos pretendidos;
- Execução de análises de sensibilidade, onde mantendo os melhores valores de queda (H) e caudal (Q) obtidos no modelo de otimização, se fazem variar alguns parâmetros que permitam verificar a vulnerabilidade do modelo perante a ocorrência de situações diferentes das consideradas inicialmente.

5 CASO DE ESTUDO

Após o desenvolvimento do modelo é feita a sua aplicação ao Subsistema de Abastecimento do Alto do Rabagão SAA-AT-01 (Anexo A), utilizando para o efeito, o *software* de GAMS (General Algebraic Modelling System), um sistema de modelação para programação matemática e otimização, desenvolvido especificamente para problemas de programação não linear e linear.

Adotou-se para o presente caso de estudo uma duração de um ano para o período de construção do microaproveitamento, por se considerar um período de tempo razoável em empreendimentos desta dimensão. O período de exploração foi limitado aos 20 anos de duração do regime remuneratório garantido, presente no DL 225/2007 de 31 de Maio.

5.1 Breve descrição do sistema

O sistema adutor sobre o qual incide o estudo desta dissertação é o Subsistema de Abastecimento do Alto Rabagão SAA – AT – 01 (ver Anexo A). Localizado no distrito de Vila Real, na zona Norte de Portugal, e concessionado pelas Águas de Trás-os-Montes e Alto Douro (AdTMAD), providencia o abastecimento de água aos concelhos de Montalegre, Boticas e Chaves.

O sistema tem origem numa captação – jangada localizada na albufeira de fins múltiplos do Alto Rabagão, no concelho de Montalegre, na localidade de Pisões, apresentando uma cota de pleno armazenamento de 880.0 m e uma capacidade útil de 558 hm³.

A jusante da captação, e junto à mesma, localiza-se a estação de tratamento do sistema do Alto Rabagão com uma capacidade de tratamento de 828 m³/h. A partir desta, a água é transportada por bombeamento para o reservatório de distribuição principal localizado à cota de 977.5m, de onde parte um ramal de distribuição principal que termina em Chaves. Do ramal de distribuição principal derivam ramais de distribuição secundários para abastecimento aos reservatórios de distribuição das localidades adjacentes. Em termos geográficos, o sistema abrange três concelhos dos quais partem algumas ramificações. O primeiro, Montalegre, abastece os reservatórios de Penedones, Travassos da Chã, Medeiros, Montalegre, Aldeia Nova do Barroso, Vilarinho de Arcos e Cervos. O segundo, Boticas, abastece os reservatórios de Beça, Carvalhelhos, Boticas, Ventoselos, Sapiãos e Bobadela. O terceiro, Chaves, abastece a Norte os reservatórios de Sapelos, Curalha, Cando, Aboboleira, Sanjurge, Mãe de Água,

Chaves, Zona industrial, Vila Verde da Raia e Stº António de Monforte e a Sul através de derivação do ramal principal que termina em Chaves Norte abastece Vila Nova da Veiga, Vilela do Tâmega, Vilarinho das Paranheiras, Arcossó, Vidago e Loivos.

5.2 Análise de dados

5.2.1 Pontos da rede a estudar

Antes de se iniciar o estudo, foi necessário averiguar quais os locais existentes na rede que apresentam presumíveis potencialidades para a instalação do microaproveitamento. Assim, através da observação da rede de abastecimento, deteta-se a existência de três pontos de interesse no ramal principal do sistema (Ver Anexo A):

- Ponto 1 – VRP localizada no concelho de Boticas entre a derivação para Boticas e Ventoselos com uma perda de carga média de 106.96 m.c.a.³
- Ponto 2 – VRP localizada no concelho de Boticas entre a derivação para Sapiãos e Bobadela de 130.53 mc.a.⁴
- Ponto 3 – VRP localizada no concelho de Chaves entre a derivação para Sapelos e Chaves Sul de 129.06 mc.a.⁴

Estando as referidas válvulas localizadas no mesmo ramal, sendo desprezáveis os caudais nos ramais entre estas e com base em dados da AdTMAD, considera-se que o caudal que passa em cada válvula é o mesmo. Como foi justificado anteriormente, na utilização de bombas a funcionar como turbinas é desejável uma disponibilidade de caudal e da queda o menos afastados possível do ponto de operação sob carga total.

Sendo P o número total de pontos onde as VRP se situam, U o número total de troços entre o reservatório de distribuição principal e o Ponto 1 e V o número total de troços entre o Ponto 1 e os Pontos 2 e 3, tem-se a perda de carga nas válvulas redutoras de pressão, dada por:

$$\Delta H_{VRPp}(t) = Z_R(t) - \sum_{u=1}^U L_u^{R-VRPp} \times j(D_u, k_u, Q_u(t)) - H_{VRPp}^{Jusante}, \text{ para } p = 1 \quad (5.1)$$

³ Dados AdTMAD

$$\Delta H_{VRP_{p+1}}(t) = H_{VRP_p}^{Jusante} - \sum_{v=1}^V L_v^{VRP_p-VRP_{p+1}} \times j(D_v, k_v, Q_v(t)) - H_{VRP_{p+1}}^{Jusante}, \text{ para } 1 \leq p \leq P \quad (5.2)$$

$Z_R(t)$	Cota da superfície da água no reservatório no instante t [m]
u	Número de ordem do troço considerado entre o reservatório de distribuição e o Ponto 1
p	Ponto considerado
v	Número de ordem do troço considerado entre o Ponto 1 e os Pontos 2 e 3
$L_u^{R-VRP_p}$	Comprimento do troço u pertencente ao conjunto de troços do ramal principal a montante da VRP instalada no Ponto 1 [m]
$L_v^{VRP_p-VRP_{p+1}}$	Comprimento do troço v pertencente ao conjunto de troços do ramal principal entre a VRP instalada no Ponto 1 e as testantes VRP [m]
$j(D_u, k_u, Q_u(t))$	Lei de resistência adotada onde D_u é o diâmetro da conduta u , k_u é o coeficiente de resistência dependente do material e $Q_u(t)$ é o caudal no instante t [m/m]
$j(D_v, k_v, Q_v(t))$	Lei de resistência adotada onde D_v é o diâmetro da conduta v , k_v é o coeficiente de resistência dependente do material e $Q_v(t)$ é o caudal no instante t [m/m]
$H_{VRP_p}^{Jusante}$	Carga hidráulica total imposta imediatamente a jusante [m]
$H_{VRP_{p+1}}^{Jusante}$	Carga hidráulica total imposta imediatamente a jusante do ponto $p+1$ [m]
$H_{VRP_p}(t)$	Perda de carga na VRP instalada no ponto p no instante t [m]
$H_{VRP_{p+1}}(t)$	Perda de carga na VRP instalada no ponto $p+1$ no instante t [m]

Observando as equações anteriores e o Anexo A, prevê-se uma elevada variabilidade na perda de carga da VRP no Ponto 1. A alternância no tempo das condições de montante e o elevado comprimento das condutas entre a VRP deste ponto e o reservatório principal de distribuição contribuem para uma maior amplitude dos valores de perda de carga contínua. As VRP dos pontos 2 e 3, intercaladas com menores comprimentos de conduta e com condições de montante menos variáveis no tempo (uma vez que é fixa a carga hidráulica imediatamente a jusante da válvula de montante), apresentarão flutuações de pressão mais estáveis. Estas previsões foram confirmadas através de uma simulação mensal, da rede fornecida, no EPANET, com consumos médios mensais referentes ao ano de 2011 fornecidos pela AdTMAD, um fator de ponta mensal de 1.0 e uma mobilização total do volume de água dos reservatórios, sem ultrapassar o volume mínimo exigido, apresentando-se no Anexo B, os gráficos $\Delta H_{VRP_p} \leftrightarrow t$, para as VRP nos pontos 1, 2 e 3 respetivamente. Ao contrário das VRP nos pontos 2 e 3, no ponto 1 não se verifica a existência de intervalos de tempo onde haja uma

manutenção da perda de carga, observando-se ainda uma amplitude de variação desta grandeza muito maior em relação às VRP dos pontos restantes. Por este motivo, optou-se por excluir a VRP do ponto 1 do caso de estudo, incidindo este, apenas sobre as VRP dos pontos 2 e 3.

5.2.2 Consumos

Num sistema de abastecimento de água os consumos variam a cada instante. Os hábitos de consumo de uma população, as suas rotinas diárias e necessidades de consumo, variáveis de mês para mês, permitem a definição de padrões de consumo. Os fatores de ponta diários estão relacionados com a cultura e hábitos característicos da população e os fatores de ponta mensais e anuais com o número de consumidores.

A introdução de consumos no EPANET é feita diretamente nos nós através da atribuição de um consumo-base, ao qual é associado um padrão temporal de consumo que representa o comportamento ao longo do dia, sendo também possível a atribuição de um fator de consumo que afeta toda a rede durante o tempo de simulação.

Os dados fornecidos pela AdTMAD, são respeitantes apenas a reservatórios com consumos significativos, neste caso, todos localizados em Chaves Norte e Chaves Sul. Sendo a atribuição individual de fatores de consumo mensais a cada reservatório um processo moroso, procurou-se definir, com o menor erro possível, fatores de consumo mensais gerais, representativos do conjunto dos reservatórios.

Considere-se R o número total de reservatórios e M o número total de meses do ano. O cálculo de um fator de consumo mensal global ponderado é dado por:

$$C_r^A = \sum_{m=1}^{M=12} C_r^m, \text{ para } 1 \leq r \leq R \quad (5.3)$$

$$f_r^m = \frac{C_r^m}{C_r^A/12}, \text{ para } 1 \leq r \leq R \quad (5.4)$$

$$f_G^m = \left(\sum_r C_r^m \times f_r^m \right) / \left(\sum_r C_r^m \right), \text{ para } 1 \leq m \leq M \quad (5.5)$$

r	Reservatório considerado
C_r^m	Consumo mensal no reservatório r [l/s]
C_r^A	Consumo anual no reservatório r [l/s]
n_m	Número de dias do mês m [-]
f_r^m	Fator de consumo do reservatório r em cada mês [-]
f_G^m	Fator de consumo mensal global da rede em cada mês [-]

Obtendo-se assim a distribuição apresentada na Figura 5.1 para os fatores de consumo mensais da rede:

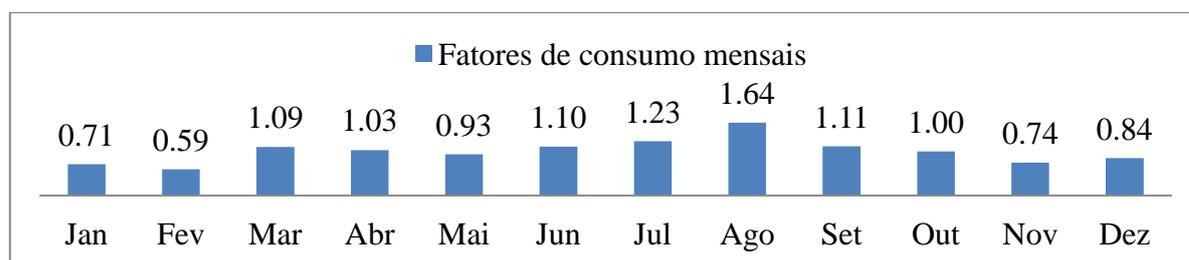


Figura 5.1 – Fatores de consumo mensal globais

Os padrões temporais diários de consumo da Figura 5.2 foram fornecidos juntamente com a rede, havendo, para os reservatórios com dados disponíveis, dois padrões distintos, um para Chaves Norte e outro para Chaves Sul.

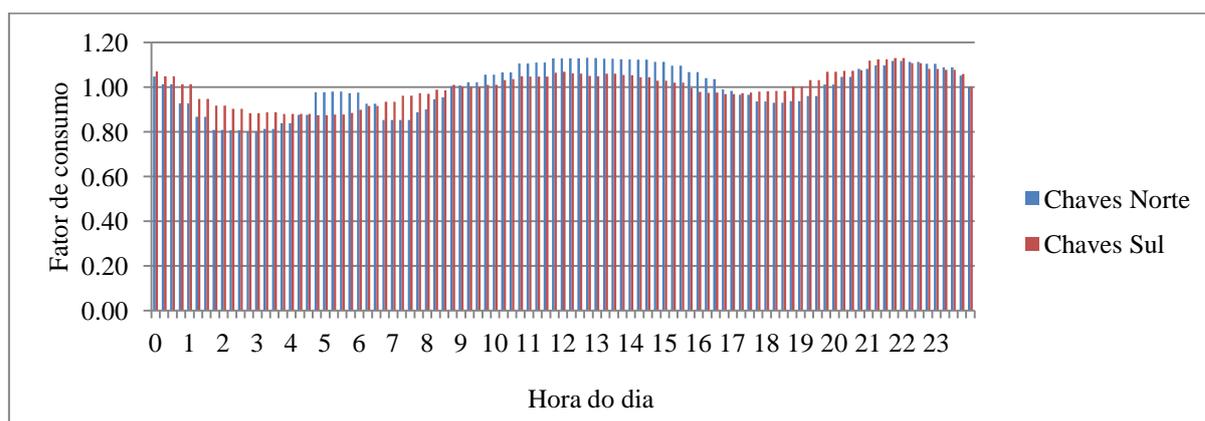


Figura 5.2 – Padrões temporais diários de consumo

5.2.3 Curvas características Perda de carga/Caudal

A partir dos dados de perda de carga e caudal obtidos nas simulações hidráulicas, e do conhecimento das pressões impostas a jusante da VRP no ponto 2 (106.0m.c.a.) e da VRP no ponto 3 (49.0m.c.a.) foi possível obter as correspondentes curvas características $H \leftrightarrow Q$ da instalação, apresentadas na figura 5.3. A perda de carga nas VRP será aproveitada para acionar as BFT, sendo por isso também designada por queda útil como já foi anteriormente referido.

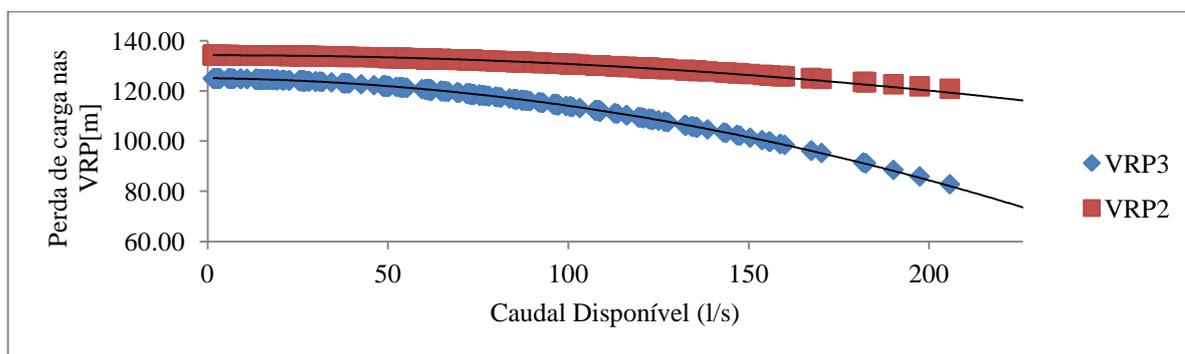


Figura 5.3 – Curvas características da instalação na VRP2 e VRP3

$$H_{inst}^{VRP2}(Q_{inst}) = -0.0004 \times Q_{inst}^2 + 0.0008 \times Q_{inst} + 134.19 \quad (5.6)$$

$$H_{inst}^{VRP3}(Q_{inst}) = -0.0009 \times Q_{inst}^2 - 0.0169 \times Q_{inst} + 125.07 \quad (5.7)$$

$H_{inst}^{VRP2}(Q_{inst})$	Perda de carga na VRP2 [m]
$H_{inst}^{VRP3}(Q_{inst})$	Perda de carga na VRP3 [m]

5.2.4 Curvas características da BFT e performance do equipamento elétrico auxiliar

Para definição das curvas adimensionais $H \leftrightarrow Q$ e $\eta \leftrightarrow Q$, utilizou-se a curva apresentada no Anexo E fornecida pela KSB, pois apresenta valores de caudal e queda nominais, muito próximos dos disponíveis nos pontos da instalação considerados.

Assim, obtiveram-se, através do ajuste de funções parabólicas aos pontos adimensionais, as seguintes equações:

➤ Curva adimensional $H \leftrightarrow Q$:

$$\frac{H_{BFT}}{H_{nom}^{BFT}} = 1.0084 \left(\frac{Q_{BFT}}{Q_{nom}^{BFT}} \right)^2 - 0.6953 \left(\frac{Q_{BFT}}{Q_{nom}^{BFT}} \right) + 0.6963 \quad (5.8)$$

➤ Curva adimensional $\eta \leftrightarrow Q$:

$$\frac{\eta_{BFT}}{\eta_{nom}} = -1.8413 \left(\frac{Q_{BFT}}{Q_{nom}^{BFT}} \right)^2 + 3.9684 \left(\frac{Q_{BFT}}{Q_{nom}^{BFT}} \right) - 1.1035 \quad (5.9)$$

Os dados relativos ao desempenho dos restantes equipamentos do grupo turbogerador, ou seja, rendimento do motor de indução, e rendimento do equipamento electro mecânico auxiliar tomam os seguintes valores considerados constantes (Evans Engineering UK citado por (Teuteberg, 2010)):

- Rendimento do motor de indução=85%
- Rendimento do transformador e equipamento eletromecânico auxiliar=98%

5.2.5 Considerações na análise de viabilidade económica

No presente subcapítulo, apresentam-se os valores adotados para os diferentes parâmetros utilizados na componente de análise de viabilidade económica dos modelos de otimização e as fórmulas adotadas para o cálculo dos diferentes custos. Estes procuram reproduzir da forma mais realista possível, aquilo que seria um investimento num micro aproveitamento em Portugal.

➤ Taxa de atualização e Taxa de juro

A atualização dos fluxos de tesouraria apresentados nos modelos, requer a definição de uma taxa de atualização, que represente o prémio exigido pelo investidor como forma de compensação do risco e da incerteza quanto ao recebimento de benefícios futuros. A taxa de atualização é constituída por três componentes (taxas) (Baptista & Lopes, 2006):

$$i = [(1 + T_1) \times (1 + T_2) \times (1 + T_3)] - 1 \quad (5.10)$$

T ₁ :Rendimento real	Remuneração real desejada para os capitais próprios (normalmente utiliza-se a taxa de remuneração real de ativos sem risco)
T ₂ :Prémio de risco	Prémio anual de risco
T ₃ :Inflação	Taxa de inflação

No presente estudo, considerou-se a T₁ e T₃ representadas por uma taxa apenas, a TANL de um depósito a longo prazo (investimento com risco praticamente nulo). Para tal consultou-se uma lista dos principais bancos a atuar no mercado e escolheu-se um valor médio de 2.5% durante os 5 anos de duração do depósito.

A definição da componente T₂ teve em conta as seguintes hipóteses:

- Crescimento constante dos índices de preços no consumidor através do ajuste de uma função linear aos dados de índices existentes;
- Consideração de uma taxa de atualização constante, uma vez que o depósito considerado para a sua definição é para um prazo de 5 anos e se desconhece a TANL a partir destes;
- Incerteza em relação ao funcionamento do aproveitamento ao longo dos 20 anos de exploração sem qualquer interrupção.

Analisados estes aspetos, considerou-se razoável assumir uma taxa de risco de 2%

A taxa de juro dos empréstimos definiu-se a partir de um acréscimo em relação à taxa de atualização definida para cada cenário, sendo o valor adotado de 1%.

➤ Custos envolvidos

Os custos envolvidos (IVA não incluído) englobam os custos de construção civil, os custos do equipamento eletromecânico (bomba, motor de indução, válvulas, e equipamento elétrico auxiliar) e condutas, sendo os primeiros dados por (AdP – Águas de Portugal, 2008):

$$C_{cc} = 39904 + 374 \times Q_{nom}^{BFT} + 0.15 \times Q_{nom}^{BFT} \times H_{nom}^{BFT} \quad (5.11)$$

A fórmula apresentada diz respeito a estações elevatórias. Uma vez que se trata de um micro aproveitamento hidroelétrico utilizando bombas a funcionar como turbinas, assumiu-se que os custos seriam semelhantes.

Na ausência de dados concretos sobre o custo de instalações utilizando BFT, comparam-se inicialmente o conjunto de dados apresentados no Anexo G com a equação 5.12 (indicada para equipamentos de estações elevatórias (AdP – Águas de Portugal, 2008)):

Obteve-se um custo de instalação de 54250.9€ para o conjunto dos pontos anteriormente referidos e de 145992.73€ utilizando a equação 5.12 com os valores de queda e caudal nominais da referida bomba ($Q_{nom}^{BFT}=30l/s$; $H_{nom}^{BFT}=138m$). O primeiro valor representa 37.16% do segundo, optando-se por afetar a fórmula 5.12 desta percentagem, após o que foi adotada no modelo. Existindo atualmente VRP nos locais, o custo destas não foi considerado.

$$C_{EQUIPAMENTO} = 1317 \times (Q_{nom}^{BFT})^{0.769} \times (H_{nom}^{BFT})^{0.184} + 2092 \times (Q_{nom}^{BFT} \times H_{nom}^{BFT})^{0.466} \quad (5.12)$$

Segundo Vayda (citado por (Teuteberg, 2010)), os custos totais de exploração durante o período de exploração de micro aproveitamentos hidroelétricos situam-se entre 5% e 14% do custo de investimento. Como se trata de bombas a funcionar como turbina, e sendo uma das suas principais vantagens em relação às turbinas o seu baixo custo de manutenção, o valor adotado foi de 7%. No presente estudo os custos de exploração foram convertidos em anuidades.

5.2.6 Evolução dos índices de preços no consumidor (IPC)

Para consideração dos futuros índices de preços no consumidor, ajustou-se uma função linear aos dados disponíveis desde Janeiro de 1977 até à atualidade, sendo a representação gráfica do ajuste apresentada no Anexo H.

5.2.7 Evolução demográfica

Consultando-se dados relativos à evolução da população no concelho de Chaves verificou-se uma tendência para o decréscimo populacional a partir dos anos 60. Assim, pode verificar-se na Figura 5.4, o ajuste de uma função linear (Equação 5.13) aos dados de população. Considerou-se que a tendência de decréscimo do número de habitantes se irá manter de 2011 até ao ano horizonte de projeto.

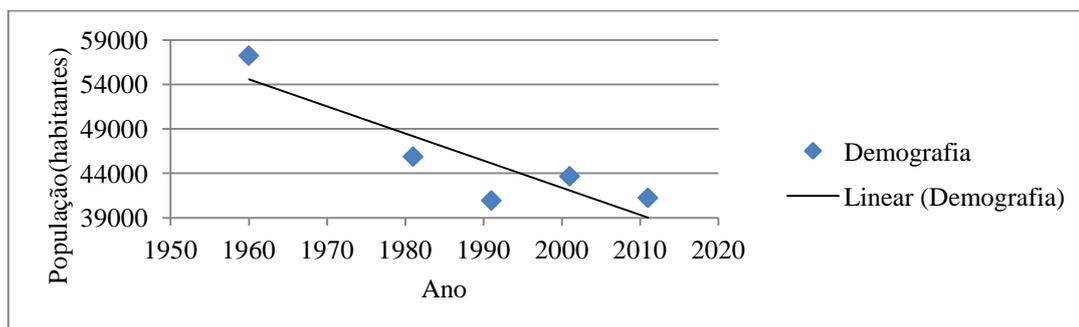


Figura 5.4 – Dados de evolução da população no Concelho de Chaves e ajuste de função linear

$$lep(a) = -481.95 \times a + 57243 \quad (5.13)$$

5.3 Cenários considerados

No presente estudo, procurou abordar-se a possibilidade de ocorrência de diferentes cenários, quer ao nível das regras de adução dos reservatórios, quer ao nível do tipo de investimento a levar a cabo. Desta forma será possível a escolha da regra de adução mais rentável, bem como o cenário de investimento mais favorável, tendo em conta diferentes pontos de vista.

5.3.1 Diferentes cenários de adução dos reservatórios e respetivas curvas de duração de caudais

A utilização de sensores de nível nos reservatórios permite o estabelecimento de limites máximos e mínimos de altura de água, a partir das quais se dá a abertura ou fechamento de uma válvula instalada a montante destes. Estes limites condicionam o caudal escoado na instalação em cada instante e como tal a curva de duração de caudais. Assim, no presente estudo, considerou-se a possibilidade de ocorrência de três cenários distintos (Anexo D):

- Cenário A – Abertura das válvulas individualmente assim que seja mobilizado um volume correspondente a um abaixamento de 15 cm no nível de água do reservatório a partir do nível de pleno armazenamento;
- Cenário B – Abertura das válvulas individualmente assim que seja mobilizado metade do volume do reservatório a partir do nível de pleno armazenamento;
- Cenário C – Abertura das válvulas individualmente assim que seja mobilizado todo o volume do reservatório.

Com o intuito de se definirem as curvas de duração de caudais aduzidos (Anexo F), foram efetuadas no EPANET, para cada cenário, simulações individuais com as seguintes características:

- Carregamento dos nós com os consumos médios mensais fornecidos pela AdTMAD (Anexo C);
- Nível de água inicial dos reservatórios igual ao nível máximo;
- Duração da simulação de 31 dias;
- Consideração de um fator de ponta mensal unitário;
- Intervalo de discretização no tempo de 15 minutos.

Uma vez que no modelo não são considerados valores discretos de caudal, mas sim uma curva de caudais, não é possível saber o horário a que ocorre o turbinamento, dificultando assim a definição de um valor de $KMHO_m$. Assim, de forma a não comprometer o rigor do estudo, e na posse dos valores discretos para construção das curvas de caudais, define-se o valor de $KMHO_m$ através de um processo iterativo. Considera-se inicialmente um valor unitário e corre-se o modelo de otimização, recalculando-se o $KMHO_m$ através da análise de uma folha de cálculo de *Microsoft EXCEL*, do posto horário dos resultados obtidos. Exportando este valor para o modelo de otimização, repete-se este processo até que seja mínima a diferença do valor de $KMHO_m$ entre iterações sucessivas.

5.3.2 Cenários de investimento

Quando se pretende investir, qualquer que seja o projeto, é importante antever algumas situações adversas que possam surgir e avaliar de que forma se deve processar o investimento com vista a maximizar a sua rentabilidade. Assim, a avaliação da viabilidade económica do empreendimento foi realizada tendo em conta a variabilidade de diversos fatores cuja conjugação permite a criação de diferentes cenários:

- Consideração de diferentes percentagens de empréstimo face ao investimento total: 0%,50%,100%;
- Consideração de dois períodos diferentes de amortização do empréstimo: 10 e 20 anos.

6. ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

6.1 Processo de cálculo

A aplicação do modelo desenvolvido ao caso de estudo tem o objetivo de esclarecer o investidor sobre as conjugações de fatores que proporcionam maior rentabilidade ao seu investimento e as que lhe permitem obter o retorno do investimento num mais curto espaço de tempo. Recordando através da observação da figura 6.1, os cenários possíveis ao investimento para instalação de uma, duas ou três BFT, conclui-se a necessidade de adoção de uma estratégia eficaz, que permita atingir em tempo útil as metas propostas, e permita justificar as diferenças obtidas entre os diferentes panoramas considerados.

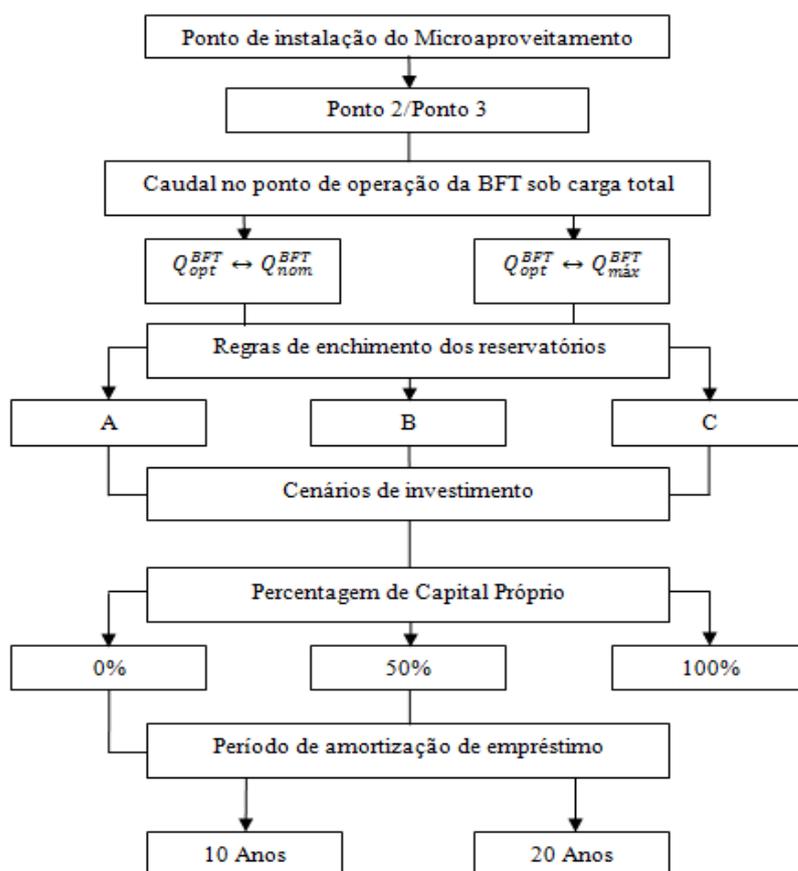


Figura 6.1 – Esquema-resumo dos cenários considerados

A morosidade da análise individual de todas as conjugações de fatores possíveis inviabilizaria a realização do estudo em tempo útil, assim, apresenta-se de seguida a adoção de uma estratégia que permite evitar a consideração de casos cujos resultados são desprezáveis:

- 1) Melhor cenário - Utilizando o modelo complexo e considerando todas as conjugações de fatores possíveis, encontrar o melhor cenário de investimento.
- 2) Análise de sensibilidade - Execução de algumas simulações considerando o melhor cenário encontrado na alínea 1 fazendo variar individualmente alguns parâmetros do modelo, de forma a avaliar a vulnerabilidade do investimento perante a ocorrência de situações diferentes das consideradas para obtenção da solução ótima.
- 3) Viabilidade do modelo simplificado - Utilizando o modelo simplificado, simular com a conjugação de fatores do melhor cenário obtido na alínea 1), definindo um fator r e um rendimento máximo que levam à obtenção de resultados o mais semelhantes possível entre o modelo simplificado e o modelo complexo, permitindo a calibração do primeiro.
- 4) Número de bombas - Utilização do modelo simplificado anteriormente calibrado, considerando apenas o melhor cenário encontrado na alínea 1, de forma a verificar as diferenças resultantes da utilização de maior número de bombas.

A representação do modelo no *software* GAMS careceu da utilização da função módulo (*abs*) em diversas restrições, obrigando à resolução do modelo como sendo do tipo *Non Linear Programming With Discontinuous Derivates (DNLP)*. O *hardware* utilizado para este efeito foi um computador munido de um processador *Intel Pentium Dual CPU 3200 2.00 GHz* com memória de 3.00 GB.

Foram testados dois diferentes *solvers* disponíveis no GAMS, o CONOPT e o MINOS, indicados para este tipo de programação. Em programação não linear é de extrema importância a definição de valores máximos e mínimos para as variáveis, bem como a definição de um ponto inicial, a partir da qual o *solver* inicia a procura da solução ótima. Estas medidas são cruciais e a sua correta definição dita a convergência ou não do modelo e a obtenção de uma solução ótima. Com o auxílio dos modelos de simulação criados em folhas de cálculo *Microsoft EXCEL* foi possível adotar um ponto inicial e definir limites superiores e

inferiores para o domínio das variáveis. Apesar do esforço efetuado nesse sentido e dos vários pontos iniciais considerados, apenas se atingiu a convergência e se obtiveram soluções ótimas aquando da utilização do *solver* CONOPT, sendo a utilização do *solver* MINOS infrutífera. O tempo necessário à resolução do modelo variou entre 5 e 20 segundos, utilizando uma memória de aproximadamente 2.50 MB.

6.2 Ponto de instalação do micro aproveitamento

Como já foi apresentado, irão considerar-se os pontos 2 e 3, onde atualmente operam VRP, para a possível instalação do microaproveitamento. Procurar-se-á investigar a influência de dois fatores determinantes na viabilidade do empreendimento:

- O VRD_m auferido mensalmente em cada ponto;
- O custo total do microaproveitamento.

Os resultados apresentados no Quadro 6.1, em termos de valores médios de queda e caudal nominais, evidenciam as diferenças esperadas entre os dois pontos.

Ponto de operação sob carga total otimizado	Caudal e queda nominais médios	Ponto 2	Ponto 3
Q_{nom}^{BFT}	Q_{nom}^{BFT} [l/s]	33.7	30.9
	H_{nom}^{BFT} [m]	133.8	123.9
$Q_{máx}^{BFT}$	Q_{nom}^{BFT} [l/s]	27.6	25.7
	H_{nom}^{BFT} [m]	86.6	80.1

Quadro 6.1 – Valores médios de queda e caudal nominais para os diferentes pontos de instalação no ramal principal e pontos de operação da BFT

Se por um lado, o Ponto 2, apresentando um maior caudal e queda nominais, proporciona uma remuneração mensal superior ao Ponto 3, uma vez que as frequências de ocorrência dos caudais turbinados nos dois pontos serão bastante próximas, por outro lado, sendo o custo total do empreendimento proporcional ao caudal e queda nominais, verifica-se um menor dispêndio de capital na construção do microaproveitamento no Ponto 3.

Os resultados obtidos revelam que, no presente caso de estudo, o peso do VRD_m auferido pelo microaproveitamento é superior a um menor custo de construção, verificando-se diferenças de valores, não só ao nível do VAL obtido, mas também no período de recuperação

(*payback period*). Assim, no Ponto 2, e sem exceção em qualquer cenário, são obtidos VAL substancialmente superiores e valores de *payback period* ligeiramente inferiores aos obtidos no Ponto 3, colocando o primeiro numa posição preferencial ao investimento.

6.3 Caudal no ponto de operação sob carga total da BFT

Recordando a definição anteriormente exposta, o caudal no ponto de operação sob carga total da BFT, refere-se ao caudal no ponto de intersecção entre a curva $H \leftrightarrow Q$ da BFT e a curva $H \leftrightarrow Q$ da instalação, sendo portanto uma situação em que não há necessidade de dissipar o excesso de carga através da válvula de controlo da BFT. No presente modelo, foram tidas em consideração duas hipóteses diferentes para o ponto de operação sob carga total da turbina. A primeira hipótese, mais convencional, considera o ponto de operação sob carga total igual ao ponto onde o rendimento da turbina é máximo, ou seja, o ponto representado pelo caudal e queda nominais. A segunda hipótese, sem referências de que tenha sido já executada ou aplicada em termos práticos, considera o ponto de operação sob carga total com caudal igual ao máximo admitido pela BFT. Após obtenção de resultados, à primeira vista e observando a Figura 6.2, que representa um exemplo das curvas das BFT, respeitantes neste caso ao melhor cenário obtido (coincidente em cada hipótese), seria de esperar da parte da hipótese 2, uma maior produção de energia e conseqüentemente uma maior remuneração mensal, devido à proximidade dos pontos de operação e ao turbinamento de uma mais ampla gama de caudais que na hipótese 1.

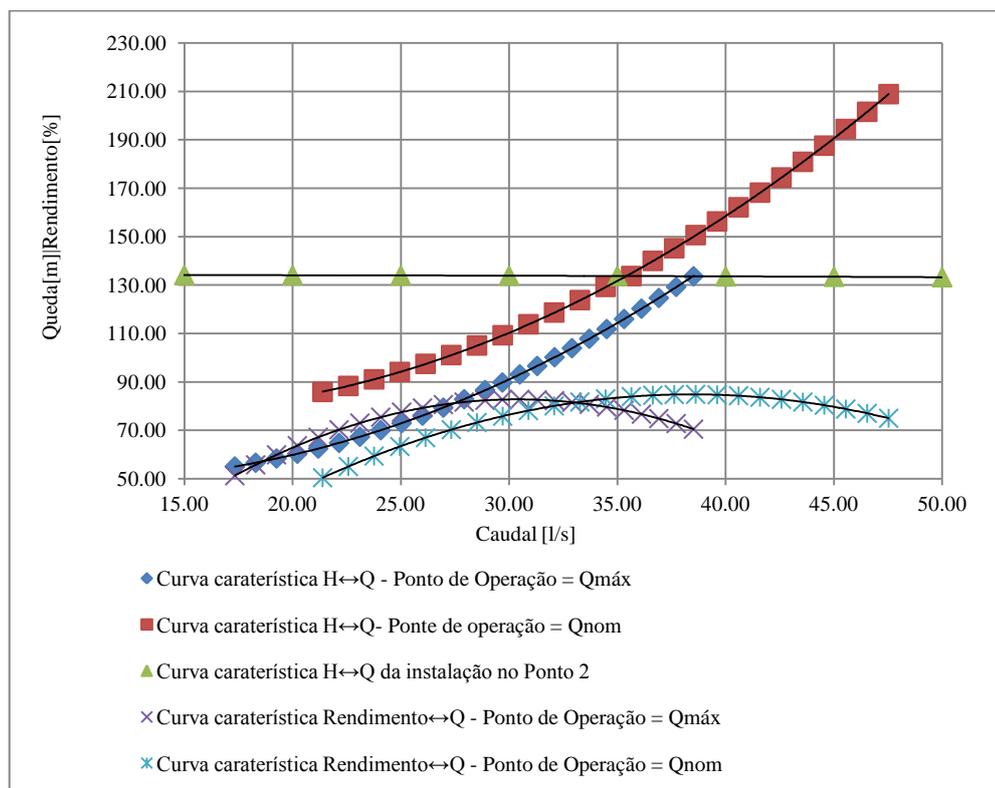


Figura 6.2 – Curvas características das BFT para os melhores cenários obtidos nos diferentes pontos de operação considerados

Contudo, observando o Anexo I, verifica-se em todos os cenários, que a energia entregue à rede e a remuneração mensal obtidas pela segunda hipótese, são próximas, mas inferiores às obtidas na primeira hipótese, pois embora a gama de caudais turbináveis aumente e o caudal no ponto de operação sob carga total seja ligeiramente superior, o funcionamento da BFT ocorrerá também numa maior gama de rendimentos, representando a zona de funcionamento uma gama superior de rendimentos abaixo do rendimento máximo e ainda assim, a hipótese 2 apresenta em todos os cenários, VAL superiores e valores de *payback period* inferiores à hipótese 1, devendo-se este resultado ao facto de o custo do empreendimento ser proporcional ao caudal e queda nominais, e estes terem valores substancialmente inferiores na segunda hipótese.

Para uma melhor percepção daquilo que foi anteriormente exposto, apresenta-se de seguida uma comparação geral entre os valores médios de algumas variáveis, obtidos para as duas hipóteses:

- O caudal nominal médio considerando da hipótese 2 representa entre 81% a 84% do caudal médio nominal da hipótese 1;
- A queda nominal média considerando a hipótese 2 representa 65% da queda nominal média da hipótese 1
- O rendimento médio considerando a hipótese 2 é de cerca de 55% e o da hipótese 1 é de cerca de 61%
- A potência declarada média considerando a hipótese 2 representa entre 95% a 99% da potência declarada média da hipótese 1;
- A energia média produzida considerando a hipótese 2 representa 93% a 97% da energia média produzida pela hipótese 1;
- O VRDm médio auferido considerando a hipótese 2 é de cerca de 95% o VRDm médio auferido na hipótese 1;
- O custo total médio do microaproveitamento considerando a hipótese 2 é aproximadamente 86% do custo total médio do microaproveitamento da hipótese 1
- A proporcionalidade entre os VAL e os períodos de *payback period* varia dentro de cada regra de adução dos reservatórios e dentro de cada cenário de investimento, sendo sempre superior na hipótese 2.

6.4 Regras de adução dos reservatórios

Após análise dos resultados obtidos, verifica-se ser a regra de adução A a mais vantajosa, quer do ponto de vista da maior rentabilidade obtida, quer do ponto de vista do menor período para recuperação do capital investido. Em conformidade com as figuras 6.3,6.4 e 6.5, podem enunciar-se alguns fatores que levam a esta diferença:

- Na regra de adução A, a reduzida mobilização do volume de armazenamento dos reservatórios leva a que o funcionamento da BFT acompanhe mais rigorosamente as pontas de consumo de água, as quais em geral estão em fase com as pontas de consumo de energia elétrica;
- Nas regras de adução B e C, a maior mobilização do volume de armazenamento dos reservatórios, leva a que o funcionamento da BFT não faça o

acompanhamento das pontas de consumo, ocorrendo com interrupções muito superiores ao caso da regra de adução A.

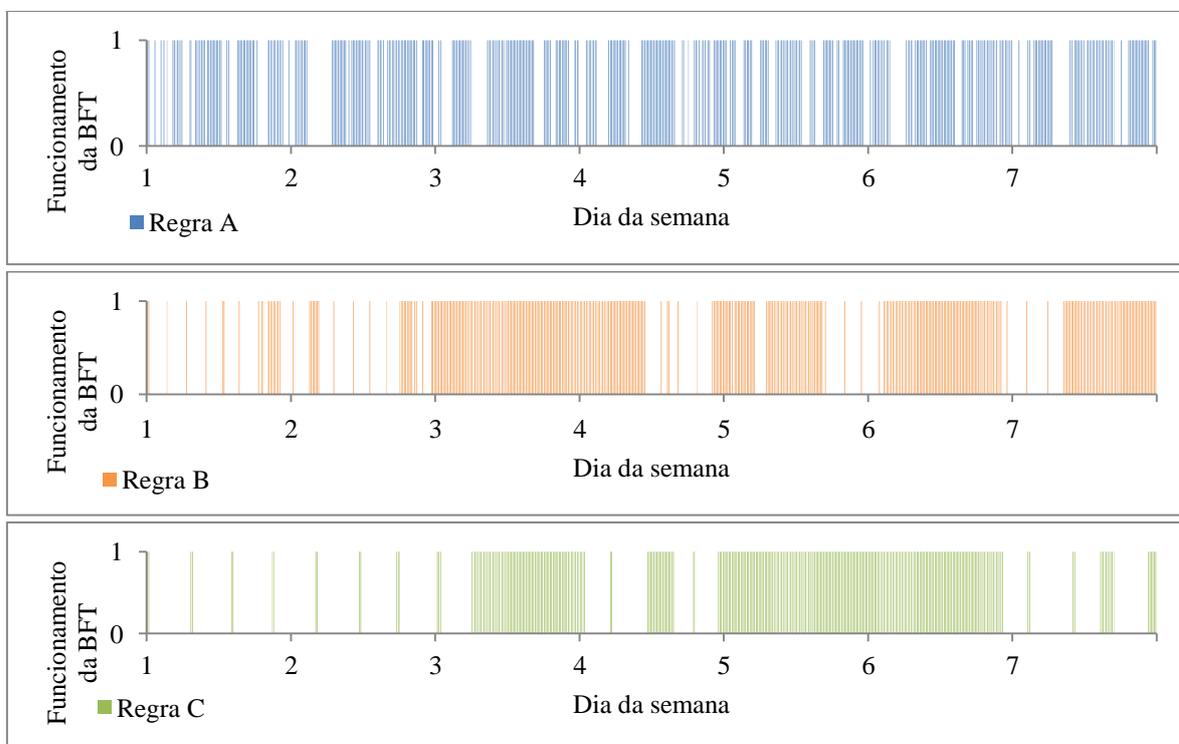


Figura 6.3, 6.4 e 6.5 – Estado ON/OFF da BFT no melhor resultado obtido para a regra A, B e C de adução dos reservatórios, durante uma semana de um mês médio.

Justifica-se assim a obtenção de um coeficiente de modulação KMHO superior no cenário A, visto as horas de ponta de consumo coincidirem em alguns instantes com as horas de ponta do tarifário. Para melhor compreensão do que foi exposto, apresentam-se no Quadro 6.2 um exemplo das horas mensais de funcionamento em ponta e em vazio de cada regra de adução, neste caso, para o melhor cenário obtido em cada uma.

Regra de adução dos reservatórios	Horas de Ponta e Cheia	Horas de Vazio	Total
A	306.50	181.50	488.00
B	277.25	215.25	492.50
C	251.75	200.75	452.50

Quadro 6.2 – Número de horas de funcionamento das BFT no melhor cenário para cada regra de adução dos reservatórios

Apesar das diferenças verificadas para os valores do coeficiente KMHO nas várias regras, era expectável que esta fosse mais significativa. Tendo em conta os fatores de consumo da Figura 6.6, verifica-se que além de as diferenças entre os fatores nas horas de ponta e os fatores nas horas de vazio serem pouco acentuadas, também os seus valores máximos são baixos e próximos da média de valor 1.0, contribuindo para uma adução mais diluída em vez de acompanhar as pontas de consumo. Além disso verifica-se que aproximadamente entre as 17h e as 20h os fatores de ponta situam-se abaixo desta média, existindo pontas de consumo aproximadamente entre as 11h e as 15h e entre as 22h e as 00h30min. Na figura 6.6 apenas se apresenta o padrão de Chaves Norte pela sua semelhança ao de Chaves Sul e por ser na primeira zona que se localizam os maiores consumos.

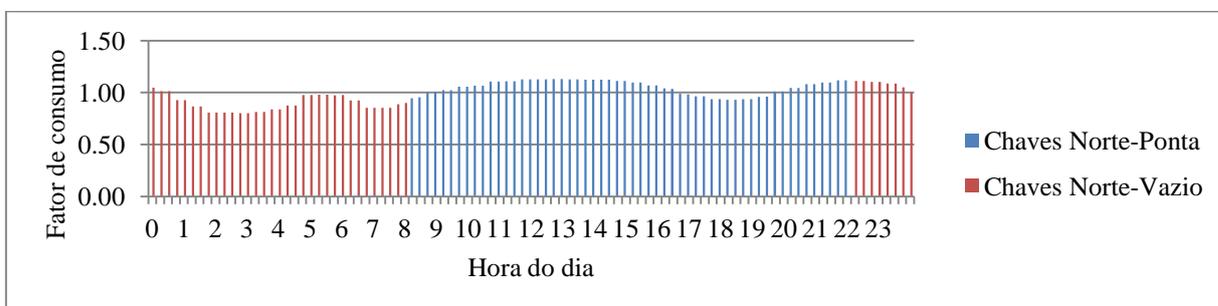


Figura 6.6 – Fatores de consumo diários em Chaves Norte

Além do fator KMHO, também os valores obtidos para as diferentes grandezas são resultado das diferentes frequências de caudais verificadas em cada regra de adução dos reservatórios. Tendo como exemplo os melhores cenários encontrados para cada regra, e observando o quadro 6.2 e as curvas de caudais do Anexo E, verifica-se que a regra A e B apresentam valores de frequência do caudal nominal, pontos de operação e número de horas de adução muito semelhantes, sendo esta última e o caudal nominal, superiores às obtidas para a regra C. Justifica-se assim o distanciamento da rentabilidade das primeiras duas em relação à última regra.

As diferenças entre a regra A e B devem-se, como foi referido anteriormente, ao horário a que se dá o funcionamento da BFT e a uma entrega de energia ligeiramente superior na regra A, diretamente relacionada com o desenvolvimento das curvas de caudais no intervalo de caudais turbinados. Esta diferença entre a energia entregue à rede acentua-se quando o caudal no ponto de operação sob carga total da BFT é igual ao caudal máximo por esta admitida, devendo-se este facto à maior amplitude de caudais envolvida, e consequentemente uma maior zona das curvas de caudais.

6.5 Cenários de investimento

Os resultados obtidos são bastante esclarecedores acerca da melhor forma de investir para diferentes prioridades do investidor. Assim, se este pretender rentabilizar ao máximo o seu investimento, deverá financiar-se com capital próprio, obtendo assim um maior VAL, do que recorrendo a um empréstimo bancário. Por outro lado, a rentabilização máxima do investimento implica um maior período para recuperação do capital investido e para começar a dar lucro, ou seja, apresenta um maior *payback period*. Assim, se o investidor pretender uma recuperação mais rápida do seu investimento, deverá financiar-se através do recurso a um empréstimo e efetuar a sua liquidação no maior período de tempo possível, implicando desta forma um menor lucro obtido do que investindo 100% de capital próprio. Assim, os resultados obtidos e apresentados no Anexo I, permitem concluir que:

- O VAL é diretamente proporcional à percentagem de capital próprio e inversamente proporcional ao período de liquidação do empréstimo. Nesta ótica, o melhor investimento ocorre para um financiamento do empreendimento apenas com capital próprio;
- O *payback period* é, para cada percentagem de capital próprio, inversamente proporcional ao período de liquidação do empréstimo. Nesta ótica, o melhor investimento ocorre para um financiamento do empreendimento em 100% através de empréstimo e liquidação deste em 20 anos.

Apresentam-se nas Figuras 6.7 e 6.8, os gráficos que representam as diferenças verificadas em termos de VAL e *payback period* respetivamente, para o melhor local de instalação do microaproveitamento, melhor ponto de operação sob carga total da BFT e melhor regra de adução dos reservatórios, considerando diferentes cenários de empréstimo.

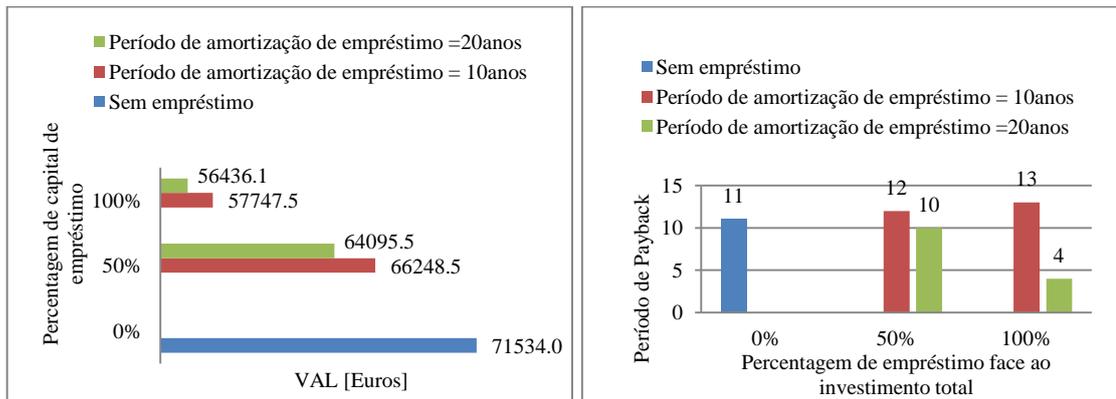


Figura 6.7 e 6.8 – Diferenças verificadas em termos de VAL e *payback period* para o melhor local de instalação do microaproveitamento

Após a análise efetuada, neste e nos subcapítulos anteriores, em termos do melhor local para localização do micro aproveitamento, ponto de operação sob carga total, regra de adução dos reservatórios e financiamento do investimento, apresentam-se resumidamente no Quadro 6.3, as características gerais do cenário com maior VAL e do cenário com menor *payback period*.

Cenário		Maior VAL	Menor Payback period
Local de instalação do Microaproveitamento		2	2
Caudal no ponto de operação sob carga total da BFT		Q_{\max}^{BFT}	Q_{\max}^{BFT}
Regra de adução do reservatório		A	A
Percentagem de capital próprio		100%	0%
Período de amortização do empréstimo		-	20 Anos
Caudal máximo turbinável	Q_{\max}^{BFT} [l/s]	38.6	37.1
Queda máxima turbinável	H_{\max}^{BFT} [m]	133.7	133.7
Caudal nominal	$Q_{\text{nom}}^{\text{BFT}}$ [l/s]	28.9	27.9
Queda nominal	$H_{\text{nom}}^{\text{BFT}}$ [m]	86.6	86.6
Caudal mínimo turbinável	Q_{\min}^{BFT} [l/s]	17.4	16.7
Queda mínimo turbinável	H_{\min}^{BFT} [m]	55.0	55.1
Potência declarada	POT_{dec} [kW]	31.1	30.0
Energia entregue à rede	ECR_m [kW.h]	14017.2	13869.9
Custos de construção civil	C_{cc} [€]	51096	50685
Custos de equipamento	C_{eq} [€]	44601	43669
Custo total (C/IVA)	CT [€]	117707	116055
Anuidade de empréstimo	A_e [€]	-	9711
Anuidade de custos de exploração	AC_{EXP} [€]	633	624
Remuneração mensal média	VRD_m [€]	1115	1105
VAL	[€]	71534	56436
Payback	[Anos]	11	4

Quadro 6.3 – Características gerais do cenário com maior VAL e do cenário com menor *payback period*.

6.6 Análise de sensibilidade

Para avaliar a vulnerabilidade do investimento face à alteração imprevista de alguns fatores envolvidos no empreendimento, apresenta-se de seguida, uma breve análise de sensibilidade, onde, através da utilização dos modelos de simulação, se faz a variação individual de alguns parâmetros considerados determinantes, e se avalia o seu impacto no investimento de acordo com os resultados obtidos no modelo de otimização. A variação dos

parâmetros, apresentada em baixo, será realizada para os dois cenários do Quadro 6.3, afetando todo o período do empreendimento:

1. Taxa de Atualização
2. Taxa de Juro
3. Custos de exploração
4. Remuneração mensal
5. Custos totais

6.6.1 Taxa de atualização

A avaliação da taxa de atualização a utilizar num estudo pode, por vezes, ser efetuada por defeito, e desta forma iludir o investidor quanto à rentabilidade do seu investimento. Assim, não sendo este estudo uma exceção, efetuou-se a variação da mesma, de forma a avaliar-se a evolução do VAL e a definir-se a TIR do empreendimento para os melhores cenários anteriormente considerados. Apresenta-se na figura 6.9 a variação do VAL com o aumento da taxa de atualização.

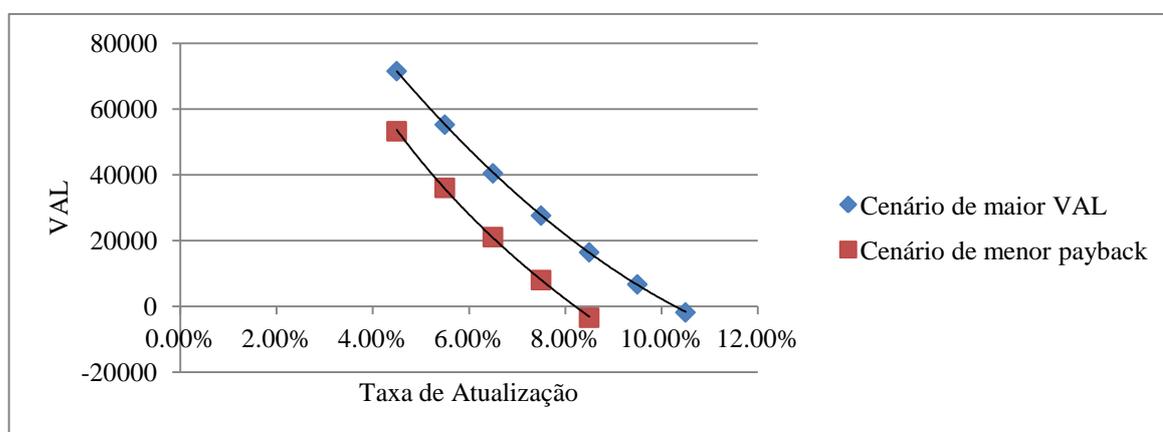


Figura 6.9 – Variação da Taxa de Atualização e VAL

Verifica-se que, na eventualidade de a taxa de atualização ter sido estimada por defeito, o investimento apresenta alguma segurança. O cenário de maior VAL deixa de ser rentável apenas para uma taxa de atualização de cerca de 10% representando este valor a taxa interna de rendibilidade (TIR), valor bastante distanciado dos 4.5% estimados. O cenário de menor *payback period* revela-se menos atrativo do ponto de vista da segurança perante uma estimativa deficiente da taxa de atualização, apresentando ainda assim um TIR de cerca de 8%.

6.6.2 Taxa de juro

Tal como a taxa de atualização, também a definição da taxa de juro pode estar sub avaliada, uma vez que para o presente estudo, nenhuma entidade bancária foi consultada com o intuito da execução de uma simulação de empréstimo, definindo-se um valor superior à taxa de atualização, com um acréscimo que se considerou razoavelmente representativo dos ganhos auferidos pela entidade financiadora. Assim, apresenta-se na figura 6.10, o gráfico da evolução do VAL quando a taxa de juro é sujeita a incrementos de 2%.O gráfico diz respeito apenas ao cenário de menor *payback period*, por ser o único, dos dois considerados, que recorre a empréstimo bancário.

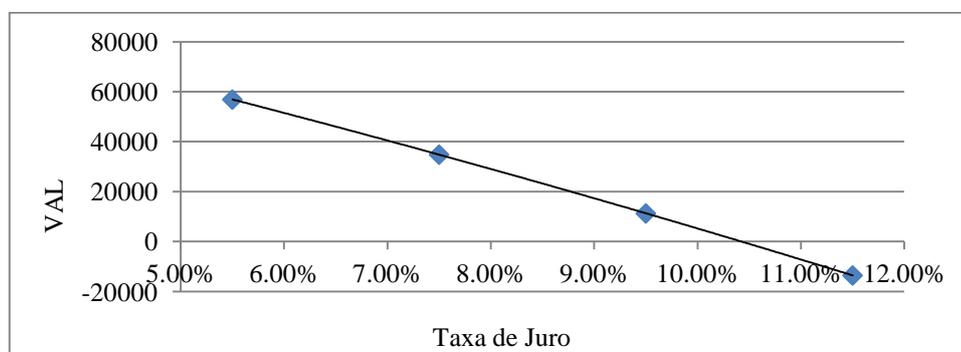


Figura 6.10 – Variação da Taxa de Juro e VAL

Verifica-se, pela observação da figura 6.10, uma redução do VAL quase linear, cujos valores apontam no sentido da segurança do investimento, visto que apenas para uma taxa de aproximadamente 10.5% o investimento deixaria de ser lucrativo.

6.6.3 Custos de exploração

No subcapítulo 5.2.5 foi escolhido o valor de 7% dos custos totais do empreendimento como custos totais de exploração, sendo este valor pertencente a um intervalo de 5% a 14% que segundo Vayda (citado por (Teuteberg, 2010)) representa a gama entre a qual se situam os custos de exploração de micro aproveitamentos hidroelétricos. Assim, fez-se variar a percentagem de custos de exploração, de 7% até 14%, de forma a verificar o impacto de uma incorreta estimativa deste fator na rentabilidade do empreendimento. Os resultados obtidos apresentam-se na figura 6.11, através de incrementos de 1% na percentagem dos custos de exploração.

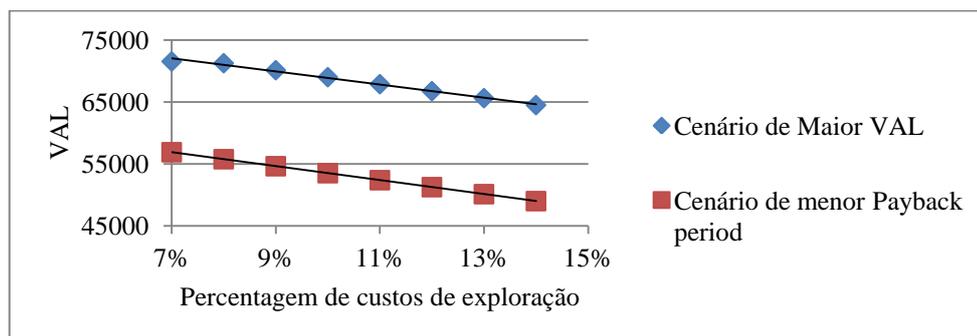


Figura 6.11 – Variação da porcentagem de custos exploração e VAL

Verifica-se assim, que os custos de exploração do microaproveitamento não são, neste caso, preponderantes para a decisão de investir, visto que a consideração do caso limite de duplicação dos custos de exploração, implica para o cenário de maior VAL uma redução de apenas 10% nesta grandeza e para o cenário de menor *payback period* uma redução de apenas 14%, salvaguardando-se a rentabilidade do empreendimento.

6.6.4 Custos totais

A estimativa dos custos totais do empreendimento, compostos pelos custos de construção e pelos custos do equipamento, afetados do IVA, poderão ser algo questionáveis, uma vez que não foi solicitado orçamento para custos de construção, nem para custo dos equipamentos exatamente para o ponto de operação sob carga total das BFT escolhidas. O valor do IVA foi simplificadoramente considerado igual tanto para a construção como para os equipamentos, o que incorpora também alguma aproximação. O cálculo dos custos de construção e de equipamentos foi efetuado através da utilização de fórmulas empíricas para estações elevatórias, como apresentado no capítulo 5. Assim, considera-se razoável, admitir a possibilidade de os custos totais poderem sofrer um incremento até 50% do valor obtido inicialmente, apresentando-se os resultados na figura 6.12.

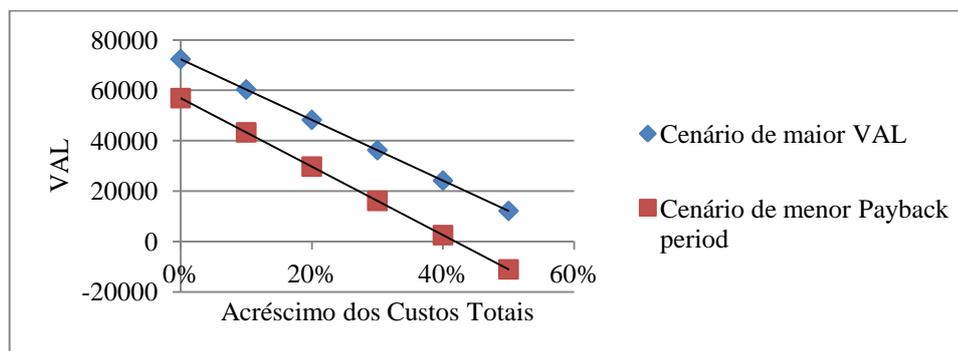


Figura 6.12 – Variação dos Custos totais e VAL

Conclui-se assim, que os custos envolvidos no empreendimento, apresentam um elevado peso na sua rentabilidade, não obstante, será mais seguro investir segundo o cenário de maior VAL. Esta vantagem deve-se não só à apresentação de um VAL sempre positivo, mas também a uma inclinação ligeiramente menor da reta apresentada na figura 6.12, em relação ao cenário de menor *payback period* que apresenta valores nulos de VAL, no caso de ocorrer um sobrecusto de aproximadamente 40%.

6.6.5 Remuneração mensal

Na presente análise de sensibilidade, considerou-se preponderante a contabilização de uma eventual alteração prejudicial no regime remuneratório, como por exemplo pela alteração dos valores unitários de referência, do coeficiente adimensional Z ou até de uma completa reformulação do modelo remuneratório, fruto de eventuais crises cuja especificidade não é abordada neste documento. Considera-se razoável e representativo do efeito provocado pela alteração da remuneração, a afetação de todo o período de exploração do microaproveitamento com decrementos no valor de VRD_m de 5% em 5%, até atingir 30%. Representa-se na figura 6.13, o decréscimo do VAL com o decréscimo do VRD_m no intervalo considerado.

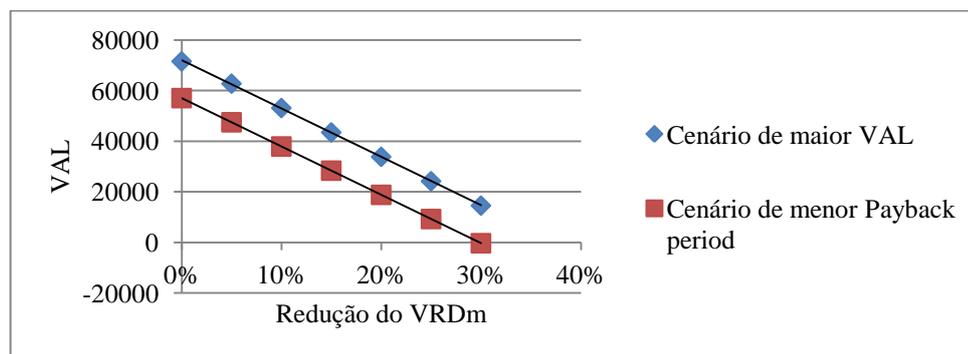


Figura 6.13 – Variação dos VRD_m e VAL

Apesar da redução de 5% do VRD_m implicar uma queda notável do VAL em cada um dos cenários, verifica-se que no cenário mais lucrativo o empreendimento se mantém rentável no intervalo de redução do VRD_m considerado, ao contrário do cenário de menor *payback period*, cujo VAL atinge valores negativos aquando uma redução de 30% no VRD_m .

6.7 Calibração prévia e utilização do modelo simplificado

Para validação do modelo simplificado, procuraram definir-se valores para o fator f e para o rendimento máximo, que proporcionem para os melhor cenários abordados na análise anterior, resultados o mais semelhantes possível aos obtidos pelo modelo complexo. A validação do modelo simplificado permitirá a sua utilização para obtenção de resultados e conclusões sobre a potencial vantagem do uso de duas ou três BFT.

Observa-se no Quadro 6.4, que os valores obtidos no modelo simplificado são bastante próximos dos obtidos no modelo complexo, verificando-se um erro abaixo dos 5% em todos eles. Através do Quadro 6.4, confirma-se a viabilidade de utilização do modelo simplificado para aferir sobre a vantagem ou desvantagem do uso de duas ou três bombas, em vez de uma apenas. Os valores obtidos para o fator r e para o rendimento sugerem que, nos casos considerados, a energia obtida pela gama de caudais turbinados no modelo complexo, é aproximadamente igual à energia obtida pelo turbinamento constante do caudal máximo com o seu rendimento característico e com a frequência do caudal nominal.

Cenário	Modelo Complexo		Modelo Simplificado		Erro	
	Maior VAL	Menor Payback period	Maior VAL	Menor Payback period	Maior VAL	Menor Payback period
Fator r	-	-	0.74	0.75	-	-
Rendimento máximo	-	-	75%	74%	-	-
Caudal nominal Q_{nom}^{BFT} [l/s]	28.9	27.9	28.9	27.9	0%	0%
Potência declarada POT_{dec} [kW]	31.1	30.0	31.6	30.0	1.6%	0%
Energia entregue à rede ECR_m [kW.h]	14017.2	13869.9	14573.0	14073.7	3.82%	1.45%
Remuneração mensal média VRD_m [€]	1115	1105	1172	1133	4.89%	2.5%
VAL [€]	71534	56436	71366	59801	0.28%	5.62%

Quadro 6.4 – Comparação entre os resultados dos dois modelos

No Quadro 6.5 apresentam-se em resumo, os resultados das simulações dos modelos. A expressividade dos valores apresentados sugere que o uso de mais que uma bomba é uma opção a ter em consideração, visto que os resultados obtidos pelo modelo simplificado, revelam elevados ganhos na rentabilidade do empreendimento. Assim, o investidor deverá contabilizar a opção de utilizar mais que uma bomba, não descartando a necessidade de um estudo exaustivo da opção a tomar, visto que se trata de um modelo simplificado, que, como seria de esperar, comporta alguns erros por défice de pormenor em alguns aspetos, devendo os valores obtidos ser encarados como valores meramente indicativos.

Número de Bombas	1		2		3a		3b	
	Maior VAL	Menor Payback period						
$Q_{max 1}^{BFT}$ [l/s]	38.6	37.1	18.2	17.4	12.1	11.5	11.7	11.7
$Q_{nom 1}^{BFT}$ [l/s]	28.9	27.8	13.7	13.0	9.1	8.6	8.8	8.8
$Q_{max 2}^{BFT}$ [l/s]	-	-	39.1	39.0	23.5	22.0	22.7	21.2
$Q_{nom 2}^{BFT}$ [l/s]	-	-	29.4	29.3	17.6	16.5	17.1	15.9
$Q_{max 3}^{BFT}$ [l/s]	-	-	-	-	31.6	29.6	61.5	57.7
$Q_{nom 3}^{BFT}$ [l/s]	-	-	-	-	23.7	22.2	46.1	43.3
POT_{dec} [kW]	31.1	30.0	46.1	45.3	53.8	50.7	75.9	71.9
VRD_m [€]	1115.0	1105.0	1782.5	1770.6	2084.8	2038.4	2600.3	2548.7
ECR_m [kW.h]	14017.2	13869.9	22094.7	21929.1	26071.3	25414.6	32813.3	32083.7
VAL [€]	71534.0	56436.0	98417.1	71789.6	105759.5	73791.8	150421.4	112794.3
Payback period [anos]	11	4	12	5	13	6	12	5

Quadro 6.5 – Resultados do modelo simplificado

Após as simulações anteriores, colocou-se a questão da instalação de bombas com características iguais e as diferenças que este tipo de investimento comportaria em relação aos resultados anteriores. A uniformidade e simplicidade técnica de uma instalação com bombas iguais, apesar de menos rentável, poderão ser compensatórias na medida em que possivelmente proporcionaria uma maior facilidade de encomenda, instalação e manutenção do equipamento. Observando o Quadro 6.6, verifica-se que, a utilização de bombas iguais, é substancialmente menos rentável, não só comparativamente aos resultados obtidos pelo modelo simplificado, mas também comparativamente aos obtidos pelo modelo complexo para uma bomba apenas. Assim, considera-se que as vantagens de uma instalação mais homogênea não contrabalançam a redução de rentabilidade e aumento do *payback period* verificados. Verifica-se ainda que, considerando as bombas com características iguais, a rentabilidade do empreendimento é inversamente proporcional ao número de bombas instalado.

Número de Bombas	2		3	
	Maior VAL	Menor <i>Payback period</i>	Maior VAL	Menor <i>Payback period</i>
$Q_{\max 1}^{BFT}$ [l/s]	23.9	22.5	17.7	16.5
$Q_{nom 1}^{BFT}$ [l/s]	17.9	16.9	13.3	12.3
$Q_{\max 2}^{BFT}$ [l/s]	23.9	22.5	17.7	16.5
$Q_{nom 2}^{BFT}$ [l/s]	17.9	16.9	13.3	12.3
$Q_{\max 3}^{BFT}$ [l/s]	-	-	17.7	16.5
$Q_{nom 3}^{BFT}$ [l/s]	-	-	13.3	12.3
POT_{dec} [kW]	38.6	36.3	42.8	39.8
VRD_m [€]	1533.0	1499.4	1719.7	1671.3
ECR_m [kW.h]	18961.0	18487.8	21442.6	20765.0
VAL [€]	70699.1	46234.9	67887.0	39086.5
<i>Payback period</i> [anos]	14	8	5	10

Quadro 6.6 – Resultados obtidos aquando da instalação de bombas com características comuns

7. CONCLUSÕES E PISTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Em primeiro lugar, deve realçar-se o contributo enriquecedor da elaboração do presente trabalho, não só por se tratar de um tema ainda pouco explorado em Portugal o que torna o seu tratamento mais aliciante, mas também pela considerável presença de áreas complementares, cuja exploração foi necessária à elaboração do estudo.

Após a sua realização verificou-se satisfação dos objetivos delineados no início do documento. Desenvolveu-se um modelo matemático que permitiu não só a obtenção de dados quantitativos e conclusivos sobre o investimento na substituição das atuais VRP por BFT no sistema “em alta” do Alto do Rabagão, mas também a possibilidade de aplicação do mesmo a outros sistemas de abastecimento.

Em relação aos *softwares* utilizados, salienta-se o papel fulcral da utilização do EPANET na obtenção das curvas de $H \leftrightarrow Q$ da instalação e das curvas de duração de caudais obtidas para cada cenário considerado para a adução dos reservatórios, pois a execução deste processo para 13 reservatórios seria de difícil alcance sem uma ferramenta informática deste tipo. A possibilidade de definição de controlos simples para abertura e fechamento das válvulas limitadoras de caudal a montante dos reservatórios é também uma valiosa ferramenta do simulador que facilitou a abordagem de diferentes cenários.

O *software* GAMS, utilizado para escrita e simulação do modelo de otimização, mostrou alguma facilidade de utilização, não só devido à proximidade da sua linguagem com a escrita algébrica, mas também devido ao facto de apresentar manuais e tutoriais de fácil interpretação. A convergência do modelo foi um dos principais obstáculos encontrados na utilização deste *software*, requerendo-se um enorme esforço a nível de definição dos domínios das variáveis e dos pontos para dar início às iterações. Foi de grande utilidade nesta fase a utilização complementar dos modelos de simulação em folhas de cálculo *EXCEL*, que facilitaram a ultrapassagem das referidas dificuldades.

Os resultados obtidos através do modelo de otimização são esclarecedores e indicativos de que a instalação de um microaproveitamento no Sistema “em alta” do Alto do Rabagão poderá ser um contributo para o aumento da sustentabilidade do sistema.

A opção de utilização de 2 ou 3 bombas em paralelo e com velocidade constante, com pontos de operação iguais ou diferentes, revelou ser um caso de estudo a explorar de forma mais exaustiva, visto que os resultados alcançados, apesar da simplificação do modelo, são indicativos de que seja uma opção mais vantajosa em relação à utilização de apenas uma bomba.

No caso de estudo tratado deve ter-se em conta que não houve calibração da rede do EPANET, sendo importante que esta seja feita, pois a rugosidade das condutas poderá não ser exatamente a admitida, o que implicaria alterações nas curvas da instalação e consequentemente levaria a que a bomba inicialmente projetada para um determinado ponto de operação funcionasse com rendimento muito abaixo do desejado ou, na pior das hipóteses, não operasse por insuficiência de queda.

Em termos de cadastro, recomenda-se além da consulta de dados de população, uma prospeção a nível local e regional sobre a tendência de evolução dos consumos. É de conhecimento comum o encerramento crescente de atividades industriais e o movimento migratório gerado pela atual conjuntura económica, sendo um fator fundamental a contabilizar antes da decisão de investir, visto que o número de consumidores de água tem um grande peso num investimento deste tipo.

As vantagens e desvantagens já referidas entre bombas e turbinas poderão ser, no âmbito dos aproveitamentos hidroelétricos em sistemas de abastecimento, um interessante tema de investigação. Nos moldes do estudo efetuado na presente dissertação, poderia ser feita uma adaptação do modelo apresentado a utilização de uma turbina em vez de uma bomba, de forma a averiguar qual a opção mais vantajosa.

Para concluir, deve este estudo, com todas as suas limitações, ser encarado como um contributo para a temática do aproveitamento de energia em sistemas de abastecimento e das bombas a funcionar como turbinas, esperando-se que seja útil a desenvolvimentos futuros.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AdP (2008). "Planos directores para a criação dos sistemas multimunicipais de baixa de abastecimento de água e de saneamento de águas residuais do norte, centro e sul-critérios de concepção de soluções e estimativa de investimentos e custos operacionais", Águas de Portugal

Afshar, A., Jemaa, F., & Mariño, M. (1990). "Optimization of Hydropower Plant Integration in Water Supply System". *Jornal of water resources planning and management*, pp. 665-675.

Baptista, M. C., & Lopes, V. A. (2006). "Seleção da Taxa de Actualização". Coimbra: Instituto Superior de Engenharia de Coimbra".

Barbosa, J. M., Santana, C. W., Galvão, C. d., & Gomes, H. P. (2001). "Operação de Bombas em Sistemas de Abastecimento de Água." 21º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, Brasil.

Bazmi, A. A., & Zahedi, G. (2011). "Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* n.º 15 ,pp- 3481-3491.

Bradley, S. P., Hax, A. C., & Magnanti, T. L. (1977). "Applied Mathematical Programming". Addison-Wesley Publishing Company, Massachusetts

Colombo, A., & Kleiner, Y. (2011). "Energy recovery in a water distribution system using microturbines." Canada: National Research Council Canada, pp. 1-9

Cunha, M. d. (2006). "Gestão integrada de recursos hídricos". Coimbra: DEC-FCTUC.

da Rocha, J. P. (2008). "Metodologia de projecto de sistemas de produção de electricidade descentralizada baseados em Energia Hídrica". Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto- FEUP, Porto.

Economia e Finanças@ (2012). <http://economiafinancas.com/taxas-de-juro-depositos-a-prazo/>, Economia e Finanças, Portugal

European Commission@ (2012). http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm, European Commission - Climate Action. (página de internet oficial)

Giugni, M., Fontana, N., & Portolano, M. (2009). "Energy saving policy in water distribution networks". International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09). Valencia, Spain

Guder, W., & Baumgarten, S. (2005). "Pumps As Turbines". Techno Digest No. 11 .

Harvey, A. (1993). "Micro-Hydro Design Manual". Great Britain: Intermediate Technology Publications.

INAG@ (2012), de PNBEPH: <http://pnbeph.inag.pt/np4/home.html>, Instituto da Água, (página de internet oficial)

IPCC@ (2012), http://www.ipcc.ch/organization/organization_history.shtml, Intergovernmental Panel on Climate Change (página de internet oficial)

Kucukali, S. (2010). "Municipal water supply dams as a source of small hydropower in Turkey". Renewable Energy n.º 35 , pp. 2001-2007.

Lee, S. M., Moore, L. J., & Bernard, W. T. (1990). Management Science 3rd ed. Allyn and Bacon: Boston,London,Sidney, Toronto.

Lopes de Almeida, J. P. P. G. (2007), "Compilação de notas e elementos de estudo sobre aproveitamentos energéticos hidráulicos", Coimbra

McNabola, A., Coughlan, P., & Williams, A. (2011). "The Technical & Economic Feasibility of Energy Recovery in Water Supply Networks." International Conference on Renewable Energy and Power Quality, (pp. 13-15). Las Palmas, Grand Canary Island.

Ministério do Ambiente (2007). "PEAASAR II - Plano estratégico de abastecimento de água e saneamento de águas residuais 2007-2013". Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional.

Penche, C. (2004). "Guide on how to develop a small hydropower plant". European Small Hydropower Association - ESHA.

PNAER. (2009). "Plano nacional de acção para as energias renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE." República Portuguesa.

PORTUGAL2020. (2010). "Programa Nacional de Reformas". Lisboa-Portugal.

Qingfu, Z., & Yaochu, J. (2009). "Approximating the Set of Pareto-Optimal Solutions in Both the Decision and Objective Spaces by an Estimation of Distribution Algorithm." *Evolutionary Computation, IEEE Transactions*, pp. 1167 - 1189 .

Quintela, A. d. (1981). "Hidráulica" , Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian.

Ramos, H. M., & Vieira, F. (2008). "Optimization of operational planning for wind/hydro hybrid water supply systems" *Renewable Energy* 34, pp. 928-936.

Ramos, H., & Borga, A. (1999). "Pumps as turbines: an unconventional solution to energy production." *Urban Water*, Volume 1, Issue 3, pp. 261-263.

Ramos, H., Kenov, K., & Vieira, F. (2011). "Environmentally friendly hybrid solutions to improve the energy and the hydraulic efficiency in water systems" *Energy for sustainable development*, Volume 15, Issue 4 ,pp. 436-442.

Rodrigues, J. C. (2005). "Aplicações da Teoria de Sistemas" Coimbra: Ediber Editora.

Sá Marques, J. A., & Sousa, J. J. (2008). "Hidráulica Urbana - Sistemas de Abastecimento de Água e de Drenagem de Águas Residuais", Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra.

Simão, M.d. (2009). " Hidrodinâmica e desempenho em turbinas de baixa potência: Conceção, Modelação e Ensaios. Tese de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa - IST, Lisboa

Soffia, C., Miotto, F., Poggi, D., & Claps, P. (2010). "Hydropower potential from the drinking water systems of the Piemonte region (Italy)". *SEEP2010 Conference Proceedings*. Bari, Itália.

Stelzer, R. S., & Walters, R. N. (1977). "Estimating Reversible Pump-Turbine Characteristics." Denver: Engineering and research center bureau of reclamation.

Terrés, A. L., Cruz, J. J., Treviño, B., Luján, J. I., & Salinas, J. L. (2005). "Plantas mini hidroeléctricas con bombas centrífugas y motores de inducción." Decimoctava Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial., pp. 112-118. Acapulco, México.

Teuteberg, B. H. (2010). "Design of a Pump-As-Turbine, Microhydro System for an Abalone Farm." Department of Mechanical and Mechatronic Engineering Stellenbosch University.

UNFCCC@ (2011), http://unfccc.int/essential_background/bali_road_map/items/6072.php, United Nations Framework Convention on Climate Change (página de internet oficial)

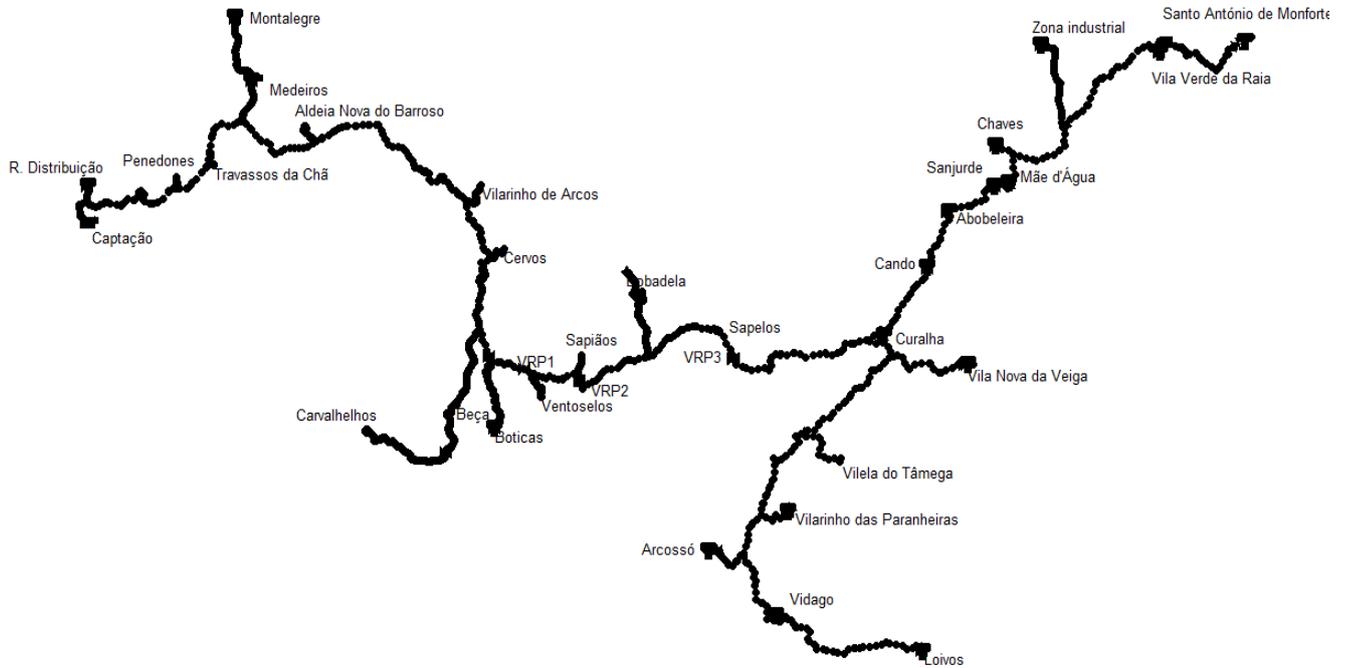
Walski, M. T., Chase, D. V., & Savic, D. A. (2001). "Water Distribution Modeling." Haestad Press :Waterbury, U.S.A

Warner, D. (2000). "Small-scale Hydropower within a Municipal Water Supply System"

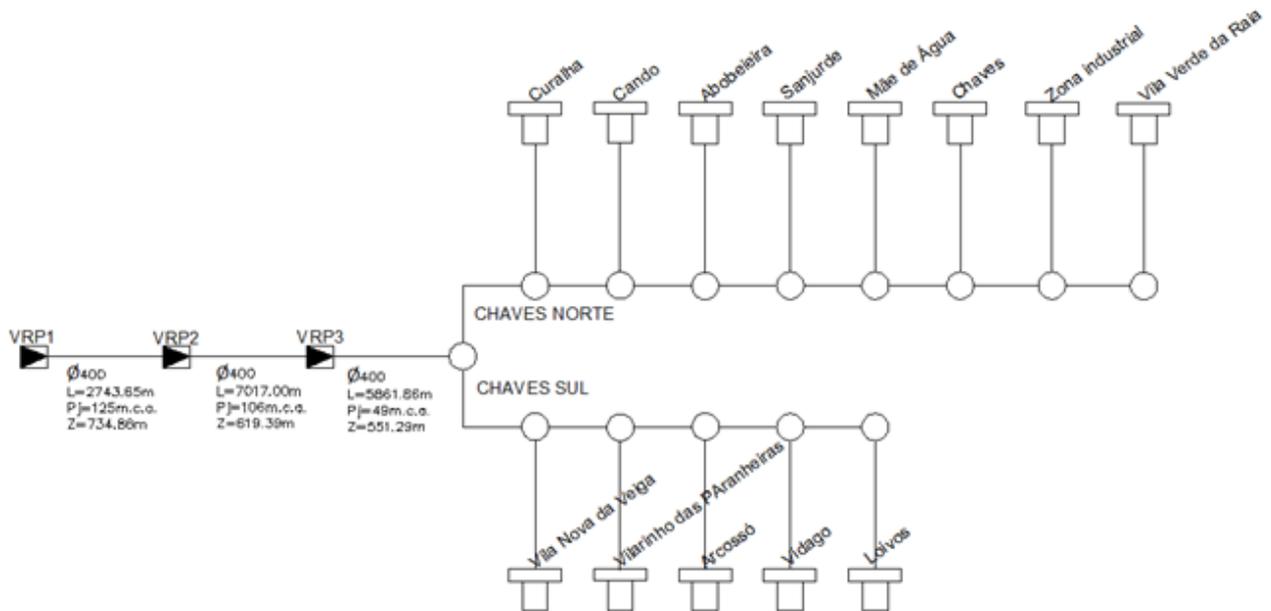
Williams, A. (1995). "Pumps as Turbines - A user's guide." Sowthampton Row, Intermediate Technology Publications:London

ANEXOS

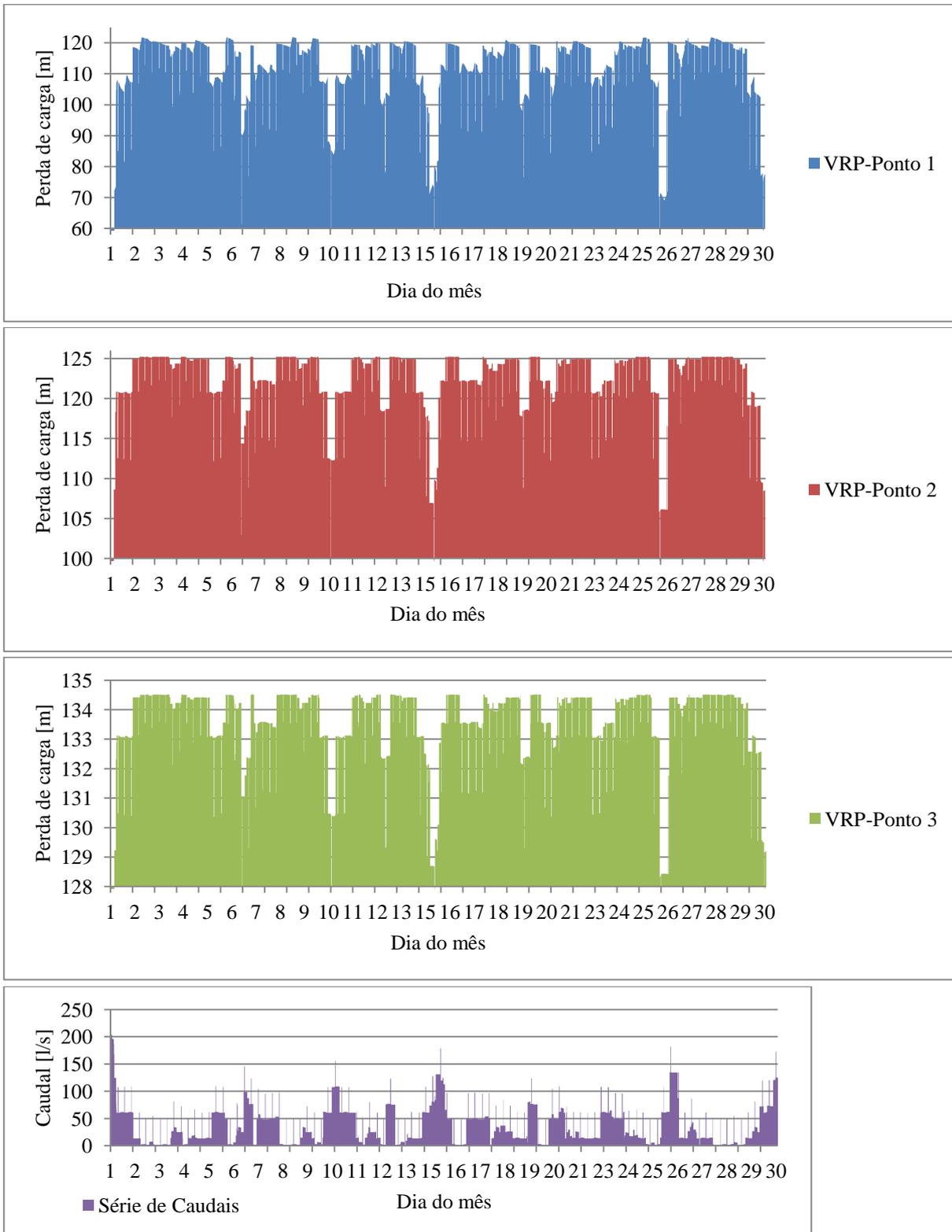
Anexo A.1 – Planta da Rede do Sistema do Alto do Rabagão



Anexo A.2 – Esquema da Rede com as VRP e os Reservatórios considerados



Anexo B – Perda de carga nas VRP



Anexo C.1 – Dimensões dos reservatórios

Reservatórios	Cota soleira (m)	Volume (m ³)	Nº Células	Nível máximo (m)	Nível mínimo (m)	Diâmetro RE
Vila Verde da Raia (Alto dos Covos)	455.0	606.00	2	3.4	0.3	10.65
Zona industrial	477.1	703.72	1	3.5	1.5	16.00
Chaves	458.0	1608.50	2	4	1.5	16.00
Mãe D'água	415.0	2000.00	2	4.2	0.3	17.41
Sanjurge	380.64	2000.00	2	4.2	0.3	17.41
Curalha	428.61	69.93	1	2.75	0.3	5.69
Cando	477.1	1930.19	2	4.8	1.5	16.00
Abobeira	439.0	100.00	1	2.8	0.3	6.74
Vila Nova da Veiga	450.0	260.00	2	3.5	0.3	6.88
Vilarinho das Paranheiras	390.92	79.90	1	2.1	0.3	6.96
Arcossó	469.34	99.90	1	2.4	0.3	7.28
Vidago	382.0	700.00	2	2.9	0.3	12.40
Loivos	470	250.17	1	2	0.3	12.62

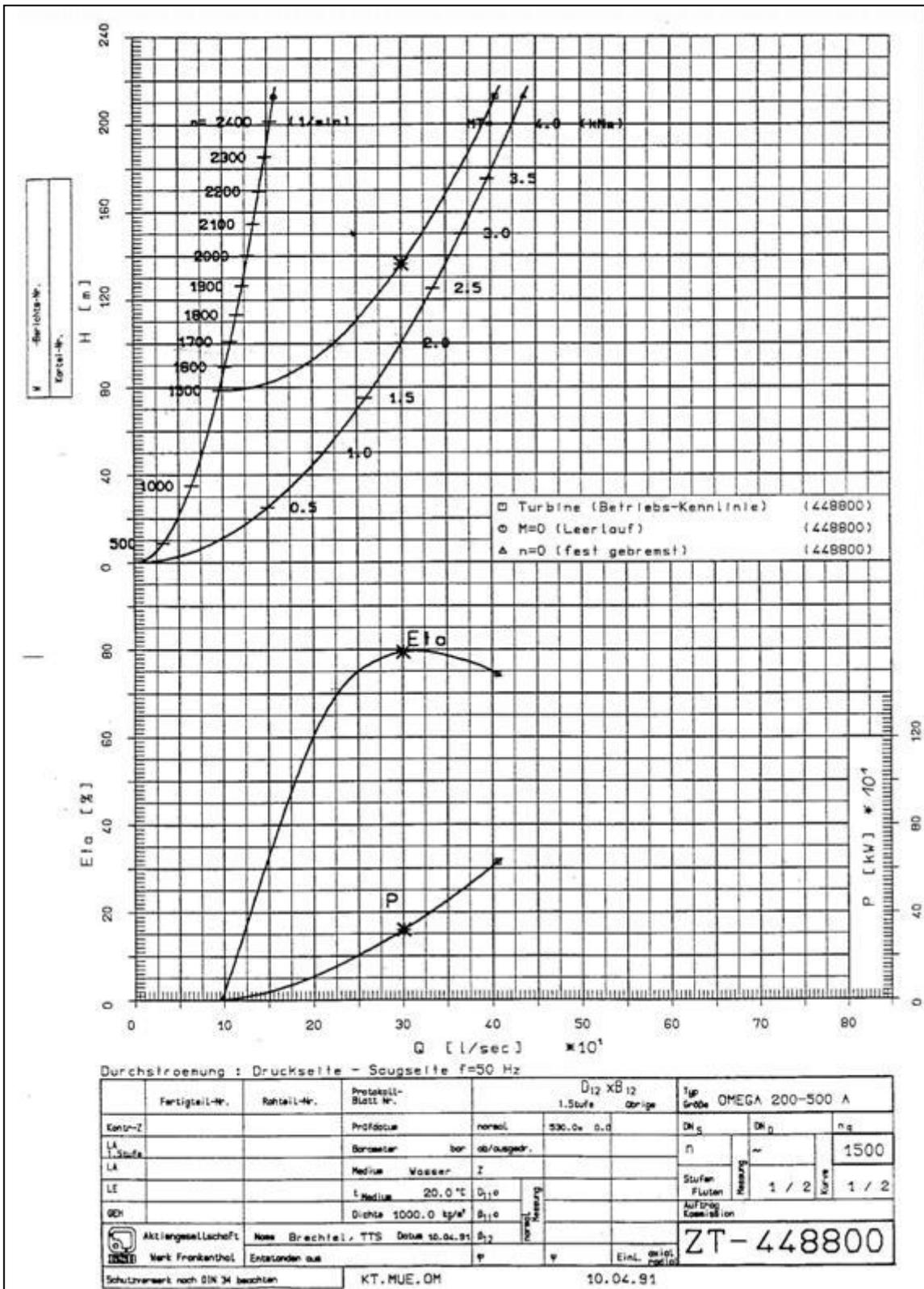
Anexo C.2 – Consumos mensais nos reservatórios no ano de 2011

Pontos de Entrega	Consumo mensal (m ³ /mês)												Total	%
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
PE23 - Curalha	764	495	887	1353	1429	1790	2266	1846	1309	800	566	729	14234	0.87
R5- Cando	10769	10933	12123	13398	13464	19491	21653	20607	18064	16375	11435	12467	180779	11.05
PE24 - Abobeira	9140	9004	10167	8633	9689	12531	14943	14100	11328	9414	7307	7520	123776	7.56
PE25 - Sanjurge	10878	2061	53951	35855	21339	22796	22902	59762	27201	20627	7715	19752	304839	18.62
R6 - Chaves	12999	12321	13734	16890	20981	19608	20913	34691	28923	26072	22594	19543	249269	15.23
PE27 - Zona Industrial	489	463	555	270	374	456	452	434	668	1173	533	525	11392	0.70
PE28 - Vila Verde da Raia	12152	10533	11888	15755	13713	17959	22284	21542	17248	14493	12835	12727	183129	11.19
PE30 - Vila Nova da Veiga	5538	5133	5406	6022	6230	7570	9636	9234	7829	6854	5238	4387	79077	4.83
PE32 - Vilarinho das Paranheiras	343	114	91	266	396	714	949	1479	1614	1352	1205	1104	9627	0.59
PE33 - Arcossó	2584	1150	1156	1490	1755	2487	3262	3709	3278	3673	3517	3780	31841	1.95
PE34 - Vidago	13199	13678	14354	15863	15431	18661	18728	17943	15215	11968	10787	12466	178293	10.89
PE 36 - Loivos	635	478	705	905	855	937	1270	1248	487	446	459	646	9071	0.55
PE 04 - Mãe d'água	15010	11843	22093	20700	18737	22202	24760	33134	14956	20114	14956	16989	235494	14.39

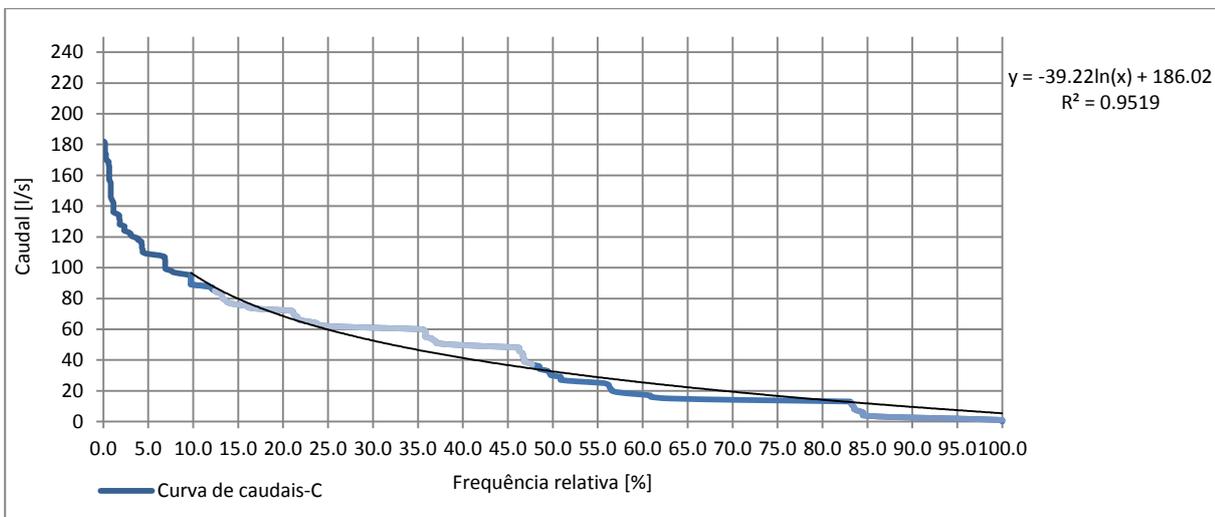
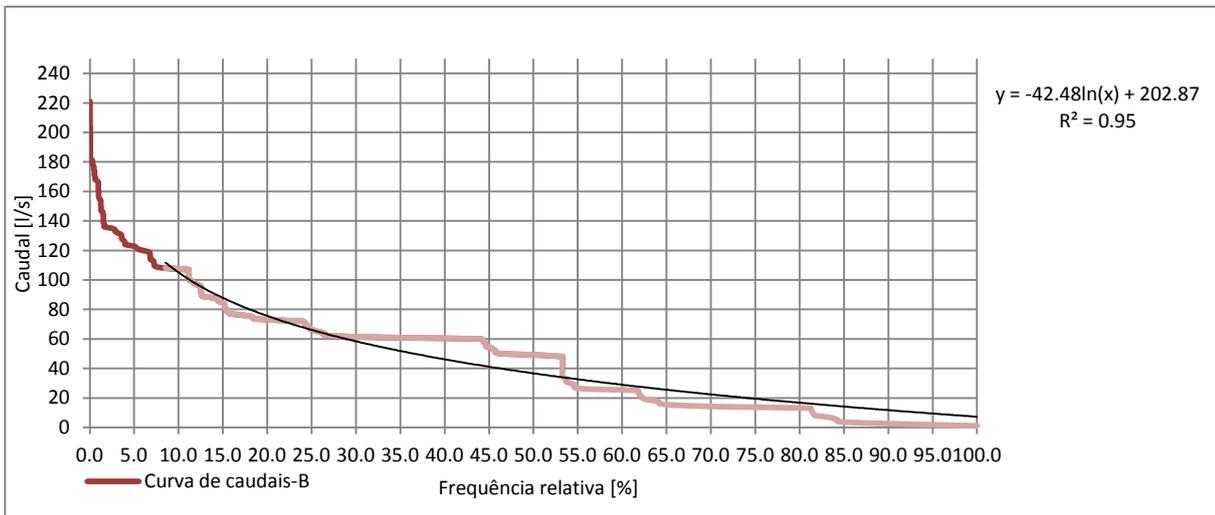
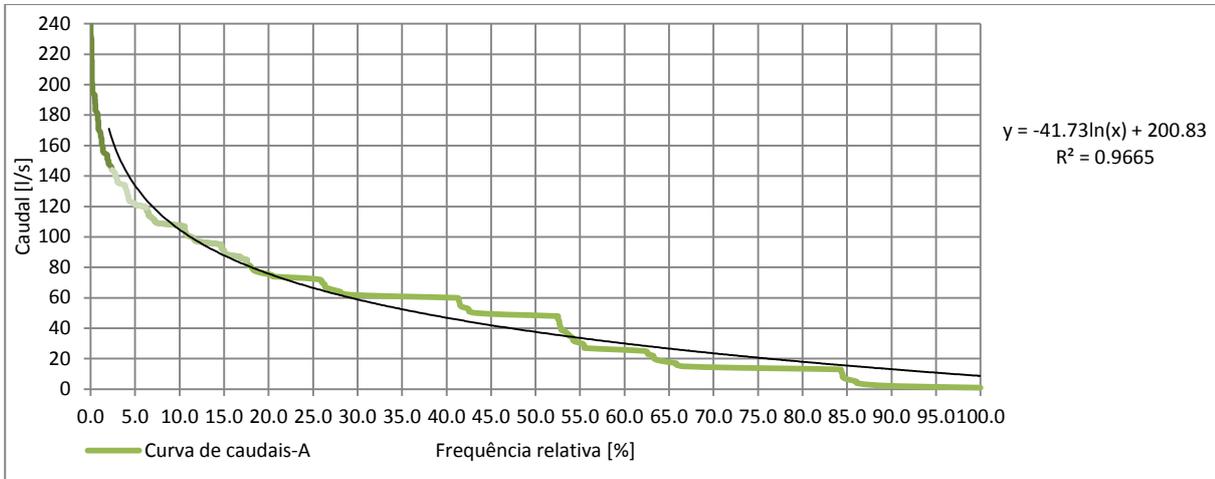
Anexo D – Controlos Simples de Abertura da válvula limitadora de caudal a montante dos reservatórios

Reservatório de Vila Verde da Raia	LINK 13828 CLOSED IF NODE 5 ABOVE 3.4 LINK 13828 OPEN IF NODE 5 BELOW 2.45
Reservatório da zona industrial	LINK 13134 CLOSED IF NODE 13127 ABOVE 3.5 LINK 13134 OPEN IF NODE 13127 BELOW 2.5
Reservatório de Chaves	LINK 14138 CLOSED IF NODE 12534 ABOVE 4.799 LINK 14138 OPEN IF NODE 12534 BELOW 3.15
Reservatório de Mãe d'Água	LINK 14517 CLOSED IF NODE 9 ABOVE 4.2 LINK 14517 OPEN IF NODE 9 BELOW 2.25
Reservatório de Sanjurge	LINK 2 CLOSED IF NODE 10 ABOVE 4.2 LINK 2 OPEN IF NODE 10 BELOW 2.25
Reservatório de Aboboleira	LINK 14675 CLOSED IF NODE 15 ABOVE 2.8 LINK 14675 OPEN IF NODE 15 BELOW 1.7
Reservatório de Cando	LINK 14515 CLOSED IF NODE 10340 ABOVE 4.799 LINK 14515 OPEN IF NODE 10340 BELOW 3.15
Reservatório de Curalha	LINK 13809 CLOSED IF NODE 18 ABOVE 2.75 LINK 13809 OPEN IF NODE 18 BELOW 1.525
Reservatório de Vila Nova da Veiga	LINK 14050 CLOSED IF NODE 19 ABOVE 3.5 LINK 14050 OPEN IF NODE 19 BELOW 1.9
Reservatório de Vilarinho das Paraneiras	LINK 14672 CLOSED IF NODE 28 ABOVE 2.4 LINK 14672 OPEN IF NODE 28 BELOW 1.95
Reservatório de Arcossó	LINK 10273 CLOSED IF NODE 32 ABOVE 2.4 LINK 10273 OPEN IF NODE 32 BELOW 1.35
Reservatório de Vidago	LINK 9883 CLOSED IF NODE 35 ABOVE 2 LINK 9883 OPEN IF NODE 35 BELOW 1.15
Reservatório de Loivos	LINK 14109 CLOSED IF NODE 22 ABOVE 1.95 LINK 14109 OPEN IF NODE 22 BELOW 1.125

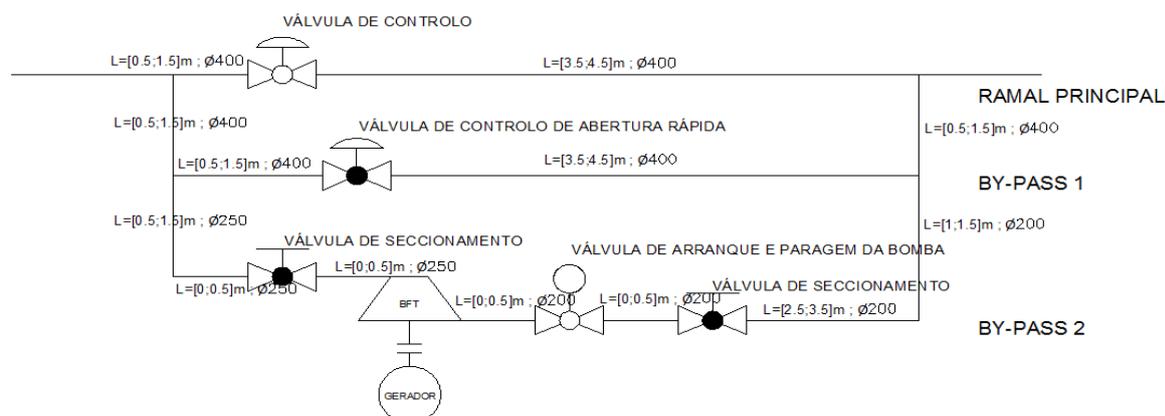
Anexo E – Curva da BFT “KSB OMEGA 200-500”



Anexo F – Curvas de Caudais aduzidos em cada cenário



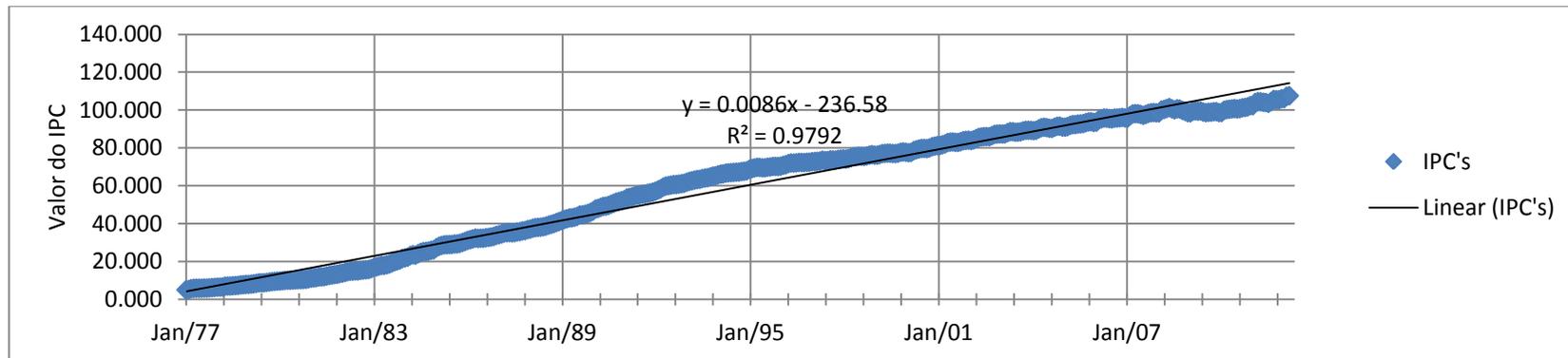
Anexo G – Dimensões e custo da instalação



	Componente	Quantidade	Custo unitário	Custo Total
Conduitas	FFD DN400	4	[0.5 a 1.5] m = 1497.6€	5990.4€
		2	[3.5 a 4.5] m = 2143.7€	4287.4€
	FFD DN250	2	[0 a 0.5] m = 496.63€	993.3€
		1	[0.5 a 1.5] m = 567.6€	567.6€
	FFD DN200	2	[0 a 0.5] m = 441.4€	882.8€
	2	[0.5 a 1.5] m = 488.75€	977.5€	
	1	[2.5 a 3.5] m = 811.9€	811.9€	
Acessórios	FFD Curva de flange móvel 90° DN200	1	154.11€	154.11€
	FFD Curva de flange móvel 90° DN250	1	322.23€	322.23€
	FFD Tê de flange móvel 400x400	2	1065.9€	2130€
	FFD Tê de flange móvel 400x250	1	1065.9€	1065.9€
	FFD Tê de flange móvel 400x200	1	1065.9€	1065.9€
	Válvula de controlo de abertura rápida DN 400	1	6490€	6490€
Válvulas ⁴	ISORIA10T4PN163g6k3gXV+Actelec 200SAR07.6/AC01.2	1	6490€	6490€
	Válvula (aspiração) DN250			
	ISORIA 10 DN250 T4 PN16 3g6k3gXV + SM530	1	625.20€	625.20€
	Válvula (descarga) DN200			
ISORIA 10 DN200 T4 PN16 3g6k3gXV + SM530	1	475.00€	475.00€	
Válvula controlo (descarga) DN200				
ISORIA 10 DN200 T4 PN16 3g6k3gXV + Actelec 31 SAR07.6	1	2.513,43€	2.513,43€	
Bomba /Gerador ³	Bomba Omega 200-500A	1	24900.00€	24900.00€
TOTAL (IVA n/incluído)				54250.9€

⁴ Valores fornecidos pela KSB para a instalação em questão

Anexo H – Ajuste de função linear aos valores de IPC entre Janeiro/1977 e Maio/2012



Anexo I.1 – Resultados das simulações para Ponto de instalação 2

Ponto de funcionamento com Q_{nom}^{BFT}										
Curva de Caudais	Capital Próprio	Período de amortização	Q_{nom}^{BFT} [l/s]	H_{nom}^{BFT} [m]	KMHO	POTdec [kW]	ECRm [kW.h]	VRDm[eur]	VAL[eur]	Payback period
A	100%	-	35.6	133.8	1.02	32.6	14983.36	1192.763	63382.88	13
	50%	10	35.1	133.8	1.02	32.1	14897.56	1187.059	56953.61	13
		20	34.8	133.8	1.02	31.9	14861.01	1184.573	54283.98	11
		10	34.6	133.8	1.02	31.8	14827.57	1182.526	51279.80	14
		20	34.0	133.8	1.02	31.1	14733.65	1175.854	45275.44	6
B	100%	-	35.6	133.8	1.00	32.6	14581.15	1135.797	53646.91	13
	50%	10	35.0	133.8	1.00	32.0	14489.28	1129.635	47223.79	14
		20	34.7	133.8	1.00	31.8	14450.13	1126.996	44557.53	12
		10	34.4	133.8	1.00	31.5	14403.35	1124.060	41530.35	15
		20	33.8	133.8	1.00	31.0	14313.59	1117.738	35562.34	7
C	100%	-	32.3	133.8	1.00	29.6	13021.99	1012.967	37969.80	15
	50%	10	31.7	133.9	1.00	29.1	12931.45	1006.835	31796.10	16
		20	31.5	133.9	1.00	28.8	12892.85	1004.208	29233.85	14
		10	31.2	133.9	1.00	28.6	12847.71	994.593	26242.45	16
		20	30.6	133.9	1.00	28.1	12758.13	994.989	20593.20	11

Ponto de funcionamento com Q_{max}^{BFT}										
Curva de Caudais	Capital Próprio	Período de amortização	Q_{nom}^{BFT} [l/s]	H_{nom}^{BFT} [m]	KMHO	POTdec [kW]	ECRm [kW.h]	VRDm[eur]	VAL[eur]	Payback period
A	100%	-	28.9	86.6	1.03	31.1	14017.2	1118.371	71534.0	11
	50%	10	28.5	86.6	1.03	30.7	13963.3	1114.582	66248.5	12
		20	28.4	86.6	1.03	30.6	13951.3	1113.604	64095.5	10
		10	28.0	86.6	1.03	30.1	13926.0	1109.573	57747.5	13
		20	27.9	86.6	1.03	30.0	13869.9	1108.534	56436.1	4
B	100%	-	29.0	86.6	1.00	31.2	13685.5	1067.106	62904.0	12
	50%	10	28.6	86.6	1.00	30.8	13626.9	1063.289	57449.9	13
		20	28.4	86.6	1.00	30.6	13595.1	1061.701	55729.5	10
		10	28.2	86.6	1.00	30.4	13604.4	1059.457	52569.7	12
		20	27.9	86.6	1.00	30.0	13515.1	1055.976	47520.5	5
C	100%	-	26.5	86.7	1.00	28.5	12243.1	952.932	47375.1	13
	50%	10	26.1	86.7	1.00	28.1	12182.5	949.560	42557.8	14
		20	26.0	86.7	1.00	28.0	12159.8	948.066	40366.2	12
		10	25.8	86.7	1.00	27.8	12136.7	946.546	37313.1	15
		20	25.4	86.7	1.00	27.3	12075.8	941.908	32513.5	13

Anexo I.2 – Resultados das simulações para Ponto de instalação 3

Ponto de funcionamento com Q_{nom}^{BFT}			Q_{nom}^{BFT}	H_{nom}^{BFT}						
Curva de Caudais	Capital Próprio	Período de amortização	[l/s]	[m]	KMHO	POTdec [kW]	ECRm [kW.h]	VRDm[eur]	VAL[eur]	Payback period
A	100%	-	32.8	123.7	1.02	27.7	12570.07	1005.524	36918.55	15
	50%	10	32.2	123.8	1.02	27.3	12513.60	999.583	31900.89	16
		20	32.1	123.8	1.02	27.2	12480.68	998.564	30598.43	14
		10	31.7	123.8	1.02	26.9	12439.38	994.404	25827.54	15
			20	31.3	123.8	1.02	26.6	12378.11	990.109	20792.45
B	100%	-	32.6	123.8	1.00	27.6	12176.70	953.189	28409.58	16
	50%	10	31.9	123.8	1.00	27.0	12084.05	946.233	22314.95	17
		20	31.6	123.8	1.00	26.8	12044.51	943.134	19786.17	16
		10	31.4	123.8	1.00	26.6	12030.26	941.028	17171.27	18
			20	30.8	123.8	1.00	26.1	11936.48	934.515	12156.30
C	100%	-	29.8	124.0	1.00	25.3	11011.75	860.670	17305.58	17
	50%	10	29.2	124.0	1.00	24.8	10920.10	854.552	11422.87	18
		20	28.9	124.0	1.00	24.5	10880.95	851.379	8982.48	18
		10	28.7	124.0	1.00	24.4	10867.93	849.221	6356.46	18
			20	28.2	124.0	1.00	24.0	10788.54	843.676	1518.42

Ponto de funcionamento com Q_{max}^{BFT}			Q_{nom}^{BFT}	H_{nom}^{BFT}						
Curva de Caudais	Capital Próprio	Período de amortização	[l/s]	[m]	KMHO	POTdec[kW]	ECRm [kW.h]	VRDm[eur]	VAL[eur]	Payback period
A	100%	-	27.0	80.0	1.02	26.9	12036.7	956.557	49122.9	13
	50%	10	26.6	80.0	1.02	26.5	11983.9	953.056	43884.1	14
		20	26.5	80.0	1.02	26.3	11962.2	951.609	41706.3	12
		10	26.3	80.0	1.02	26.1	11929.0	949.387	38672.7	14
			20	26.0	80.0	1.02	25.8	11883.5	946.330	34344.4
B	100%	-	26.93	79.98	1.00	26.78	11694.54	908.945	41091.93	14
	50%	10	26.63	80.00	1.00	26.49	11651.96	906.143	35855.86	15
		20	26.41	80.02	1.00	26.27	11619.17	903.974	33679.44	13
		10	26.18	80.03	1.00	26.05	11585.64	901.749	30648.41	15
			20	25.88	80.05	1.00	25.76	11539.76	898.690	26324.64
C	100%	-	24.76	80.13	1.00	24.66	10575.72	820.853	29351.44	15
	50%	10	24.46	80.15	1.00	24.37	10532.58	817.990	24274.30	16
		20	24.23	80.17	1.00	24.15	10499.31	815.772	22164.76	15
		10	24.01	80.18	1.00	23.93	10465.26	813.492	19226.61	17
			20	23.71	80.20	1.00	23.64	10418.61	794.509	15035.79