

Solução energética híbrida com armazenamento por bombagem

*Helena M. Ramos *, Mariana Simão*

CERIS, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, 1049-001 Lisboa, Portugal

Resumo

A elevada intermitência das fontes de energia renováveis condiciona a produção de energia elétrica, que continua a depender muito dos combustíveis fósseis. Uma vez que existe complementaridade por parte das fontes de energia renováveis, a sua integração conjunta é, sem dúvida, a melhor solução para reduzir esta dependência. Aliado a este facto, poderá coexistir um sistema de armazenamento por bombagem, capaz de gerar reservas hídricas, que serão aproveitadas quando a procura exceder a oferta energética. Procedeu-se ao desenvolvimento de dois modelos: um sobre custos de turbomáquinas e outro que visa o estudo do potencial de recuperação de energia de uma solução energética híbrida com armazenamento por bombagem combinado com fonte de energia eólica. Foram estudadas diferentes combinações para estas duas fontes de energia renovável, analisando o consumo satisfeito e a energia eólica não consumida, tendo-se concluído que o excedente de energia eólica pode ser aproveitado para bombagem.

Palavras-Chave: energias renováveis, armazenamento por bombagem, solução híbrida, custos de construção

doi: 10.22181/aer.2020.0804

** Autor para correspondência*
E-mail: helena.ramos@tecnico.ulisboa.pt

Hybrid energy solution with pumped storage

*Helena M. Ramos**, *Mariana Simão*

CERIS, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, 1049-001 Lisboa, Portugal

Abstract

The high intermittence of renewable energy sources determines the production of electricity, which remains highly dependent on fossil fuels. Since there is complementarity between renewable energy sources, their joint integration is a potential solution to reduce this dependency. Consequentially, a pumping storage system capable of generating water reserves can coexist, which will be used when demand exceeds the energy supply. Two models were developed: one based on turbomachinery costs and the other based on the potential of energy recovery of a hybrid energy solution with pump storage combined with wind energy. Different combinations were studied for these two sources, analysing the satisfied consumption and the wind energy that is not consumed, in which it was concluded that the surplus of wind energy can be used by pumped storage.

Keywords: renewable energies, pump storage, hybrid solutions, construction costs

doi: 10.22181/aer.2020.0804

* *Corresponding author*
E-mail: helena.ramos@tecnico.ulisboa.pt

1 Introdução

Atualmente, a questão da sustentabilidade social, económica e ambiental já se encontra bastante enraizada na sociedade em geral, com a preocupação de praticar uma melhor gestão dos recursos naturais disponíveis. A razão pela qual as energias renováveis não correspondem a uma percentagem maior na satisfação do consumo energético total deve-se ao facto de estas fontes apresentarem uma elevada variabilidade temporal, uma vez que dependem fortemente das condições meteorológicas. No entanto, a Europa tem feito um investimento significativo em energias renováveis, como apontam os dados publicados pela EEA (2017) sendo um dos objetivos da UE atingir a meta dos 20% de utilização de energias de origem renovável em 2020. Em 2016 estima-se que esta quota tenha sido de 16,9%, pelo que se encontra dentro do plano traçado. Dos 28 estados-membro, a Suécia o que mais se destaca (com quota de 54%), seguida da Finlândia e Letónia (40 e 38%, respetivamente). Portugal aparece, neste estudo, em sétimo lugar (28%), contribuindo de forma positiva para a média europeia, como mostra a Figura 1 (Amaro 2018). O mesmo estudo refere, ainda, que Portugal foi um dos nove países da UE que registaram reduções significativas das emissões de gases de efeitos de estufa (mais de 10% de 2005 a 2015).

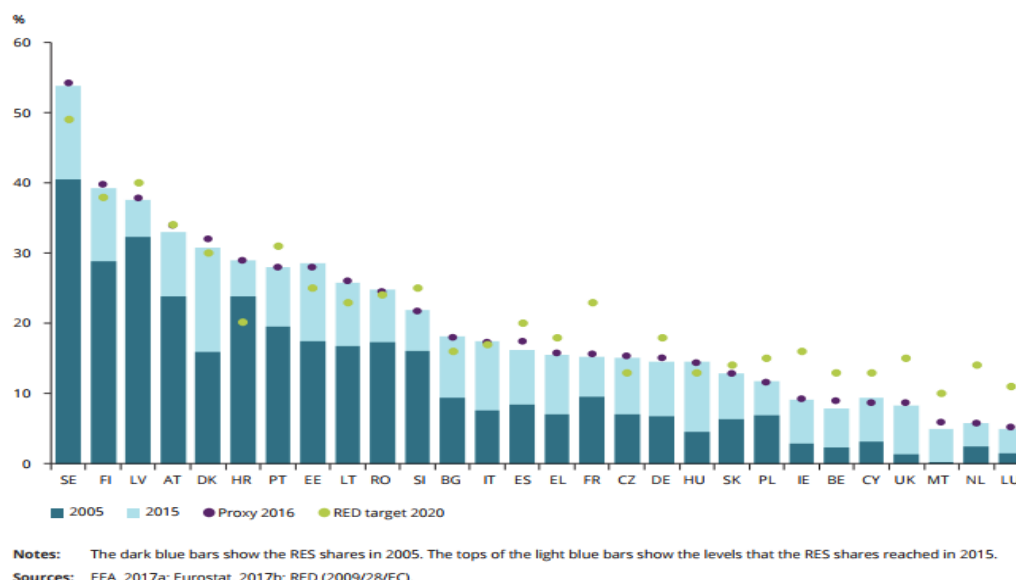


Figura 1. Utilização de fontes de energia renovável nos 28 estados-membro da UE (EEA 2017)

O território português exibe um enorme potencial no que diz respeito à produção de energia a partir de fontes de energia renovável, nomeadamente hídrica, eólica, solar, bioenergia, das marés e das ondas. Atualmente, as três primeiras são as mais utilizadas e as que mais contribuem para a energia renovável produzida em Portugal Continental. Apesar das fontes de energia renovável serem praticamente inesgotáveis e “amigas” do ambiente, são também imprevisíveis e apresentam disponibilidades variáveis, uma vez que dependem das condições meteorológicas. Este facto leva, muitas vezes, um desequilíbrio entre a procura e a oferta de energia, não sendo possível aproveitar todo o potencial disponível de aproveitamento da energia renovável. Esse desequilíbrio pode surgir quando há escassez de fontes de energia, como acontece em Portugal em tempo de seca, onde as albufeiras reduzem o seu volume armazenado por falta de precipitação e, consequentemente, é suspensa a utilização de energia hídrica para produção de eletricidade. No entanto, também pode ocorrer o contrário, isto é, a oferta pode ser maior do que a procura, pelo que todo esse excesso de energia não utilizado, é exportado ou é desperdiçado.

Contudo, mais do que aumentar a potência de energia renovável instalada, é importante efetuar uma gestão mais eficiente dos recursos existentes através da procura de soluções que visem colmatar as falhas de produção devido à sua intermitência. A produção conjunta de energias de origem renovável, como a hídrica, a eólica e a solar, poderá ser uma solução bastante eficaz, uma vez que estas fontes se complementam entre si (Vilanova 2008).

No Quadro 1 apresentam-se as principais características das barragens portuguesas que, até à data, dispõem de sistemas reversíveis de bombagem-turbinagem.

Quadro 1. Sistemas hidroelétricos reversíveis portugueses

Barragens	Albufeira	Turbina					Bomba	
	Capacidade útil (hm³)	Tipo de turbina	Queda bruta máxima (m)	Caudal máximo turbinável (m³/s)	Potência nominal (kW)	Velocidade nominal (r.p.m)	Caudal máximo bombado (m³/s)	Potência máxima absorvida (kW)
Agueira	216	Francis (Reversível)	71,6	180	112 400	125	156	91 000
Alqueva	3 150		76	203,2	129 600	136,4	140,2	106 900
Alto Rabagão	550,1		185	26	36 750	428	18	31 700
Baixo Sabor	630		104	85	70 300	215	70	70 000
Frades	92,1		51	400	91 600	600	350	72 000
Foz Tua	28		96	155	131 000	125	120	124 000
Salamonde	65		115	200	224 000	215	170	205 000
Torrão	22		53	161	73 300	125	163	73 000
Venda Nova	92,1		420	200	390 600	350	170	368 000
Vilarinho das Furnas	69,7		425,3	20,2	78 600	375	19,2	73 600

A uma solução energética híbrida, com complementaridade entre recursos renováveis através de um sistema com armazenamento por bombagem, aproveitando a energia eólica e/ou solar que não é consumida (quando o consumo for inferior à oferta), permite criar reservas hídricas que, posteriormente, podem ser utilizadas na produção de energia (Carravetta et al. 2018).

2 Análise económica de turbomáquinas

No presente estudo, efetuou-se uma análise da potência instalada, onde se procedeu à comparação de uma turbina convencional, com uma bomba a funcionar como turbina (BCT). Esta potência depende essencialmente do caudal turbinado, da queda útil e do rendimento da turbomáquina. A cada tipo de turbomáquina estão associadas curvas características de variação da queda ou do rendimento com o caudal e com a velocidade de rotação.

Vilanova (2008) desenvolveu um estudo sobre custos de bombas a funcionar como turbinas (BCT) para valores de potência instalada até 100 kW. Segundo este autor, não existe uma relação direta entre os custos de construção de uma BCT e a respetiva potência instalada.

Para a análise desenvolvida, fez-se variar a potência em função do caudal e da queda útil, considerando rendimentos constantes de 90% e 60%, para a turbina e BCT, respetivamente. A potência instalada foi calculada através da expressão:

$$P = \gamma Q H_u \eta_t$$

onde γ é o peso específico da água (N/m^3), Q é o caudal (m^3/s), H_u corresponde à queda útil (m) e η_t à eficiência da turbina.

Os gráficos da potência instalada com a variação do caudal e da queda útil apresentam uma variação linear, que apresenta melhores resultados para a turbina convencional, uma vez que, esta tem um rendimento melhor quando comparada com a BCT.

Procedeu-se, também, ao desenvolvimento de uma análise económica ao nível dos custos de conversores de energia. Dentro deste conjunto de equipamentos, faz-se referência para aqueles que representam quase a totalidade do investimento neste setor: turbinas convencionais, bombas que operam como turbinas (BCT) e geradores que transformam a energia mecânica da turbina em energia elétrica. Foram analisados os custos unitários das turbinas convencionais já referenciadas (i.e., Kaplan, Francis e Pelton) e ainda os custos unitários das BCT, mais detalhadamente, em função da potência instalada e da queda útil.

Com base no trabalho desenvolvido por diferentes autores (Novara et al. 2018, Ogayar et al. 2009, Yang 2016, Yang et al. 2012, Ramos 2000, Ramos 2013), mostra-se na Figura 2 o custo dos três principais tipos de turbinas, em função da queda (em m) e da potência instalada (em kW). Na Figura 2 apresenta-se a variação dos custos unitários desses equipamentos com a potência instalada. Verifica-se que, das três turbinas, a mais económica é a Francis. Também se verifica que, para potências menores, a Kaplan é tendencialmente mais dispendiosa do que a Pelton. Esta consequência inverte-se para potências mais elevadas, o que quer dizer que a queda tem maior influência no custo destas turbomáquinas, uma vez que a quedas altas estão, normalmente associados caudais menores, para a mesma potência.

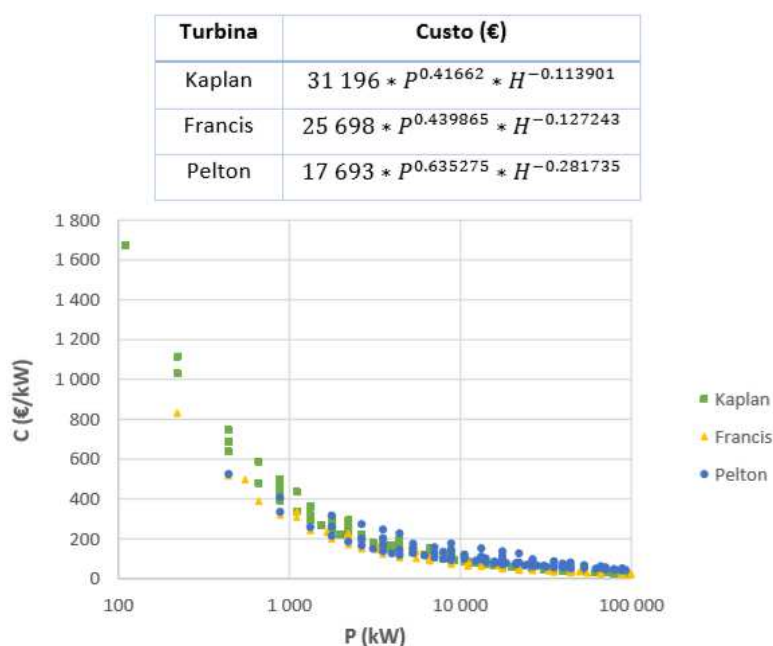


Figura 2. Custo unitário de turbinas convencionais

Recentemente, obtiveram-se os custos dos geradores, que variam com a potência, onde foram definidas as curvas de custo de “BCT+gerador” em função da potência (kW) para cada gama de quedas úteis (m) e os custos de turbomáquinas que podem ser usadas na produção hidroelétrica (Vilanova 2008, Carravetta et al. 2018, Novara et al. 2018) (Figura 3 a).

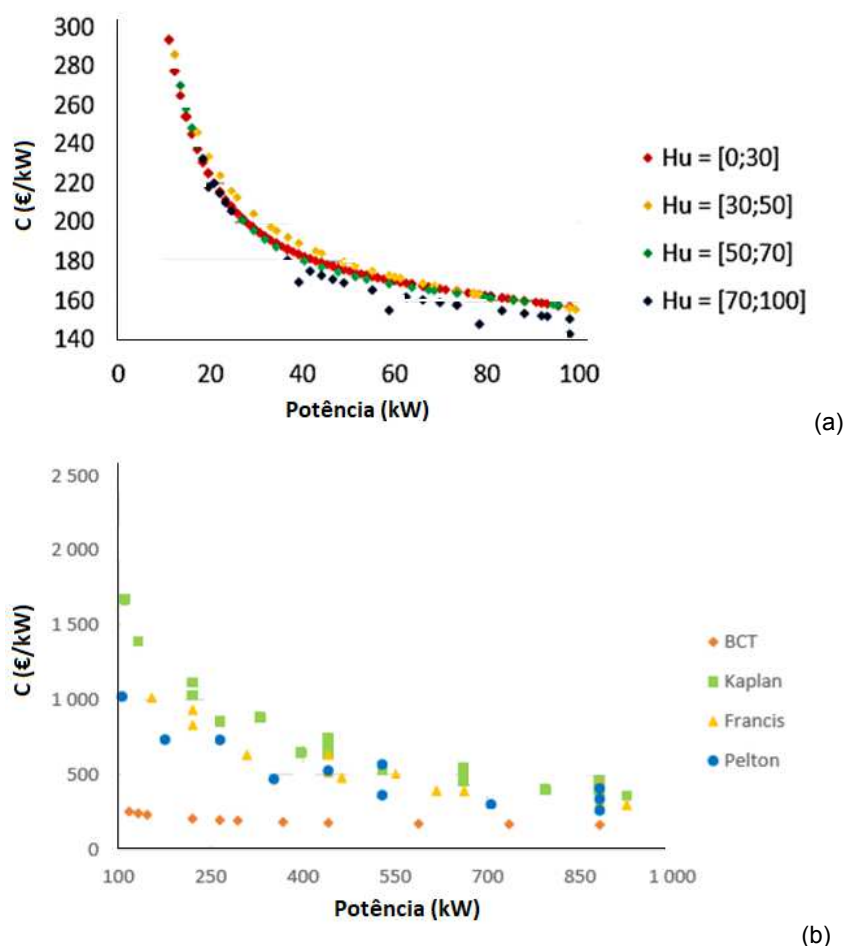


Figura 3. Custo unitário de BCT em função da potência instalada para diferentes gamas de H_u (a); Custo unitário de equipamentos eletromecânicos (b) (Amaro 2018, Novara et al. 2018)

Na Figura 3 b) apresentam-se os custos unitários das três turbinas convencionais e da BCT, evidenciando que este último poderá ser até cinco vezes inferior ao das turbinas tradicionais.

3 Solução híbrida: eólica + hídrica

Apresenta-se a opção de bombagem e geração hidroelétrica em função da tarifa de preços da energia elétrica impondo-se que a bombagem seja feita no período de vazio (i.e., nas horas de menor consumo) e a geração hidroelétrica nos períodos de cheia e de ponta (i.e., nas horas de maior consumo). Foi desenvolvida a análise de sensibilidade “eólica + hídrica”, cuja bombagem é feita em função da tarifa de preços da energia elétrica nacional. Foi considerado o seguinte tarifário: 0.0927 €/kWh no período de ponta, 0.0406 €/kWh no período de cheia e 0.0115 €/kWh no período de vazio. Assumiu-se que a potência de bombagem instalada é igual à potência correspondente ao consumo de ponta (Amaro 2018, Vilanova 2008).

A análise efetuada mostra que o consumo no período de vazio foi satisfeito exclusivamente pela fonte eólica, enquanto que, no restante período, a geração de energia é complementada pela hídrica (caso haja insuficiência de produção eólica). O excesso de energia eólica, não utilizado para o consumo no sistema, é aproveitado para bombagem. Desta forma, podem-se reduzir os custos de compra de energia elétrica (à rede elétrica nacional). O ciclo diário para o fornecimento de energia elétrica é ditado pela tarifa de preços tri-horária aplicada em Portugal Continental.

Assim, considerou-se uma turbina Francis, para quedas intermédias variáveis entre 20 e 300 m e para uma vasta gama de caudais até 500 m³/s). Apesar de exibir bons rendimentos para o caudal ótimo, a turbina Francis apresenta uma grande redução no seu desempenho quando o escoamento é inferior ao valor máximo. Atualmente, existem turbinas Francis concebidas especialmente para desempenharem ambas as funções de geração de energia e bombagem, sendo as mais utilizadas em sistemas reversíveis (Novara 2018).

Analisou-se, também, uma bomba a funcionar como turbina, situação que permite gerar energia e bombear caudal através de uma única turbomáquina. Esta opção torna-se recomendável para potências médias/baixas, nos casos em que não é necessário um investimento numa turbomáquina convencional, uma vez que o custo das bombas como turbina é inferior ao custo das turbinas convencionais (Ogayar et al. 2009).

Esta opção de funcionamento apresenta resultados interessantes na medida em que não está dependente da produção eólica. Uma vez que se bomba sempre nas primeiras horas da manhã, o sistema consegue ter reserva suficiente para depois poder auxiliar a produção eólica no restante período do dia, quando necessário. Não obstante, é preciso ter em conta que esta opção requer que o sistema esteja ligado à rede elétrica nacional, uma vez que necessita de comprar eletricidade para efetuar a bombagem. Considerou-se uma potência eólica instalada até três vezes o consumo de ponta (com $C_p=3$) para o caso da Francis e uma potência eólica instalada até uma vez o consumo de ponta (com $C_p=1$) de entre as analisadas para o caso da BCT. Todas as variáveis consideradas no modelo são apresentadas nos Quadros 2 e 3.

Quadro 2. Variáveis consideradas para uma potência eólica instalada até três vezes o consumo de ponta (com $C_p=3$) para o caso da turbina Francis

C_p (MW)	P_e^{Inst} (MW)	H (m)	$V_{res}^{Máx}$ (m ³)	$Q_t^{Min}/Q_t^{Máx}$	η_t médio	$Q_b^{Min}/Q_b^{Máx}$	η_b médio
1	2	50, 100 e 150	10 000, 50 000, 100 000 e 200 000	0.4	0.8	0.5	0.7
	3						
3	6	100, 200 e 300					
	9						

Quadro 3. Variáveis consideradas para uma potência eólica instalada até três vezes o consumo de ponta (com $C_p=3$) para o caso da BCT

C_p (MW)	P_e^{Inst} (MW)	H (m)	$V_{res}^{Máx}$ (m ³)	$Q_t^{Min}/Q_t^{Máx}$	η_t médio	$Q_b^{Min}/Q_b^{Máx}$	η_b médio
1	2	50, 100 e 150	10 000, 50 000, 100 000 e 200 000	0.7	0.5	0.5	0.7
	3						
3	6	100, 200 e 300					
	9						

Verifica-se que para quedas superiores a 100 m, se atinge um valor máximo de consumo satisfeito quando o volume de armazenamento é igual a 50000 m³, e que para valores superiores se mantém constante com o aumento do volume de armazenamento (Figura 4). Isto querará dizer que se o volume da albufeira destinado à produção de energia hídrica for superior, este se encontra sobredimensionado, uma vez que não se necessita de um volume de reserva tão grande para satisfazer o consumo.

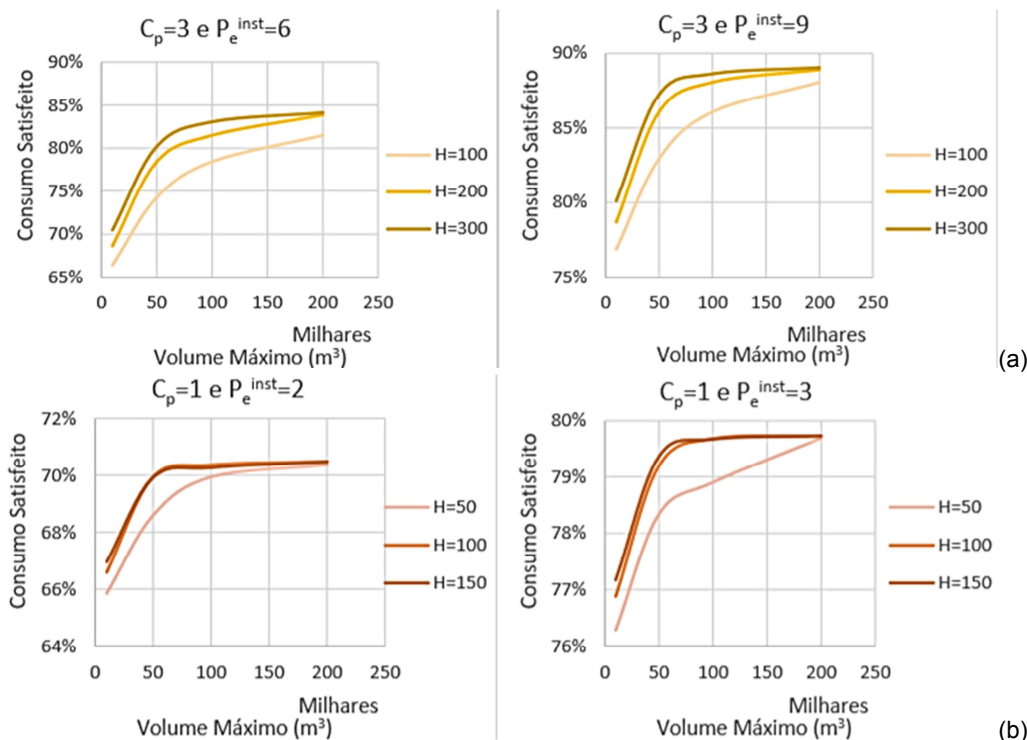


Figura 4. Diferentes tipos de consumo: (a) Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica com Francis, $C_p=3$); (b) Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica com BCT, $C_p=1$)

Na Figura 5a), apresenta-se o consumo satisfeito por diferentes turbinas para a situação combinada “eólica + hídrica”. Soluções com a turbina Pelton ou duas turbinas Francis são as mais eficientes. Pela análise da situação “eólica + hídrica”, também se verifica que os valores de armazenamento influenciam consideravelmente a satisfação do consumo. A contribuição da energia eólica na solução híbrida mostra ser importante (Amro 2018, Vilanova 2008, Carravetta et al. 2018, Novara et al. 2018, Ogayar et al. 2009, Yang 2016, Yang et al. 2012). O aumento da potência instalada traduz-se numa melhoria de produção significativa, o que permite não só uma maior satisfação do consumo, como também um maior excedente, justificando-se a introdução de um sistema de armazenamento capaz de criar uma reserva com a energia potencial não consumida (Figura 5 b).

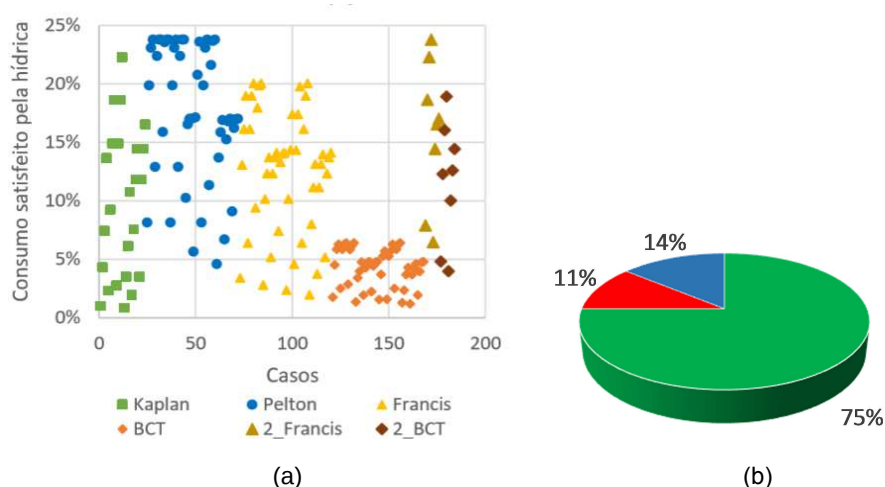


Figura 5. Consumo satisfeito pela hídrica (eólica + hídrica) por diferentes turbinas(a); Consumo satisfeito pela eólica + hídrica com armazenamento (azul) e não satisfeito (vermelho) (Amaro 2018) (b)

4 Caso de estudo

Na conceção de um projeto devem ser realizados estudos de viabilidade técnico-económica.

O local escolhido para o caso de estudo foi a região de Sintra, uma vez que é uma zona costeira que dispõe de alguns planaltos de altitude considerável.

A partir de fontes renováveis (hídrica e eólica), estudou-se um sistema de armazenamento por bombagem otimizado para um caudal de dimensionamento de 4,10 e 2,50 m³/s, respetivamente para a geração e a bombagem (Figura 6). Considerou-se que o caudal mínimo exigido corresponde a 30 % do caudal de dimensionamento. Tendo em conta estes valores e o pré-dimensionamento de todo o circuito hidráulico, procedeu-se à adaptação do modelo proposto. Desta forma, fez-se variar a eficiência energética do grupo motor/gerador em função do caudal. A queda bruta varia em função do volume de armazenamento presente no reservatório superior em cada instante.

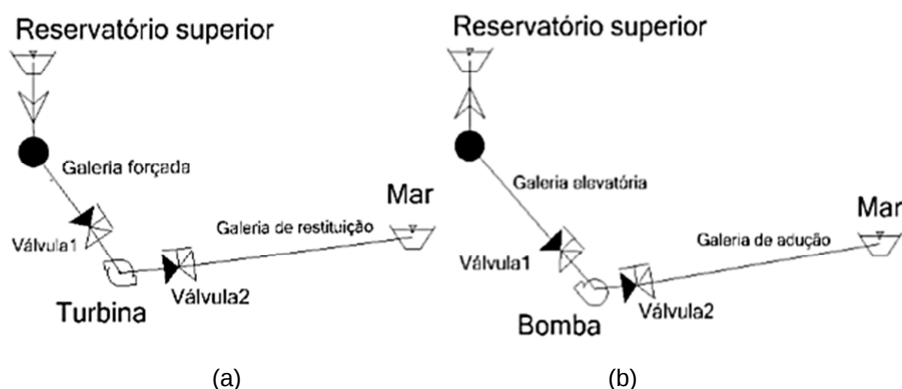


Figura 6. Sistema de armazenamento por geração (a) e bombagem (b) (Amaro 2018)

Este sistema será capaz de satisfazer 75% do consumo, admitindo um consumo de ponta de 5 MW. Considerou-se a utilização de um único grupo Francis reversível, que desempenhará ambas as funções de geração e bombagem.

Os resultados mostram que esta solução híbrida (com eólica e com bombagem no período de menor consumo elétrico) consegue satisfazer 81% do consumo total anual, admitindo um consumo de ponta de 5 MW, valor que excedeu as expectativas do anterior modelo (75%), pelo que, apesar de conservativo, este modelo apresenta um excelente desempenho. Uma solução energética híbrida de energia eólica, com potência instalada de 6 MW, asseguraria uma satisfação de 51% do consumo anual. Com a introdução do armazenamento por bombagem, com a potência instalada de 5 077 kW, o consumo satisfeito aumenta 30%, sendo que apenas não se consome 5% da energia produzida pela eólica que pode ser exportada.

As Figuras 7 e 8 mostram a contribuição energética das duas fontes renováveis, para dias típicos de inverno e de verão, respetivamente, e o balanço energético mensal, para os períodos de verão (Agosto) e de inverno (Dezembro). Os resultados evidenciam a grande influência da energia hídrica na produção total, demonstrando o enorme potencial do armazenamento por bombagem, como solução de apoio para colmatar a falha das energias renováveis intermitentes.

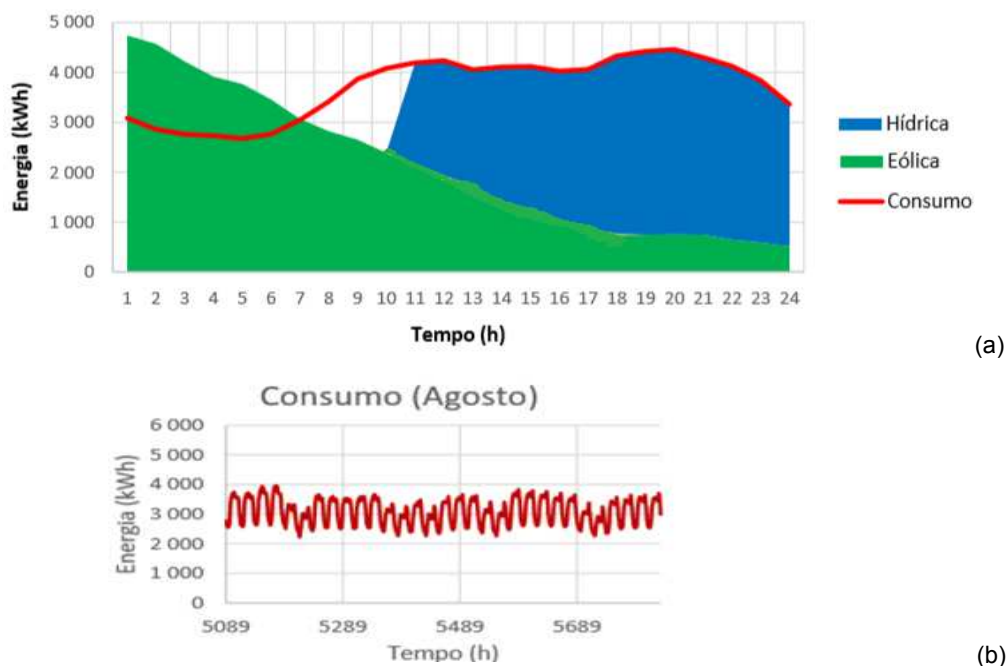


Figura 7. (a) Contribuição energética num dia de inverno e (b) consumo em Agosto (Amaro 2018)

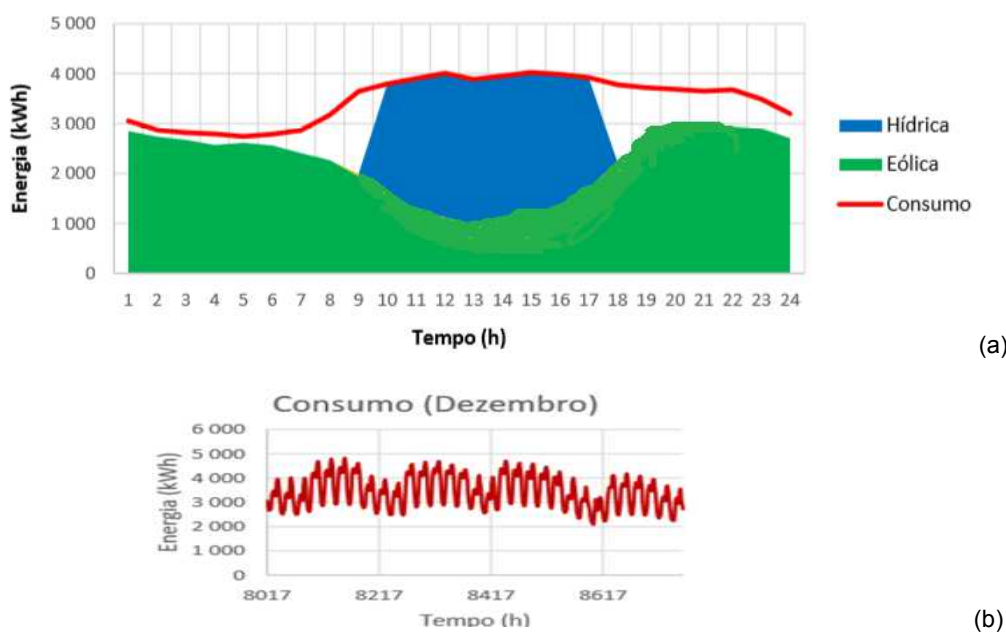


Figura 8. (a) Contribuição energética num dia de verão e (b) consumo em Dezembro (Amaro 2018)

Na grande maioria dos dias de inverno, existe excedente de produção eólica no princípio do dia, pelo que se poderá aproveitar para reduzir os custos de energia para bombagem programada para o período da manhã.

5 Conclusão

Neste estudo procedeu-se ao desenvolvimento de dois modelos: i) um modelo de custos para diferentes turbomáquinas; e ii) um modelo de avaliação do potencial de produção de soluções energéticas híbridas (i.e., hídrica com armazenamento por bombagem e eólica).

Apresenta-se o desenvolvimento de análises de sensibilidade para diferentes soluções energéticas híbridas em função do consumo e das potências instaladas, para diferentes tipos de turbinas, quedas e volumes armazenados. Como modelo aplicado, procedeu-se ao desenvolvimento do pré-dimensionamento de uma solução energética híbrida que contempla a integração da energia hídrica com armazenamento por bombagem e eólica.

Foram analisadas diferentes combinações entre as duas fontes de energia renovável consideradas (i.e., hídrica e eólica). Com base nos diferentes valores de consumo de ponta e potências eólicas considerados, foram analisados o consumo satisfeito e a energia eólica não consumida, fazendo variar a queda e o volume de armazenamento.

Com vista a abranger as diferentes quedas/soluções hídricas, consideraram-se quatro tipos de turbomáquinas diferentes - Pelton, Francis, Kaplan e bomba como turbina (BCT). A turbina Francis revelou ser a mais adequada para este tipo de projetos, uma vez que pode funcionar no sentido inverso e apresenta um bom índice de custo benefício. A BCT garante menor satisfação do consumo, embora seja uma boa opção tendo em conta o seu custo, podendo-se optar pela consideração de mais do que uma turbomáquina no sistema, de modo a possibilitar o funcionamento para uma maior gama de caudais, com rendimentos aceitáveis.

O excedente de energia eólica pode ser aproveitado pelo armazenamento por bombagem, passando a contribuir para a produção total, evidenciando a grande influência na redução da dependência do uso de combustíveis fósseis.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao projeto REDAWN (Redução da Dependência Energética nas Redes de Águas da Área Atlântica) EAPA_198 / 2016 do PROGRAMA INTERREG ATLÂNTICO 2014-2020, ao CERIS e ao Laboratório de Hidráulica e Ambiente, do departamento de Engenharia Civil, Arquitectura e Georrecursos do Instituto Superior Técnico, pelo apoio no desenvolvimento dos ensaios experimentais.

Referências

- Amaro G. (2018). Solução energética híbrida com armazenamento por bombagem: modelação, análises de sensibilidade e caso de estudo, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa.
- Carravetta A., Houreg S.D., Ramos H.M. (2018). Pumps as Turbines: Fundamentals and Applications, Springer International Publishing. ISBN:978-3-319-67507-7.
- EEA (2017). Renewable energy in Europe — recent growth and knock-on effects.1-65.
- Novara D., Carravetta A., McNabola A., Ramos H.M. (2018). A cost model for Pumps As Turbines in run-off-river and in- pipe micro-hydropower applications, Journal of Water Resources Planning and Management, 145(5), DOI: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0001063
- Ogayar B., Vidal P.G., Hernandez J.C. (2009). Analysis of the cost for the refurbishment of small hydropower plants”, Renewable Energy 34(11), 2501–2509.

- Ramos H.M. (2000). Guidelines for design of small hydropower plants. WREAN (Western Regional Energy Agency & Network) and DED (Department of Economic Development), Belfast, North Ireland.
- Ramos H.M. (2013). Preliminary design of some hydraulic structures, hydraulic circuit and powerhouse of a hydropower case study, 1–70. Disponível em <https://pdfslide.net/documents/preliminary-design-of-some-hydraulic-structures-hydraulic-design-of-some-hydraulic.html>
- Vilanova M.R. (2008). Estudo de grupos moto-bomba operando como grupos geradores em Microcentrais Hidrelétricas, 239 f. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Energia – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.
- Yang C.J. (2016). Pumped Hydroelectric Storage, Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources, 25–38. ISBN: 978-0-12-803440-8.
- Yang S.S., Derakhshan S., Kong F.Y. (2012). Theoretical, numerical and experimental prediction of pump as turbine performance, Renewable Energy 48, 507–513.