



INÊS DELGADO ROMÃO

Licenciado em Ciências da Engenharia Física

# CENTRAIS RENOVÁVEIS HÍBRIDAS: ESTUDO E CARACTERIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS RECURSOS

MESTRADO EM ENGENHARIA FÍSICA

Universidade NOVA de Lisboa  
janeiro, 2022



# CENTRAIS RENOVÁVEIS HÍBRIDAS: ESTUDO E CARACTERIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS RECURSOS

**INÊS DELGADO ROMÃO**

Licenciado em Ciências da Engenharia Física

**Orientadora:** Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro,  
Investigadora, LNEG

**Coorientadora:** Doutora Maria Isabel Simões Catarino,  
Professora Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade  
NOVA de Lisboa

**Júri:**

**Presidente:** Doutor André João Maurício Leitão do Valle Wemans,  
Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia  
da Universidade NOVA de Lisboa

**Arguente:** Doutor Mário Ventim Neves,  
Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia  
da Universidade NOVA de Lisboa

**Orientadora:** Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro,  
Investigadora, LNEG

MESTRADO EM ENGENHARIA FÍSICA

Universidade NOVA de Lisboa  
janeiro, 2022

**Centrais Renováveis Híbridas: estudo e caracterização da complementaridade dos recursos**

Copyright © Inês Delgado Romão, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



# Resumo

Chama-se central renovável híbrida ou virtual à agregação de várias tecnologias renováveis, usualmente recorrendo a fontes energéticas variáveis no tempo e, eventualmente, a unidades de armazenamento de energia. Sendo as fontes, individualmente e por norma, não despacháveis, o recorrer à complementaridade natural entre os recursos primários renováveis mais abundantes (recursos solar fotovoltaico, eólico e hídrico) pode resultar numa otimização dos recursos.

O desenvolvimento e a exploração prática do conceito de central virtual (ou híbrida) pode ter valências muito relevantes para o planeamento e futura operação do sistema elétrico nacional num cenário tendencialmente 100% renovável.

Nesta dissertação pretende-se caracterizar a complementaridade dos recursos eólico e solar fotovoltaico nas escalas temporais horária, semanal e sazonal e corelacionar essa informação com o potencial de controlo (despachabilidade) de centrais hídricas a fio de água, de modo a potenciar o seu funcionamento integrado e sinérgico. A concretização deste conceito passa por recorrer a uma central hídrica a fio de água para compensar a variabilidade conjunta eólica e solar. Para tal, recolheu e caracterizou-se a disponibilidade de recurso primário eólico/solar/hídrico que, munido com a eficiência de cada uma das tecnologias, permitiu caracterizar a produção de três centrais, numa região conceptual do país. Posteriormente, calculou-se a combinação ótima solar fotovoltaica + eólica, bem como a necessidade de armazenamento (em volume de água) para compensar a cava de produção solar que se observa ao fim do dia e durante a noite. Seguiu-se uma abordagem de balanço energético para diversos intervalos de integração. A abordagem foi determinística, escolhendo-se cenários médios (mais prováveis) e extremos e caracterizou-se a operação da central renovável híbrida a operar nessas circunstâncias.

Os resultados simulados, nos três cenários de abundância hídrica, corroboram a sinergia existente entre as três fontes de energia renovável e a influência que juntas podem ter num futuro energético 100 % renovável. A confirmação disso reside no facto da central hídrica a fio de água proporcionar uma maior estabilidade e flexibilidade, i.e. despachabilidade, à central renovável virtual uma vez que, sempre dentro dos seus limites de funcionamento, consegue fornecer ou armazenar energia consoante as necessidades da central renovável virtual. Isto é, no caso de superavit de energia proveniente das fontes de energia renovável variável, relativamente à demanda de energia elétrica, a central possui armazenamento suficiente para armazenar esse excesso, e no caso de défice de energia proveniente das fontes eólica e sola fotovoltaica, a

central encontra-se disponível para fornecer a energia que falta para suprir o consumo. Apesar de o equilíbrio energético não ter sido atingido em todas as horas diárias, em nenhuma das discretizações temporais, é de notar que esses momentos nada têm a ver com a capacidade da central hídrica (e conseqüentemente da central renovável virtual) em fornecer ou armazenar energia no açude, mas sim porque os valores de carga líquida eram demasiado pequenos comparativamente aos limites técnicos de funcionamento da central hídrica a fio de água. Conclui-se então que a central hídrica é mais do que qualificada para corresponder às necessidades da central renovável virtual — constituída por uma central eólica e solar fotovoltaica e por uma central hídrica a fio de água, situados na região Norte de Portugal — e consegue cumprir o seu objetivo, i.e., homogeneizar a produção energética.

Estudos futuros poderiam avaliar os impactos ambientais ao subir limitadamente o nível máximo de exploração da central hídrica, de modo a conseguir-se quer armazenar quer turbinar mais quantidade de água e, assim, solucionarem, ou pelo menos mitigarem, os desafios inerentes a esta central renovável virtual.

# Abstract

The aggregation of various renewable technologies, usually using time-varying energy sources and, eventually, energy storage units is known as a hybrid or virtual power plant. Since the sources, individually and as a rule, cannot be dispatched, resorting to the natural complementarity between the most abundant primary renewable energy sources (solar photovoltaic, wind and hydro resources) can result in their optimization.

The development and practical exploration of the concept of virtual (or hybrid) power plant can be very relevant for the planning and future operation of the national electricity system in a scenario that tends to be 100% renewable.

This dissertation intends to characterize the complementarity of wind and solar photovoltaic sources on an hourly, weekly and seasonal time scales and correlate this information with the potential for control (dispatchability) of run-of-river hydro plants, in order to enhance their integrated operation and synergistic. The achievement of this concept involves resorting to a run-of-river hydro plant to compensate for the combined wind and solar variability. To this end, the availability of a primary wind/solar/water resource was collected and characterized, which equipped with the efficiency of each of the technologies, allowed to characterize the production of three plants in a conceptual region of the country. Subsequently, the optimal combination of solar photovoltaic + wind was calculated as well as the need for storage (in volume of water) to compensate the demand that occurs after sunset and during the night, when solar power is no longer available. An energy balance approach was followed for different time intervals. The approach was deterministic, choosing medium (most likely) and extreme scenarios and characterizing the operation of the hybrid power plant operating under these circumstances.

The simulated results, in the three scenarios, corroborate the existing synergy between the three renewable energy sources and the influence they can have on a 100% renewable energy future. Confirmation of this lies in the fact that the run-of-river hydro plant provides greater stability and flexibility to the virtual power plant since it can supply or store energy according to the needs of the virtual power plant, within its operating limits. That is, in the case of a surplus of energy from the variable renewable energy sources, in relation to the demand for electricity, the run-of-river hydro plant has sufficient storage to store the surplus, and in the case of a deficit of energy from wind and solar photovoltaic sources, the central is available to supply the energy that is lacking to supply the demand. Although the energy balance equal to zero was not reached in all daily hours, in any of the temporal discretization, it should be noted that these moments have nothing to do with the capacity of the hydroelectric plant (and consequently the virtual power plant) to

supply or store energy in the weir, but because the net load values were too small compared to the technical operating limits of the run-of-river hydro plant. It is therefore concluded that the hydropower plant is more than qualified to meet the needs of the virtual power plant — consisting of a wind and solar photovoltaic plant and a run-of-river hydro plant, located in the North of Portugal — and manages to fulfill its objective which is to homogenize energy production.

Future studies could assess the environmental impacts by raising the maximum level of exploitation of the hydro plant to a limited extent to be able to either store or turbine more water and thus solve, or at least mitigate, the challenges inherent to this virtual power plant.

# Índice

Resumo .....	v
Abstract .....	vii
Índice de Figuras.....	xiii
Índice de Tabelas .....	xvii
Simbologia e Notações .....	xix
Glossário .....	xxi
1. Introdução.....	23
1.1. Contextualização .....	23
1.2. Motivação .....	24
1.3. Objetivo .....	24
1.4. Organização da Dissertação .....	25
2. Setor Elétrico .....	27
2.1. Indicadores Energéticos .....	27
2.2. Energia Hídrica.....	29
2.3. Energia Solar FV .....	30
2.4. Energia Eólica .....	31
2.5. Armazenamento .....	31
2.6. Variabilidade das FER.....	32
2.6.1. Variabilidade do Recurso Hídrico a Fio de Água .....	32
2.6.2. Variabilidade do Recurso Eólico .....	33
2.6.3. Variabilidade do Recurso Solar FV .....	34

2.7.	Flexibilidade do Sistema Eletroprodutor.....	35
3.	Central Renovável Híbrida .....	39
3.1.	Definição.....	39
3.2.	Complementaridade .....	40
3.3.	Histórico das CRV .....	41
4.	Modelação da CRV .....	45
4.1.	Definição do Problema .....	45
4.2.	Dimensionamento da CRV .....	46
4.2.1.	Perfil de consumo de energia elétrica .....	46
4.2.2.	Modelo de produção das vRES.....	47
4.2.3.	Modelo de produção da central HFA com bombagem.....	49
4.2.4.	Modelo de operação da CRV .....	56
5.	Cenários de estudo e Resultados .....	61
5.1.	Ano médio .....	66
5.1.1.	Escala anual .....	67
5.1.2.	Escala sazonal .....	69
5.1.3.	Escala semanal .....	73
5.2.	Ano seco.....	77
5.2.1.	Escala anual .....	77
5.2.2.	Escala sazonal .....	79
5.2.3.	Escala semanal .....	82
5.3.	Ano húmido .....	85
5.3.1.	Escala anual .....	85

5.3.2.	Escala sazonal .....	87
5.3.3.	Escala semanal .....	90
5.4.	Síntese de resultados.....	92
6.	Conclusão.....	93
7.	Bibliografia.....	95



# Índice de Figuras

Figura 2.1 - Evolução da potência nacional instalada (GW) entre 2011 e 2020 por fonte de energia renovável. ....	28
Figura 2.2 - Produção de energia elétrica em 2020 por fonte de energia. ....	29
Figura 2.3 – Produção anual de energia elétrica do recurso HFA, de 1995 a 2019.....	33
Figura 2.4 - Produção anual de energia elétrica do recurso eólico, de 1995 a 2019. ....	34
Figura 2.5 - Produção anual de energia elétrica do recurso solar FV, de 1995 a 2019. ....	35
Figura 2.6 – “Curva de pato” criada pelo CAISO de 2012 a 2020. ....	36
Figura 2.7 - Diagrama do consumo total nacional de energia durante o dia 1/02/2021. ....	36
Figura 3.1 - Representação esquemática da CRV pertencente ao projeto Kombikraftwerk 1. ....	360
Figura 3.2 - Representação da situação atual e comparação entre um cenário futuro com as condições atuais e um cenário futuro Fenix.....	41
Figura 4.1 - Perfil de consumo médio diário na região em estudo. ....	365
Figura 4.2 - Curva de volume armazenado de água em função da cota do açude, em operação normal da central hídrica a fio de água do Carrapatelo.....	368
Figura 4.3 - Curvas características de rendimentos correspondentes a quatro tipos diferentes de turbinas hidráulicas, em função do caudal relativo turbinado. ....	50
Figura 4.4 - Curva de rendimentos obtida através das interpolações lineares da curva típica de rendimentos de uma turbina Kaplan. ....	51
Figura 4.5 - Fluxograma do modelo de operação da CRV. ....	59
Figura 5.1 - Representação gráfica das potências médias diárias eólica e FV em função da hora do dia.....	59
Figura 5.2 - Perfil médio diário de consumo e de produção eólica (80 %) e FV (20 %) combinada. ....	61

Figura 5.3 - Perfil médio diário de carga líquida, para a proporção 80 % eólica e 20 % FV. ....	62
Figura 5.4 - Representação gráfica das áreas de turbinagem e bombagem, consoante os valores horários de carga líquida .....	62
Figura 5.5 - Curva de caudais afluentes cronológicos de 1972 a 2020, referente à central HFA do Carrapatelo.....	63
Figura 5.6 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV, durante o ano médio, à escala anual (eixo da esquerda); balanço energético (eixo da direita).....	65
Figura 5.7 - Perfil diário médio do volume de água no açude durante o ano médio. ....	66
Figura 5.8 - Perfil diário médio do volume de água no açude consoante a sazonalidade (inverno e verão) do ano médio. ....	68
Figura 5.9 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda) do ano médio. Balanço energético (eixo da direita). ....	70
Figura 5.10 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda) do ano médio. Balanço energético (eixo da direita). ....	72
Figura 5.11 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (prioridade no apoio à CRV) do ano médio .....	73
Figura 5.12 - Ciclo diário e perfil semanal de volume de água no açude, no ano médio.....	74
Figura 5.13 - Perfil diário médio do volume de água no açude durante o ano seco. ....	76
Figura 5.14 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV, durante o ano seco, à escala anual (eixo da esquerda); balanço energético (eixo da direita).....	76
Figura 5.15 - Perfil diário médio do volume de água no açude consoante a sazonalidade (inverno e verão) do ano seco.....	77
Figura 5.16 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda), em ano seco. Balanço energético (eixo da direita).....	79
Figura 5.17 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda), durante o ano seco. Balanço energético (eixo da direita). ....	81
Figura 5.18 - Ciclo diário e perfil semanal de volume de água no açude, no ano seco. ....	82

Figura 5.19 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV, em ano húmido, à escala anual (eixo da esquerda); balanço energético (eixo da direita) .....	84
Figura 5.20 - Perfil diário médio do volume de água no açude durante o ano húmido .....	85
Figura 5.21 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV no verão (em cima) e no inverno (em baixo) do ano húmido (eixo da esquerda). Balanço energético (eixo da direita). ..	86
Figura 5.22 - Perfil diário médio do volume de água no açude consoante a sazonalidade (inverno e verão) do ano húmido. ....	87
Figura 5.23 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda). Balanço energético (eixo da direita). ....	88
Figura 5.24 - Ciclo diário e perfil semanal de volume de água no açude. ....	89



# Índice de Tabelas

Tabela 4.1 - Características relevantes da central HFA do Carrapatelo. ....	51
Tabela 4.2 - Valores de rendimento para um dado caudal relativo turbinado, retirados da curva típica de rendimentos. ....	53
Tabela 4.3 – Valores considerados para os limites exploração mínimo e máximo em modo turbinagem e bombagem. ....	55
Tabela 4.4 - Restrições de volume e potência para o funcionamento da CRV. ....	58
Tabela 5.1 - Valores dos desvios padrão eólico e FV e respetivo índice de correlação de Pearson, à escala horária. ....	59
Tabela 5.2 - Valores médios horários de carga líquida (CL). ....	61
Tabela 5.3 - Caudais afluentes médios mensais, em m <sup>3</sup> /s, correspondentes às séries temporais hídricas seca, húmida e média.....	64
Tabela 5.4 - Resultados horários, à escala anual, obtidos no sistema de operação da CRV no ano médio.....	67
Tabela 5.5 - Resultados diários de operação da CRV, por sazonalidade no ano médio. ....	69
Tabela 5.6 - Horas fora das condições nominais de operação durante o ano médio. ....	71
Tabela 5.7 - Horas em falta por parte da central do Carrapatelo; horas em que o volume de água seria superior e inferior aos limites de exploração do açude, em ano médio. ....	74
Tabela 5.8 - Resultados finais referentes à operação da CRV, em ano seco.....	77
Tabela 5.9 - Horas fora das condições nominais e valor do balanço energético, em ano seco.. ..	80
Tabela 5.10 - Horas em falta por parte da central do Carrapatelo; horas em que o volume de água seria superior e inferior aos limites de exploração do açude, durante o ano seco.....	82
Tabela 5.11 - Resultados finais referentes à operação da CRV, no ano húmido.....	85

Tabela 5.12 - Horas fora das condições nominais de operação e valor do balanço energético..  
..... 87

Tabela 5.13 - Horas em falta por parte da central do Carrapatelo; horas em que o volume de  
água seria superior e inferior aos limites de exploração do açude..... 89

# Simbologia e Notações

CAISO *California Independent System Operator*

CRV Central Renovável Virtual

DGEG Direção Geral de Energia e Geologia

vRES Energia Renovável Variável

HFA Hídrica a Fio de Água

FER Fonte de Energia Renovável

FV Fotovoltaico/a

GEE Gases de Efeito de Estufa

LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
NmE	Nível mínimo de Exploração
NPA	Nível Pleno de Armazenamento
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
RNC2050	Roteiro de Neutralidade Carbónica em 2050
UE	União Europeia

# Glossário

Aproveitamento a fio de água	Tipo de aproveitamento que não dispõe de albufeira mas pode reter uma quantidade limitada de água a montante da central.
Dependência energética	Necessidade que um país tem de importar energia, seja sob a forma de energia primária ou final, para fazer face às suas necessidades de consumo.
Despachabilidade	Capacidade de controlo das tecnologias de conversão das fontes energéticas primárias para produzirem energia útil à medida das necessidades dos consumidores.
Eficiência de ciclo completo	Percentagem de energia eléctrica armazenada através de bombagem que é, posteriormente, recuperada.
Flexibilidade do sistema	Capacidade de um sistema (eléctrico) de adaptar o seu perfil de produção e/ou de consumo de forma dinâmica e absorver a variabilidade temporal e espacial da geração renovável, bem como todos os eventos intempestivos e não programados, que possam ocorrer na sua operação, assegurando a estabilidade e robustez do sistema eléctrico.

*Ramping*

Capacidade de um recurso ou instalação energética para subir (*ramping up*) ou descer (*ramping down*) a sua produção caso seja necessário.

Segurança do abastecimento

Capacidade de um país ou região para fornecer energia para consumo final de forma consistente e ininterrupta, de acordo com o perfil de consumo das suas diferentes atividades económicas e sociais.

# 1. Introdução

## 1.1. Contextualização

No decorrer do século XX, os combustíveis fósseis tornaram-se de extrema importância a nível mundial, levando a que muitos países dependessem fortemente destas fontes de energia. Contudo, a exploração destes recursos naturais não renováveis acarreta desvantagens, tais como a sua eventual escassez e a emissão de gases de efeito de estufa (GEE). Assim, devido a uma maior consciencialização social, ambiental e económica, no final desse mesmo século, sucedeu-se um crescimento contínuo de exploração de energias renováveis até aos dias de hoje [1]. Como resultado, os combustíveis fósseis têm vindo a contribuir cada vez menos para a *mix* de geração de energia elétrica.

Por oposição às fontes de energia convencionais, as fontes de energia renovável (FER) são conhecidas pela sua natureza estocástica e reduzida despachabilidade uma vez que dependem das condições atmosféricas, pelo que são denominadas energias renováveis variáveis no tempo (vRES de *variable Renewable Energy Sources*). Porém, sendo fontes de energia limpa, não emitem GEE e ainda promovem a independência energética de países com recursos renováveis endógenos adequados, entre eles Portugal. Os sistemas de aproveitamento das energias solar fotovoltaica (FV), eólica e hídrica a fio de água (i.e. sem açude de regularização) são exemplos de vRES uma vez que a sua produção depende de condições climáticas, tais como o aparecimento de nuvens, a precipitação e a velocidade do vento, e do ciclo diário ou sazonal destes recursos.

No desenvolvimento do novo panorama mundial no sistema energético, tem-se como objetivo o cumprimento das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) no horizonte temporal de 2021 a 2030 [2] e no Roteiro de Neutralidade Carbónica até 2050 (RNC2050) [3]. Na Europa, há uma outra meta obrigatória em que se espera que 32 % da energia na União Europeia (UE) seja gerada através de fontes de energia renováveis, até 2030. Portugal estabeleceu uma meta ainda mais ambiciosa, i.e. de 35 % até 2030 [4].

Contudo, o Sistema Elétrico (SE) é de gestão complexa e minuciosa dado que o equilíbrio entre a produção e o consumo tem que ser assegurado a cada instante. Assim sendo, o aumento da penetração das vRES no sistema coloca novos desafios no que diz respeito à segurança e estabilidade do mesmo, uma vez que é forçado a ter flexibilidade suficiente para lidar com a variabilidade destas fontes, especialmente nos períodos em que ocorrem rampas acentuadas de consumo de energia ou de produção a partir de fontes não despacháveis.

Deste modo, a sinergia entre as diferentes FER em diferentes escalas de tempo e espaço e o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade, que a complementaridade e variabilidade destas fontes podem fornecer, são pontos cruciais para que ocorra a transição energética tão desejada, isto é, um SE 100 % seguro e sustentável.

## **1.2. Motivação**

Neste trabalho, pretende-se caracterizar a complementaridade dos recursos eólico e solar FV e correlacionar essa informação com a eventual despachabilidade de centrais hídricas a fio de água (HFA), de modo a potenciar o seu funcionamento integrado e sinérgico. Isto é, conseguir compensar (ou reduzir) a variabilidade eólica + solar FV (nomeadamente nos seus ciclos diários) no sistema elétrico com a capacidade limitada de controlo de aproveitamentos hídrico a fio de água. Uma central hídrica a fio de água não dispõe de albufeira, mas sim de um açude de regularização, que em muitos casos pode reter uma quantidade limitada de água a montante da central.

Esta agregação pode revelar-se instrumental para o cumprimento dos objetivos do PNEC, através do aumento da independência energética nacional e da diminuição da emissão de GEE, conduzindo a um futuro sistema elétrico 100% renovável.

## **1.3. Objetivo**

Através desta dissertação, procura-se analisar a complementaridade dos recursos eólico e solar FV e correlacioná-la com a potencial capacidade de armazenamento e consequente capacidade de controlo de centrais hídricas a fio de água, por forma a que seja possível compensar a variabilidade da produção das vRES eólica e solar FV combinadas, especialmente a rampa de descida solar ao final do dia e a sua ausência durante o período noturno.

Para tal, começa-se por recolher dados anuais de anos típicos de irradiância, velocidade do vento (valores médios horários) e afluência hídrica (valores médios diários) e analisar a disponibilidade dos recursos primários eólico, solar FV e hídrico que permitirá caracterizar a produção das três centrais, numa determinada região do país.

Segue-se uma abordagem de balanço energético — isto é, do equilíbrio entre os valores médios da produção e consumo — para determinados intervalos de integração como, por exemplo, um dia. Para os valores de consumo, recorrer-se-á ao perfil anual de consumo de energia elétrica nacional, devidamente ajustado à geração disponível na região em estudo.

Assim, avalia-se e calcula-se a combinação ótima, de modo a compensar as flutuações solar FV + eólica, bem como a necessidade de armazenamento das centrais hídricas a fio de água para suprir as cavas de produção solar FV + eólica. Esta combinação eólica + solar FV + hídrica constitui uma proposta de exploração de uma CRV, também designada, central híbrida.

Este estudo é original à escala nacional uma vez que ainda não existem trabalhos que juntem as três fontes de energia renovável. Com este espera-se limitar a conceção de que são sempre necessárias fontes de energia convencionais (e.g. gás natural) ou outros tipos de armazenamento (como baterias) para suprir o consumo elétrico nos momentos em que as vRES não conseguem, e provar que o recurso hídrico a fio de água é suficiente e pode assumir esse papel.

## **1.4. Organização da Dissertação**

Esta dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos. No capítulo 1, dá-se a conhecer a evolução das energias renováveis ao longo dos anos, bem como a sua importância para o panorama atual e perspetivas futuras dos SEs na UE e mundialmente. De resto, são apresentados as motivações e os principais objetivos da dissertação.

No capítulo 2, abordam-se alguns indicadores energéticos importantes de consumo e de fontes de energia renovável (FER), tanto a nível nacional como mundial, bem como as principais características e benefícios das energias hídrica, solar FV e eólica. Alude-se, ainda, à variabilidade temporal destas três FER, bem como aos diferentes tipos de armazenamento de energia existentes e respetivas desvantagens. Por último, discute-se os desafios que a penetração elevada de energias renováveis introduz na gestão do sistema eletroprodutor.

O capítulo 3, debruça-se sobre o conceito de Central Renovável Virtual (CRV), também designada Central Renovável Híbrida, bem como alguns exemplos, e a relevância da agregação e complementaridade entre as diversas FER.

A metodologia da CRV em estudo é apresentada no capítulo 4. Neste capítulo, são detalhados as características e os modelos utilizados que descrevem as centrais constituintes desta CRV.

O estudo do presente caso de estudo em três situações distintas e respetivos resultados são apresentados e analisados no capítulo 5.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões de todo o estudo desenvolvido e recomendações para trabalhos futuros.



## 2. Setor Elétrico

### 2.1. Indicadores Energéticos

Apesar de, nos últimos anos, o consumo nacional de energia elétrica se ter mantido aproximadamente constante, cerca de 50 TWh/ano [5], é de esperar que este aumente até 2050, sobretudo devido à eletrificação da sociedade, ao reforço da mobilidade elétrica, mas também ao aumento de consumo para conforto humano que, em Portugal, é muito inferior à média europeia. Tudo isto provoca um aumento a nível residencial, industrial e de transportes [6], o que acresce maior responsabilidade, em termos ambientais, para assegurar uma produção mais sustentável. Por conseguinte, com o intuito de aumentar a produção de energia através de FER, Portugal tem-se focado nas energias hídrica com barragens e aproveitamentos hidroelétricos, eólica com os parques eólicos e solar com os painéis solares fotovoltaicos [4].

De acordo com a DGEG, a tecnologia com maior crescimento absoluto em termos de potência instalada, durante o período de janeiro de 2011 a dezembro de 2020, foi a hídrica com 1800 MW. No entanto, em termos relativos, a que mais cresceu foi a solar FV, tendo evoluído de uma potência instalada residual para 1030 MW [7], como se pode observar na figura 2.1. Já a evolução de potência eólica instalada foi de 1080 MW.

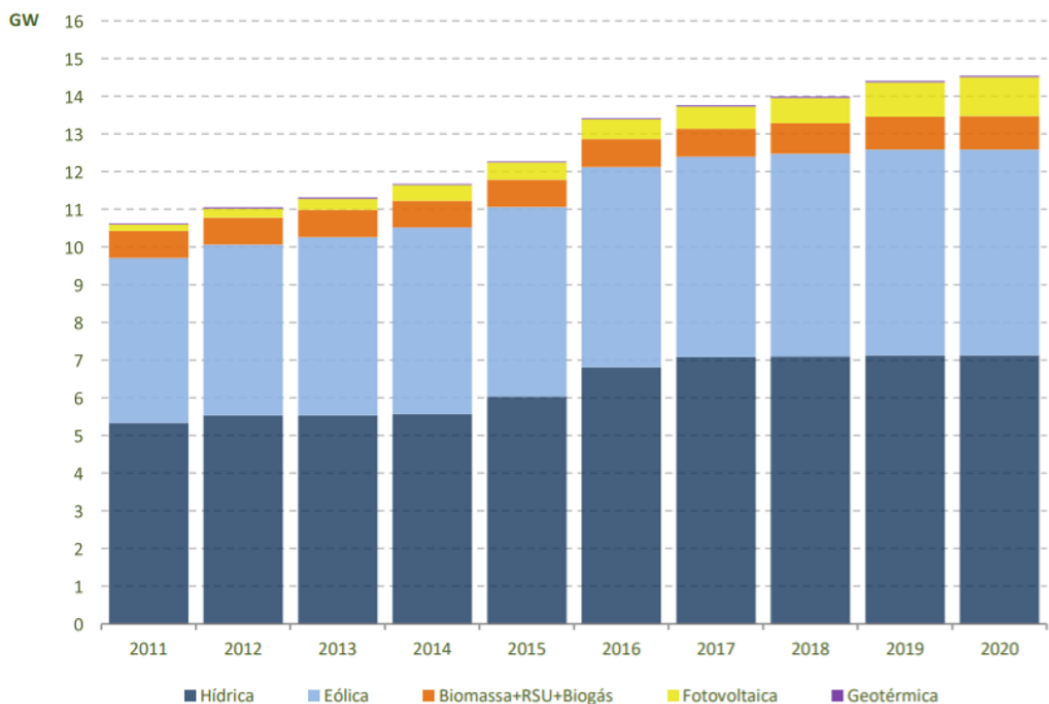


Figura 2.1 - Evolução da potência nacional instalada (GW) entre 2011 e 2020 por fonte de energia renovável [7].

No que toca à União Europeia (UE), Portugal foi, em 2015, o quarto país com maior incorporação de energias renováveis na produção de energia elétrica, tendo evoluído de 28,5 % de FER em 2005 para 44,6 % em 2015. As tecnologias hídrica e eólica foram as que mais contribuíram para essa posição (84 % das FER), como se pode verificar na figura 2.2. Nesse mesmo ano, a contribuição das FER no consumo de energia primária foi de 22,2 % [7], pelo que é possível concluir que o setor energético ainda é dominado por fontes de energia poluentes e finitas. Contudo, estão a surgir, gradualmente, mudanças significativas por modo a contrariar essa predominância. Em 2015, o peso da energia elétrica renovável atingiu 48,1% relativamente à produção bruta + saldo importador [7].

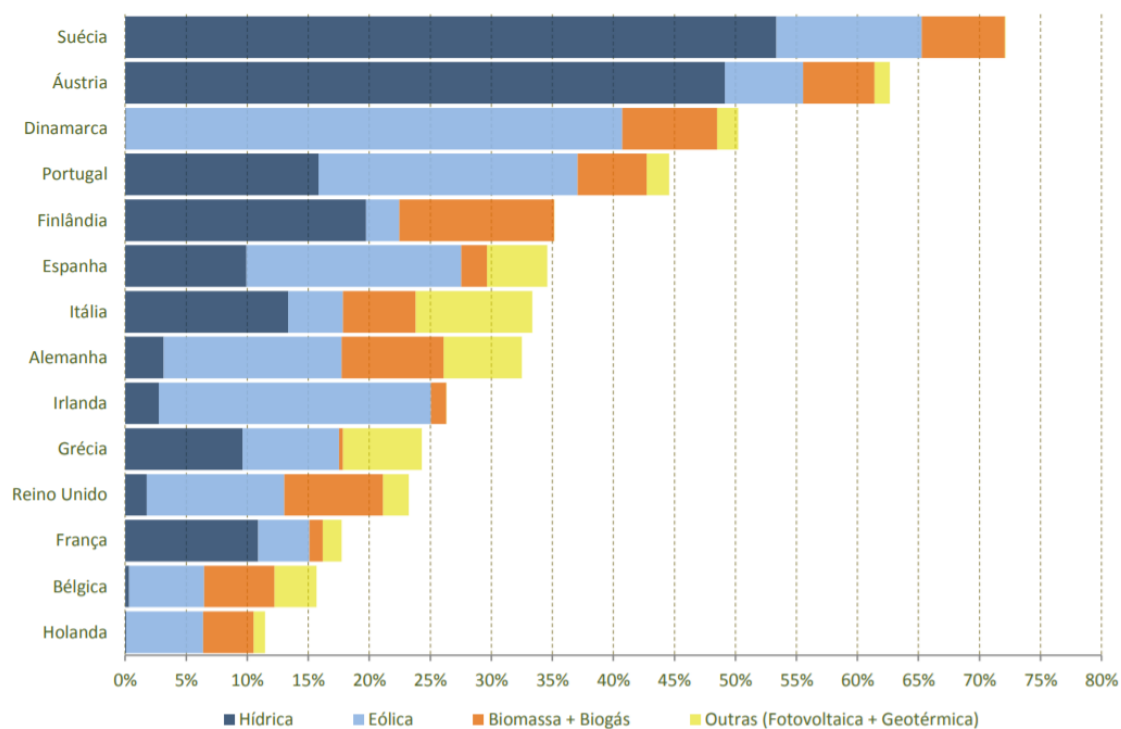


Figura 2.2 - Produção de energia elétrica em 2020 por fonte de energia [7].

## 2.2. Energia Hídrica

Portugal é um país com uma alta capacidade hídrica instalada, sendo esta energia uma das principais fontes de produção nacional de energia elétrica, participando com uma grande porção para o balanço energético e, também, para a independência energética do país. Atualmente, esta FER é responsável, a nível mundial, por 85 % da energia elétrica proveniente de renováveis e 16 % da energia elétrica total [1]. A nível nacional, esta energia contribui, em ano médio, para cerca de 30 % da energia elétrica consumida em Portugal [8].

Embora seja a FER com maior capacidade instalada em Portugal, a energia hídrica detém um vasto potencial por explorar e uma elevada eficiência energética, o que a torna promissora. É considerada um recurso energético renovável pelo facto de a água circular na natureza em ciclo fechado e, por isso, ser teoricamente inesgotável [9].

Existem três formas de aproveitamento hídrico: de albufeira, a fio de água ou de albufeira com bombagem. Os aproveitamentos HFA têm nenhuma ou pouca capacidade de armazenamento de água, o que faz com que sejam fortemente dependentes do caudal no momento de produção de energia, enquanto as centrais de albufeiras, por exemplo, conseguem produzir energia a

qualquer momento, desde que a água armazenada seja suficiente. A desvantagem do aproveitamento de cursos de água a fio de água é que, ao não dispor de uma albufeira, causa flutuações de potência na produção hidroelétrica [9, 10]. Contudo, este regime de exploração pode reter uma quantidade de água limitada, por forma a ser possível controlar o momento de produção de energia e a sua quantidade [11], o que torna as centrais HFA um “quasi-despacháveis”, i.e. permitem o controlo da potência entregue à rede dentro de certos limites de potência e, sobretudo, para ciclos temporais curtos, e.g. diários. Ademais, não têm tantos impactos negativos como as centrais de albufeira cujos reservatórios de água provocam alterações consideráveis nos ecossistemas e têm elevados custos de instalação e desativação assumindo-se, assim, como uma opção para reforçar a capacidade de regulação da potência renovável em Portugal e, como tal, potenciar um aumento substancial da flexibilidade do sistema eléctrico nacional. Em Portugal, cerca de 30 % da potência hídrica instalada provém de centrais HFA [10].

No ano 2015, 38 % da produção anual renovável foi proveniente de energia hídrica, sendo que 11,5 % foi por parte das pequenas centrais hídricas e 88,5 % por parte das grandes centrais hídricas.

### **2.3. Energia Solar FV**

No que toca à energia FV, esta tem vindo a crescer significativamente a nível mundial. Segundo o DGEG [7], a capacidade total de produção de energia eléctrica por fontes renováveis em 2015 foi de 25,5 TWh, dos quais 796 GWh corresponderam à produção solar FV, o que se traduz em cerca de 3 % de energia solar FV em relação ao consumo total de energia eléctrica em Portugal. Ou seja, a parcela de contribuição desta FER ainda é residual. No entanto, espera-se um crescimento significativo de tal modo que a energia proveniente de células FV representará 5 % da potência mundial em 2030 e 11 % até 2050, tendo em consideração que, atualmente, representa cerca de 0,1 % [1].

Portugal é um dos países da UE com maiores índices de irradiação solar [6], pelo que a energia eléctrica proveniente deste recurso tem um elevado potencial. Destaca-se o facto da quantidade de energia anual proveniente do sol que atinge a atmosfera terrestre corresponder a 10000 vezes o consumo mundial de energia [12], além de inesgotável e abrangente.

## 2.4. Energia Eólica

Numa central eólica, um aerogerador, ou turbina eólica, tem como função extrair o máximo de energia cinética do vento e convertê-la em energia elétrica com o mínimo de perdas. A energia produzida por um aerogerador aumenta consideravelmente (numa proporção cúbica) com a velocidade do vento. Como tal, as torres eólicas são instaladas em zonas em que o potencial eólico é mais elevado, ou seja, em locais muito ventosos [12].

Em 2015, a energia eólica contribuiu com 45,5 % para a geração renovável de energia elétrica. Esta tecnologia, desde 2013, é responsável pela produção de cerca de 12 TWh/ano [7], isto é, providencia cerca de 25 % da energia elétrica consumida em Portugal [8].

Apesar da acentuada penetração eólica no SE português, esta vRES ainda tem muito potencial por explorar e, de acordo com o PNEC [2] perspectiva-se que contribua significativamente para o novo panorama no setor energético [6]. Espera-se que no início de 2030, a energia eólica tenha a maior percentagem de geração de energia elétrica [10].

## 2.5. Armazenamento

A associação das vRES com sistemas de armazenamento torna-as despacháveis e essa funcionalidade é essencial para que não seja preciso assistência por parte das centrais convencionais. Existem vários tipos de armazenamento, desde reservatórios de hidrogénio produzido por via da eletrólise a armazenamentos de energia eletroquímica através de baterias, entre outros [4, 12]. A desvantagem das baterias é que possuem um tempo de vida útil relativamente curto, entre 3 a 5 anos, e a necessidade de acondicionamento restrito devido à presença de componentes explosivos e de poluentes que podem ser prejudiciais quando em contato com o meio ambiente, o que faz com que constituam um alto investimento em termos de implantação e manutenção, quando aplicadas em larga escala [13].

Um outro tipo de armazenamento de energia que é indispensável mencionar é o com bombeamento hidroelétrico. As centrais hidroelétricas com bombagem, equipadas com grupos turbina-bomba, possibilitam o armazenamento de energia sob forma de energia potencial e que mais tarde pode ser recuperada através de turbinagem para produção de energia elétrica. O princípio de funcionamento destas centrais baseia-se em bombear a água de um reservatório a uma cota inferior, ao nível do rio, para a albufeira que se encontra a uma cota superior. Isto é, nas horas de baixo consumo (horas de vazio), o modo bombagem da central hidroelétrica aproveita a energia produzida nos geradores para elevar a água de jusante para montante, a fim

de que a água possa ser posteriormente turbinada nas horas de maior consumo (horas de pico) [12].

Assim, apesar de a agregação não substituir o armazenamento — mas sim o complementar —, o crescimento progressivo da agregação de FER e a otimização da sua complementaridade é uma mais valia também neste aspeto do armazenamento pois permite diminuir, em parte, a premência dos sistemas de armazenamento.

## **2.6. Variabilidade das FER**

Como referido anteriormente, as vRES apresentam ciclos naturais que resultam de padrões de movimento da atmosfera, ou seja, associados à variabilidade climática e do próprio recurso energético. Esta característica confere-lhes um perfil *flutuante*, isto é, variável no tempo e no espaço. Focando na variabilidade temporal, estas podem variar tanto à escala anual como à escala dos minutos ou segundos.

Neste subcapítulo, pretende-se particularizar a variabilidade temporal das três fontes de energia a abordar nesta dissertação. De forma sucinta, a energia hídrica com aproveitamento a fio de água apresenta grandes flutuações de potência a uma escala anual e não tanto à escala diária. Em contrapartida, as energias eólica e FV são as que experienciam mais variações, acentuadas desde a escala sazonal à escala dos minutos - com um padrão diário dominante, no caso dos sistemas solares FV – e, relativamente reduzidas à escala interanual [10, 14].

### **2.6.1. Variabilidade do Recurso Hídrico a Fio de Água**

A energia hídrica é fortemente dependente da precipitação atmosférica. Esta dependência, no entanto, influencia os diferentes tipos de centrais hídricas de forma ligeiramente diferente [14]. A maioria da precipitação, 70%, ocorre durante o período húmido — ou seja, entre outubro e março —, pelo que os caudais afluentes aos aproveitamentos HFA tendem a ser superiores nesse período. Assim, é expectável que haja um aumento de produção hidroelétrica nesse intervalo de tempo [10]. Ao invés, no verão, a menor disponibilidade do recurso conduz a uma menor produção por parte da central.

Deste modo, as centrais HFA apresentam flutuações de potência dado que o caudal natural do rio varia com o tempo, fazendo variar de igual forma a potência extraída pela central [10]. À vista disso, depreende-se que as centrais detêm uma elevada variabilidade à escala interanual e também sazonal, associada à variabilidade característica do recurso nas regiões com climas temperados com invernos chuvosos e verões secos, como é o caso de Portugal. Contudo, às

escalas temporais horária e até mesmo diária, as flutuações de potência são reduzidas — o caudal dos rios é aproximadamente constante ao longo do dia [14].

Na figura 2.3 é possível ver a produção anual da tecnologia HFA para diferentes anos, desde 1995 até 2019 [7].

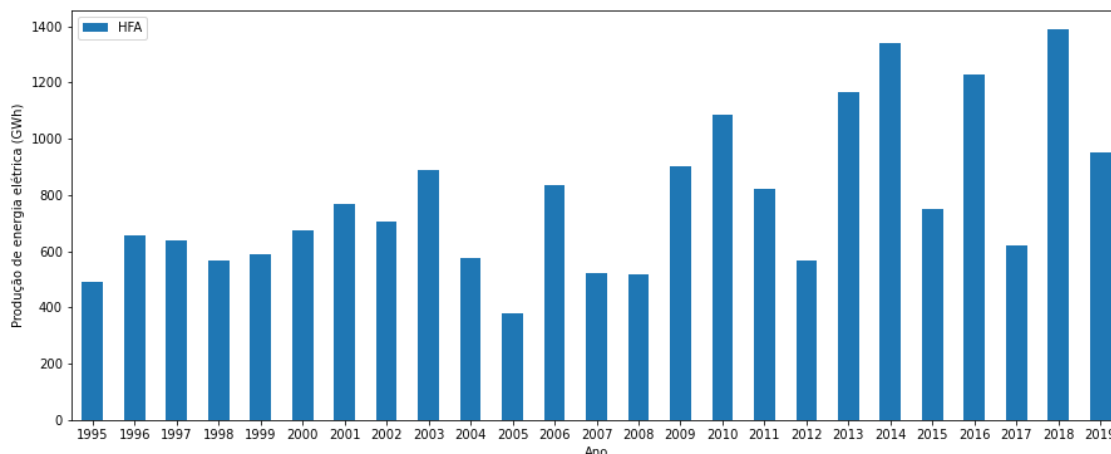


Figura 2.3 – Produção anual de energia elétrica do recurso HFA, de 1995 a 2019.

## 2.6.2. Variabilidade do Recurso Eólico

Relativamente à energia eólica, uma vez que os aerogeradores não dispõem de sistemas de armazenamento de energia, as flutuações do vento traduzem-se diretamente em flutuações na potência produzida pelas turbinas eólicas [14].

Estas flutuações de potência podem ocorrer em diversos horizontes temporais. As flutuações rápidas — na ordem dos segundos a alguns minutos — além de serem pequenas relativamente à capacidade instalada, quando comparadas com as variações horárias e diárias, são, na sua maioria, não correlacionadas e tendem a não serem notadas pelo Operador do Sistema Elétrico. Porém, as flutuações mais lentas — na ordem das horas a dias —, dependendo do regime dos ventos de cada região, podem apresentar um comportamento menos adequado à integração do recurso eólico no sistema elétrico [15] ao revelarem perfis de produção maioritariamente diurnos ou noturnos, dependendo da região. A produção eólica está, ainda, sujeita a variações sazonais de produção, com o pico de produção no Inverno ou no Verão, dependendo igualmente dos locais de instalação das centrais [14].

A figura 2.4 apresenta a produção anual do recurso eólico no período temporal de 1995 e 2019 cujos valores foram extraídos da página da DGEG [7].

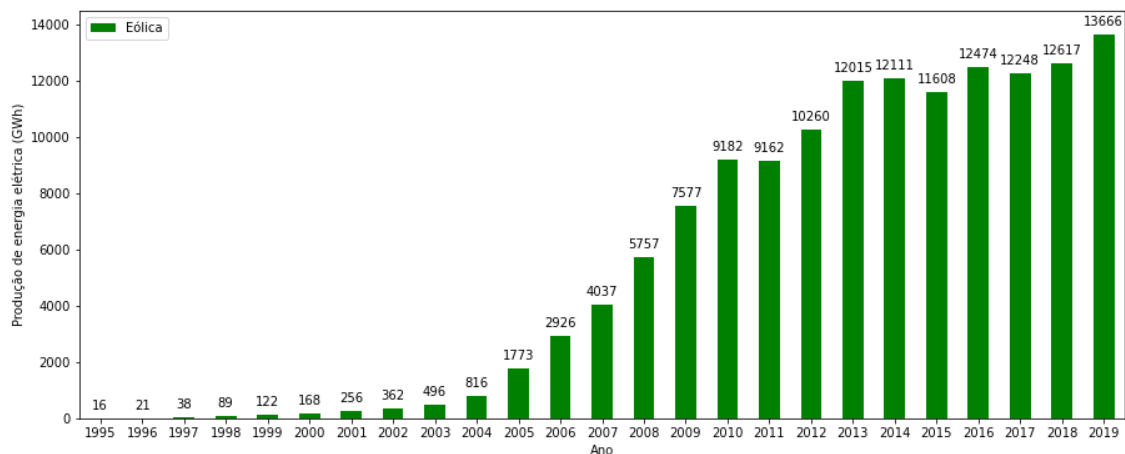


Figura 2.4 - Produção anual de energia elétrica do recurso eólico, de 1995 a 2019.

### 2.6.3. Variabilidade do Recurso Solar FV

A potência elétrica entregue à rede pelas centrais FV, por um lado apresenta flutuações lentas e previsíveis devido aos movimentos de rotação da Terra, conferindo um perfil de produção unicamente diurno a esta FER, e de translação da Terra, que influencia a intensidade da radiação solar que atinge a superfície terrestre. Em contrapartida, tem-se o efeito da passagem de nuvens que causa fortes flutuações rápidas e de previsão difícil, podendo diminuir em poucos instantes a irradiância incidente num painel FV em mais de 60 % [14, 15].

A variação sazonal do recurso permite identificar um pico de produção durante os meses de verão — julho e agosto no caso de Portugal — e uma diminuição do mesmo juntamente com uma maior variabilidade — devido ao aumento da passagem de nuvens e queda de chuva — nos meses de inverno. Não obstante, a variabilidade intradiária, especialmente a rampa de descida ao final do dia, é considerada a mais gravosa, sobretudo quando se evolui para um SE com elevadas penetrações de energia FV [14].

A figura 2.5 apresenta os valores anuais de produção de energia elétrica a parte da tecnologia solar FV, desde 1995 até 2019 [7].

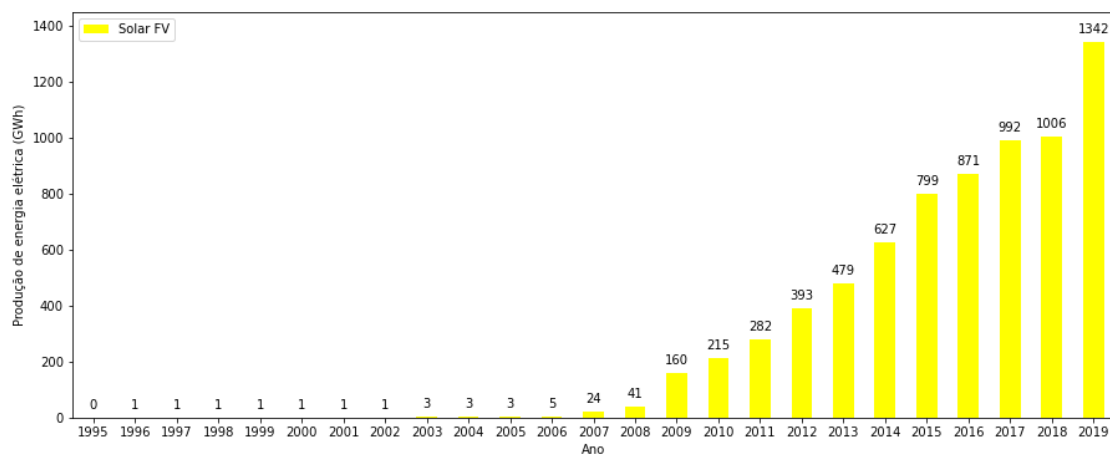


Figura 2.5 - Produção anual de energia elétrica do recurso solar FV, de 1995 a 2019.

## 2.7. Flexibilidade do Sistema Eletroprodutor

No SE, o equilíbrio entre a produção e o consumo tem que ser assegurado a cada instante, pelo que o conceito de flexibilidade sempre foi fundamental para o bom funcionamento do sistema devido à variabilidade do consumo de energia elétrica. Contudo, com o aumento da penetração das FER no SE, este conceito é cada vez mais relevante uma vez que o sistema necessita de ser suficiente ajustável para suportar a variabilidade dos recursos eólico e solar FV. Ao invés das centrais convencionais que possuem armazenamento do recurso primário e, por isso, não constituem um problema para a robustez e estabilidade do setor elétrico.

Particular da energia solar, é a rampa de energia que ocorre ao fim do dia devido à redução abrupta deste recurso para suprir as necessidades de consumo. Esta rampa de energia irá ser cada vez mais desafiante, do ponto de vista técnico, com o aumento da penetração desta FER no sistema.

A quantidade de energia proveniente de outras fontes — que não as eólica e FV — que necessita de interceder para compensar o declínio repentino de energia solar durante o pôr de sol gera a “curva de pato” no diagrama de rede, visível na figura 2.6, dado que se assemelha à silhueta de um pato. O termo foi concebido pelo *California Independent System Operator (CAISO)* como forma de expor o impacto dos sistemas FV ligados à rede nas operações do sistema elétrico. A carga líquida (*net load* — CL) representa a potência a ser entregue por fontes convencionais, que necessitam de intervir prontamente ao longo do dia [16]. Assim, torna-se clara a imprescindibilidade de *ramping* na produção de energia elétrica e de reservas operacionais, por forma a ser possível aumentar ou reduzir rapidamente a produção como resposta às variações

causadas por, por exemplo, reduções na produção eólica ou na FV acompanhadas por aumentos do consumo.

O diagrama do consumo total e repartição de energia, apresentado na figura 2.7, mostra a variação da produção de energia proveniente de centrais renováveis, consoante a disponibilidade das FER, e convencionais para suprir o consumo energético ao longo do dia.

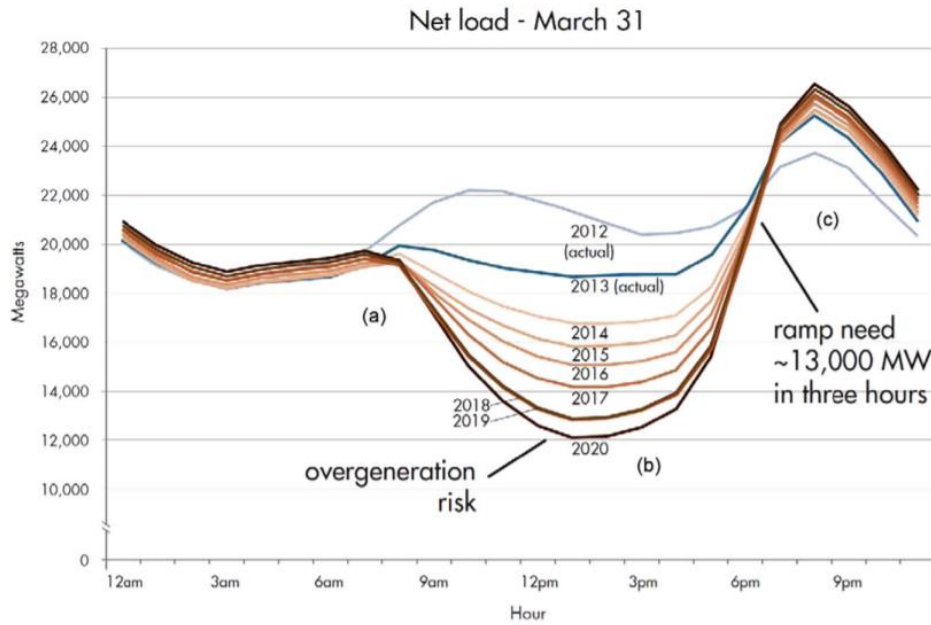


Figura 2.6 – “Curva de pato” criada pelo CAISO de 2012 a 2020 [16].

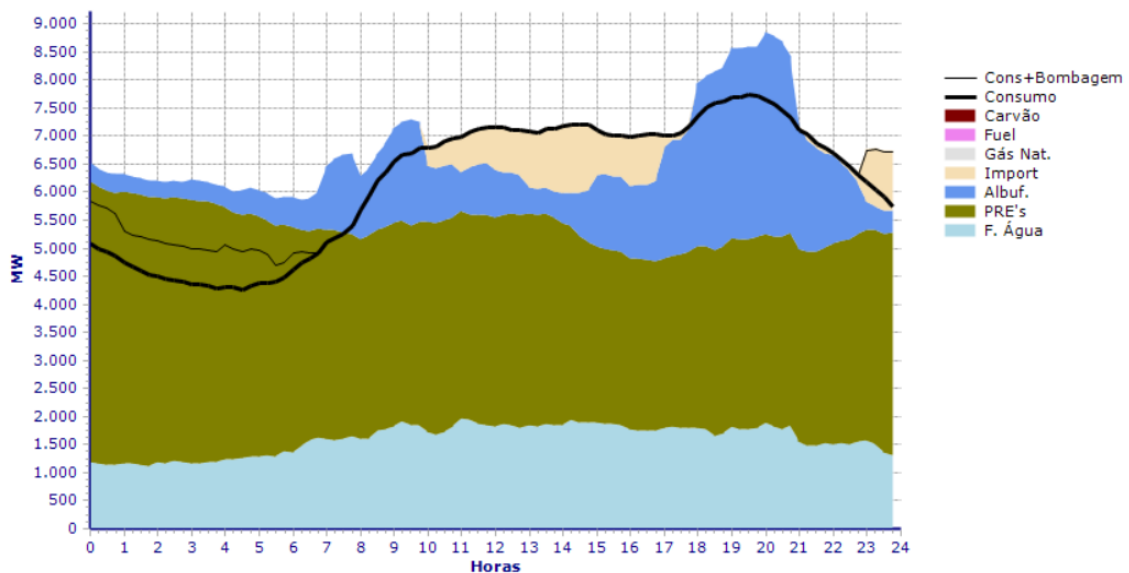


Figura 2.7 - Diagrama do consumo total nacional de energia durante o dia 1/02/2021 [5].

Através destes dois gráficos acima é possível perceber a variabilidade de cada uma das fontes renováveis e daí inferir sobre como estas se podem relacionar e complementar, por forma a colmatar o consumo elétrico.



## 3. Central Renovável Híbrida

A integração em larga escala de FER na rede elétrica apresenta sérios desafios, tal como mencionado anteriormente, tanto para os gestores do sistema como para os planeadores da rede elétrica. É neste âmbito que surge o conceito de Central Renovável Híbrida ou Virtual (CRV), conceito este que oferece diversas vantagens para a integração destas fontes no SE, nomeadamente a suavização das flutuações de potência fornecida pelas centrais renováveis [5, 6], o aproveitamento da complementaridade natural da disponibilidade de recursos renováveis, bem como o estabelecimento de sinergias entre as diferentes FER. Isto conduz a uma redução de reservas adicionais necessárias e do custo nivelado de energia [5], o que se traduz em benefícios tanto a nível técnico, como a nível económico [17].

Nos últimos anos, diferentes estudos e projetos, referidos nas secções 3.2 e 3.3, demonstraram com sucesso que a agregação de recursos renováveis variados dispersos temporal e espacialmente num único sistema de monitorização e controlo pode permitir a criação de perfis de produção combinados mais adequados aos perfis de carga do que os de uma FER individual.

### 3.1. Definição

Na literatura, têm sido apresentadas múltiplas definições de CRV. Em [10], o conceito de CRV visa a agregação de diferentes FER como forma de aprimorar as suas características de produção, de modo a maximizar a produção agregada, para que se assemelhe à produção das centrais convencionais. Adicionalmente nas vRES, é possível incluir dispositivos de armazenamento [15]. Segundo Pudjianto, Ramsay e Strbac [18], uma CRV pode ser descrita como uma representação flexível de um portefólio de centrais de produção renovável descentralizada, que agrega a capacidade de produção desse conjunto de centrais e cria um perfil único operacional capaz de incorporar as características das centrais que a constituem e também as restrições da rede de energia que as interligam. Ademais, do ponto de vista da gestão do sistema eletroprodutor, uma CRV poder ser operada como se se tratasse de uma central despachável emprestando, assim, controlabilidade de potência a um sistema de produção de energia elétrica que, na sua configuração de base, não a tem [2, 12]. Destas definições, depreende-se que este conceito garante uma grande flexibilidade, segurança de abastecimento e estabilidade a um SE cada vez mais dependente de energia elétrica proveniente de fontes renováveis.

## 3.2. Complementaridade

A complementaridade espaço-temporal da energia eólica e solar foi estudada, utilizando diferentes abordagens. A maioria dos estudos revela a existência de complementaridade em diferentes locais e escalas temporais, desde horária a anual, associada ao ciclo diurno da radiação FV e também a alguma sazonalidade [19]. Em Torres et al. [20], demonstrou-se que há uma forte correlação temporal negativa entre a produção de energia solar e eólica em Portugal, isto é, quando os valores de irradiância tendem a aumentar, os valores de velocidade do vento diminuem e vice-versa, em período diurno. Embora isto sugira que as duas fontes se complementam, os autores afirmam que a produção solar e eólica combinada não consegue cobrir a demanda de energia elétrica durante um período de 24 horas. Castro e Crispim [21] analisaram a variabilidade das várias vRES e como estas se correlacionam. Os autores também concluíram que existe uma correlação negativa nas variadas escalas temporárias entre os perfis de produção eólica e solar FV, obtendo valores de correlação de -0,88 para uma escala anual, e -0,24 para a escala horária. Neste contexto de centrais virtuais, o grau de complementaridade entre as diferentes tecnologias pode ser avaliado com base em análise de correlação, aplicando coeficientes como o de Pearson ou correlação cruzada, ou em indicadores baseados na variabilidade como o desvio padrão [22]. Couto e Estanqueiro [23] e Couto et al. [24] identificaram uma forma sustentável de aumentar a penetração da vRES no SE português até 68 % e 65 %, respetivamente, para um excedente anual de energia em relação ao consumo igual a 10 %, ao considerarem um certo reforço de capacidade eólica e solar FV no *mix* energético. Os autores concluíram, então, que esse reforço, juntamente com a quota atual de produção de energia hidroelétrica despachável (cerca de 20 %), provam que é possível obter um caminho sustentável para a descarbonização do SE português, sem exacerbar os requisitos de flexibilidade de potência do sistema para lidar com a variabilidade das vRES.

Dos estudos acima referidos, conhece-se, então, a complementaridade entre a energia eólica e solar FV e o potencial destas fontes para sustentar o consumo de energia elétrica diário, sobretudo quando integradas em larga escala. Contudo, uma vez que a complementaridade desses dois recursos não é suficiente para satisfazer o consumo, afigura-se de extrema importância identificar sinergias com outras fontes de energia, sobretudo à escala diária, e.g. entre o recurso hídrico e as restantes vRES, para se garantir a segurança energética do sistema electroprodutor no futuro próximo e de acordo com o PNEC 2021-30 [2, 6].

À escala mundial, foi já analisada a variabilidade da produção conjunta de energia eólica e solar fotovoltaica para vários países da UE. Com exceção das ilhas do Mar do Norte e dos parques eólicos próximos da costa, os autores identificaram uma correlação negativa entre a geração eólica e FV, apoiada pelo ciclo diurno da radiação solar. O trabalho desenvolvido em [25] mostrou que a variabilidade diária total das vRES na Grã-Bretanha pode ser reduzida com a instalação

de capacidade FV, sendo o cenário 70 % solar e 30 % eólico o que apresenta menor variabilidade sazonal. Quanto à Península Ibérica, a complementaridade eólica e solar fotovoltaica também foi verificada utilizando diferentes conjuntos de dados e abordagens [21, 26]. Para esta região, os resultados destacam a operação conjunta de energia eólica e FV para mitigar a atual variabilidade eólica, graças à forte complementaridade existente entre eólica e FV, principalmente durante os meses de verão [23]. Já Widén [27] estuda a variabilidade do *mix* eólico e solar FV integrado em larga escala num cenário futuro para a Suécia. Corrobora que as duas vRES estão negativamente correlacionadas em qualquer escala temporal e que a combinação das mesmas reduz as flutuações em termos do desvio padrão, apesar da variabilidade horária ser sempre superior com uma percentagem maior de energia solar. Segundo o autor, o desvio padrão tem um valor mínimo correspondente ao cenário 70% solar FV e 30% eólica, pelo que esse é o perfil mais indicado.

### **3.3. Histórico das CRV**

A nível Europeu, existem vários projetos pilotos de CRV, tais como os projetos europeus Fenix e Cell Project (Dinamarca) e o Kombikraftwerk (Alemanha) [28, 29]. Relativamente a este último, trata-se de um projeto alemão cujo esquema se encontra na figura 3.1, que perspetiva a possibilidade técnica de atender as necessidades energéticas de energia elétrica apenas com energia proveniente de recursos renováveis. Foram agregadas numa única CRV trinta e seis centrais, tanto eólicas, como solares FV, hídricas reversíveis e, ainda, co-geração (biogás). Optou-se por centrais eólicas e solares distribuídas ao longo do território alemão por forma a obter os efeitos desejáveis de diversidade de recursos e suavização das flutuações de potência. Graças a flutuações naturais, estas centrais não se mostraram capazes de suprir toda a energia necessária, pelo que as centrais hídricas e de co-geração estão aptas para compensar os desvios inevitáveis e, até mesmo, armazenar a produção de energia excedente [15]. Assim, a cada instante, a unidade central de controlo recebe informação da energia produzida por cada central que constitui o seu portefólio, aumentando ou diminuindo o seu regime de produção consoante os valores de consumo. Desta forma, a CRV possui a capacidade de suprir a necessidade de consumo somente com a produção de energia proveniente de FER [28].

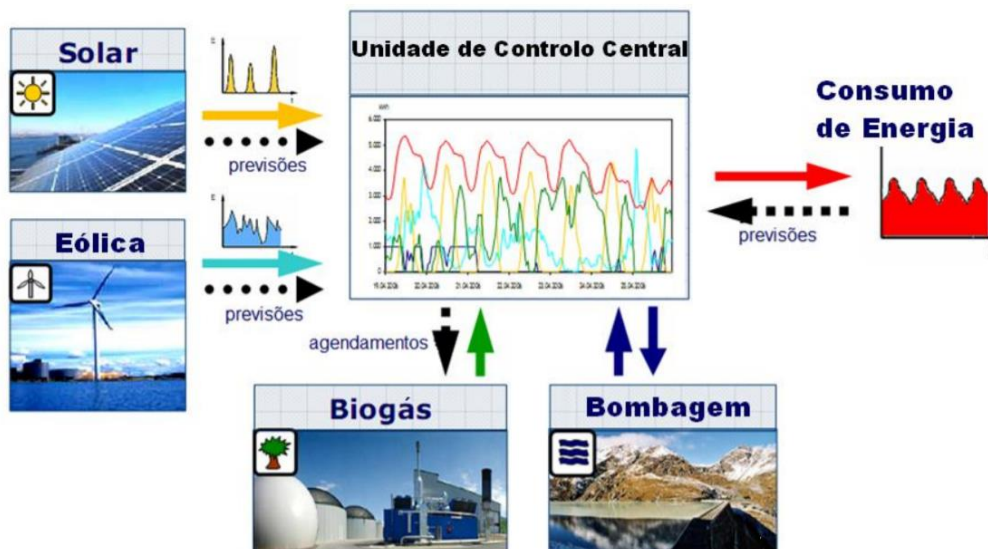


Figura 3.1 - Representação esquemática da CRV pertencente ao projeto Kombikraftwerk 1 [15].

Após o projeto Kombikraftwerk-1 ter demonstrado que era possível atender às necessidades de consumo recorrendo apenas a FER, surgiu o projeto-piloto Kombikraftwerk-2 [30] que pretende, agora, provar que é possível a operação segura e confiável da rede elétrica local, mesmo com um sistema eletroprodutor constituído apenas por centrais do tipo renovável e dispositivos de armazenamento, ou seja, sem que haja a necessidade de se recorrer a centrais nucleares ou que utilizem combustíveis fósseis. Os resultados deste projeto revelam que a estabilidade da rede elétrica poderá ser assegurada com sucesso, sem que fique comprometida a qualidade da oferta de energia. Para isso, as centrais descentralizadas necessitam obrigatoriamente de estar interligadas entre si, em rede, através de uma CRV, por forma a neutralizar as flutuações provocadas na rede elétrica [13, 30].

O projeto Fenix foi realizado com foco na integração de FER no SE utilizando CRV de larga escala com controlo distribuído. Através da monitorização e controlo das centrais de FER e outros equipamentos auxiliares à operação, as redes de distribuição — onde grande parte das FER está ligada — começam a ter um comportamento mais ativo, podendo então colaborar com a operação do SE. À medida que a penetração de FER aumenta, o projeto Fenix propõe a evolução para um SE que, por um lado, integre plenamente as centrais FER na sua operação e, por outro, permita a participação destas em mercados de energia. Por serem mais numerosos e por muitas vezes serem de uma capacidade relativamente baixa, as FER não são completamente integradas na operação do sistema e em atividades relacionadas com o mercado de energia. Uma CRV resolve o problema ao agregar FER individuais de forma a que a combinação se comporte como uma central convencional ligada à rede de transporte. A solução proposta pelo projecto Fenix para o aumento da penetração das FER nos mercados e para que forneçam

suporte à operação do sistema divide o conceito de CRV em dois, uma CRV comercial e outra CRV técnica [14, 18, 31].

Na figura 3.2 encontra-se representada a capacidade atual das FER, redes de distribuição e transporte, bem como da produção convencional do sistema atual de energia. É, ainda, apresentada, uma representação de dois cenários futuros distintos, sendo que o primeiro, denominado por “Status Quo”, apresenta a evolução da capacidade das FER no futuro assumindo o atual paradigma de operação dos sistemas de energia — caracterizado por um controlo passivo das redes de distribuição e um controlo centralizado da rede de transporte e da produção convencional. O segundo cenário, designado por “Futuro Fenix”, representa o sistema com as FER e a procura totalmente integradas na operação de um sistema descentralizado, incorporando tanto a atividade técnica de uma CRV, como a atividade comercial [14].

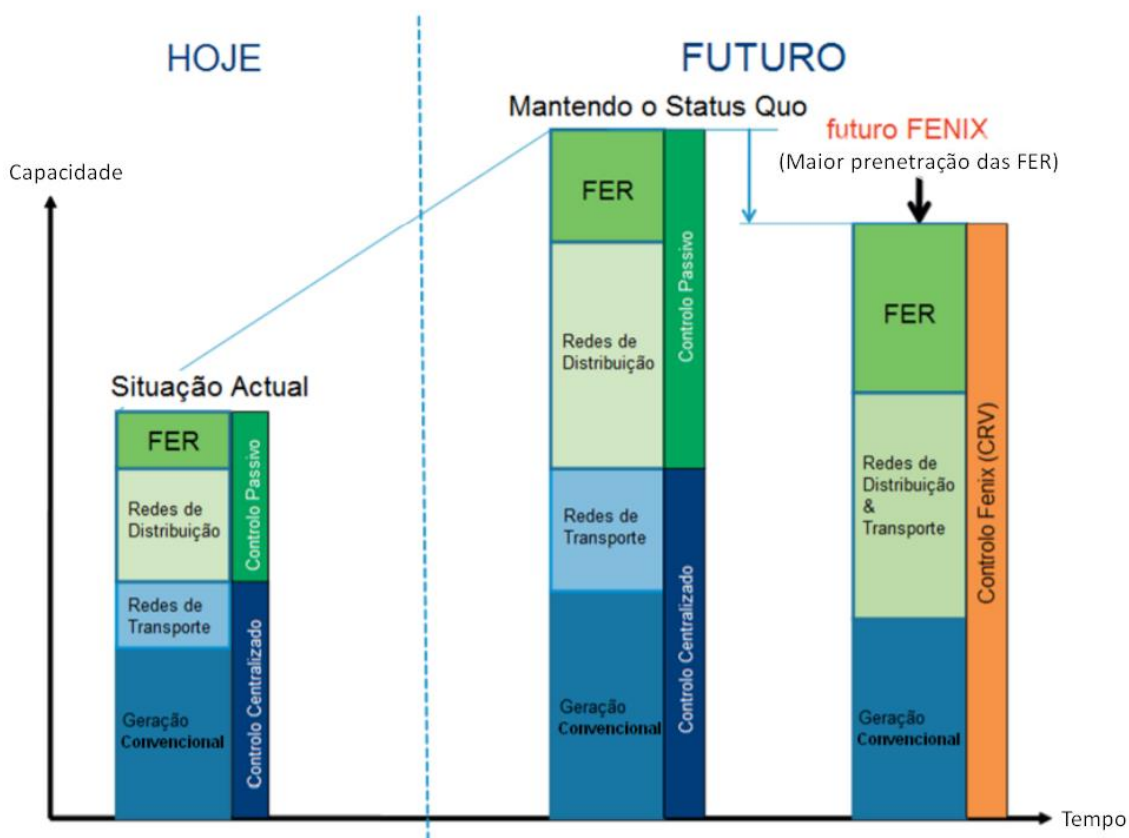


Figura 3.2 – Representação da situação atual e comparação entre um cenário futuro com as condições atuais e um cenário “Futuro Fenix” [14].

A partir da figura 3.2, é possível concluir que a integração efetiva das FER no SE reduz a necessidade de produção no futuro comparativamente a um cenário onde as práticas atuais se mantêm.

Uma outra abordagem foi adotada pelos dinamarqueses do “Cell Project” cujo conceito base é a criação de CRV — aqui chamadas “células” — que além de ter todos os benefícios da agregação, ainda seja possível operar de forma autónoma na ocorrência de uma falha na rede de transporte [15].

## 4. Modelação da CRV

### 4.1. Definição do Problema

O modelo da central renovável virtual (CRV) considerado nesta dissertação consiste numa central eólica, uma central FV e uma central HFA com acude de regularização, dotada de turbinagem e bombagem. No contexto deste trabalho, pretende-se estudar apenas a complementaridade temporal de diferentes centrais renováveis e a sua capacidade de suprir o consumo previsto numa determinada região, e não eventuais efeitos de complementaridade espacial, pelo que as três centrais do presente estudo se situam no norte do país, perto umas das outras.

A região em estudo que contém as fontes de energia renovável é conceptual, isto é, hipotética, e segue o perfil de carga típico nacional do ano 2015, devidamente ajustado à produção renovável variável disponível. O modelo de gestão da CRV assume que as produções eólica e FV não são despacháveis e que a produção e o armazenamento hidroelétricos são despacháveis. A produção combinada das fontes solar FV e eólica constitui uma central de energias renováveis (vRE) com 100 MW de capacidade instalada e cuja proporção eólica e fotovoltaica é dimensionada em função da minimização das flutuações de potência, sem que a curva de carga líquida (diferença entre consumo e produção de vRES) perca a sua forma característica — a tal “curva de pato”. A série da produção eólica está normalizada para um parque eólico no interior da região Norte de Portugal e a solar FV normalizada para um ponto próximo do parque eólico. O modelo da central hídrica a fio de água (HFA) tem por base as características e caudais afluentes do aproveitamento hidroelétrico de Carrapatelo cuja central se encontra localizada no distrito de Viseu e instalada no rio Douro. Na secção 4.2 são apresentados os modelos matemáticos que caracterizam a produção de energia elétrica nas centrais renováveis e o sistema de gestão de produção da CRV em estudo.

Esta CRV tem como objetivo compensar a variabilidade das fontes solar e eólica combinadas através da eventual capacidade de controlo, embora reduzida, da central hídrica a fio de água, garantindo que, a cada instante, a produção renovável satisfaz a necessidade de consumo local da região em estudo. Desta forma, caso a produção das energias renováveis variáveis não seja suficiente para suprir o consumo local, a componente hídrica do sistema atua em modo turbinagem. Caso contrário, a componente hídrica atua em modo bombagem.

Os dados de base do modelo da CRV são séries temporais horárias de afluência hídrica, de fatores de capacidade (FC) eólica e solar FV e do consumo local. Contudo, o modelo de gestão de produção da CRV pode ser aplicado a diferentes horizontes temporais, desde a escala horária à escala anual.

Todos os modelos descritos subsequentemente foram elaborados em linguagem Python no Jupyter Notebook.

## 4.2. Dimensionamento da CRV

### 4.2.1. Perfil de consumo de energia elétrica

A região em estudo, como mencionado anteriormente, é conceptual no que toca ao consumo pelo que se decidiu ajustar o perfil de consumo nacional de energia elétrica às necessidades de consumo local. Com esse objetivo, serviu-se da série temporal de consumo de energia elétrica em Portugal Continental do ano 2015 [32]. Uma vez que os dados obtidos se encontravam em intervalos de 15 min, houve a necessidade de os converter para intervalos horários para que os dados de consumo tivessem a mesma discretização temporal que os eólicos e solar FV. Posto isto, estabeleceu-se que a carga máxima da região conceptual seria 80 % da potência instalada,  $P_{nom}$ , no parque das energias renováveis variáveis. Isto porque, por uma questão de segurança, não se operam sistemas elétricos (ou energéticos) a 100 % da sua capacidade máxima. Seguindo o perfil horário do consumo nacional,  $P_{CN}(t)|_{p.u.}$ , a carga instantânea desta região conceptual,  $P_C(t)$ , expressa em potência, fica como descrito pela equação (4.1).

$$\begin{cases} P_{CN}(t)|_{p.u.} = \frac{P_{CN}(t)}{P_b} \\ P_C(t) = 0,8 \times P_{nom} \times P_{CN}(t)|_{p.u.} \end{cases} \quad (4.1)$$

Tomando como valor de base,  $P_b$ , o valor máximo da potência consumida em Portugal.

De seguida, calcularam-se as médias horárias e, como resultado, a figura 4.1 apresenta o perfil de consumo diário.

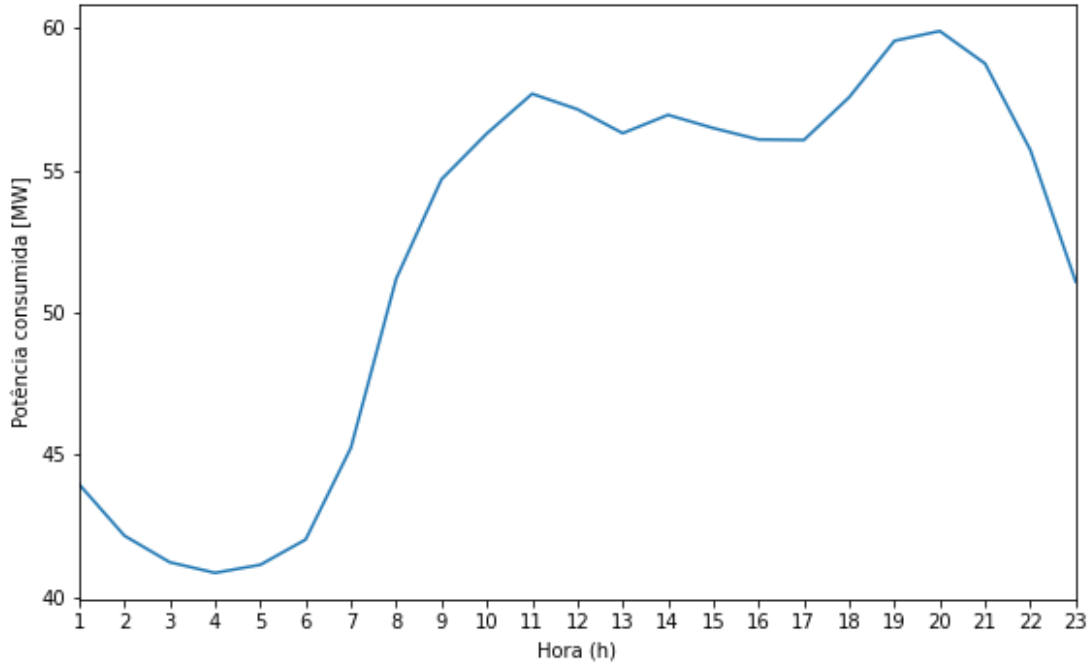


Figura 4.1 - Perfil de consumo médio diário na região em estudo (adaptado de dados 2015 [32]).

#### 4.2.2. Modelo de produção das vRES

A produção de energia elétrica proveniente da central eólica e central FV é determinada com base nas séries temporais horárias dos respetivos fatores de capacidade (FC) durante o ano 2015 cujos dados foram fornecidos pelo LNEG. O ano de 2015 foi utilizado como período de referência para o PNEC e considerado um ano típico, no que diz respeito à produção de energia eólica.

Considerou-se dimensionar um parque de energias renováveis variáveis — eólico + solar FV — com 100 MW de potência instalada, de modo a minimizar, ou pelo menos diminuir, as flutuações de potência. A potência respetiva a cada uma das fontes de energia renovável variável é calculada em relação à potência média anual de consumo,  $\overline{P_C}$ , e não à instalada no parque ( $P_{nom} = 100$  MW) devido à sua forte variabilidade temporal. Isto é, ajusta-se o perfil de produção das vRES para que a média anual de produção iguale a média anual de consumo. As produções eólica,  $P_E$ , e FV,  $P_{FV}$ , são caracterizadas pelas equações (4.2) e (4.3), respetivamente.

$$P_E(t) = \frac{FC_E(t) \times \overline{P_C}}{FC_E} \quad (4.2)$$

$$P_{FV}(t) = \frac{FC_{FV}(t) \times \overline{P_C}}{\overline{FC_{FV}}} \quad (4.3)$$

Com  $\overline{P_C}$  a média anual do consumo local,  $\overline{FC_E}$  e  $\overline{FC_{FV}}$  as médias dos FC eólico e solar FV, respetivamente, e  $FC_E$  e  $FC_{FV}$  os FC eólico e solar FV, respetivamente.

Por forma a caracterizar a complementaridade dos recursos eólico e solar FV, calcularam-se dois indicadores estatísticos: o índice de correlação de Pearson ou correlação cruzada ( $r$ ) e o desvio padrão ( $\sigma$ ) de cada recurso, representados pelas equações (4.4) e (4.5), respetivamente.

$$\sigma(P_t) = \sqrt{\frac{1}{\Delta t} \sum_{t=i}^{t=i+\Delta t} |P_t - \overline{P_{\Delta t}}|^2} \quad (4.4)$$

Com  $P_t$  os dados de potência da série temporal de um dado recurso,  $t \in [i, i + \Delta t]$  e  $\overline{P_{\Delta t}}$  a média de  $P_t$  no período  $\Delta t$ .

$$r = \frac{\sum_t (FC_{E_t} - \overline{FC_E})(FC_{FV_t} - \overline{FC_{FV}})}{\sqrt{\sum_t (FC_{E_t} - \overline{FC_E})^2 \sum_t (FC_{FV_t} - \overline{FC_{FV}})^2}} \quad (4.5)$$

A correlação cruzada quantifica a força ou o grau da relação entre as duas variáveis. Valores de  $r$  compreendidos entre -1 e 1, onde um valor de -1 sugere complementaridade total, 0 sem relação e 1 indica que ambos os recursos são concorrentes. No que toca ao  $\sigma$ , este é uma medida de dispersão em torno da média da amostra e tem a mesma unidade dos dados. Um alto  $\sigma$  indica que os pontos estão dispersos por uma ampla gama de valores, já um pequeno  $\sigma$  indica que os dados estão agrupados perto da média.

No que respeita às flutuações, procurou-se minimizar a variação de carga líquida (CL), representada pela equação (4.6), através dos métodos da minimização do desvio padrão e da minimização do *step change*. Ambos informam sobre a variabilidade dos dados da série temporal.

$$CL(t) = P_C(t) - m \times P_E(t) - n \times P_{FV}(t) \quad (4.6)$$

Sendo  $m$  e  $n$  as proporções relativas de capacidade eólica e solar FV, respetivamente, isto é,  $m + n = 1$ .

*Step change* é a diferença de produção de energia/ recurso energético incidente entre dois intervalos de tempo consecutivos. A utilização do *step change*,  $\Delta CL(t)$ , tem como significado ficar a conhecer o “salto” de potência que as centrais despacháveis, neste caso a central hídrica a fio de água, precisam de fornecer ao SE para compensarem a flutuação introduzida pela fonte renovável. Isto porque saber qual o “salto” máximo de potência, em termos horários<sup>1</sup>, é um indicador para ver quão no limite o SE está a ser solicitado pela variabilidade das vRES. Assim, minimiza-se a variação máxima horária para identificar a configuração ideal. O *step change* horário é denotado pela equação (4.7) cujas variáveis são definidas pelas equações (4.8), (4.9) e (4.10) que representam o *step change* horário eólico, FV e de consumo, respetivamente.

$$\Delta CL(t) = \Delta P_C(t) - m \times \Delta P_E(t) - n \times \Delta P_{FV}(t) \quad (4.7)$$

$$\Delta P_E(t) = P_E(t) - P_E(t-1) \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{FV}(t) = P_{FV}(t) - P_{FV}(t-1) \quad (4.9)$$

$$\Delta P_C(t) = P_C(t) - P_C(t-1) \quad (4.10)$$

### 4.2.3. Modelo de produção da central HFA com bombagem

A capacidade de armazenamento em açude com o auxílio de turbinas hidráulicas é muito superior à de baterias, pelo que esta dissertação pretende avaliar a capacidade de centrais hídricas a fio de água armazenarem e produzirem energia. Como tal, o propósito da central hídrica a fio de água escolhida para a CRV em estudo é armazenar o excedente de energia produzida do parque de vRES e, posteriormente, fornecer a energia necessária para colmatar a falta de recursos eólico e FV, garantido que, em cada instante, a diferença entre a produção e o consumo é nula. As atuais centrais a fio de água não possuem grupos de bombagem nem albufeira de jusante, estando equipadas apenas com grupos de turbinagem, pelo que a central hídrica a fio de água escolhida é conceptual.

---

<sup>1</sup> Idealmente o intervalo temporal seria menor, da ordem de 5 minutos ou mesmo de 1 minuto. Contudo, a não disponibilidade de dados a essa escala temporal impossibilita a elaboração deste estudo com essa discretização no domínio do tempo.

Relativamente à escolha do aproveitamento hidroelétrico, inicialmente consideraram-se, como hipótese, os aproveitamentos a fio de água do rio Douro. No entanto, ora porque o troço do rio se situava na fronteira com Espanha, apesar das centrais se localizarem em Portugal, ora porque o curso de água era estreito e dificultava a retenção de água, várias centrais foram sendo excluídas, tendo-se no final selecionado a central hídrica a fio de água do Carrapatelo uma vez que tem uma potência instalada adequada — 201 MW, pelo que é mais do que suficiente para compensar a variabilidade da capacidade de 100 MW instalada no parque de vRES —, um volume total máximo de água no açude de 148400 dam<sup>3</sup> ( 1 dam<sup>3</sup> = 1000 m<sup>3</sup>), uma capacidade para reter água suficiente para o local em estudo e uma alta produtividade média anual — previsivelmente está próximo do seu desempenho máximo e, como tal, torna-se viável e, quiçá, economicamente apelativo, diminuir a sua produção e participar na operação do SE como armazenador nas circunstâncias em que existe o excedente de energia proveniente das vRES e aumentar na falta de recurso das mesmas. Isto é, com base na disponibilidade de dados, características de potência e extensão da central hídrica a fio de água, escolheu-se a do Carrapatelo como prova de conceito.

Na figura 4.2, encontra-se a curva de volume de água armazenado em função da cota do açude, sendo que a cota do nível mínimo de exploração (NmE) é de 45 m e a do nível de pleno armazenamento (NPA) de 46,5 m [33]. Uma vez que se trata de um aproveitamento HFA, a variação da cota do reservatório é muito pequena.

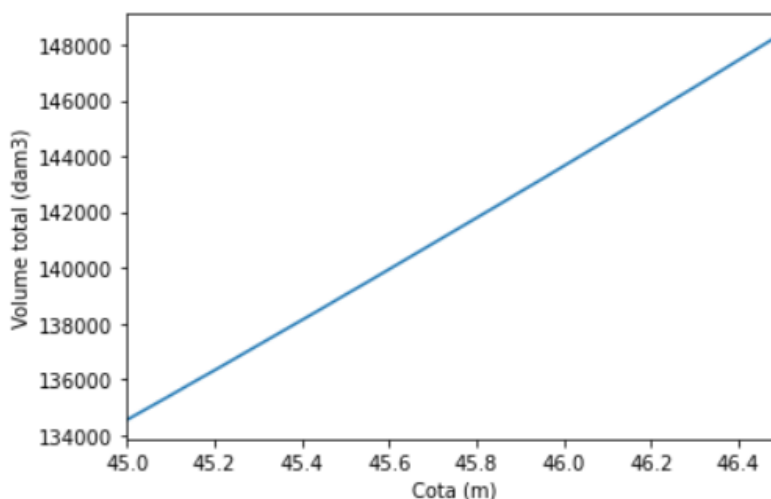


Figura 4.2 - Curva de volume armazenado de água em função da cota do açude, em operação normal da central hídrica a fio de água do Carrapatelo [33].

Na tabela 4.1, encontram-se sintetizadas as características da central necessárias para cálculos futuros.

Tabela 4.1 - Características relevantes da central HFA do Carrapatelo [33, 34].

Volume mínimo/máximo total (dam <sup>3</sup> )	NPA (m)	NmE (m)	Queda útil nominal (m)
134560 / 148400	46,5	45	31

Após analisar o potencial associado ao aproveitamento, torna-se possível calcular a energia produzida pela central, ainda que de forma aproximada, recorrendo à curva de rendimentos típicos das turbinas que equipam a central e à série histórica de caudais turbinados.

Consoante a necessidade de energia, e dependendo da variação natural do caudal do rio e da queda útil, a turbina opera para pontos de funcionamento diferentes do nominal. Os valores de rendimento dos grupos diferem conforme os pontos de funcionamento, pelo que o rendimento é dependente do caudal turbinado e da altura de queda. Admitindo a variação da queda como não relevante face à influência da variação de caudais, considera-se que o mesmo é função somente do caudal turbinado [33]. A central do Carrapatelo está equipada com três grupos constituídos por turbinas do tipo Kaplan. Assim sendo, recorreu-se à curva característica de rendimentos de uma turbina Kaplan, apresentada na figura 4.3. Nesta observa-se quatro curvas de rendimentos características, correspondentes a quatro tipos de turbinas, para valores de caudais relativos ao caudal máximo turbinável de projeto.

Com base no gráfico exposto, retirou-se alguns pontos da curva, identificados na tabela 4.2, com o máximo rigor possível, e efetuaram-se interpolações lineares entre pontos sucessivos por forma a obter-se valores intermédios de rendimento. A função resultante está ilustrada graficamente na figura 4.4.

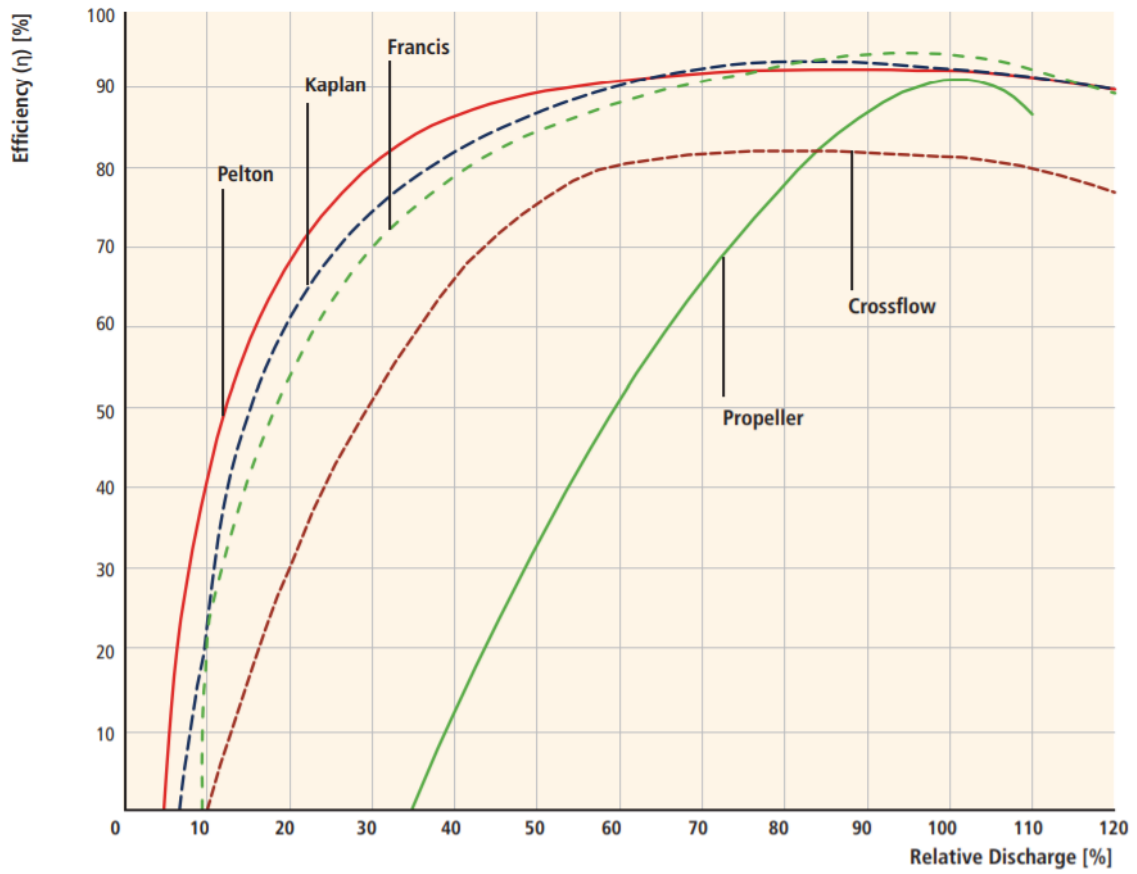


Figura 4.3 - Curvas características de rendimentos correspondentes a quatro tipos diferentes de turbinas hidráulicas, em função do caudal relativo turbinado [36].

Tabela 4.2 - Valores de rendimento para um dado caudal relativo turbinado, retirados da curva típica de rendimentos.

$Q/Q_{\max}$ (%)	$\eta_{\text{turbina}}$ (%)
6,5	0
8	10
9,5	20
11	30
12,5	40
15	50
20	61
30	74
36	80
40	82
50	87
60	90
70	92
80	93,5
90	93
100	92

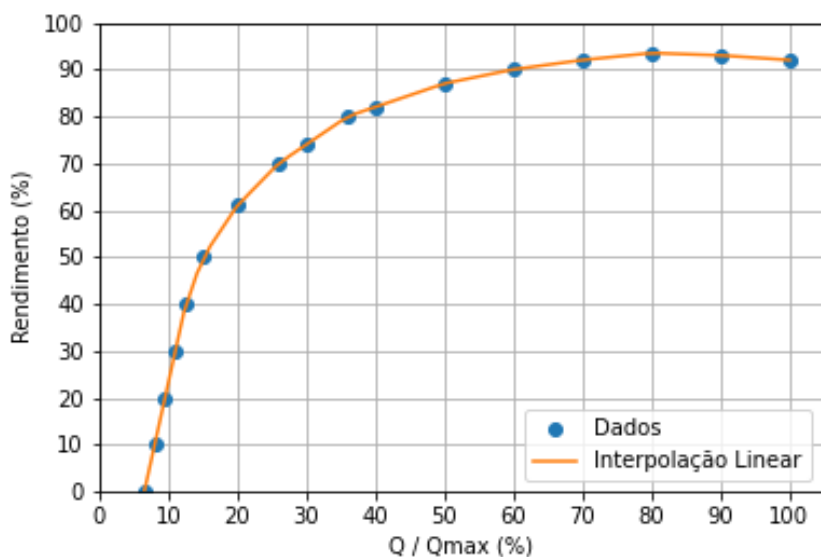


Figura 4.4 - Curva de rendimentos obtida através das interpolações lineares da curva típica de rendimentos de uma turbina Kaplan.

No que toca à energia hídrica bombeada, a eficiência de ciclo completo para sistemas de armazenamento de energia hidroelétrica bombeada pode alcançar os 85 % — o maior valor

percentual entre as tecnologias de armazenamento de energia mecânica [37]. Isto é, consegue-se voltar a turbinar 85 % da energia que foi anteriormente bombeada<sup>2</sup>.

A energia hidráulica armazenada é proporcional ao volume armazenado e à altura de queda de água. A altura de queda útil é a diferença entre a altura de queda bruta — desnível entre a cota a montante e a cota da turbina, somada da altura da barragem — e as perdas de carga resultantes do transporte do curso de água [14]. O volume armazenado está limitado pelos volumes mínimo e máximo do açude de regularização. A produção de energia elétrica proveniente de uma central hídrica,  $E_H$ , em joule, pode ser, então, definida pela equação (4.11) e a potência associada a esta energia,  $P_H$ , em watt, representada pela equação (4.12).

$$E_H = g \times \rho \times V \times H_u \times \eta \quad (4.11)$$

Onde  $g$  e  $\rho$  representam a aceleração gravítica igual a  $9,81 \text{ m/s}^2$  e a densidade da água igual a  $1000 \text{ kg/m}^3$ , respetivamente;  $V$  é o volume de água armazenado em  $\text{m}^3$ ;  $H_u$  é a altura de queda útil em m e  $\eta$  o rendimento da turbina hidráulica, com  $Q$  o caudal em  $\text{m}^3/\text{s}$ .

$$P_H(t) = g \times \rho \times Q(t) \times H_u \times \eta(t) \quad (4.12)$$

Usualmente a variação da queda de água é muito mais demorada comparativamente à variação de volume no açude, pelo que a variação de queda pode ser considerada nula. Assim, assumiu-se uma altura de queda útil constante, igual à queda útil nominal de 31 m [34]. Com base nas características mencionadas acima, ao empregar a equação (4.11) conclui-se pela equação (4.13) que no intervalo de exploração, e idealmente, a central hídrica a fio de água consegue armazenar 1,17 GWh à queda nominal.

$$\begin{aligned} E_H &= g \times \rho \times [V(46,5) - V(45)] \times H_u \times \eta & (4.13) \\ &= 9,8 \times 1000 \times 13\,840\,000 \times 31 = 4,21 \times 10^{11} \text{ J} \\ &= 1,17 \text{ GWh} \end{aligned}$$

---

<sup>2</sup> Por forma a ser um sistema reversível, as turbinas Kaplan não são ideais uma vez que não é aconselhável este tipo de turbinas funcionar no sentido inverso [38].

Estabeleceram-se, ainda, outras premissas no que respeita às condições de funcionamento da central: no que diz respeito à turbinagem, um limite de exploração mínimo para um caudal turbinável correspondente a 8 % do caudal máximo — cujo rendimento é de 10 %; um limite de exploração máximo para o caudal máximo turbinável de projeto, igual a 750 m<sup>3</sup>/s [34]; e ainda um caudal de cheia de 22000 m<sup>3</sup>/s [39] — caudal acima do qual a queda se torna insuficiente e, portanto, não permite o funcionamento da turbina. Em regime de bombagem, consideraram-se os limites iguais aos da turbinagem, isto é, só é possível começar a bombagem quando é atingido 6,8 % (0,85 × 8 %) do caudal máximo igual a 750 m<sup>3</sup>/s e, em operação normal da central, cessa-se a bombagem quando se atinge 85 % (0,85 × 100 %) do caudal máximo. Estes valores equivalem a uma potência mínima de turbinagem e bombagem de 1,82 MW e máxima de 209,84 MW. Consideraram-se estes valores na falta de informação sobre os limites técnicos específicos desta central, que se revelam inteiramente adequados para o estudo de planeamento em vista. Após se verificar que todas as condições necessárias são satisfeitas, em cada intervalo de tempo, calculam-se as potências e, posteriormente, energias turbinável e bombeável. A tabela 4.3 sintetiza todos estes valores considerados.

Tabela 4.3 – Valores considerados para os limites exploração mínimo e máximo em modo turbinagem e bombagem.

Turbinagem						Bombagem				
Limite exploração mínimo			Limite exploração máximo			Limite exploração mínimo		Limite exploração máximo		Eficiência máxima (%)
Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Potência (MW)	Rendimento (%)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Potência (MW)	Rendimento (%)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Potência (MW)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Potência (MW)	
60	1,82	10	750	209,84	92	51	1,82	637,5	209,84	85

No que respeita a equação (4.12), o rendimento  $\eta$  é função do caudal  $Q$ , como se pode observar pela curva de rendimentos presente na figura 4.4, pelo que esta equação relaciona a potência  $P_H$  e o caudal  $Q$  de forma não linear, não sendo possível explicitar  $Q = Q(P_H)$  de forma analítica. Como tal, seguida da aplicação dos caudais turbinados,  $Q_{tplan}$ , — presentes na série histórica utilizada no caso de estudo — à equação (4.12), procede-se a uma regressão linear da equação por forma a obter a curva de potência apenas em função do caudal turbinado. Assim, a equação (4.14) traduz a relação entre a potência turbinada pela central hídrica do Carrapatelo,  $P_{Ht}$ , e o caudal turbinado,  $Q_t(t)$ .

$$P_{Ht} (Q_t (t)) = m_t Q_t (t) + b_t \quad (4.14)$$

Consequentemente, a curva de potência do modo bombagem,  $P_{Hb}$ , que é obtida a partir da curva de potência de turbinagem, é representada pela equação (4.15).

$$P_{Hb} (Q_b (t)) = m_b Q_b (t) + b_b \quad (4.15)$$

Com  $m_b = m_t / 0.85$  e  $b_b = b_t / 0.85$ .

É de notar que os parâmetros das equações lineares (4.14) e (4.15) não têm significado físico, são apenas parâmetros numéricos de linearização local.

#### 4.2.4. Modelo de operação da CRV

O valor da energia produtível ou armazenável é função do tempo  $T$  ao longo do qual se consegue mobilizar uma dada potência  $P$  e é definida pela equação (4.16) ou, de uma forma discretizada, pela equação (4.17) [35].

$$E = \int_0^T P dt \quad (4.16)$$

$$E = \sum_{i=0}^T P_i \Delta t \quad (4.17)$$

Em que  $\Delta t$  representa o período de tempo em horas ao longo do qual se mobiliza a potência útil  $P_i$  em watt.

Atendendo à questão que esta dissertação pretende resolver, isto é, se é possível armazenar a energia produzida em excesso pelas vRES na central hídrica a fio de água e posteriormente ir

solicitá-la durante o período de carência, recorreu-se a integrais de Riemann<sup>3</sup> para calcular as energias necessárias. Até então tinha-se trabalhado com valores de potência — instantâneos — e não de energia — ao longo do tempo. Contudo, esta última é um conceito muito relevante uma vez que resulta da consideração da variável temporal, o que nos informa sobre a capacidade de regularização do aproveitamento HFA.

Tendo em vista a necessidade de um equilíbrio constante entre a produção e o consumo para assegurar a estabilidade do SEN, sucede-se um de dois cenários: caso o valor de carga líquida (CL), representada pela equação (4.6), seja positivo, isto é, o consumo no instante  $t$  ultrapassa a produção do parque de vRES, inicia-se a fase de turbinagem por modo a colmatar a diferença; caso o valor de CL seja negativo, o que indica um excesso de produção por parte das vRES, opera-se em modo bombagem para que não haja desperdício de energia e esta possa ser utilizada benéficamente a posteriori. Assim, o volume do açude,  $V_{açude}$ , a cada instante é dado pela equação (4.18), onde  $Q_{aff}$  é o caudal afluente que chega ao açude da central hídrica a fio de água,  $Q_{tplan}$  é o caudal planeado de se turbinar pela central e  $Q_{turb}$  e  $Q_{bomb}$  são os caudais a turbinar ou bombear sobre o que já se está a produzir, consoante as necessidades da CRV em estudo, sendo que, nesta dissertação, é prioritário o apoio à CRV.

$$V_{açude}(t) = \begin{cases} V_{açude}(t-1) + [Q_{aff}(t) - Q_{tplan}(t) - Q_{turb}(t)] \times 3600, & \text{se } CL(t) > 0 \\ V_{açude}(t-1) + [Q_{aff}(t) - Q_{tplan}(t) + Q_{bomb}(t)] \times 3600, & \text{se } CL(t) < 0 \end{cases} \quad [m^3] \quad (4.18)$$

Contudo, só é possível turbinar ou bombear um volume de água correspondente à diferença de energia entre a procura e a oferta (carga líquida) se existir volume suficiente ou capacidade de armazenamento no reservatório e se a potência correspondente a esse caudal estiver entre os valores de potências mínima e máxima permitidas. Se porventura a capacidade de armazenamento do açude, num determinado instante, não for suficiente para armazenar a quantidade de água resultante do balanço entre o caudal afluente e o caudal turbinado e/ou bombeado nesse mesmo instante, ter-se-á que descarregar um certo caudal,  $Q_d$ , para que o volume máximo do açude nunca seja excedido. Neste caso, assumiu-se, quando necessário, um

---

<sup>3</sup> O integral definido de uma função contínua  $f$  sobre um intervalo  $[a, b]$ , expresso por  $\int_a^b f(x) dx$  é o limite de uma soma de Riemann conforme o número de subdivisões se aproxima de infinito, o que se traduz na equação  $\int_a^b f(x) dx = \lim_{n \rightarrow \infty} \sum_{i=1}^n \Delta x \cdot f(x_i)$  [40], sendo que  $\Delta x = \frac{b-a}{n}$  é a largura constante de cada um dos  $n$  retângulos,  $x_i = a + \Delta x \cdot i$  é o valor de  $x$  na extremidade direita, esquerda ou no ponto médio do iésimo retângulo e  $f(x_i)$  é a altura de cada retângulo. Nesta dissertação em específico, optou-se pela soma de Riemann à direita.

caudal descarregado igual ao caudal afluente. A tabela 4.4 exhibe as variáveis destas restrições e respetivos valores, alguns anteriormente mencionados neste capítulo.

Tabela 4.4 - Restrições de volume e potência para o funcionamento da CRV.

Restrições de Potência	Restrições de Volume
$P_{Ht}^{min} = P_{Hb}^{min} = 1,82 \text{ MW}$	$V_{açude}^{min} = 134560 \text{ dam}^3$
$P_{Ht}^{max} = P_{Hb}^{max} = 209,84 \text{ MW}$	$V_{açude}^{max} = 148400 \text{ dam}^3$
	$Q_d(t) = Q_{afi}(t)$ $\Rightarrow V_d(t) = Q_{afi}(t) \times 3600$

Para sintetizar, a figura 4.5 apresenta o esquema do modelo de gestão da CRV.

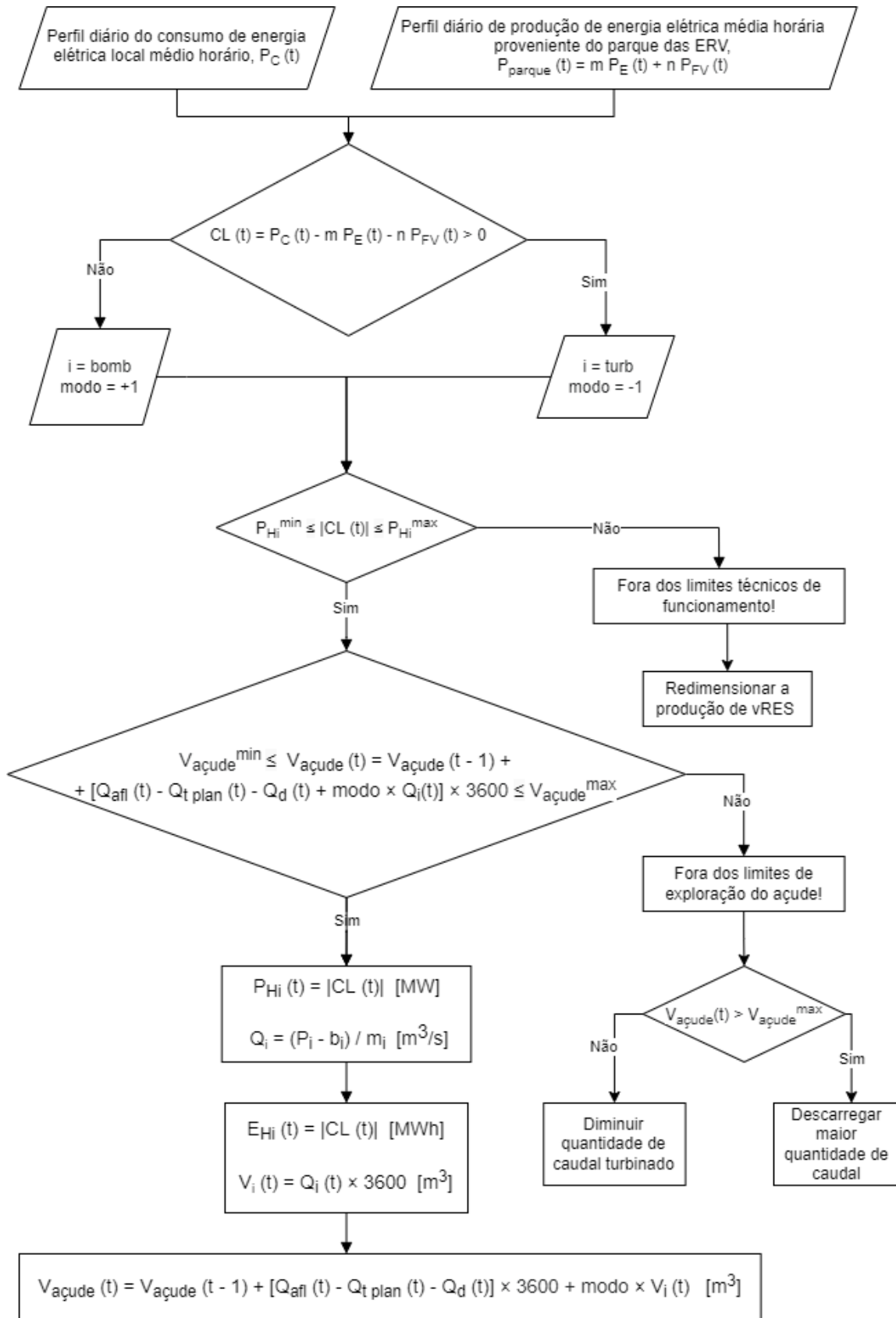


Figura 4.5 - Fluxograma do modelo de operação da CRV.



## 5. Cenários de estudo e Resultados

A complementaridade das fontes renováveis eólica e FV foi analisada com o intuito de avaliar o seu funcionamento integrado e sinérgico no parque de energias renováveis variáveis. Na tabela 5.1, estão apresentados os resultados do índice de correlação de Pearson e dos desvios padrões eólico e FV, à escala temporal horária, para o ano de 2015.

Tabela 5.1 - Valores dos desvios padrão eólico e FV e respetivo índice de correlação de Pearson, à escala horária.

$\sigma$ Eólica (MW)	$\sigma$ FV (MW)	r
5,02	66,51	-0,62

Constata-se que os recursos eólico e solar FV apresentam uma correlação negativa considerável igual a -0,62, pelo que se testifica uma notória complementaridade entre as duas fontes na região em estudo. A figura 5.1 evidencia esta complementaridade. No entanto, apesar das correlações negativas observadas, as elevadas variações horárias (rampas) na produção de energia solar ( $\sigma = 66,51$  MW) não conseguem ser atendidas por variações igualmente repentinas por parte da energia eólica ( $\sigma = 5,02$  MW).

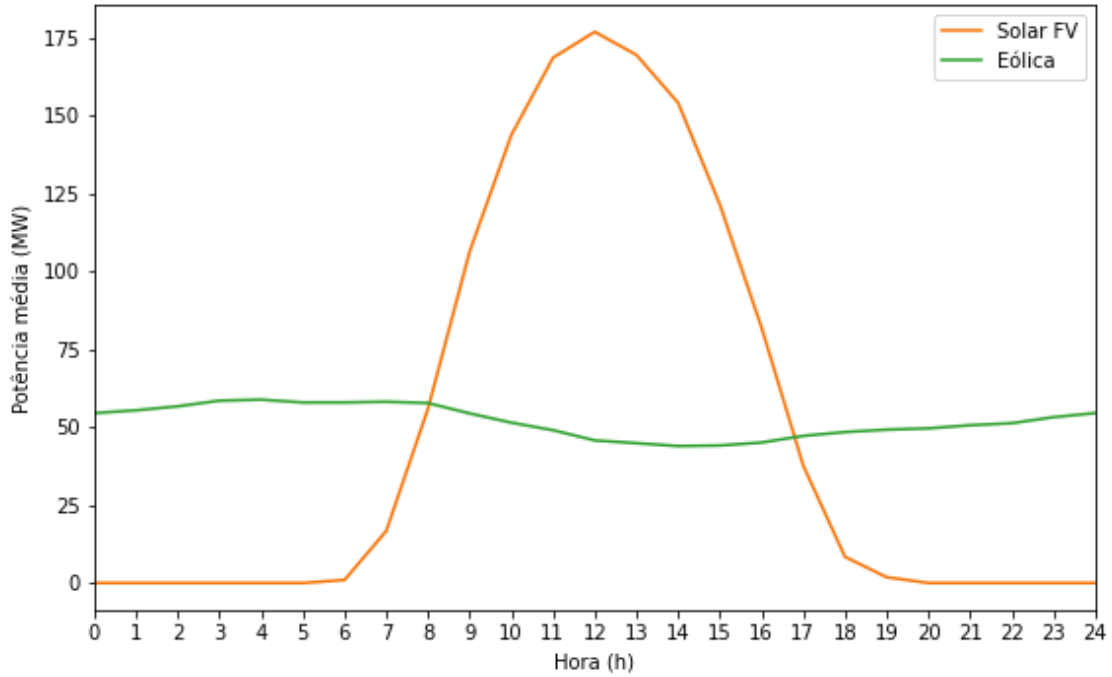


Figura 5.1 – Representação gráfica das potências médias diárias eólica e FV em função da hora do dia.

Relativamente à mitigação das flutuações de potência das vRES, com um passo  $m$  de 0,02, isto é, analisando de 2 % em 2 %, para um  $\sigma$  mínimo de 8,85 MW, obteve-se uma configuração ótima que atingiu os 90 % de capacidade eólica e 10 % de capacidade FV. Já para o método da minimização do *step change*, com um mínimo igual a 6,21 MW, obteve-se 82 % de capacidade eólica e 18 % de capacidade FV como configuração ótima. Estabeleceu-se, então, que seriam 80 % capacidade eólica ( $m = 0,8$ ) e 20 % FV ( $n = 0,2$ ) — valores arredondados — uma vez que esta configuração apresenta uma curva de pato mais típica pois conta com uma maior penetração FV, em detrimento da configuração 90 % eólica e 10 % FV. Isto é, a configuração escolhida aproxima-se mais de um caso real. Para tal ajuste, o desvio padrão é de 11,28 MW. Por conseguinte, verifica-se que o desvio padrão ( $\sigma$ ) do agregado é significativamente menor comparativamente com o desvio padrão FV e apenas ligeiramente maior que o eólico, confirmando assim que a diversificação de fontes conduz a uma produção de energia menos variável no tempo, ou seja, mais estável.

Com a configuração então escolhida, a carga líquida passa a ser definida por (5.1) cuja série horária se encontra na tabela 5.2.

$$CL(t) = P_C(t) - 0,8 \times P_E(t) - 0,2 \times P_{FV}(t) \quad (5.1)$$

Na figura 5.2 está representado o perfil diário de consumo e produção FV + eólica para a combinação 80 % eólica e 20 % solar FV e, como resultado, na figura 5.3 o de carga líquida.

Tabela 5.2 - Valores médios horários de carga líquida (CL).

Hora (h)	CL (MW)
0	3,2178
1	-0,3992
2	-3,2206
3	-5,6148
4	-6,2524
5	-5,2334
6	-4,5516
7	-4,6467
8	-6,2177
9	-10,1720
10	-13,6766
11	-15,3024
12	-14,8815
13	-13,5386
14	-9,0785
15	-3,1569
16	3,5861
17	10,7226
18	17,1096
19	19,7862
20	20,1621
21	18,2170
22	14,6596
23	8,4854

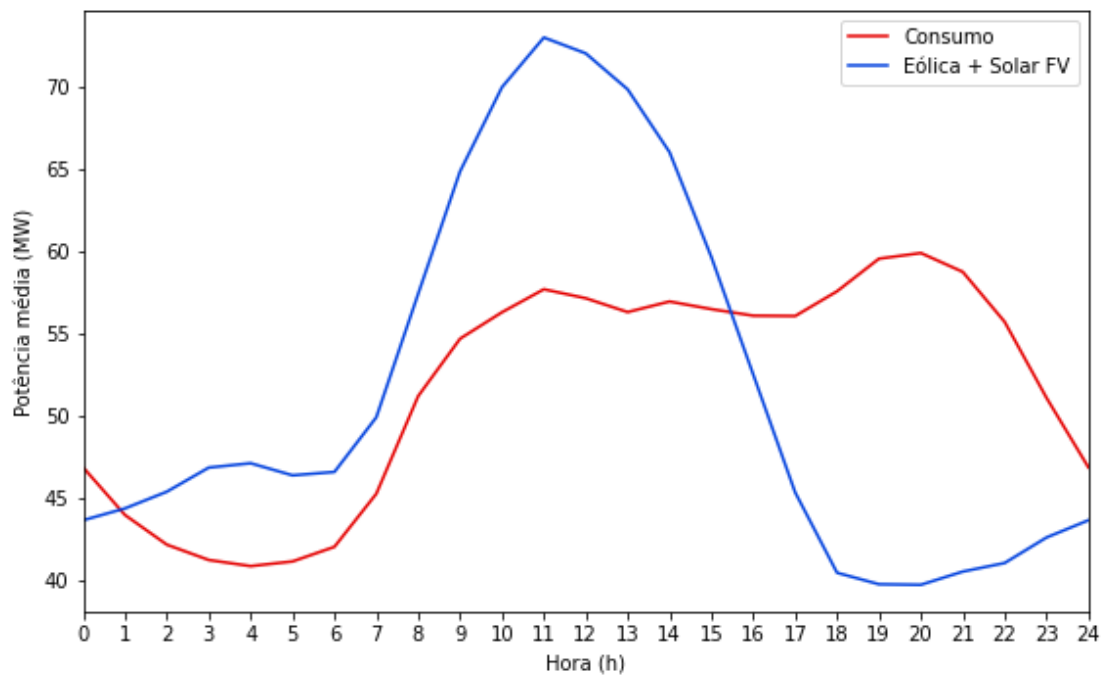


Figura 5.2 - Perfil médio diário de consumo e de produção eólica (80 %) e FV (20 %) combinada.

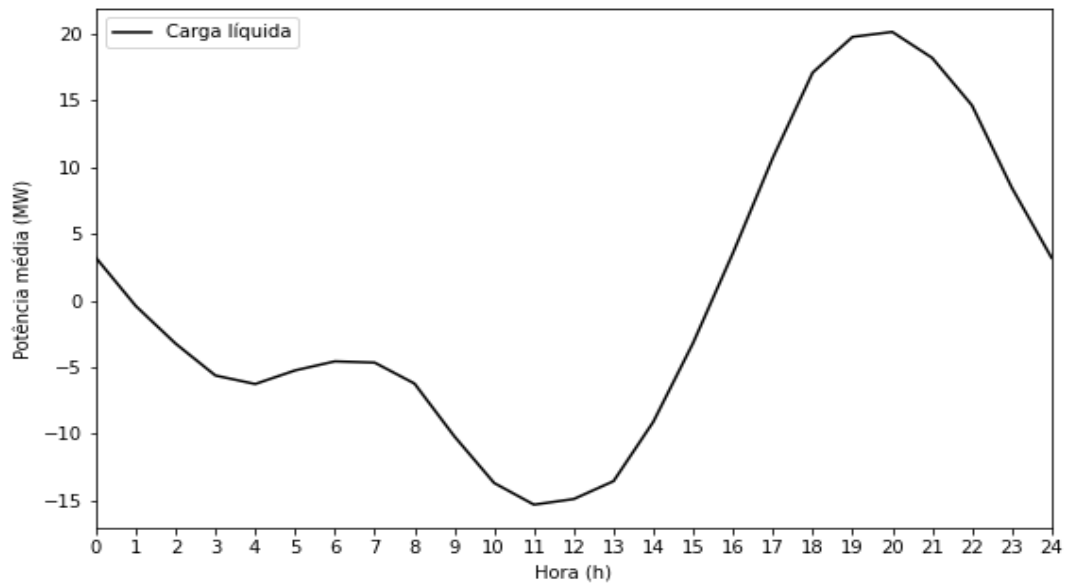


Figura 5.3 - Perfil médio diário de carga líquida, para a proporção 80 % eólica e 20 % FV.

No que concerne ao integral de Riemann, empregou-se uma granularidade de  $n = 1000$  uma vez que para um número mais elevado de subdivisões, o resultado praticamente não se alterava. As energias necessárias de turbinar e bombear, em MWh, foram, então, calculadas e estão representadas através de áreas no gráfico da figura 5.4.

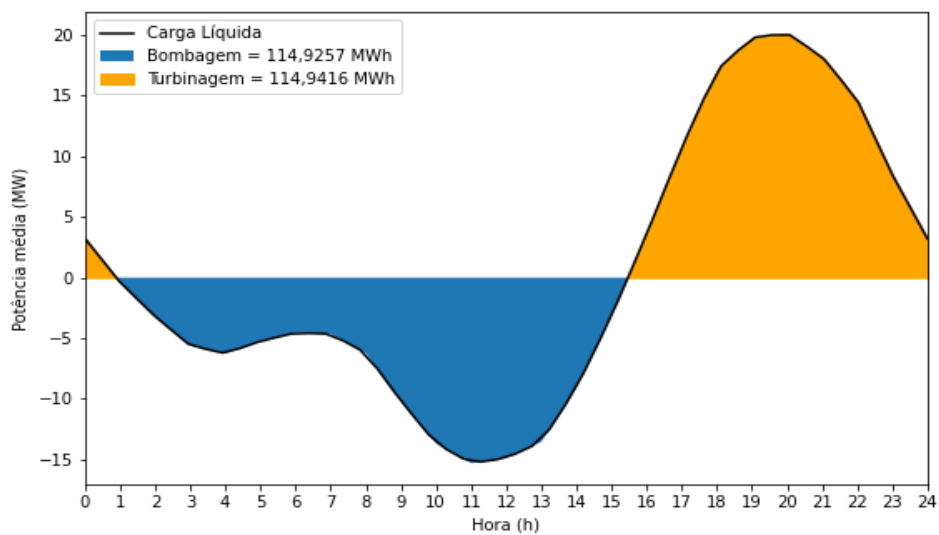


Figura 5.4 - Representação gráfica das áreas de turbinagem e bombagem, consoante os valores horários de carga líquida.

Os diferentes contextos em que o caso de estudo desta dissertação é analisado são diferenciados pelo tipo de ano hidrológico, isto é, a cada cenário corresponde um ano hidrológico médio, um especialmente seco ou, em contrapartida, húmido. Portanto, o que varia de cenário para cenário são os valores de caudais afluentes e, por conseguinte, o volume útil do açude.

Com a finalidade de inferir sobre os anos tipicamente húmidos e secos e, também, os valores médios ao longo dos anos, na figura 5.5 apresenta-se a curva de caudais cronológicos referentes à central do Carrapatelo, com observações diárias efetuadas entre 1972 e 2020 e retiradas do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH) [33].

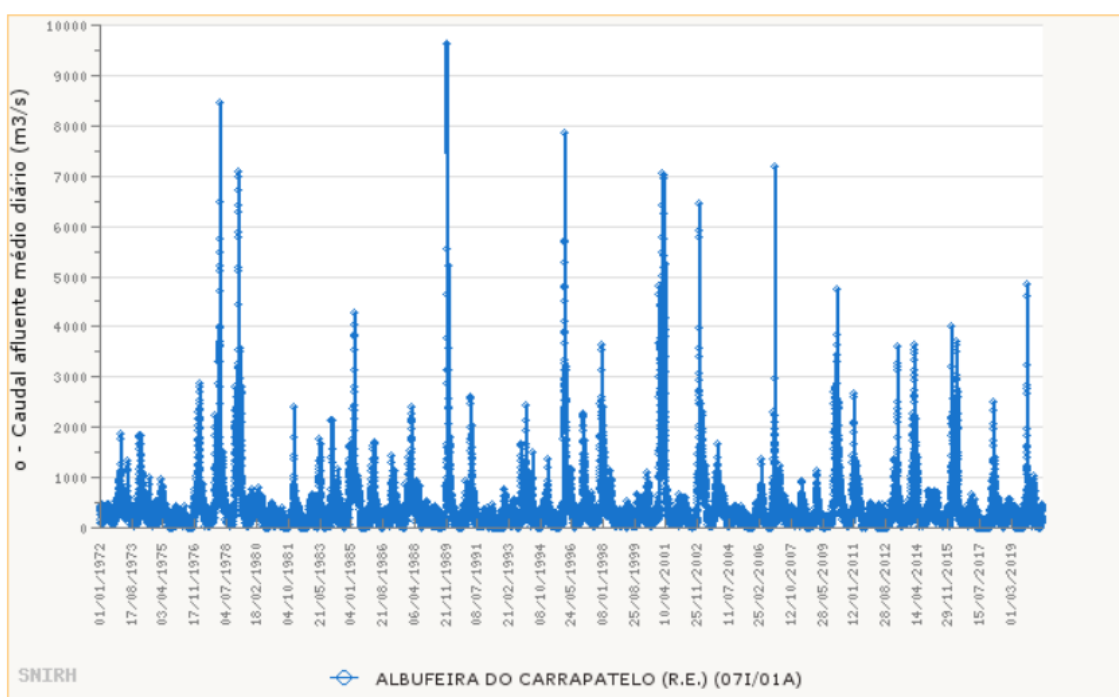


Figura 5.5 - Curva de caudais afluentes cronológicos de 1972 a 2020, referente à central HFA do Carrapatelo [33].

O ano hidrológico, no hemisfério norte, tem início no dia 1 de outubro e finda a 30 de setembro. A tabela 5.3 contém os caudais afluentes médios mensais calculados correspondentes aos anos hidrológicos 2004/05, 2006/07 e à média dos anos compreendidos entre 1972 e 2020 — séries temporais hídricas particularmente seca, particularmente húmida e média, respetivamente, escolhidas para os casos de estudo com base na análise da curva. Embora a escala mensal não seja apropriada para retirar conclusões sobre valores relacionados com o clima, a tabela exhibe valores mensais em atenção à variabilidade do recurso hídrico que é muito mais pronunciada à escala sazonal e interanual e quase inexistente à escala horária, como referido preliminarmente na secção 2.6.1.

Tabela 5.3 - Caudais afluentes médios mensais, em m<sup>3</sup>/s, correspondentes às séries temporais hídricas seca, húmida e média.

ano hidrológico	mês												
	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	total
seco: 2004/2005	243	313	227	152	202	223	244	133	108	70	53	63	2031
médio: 1972 a 2020	217	348	591	731	770	622	271	368	245	159	109	162	4592
húmido: 2006/2007	382	1159	1166	319	690	703	307	394	305	237	200	180	6043

Em todos os casos de estudo, considerou-se o mesmo volume inicial de água no açude,  $V_i$ , igual a 138000 dam<sup>3</sup>.

## 5.1. Ano médio

A série histórica do Carrapatelo que compreende todos os anos desde 1972 a 2020 [33] não está totalmente completa dado que faltam alguns valores diários, mas muito poucos, pelo que não é preocupante para este trabalho.

Neste caso, a equação (4.14) que traduz a relação entre a potência turbinada e o caudal turbinado, reduz-se à equação (5.2).

$$P_{Ht} (Q_t (t)) = 0,3018 Q_t (t) - 15,8163 \quad (5.2)$$

Já a relação entre a potência bombeada e respetivo caudal bombeado passa a ser definida por (5.3).

$$P_{Hb} (Q_b (t)) = 0,3551 Q_b (t) - 18,6075 \quad (5.3)$$

A energia final é dada pelo balanço entre a energia elétrica produzida (pela central de vRES e por turbinagem) e a energia elétrica consumida (para bombagem e carga), representada pela equação (5.4).

$$E = \int_0^{24} CL(t) + P_{Hb}(t) - P_{Ht}(t) dt \approx \sum_{t=0}^{24} [CL(t) + P_{Hb}(t) - P_{Ht}(t)] \Delta t \quad (\text{MWh}) \quad (5.4)$$

Neste caso de estudo,  $\Delta t = 1\text{h}$  pelo que a multiplicação não altera numericamente o somatório das potências.

### 5.1.1. Escala anual

A figura 5.6 apresenta as curvas de energia dos constituintes da CRV, à escala anual horária — escala de referência do PNEC e escala base desta dissertação. No eixo da direita, está representado o desvio ao equilíbrio do sistema, isto é, o balanço energético entre a produção e o consumo cuja curva se encontra a verde.

Já a figura 5.7 mostra a variação do volume de água no açude ao longo do tempo. A variação de volume é de aproximadamente  $10187 \text{ dam}^3$ . A uma dada hora, o balanço entre o caudal afluente,  $Q_{aff}$ , o caudal turbinado,  $Q_{tplan}$  e o caudal bombeado,  $Q_b$ , supera a capacidade que resta de armazenamento, pelo que, nesse instante, o valor de caudal descarregado,  $Q_d$ , é não nulo (e igual a  $398 \text{ m}^3/\text{s}$ ). Nas restantes horas, o volume de água no açude nunca ultrapassa os limites de exploração, pelo que o caudal descarregado é nulo.

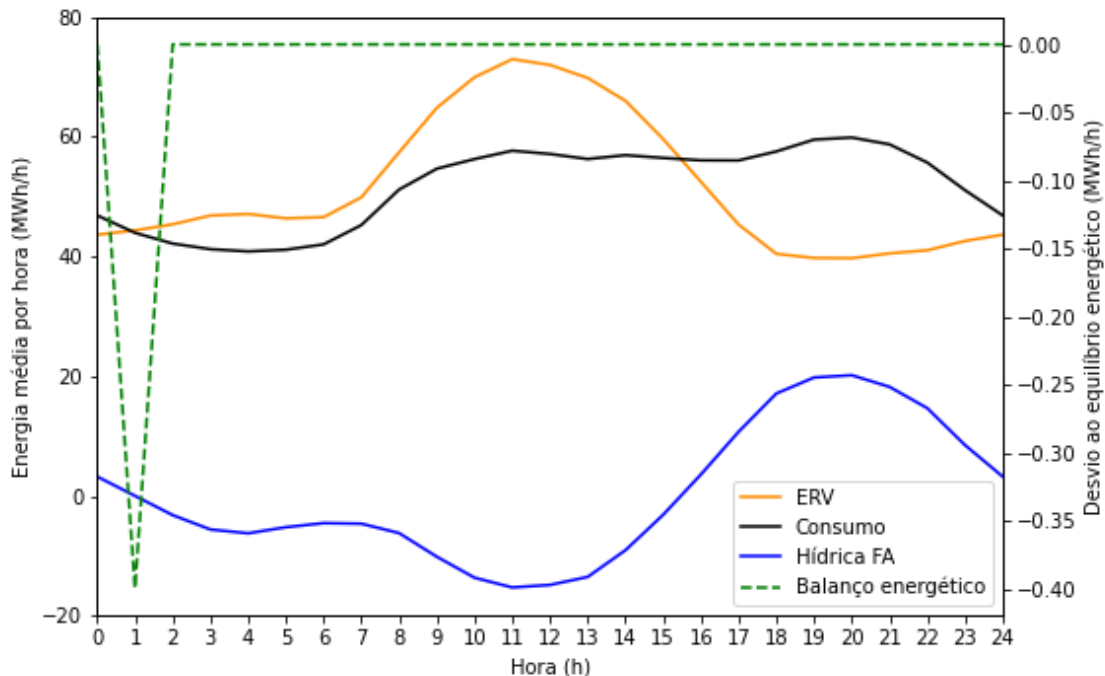


Figura 5.6 – Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV, durante o ano médio, à escala anual (eixo da esquerda); balanço energético (eixo da direita).

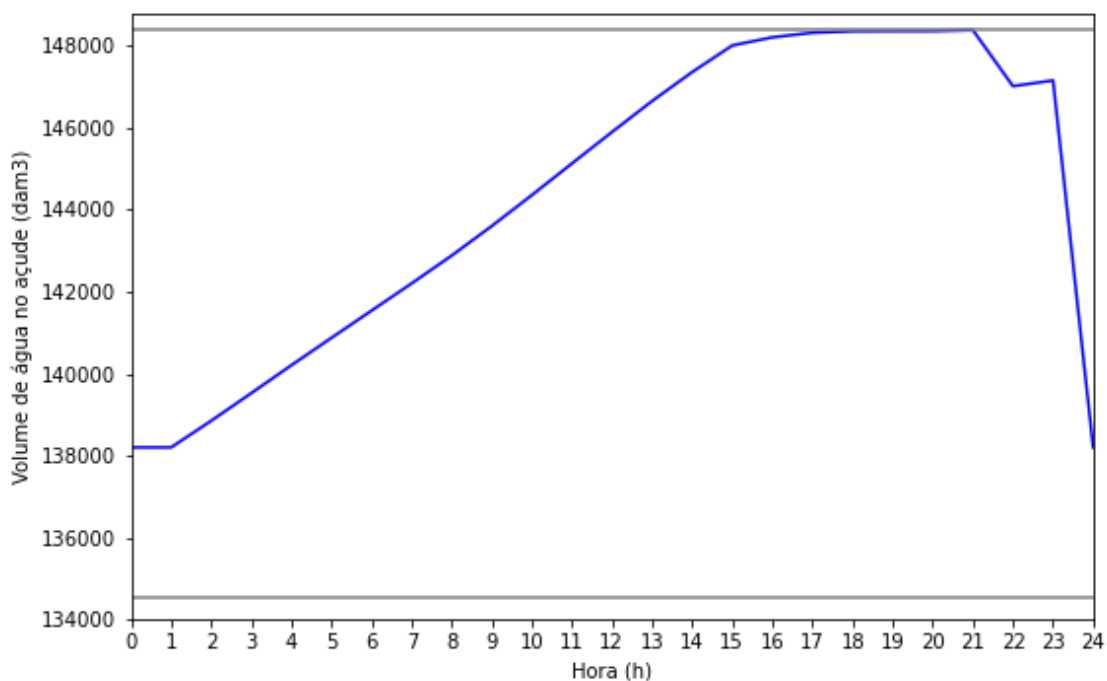


Figura 5.7 – Perfil diário médio do volume de água no açude durante o ano médio. As retas horizontais cinzentas representam os volumes limites correspondentes ao NPA (em cima) e ao NmE (em baixo).

A central HFA conseguiu fornecer energia sempre que a CRV precisou e armazenar o excesso de produção das vRES também, exceto a uma dada hora quando o caudal a bombear se encontrava abaixo dos limites técnicos de funcionamento da bomba. É possível deduzir-se isso pela tabela 5.4 dado que há um valor, em termos absolutos, inferior a 1,82 MW — limite mínimo de funcionamento da turbina e bomba. A tabela 5.4 apresenta os dados da energia necessária a ser fornecida ou bombeada pela central HFA a cada hora (valores de carga líquida), a energia realmente turbinada e bombeada para satisfazer as necessidades da CRV, bem como valor do balanço final resultante da equação (5.4).

Assim, a uma escala horária, existe apenas 1 h em que não se conseguiu atingir o equilíbrio. Como tal, o balanço energético final, dado pela equação (5.4) é igual a -0,3992 MWh — valor marcado a azul na tabela acima — e corresponde, aproximadamente, a 0,1 % de toda a energia solicitada à central hídrica a fio de água. Isto é, para que haja um equilíbrio neste sistema ter-se-ia que armazenar esse valor residual e não sendo possível na central HFA, a central renovável virtual poderá reduzir pontualmente a produção eólica ou fotovoltaica.

Tabela 5.4 - Resultados horários, à escala anual, obtidos no sistema de operação da CRV no ano médio.

Hora (h)	$E_{necessária}$ (MWh)	$E_{Ht}$ (MWh)	$E_{Hb}$ (MWh)	Balço (MWh)
0	3,2178	3,2178	0	0,0000
1	-0,3992	0	0,0000	-0,3992
2	-3,2206	0	3,2206	0,0000
3	-5,6148	0	5,6148	0,0000
4	-6,2524	0	6,2524	0,0000
5	-5,2334	0	5,2334	0,0000
6	-4,5516	0	4,5516	0,0000
7	-4,6467	0	4,6467	0,0000
8	-6,2177	0	6,2177	0,0000
9	-10,1720	0	10,1720	0,0000
10	-13,6766	0	13,6766	0,0000
11	-15,3024	0	15,3024	0,0000
12	-14,8815	0	14,8815	0,0000
13	-13,5386	0	13,5386	0,0000
14	-9,0785	0	9,0785	0,0000
15	-3,1569	0	3,1569	0,0000
16	3,5861	3,5861	0	0,0000
17	10,7226	10,7226	0	0,0000
18	17,1096	17,1096	0	0,0000
19	19,7862	19,7862	0	0,0000
20	20,1621	20,1621	0	0,0000
21	18,2170	18,2170	0	0,0000
22	14,6596	14,6596	0	0,0000
23	8,4854	8,4854	0	0,0000
<b>Total</b>	0,0034	115,9464	115,5438	-0,3992

Os valores de energia turbinada e bombeada totais ( $E_{Ht} = 115,9464$  MWh,  $E_{Hb} = 115,5438$  MWh) são um pouco superiores aos mencionados na figura 5.4 ( $E_{Ht} = 114,9416$  MWh,  $E_{Hb} = 115,9257$  MWh) uma vez que os da figura foram calculados através do integral de Riemann com uma amostra de  $n = 1000$  pontos para uma área aproximada e os da tabela são equivalentes a uma amostra de  $n = 24$  com os valores correspondentes às 24h diárias.

### 5.1.2. Escala sazonal

Conhecida a grande variabilidade sazonal hídrica, analisou e comparou-se as curvas, a uma escala diária, de variação de volume de água no açude durante o verão e durante o inverno, apresentadas na figura 5.8. Considerou-se somente as estações extremas e não se incluiu as

intermédias (outono e primavera) uma vez que estas últimas seguiriam um padrão aproximado ao da média anual. As estações do ano meteorológicas diferem um pouco das astronómicas, sendo que nas primeiras o verão é de 1 de junho a 31 agosto e o inverno de 1 de dezembro a 28 de fevereiro.

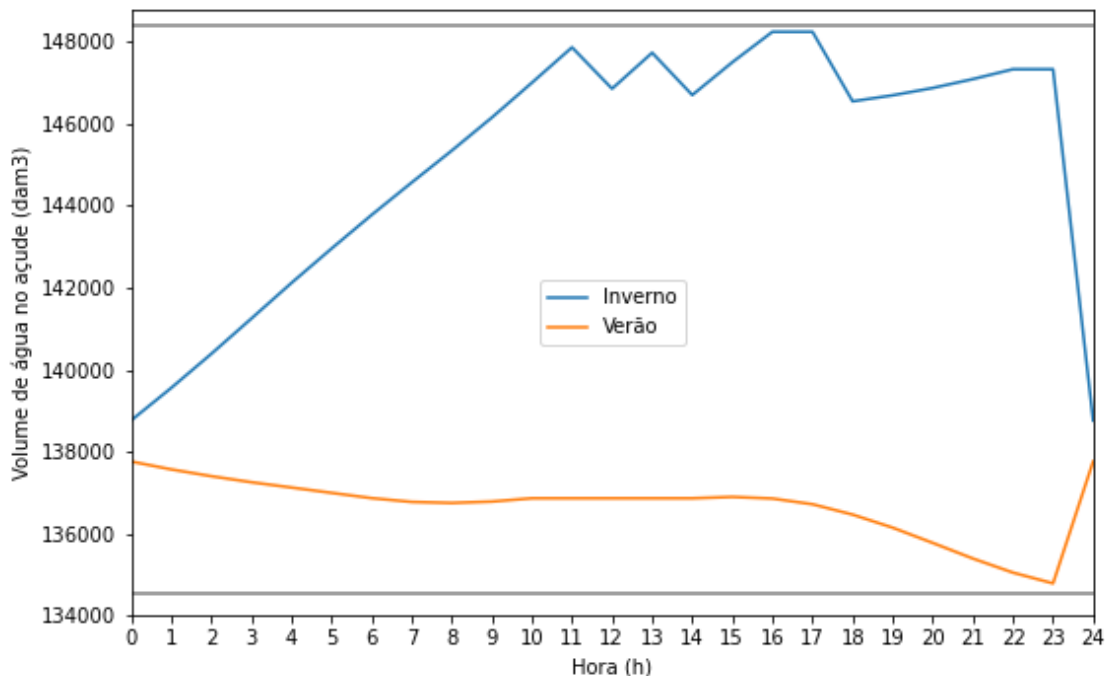


Figura 5.8 - Perfil diário médio do volume de água no açude consoante a sazonalidade (inverno e verão) do ano médio. As retas horizontais cinzentas representam o volume correspondente ao NPA (em cima) e ao NmE (em baixo).

Intuitivamente, é de esperar que o volume de água no açude seja superior no inverno uma vez que é um período húmido e inferior no verão por ser um período tipicamente mais seco. Ao observar o gráfico, conclui-se que os resultados são coerentes com esse raciocínio.

Ademais, no inverno, o balanço entre o caudal afluente,  $Q_{aff}$ , os caudais turbinados,  $Q_t$  (turbinado para a central) e  $Q_{t\,plan}$  (planeado de se turbinar para outros fins), e o caudal bombeado,  $Q_b$ , em horas específicas, excede a capacidade máxima de armazenamento no açude, pelo que, nesses momentos, o valor do caudal descarregado,  $Q_d$ , é não nulo. A variação do volume de água no açude, no verão, é de, aproximadamente, 2976 dam<sup>3</sup> e no inverno é de, aproximadamente, 9490 dam<sup>3</sup>.

A tabela 5.5 apresenta os dados obtidos na operação da CRV tanto para o verão como para o inverno.

Tabela 5.5 – Resultados diários de operação da CRV, por sazonalidade no ano médio.

Hora (h)	Verão				Inverno			
	E <sub>necessária</sub> (MWh)	E <sub>Ht</sub> (MWh)	E <sub>Hb</sub> (MWh)	Balanço (MWh)	E <sub>necessária</sub> (MWh)	E <sub>Ht</sub> (MWh)	E <sub>Hb</sub> (MWh)	Balanço (MWh)
0	29,0281	29,0281	0,0000	0,0000	-7,7539	0,0000	7,7539	0,0000
1	25,2422	25,2422	0,0000	0,0000	-10,9035	0,0000	10,9035	0,0000
2	22,7792	22,7792	0,0000	0,0000	-14,5972	0,0000	14,5972	0,0000
3	21,3514	21,3514	0,0000	0,0000	-17,6797	0,0000	17,6797	0,0000
4	19,7977	19,7977	0,0000	0,0000	-18,2008	0,0000	18,2008	0,0000
5	19,8729	19,8729	0,0000	0,0000	-15,3127	0,0000	15,3127	0,0000
6	19,7165	19,7165	0,0000	0,0000	-13,3797	0,0000	13,3797	0,0000
7	16,6166	16,6166	0,0000	0,0000	-10,7174	0,0000	10,7174	0,0000
8	10,9717	10,9717	0,0000	0,0000	-9,2226	0,0000	9,2226	0,0000
9	6,0735	6,0735	0,0000	0,0000	-12,0925	0,0000	12,0925	0,0000
10	2,1841	2,1841	0,0000	0,0000	-16,2185	0,0000	16,2185	0,0000
11	-0,4075	0,0000	0,0000	-0,4075	-17,4340	0,0000	17,4340	0,0000
12	-1,2298	0,0000	0,0000	-1,2298	-18,6754	0,0000	18,6754	0,0000
13	-0,7208	0,0000	0,0000	-0,7208	-18,8188	0,0000	18,8188	0,0000
14	1,3260	0,0000	0,0000	1,3260	-16,4213	0,0000	16,4213	0,0000
15	5,9791	5,9791	0,0000	0,0000	-11,2256	0,0000	11,2256	0,0000
16	12,1106	12,1106	0,0000	0,0000	-5,5526	0,0000	5,5526	0,0000
17	20,4722	20,4722	0,0000	0,0000	1,5351	0,0000	0,0000	1,5351
18	29,9282	29,9282	0,0000	0,0000	10,2276	10,2276	0,0000	0,0000
19	35,4734	35,4734	0,0000	0,0000	13,7510	13,7510	0,0000	0,0000
20	39,9121	39,9121	0,0000	0,0000	11,0460	11,0460	0,0000	0,0000
21	40,6339	40,6339	0,0000	0,0000	7,9133	7,9133	0,0000	0,0000
22	37,5890	37,5890	0,0000	0,0000	5,8763	5,8763	0,0000	0,0000
23	30,7367	30,7367	0,0000	0,0000	-0,9008	0,0000	0,0000	-0,9008
<b>Total</b>	<b>445,4371</b>	<b>446,4692</b>	<b>0,0000</b>	<b>-1,0321</b>	<b>-184,7576</b>	<b>48,8143</b>	<b>234,2062</b>	<b>0,6343</b>

Relativamente ao verão, existem valores positivos elevados de carga líquida, o que se traduz em energia que é necessária que seja turbinada pela central hídrica a fio de água e valores (negativos) muito pequenos para serem armazenados, o que são resultados globalmente expectáveis. Tal deve-se ao facto de que no verão há muito menos vento e uma vez que a FER solar é estritamente diurna, a velocidade do vento é expressiva para a produção de energia por parte do parque das vRES nas restantes horas. Contrastante é a situação que ocorre no inverno, época especialmente ventosa o que conduz a um aumento na produção de energia proveniente das FER e em diversas horas há um excesso de vRES. A figura 5.9 apresenta graficamente os registos diários de operação da CRV tanto para um dia típico de verão (em cima) como de inverno (em baixo). Observando a curva laranja em ambos os gráficos, confirma-se que existe uma produção de vRES muito maior no inverno, comparativamente ao verão. No entanto, o perfil de consumo não modifica radicalmente ao mudar-se de estação do ano, pelo que se incumbe à central HFA um maior reforço no verão para colmatar o consumo. No inverno, é o oposto e maioritariamente é bombeada energia, pelo que é essencial existir volume disponível no açude

para armazenar água, o que se torna complicado uma vez que é uma época chuvosa. É por isso que, em certos instantes, é imperativo descarregar caudal para que o volume a armazenar nunca ultrapasse os limites de exploração do açude. Na tabela 5.6 está exposto as horas de cada estação do ano em que foi necessário descarregar caudal.

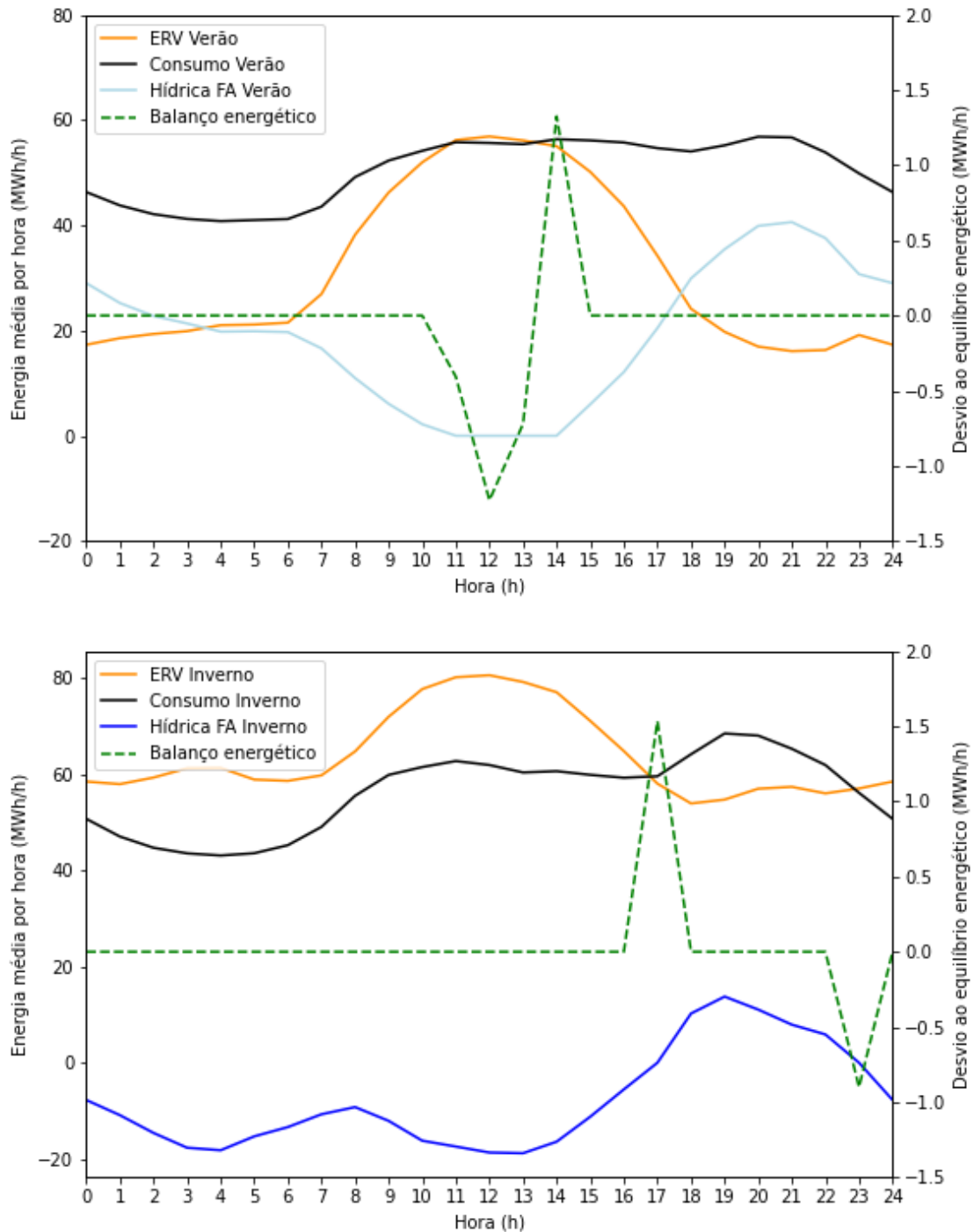


Figura 5.9 – Perfil médio diário da energia entregue pela CRV no verão (em cima) e no inverno (em baixo) do ano médio. Balanço energético (eixo da direita).

Tabela 5.6 - Horas fora das condições nominais de operação durante o ano médio.

Estação do ano	Falta (h)	Exceder o açude (h)
Verão	4	0
Inverno	2	3

No verão, existe um balanço final negativo e há quatro ocorrências num dia cujos valores são insuficientes para serem passíveis de turbinar — 1 h — ou bombear — 3 h. No entanto, estes valores correspondem apenas a 0,81 % de toda a energia solicitada à central hídrica a fio de água.

No inverno, a uma dada hora, também não são satisfeitas as condições de funcionamento da bomba, pelo que não se consegue bombear o superávit de vRES. Em instantes como esse ou se opta por armazenar noutras unidades ou por participar em mercado de reserva e poder-se-á negociar esse excesso com a rede<sup>4</sup>. Numa outra hora não são satisfeitas as condições de funcionamento da turbina, não sendo possível turbinar o défice de vRES. Neste caso, ou se recorre a outros dispositivos de armazenamento de energia ou se solicita energia a centrais convencionais. O balanço final é positivo e o valor é residual, equivalente a 0,85 % de toda a energia necessária de turbinar e/ou bombear.

Conclui-se que a central hídrica a fio de água conseguiu predominantemente fornecer a energia que a CRV requisitou instantaneamente e armazenar o excesso de produção das vRES, com algumas exceções à conta dos valores solicitados se encontrarem fora das condições nominais de operação da central hídrica a fio de água. Assim, a uma escala sazonal, existe um total de 4 h diárias em falta, por parte da central do Carrapatelo, no apoio à CRV no verão e de 2 h diárias no inverno.

### 5.1.3. Escala semanal

Com a mesma combinação ótima horária eólica + solar FV e as mesmas condições de funcionamento, estudou-se o ciclo semanal. Apesar do clima não se reger por dias da semana, o ser humano sim — nos dias úteis estão mais pessoas a trabalhar do que durante o fim de semana, por exemplo —, pelo que empregar uma escala semanal pode ser proveitoso uma vez que o padrão do consumo de energia segue a dinâmica social humana. À vista disso, a figura

<sup>4</sup> Sendo que 1 MW é o valor mínimo de capacidade de oferta para se poder participar no mercado de reserva do SEN, gerido pela REN.

5.10 apresenta o ciclo diário e semanal, isto é, a média de todos os dias das semanas de verão e de inverno, de modo a recriar um dia típico de verão (em cima) e outro de inverno (em baixo).

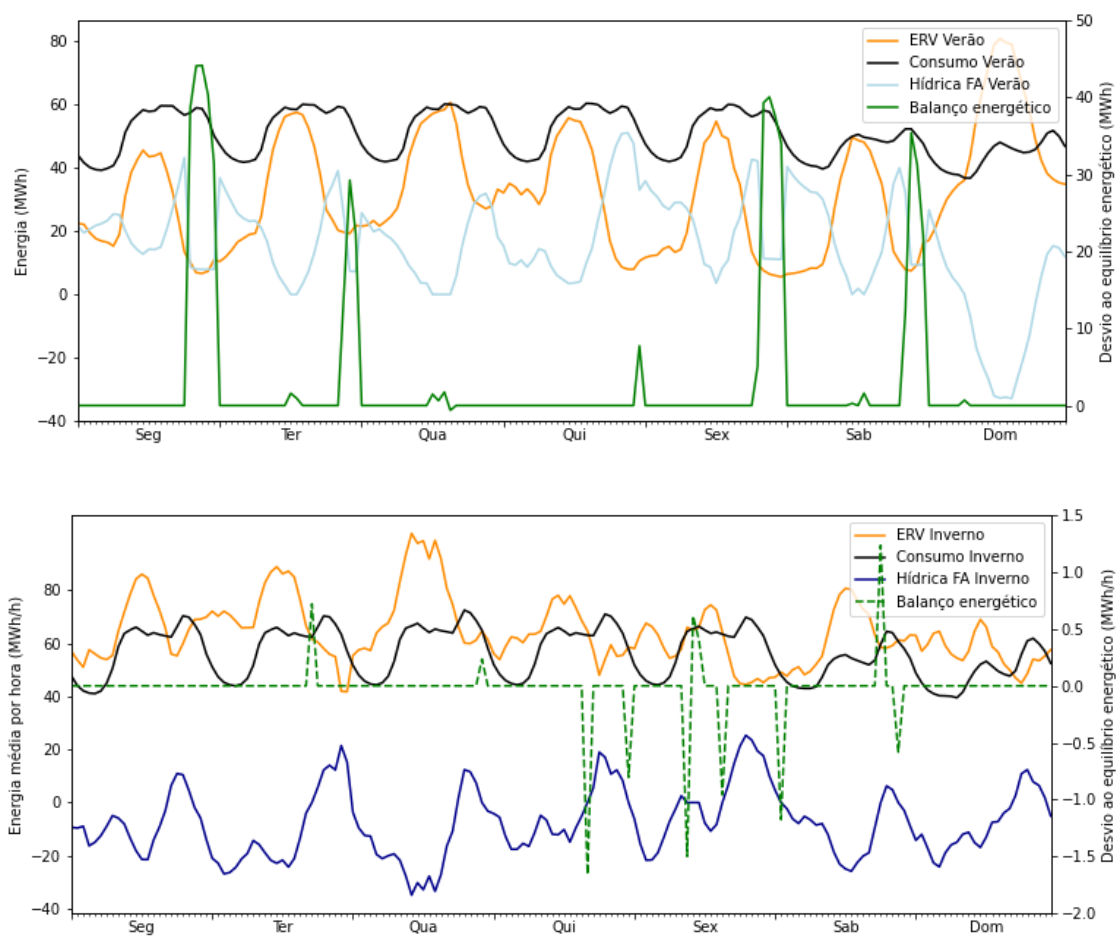


Figura 5.10 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda) do ano médio. Balanço energético (eixo da direita).

Ao observar os dois gráficos, repara-se que existem nítidas diferenças entre os mesmos. No verão, excetuando o domingo e um ou outro instante, a produção de vRES esteve aquém de suprir o consumo, pelo que a intervenção da central hídrica a fio de água foi crucial para cumprir o objetivo de um balanço energético nulo a cada instante. No entanto, nem sempre foi possível. Uma vez que se trata de uma época seca, o caudal no rio é limitado e, por conseguinte, o caudal que chega à central pode não ser suficiente para que esta produza toda a energia requisitada. Neste trabalho, a prioridade é satisfazer as necessidades da CRV aqui desenvolvida, pelo que, caso necessário, diminui-se a produção de energia para outras partes por forma a que o volume de água presente no açude nunca seja inferior ao mínimo de exploração. Ao suceder-se essa

alteração, obtém-se, então, o gráfico efetivo com os resultados obtidos num dia típico de verão, presente na figura 5.11.

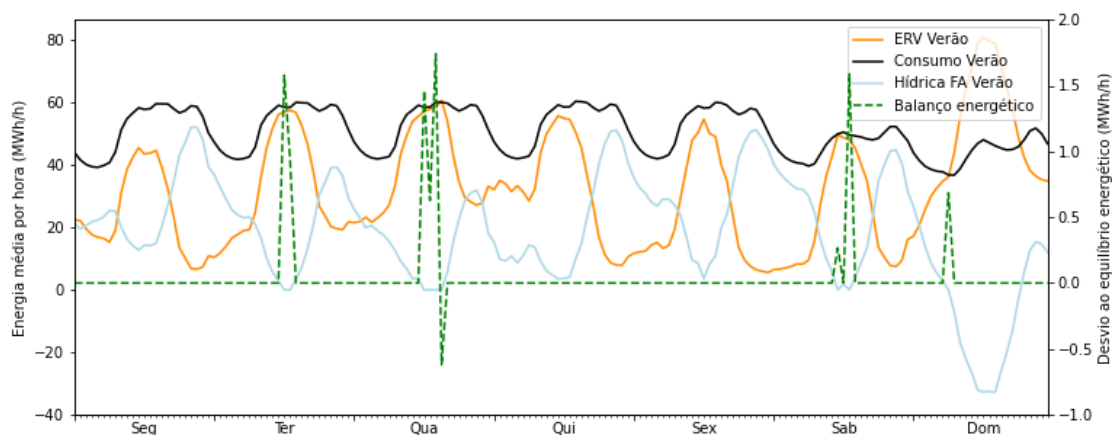


Figura 5.11 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (prioridade no apoio à CRV) do ano médio.

No que respeita ao dia típico de inverno, maioritariamente a produção de vRES supera a demanda de energia elétrica no dia a dia, o que é coerente com a lógica uma vez que, no inverno, a disponibilidade eólica é normalmente superior à existente no verão e, como tal, mesmo nas horas em que não há sol, este contribui significativamente para a produção de energia no parque de vRES. Ademais, tendo em atenção de que se trata de uma época húmida, no inverno, há sempre uma maior reserva de energia hídrica, sendo que, muitas vezes, pode ser forçoso descarregar caudal para que o volume de água no açude não exceda o limite máximo de exploração do mesmo.

Visível na figura 5.12, em diversas horas o volume de água excederia a capacidade máxima do açude caso não houvesse uma descarga, no inverno. Contrariamente, no verão, o volume de água no açude ficaria abaixo do limite mínimo de exploração caso não se diminuísse a quantidade de caudal turbinado. Contudo, no que toca à CRV, nenhuma das situações é problemática pois não entram em conflito com o principal objetivo pretendido, isto é, a central hídrica a fio de água tanto fornece a energia que falta para compensar a carga diária, bem como armazena o excesso de energia produzido pelo parque de vRES. Embora ao analisar as figuras 5.10 para o inverno e 5.11 para o verão se depreenda, pela observação da curva de balanço energético, que existem horas em que a central hídrica a fio de água não conseguiu fornecer apoio à CRV, o motivo é outro. Isso acontece porque os valores a turbinar/bombear estão fora dos limites técnicos de funcionamento da central (inferior ao limite mínimo). A tabela 5.7 exhibe as horas de falha por parte da mesma como forma de apoio à CRV, bem como as horas em que o volume de água excederia a capacidade do açude caso não se descarregasse um certo caudal. Inclui ainda as horas em que foi indispensável diminuir a produção restante de energia hídrica

(não a que está destinada a ajudar a CRV) para que o volume de água não ficasse fora do limite mínimo de exploração. Uma possível solução para mitigar esta situação seria avaliar os impactos ambientais de se subir o nível a montante da central hídrica e, assim, tanto se armazenaria mais água como posteriormente se poderia turbinar mais volume de água, quando e se necessário.

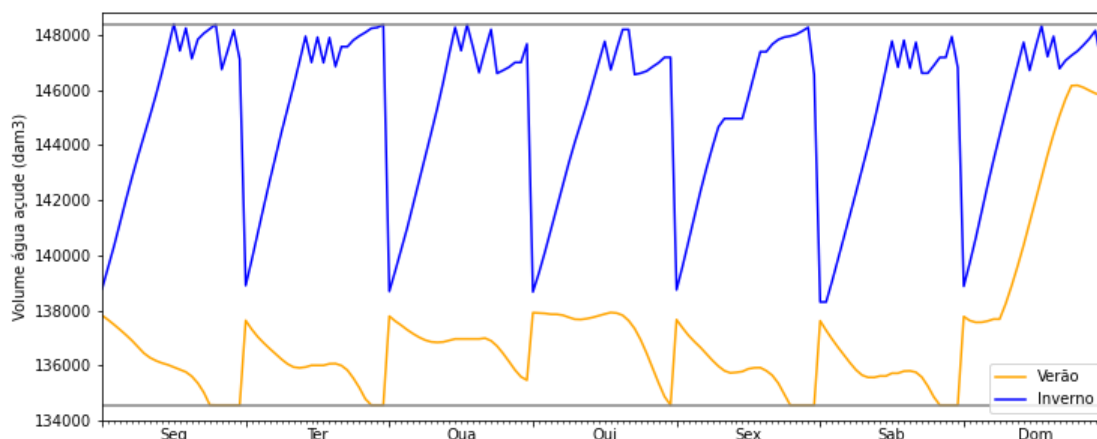


Figura 5.12 - Ciclo diário e perfil semanal de volume de água no açude, no ano médio.

Tabela 5.7 - Horas em falta por parte da central do Carrapatelo; horas em que o volume de água seria superior e inferior aos limites de exploração do açude, em ano médio.

Estação do ano	Dia semana	Falta (h)	Exceder o açude (h)	Inferior ao açude (h)
Verão	Segunda	0	0	0
	Terça	2	0	0
	Quarta	4	0	0
	Quinta	0	0	1
	Sexta	0	0	5
	Sábado	2	0	4
	Domingo	1	0	0
Inverno	Segunda	0	4	0
	Terça	1	3	0
	Quarta	1	4	0
	Quinta	2	2	0
	Sexta	4	1	0
	Sábado	3	4	0
	Domingo	0	4	0

Assim se conclui que, à escala semanal, a central não conseguiu contribuir para o balanço energético num total de 132 horas (11 h × 12 semanas) no inverno e de 108 horas (9 h × 12 semanas) no verão, o que equivale a, aproximadamente, 6 % das horas de inverno e 5 % das horas de verão. De resto, no verão foi preciso diminuir parte do caudal,  $Q_{tplan}$ , planeado de se turbinar pela central para se poder satisfazer por completo as necessidades da CRV, algo não necessário no inverno.

Os gráficos tanto da escala anual (figura 5.6) como sazonal (5.9) e semanal (figura 5.10) são relevantes para se perceber a magnitude da produção hídrica a fio de água como suporte à produção de vRES. Ao fim do dia, aquando da cava de produção solar e, por conseguinte, produção das vRES, a produção por parte da central do Carrapatelo, no inverno e no verão, é crucial para suprir o consumo de energia elétrica em qualquer dia da semana, em especial nos dias de semana, e em ambas as estações do ano.

## 5.2. Ano seco

A série histórica do Carrapatelo do ano hidrológico 2004/2005 [33] foi a escolhida para representar o ano seco e é uma série completa.

Para este caso de estudo, a relação entre a potência e o caudal turbinados, obtida através da equação (4.14), é dada pela equação (5.5).

$$P_{Ht} (Q_t (t)) = 0,2810 Q_t (t) - 14,3317 \quad (5.5)$$

Quanto à relação, expressa pela equação (4.15), entre a potência e respetivo caudal bombeados, neste caso é definida pela equação (5.6).

$$P_{Hb} (Q_b (t)) = 0,3306 Q_b (t) - 16,8608 \quad (5.6)$$

### 5.2.1. Escala anual

A figura 5.13 apresenta a variação do volume de água no açude ao longo do tempo. A variação de volume diária é de aproximadamente 4449 dam<sup>3</sup>. É possível corroborar pelo gráfico, que o volume de água no açude em momento nenhum ultrapassa os limites de exploração do mesmo. Exceder o limite máximo seria difícil uma vez que se trata de um ano particularmente seco e, por isso, com um caudal afluente reduzido.

Na figura 5.14 encontram-se as curvas de energia constituintes da CRV, à escala anual horária. No eixo da direita, está representado o desvio ao equilíbrio do sistema cuja curva se encontra tracejada a verde.

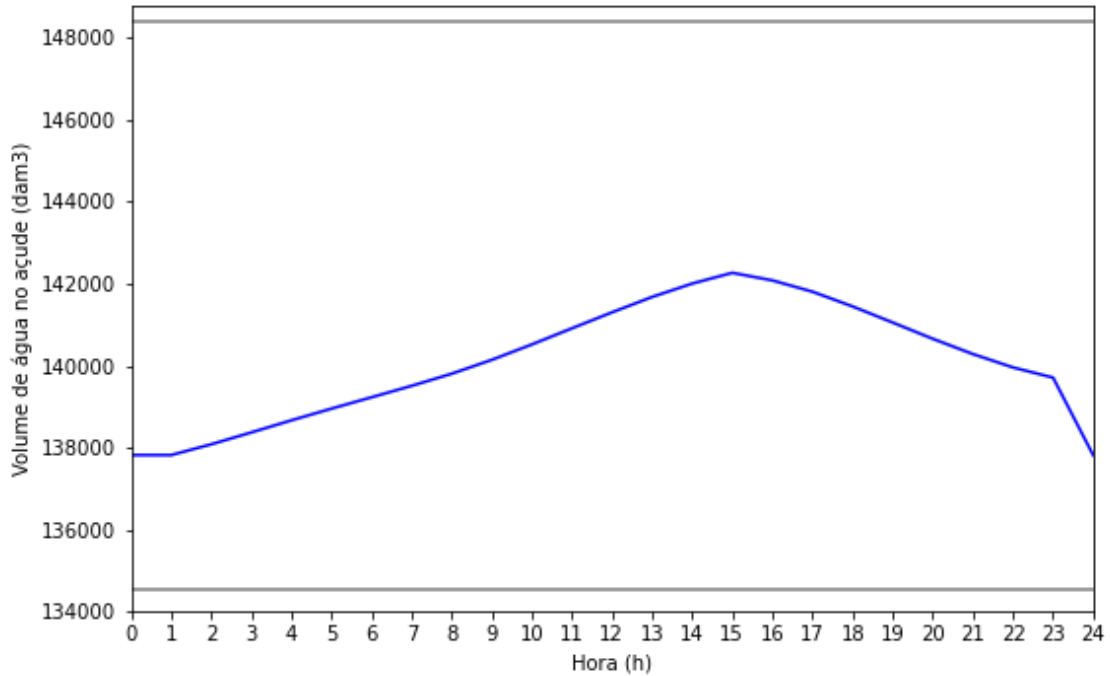


Figura 5.13 - Perfil diário médio do volume de água no açude durante o ano seco. As retas horizontais cinzentas representam os volumes máximo e mínimo (NPA e Nme respetivamente).

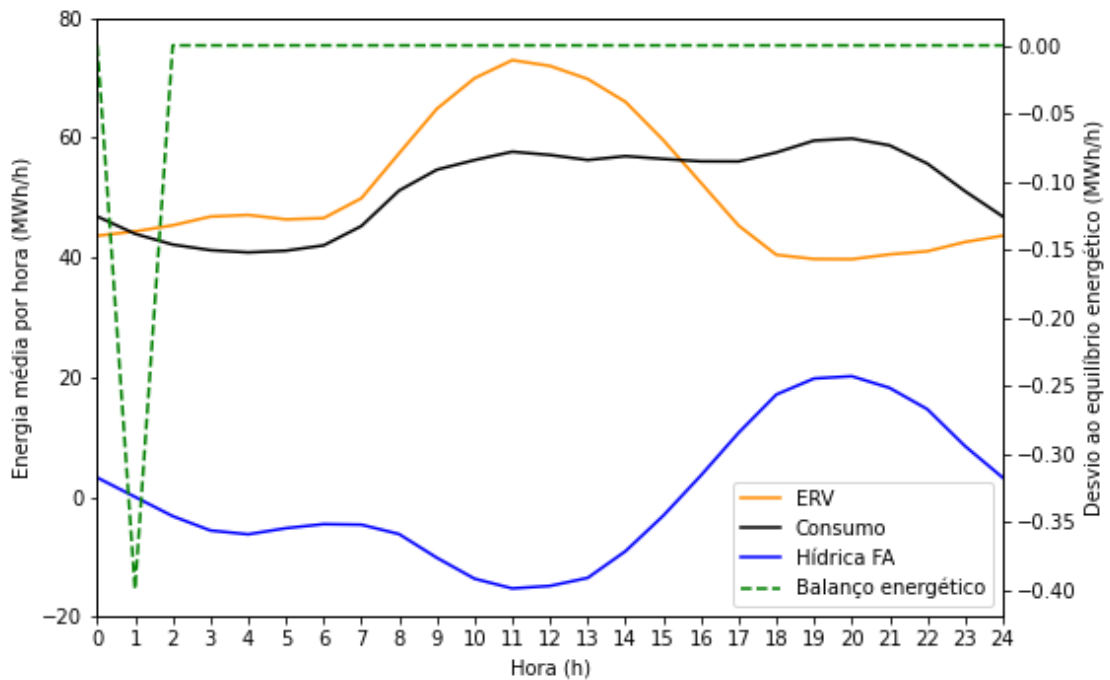


Figura 5.14 – Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV, durante o ano seco, à escala anual (eixo da esquerda); balanço energético (eixo da direita).

Os valores da energia necessária de ser fornecida ou bombeada pela central hídrica a fio de água a cada hora (valores de carga líquida, CL) são iguais ao caso de estudo anterior. Como tal, no presente caso de estudo também não foi possível a central hídrica a fio de água armazenar o excesso de produção das vRES durante uma certa hora visto que o caudal a bombear se encontrava abaixo dos limites técnicos de funcionamento da bomba. De resto, a central amparou todas as necessidades da CRV. O balanço energético final, dado pela equação (5.4), é ínfimo e igual a -0,0399 MWh. Estes valores estão apresentados na tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Resultados finais referentes à operação da CRV, em ano seco.

Horas em falta (h)	Exceder açude (h)	Inferior ao açude (h)	Balanço energético (MWh)
1	0	0	-0,3992

## 5.2.2. Escala sazonal

Com o intuito de confrontar diferenças e semelhanças entre a época inverno e verão, analisaram-se as respetivas curvas de variação de volume de água no açude na figura 5.15.

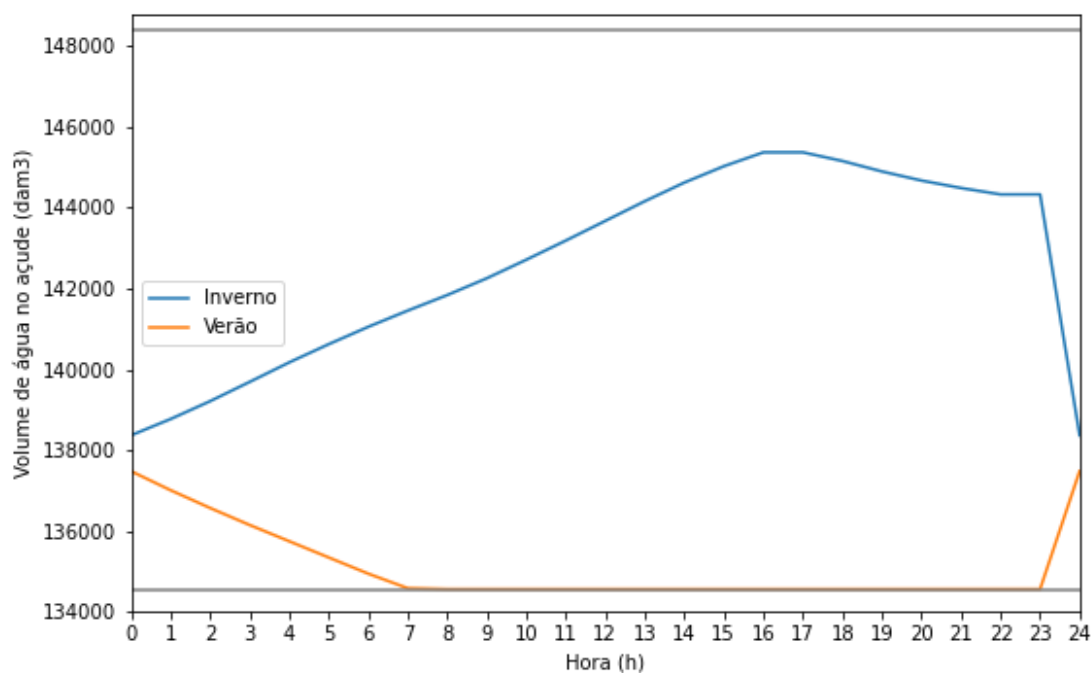


Figura 5.15 - Perfil diário médio do volume de água no açude consoante a sazonalidade (inverno e verão) do ano seco. As retas horizontais cinzentas representam os volumes máximo, NPA, e mínimo, NmE.

Constata-se que o volume de água no açude durante o inverno é muito superior ao volume de água no verão, o que vai ao encontro do esperado. Porque se trata de um ano especialmente seco, embora no inverno nunca se excedam os limites de capacidade, no verão o balanço entre o caudal afluente,  $Q_{aff}$ , os caudais turbinados,  $Q_t$  e  $Q_{tplan}$ , e o caudal bombeado,  $Q_b$ , em horas específicas, fica aquém da capacidade mínima do açude, pelo que, nesses momentos, prioriza-se as necessidades da CRV em estudo e diminui-se, então, a quantidade de caudal planeado de se turbinar,  $Q_{tplan}$ , para outros fins que não apoiar a CRV.

A variação diária (entre os pontos máximo e mínimo) do volume de água no açude durante verão é de, aproximadamente, 2920 dam<sup>3</sup> e durante inverno é de, aproximadamente, 7006 dam<sup>3</sup>, sendo que no verão se atinge o limite mínimo diversas vezes.

Os valores de carga líquida (CL), isto é, a energia necessária de se turbinar ou bombear por parte da central hídrica a fio de água no verão e no inverno estão presentes na tabela 5.5. É oportuno lembrar que existem maioritariamente valores positivos elevados de CL no verão e valores negativos no inverno, sendo que valores negativos significam excesso de produção vRES e valores positivos déficit de produção vRES. A figura 5.16 expõe graficamente os registos diários de operação da CRV tanto para um dia típico de verão (em cima) como de inverno (em baixo). Com o padrão dos valores de carga líquida mencionado, identifica-se uma necessidade de aumento de produção de energia proveniente da central hídrica a fio de água durante o verão — contraditório ao perfil hídrico em época seca, especialmente num ano tipicamente seco — e de capacidade no açude para armazenar o excedente de vRES.

Visto que se trata de um ano seco, o inverno não é preocupante pois existe capacidade de armazenamento suficiente para todo o superavit de vRES e nunca se excede a capacidade máxima. No verão, é atingido, em diversas horas, o limite mínimo de exploração do açude. Isto é passível de ocorrer uma vez que apenas se diminui o caudal a turbinar para outros fins,  $Q_{tplan}$ , — não necessário para suprir as necessidades da central renovável virtual — por forma a que o volume de água no açude não seja inferior ao limite mínimo de exploração, mas podendo ser igual. Contudo, no que toca ao presente trabalho, não existiu qualquer problema relacionado com a capacidade do açude uma vez que a prioridade da central hídrica a fio de água é produzir energia para a central renovável virtual em estudo, o que foi conseguido com sucesso.

De resto, a curva que traduz o equilíbrio do sistema tem algumas nuances e nem sempre é igual a 0 devido aos baixos valores de carga líquida que são impossíveis de turbinar ou bombear pela central hídrica a fio de água. É de realçar que nesses instantes se pode recorrer ao apoio de outra tecnologia de armazenamento ou à rede, tanto para armazenar como solicitar esses valores ínfimos de energia.

A tabela 5.9 apresenta os resultados finais da operação da CRV tanto para o verão como para o inverno, onde está incluído o valor do balanço final energético resultante da equação (5.4).

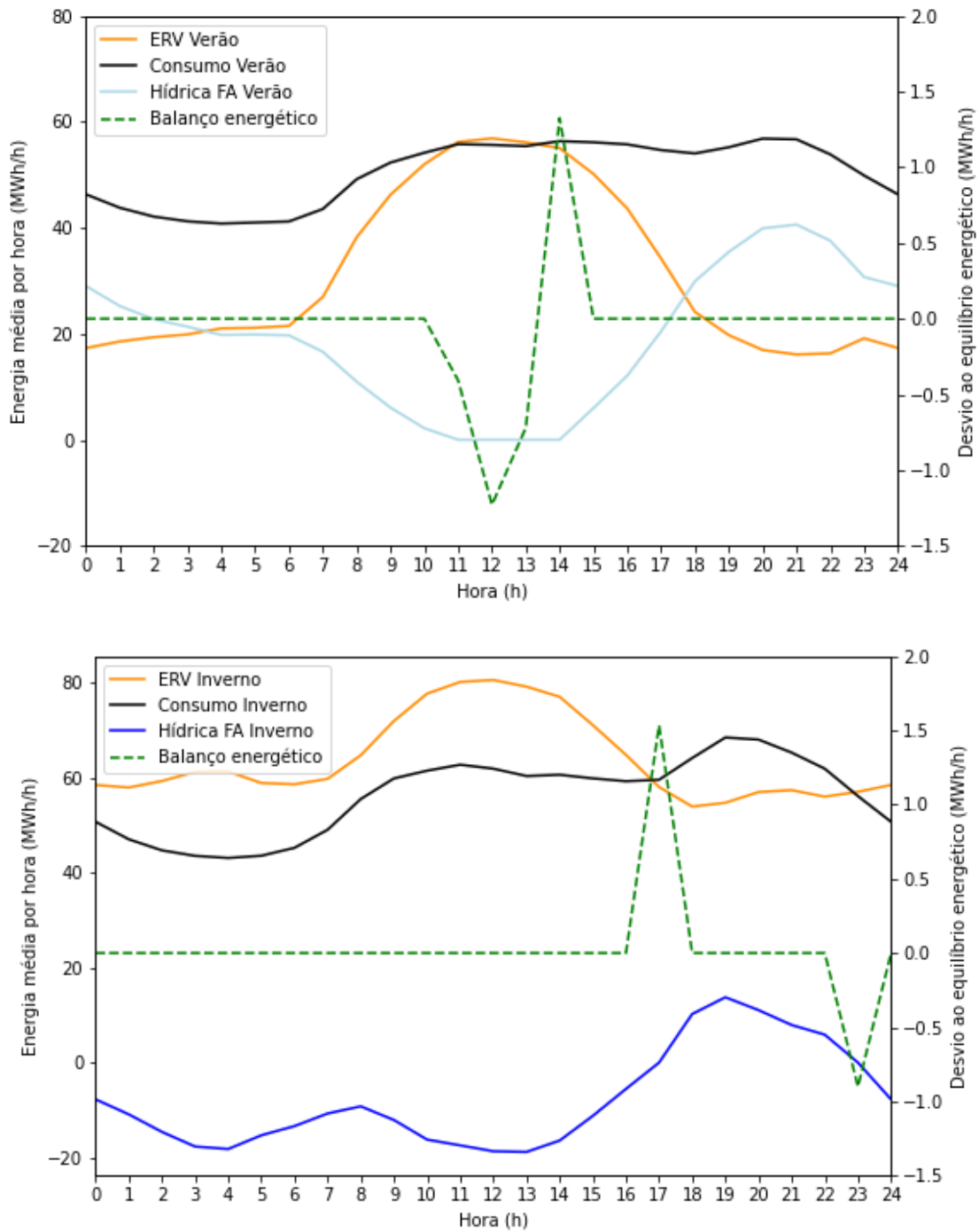


Figura 5.16 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda), em ano seco. Balanço energético (eixo da direita).

Tabela 5.9 - Horas fora das condições nominais e valor do balanço energético, em ano seco.

Estação do ano	Falta (h)	Exceder o açude (h)	Inferior ao açude (h)	Balanço energético (MWh)
Verão	4	0	12	-1,0321
Inverno	2	0	0	0,6343

No verão, existe um balanço final negativo e no inverno um balanço final positivo cujo valor é residual, iguais ao caso de estudo anterior. A particularidade dos resultados neste caso de estudo é as horas em que foi preciso que a central turbinasse uma quantidade de caudal inferior para outros fins, para que fosse possível continuar a satisfazer as necessidades da CRV.

Em suma, a central hídrica a fio de água mostrou-se capaz de fornecer a energia que a CRV requisitou e armazenar o excesso de produção das fontes de energia renováveis variáveis, com algumas exceções por conta de certos valores solicitados se encontrarem fora das condições nominais de operação da central hídrica a fio de água. A uma escala diária, no verão existiram 3 h em que o equilíbrio não foi assegurado por vRES por excesso de produção e 1 h por produção insuficiente. Já no inverno, existiu 1 h devido ao superavit de produção vRES e 1h devido a défice de produção.

### 5.2.3. Escala semanal

A figura 5.17 apresenta o ciclo semanal diário, num dia típico de verão (em cima) e outro de inverno (em baixo).

Os dois gráficos são idênticos aos do caso de estudo correspondente ao ano médio. Isto porque os valores carga líquida são os mesmos que no caso anterior e a central hídrica a fio de água esteve prontamente disponível para atender as necessidades da CRV, ressaltando as horas do dia em que os volumes de água a turbinar ou bombear achavam-se fora dos limites técnicos de funcionamento da central, tal como no caso do ano médio. Assim, mais uma vez se nota o mérito da central hídrica a fio de água no apoio à CRV, contribuindo expressamente para que o equilíbrio energético seja correspondido.

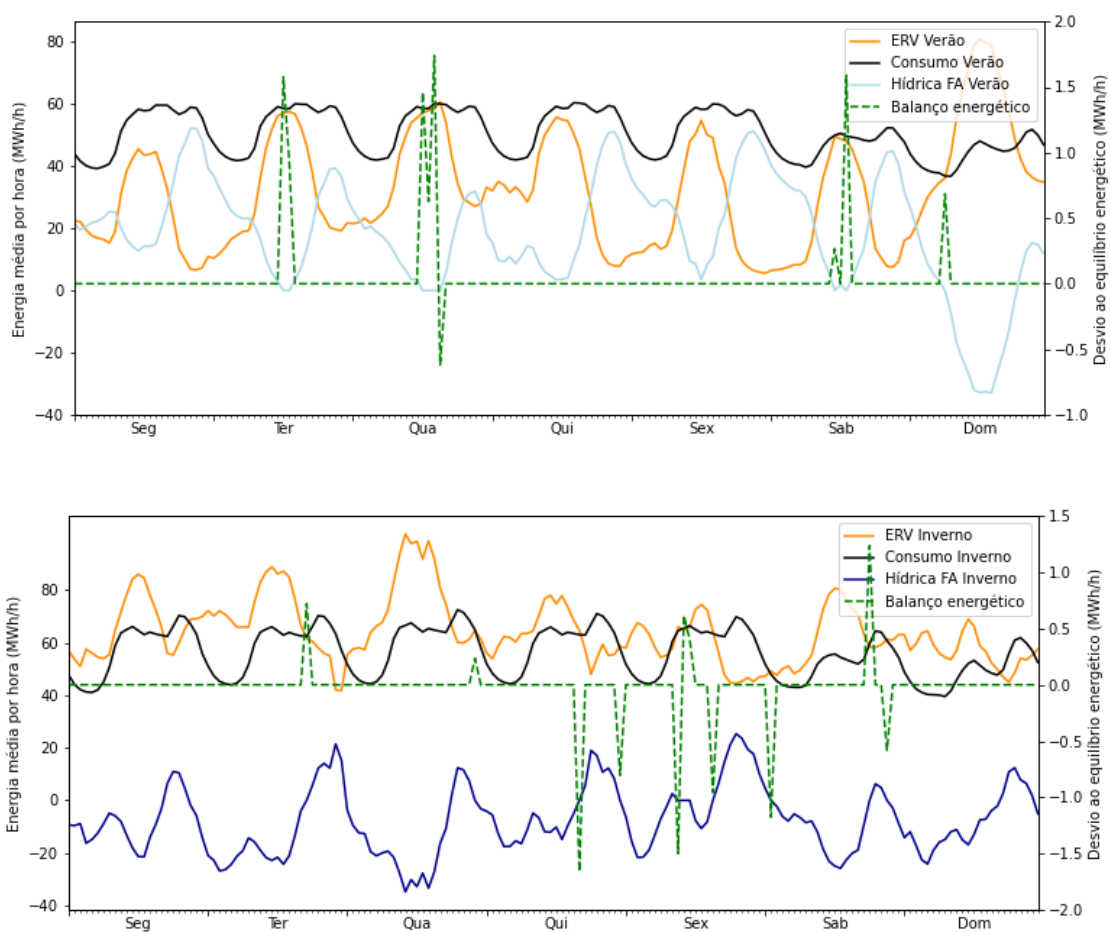


Figura 5.17 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda), durante o ano seco. Balanço energético (eixo da direita).

A variação do volume de água no açude ao longo do tempo encontra-se representada na figura 5.18. Expectável de um ano tipicamente seco, o volume de água, em momento algum, excede a capacidade máxima do açude. Por outro lado, o limite mínimo de exploração do mesmo é atingido diversas vezes dado que se trata da época mais seca do ano hidrológico, o que implica menos caudal a chegar à central, e também da altura em que a produção de energia proveniente do parque das vRES é mais escassa. No entanto, nenhuma destas circunstâncias impossibilitou a utilidade da central hídrica a fio de água no auxílio à CRV. O mesmo não se pode dizer dos valores residuais de carga líquida, referidos anteriormente.

A tabela 5.10 exhibe as horas por dia da semana onde o balanço energético não foi nulo, bem como o facto de o volume de água armazenado no açude nunca ter ultrapassado a capacidade do açude e apresenta ainda as horas em que foi indispensável diminuir a produção restante de energia hídrica (a não destinada a ajudar a CRV) para que o volume de água do açude não ficasse inferior ao limite mínimo de exploração.

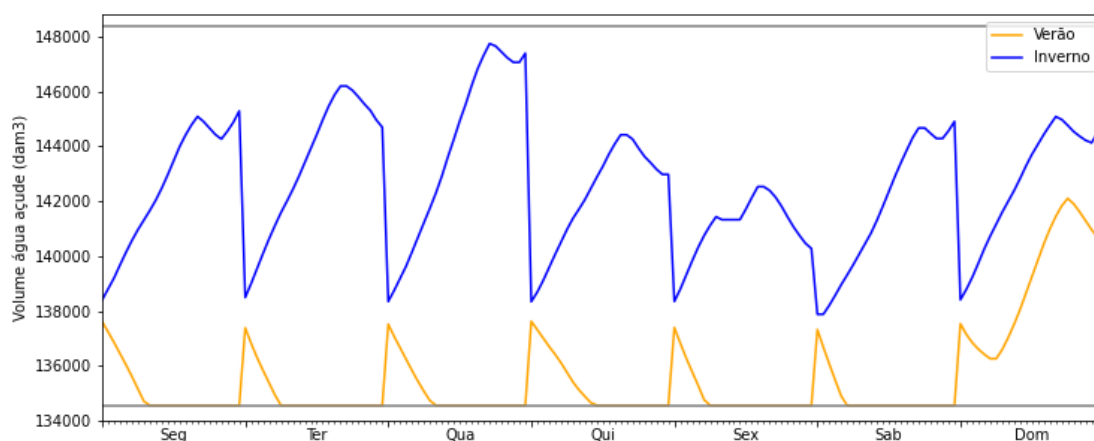


Figura 5.18 - Ciclo diário e perfil semanal de volume de água no açude, no ano seco.

Tabela 5.10 - Horas em falta por parte da central do Carrapatelo; horas em que o volume de água seria superior e inferior aos limites de exploração do açude, durante o ano seco.

Estação do ano	Dia semana	Falta (h)	Exceder o açude (h)	Inferior ao açude (h)
Verão	Segunda	0	0	16
	Terça	2	0	16
	Quarta	4	0	12
	Quinta	0	0	13
	Sexta	0	0	17
	Sábado	2	0	17
	Domingo	1	0	0
Inverno	Segunda	0	0	0
	Terça	1	0	0
	Quarta	1	0	0
	Quinta	2	0	0
	Sexta	4	0	0
	Sábado	3	0	0
	Domingo	0	0	0

Em síntese, à escala semanal, o equilíbrio do sistema não foi alcançado num total de 108 horas (9 h × 12 semanas) no verão e em 132 horas (11 h × 12 semanas) no inverno. Ademais, no inverno não foi forçoso fazer alguma alteração na operação normal da central hídrica a fio de água enquanto no verão foi inevitável diminuir parte do caudal planeado de se turbinar para outros fins,  $Q_{tplan}$ , que não atender as necessidades da CRV.

### 5.3. Ano húmido

Neste caso de estudo, a série histórica escolhida corresponde ao ano hidrológico 2006/2007 [33] que se encontra quase completa, sendo a quantidade de valores em falta insignificantes em comparação com a extensão da série.

A equação (5.7), obtida através da equação (4.14), estabelece a relação entre a potência e o caudal turbinados e a equação (5.8), proveniente da equação (4.15), a relação entre a potência e o caudal bombeados para o ano especialmente húmido.

$$P_{Ht} (Q_t (t)) = 0,3124 Q_t (t) - 17,9510 \quad (5.7)$$

$$P_{Hb} (Q_b (t)) = 0,3675 Q_b (t) - 21,1188 \quad (5.8)$$

#### 5.3.1. Escala anual

Como já conhecido, os valores de carga líquida são idênticos aos dos casos de estudo anteriores. Consequentemente, a adversidade de existirem valores desses inferiores aos limites técnicos de funcionamento da central hídrica a fio de água repete-se. No entanto, como se trata de valores diminutos, as baterias são sempre uma opção. Tendo esta ocorrência em mente, é possível tirar algumas conclusões através da figura 5.19 cujas curvas representam o perfil de consumo, a energia produzida pelo parque das vRES e a produzida e bombeada pela central hídrica a fio de água, bem como o balanço energético horário.

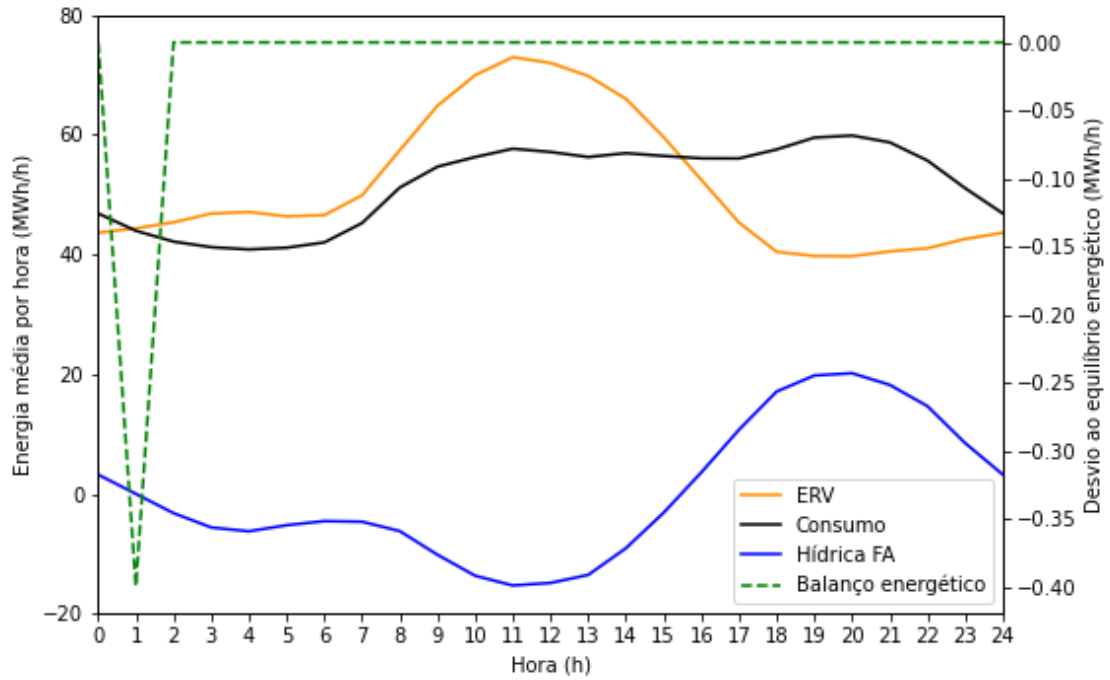


Figura 5.19 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV, em ano húmido, à escala anual (eixo da esquerda); balanço energético (eixo da direita).

Depreende-se pela curva de balanço energético que, em termos anuais, a central hídrica a fio de água, no ano húmido, contribuiu significativamente para o equilíbrio do sistema. A exceção encontra-se, tal como nos outros anos hidrológicos considerados nesta dissertação, no instante em que a energia necessária de ser bombeada não se encontra entre os parâmetros limite de funcionamento da central.

Relativamente ao volume de água no açude, a figura 5.20 apresenta a sua variação ao longo do tempo. A diferença entre os volumes máximo e mínimo atingidos é de aproximadamente 10129 dam<sup>3</sup>. O volume de água no açude permaneceu, em todos os instantes, dentro dos limites de exploração do mesmo, apesar de ser um ano especialmente húmido.

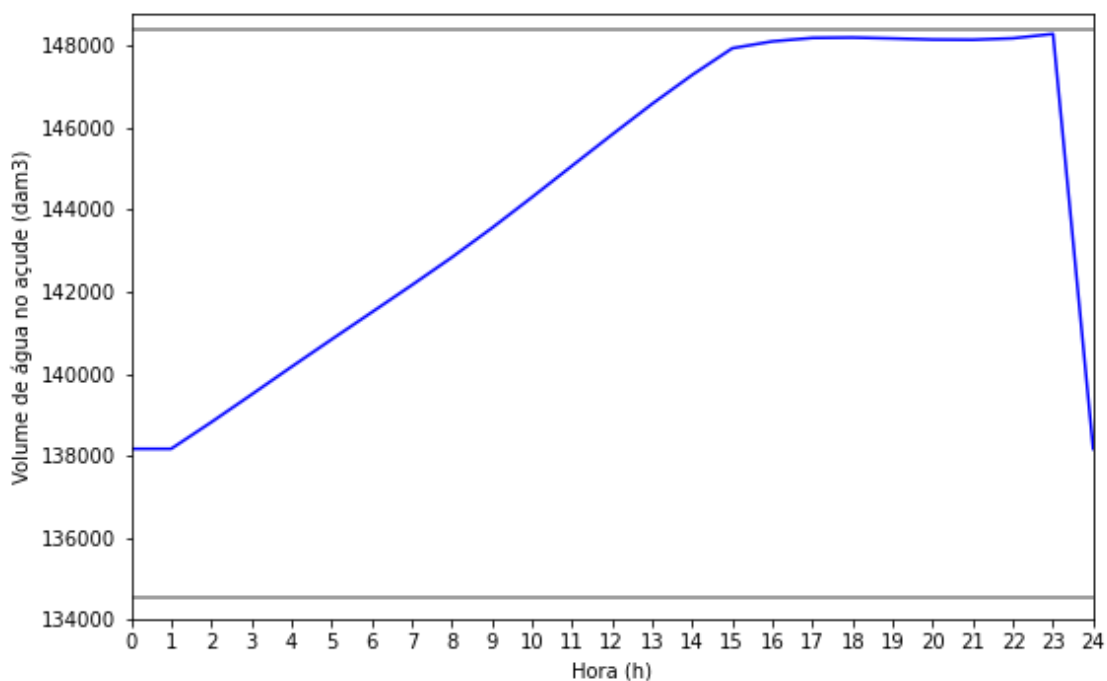


Figura 5.20 - Perfil diário médio do volume de água no açude durante o ano húmido. As retas horizontais cinzentas representam o volume correspondente ao NPA (em cima) e ao NmE (em baixo).

Dado que houve sempre energia disponível por parte da central hídrica a fio de água, as conclusões finais são as mesmas que as dos outros casos de estudo, apresentadas na tabela 5.11, onde numa hora em específico não foi possível o equilíbrio energético, mas devido ao valor mínimo de carga líquida e não à falta de capacidade da central para armazenar a energia.

Tabela 5.11 - Resultados finais referentes à operação da CRV, no ano húmido.

Horas em falta (h)	Exceder o açude (h)	Inferior ao açude (h)	Balanco energético (MWh)
1	0	0	-0,3992

### 5.3.2. Escala sazonal

A figura 5.21 apresenta em formato gráfico os registos diários, presentes na tabela 5.5, de um dia típico de verão e de inverno durante o ano húmido.

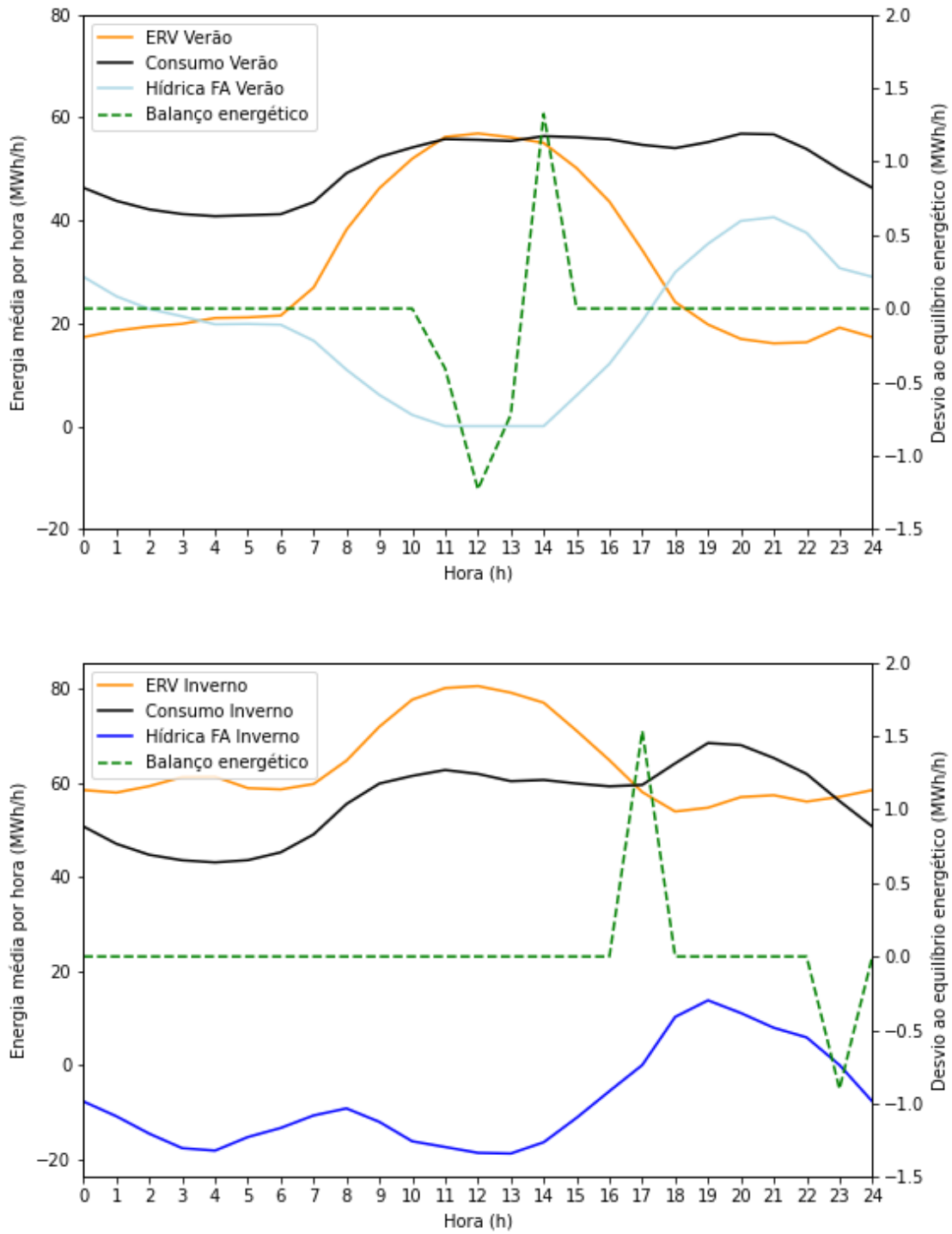


Figura 5.21 - Perfil médio diário da energia por hora entregue pela CRV no verão (em cima) e no inverno (em baixo) do ano húmido (eixo da esquerda). Balanço energético (eixo da direita).

O volume de água no açude ao longo do dia, tanto no inverno como verão, é visível na figura 5.22. A variação máxima diária, no verão, é de, aproximadamente, 2909 dam<sup>3</sup> e no inverno é de, aproximadamente, 9354 dam<sup>3</sup>.

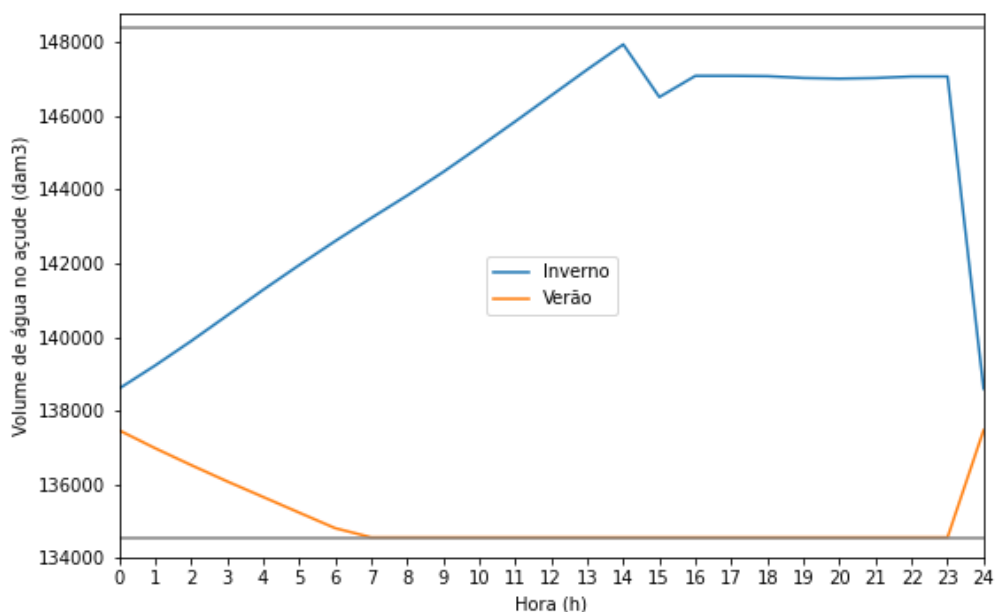


Figura 5.22 - Perfil diário médio do volume de água no açude consoante a sazonalidade (inverno e verão) do ano húmido. As retas horizontais cinzentas representam o volume correspondente ao NPA (em cima) e ao NmE (em baixo).

Encontra-se muito mais água no açude ao longo do inverno em comparação com o verão, estação na qual se atinge frequentemente o limite mínimo de exploração do açude. Há uma disparidade significativa, sendo que a época húmida é caracterizada por tamanho caudal afluyente enquanto na época seca o caudal afluyente é muito mais comedido. É perceptível na figura 5.21 que a produção de energia hídrica a pedido da CRV é deveras superior no verão e a solicitação de armazenamento de energia é maior no inverno — paradoxal com o perfil hídrico. Porém, a central hídrica a fio de água não teve quaisquer problemas em apoiar a CRV, desde que os valores de carga líquida estivessem entre os limites técnicos de funcionamento da central, o que nem sempre se sucedeu, como se pode verificar pela curva de balanço energético na figura 5.21.

A tabela 5.12 apresenta os resultados finais de operação da CRV tanto para o verão como para o inverno, onde se encontra as horas totais em que o equilíbrio energético foi comprometido.

Tabela 5.12 - Horas fora das condições nominais de operação e valor do balanço energético.

Estação do ano	Falta (h)	Exceder o açude (h)	Inferior ao açude (h)	Balanço energético (MWh)
Verão	4	0	7	-1,0321
Inverno	2	1	0	0,6343

### 5.3.3. Escala semanal

A uma escala mais reduzida, a figura 5.23 apresenta o ciclo semanal diário, o que perfaz um dia típico de verão (em cima) e outro de inverno (em baixo).

Os dois gráficos são idênticos aos dos casos de estudo anteriores uma vez que a central hídrica a fio de água esteve sempre disponível para atender as necessidades da CRV dentro dos seus limites de operação.

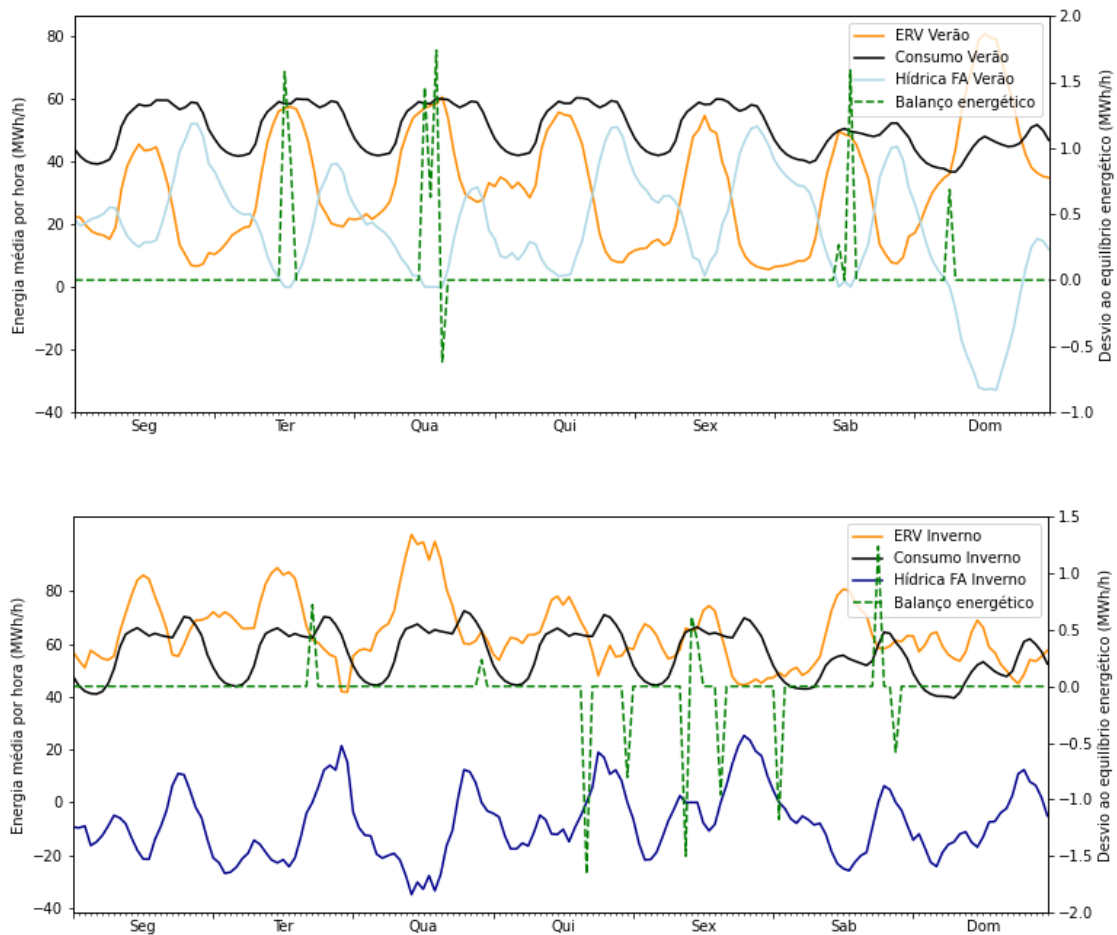


Figura 5.23 - Ciclo diário e perfil semanal no verão (em cima) e no inverno (em baixo) (eixo da esquerda). Balanço energético (eixo da direita).

A figura 5.24 mostra o volume de água a cada hora presente no açude e constata-se que este ano hidrológico é o mais extremoso dos três pois no inverno são variados os momentos em que é imperativo descarregar caudal para que não se exceda a capacidade do açude e, contrariamente, no verão é necessário, por vezes, diminuir o caudal planeado de se turbinar para outros fins que não a CRV,  $Q_{tplan}$ , de modo a que o volume de água permaneça dentro dos

limites de exploração. Neste estudo é possível diminuir  $Q_{tplan}$  uma vez que a prioridade é prover esta CRV. A tabela 5.13 expõe as horas em que ocorreram essas circunstâncias, bem como as horas em que o equilíbrio do sistema não foi atingido. O total de horas em que o balanço energético foi não nulo é de 132 horas (11 h × 12 semanas) no inverno e 108 horas (9 h × 12 semanas) no verão.

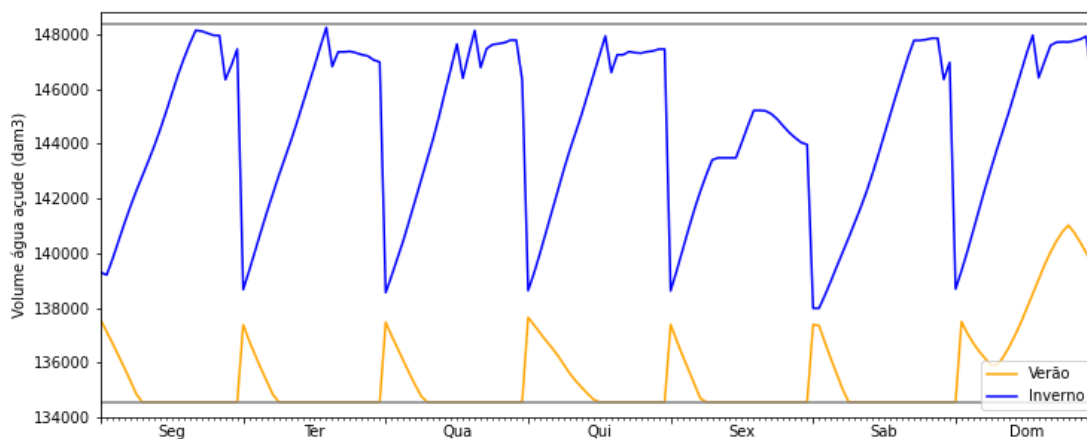


Figura 5.24 - Ciclo diário e perfil semanal de volume de água no açude.

Tabela 5.13 - Horas em falta por parte da central do Carrapatelo; horas em que o volume de água seria superior e inferior aos limites de exploração do açude.

Estação do ano	Dia semana	Falta (h)	Exceder o açude (h)	Inferior ao açude (h)
Verão	Segunda	0	0	17
	Terça	2	0	16
	Quarta	4	0	13
	Quinta	0	0	12
	Sexta	0	0	17
	Sábado	2	0	16
	Domingo	1	0	0
Inverno	Segunda	0	1	0
	Terça	1	1	0
	Quarta	1	3	0
	Quinta	2	1	0
	Sexta	4	0	0
	Sábado	3	1	0
	Domingo	0	2	0

## 5.4. Síntese de resultados

Os valores de carga líquida em cada escala temporal são idênticos nas três situações consideradas, o que difere é a quantidade de caudal afluente que depende do ano hidrológico escolhido. Por conseguinte, o que varia de caso para caso é o volume de água no açude, o que é lógico uma vez que num ano mais seco o caudal afluente proveniente dos rios é muito menor do que num ano mais húmido em que o caudal que chega à central pode ser demasiado e ter-se-á que descarregar uma boa quantidade para que a capacidade do açude não seja excedida. No entanto, tanto nos casos extremos como no médio, a água no açude nunca ultrapassa os limites de exploração graças ao caudal descarregado e também à diminuição de caudal turbinado,  $Q_{tplan}$ , sempre que crucial.

Destas análises, retira-se que para determinadas horas do dia a potência que é necessária turbinar e/ou bombear não se encontraram dentro dos limites técnicos de funcionamento da central, sendo inferiores ao limite mínimo. Nesses instantes, ou se opta por diminuir pontualmente a produção da central renovável virtual — não é obrigatório produzir o máximo — ou se opta por participar em mercado de reserva, se possível, no caso de ser excedente. Em caso de défice, ficar-se-á dependente de fontes de energia externas, possivelmente de centrais despacháveis.

Os gráficos que contêm as curvas das energias produzidas e consumidas pelos constituintes da CRV são iguais nos diferentes três cenários, quer à escala anual, sazonal ou até semanal, incluindo a curva da central hídrica a fio de água (HFA). Isto confirma que a central HFA quer num ano extremoso quer num ano médio foi sempre capaz, dentro dos seus limites de operação, de prover e armazenar energia perante as necessidades da CRV, o que atesta a completa aptidão da mesma para compensar a energia proveniente do parque das energias renováveis variáveis e cumprir, assim, o objetivo principal desta dissertação que é o equilíbrio do sistema a cada instante.

Em síntese, mostrou-se completamente notória a relevância que a energia hídrica a fio de água tem no *mix* energético, proporcionando uma maior estabilidade e flexibilidade à CRV graças à capacidade do açude que permite compensar as suas necessidades energéticas, quer em termos de armazenar o excedente como fornecer o que falta. Para esta combinação de central hídrica a fio de água e central vRES, a central hídrica a fio de água pode ser considerada despachável a uma escala diária, tanto numa discretização anual como sazonal (a uma discretização semanal existe mais horas de falha), uma vez que confere controlo à CRV.

## 6. Conclusão

Nesta dissertação, estudou-se uma estratégia de central renovável virtual (CRV) baseada nas energias solar fotovoltaica (FV) + eólica + hídrica a fio de água. O modelo da central renovável virtual supõe um parque de energias renováveis variáveis (solar FV e eólica) de 100 MW, com proporção eólica e FV a otimizar, apoiado por uma central hídrica a fio de água com açude de regularização, provida de turbinagem e bombagem. O propósito desta CRV é potenciar o funcionamento integrado e sinérgico destas três tecnologias renováveis, mediante a disponibilidade de energia primária, por forma a garantir, em cada instante, uma produção ajustável às necessidades de consumo e, assim, contribuir para o tão esperado cenário 100 % renovável no sistema elétrico. A série horária de fatores de capacidade eólica foi normalizada para um parque eólico na região Norte de Portugal e a de fatores de capacidade fotovoltaica normalizada para um ponto geográfico próximo do parque eólico. Para a central hídrica a fio de água, foi utilizado como caso de estudo os dados diários de caudais afluente e turbinado da central hídrica a fio de água do Carrapatelo, central essa que, atualmente, não permite bombagem. Ainda relativo à central do Carrapatelo, no presente estudo priorizou-se as necessidades da central renovável virtual, pelo que o normal funcionamento da central pode ser alterado por forma a satisfazer a CRV em estudo. Já o perfil de consumo foi ajustado para que o consumo máximo da região em estudo fosse igual a 80 % da potência instalada na central de energias renováveis variáveis e estabeleceu-se que seguiria o perfil horário do consumo nacional.

No que respeita ao dimensionamento do parque de vRES, concluiu-se que o cenário 80 % eólico e 20 % solar FV seria o mais adequado para a distribuição dos 100 MW de potência instalada, com base na minimização das flutuações de potência. Este caso de estudo foi analisado anualmente, sazonalmente e semanalmente, à escala diária e para diferentes condições: condições extremas como um ano particularmente seco e um ano especialmente húmido e a situação padrão de um ano médio, recorrendo a dados com discretização diária. É de notar que o balanço energético, em qualquer uma das escalas, foi feito com base num perfil de energias e não na série completa.

Nas condições referidas, validou-se a sinergia existente entre estas três fontes de energia renovável e a influência que juntas podem ter num futuro energético 100 % renovável. A confirmação disso reside no facto da central hídrica a fio de água proporcionar uma maior flexibilidade à CRV uma vez que, sempre dentro dos seus limites de funcionamento, consegue fornecer ou armazenar energia consoante as necessidades da central renovável virtual. Isto é, no caso de superavit de energia eólica + solar fotovoltaica relativamente ao consumo de energia elétrica, a central possui armazenamento suficiente para guardar esse excesso, obtido por via

de um sistema de bombagem, e no caso de défice de vRES, a central encontra-se disponível para fornecer a energia que falta para suprir o consumo. Como tal, graças à capacidade de o açude ser suficiente para satisfazer as necessidades da CRV em estudo, a central hídrica a fio de água pode ser considerada despachável, propriedade essa que confere controlo à central renovável virtual. Contudo, ocorreram momentos, em todas as escalas, em que o balanço energético não foi atingido uma vez que os valores de carga líquida eram demasiado pequenos comparativamente aos limites técnicos de funcionamento da central. Nesse caso, é de realçar que esses momentos nada têm a ver com a capacidade desta em fornecer ou armazenar energia no açude. Aliás, a central é efetivamente qualificada para corresponder às necessidades da CRV, tanto que ainda consegue turbinar o excesso de água requerida pela central renovável virtual sem comprometer o seu normal funcionamento. Em certos instantes, em que há um desvio ao equilíbrio do sistema, há excessos de produção de energia que podem ser simplesmente evitados ao diminuir a produção eólica e/ou solar fotovoltaica, sendo apenas preocupante os instantes em que há falta de produção por parte das fontes de energia renovável para colmatar o consumo. Nesses casos esporádicos, torna-se necessário recorrer a outros tipos de armazenamento. Para complementar, constata-se que a central não usufrui de capacidade suficiente — no que toca à situação atual — para satisfazer o consumo na época de verão, tanto no ano seco como húmido, em que é necessário diminuir a produção de energia proveniente da central para outros fins que não para ajudar a CRV, uma vez que neste período seco não há caudal afluente suficiente para se conseguir turbinar tudo o que estava planeado e a prioridade é a central renovável virtual. No entanto, no que toca a este estudo, como foi referido o importante é a central renovável virtual e, para esse efeito, a central hídrica a fio de água mostrou-se capaz de satisfazer as necessidades da CRV. No fundo, a central hídrica a fio de água homogeneizou a produção energética das centrais renováveis variáveis no tempo, o que constituía o objetivo da presente dissertação.

Estudos futuros, aprofundando esta estratégia de central renovável virtual, poderiam avaliar os impactos ambientais ao subir limitadamente o nível máximo de exploração da central hídrica, de modo a conseguir-se quer armazenar quer turbinar mais quantidade de água. Outra possibilidade seria avaliar a rigidez do limite mínimo de funcionamento das turbinas por forma a que fosse possível turbinar uma quantidade mais pequena de caudal e, assim, solucionar-se alguns dos desafios inerentes a esta CRV.

Conclui-se assim que foi estudada e demonstrada a potencialidade de uma estratégia energética para uma CRV constituída por um parque eólico e solar FV e por uma central hídrica a fio de água, situados na região Norte de Portugal, com destaque para o claro valor da energia hídrica a fio de água, quando em funcionamento integrado e sinérgico com as fontes de energia renovável eólica e solar FV, num *mix* energético 100 % renovável.

## 7. Bibliografia

- [1] M.Mello, “Viabilidade da Energia Hídrica, Eólica e Solar nas Zonas Urbanas. Potencial Para o Quase Zero da Energia,” Dissertação de mestrado, Engenharia Civil, IST, Lisboa, Portugal, 2016.
- [2] Bloco 3 – Portugal Energia, “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030”. Disponível em: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>. Acedido em: janeiro, 2021.
- [3] RNC2050 – Roteiro para a Neutralidade Carbónica. Disponível em: <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/>. Acedido em: janeiro, 2021.
- [4] Noctula – Consultores em Ambiente, “Energias Renováveis: Que países estão na linha da frente?”. Disponível em: <https://noctula.pt/energias-renovaveis-que-paises-estao-na-linha-da-frente/>. Acedido em: fevereiro, 2021.
- [5] REN – Redes Energéticas Nacionais, “Estatística Diária”. Disponível em: <https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>. Acedido em: fevereiro, 1, 2021.
- [6] LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia, “Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020,” julho, 2020. Disponível em: <https://www.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/11/F%C3%B3rum-Energias-Renov%C3%A1veis-em-Portugal-2020.pdf>. Acedido em: fevereiro, 2021.
- [7] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia, “Estatísticas rápidas das renováveis”. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/publicacoes/estatisticas-rapidas-das-renovaveis/>. Acedido em: fevereiro, 2021.
- [8] APREN – Associação de Energias Renováveis, “Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental (janeiro a dezembro de 2020)”. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis>. Acedido em: fevereiro, 2021.

- [9] T.Simões et al., "Identificação do Potencial Renovável Urbano para Produção de Electricidade," Conferência Nacional de Geodesição, pp. 1-9, maio, 2014. [Online]. Disponível em: 10.13140/RG.2.1.5129.3601. Acedido em: novembro, 2020.
- [10] P.Dias, "Agregação de Geração de Energia Elétrica de Origem Hídrica e Eólica num Sistema Autossuficiente," Dissertação de mestrado, Engenharia da Energia e Ambiente, FCUL, Lisboa, Portugal, 2019. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/39559>.
- [11] Hidroerg – Projectos Energéticos, "Energia Hídrica". Disponível em: [http://pt.hidroerg.pt/energia\\_hidrica.html](http://pt.hidroerg.pt/energia_hidrica.html). Acedido em: novembro, 2020.
- [12] C.Ferreira, "Estudo e Análise das Centrais Híbridas de Energias Renováveis," Dissertação de mestrado, Engenharia Eletrotécnica, ISEP, Porto, Portugal, 2014. Disponível em: [https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/5635/1/DM\\_CarlosFerreira\\_2014\\_MEESE.pdf](https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/5635/1/DM_CarlosFerreira_2014_MEESE.pdf).
- [13] Z.Glasnovic e J.Margeta, "The features of sustainable Solar Hydroelectric Power Plant," Renewable Energy, vol. 34, pp. 1742-1751, julho, 2009. [Online] .Disponível em: 10.1016/j.renene.2008.12.033.
- [14] A.Silva, "Modelação e Otimização do Funcionamento de uma Central Renovável Virtual", Dissertação de mestrado, MIEEA, FCUL, Lisboa, Portugal, 2016. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/25758>.
- [15] L.Junior, "Integração de Fontes Renováveis no Sistema Eléctrico Através de Centrais Renováveis Virtuais," Dissertação de mestrado, Engenharia da Energia e do Ambiente, FCUL, Lisboa, Portugal, 2012. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/7925>.
- [16] M.Obi e R.Bass, "Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 58, pp. 1082-1094, maio, 2016. [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.289>.

- [17] A.R.Machado, A. Couto, J. Duque e A. Estanqueiro, "Enhancing the Value of Wind and PV Generation through Optimal Aggregation", apresentado em Proceedings of the 16th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Berlim, 2017.
- [18] D. Pudjianto, C. Ramsay e G. Strbac, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources," IET Renew. Power Gener, vol. 1, no. 1, pp. 10–16, mar, 2007. [Online]. Disponível em: [10.1049/iet-rpg:20060023](https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20060023).
- [19] J. Jurasza, F.A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz e A. Beluco, "A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions", Solar Energy, vol. 195, pp. 703-724, jan, 2020. [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>.
- [20] P.J.F.Torres et al., "The Correlation Between Renewable Generation and Electricity Demand: A Case Study of Portugal," Electricity Distribution, pp. 119–151, mar, 2016. [Online]. Disponível em: [10.1007/978-3-662-49434-9\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-662-49434-9_5). Acedido em: fevereiro, 2021.
- [21] R.Castro e J. Crispim, "Variability and correlation of renewable energy sources in the Portuguese electrical system", Energy Sustain Dev, vol. 42, pp. 64–76, fev, 2018. [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.10.005>.
- [22] A. Couto, P. Ferreira e A. Estanqueiro, "Centrais híbridas – caracterização da complementaridade eólica e solar fotovoltaica em Portugal", CIES2020, pp. 57–65, nov, 2020. [Online]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.9/3343>. Acedido em: maio, 2021
- [23] A.Couto e A.Estanqueiro, "Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand," Energies 2020, vol. 13, no. 4132, agosto, 2020. [Online]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.9/3298>.
- [24] A. Couto, et al., "Following the Demand by Using Strategical Wind and Solar Complementarity – the Case of Portugal," apresentado em Proceedings of the 16th

International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Berlim, 2017.

- [25] P.E. Bett e H.E Thornton, “The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain”, *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 96–110, mar, 2016. [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.006>.
- [26] S. Jerez, et.al., “Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula”, *Energy Procedia*, vol. 40, pp.48–57, 2013. [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.007>.
- [27] J. Widén, “Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden”, *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 177–184, abril, 2011. [Online]. Disponível em: [10.1109/TSTE.2010.2101620](https://doi.org/10.1109/TSTE.2010.2101620).
- [28] K. Töpfer, “Background Paper: The Combined Power Plant”, no. 27, 2008. Disponível em: [http://www.erc.or.th/forum2017/src/download/Background\\_Information\\_Combined\\_power\\_plant.pdf](http://www.erc.or.th/forum2017/src/download/Background_Information_Combined_power_plant.pdf). Acedido em: maio, 2021.
- [29] U. Gerder e K. Knorr, “Technical summary of the Combined Power Plant”, jan, 2007. Disponível em: <https://www.iee.fraunhofer.de/>. Acedido em: maio, 2021.
- [30] T. Kombikraftwerk, “Simulation of a 100 % RES System The Renewable Energy Scenario and the Calculation Results”, 2013. Disponível em: <https://www.iee.fraunhofer.de/>.
- [31] Fenix, “Flexible Electricity Network to Integrate the expected ‘energy evolution,’”. [Online]. Disponível em: <http://www.fenix-project.org/>. Acedido em: maio, 2021.
- [32] REN – Redes Energéticas Nacionais, “Perfis Consumo”. Disponível em: <https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx>. Acedido em: janeiro, 2021.

- [33] SNIRH – Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos. Disponível em: <http://snirh.apambiente.pt/>. Acedido em: janeiro, 2021.
- [34] R. Moreira, “Potencial hidroelétrico Português desaproveitado”, Dissertação de mestrado, MIEEC, FEUP, Porto, 2009.
- [35] F. Piqueiro, “Efeito da regulação e da forma e dimensões da câmara de carga na produtividade”, Dissertação de mestrado, FEUP, Porto, 1991.
- [36] O. Edenhofer, “Hydropower” em *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, NY, USA: Cambridge University Press, 2011, ch. 5, pp. 437–496. [Online]. Disponível em: <https://doi.org/10.1017/CBO9781139151153.009>.
- [37] A. Arabkoohsar e H. Nami, “Pumped hydropower storage”, *Mechanical Energy Storage Technologies*, set, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820023-0.00004-3>.
- [38] G. Amaro, “Solução energética híbrida com armazenamento por bombagem: modelação, análises de sensibilidade e caso de estudo”, Dissertação de mestrado, MIEC, IST, Lisboa, Portugal, 2018.
- [39] CNPGB - Comissão Nacional Portuguesa das Grandes Barragens. Disponível em: [https://cnpgb.apambiente.pt/gr\\_barragens/gbportugal/FICHAS/Carrapateloficha.htm](https://cnpgb.apambiente.pt/gr_barragens/gbportugal/FICHAS/Carrapateloficha.htm). Acedido em: abril, 2021.
- [40] Khan Academy, “Integral definida como o limite de uma soma de Riemann”. Disponível em: <https://pt.khanacademy.org/math/ap-calculus-ab/ab-integration-new/ab-6-3/a/definir-integral-as-the-limit-of-a-riemann-sum>. Acedido em: junho, 2021





2022

INÉS ROMÃO

CENTRAIS RENOVÁVEIS HÍBRIDAS: ESTUDO E CARACTERIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE  
DOS RECURSOS