

MICROGERAÇÃO EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

Estudo de Caso: Sistema de Arcos – Estremoz

Sandra V. SILVA¹

¹Aluna de Mestrado – Universidade de Évora – Largo dos Colegiais 2, 7004-516 Évora, Portugal – e-mail: s.dv.silva19@gmail.com

RESUMO

As entidades gestoras de sistemas de abastecimento de água (SAA) enfrentam, atualmente, grandes desafios na promoção da gestão sustentável dos recursos, nomeadamente a água e a energia. Os custos associados à operação e manutenção dos SAA têm vindo a aumentar devido, principalmente, aos custos crescentes da eletricidade e ao envelhecimento dos componentes dos sistemas pelo aumento das perdas físicas de água e das perdas de carga. Estes aumentos de custos não são reflectidos totalmente nos tarifários. As perdas de água são predominantes nos sistemas com maior período de vida, podendo em algumas entidades atingir a ordem dos 50% (BATISTA, 2012).

A organização *The Alliance to Save Energy* estimou que a energia utilizada em sistemas de abastecimento de água, nomeadamente nas estações elevatórias e nas estações de tratamento de água, é cerca de 2 a 3 % da energia consumida no mundo, com um potencial de redução da energia consumida de cerca de 25%, desde que aplicadas medidas de eficiência energética (WATERGY, 2003).

O trabalho aqui apresentado tem como objetivo o estudo de uma solução híbrida de produção de energias renováveis, de modo a melhorar a eficiência energética do sistema de abastecimento de água de Arcos, localizado em Estremoz, reduzindo os custos de operação. Foi testada a geração das energias eólica, solar e hídrica, aplicando o tarifário simples e bi-horário.

Em Portugal existem apoios e incentivos à microgeração, permitindo ao microprodutor vender a energia que produz à entidade gestora da rede eléctrica com um tarifário superior ao tarifário de compra, reduzindo assim o valor da factura de energia.

Neste estudo foram utilizados dois programas computacionais: o EPANET 2.0 para simular o comportamento hidrodinâmico do sistema, permitindo determinar o caudal e a energia disponível em componentes do sistema de abastecimento de água, e o HOMER para otimizar as soluções híbridas de produção de energia disponíveis.

A solução ótima é constituída por uma turbina eólica, uma turbina hídrica e compra e venda de energia eléctrica à rede. O custo inicial de investimento é de 1862,00€ (valor incluindo a taxa de microgeração prevista na PORTARIA n.º 1185/2010), e ao fim do primeiro ano de projeto o investimento é pago. No final dos 15 anos de projeto a entidade gestora terá poupado 20755,89€, produzindo energia eólica e energia hídrica.

Para além da redução de custos de energia na factura de eletricidade, a produção de energia renovável contribui também para a redução de 3662kg/ano de emissões de CO₂ na atmosfera, contribuindo desta forma para uma gestão sustentável e eficiente do sistema.

PALAVRAS CHAVE: microgeração, sistemas de abastecimento de água, energias renováveis, soluções híbridas, eficiência energética.

MICRO POWER GENERATION ON WATER SUPPLY SYSTEMS

Case Study: Arcos System – Estremoz

ABSTRACT

The managing entities of water supply systems (WSS) are facing, nowadays, challenges in promoting the sustainable management of resources, particularly in water and energy. Costs associated with operation and maintenance of WSS have been increasing, mainly, due to rising costs of electricity and the aging of the component systems by increasing the physical losses of water and head losses. These cost increases are not fully reflected in tariffs. Water losses are prevalent in systems with longer period of life, in some entities may reach the order of 50% (BATISTA, 2012).

The organization *The Alliance to Save Energy* estimates that energy used in water supply systems, including the pumping and treatment stations in water is about 2-3% of energy consumed in the world, with a potential reduction energy consumption of about 25%, since implemented energy efficiency measures (WATERGY, 2003).

The aim of this work was based on an analyze of a hybrid solution for renewable energy production, in order to improve energy efficiency in the Arcos system of water supply, located in Estremoz, reducing operating costs. Wind, solar and hydropower were tested, applying the simple tariff and the bi-clockwise tariff.

In Portugal there are supports and incentives for micro power generation, allowing micro power producer to sell the produced energy to the managing entities of the electrical network with a higher tariff than the purchase tariff, thus reducing the value of the energy bill.

Two computer programs were used in this study: The EPANET 2.0 to simulate the behavior of the hydrodynamic system, to determine the flow rate and the available energy in the system components of water supply, and HOMER hybrid solutions to optimize the production of available energy.

The optimal solution consists of a wind turbine, a water turbine and purchase and sale of electricity to the grid. The initial investment cost is 1,862.00 € (including the microgeneration tax expected on PORTARIA n.º 1185/2010), and after the first year of the project the investment is paid. At the end of 15 years of project the managing entity will have saved 20,755.89€, producing wind energy and hydropower.

In addition to reducing energy costs in the electricity bill, the renewable energy production also contributes to 3662kg/year reduction of CO₂ emissions in the atmosphere, thus contributing to a sustainable and efficient management of the system.

KEY WORDS: micro power generation, water supply systems, renewable energies, hybrid solutions, energy efficiency.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

As entidades gestoras dos sistemas públicos de abastecimento de água enfrentam, atualmente, grandes desafios na gestão sustentável do serviço prestado. Os custos associados à exploração dos sistemas, tais como custos de operação e manutenção têm vindo a aumentar devido à crescente exigência de qualidade dos serviços prestados, ao estado das infraestruturas em funcionamento, ao aumento da eletricidade e, muitas vezes, devido à incorreta gestão dos sistemas.

As perdas de água nas redes de distribuição centram-se principalmente nos sistemas mais antigos, e com poucos cuidados de manutenção. As perdas físicas e comerciais de água nas trinta entidades gestoras concessionárias, anteriormente reguladas pela *Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos* (ERSAR), são em média de cerca de 13%, atingindo o máximo de 37% e o mínimo de 4%. Em outras entidades este valor pode atingir valores da ordem 50%. O baixo investimento em reabilitação das redes de abastecimento de água é apontado como o principal motivo das perdas de água e, por isso, a ERSAR tem sensibilizado as entidades gestoras para a reabilitação dos sistemas (BATISTA, 2012).

É necessário garantir que as entidades gestoras sejam sustentáveis. O grupo Águas de Portugal apresentou em 2005 custos de 45,6 milhões de euros e recuperação de custos no mesmo ano de 8,3 milhões de euros; em 2010 os custos foram no valor de 310,8 milhões de euros e a recuperação de custos de 135,3 milhões de euros, tendo os desvios da recuperação de custos aumentado 78,75% no respectivo período (ADP, 2010).

O crescente aumento do preço da energia eléctrica tem sido um dos custos de exploração que atrasa a garantia da sustentabilidade das entidades. Em Portugal continental a tarifa global de venda a clientes finais sofreu uma variação de 36% desde 1998 a 2012 (ERSE, 2011c).

O aumento da energia eléctrica reflete-se nos custos operacionais dos sistemas de abastecimento de água, devido ao consumo energético para o bombeamento e tratamento de água. Normalmente, as flutuações nos custos de eletricidade não são adequadamente refletidas nos tarifários do serviço de abastecimento de água, o que leva a uma redução da recuperação de custos das entidades gestoras (SIVAYEV, 2002).

Acrescem as preocupações do aquecimento global do planeta e das projeções dos modelos de clima que apontam para o aumento da temperatura, com implicações a nível do aumento do consumo de água, e a redução da precipitação anual média, com implicações a nível da disponibilidade de água na captação. É relevante que as entidades gestoras promovam um aumento da eficiência energética nos sistemas de abastecimento de água, a fim de contribuir para otimizar a sustentabilidade ambiental (ERSAR, 2010). A poluição na atmosfera com gases de efeito de estufa aumentou drasticamente desde a revolução industrial, em meados do século XVIII. O dióxido de carbono (CO₂) é um dos principais responsáveis pelo aquecimento global, absorve a radiação infra-vermelha emitida pela terra, impedido que esta se liberte. Segundo BLASING (2012) antes da revolução industrial a concentração do CO₂ era de 280,0⁶ppm e atualmente é de 390,5⁷ppm. As indústrias ligadas à energia são responsáveis por 35% das emissões de CO₂ de acordo com dados de 2011 da Comissão Europeia. A nível internacional (37 países industrializados e a União Europeia) foi assinado o protocolo de Quioto, que visa combater as alterações climáticas, definindo estratégias para reduzir as emissões de CO₂, em 5% relativamente às concentrações de 1990 no período de 2008 a 2012, (UNFCCC, 2012). A Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (UNFCCC - *United Nations Framework Convention on Climate Change*) tem agendado um novo encontro para definir novas estratégias no período pós 2012, do referido protocolo. Os estados membros da União Europeia estão comprometidos a reduzir 20% das emissões de gases de efeito de estufa, aumentando a produção de energia renovável em 20% até 2020, EC (2011). As energias renováveis são energias que provêm dos recursos naturais e cuja produção não emite CO₂, traduzindo-se, por

isso, em benefícios ambientais. É, no entanto, necessário considerar as emissões de CO₂ associadas à produção dos equipamentos. As energias renováveis estão disponíveis localmente e reduzem a dependência externa de energia, aumentando a estabilidade económica e social do país.

Com esta visão geral, é desejável que se aposte em investimentos que promovam as energias renováveis, substituindo as formas convencionais de produção de energia. Destacam-se as seguintes energias renováveis, também conhecidas como energias verdes (porque a sua produção não emite CO₂): energia eólica, solar e hídrica. Estas formas de energia renovável apresentam uma grande desvantagem, que é a sua natureza intermitente. A disponibilidade das fontes de energia renovável é variável ao longo do tempo e do espaço, podendo variar sazonalmente e inter-regiões.

A instalação de sistemas híbridos de geração de energias renováveis permite compensar as intermitências verificadas no espaço e no tempo, para cada uma das fontes de energia. A sua aplicação em sistemas de abastecimento de água, contribui para o aumento global da eficiência energética do sistema. Dentro da gestão sustentável dos sistemas de abastecimento de água, a produção de energias renováveis pode contribuir para a redução de custos.

Contribui para a gestão sustentável da energia em sistemas de abastecimento de água o aproveitamento da energia potencial, disponível nos sistemas (historicamente resolvida com a instalação de válvulas redutoras de pressão), com a instalação de micro turbinas hidráulicas. A associação de outras fontes de energia, nomeadamente a eólica e a solar, aumenta a complexidade do sistema, mas permite rentabilizar a eficiência energética.

No caso da existência de diferentes fontes de energia torna-se necessário a otimização integrada destas, com controlo ativo para obter a máxima eficiência.

A modelação de sistemas híbridos de energia e a sua aplicação em modo descentralizado, é ainda limitada (GUPTA *et al.*, 2006 in RAMOS *et al.*, 2008). A aplicação de diferentes sistemas de produção de energia em modo descentralizado refere-se à aplicação de energias produzidas no local de consumo, geralmente em baixa tensão, associadas à microgeração. A microgeração consiste na produção de energia eléctrica localizada, e em pequena escala, sendo assim classificada em Portugal até à potência de 10MW (PORTARIA n.º 284/2011), a partir de energias renováveis e utilizando novas tecnologias.

O objetivo deste trabalho é a análise do benefício económico no Sistema de Abastecimento de Água de Arcos - Estremoz, pela aplicação de uma solução híbrida de geração de energias renováveis aproveitando os recursos localmente disponíveis, nomeadamente a energia solar, eólica e o caudal transportado e carga disponível no sistema hidráulico.

Foi feita uma avaliação do padrão da velocidade do vento e da radiação solar no local de estudo, e o cálculo dinâmico da carga disponível no SAA., de modo a estimar a energia injetada na rede eléctrica, com um tarifário superior ao de compra de energia, e reduzindo a factura de eletricidade. Serão analisadas várias alternativas, de forma a minimizar os custos do consumo energético no SAA de Arcos - Estremoz.

2. ESTADO DA ARTE

Nas últimas décadas têm sido realizados vários trabalhos de investigação na área da eficiência energética e energias renováveis, maioritariamente numa perspectiva de produção de energia centralizada, e menos frequentemente descentralizada, tendo como base a produção de energia sustentável. A otimização de soluções híbridas, é também uma área de estudo que se tem evidenciado no âmbito da sustentabilidade energética.

Segundo THERY e ZARATE (2009), o planeamento e otimização de sistemas energéticos é complexo, devido ao elevado número de critérios a ter em conta para obter a máxima eficiência energética, pelo que é necessário aplicar modelos computacionais.

Existem modelos de otimização que combinam funções multi-objetivo, reduzindo os custos e otimizando a produção de energia. O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), nos Estados Unidos da América, desenvolveu em 1993 o modelo de otimização HOMER (site: <https://analysis.nrel.gov/homer/>), capaz de simular a microgeração de soluções híbridas e identificar as soluções mais eficientes. O HOMER é uma ferramenta de otimização com análise de sensibilidade, que permite criar uma série de cenários, e encontrar o intervalo para o melhor custo-benefício de uma dada solução (LILIENTHAL, 2004). São dados de entrada no modelo, os custos e as características das fontes de geração de energia.

Existem disponíveis outros modelos de otimização de soluções híbridas, de que é exemplo o software HYBRID2, no entanto este software não executa a análise de sensibilidade. Os sistemas híbridos podem incluir várias turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, geradores, baterias de armazenamento, e dispositivos de conversão de energia (BARING-GOULD, 1998).

Referem-se, de seguida, alguns exemplos da aplicação do software HOMER, por todo o mundo: Em Kwazulu-Natal no Sul de África, KUSAKANA *et al.* (2008), realizaram um estudo evidenciando as vantagens da utilização das energias renováveis, em sistemas elétricos isolados. A rede eléctrica descentralizada era constituída por geradores a diesel, para o consumo diário de 146kWh e uma potência de ponta de 15kW. Foi adicionado a esta rede, um sistema de produção de energia hídrica. Efetuaram simulações de otimização do sistema, utilizando o modelo HOMER, sendo os dados de entrada no programa as fontes hídricas anuais, os custos dos equipamentos, e as necessidades energéticas do sistema. Os autores concluíram que o projeto era viável, e a solução ótima era constituída por uma micro turbina hídrica de 5,68kW, e um gerador de 10kW, reduzindo em 21307kg/ano as emissões de dióxido de carbono, poupando 8092L de combustível correspondentes a 10788USD e, ainda, reduzindo 28977USD em custos de operação e manutenção.

Na Roménia, VUC *et al.* (2011) apresentaram um trabalho de instalação de um sistema de microgeração, constituído por uma solução híbrida de energias solar e eólica, complementada pelo fornecimento de energia através da rede eléctrica. O objetivo era fornecer energia a uma área residencial com 60 consumidores (potência unitária de 5kW), e otimizar a produção das energias renováveis utilizando o software HOMER. Os autores concluíram que a solução ótima correspondia a 50% de produção de energia eólica e 1% de energia solar. As energias renováveis combinadas podem ser uma solução muito vantajosa para um dado sistema.

SU *et al.* (2010), atendendo às políticas e incentivos ambientais existentes no Canadá para redução das emissões de CO₂, realizaram um estudo na rede eléctrica de Ontário. Consideraram um sistema constituído por turbinas eólicas, painéis solares, gerador a diesel, baterias, conversores e inversores de energia e, finalmente, compra e venda de energia à rede eléctrica convencional. Os autores utilizaram o simulador HOMER para otimizar a produção de energia. Devido às variações sazonais, e às variações do preço do combustível, a configuração ótima da rede era conseqüentemente afetada, pelo que foi realizada uma análise de sensibilidade da variação da velocidade do vento, e do preço do combustível nos resultados finais. Concluíram que o sistema ótimo seria constituído por baterias, turbinas eólicas e um gerador, para velocidades médias do vento superiores a 5,5m/s, e para o preço do combustível a 0,7 dólares/L. Para velocidades do vento inferiores, o sistema ótimo seria reduzido a um gerador e baterias. No caso do aumento do preço do combustível, mesmo que com velocidades do vento inferiores a 5,5m/s a solução ótima seria constituída por painéis solares, turbinas eólicas, um gerador a diesel e baterias. Considerando o preço do combustível a 0,78 dólares/L e a velocidade do vento 5,88m/s, a solução ótima seria constituído por 5 turbinas eólicas, baterias e um gerador a diesel.

Tendo em conta a introdução de penalizações, previstas no país, iguais a 30, 50 e 70 dólares/ton de CO₂, a fração de geração de energia renovável aumenta de 39,4% para 62,1%.

No estudo a seguir apresentado, o HOMER é aplicado para otimizar a eficiência energética numa estação de bombeamento de um sistema de abastecimento de água, e num sistema de tratamento de água por osmose inversa. Na Indonésia, em consequência de catástrofes naturais, nomeadamente o Tsunami em 2004 e os eventos sísmicos de elevada intensidade ocorridos em 2006, milhares de pessoas perderam o acesso à água potável e à energia eléctrica. SETIAWAN *et. al* (2007) desenvolveram um projeto na cidade de Yogyakarta, para fornecer água potável e energia de uma forma sustentável às zonas isoladas e mais carenciadas. Foi aplicado o simulador HOMER para desenhar a rede do sistema híbrido de energia (com a potência instalada de 5kVA), maximizando a produção de energia renovável (solar e eólica), e minimizando o consumo de diesel, para satisfazer as necessidades energéticas nas horas de maior consumo. O sistema de abastecimento exigia uma potência de 375W para o bombeamento de água, e um consumo de 5,5kWh/dia para o sistema de osmose inversa. O sistema alternativo proposto é constituído por energia solar, eólica e um gerador que fornece energia no período de maior consumo. LUVIZOTTO *et al.* (2008), no Brasil, desenvolveram um programa de avaliação de consumo de energia, utilizando a biblioteca de rotinas do EPANET denominada de Toolkit, e com o objetivo de auxiliar a análise das regras operacionais das instalações de bombeamento, diminuindo custos de operação, numa rede de abastecimento público de água, dotadas de inversores de frequência. O caso de estudo situa-se na cidade de Campinas, e é composto por uma conduta elevatória onde estão instaladas duas bombas. Foi analisado o funcionamento das bombas em duas situações distintas, com rotação nominal e sem inversor de frequência e com inversor de frequência e rotações alternadas. Nas duas simulações as bombas funcionavam no período entre as 5h e as 23h. Nas restantes horas do dia a instalação funcionava por gravidade. Foi verificada uma redução de 53% no consumo de energia quando utilizado o inversor de frequências.

Em Portugal, GONÇALVES *et al.* (2011) aplicaram redes neuronais artificiais (ANN) para avaliar um sistema híbrido de energia, numa rede de abastecimento de água. Apresentaram uma nova metodologia, constituída por um algoritmo computacional, que incluía a utilização de energias renováveis, a avaliação do comportamento hidráulico do sistema, o controlo de pressões, e o método de otimização das redes neuronais. O sistema a que foi aplicado esta metodologia situa-se em Ourém, e foram analisados os seguintes cenários de fonte de energia: 1 - rede eléctrica, 2 - rede eléctrica e micro turbina hidráulica, 3 - rede eléctrica e turbina eólica, e 4 - rede eléctrica, micro turbina hidráulica e turbina eólica. A rede neural artificial minimiza os custos de bombeamento, e maximiza a fiabilidade do comportamento hidráulico e a eficiência energética. Os autores concluíram que este método de otimização reduziu bastante o tempo de modelação, e pode ser aplicado a qualquer sistema de abastecimento de água para a gama de caudais entre 5 e 1000L/s, e cargas entre 2 e 150m.

ANAGNOSTOPOULOS e PAPANTONIS (2007), na Grécia, realizaram um estudo de otimização de uma solução híbrida (hídrica e eólica), numa estação de bombeamento de água. Os autores aplicaram software de optimização desenvolvido pelo Laboratório de Turbo Máquinas da Universidade de Atenas (*Laboratory of Thermal Turbomachines*). O algoritmo faz uma análise económica detalhada do sistema para encontrar a solução mais favorável, à escala anual, considerando os índices financeiros europeus, o crescimento anual das tarifas de eletricidade, os custos iniciais de investimento e as curvas características do equipamento, calcula as perdas de carga hidráulica e os rendimentos dos equipamentos eletromecânicos. O sistema em estudo é constituído por uma conduta elevatória entre dois reservatórios, com grupos de bombas a funcionar em paralelo. Numa conduta em paralelo à anterior estão instaladas turbinas para produção de energia nas horas de menor consumo de água. O volume de água turbinado é, posteriormente, bombeado para o reservatório mais elevado. Uma turbina eólica gera energia

para o bombeamento de água de um reservatório para outro, sendo a energia em excesso injetada na rede eléctrica local. Contudo a energia produzida pelo vento, por vezes excedia o máximo que é possível injetar na rede eléctrica. O objetivo dos autores era diminuir esse excesso de energia produzido, testando o funcionamento das bombas em três diferentes configurações. No modo padrão as bombas funcionam em paralelo, e a velocidade constante. Numa segunda configuração, as bombas principais funcionam em conjunto com bombas de menor dimensão, e por fim testaram as bombas principais a funcionarem a velocidades diferentes. Os autores concluíram que a melhor solução dos três cenários, seria as bombas funcionarem em diferentes velocidades, e desta forma toda a energia eólica é aproveitada.

VIEIRA e RAMOS (2008) estudaram um caso na ilha da Madeira, em que o objetivo seria determinar o melhor período do dia para bombear a água na rede de abastecimento e o melhor período para a produção de energia através de uma turbina hidráulica instalada no sistema. No modelo de otimização foram aplicadas a programação linear e a programação não linear. Tendo em conta os tarifários energéticos e os níveis de água nos reservatórios, de forma a garantir o abastecimento, concluíram que podem ser poupados 100 euros por dia, relativamente ao modo normal de operação, para o modelo com aplicação da programação não linear. Quando é adicionado um parque eólico, os lucros podem ascender os 5200 euros por dia, tanto nas condições de verão como de inverno.

WHITE (2011) apresenta um projeto realizado na cidade de Logan, no estado norte americano Utah. Foi instalado um sistema de produção de energia hídrica, numa conduta já existente num sistema de abastecimento de água Municipal. A conduta adutora que transporta a água da captação em Dewitt, localidade que se situa a 11Km da cidade de Logan, abastece 70% da cidade de Logan e foi construída em 1934 com a instalação de uma válvula de controlo de caudal a 8350m da captação para controlo do excesso de pressão. Em 1949, a conduta foi reparada, mas ao longo das décadas surgiram perdas de água consideráveis, e por outro lado, a necessidade de abastecer maior número de consumidores, pelo que em 2008 os troços de conduta de ferro com diâmetros 610mm e 760mm, foram substituídos por condutas de aço com diâmetro de 915mm. Esta substituição reduziu as perdas de carga e aumentou o caudal. A diminuição da perda de carga ao longo da conduta aumentou a pressão a montante da válvula de controlo de caudal, e um problema de cavitação a jusante, o que rapidamente iria deteriorar a referida válvula. Foi, assim, proposta uma solução de substituição da válvula de controlo de caudal por uma turbina. Na seleção da turbina a instalar foram tomadas em consideração várias condições, como a elevada variação de caudais ao longo do dia e de carga disponível, entre 33,0m e 44,5m. Para além da variação destes parâmetros, foram também consideradas futuras alterações com a substituição dos restantes troços da conduta. Tendo em conta que as turbinas Francis se adaptam bem à variação de caudal, mas são menos tolerantes às variações de carga, o fabricante e fornecedor de turbinas de água, Canyon Hydro, desenvolveu uma turbina Francis personalizada, que testada através da aplicação de um programa computacional de dinâmica de fluidos, permitiu obter boas eficiências para elevadas gamas de carga e caudal.

Foi construído um by-pass, com diâmetro 610mm, à conduta onde estava instalada a turbina, de forma a garantir sempre a distribuição de água à pressão necessária. Em condições normais, o escoamento através da turbina e quando a carga a montante da turbina atinge valores definidos previamente, a válvula a montante da turbina fecha e abre a válvula instalada à entrada do by-pass. A qualidade da água nos dois sistemas em paralelo é garantida, mantendo sempre a água em circulação. Este foi um projeto que teve o apoio da *Federal Energy Regulatory Commission* dos Estados Unidos, e também da população. A substituição da válvula de controlo de caudal, pela turbina Francis, possibilitou a produção de energia verde, aproveitada pelo município, sem impactes ambientais.

A AdP Energias S.A. do grupo Águas de Portugal, em 2010 marcou a sua consolidação no sector da energia. Tem como objetivo maximizar a eficiência energética dos recursos endógenos

do grupo, reduzindo o consumo energético, e atuando na área das energias renováveis. Desta forma contribui para a redução das emissões dos gases com efeito de estufa. Foram instaladas 206 unidades fotovoltaicas de microprodução, localizadas na sua maioria em sistemas multimunicipais de água e tratamento de águas residuais com 304 996 euros de proveitos operacionais relativos à microprodução, ADP ENERGIAS (2010). A primeira instalação de produção de energia num sistema de abastecimento de água, denominou-se de projeto TERESA (turbina de energia renovável em sistema de abastecimento de água) e foi resultado de um acordo celebrado entre as Águas do Vouga S.A., o consórcio Spheraa/Luságua, e a Associação de Municípios do Carvoeiro-Vouga. Este foi um projeto que não interfere na qualidade e quantidade do abastecimento de água. A central hidroeléctrica explora o potencial energético, utilizando apenas o excesso de carga, sendo as pressões úteis à entrada da instalação entre 5,1 e 7,8bar. A turbina Crossflow do tipo Ossberger instalada num reservatório localizado no concelho de Aveiro foi dimensionada para um caudal de 200L/s, e uma potência de 85kW (PARENTE *et al.*, 2011). Prevê-se uma produção energética anual equivalente ao consumo de 150 agregados familiares médios, evitando a emissão de 200ton de CO₂ por ano. A turbina projetada especificamente para esta solução está equipada com um sistema de by-pass, compensado a limitação de caudal (200L/s), e permitindo um controlo mais rigoroso das manobras de abertura e de fecho de válvulas, para evitar eventuais riscos de choque hidráulico, pois a conduta desde o reservatório principal até ao reservatório onde está instalada a turbina, está dimensionada para um caudal de 258,3L/s. No âmbito deste projeto está prevista a continuação de trabalhos para identificar outros pontos do sistema de abastecimento de água, onde seja possível a implementação de um sistema semelhante, para produção de energia.

3. SISTEMA DE ABASTECIMENTO DOS ARCOS - ESTREMOZ

Neste trabalho é apresentada uma aplicação de otimização de energias híbridas aplicadas ao sistema de abastecimento de água de Arcos que está a cargo da Entidade Gestora Municipal de Estremoz e se localiza entre as freguesias de Arcos e de São Domingos de Ana Loura, no concelho de Estremoz, região Alentejo Central. A Figura 1 apresenta o mapa de localização do concelho de Estremoz.

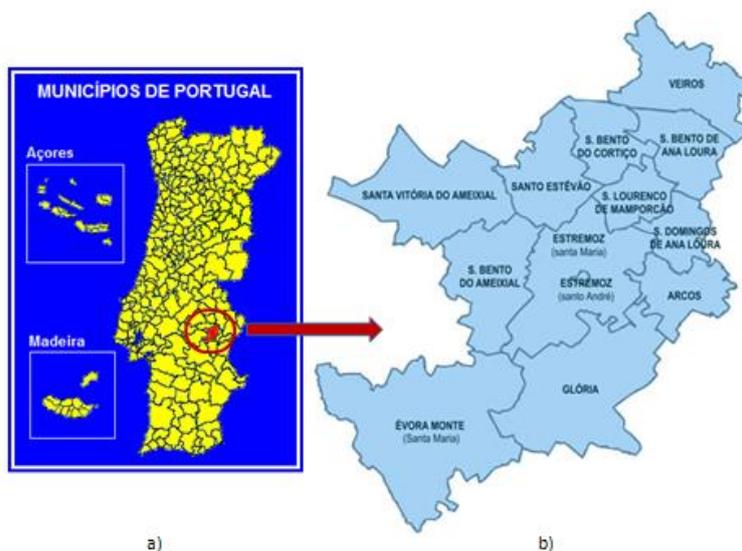


Figura 1 – Localização do Concelho de Estremoz. a) Fonte: www.leme.pt; b) Fonte: www.evoradigital.biz

3. 1. Descrição e caracterização do sistema

O Sistema de Arcos é um sistema autónomo e abastece água às freguesias de Arcos e de S. Domingos de Ana Loura, com uma população total de 1489 habitantes segundo os resultados preliminares dos Censos 2011 do *Instituto Nacional de Estatística* (INE, 2011), o que representa cerca de 11,3% da população do concelho de Estremoz. O sistema de abastecimento de água de Arcos, Figura 2, é constituído por dois locais de captação subterrânea, duas condutas elevatórias adutoras, e um reservatório. As condutas elevatórias são em PEAD, uma com o diâmetro de 90mm e comprimento de 1300m desde o furo Z1 até ao furo Monte Redondo, e a outra com o diâmetro de 110mm e comprimento de 1022m, com início na segunda captação até ao reservatório. O comprimento total das condutas adutoras é de 2,3km e o comprimento total das condutas de distribuição é de 15,7km, num total de 18,0km de condutas (SILVA, 2010).

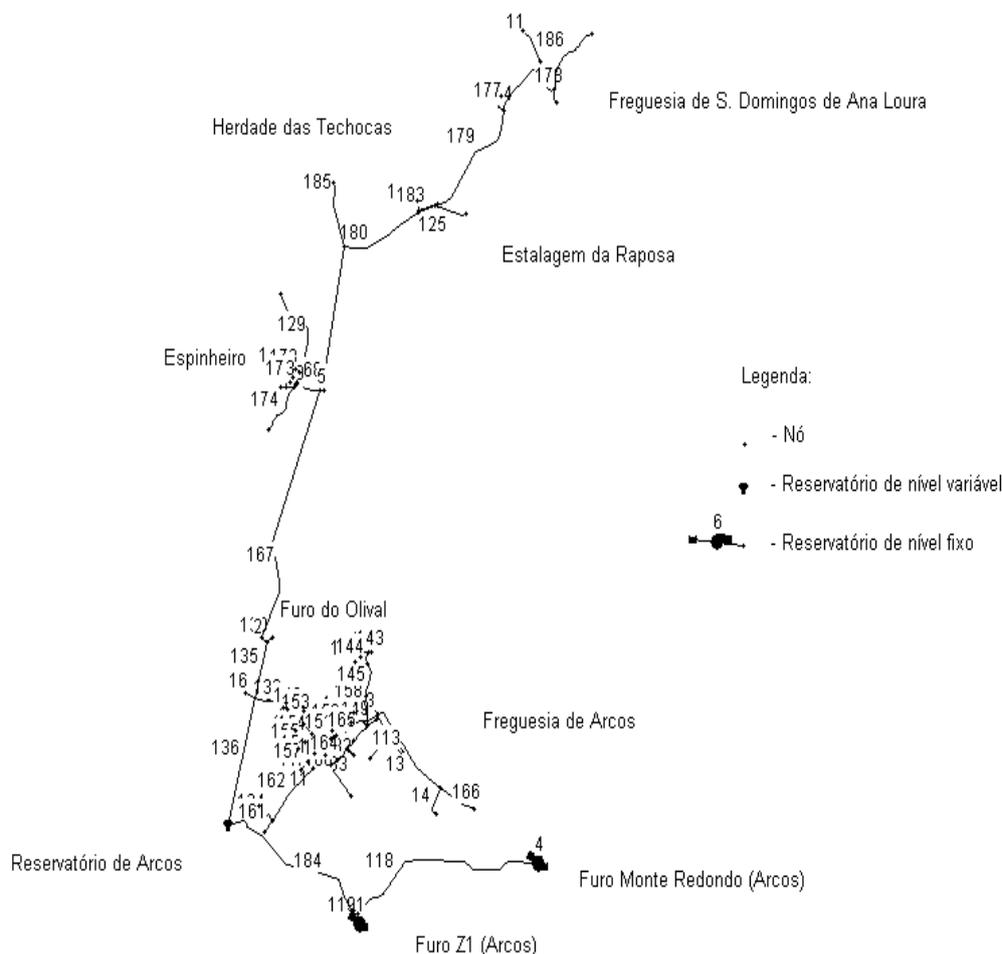


Figura 2 – Esquema do sistema de abastecimento de água de Arcos.

A captação subterrânea da água é feita nos furos Z1 e Monte Redondo, situados na zona industrial de Arcos, com uma capacidade produtiva de 8m³/h por captação (SILVA, 2010). Os furos estão equipados com bombas submersíveis GRUNDFOS SP 14A-25. O Reservatório de Arcos, implantado à cota de 475m, tem a capacidade de armazenagem de 200m³.

Nas Figuras 3 e 4 são apresentados esquemas dos sistemas de abastecimento de água à freguesia de Arcos e à freguesia de S. Domingos de Ana Loura e aglomerado populacional do Espinheiro, respetivamente.

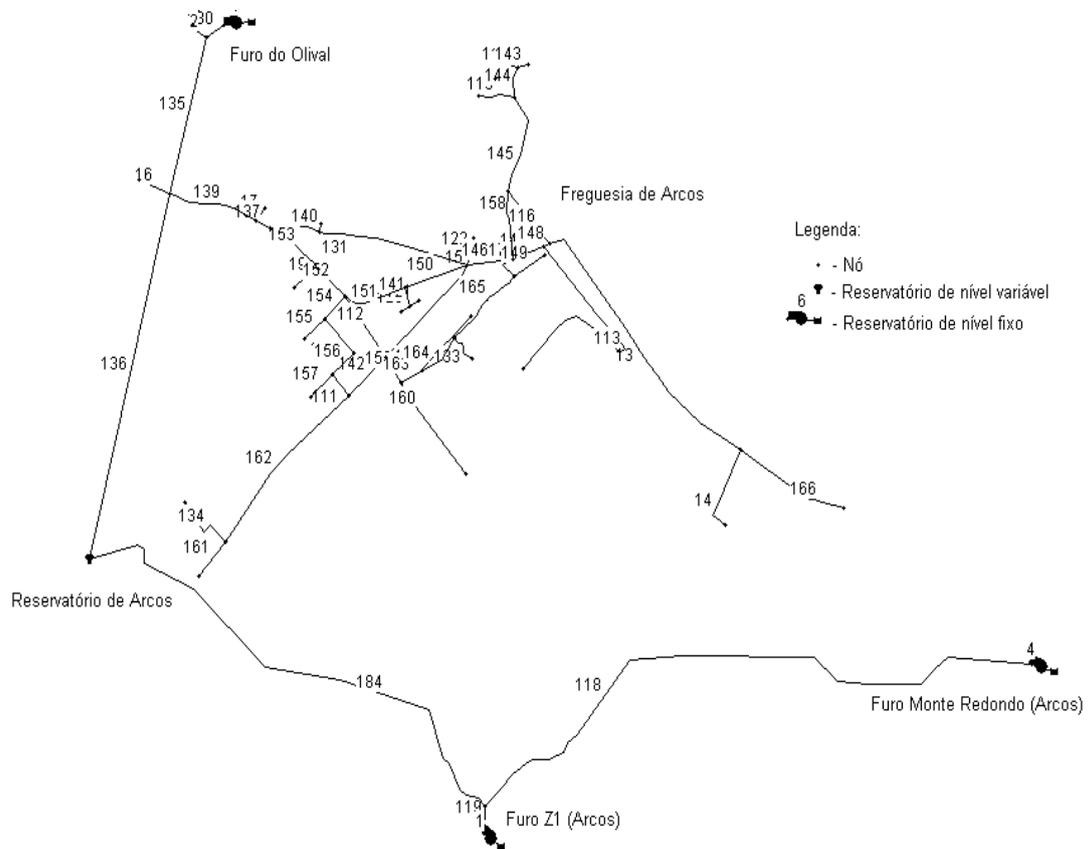


Figura 3 - Esquema do sistema de abastecimento de água à freguesia de Arcos.

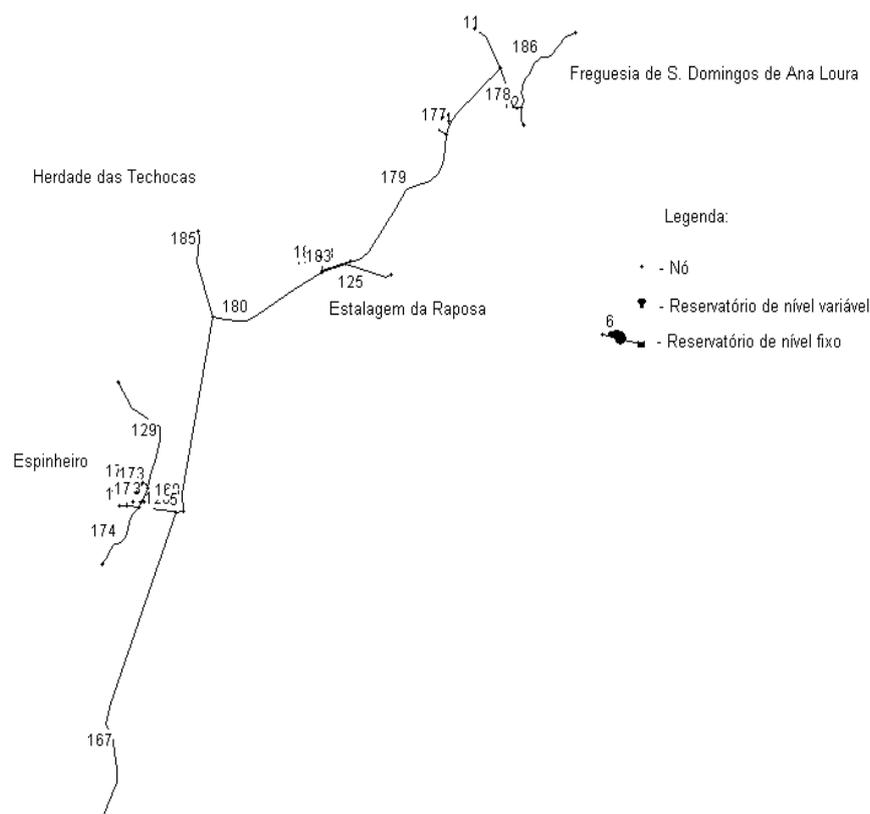


Figura 4 - Esquema do sistema de abastecimento de água à freguesia de S. Domingos de Ana Loura e aglomerado populacional do Espinheiro.

No Quadro 1 são apresentadas as características (diâmetro, comprimento, tipo de material, localização e identificação (ID)) das condutas que constituem o sistema de abastecimento de água de Arcos.

Quadro 1 - Diâmetro, Comprimento aproximado, tipo de material, e localização das principais condutas que constituem o SAA de Arcos. (Fonte: Silva, 2010)

Diâmetro (mm)	Comprimento (m)	Tipo de Material	Localização
110	3814	Fibrocimento	Desde o Reservatório de Arcos até à Herdade das Techocas (Condutas ID136, ID135, ID167, ID168, ID185)
90	694	PVC	Desde EM506-2 até à Rua de Estremoz (Condutas ID139, ID137, ID153, ID152, ID151, ID150)
75	1712	PVC	Desde a Herdade das Techocas até S. Domingos de Ana Loura (Condutas ID180, ID183, ID179, ID177)
63	9485	PVC	Interior do perímetro urbano das freguesias de Arcos, S. Domingos de Ana Loura, Espinheiro
90	1300	PEAD	Desde o furo Monte Redondo, até ao furo Z1 (Conduta ID118)
110	1022	PEAD	Desde o furo Z1, até ao Reservatório de Arcos (Condutas ID184)

O funcionamento deste sistema é, atualmente, controlado pela altura de água no reservatório de Arcos. Quando a altura de água é superior a 2,5m as bombas param, voltando a iniciar o bombeamento de água quando a altura de água é inferior a 1,0m. À saída de cada uma das

bombas existe uma válvula de seccionamento parcialmente fechada, pois a altura de elevação das bombas é 169m e a altura manométrica das bombas nos furos Monte Redondo e Z1 é, de 107 e de 105m, respetivamente. O sistema de abastecimento de Arcos, do ponto de vista de eficiência energética, classifica-se como pouco eficiente, pois o consumo energético das bombas, com uma potência superior à necessária relativamente às características do sistema, aumenta os custos de operação e manutenção. A potência nominal das bombas instaladas no sistema de abastecimento de água é de 7500W. Concluindo-se do ponto de vista económico que as bombas instaladas não são adequadas. Paralelamente aos custos adicionais de energia, assume relevante importância o prejuízo ambiental, devido às adicionais conseqüentes emissões de CO₂. Assim, do ponto de vista ambiental, a eficiência energética do sistema de abastecimento de Arcos será objeto de estudo neste trabalho, de forma a reduzir custos de operação reduzindo a factura de eletricidade através da produção de energias renováveis.

O Quadro 2 apresenta os dados relativos ao reservatório de Arcos, considerado como reservatório de nível variável (RNV).

Quadro 2 – Características do reservatório de Arcos. (Fonte: Entidade Gestora do sistema de abastecimento de água de Arcos).

Características do Reservatório de Arcos	
Diâmetro (m)	9,20
Cota de Fundo (m)	475
Altura Máxima de Água (m)	2,50

O Quadro 3 contém os dados referentes aos furos Z1 e Monte Redondo, considerados como reservatórios de nível fixo (RNF), e dois pontos das curvas características das bombas.

Quadro 3 – Características das bombas instaladas nas captações e cota da superfície livre nos furos.

Captações	Q (L/s) ⁽¹⁾	H (m) ⁽¹⁾	Rendimento (%) ⁽¹⁾	Cota da sup. livre da água nos furos (m) ⁽²⁾
Furo Z1	0,50	169	28	431
	3,80	118	60	
Furo Monte Redondo	0,50	169	28	405
	3,80	118	60	

(1) - Catálogo técnico da bomba GRUNDFOS SP 14A-25

(2) - Fornecida pela Entidade gestora,

4. METODOLOGIA

4. 1. Introdução

A metodologia proposta neste trabalho, é esquematizada na figura 5. Foi aplicado o modelo de simulação hidráulica EPANET 2.0 ao sistema de abastecimento de água dos Arcos para avaliação dos caudais nos troços de conduta, e as cargas hidráulicas nos nós, com cálculo da energia disponível. Posteriormente foi aplicado o modelo HOMER para uma análise económica de uma solução híbrida de geração de energia, utilizando as energias renováveis, solar, hídrica e eólica.

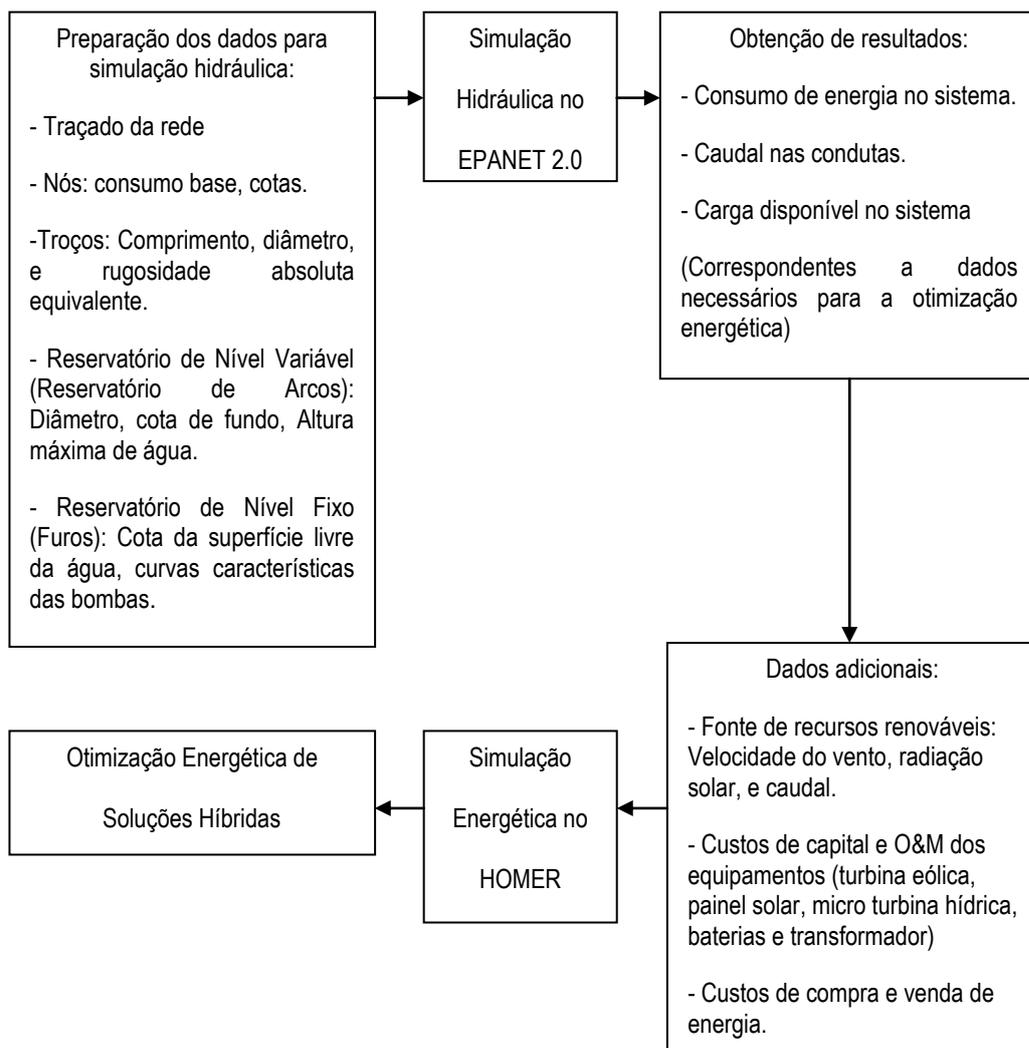


Figura 5 - Esquema da metodologia de estudo.

4. 2. Modelação hidráulica

O EPANET 2.0 é um programa computacional, desenvolvido pelo *U. S. Environmental Protection Agency* (EPA), de utilização livre. Este programa é capaz de simular o comportamento hidráulico de um sistema de abastecimento de água. O software recebe dados de entrada que caracterizam a rede de abastecimento e executa simulações em regime permanente (estáticas) e em regime variável (dinâmicas), obtendo valores de caudal nas tubagens, de pressão nos nós, da altura de água nos reservatórios de nível variável e a concentração de espécies químicas dissolvidas na água.

A base de cálculo para efetuar a simulação são as equações da continuidade e da conservação de energia e a lei de resistência. A lei de resistência aplicada foi a fórmula explícita aproximada de Swamee e Jain (eq.1) para resolver a equação de Colebrook – White, para numero de Reynolds (Re) superior a 4000 (LNEC, 2002).

$$f = \frac{0,25}{\left[\log\left(\frac{\varepsilon}{3,7d} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right]^2} \quad (1)$$

Em que f é o Coeficiente de Darcy Weibach, ε é a rugosidade absoluta equivalente do tubo, d é o diâmetro interno do tubo e Re é o número de Reynolds do escoamento.

O EPANET 2.0 permite fazer o traçado da rede manualmente, ou importar o mesmo em formato digital, tendo, neste caso, a Entidade Gestora fornecido um ficheiro CAD com o traçado da rede abastecimento.

A cota da superfície livre nos furos foi determinada por medição através de sonda, pela Entidade Gestora.

Os consumos base foram estimados a partir de consumos médios, assumindo a capitação de 70L/hab/dia, com base nas condições de funcionamento das bombas. Para a atribuição dos consumos base em cada nó, considerou-se a afetação de 50% do consumo num troço em cada nó de extremidade desse troço. O padrão de consumo associado ao aglomerado foi o correspondente ao fator de ponta 4,0, de acordo com o artigo 19.º do DECRETO REGULAMENTAR n.º 23/95.

O comprimento e diâmetro dos troços foram dados fornecidos pela entidade gestora, e foram apresentados na descrição e caracterização do sistema (Quadro 1).

As rugosidades absolutas equivalentes das condutas novas de fibrocimento, PVC e PEAD (MARQUES, 2006) foram consideradas para estimar as rugosidades absolutas equivalentes das condutas em serviço no sistema, Quadro 4.

Quadro 4 – Rugosidade absoluta equivalente dos materiais nas diferentes condutas existentes no sistema.

Tipo de Material	Fibrocimento	PVC	PEAD
Rugosidade Absoluta Equivalente ε (mm)	0,25	0,04	0,003

Assumiu-se uma rugosidade absoluta equivalente de 0,25mm na conduta de fibrocimento (condutas ID136, ID135, ID167, ID168, e ID185) considerando que as paredes das condutas se encontram revestidas de incrustações calcárias. Relativamente às condutas de PVC foi considerada a rugosidade absoluta equivalente de 0,04mm, um pouco superior à mínima característica do respectivo material, tendo em conta que em zonas onde o escoamento se faz com menor velocidade, podem ocorrer também algumas deposições de espécies químicas existentes na água, alterando a rugosidade real em contacto com o escoamento. As condutas de PEAD existentes no sistema são recentes.

As condutas ID136, ID135, ID167, ID168, e ID185, em fibrocimento, têm um diâmetro comercial de 100mm, no entanto na simulação hidráulica foi considerado um diâmetro interno de 80mm, assumindo uma redução de diâmetro provocada pelo envelhecimento das condutas. Estas condutas entraram em funcionamento na década de 80, e foi identificada a existência de incrustações (SILVA, 2010). As incrustações podem ser devidas a deposição de produtos de corrosão que ocorre em componentes metálicos não protegidos, ou a deposição de substâncias ou espécies químicas existentes na água. Em materiais metálicos e cimentícios, os depósitos tendem a criar uma camada de dimensão aproximadamente uniforme em toda a superfície exposta à água (ALEGRE, 2010).

Para calibração do modelo EPANET 2.0 aplicado ao sistema de abastecimento de Arcos foi aplicada a simulação estática e usados registos de caudal nas captações; entre 11,5m³/h e 14,5m³/h no furo Z1 e entre 10,8m³/h a 11,5m³/h no furo Monte Redondo, respectivamente.

Depois de simulado o comportamento hidráulico do sistema, foi efetuado um estudo das zonas no sistema onde existem maiores caudais e cargas disponíveis para produção de energia hídrica, instalando uma microturbina e substituindo as válvulas existentes no sistema.

4. 3. Otimização de soluções energéticas híbridas

Para otimizar as soluções disponíveis para produção de energia, foi utilizado o software HOMER. Este software tem utilização livre, de uma versão limitada, por 14 dias e é, atualmente, aplicado por um elevado número de técnicos de diferentes países e em diferentes sistemas. Calcula o capital necessário para o primeiro investimento e as despesas de operação durante o período de vida do projeto. Compara resultados entre várias soluções híbridas de geração de energia, tanto em redes centralizadas ou convencionais, com produção de energia a partir de combustíveis fósseis, como em redes descentralizadas aplicando energias renováveis. Tem, ainda, a possibilidade de tomar em consideração a incerteza de várias variáveis, tais como o preço de compra e venda de energia à entidade gestora da rede eléctrica, a velocidade do vento, radiação solar, entre outras. Através de um processo de otimização e uma análise de sensibilidade, apresenta ao utilizador a solução técnica e economicamente mais viável, num conjunto de soluções alternativas de geração de energia eléctrica (www.homerenergy.com).

Neste estudo foram consideradas as energias renováveis eólica, solar e hídrica. Relativamente à energia eólica, foram considerados dados de velocidade do vento horária registados na Estação Meteorológica de Estremoz no período de janeiro a dezembro de 2008 (Figura 6), disponíveis no *Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos* (www.snirh.pt). Foi considerada esta Estação Meteorológica porque está mais próxima do local de estudo, a altura do anemómetro é de 8m.

O comprimento característico da rugosidade do terreno considerado foi 0,01m.

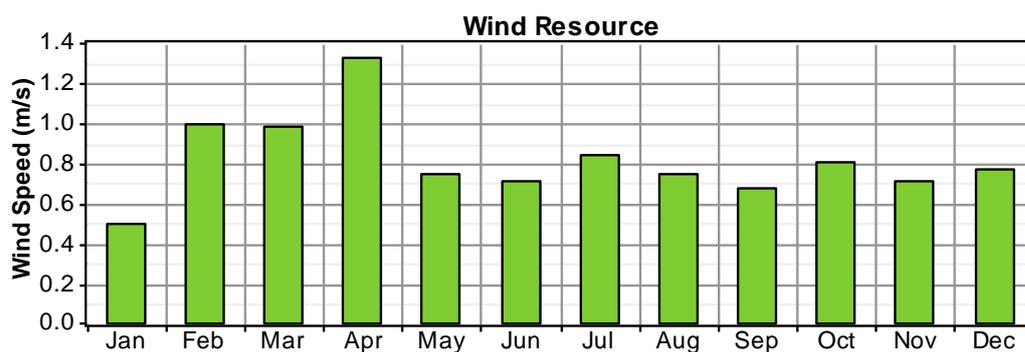


Figura 6 - Velocidades do vento horária média mensal (m/s). (Fonte: SNIRH, 2011).

Abril é o mês que se destaca com a velocidade do vento superior, na ordem de 1,33m/s, e logo a seguir evidenciam-se os meses de fevereiro e março, com velocidades do vento de 1,00m/s e 0,98m/s, respectivamente. A velocidade do vento média anual é 0,82m/s.

A produção de energia solar foi estimada com base na radiação solar diária, dados calculados diretamente no software HOMER, com base nas coordenadas geográficas do local (Latitude: 38° 50' N; Longitude: 7° 36' W), Figura 7.

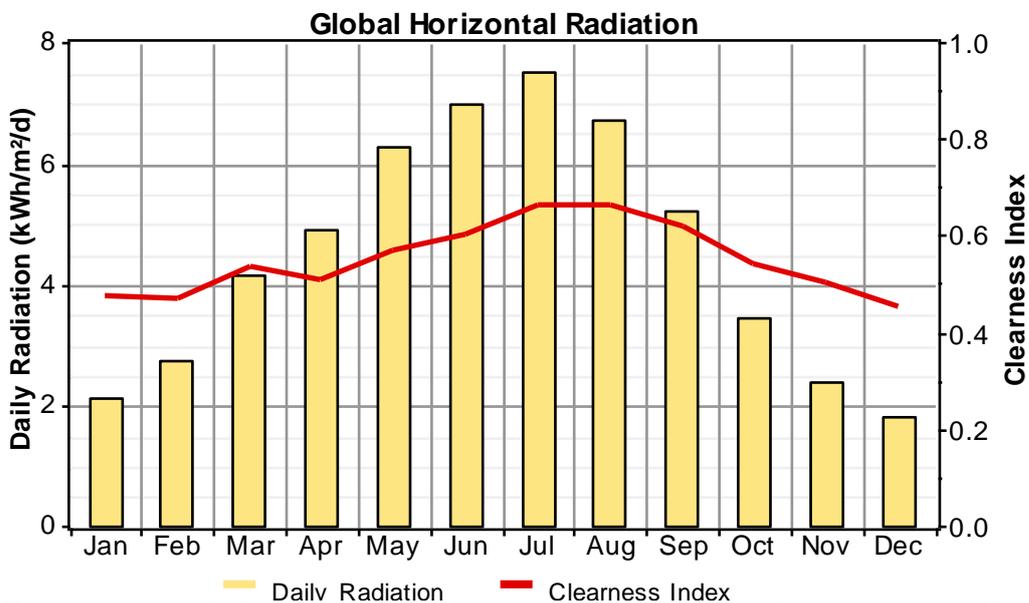


Figura 7 - Variação da Radiação solar (kWh/m²/dia) na cidade de Estremoz. (Latitude: 38° 50' N; Longitude: 7° 36' W)

A Figura 7 mostra que os meses com maior radiação solar são os meses de abril até setembro, destacando-se o mês de julho com a radiação de 7,5kWh/m²/dia. A radiação média anual é 4,54kWh/m²/dia.

Para analisar a potencialidade de geração de energia hídrica no sistema de abastecimento de água, foram introduzidos os dados de caudal que passam na conduta, a instalar a micro turbina (conduta ID184).

No Quadro 5 são apresentados os custos iniciais, e de operação e manutenção dos equipamentos. Devido à falta de dados, nos módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, baterias e transformador foram utilizados os custos apresentados em RAMOS (2008).

Quadro 5 – Custos Iniciais, e custos de operação e manutenção dos equipamentos. (Fonte: RAMOS, 2008)

Equipamentos	Custo Inicial	Custo de Operação e manutenção
Módulos PV	5000€/kWp	50€/ano/kWp
Turbinas Eólicas	1000€/kW	50€/ano/kW
Baterias	200€/kWh	2€/ano/kWh
Transformador	500€/kW	5€/ano/kW
Hidrogerador ⁽¹⁾	361,91€ ⁽²⁾	110,61€/ano ⁽³⁾

(1) - Fonte: Exmork New Energy Company.

(2) - Conversão à taxa de 0,7326 em 27/02/2012.

(3) - Cálculo com base numa regressão exponencial.

O gerador eólico considerado foi o Fuhrländer 250, com a potência nominal de 250kW, e a altura da torre de 25m. Os módulos PV tem uma potência de pico de 1kW, e um grau de inclinação de 38,8°. O transformador tem uma potência de ponta de 1kW.

Com base nas características técnicas do local, contactaram-se dois fornecedores de hidrogeradores (Fuchun Industry Development Co., LTD Shenzhen, e Exmork New Energy

Company). Conforme se pode verificar em anexo, os respectivos custos apresentados foram de 630USD e 494USD, valores de custo convertidos para euros à taxa de 0,7326. Optou-se pelo último fornecedor que apresentou custos inferiores.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção do hidrogerador, foi utilizada a relação entre caudal e custos de operação e manutenção apresentados em RAMOS (2008). Os caudais apresentados são superiores, mas verificou-se que existe uma relação com tendência exponencial entre o caudal e os respectivos custos, com uma aproximação de 99%.

O sistema está ligado à rede eléctrica, com a possibilidade de compra e venda de energia. Tendo em conta a Diretiva 7/2011 da ERSE (2011b), *Entidade Reguladora dos serviços Energéticos* que regulamenta as tarifas de venda para 2012 no sector eléctrico, consideraram-se dois casos distintos, o tarifário simples e o tarifário bi-horário.

A PORTARIA n.º284/2011, de 28 de outubro de 2011, regulamenta o regime jurídico aplicável à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis. Foi com base na tarifa de referência para 2012, que foi efetuado o estudo de otimização. Foi efetuada uma análise de sensibilidade fazendo variar os custos de compra e venda de eletricidade. Na referida PORTARIA n.º284/2011 a tarifa de referência é diferente ao longo do período de 15 anos considerado, pelo que foi analisada a influência da variação dessa tarifa. No Quadro 6 resumem-se os dados de entrada, relativos à compra e venda de eletricidade, para o tarifário simples e para o tarifário bi-horário.

Quadro 6 - Preços de compra e venda de energia à rede eléctrica, e taxas aplicáveis, no tarifário simples e bi-horário.

	Tarifário simples	Tarifário bi-horário
Preço de compra de eletricidade (€/kWh)	0,1393	0,1551 c) 0,0833 d)
Preço de venda de eletricidade (€/kWh)	0,3260 a) 0,1850 b)	0,3260 a) 0,1850 b)
Taxa referente à potência contratada e taxa de exploração à DGEG (€/kW/mês)	24,4300	24,4300

- a) Preço de venda de eletricidade nos primeiros 8 anos.
- b) Preço de venda de eletricidade nos 7 anos seguintes.
- c) Preço de compra de eletricidade em horas fora de vazio. (8h às 22h).
- d) Preço de compra de eletricidade em horas vazio. (22h às 8h).

As variações de venda de eletricidade são previsíveis durante 15 anos, no entanto as variações de compra são incertas. Foram consideradas 2 variáveis na análise de sensibilidade, o preço de venda e de compra de eletricidade. Os valores considerados no preço de venda foram de 0,3260€/kWh nos primeiros 8 anos, e 0,1850€/kWh nos 7 anos seguintes em ambos os tarifários, conforme apresentado no Quadro 6. O Quadro 7 apresenta os valores utilizados na variável preço de compra, tendo em conta o acentuado crescimento nos preços de compra que se tem vindo a verificar.

Quadro 7 - Preços de compra de eletricidade, considerados na análise de sensibilidade.

Tarifário Simples		€/kWh
		0,1393
		0,1400
		0,1500
		0,1750
		0,1850
		0,2000
		0,2500
Tarifário Bi-Horário	Horário Fora de vazio (08h – 22h)	0,1551
		0,1560
		0,1590
		0,1600
		0,1850
		0,2000
		0,2500
		0,0833
	Horário Vazio (22h – 08h)	0,0840
		0,0850
		0,0860
		0,0870
		0,1000
		0,1500

4. 4. Cálculo das emissões dos poluentes atmosféricos

O HOMER calcula as emissões de 6 poluentes atmosféricos associados à utilização de energia da rede eléctrica. O software usa coeficientes de emissão (em g/kWh), valores médios tabelados associados à produção de energia convencional, e multiplica-os pela diferença da quantidade de energia comprada e a energia vendida à rede eléctrica LAMBERT *et al.* (2006).

Foram usados os coeficientes de 632,00kg/kWh, 2,74kg/kWh e 1,34kg/kWh relativamente às emissões dos poluentes atmosféricos dióxido de carbono, dióxido de enxofre e óxidos de nitrogénio.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1. Resultados da simulação hidráulica

Após a simulação hidráulica com aplicação do EPANET 2.0, foram analisados os resultados dos caudais e das perdas de carga nas condutas de adução, por se tratar das condutas onde existe uma maior possibilidade de geração de energia, devido à existência de caudais superiores. A quantidade de energia gerada depende da potência da microturbina, que por sua vez depende das variáveis caudal e queda útil.

Nos Figuras 8, 9 e 10 são apresentadas as variações de caudal nas três condutas de adução, numa simulação de 120 horas.

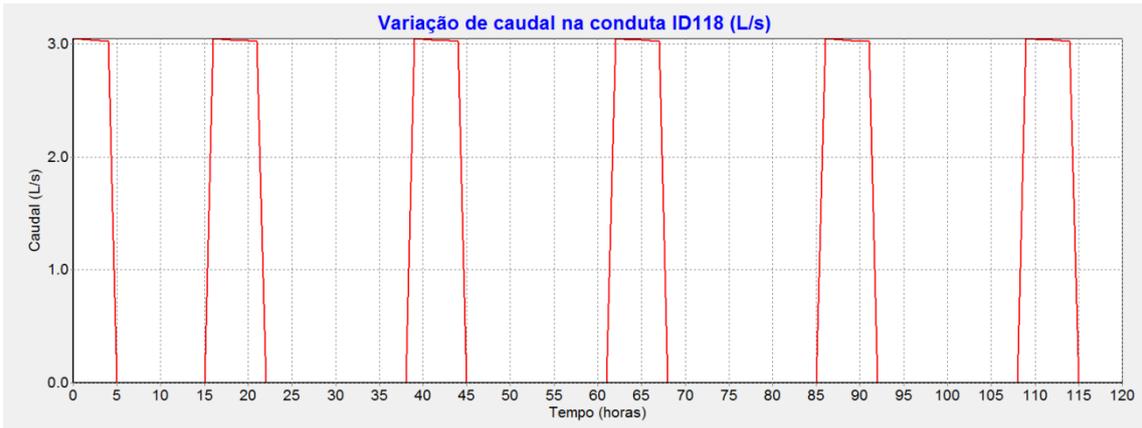


Figura 8 - Variação de caudal na conduta ID118 (L/s).

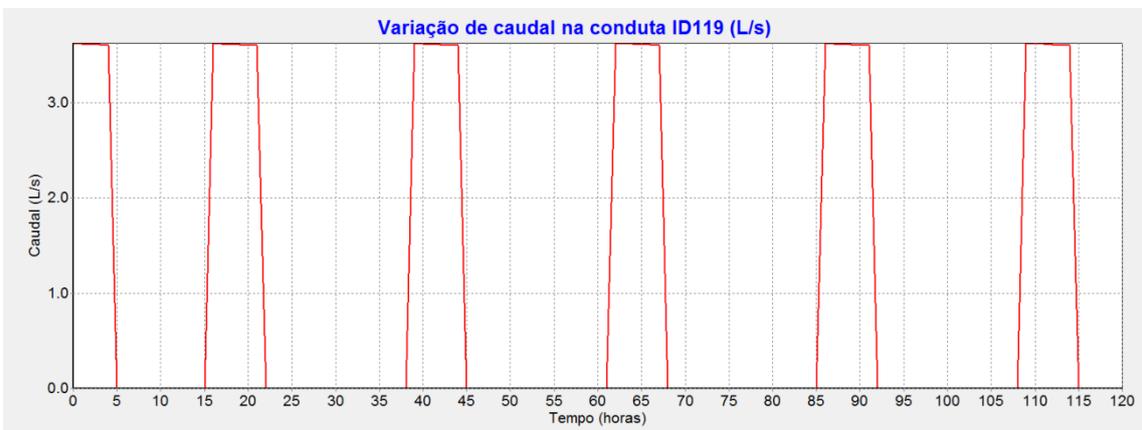


Figura 9 - Variação de caudal na conduta ID119 (L/s).

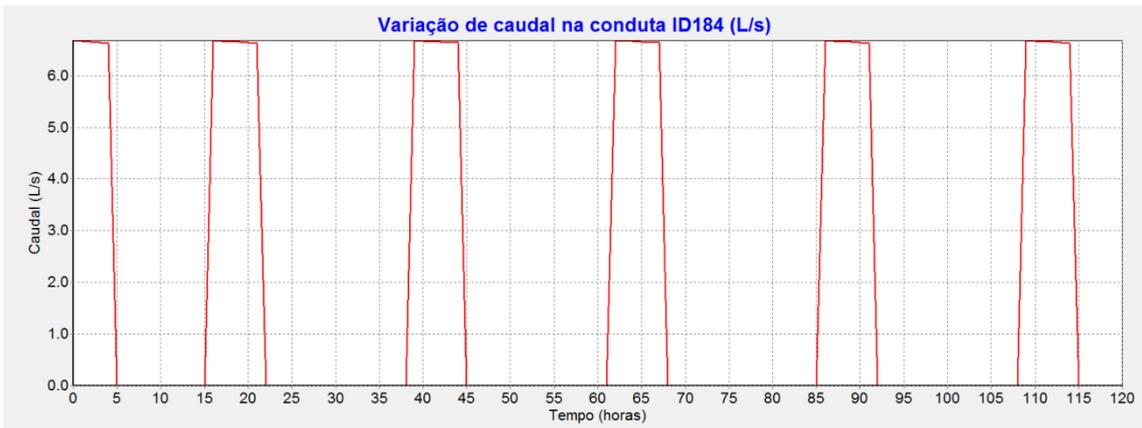


Figura 10 - Variação de caudal na conduta ID184 (L/s).

Por observação nos gráficos acima, verifica-se o caudal mais elevado na última conduta (conduta ID184), sendo 6,68L/s. Verifica-se o caudal mínimo de 0L/s nas três condutas, tal deve-

se ao facto da programação da bomba, ser em função da altura de água no reservatório de Arcos. As bombas param, quando a água no reservatório atinge o nível máximo de 2,5m.

Devido às válvulas de seccionamento instaladas em cada furo o coeficiente de perda de carga nas condutas ID118 e ID119 é de 37,68m/km e 1266,07m/km, na conduta ID184 a perda de carga unitária máxima é 11,46m/km. As mesmas condutas, respectivamente, apresentam uma perda de carga total de 48,97m, 64,20m, e 12,04m. Se forem substituídas as válvulas de seccionamento, instaladas nos furos Monte Redondo e Z1, por uma micro turbina, esta terá que se adequar com as características técnicas do sistema, sem comprometer a necessidade de fornecer água à população. Encontrou-se no mercado o hidrogerador CJ-500W, adequado a variações de caudal desde 5L/s a 7L/s, e para a queda de água 12 a 18m. As características técnicas do equipamento são adaptáveis às características hidráulicas da conduta ID184, mas para a sua instalação, serão necessárias atenções específicas para não comprometer as necessidades de distribuição de água. Uma boa forma de garantir sempre a distribuição de água à população será com a instalação de um sistema by-pass, seguindo o exemplo que relata WHITE (2011), e o exemplo do Projeto TERESA.

De acordo com o tarifário bi-horário apresentado anteriormente no Quadro 6, o valor da compra de energia em horário fora de vazio (8h às 22h) é 0.1551€/kWh, horário que coincide com o consumo de energia nas bombas. Portanto, a aplicação deste tarifário é ineficiente nestas condições de funcionamento das bombas, uma vez que o tarifário inferior (0.0833€/kWh) é aplicado em horas que as bombas não estão a funcionar. Poderá ser estudada a possibilidade de programar as bombas para funcionar no horário de vazio, no entanto, neste trabalho foi apenas considerado o funcionamento das bombas de modo a satisfazer as necessidades da população, em função das características de funcionamento atual do sistema de abastecimento de água. Caso futuramente seja considerada a referida possibilidade, a fim de rentabilizar o consumo de energia, evidencia-se que terá que ser efetuado um estudo no funcionamento hidráulico do sistema, de forma a garantir o fornecimento de água em quantidade e qualidade à população. Esta situação pode obrigar à intervenção no reservatório, aumentando a sua capacidade de armazenamento.

O EPANET 2.0, em função das condições de funcionamento no sistema de abastecimento de água, calcula a energia consumida em cada bomba por m³ de água bombeada. O consumo das bombas instaladas no furo Monte Redondo, e furo Z1, é de 0,63kWh/m³ e 0,54kWh/m³, respectivamente.

A Figura 11 mostra a variação do volume de água bombeada ao longo do dia, em ambos os furos.

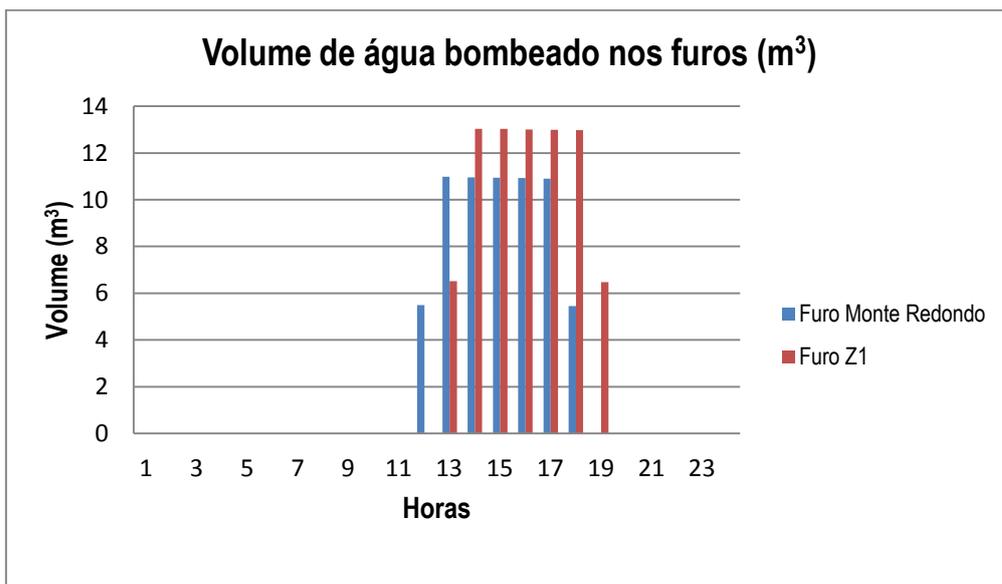


Figura 11 - Volume de água bombeado (m³) nos furos Monte Redondo e Z1.

Observando o gráfico anterior verifica-se que no furo Z1 é bombeado um volume superior de água, e em ambos os furos o bombeamento apenas se realiza entre as 12 e as 19h. Os consumos de energia em cada bomba, e o consumo total de energia no sistema, são apresentados no Quadro 8.

Quadro 8 - Consumo de energia no furo Monte Redondo, no furo Z1, e consumo total do sistema (kWh).

Horas	Energia Consumida (kWh)		
	Captção Monte Redondo	Captção Z1	Total
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	3,46	0	3,46
13	6,92	3,52	10,44
14	6,91	7,04	13,94
15	6,89	7,04	13,93
16	6,88	7,03	13,91
17	6,87	7,02	13,89
18	3,44	7,01	10,44
19	0	3,50	3,50
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0

A Figura 12 apresenta o perfil diário da potência imposta pelo sistema.

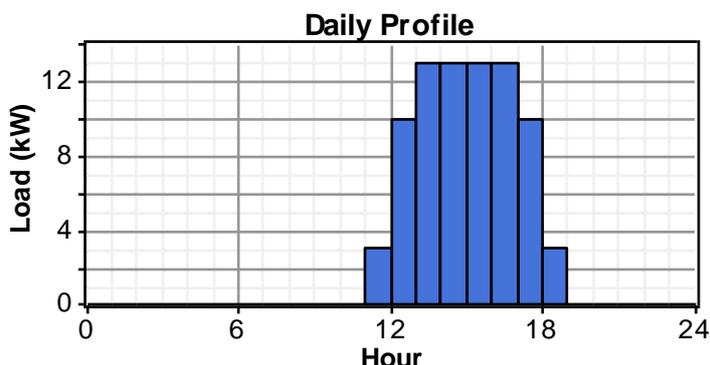


Figura 12 - Variação diária da potência consumida no sistema (kW), (bombas instaladas nos furos Monte Redondo e Z1).

5.2. Resultados da otimização das energias híbridas

De seguida são apresentados os resultados referentes às duas simulações efetuadas com o modelo HOMER. Na primeira simulação foi considerado o tarifário simples, e na segunda foi considerado o tarifário bi-horário. No entanto as bombas entram em funcionamento fora do horário de vazio, pois funcionam em função da altura de água no reservatório de Arcos.

5.2.1 Tarifário simples

Na primeira simulação efetuada, considerando o tarifário simples, a solução mais vantajosa é constituída por uma turbina eólica, uma turbina hídrica e compra e venda de energia à rede eléctrica, com um custo capital inicial de 1862€, tendo em conta a taxa de registo na unidade de micro produção de 500€ (PORTARIA n.º 1185/2010). No Quadro 9, aparecem as quantidades de energia produzida pelas duas turbinas (eólica e hídrica), e também a quantidade de energia comprada à rede eléctrica. São apresentados os valores em kWh/ano e em %.

Quadro 9 - Produção das duas fontes de energia renovável, e compra de eletricidade à rede (kWh/ano e em %).

Produção de Energia	kWh/ano	%
Turbina Eólica	5041	16
Turbina hídrica	754	2
Compra de eletricidade	25916	82
Total	31710	100

O sistema produz 18% de energia renovável, sendo 16% correspondente à energia eólica e 2% à energia hídrica. A razão porque a turbina eólica contribui com uma percentagem superior de produção de energia, pode-se relacionar com a baixa eficiência da turbina hídrica, que não ultrapassa os 60%, e com o facto de o caudal não ultrapassar os 6,68L/s.

A Figura 13 ilustra a variação da potência utilizada pelo sistema, desde janeiro a dezembro.

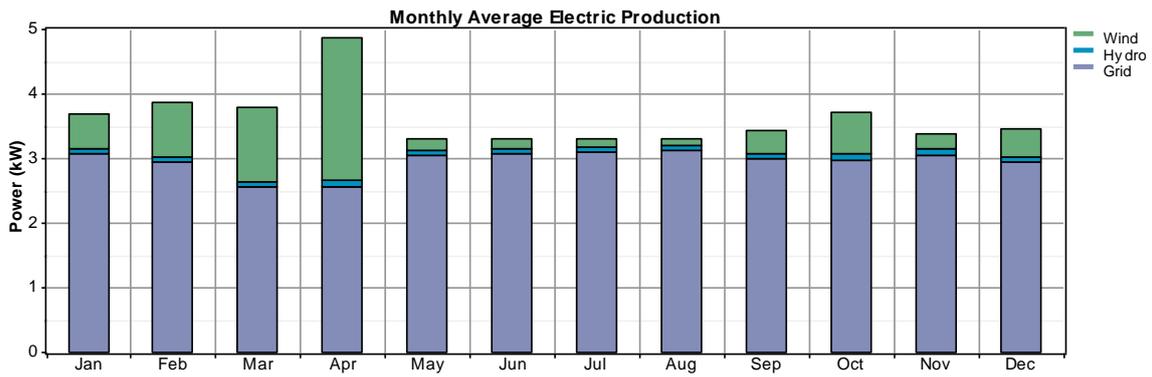


Figura 13 - Potência média gerada das duas fontes de energia renovável e compra à rede (kW).

Abril é o mês em que existe uma maior potência eólica gerada, com 2,22 kW, o que se justifica devido à sazonalidade da velocidade do vento. Consequentemente, verifica-se uma diminuição da necessidade de compra de eletricidade à rede. A potência hídrica gerada é 0,084 kW. A Figura 14 compara a energia comprada e vendida à rede ao longo dos meses do ano.

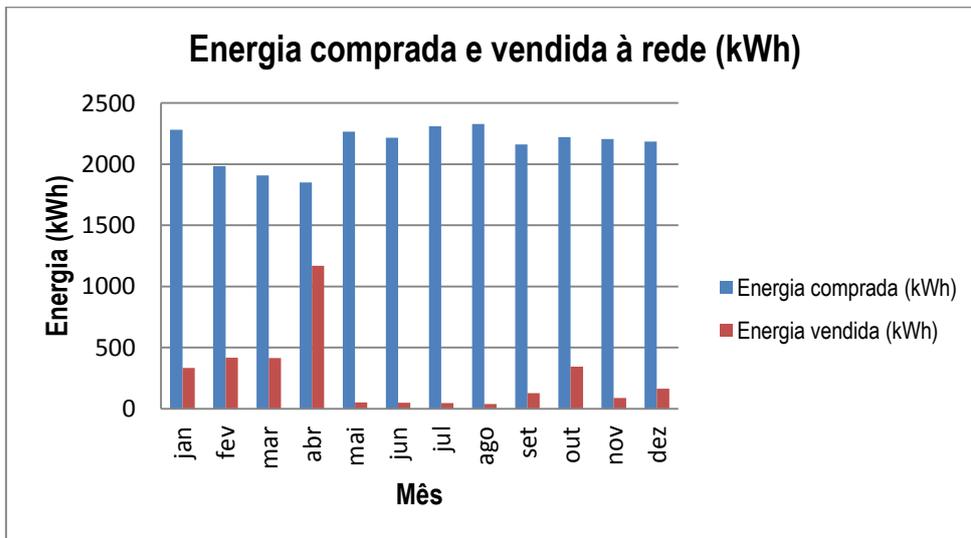


Figura 14 - Energia comprada e vendida à rede ao longo do ano (kWh).

Novamente se destaca o mês de abril, com 1168kWh de energia vendida à rede eléctrica, reduzindo significativamente a necessidade de compra, para 1850kWh. Os meses de maio, junho, julho e agosto são os meses em que se vende uma menor quantidade de energia, e consequentemente existe uma maior necessidade de compensar o sistema comprando uma maior quantidade de energia à entidade gestora da rede eléctrica.

No Quadro 10 apresentam-se as emissões de poluentes atmosféricos referentes à compra de energia eléctrica para satisfazer as necessidades do sistema.

Quadro 10 - Emissões de poluentes atmosféricos (kg/ano).

Poluente	Emissões (kg/ano)
Dióxido de Carbono	14331
Monóxido de Carbono	0
Hidrocarbonetos não queimados	0
Partículas em suspensão	0
Dióxido de Enxofre	62,1
Óxidos de Nitrogénio	30,4

A segunda solução mais vantajosa é constituída apenas por compra e venda de energia à rede eléctrica e uma turbina eólica, com o custo capital inicial de 1500€ (considerando a taxa de registo da micro produção). Em baixo podem-se observar a produção de energia renovável e as emissões de poluentes, Quadro 11 e Quadro 12 respectivamente.

Quadro 11 - Produção de energia eólica, e compra de eletricidade à rede (kWh/ano e em %).

Produção de energia	kWh/ano	%
Turbina eólica	5041	16
Compra de eletricidade	26433	84
Total	31474	100

Quadro 12 - Emissões de poluentes atmosféricos (kg/ano).

Poluente	Emissões (kg/ano)
Dióxido de Carbono	14807
Monóxido de carbono	0
Hidrocarbonetos não queimados	0
Partículas suspensas	0
Dióxido de enxofre	64,2
Óxidos de nitrogénio	31,4

Nesta configuração verifica-se uma diminuição da percentagem de produção de energia renovável, de 18% para 16%. O que conseqüentemente implica um ligeiro aumento de emissões de poluentes atmosféricos. As emissões de CO₂ aumentam de 14331kg/ano para 14807kg/ano. A terceira configuração ótima é constituída por uma turbina eólica, turbina hídrica, um painel solar, um conversor e compra e venda de energia à rede eléctrica, com um custo de capital inicial de 7362€. A seguir no Quadro 13 apresentam-se as quantidades e percentagens de energia utilizadas pelo sistema através de cada uma das fontes mencionadas.

Quadro 13 – Produção de energia solar; eólica, hídrica, e compra e venda de energia à rede (em kWh/ano e %)

Produção de energia	kWh/ano	%
Painel solar	1489	5
Turbina eólica	5041	16
Turbina Hídrica	754	2
Compra de eletricidade	24887	77
Total	32171	100

O Quadro 14 apresenta as emissões de gases poluentes da atmosfera resultantes da produção energética.

Quadro 14 - Emissões de poluentes atmosféricos (kg/ano).

Poluente	Emissões (kg/ano)
Dióxido de Carbono	13484
Monóxido de carbono	0
Hidrocarbonetos não queimados	0
Partículas suspensas	0
Dióxido de enxofre	58,5
Óxidos de nitrogénio	28,6

Na terceira solução a produção de energia renovável aumenta para 23%, consequentemente verifica-se um esperado decréscimo nas emissões de CO₂ para 13484kg/ano.

Os resultados obtidos na análise de sensibilidade realizada para as duas soluções mais favoráveis podem ser observados na Figura 15.

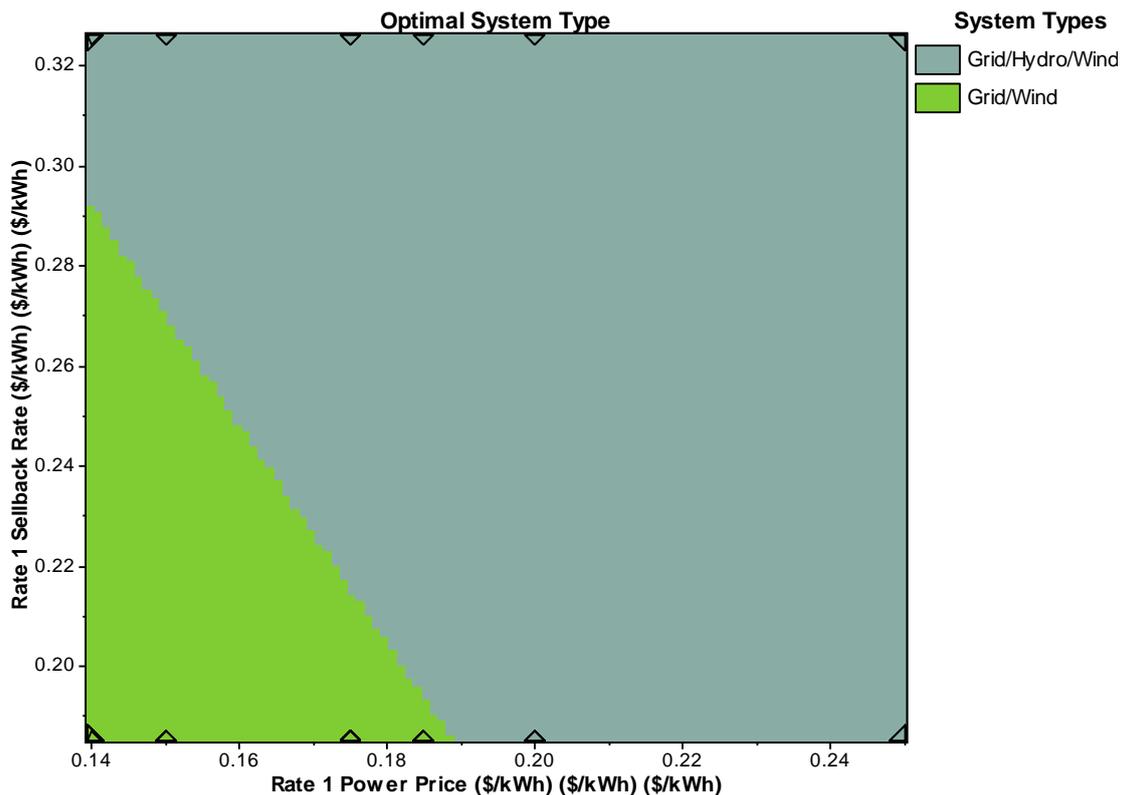


Figura 15 - Análise de sensibilidade, para o tarifário simples.

A solução constituída por uma turbina eólica, turbina hídrica e ligação à rede (representado a azul) é apenas viável quando os valores de venda de energia forem superiores a 0,291€/kWh, e o preço da compra de energia for superior a 0,189€/kWh. Quando o preço da energia for inferior a 0,189€/kWh e o preço de venda de energia for inferior a 0,291€/kWh, torna-se mais vantajosa a solução constituída por uma turbina eólica e compra de energia à rede eléctrica (representado a verde).

5.2.2 Tarifário bi-horário

No segundo caso simulado, considerando o tarifário bi-horário, encontra-se também a solução ótima constituída por uma turbina eólica, turbina hídrica e ligação à rede. As segunda e terceira solução mais favorável coincidem com as soluções do tarifário simples. Destaca-se que apenas variam os resultados da análise de sensibilidade, uma vez que os preços de compra de energia são diferentes. A Figura 16 mostra a análise de sensibilidade para as duas soluções mais favoráveis.

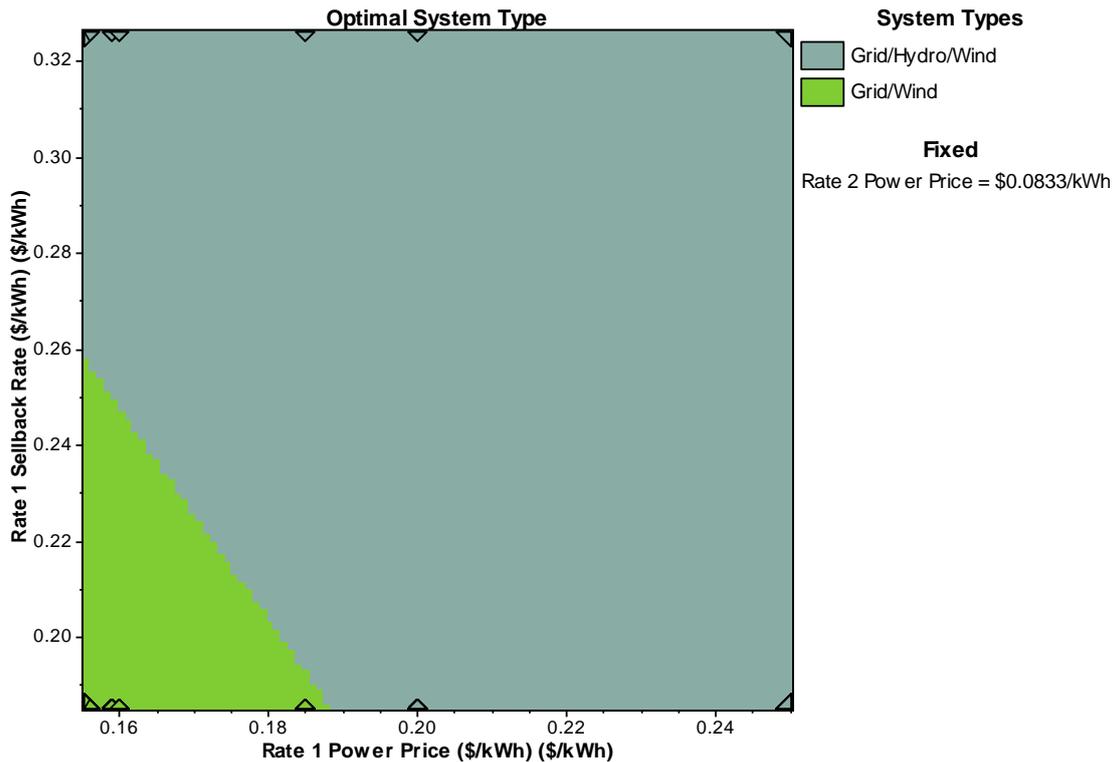


Figura 16 - Análise de sensibilidade, para o tarifário bi-horário.

No tarifário bi-horário verifica-se que a solução constituída por uma turbina eólica, turbina hídrica, e ligação à rede é a mais viável numa maior gama de variações de preços de venda de energia à rede eléctrica. Ou seja, a respectiva solução (representada a azul) é viável para preços de venda de energia mais baixos do que no tarifário simples. A partir do preço de venda de 0,259€/kWh, e preço de compra de 0,188€/kWh a solução ótima é constituída por compra e venda de energia à rede, produção de energia eólica e hídrica.

5.3. Análise económica do projeto

Visto que o tarifário simples é mais vantajoso, para o horário de funcionamento das bombas, foi efetuada uma análise económica do projeto para esta solução, apresentada no Quadro 15.

Quadro 15 - Análise económica do projeto.

Ano	Euros/ano			
	Valor da factura inicial ⁽¹⁾	Receitas de energia ⁽²⁾	Investimento	Valor da factura final
1	3965,87	1889,17	1862,00	2076,70
2	3965,87	1889,17		2076,70
3	3965,87	1889,17		2076,70
4	3965,87	1889,17		2076,70
5	3965,87	1889,17		2076,70
6	3965,87	1889,17		2076,70
7	3965,87	1889,17		2076,70
8	3965,87	1889,17		2076,70
9	3965,87	1072,08		2893,80
10	3965,87	1072,08		2893,80
11	3965,87	1072,08		2893,80
12	3965,87	1072,08		2893,80
13	3965,87	1072,08		2893,80
14	3965,87	1072,08		2893,80
15	3965,87	1072,08		2893,80
Total	59488,07	22617,89	1862,00	36870,18

(1) - Valor calculado considerando o valor de compra a 0,1393€, sem atualização.

(2) - Valor calculado considerando o valor de venda a 0,3260€ nos primeiros 8 anos e 0,1850€ nos 7 anos seguintes, sem atualização.

O valor das receitas de energia no primeiro ano de projeto é de 1889,17€, e o custo inicial de investimento é de 1862,00€, logo o custo de investimento é pago no primeiro ano de projeto. A duração total do projeto permite poupar 20755,89€, sem atualização. Evidencia-se que o valor total da factura no final do projeto de 15 anos será certamente superior, uma vez que o crescimento do preço de compra de eletricidade é incerto.

6. CONCLUSÕES

Conclui-se que o projeto é viável, e o tarifário mais vantajoso nas condições atuais de funcionamento do sistema é o tarifário simples. A solução ótima é constituída por uma turbina eólica, uma turbina hídrica e compra e venda de energia eléctrica à rede. O custo inicial de investimento é de 1862,00€ (valor incluindo a taxa de microgeração prevista na PORTARIA n.º 1185/2010), e ao fim do primeiro ano de projeto o investimento é compensado pela redução de custos da energia eléctrica. No final dos 15 anos de projeto a entidade gestora terá poupado 20755,89€, produzindo energia eólica e energia hídrica. As condições atuais de funcionamento do sistema são poucos eficientes, pois a bomba está sobredimensionada relativamente às características do sistema de abastecimento de água. Para aumentar a eficiência do sistema seria conveniente estudar a possibilidade de substituição das bombas instaladas, e no caso de tal não ser viável programar o seu funcionamento num horário em que os custos energéticos sejam inferiores aplicando o tarifário bi-horário. Contudo a geração de energias renováveis vem compensar os custos associados ao consumo de energia para bombeamento de água. Para

além da redução de custos de energia na factura eléctrica, a produção de energia renovável contribui também para a redução de 3662kg/ano de emissões de CO₂ na atmosfera, contribuindo desta forma para uma gestão sustentável e eficiente do sistema.

AGRADECIMENTOS

Para a realização deste trabalho foi importante a contribuição de algumas pessoas, a quem o autor pretende agradecer.

À Professora Madalena Moreira, professora na Universidade de Évora, pelo apoio, sugestões e correções efetuadas neste trabalho.

Ao Eng.º Paulo Silva e ao Eng.º José Maranga da Câmara Municipal de Estremoz Pelas explicações acerca do funcionamento do sistema em estudo, e cedência de dados.

BIBLIOGRAFIA

ADP – Águas de Portugal (2010). Relatório de Contas 2010. Disponível [www:< http://www.adp.pt/files/970.pdf>](http://www.adp.pt/files/970.pdf)

ADP ENERGIAS, S.A.- Energias Renováveis e serviços Ambientais S.A. – Grupo Águas de Portugal (2010). Relatório de contas 2010. Disponível [www:< http://www.adp.pt/files/950.pdf>](http://www.adp.pt/files/950.pdf)

ADP - Águas de Portugal (2002). Elementos de Base Para o Dimensionamento de Infraestruturas – 01. Capitações de Água no consumidor – 01.03 – Abastecimento de Água. Nota Técnica DT AdP - 01.03.

ALEGRE Helena, COVAS Dídia (2010). Gestão patrimonial de infraestruturas de abastecimento de água. Uma abordagem centrada na reabilitação. Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos, Laboratório Nacional de Engenharia Civil, Instituto Superior Técnico. 978-989-8360-04-5. Lisboa.

ANAGNOSTOPOULOS John S., PAPANTONIS Dimitris E. (2007). Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant. Elsevier, Energy Conversion and Management 48 (2007) 3009–3017.

BARING-GOULD E. IAN (1998). Hybrid2 - The hybrid system simulation model version 1.1 - Users Manual. NREL/TP-440-21272. UC Category: 1213. DE96007901.

BATISTA Jaime Melo (2012). Perdas de água em Portugal. Pedido de informação da jornalista Marisa Figueiredo in: Intervenções públicas de 2011. ERSAR – Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos. ISSN: 1647-7057.

BATISTA Jaime Melo, PÁSSARO Dulce Álvaro, PIRES João Simão (2011). Desafios para os serviços de águas em Portugal numa perspectiva de médio e longo prazo. In: Textos sobre regulação – Volume 3. ERSAR – Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos. ISBN: 978-989-8360-06-9.

BLASING T. J. (2012). Recent Greenhouse Gas Concentrations. DOI: 10.3334/CDIAC/atg.032. (Consult. 12 mar 2012) Disponível [www:< http://cdiac.ornl.gov/pns/current_ghg.html>](http://cdiac.ornl.gov/pns/current_ghg.html)

COELHO Sérgio Teixeira, LOUREIRO Dália, ALEGRE Helena (2006). Modelação e Análise de Sistemas de Abastecimento de Água. Instituto Regulador de Águas e Resíduos, Laboratório Nacional de Engenharia Civil.

CUNHA Alexandra Gonçalves, RODRIGUES Cristina Landeiro (2011). Apuramento de custos e proveitos dos serviços de águas e resíduos prestados por entidades gestoras em modelo de gestão direta. ERSAR - Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos. Série Guias técnicos 18.

DECRETO-LEI n.º118-A/2010 de 25 de outubro de 2010, que simplifica o regime jurídico aplicável à produção da eletricidade por intermédio de instalações de potência, designadas por unidades de microprodução, e procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, e à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro. Diário de República 1.ª Série – N.207

DECRETO REGULAMENTAR n.º 23/95 de 23 de agosto. O Decreto-Lei n.º 207/94, de 6 de agosto, veio atualizar a legislação existente em matéria de sistemas públicos e prediais de distribuição de água e drenagem de água residuais, aprovando os princípios gerais a que devem obedecer a respectiva concepção, construção e exploração e prevendo que a regulamentação técnica daqueles sistemas, bem com as respectivas normas de higiene e segurança seriam aprovadas por decreto regulamentar. Diário de República - I Série B - N.º 194

ERSAR - Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos (2010). Acessibilidade económica aos serviços públicos de abastecimento de água para consumo humano e de saneamento de águas residuais urbanas em Portugal. Relatório Ersar n.º 1/2010. Departamento de Estudos e Projetos.

ERSAR - Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos (2010). Relatório anual do sector de Águas e Resíduos em Portugal (2009). Sumário Executivo. ISBN: 1647-9238.

ERSE – Entidade Reguladora dos serviços Eléctricos (2011a). Comunicado – Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2012. (Consult. 3 de Jan 2012). Disponível [www: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifas2012/Documents/Comunicado_tarifasSE_2012.pdf>](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifas2012/Documents/Comunicado_tarifasSE_2012.pdf)

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Eléctricos (2011b). Diretiva 7/2011 de 22 de dezembro de 2011, que regulamenta as tarifas do sistema eléctrico para 2012. Diário da República, 2.ª Série – N.º 244.

ERSE – Entidade Reguladora dos serviços Energéticos (2011c). Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012 – 2014. Disponível [www: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/documents/tarifas%202012.pdf>](http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/documents/tarifas%202012.pdf)

ESHA - European Small Hydropower Association (2004). Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant. European Small Hydropower Association.

EC - European Commission (2011). Key Figures. Directorate – General for Energy. June.

EC - European Commission (2011). Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050

EC - European Commission (2011). Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. Energy Roadmap 2050. Brussels, XXX. COM(2011) 885/2

EUROSTAT – European Statistics (2011). Energy Price Statistics, updated in November 2011. (Consult. 12 mar 2012). Disponível [www: < http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_price_statistics>](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_price_statistics)

EVORADIGITAL.BIZ (2006). (Consult. 13 mar. 2012). Disponível [www:< http://www.evoradigital.biz/pt/conteudos/territorial/caracterizacao+do+distrito/concelho+de+estremoz/>](http://www.evoradigital.biz/pt/conteudos/territorial/caracterizacao+do+distrito/concelho+de+estremoz/)

GONÇALVES Fábio V., RAMOS Helena M., REIS Luísa Fernanda R. (2010). Hybrid energy system evaluation in water supply system energy production: neural network approach. International Journal of Energy and Environment - Volume 1, Issue 1.

GONÇALVES F. V., COSTA L. H., RAMOS Helena M. (2011). ANN for Hybrid Energy System Evaluation: Methodology and WSS Case Study. Springer Science+Business Media B.V. Water Resour Manage, DOI 10.1007/s11269-011-9809-y.

GONÇALVES Fábio V., RAMOS Helena M. (2008). Geração de energia sustentável em sistemas de abastecimento de água – Análise económica e proposta de otimização. SEREA - VIII Seminário Ibero-Americano.

GONÇALVES Fábio V., RAMOS Helena M. (2008). Metodologia de otimização multi-objetivo com RNA da eficiência energética quando integrada na gestão operacional de SAA. Alterações Climáticas e Gestão da Água e Energia em Sistemas de Abastecimento e Drenagem. IST – CEHIDRO. Editado por: Helena M. Ramos, Dídia I. C. Covas, Fábio. ISBN: 978-989-95838-1-8. Lisboa, Portugal

GONÇALVES Ricardo Franci (2009). Conservação de Água e Energia em Sistemas Prediais e Públicos de abastecimento de água. Projeto PROSAB. ISBN: 978-85-7022-161-2. Rio de Janeiro.

HOMER – The Optimization Model For Distributed Power. New Distribution Process for NREL's HOMER Model. (Consult. 10 set. 2011). Disponível [www:< https://analysis.nrel.gov/homer/>](https://analysis.nrel.gov/homer/)

INE - Instituto Nacional de Estatística (2011) – Censos 2011 – dados preliminares à subsecção estatística. Lisboa, Portugal. (Consult. 1 set. 2011). Disponível [www:<http://mapas.ine.pt/map.phtml>](http://mapas.ine.pt/map.phtml)

INSAAR - Inventário Nacional de Sistemas de abastecimento de Água e Águas Residuais (2011). Relatório do Estado do Abastecimento de Água e da Drenagem e Tratamento de Águas Residuais, Sistemas Públicos Urbanos INSAAR 2010 (Dados 2009; Campanha 2010).

KUSAKANA K., MUNDA J.L. (2008). Economic and Environmental Analysis of Micro Hydropower System for Rural Power Supply. 2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08), Malaysia.

LAMBERT Tom, GILMAN Paul, LILIENTHAL Peter (2006). Micropower System Modeling With Homer. NREL – National Renewable Energy laboratory.

LEME.PT. (Consult. 15 abr. 2012). Disponível [www:<http://www.leme.pt/imagens/portugal/estremoz/>](http://www.leme.pt/imagens/portugal/estremoz/)

LILIENTHAL P. (2004). The HOMER Micropower Optimization Model. Conference Paper, NREL/CP-710-37606, Denver, Colorado.

LNEC (2002) - Laboratório Nacional de Engenharia Civil (2002) EPANET 2.0 em português, Simulação hidráulica e de parâmetros de qualidade em sistemas de transporte e distribuição de água. Manual do utilizador. Lisboa.

LUVIZOTTO E. Jr., RODRIGUES W., VATAVUK P., ANDRADE J.G.P. (2008). Previsão de Custos de Energia em Recalques Operados com Inversores de Frequência Usando o EPANET Toolkit. Alterações Climáticas e Gestão da Água e Energia em Sistemas de Abastecimento e Drenagem. IST – CEHIDRO. Editado por Helena M. Ramos, Dídia I. C. Covas, Fábio. ISBN: 978-989-95838-1-8. Lisboa - IST.

MARQUES José Alfeu Almeida de Sá, Sousa Joaquim José de Oliveira (2006). Sistemas de Abastecimento de Água. Hidráulica Urbana. 972-8704-65-8. Imprensa da Universidade de Coimbra.

MORTADA Valério (2001). Geração Distribuída. Trabalho em desenvolvimento no âmbito do Fórum de Cogeração INEE – Instituto Nacional de Estatística.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. Energy Modeling Software for Hybrid Renewable Energy Systems. (Consult. 12 set. 2011). Disponível [www:<http://www.homerenergy.com/>](http://www.homerenergy.com/)

NREL - National Renewable Energy Laboratory (2005). Getting Started Guide for HOMER Version 2.1. A national laboratory of the U.S. department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Colorado 80401-3393. 303-275-3000. Disponível [www: < www.nrel.gov>](http://www.nrel.gov)

NREL – National Renewable Energy Laboratory (s/d). Analysis of micropower system options. (Consult. 10 set. 2011). Disponível [www:<https://analysis.nrel.gov/homer/>](https://analysis.nrel.gov/homer/)

NREL - National Renewable Energy Laboratory (s/d). HOMER, The Optimization Model for Distributed Power. (Consult. 12 set. 2011). Disponível [www: <https://analysis.nrel.gov/homer/>](https://analysis.nrel.gov/homer/)

NREL – National Renewable Energy Laboratory (s/d). Program Analysis Models and Tools. (Consult. 21 dez. 2011). Disponível [www:<http://www.nrel.gov/analysis/analysis_tools_program.html>](http://www.nrel.gov/analysis/analysis_tools_program.html)

PARENTE Tiago, OLIVEIRA Fausto (2011). Eficiência Energética nas Águas do Vouga. Encontro nacional de entidades gestoras de água (ENEG) realizado pela associação portuguesa de distribuição e drenagem de águas (APDA). Disponível [www:<http://81.92.216.30/~aquapors/conteudos/imagens/Eficiencia%20Energetica%20na%20Aguas%20do%20Vouga.pdf>](http://81.92.216.30/~aquapors/conteudos/imagens/Eficiencia%20Energetica%20na%20Aguas%20do%20Vouga.pdf)

PORTARIA n.º 284/2011 - de 28 de outubro de 2011, que regulamenta o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade a partir de recursos renováveis. Diário da República, 1.ª Série – N.º 208.

PORTARIA n.º1185/2010 - de 17 de novembro, O regime jurídico da micro produção de eletricidade constante do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro ,que também procedeu à sua republicação. Diária da República, 1.ª Série – N.º223

RAMOS Helena M., BORGA Alexandre, SIMÃO Mariana (2009) New design solutions for low-power energy production in water pipe systems. *Water Science and Engineering*, 2(4): 69-84 doi:10.3882/j.issn.1674-2370.2009.04.007. Lisboa, Portugal.

RAMOS Helena M., VIEIRA Filipe, COVAS Dídia I. C. (2010). Energy efficiency in a water supply system: Energy consumption and CO₂ emission. *Water Science and Engineering*, 3(3): 331-340, doi:10.3882/j.issn.1674-2370.2010.03.009. Lisboa, Portugal.

RAMOS João S., RAMOS Helena M. (2008). Soluções híbridas baseadas em fontes de energia renovável aplicadas a sistemas elevatórios de abastecimento. SEREA - VIII Seminário Ibero-Americano.

RERL – Center for Energy Efficiency & Renewable Energy (2012). The hybrid Power System Simulation Model. (Consult. 10 jan. 2012). Disponível [www:<http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/>](http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/)

SANTOS Fernando António Castilho Mamede, SANTOS Fernando Miguel Soares Mamede (s/d). Geração Distribuída Versus centralizada.

SETIAWAN A. A., SUGIARTO S., ZHAO Y., NAYAR C. V., WIJAYA M. E., MELFIANA E., NEGARA T. A, UTOMO B., ASSIDIQ A. F (2007). Development of Sustainable Power and Water Supply for Remote Areas and Disaster Response and Reconstruction in Indonesia. Power Engineering Conference. AUPEC. Australasian Universities. Yogyakarta, Indonesia.

SILVA Paulo (2010). Estratégia de Reabilitação do Sistema Público de Abastecimento de Água ao Concelho de Estremoz. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil. Universidade de Évora.

SIVAYEV S.B (2002). Tariff Regulation and Investments Attraction in Water Supply and Sanitation Sector. Tariff Reform in Municipal Water Supply System, tat Seminar of Experts. Institute of Urban Economics, Moscow.

SNIRH – Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (2011). Estação Meteorológica de Estremoz (20L/01G). (Consult. 18 set. 2011). Disponível [www:<http://snirh.pt/index.php?idMain=2&idItem=3>](http://snirh.pt/index.php?idMain=2&idItem=3)

SU Wencong, YUAN Zhiyong, CHOW Mo-Yuen (2010). Microgrid Planning and Operation: Solar Energy and Wind Energy. 978-1-4244-6551-4

THERY Raphaële, ZARATE Pascale (2009). Energy planning: a multi-level and multicriteria decision making structure proposal. Springer-Verlag. DOI 10.1007/s10100-009-0091-5

TSUTIYA Milton Tomoyuki, DAVID Airton Checoni (s/d). Eficiência Energética em Sistema de Abastecimento de Água da Cidade de Ubatuba, Estado de São Paulo. ABES - Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental. 23º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental.

TSUTIYA Milton Tomoyuki (s/d). Redução do Custo de Energia Elétrica em estações Elevatórias de Água e esgoto. ABES - Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental. VIII – 003. 19.º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental.

VIEIRA Filipe, RAMOS Helena M. (2009). Optimization of operational planning for wind/hydro hybrid water supply systems. Elsevier, Renewable Energy 34 (2009) 928–936. Lisboa, Portugal.

VIEIRA Filipe, RAMOS Helena M. (2008). Soluções híbridas sustentáveis na otimização da eficiência energética em sistemas de abastecimento – caso de estudo. SEREA – VIII Seminário Ibero-Americano.

VIEIRA F., RAMOS H.M. (2008). Hybrid solution and pump-storage optimization in water supply system efficiency: A case study. Energy Policy 36 (2008) 4142–4148

VUC Gheorghe, BORLEA Ioan, BARBULESCU Constantin, PROSTEAN Octavian, JIGORIA-OPREA Dan, NEAGA Lucian (2011). Optimal Energy Mix for a Grid Connected Hybrid Wind – Photovoltaic Generation System. EXPRES 2011. 3rd IEEE International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources. Subotica, Serbia.

WATERGY (2003). Agua y Energia: Aprovechando las Oportunidades de Eficiencia de Agua y Energía Aun no Exploradas en los Sistemas Municipales de Agua. Alliance to Save Energy. (consult. 12 fev 2012). Disponível www: < <http://www.corpoema.com/Informacion%20FNCE/Eficiencia/9.pdf>>

WATERGY (2007). Energy and Water Efficiency in Municipal Water Supply and Wastewater Treatment. Cost-Effective Savings of Water and Energy. The Alliance to Save Energy. (Consult. 12 fev. 2012). Disponível www: < <http://www.watergy.org/resources/publications/watergy.pdf>>

WHITE Jeff (2011). Recovering Energy From an Existing Conduit. International Water Power & Dam Construction. (Consult. 5 fev. 2012). Disponível www:< http://www.canyonhydro.com/news/Dewitt_IWP_Jun2011.pdf>