Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Método Geral de Análise de Hídricas

João Francisco Domingues Gonçalves

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. António Carlos Sepúlveda Machado e Moura (FEUP)

Co-orientador: Eng.º José Carlos Sousa (EDP Produção)

Junho de 2020

© João Francisco Gonçalves, 2020

Resumo

Ao longo dos anos, temos vindo a assistir a uma crescente preocupação ambiental que se tem traduzido, entre várias coisas, num aumento dos investimentos em energias renováveis em Portugal.

A crescente penetração das energias renováveis no panorama nacional, aliado ao baixo preço do petróleo, faz com que as previsões de crescimento dos preços da energia no Mercado Ibérico se situem próximas do zero para os próximos anos. Algumas previsões mais pessimistas apontam mesmo para um decréscimo dos preços no futuro.

Fruto desta situação, as empresas apresentam um comportamento muito mais conservador em relação a futuros investimentos em Aproveitamentos Hídricos, levando a uma análise mais rigorosa dos investimentos.

Nesta dissertação serão apresentados os passos a seguir para realizar uma correta e rigorosa análise de investimento de um Aproveitamento Hídrico.

Tendo como base o planeamento do projeto, os investimentos realizados assim como os pagamentos e recebimentos ao longo da fase de construção e exploração, será realizada uma análise de Investimento para aferir a viabilidade do mesmo.

Nesta análise, serão usados indicadores como TIR (Taxa Interna de Rentabilidade), VAL (Valor Atualizado Líquido). A análise destes indicadores e a comparação do TIR com o WACC (*Weighted Average Cost of Capital)*, permitirá validar se o investimento é viável, o que se traduzirá em mais valias futuras para a empresa.

De maneira a obter dados mais rigorosos, foi feita uma análise de risco, tendo sido testados diversos cenários utilizando uma Simulação de Monte Carlo, método que se mostrou muito útil no estudo da viabilidade de investimentos.

Palavras-Chave: Aproveitamento Hídrico, Análise Económica, TIR, VAL, WACC, Risco, Simulação de Monte Carlo

Página em branco

Abstract

Over the past few years, we have been witnessing an increase regarding environmental issues, which has lead, among several things, in an increase in investments in renewable energies in Portugal.

The increasing penetration of renewable energies at a national perspective, along with the low oil price, makes the growth provisions for energy prices in the Iberian Market close to zero, for the upcoming years. Some of those provisions, the most pessimistic ones, forecast a decrease in future prices.

As a result of the current situation, companies have a much more conservative behavior regarding future investments in hydroelectric plants, leading to a stricter analysis of investments by investors.

In this dissertation, it will be present which steps have be follow to carry out a correct and rigorous investment analysis of a Dam.

Based on the project plan, the investments made, the payments and receipts throughout the construction and exploration phase, an Investment analysis will be carried out to assess the project's viability.

In this analysis, indicators such as IRR (Internal Rate of Return), NPV (Net Present Value) will be used. The analysis of these indicators and the comparison between IRR with the WACC (Weighted Average Cost of Capital), will give the validation whether the investment is viable, leading to future capital gains for the company.

In order to obtain more accurate data, a risk analysis was carried out, and several scenarios were tested using a Monte Carlo Simulation, a method that proved to be very useful in the study of the viability of investments.

Keywords: Hydroelectric plant, Economic Analysis, IRR, NPV, WACC, Risk, SMC, Monte Carlo Simulation

Página em branco

Agradecimentos

Ao meu pai!

Por ser pai, ser mãe, ser amigo e companheiro de todas as horas.

Aos que me receberam no Porto e na FEUP como na minha terra desde o primeiro dia em que cheguei, Daniel Ferreira, Joana Luís Francisco Esteves e Francisco Ranhada, vários anos passados, não esqueço.

Ao Sergio, ao Paulo e ao João, sem eles tudo teria sido mais difícil.

Ao Prof. Doutor. Machado e Moura pelo apoio, simpatia e amizade com que sempre me brindou.

Ao Engº José Carlos Sousa pela disponibilidade, pelo apoio e pela paciência. Sem ambos a realização desta dissertação não teria sido possível.

Página em branco

Índice

Resumo iii

Abstract vi

Agradecimentos viii

Índice x

Lista de figuras xii

Lista de tabelas xiii

Abreviaturas e Símbolos xiv

Capítulo 1 1

Introdução 1
1.1 Enquadramento Geral 1
1.2 Objetivos 2
1.3 Estrutura do Documento 2

Capítulo 2 3

Hidroeletricidade em Portugal 3
2.1 Contextualização Histórica 3
2.2 Políticas Energéticas 11

Capítulo 3 17

Mercado Elétrico-Mibel 17
3.1 Evolução Histórica 17
3.2 Mercado Ibérico de Eletricidade 18
3.3 Market Splitting 22

Capítulo 4 25

Método Geral de Análise de Hídricas 25
4.1 Planeamento do Projeto 25
4.2 Análise Quantitativa 30
4.3 Análise de Risco 33
4.4 Análise Qualitativa 36

Capítulo 5 40

Caso de Estudo – Aproveitamento Hídrico Genérico 40
5.1 Fase de Construção 40
5.2 Fase de Exploração 40
5.3 Análise Quantitativa 42
5.4 Análise de Risco 44

Capítulo 6 50

Conclusão 50

Referências **52**

Anexos..... **55**

Lista de figuras

Figura 1 - Evolução da potência hídrica e da potência térmica instalada em Portugal entre as décadas de 30 e 90. [1] 7

Figura 2 - Relação entre a produção de energia hidroelétrica e a capacidade instalada total [MW]. [1] 8

Figura 3 - Organização do Sistema Elétrico Nacional. [6] 10

Figura 4 - Distribuição da Potência Total Instalada no SEP. [1] 10

Figura 5 - Localização dos dez aproveitamentos selecionados. [12] 13

Figura 6 - Gráfico – Metas do ENE 2020: (a) Potência Hídrica e (b) Potência Eólica. [16] 15

Figura 7 - Progressos no sentido do cumprimento das metas de 2020 e 2030. [18] 16

Figura 8 - Organização do Operador de Mercado. [21] 18

Figura 9 - Esquema Organizativo do Operador de Mercado. [21] 19

Figura 10 - Curva da oferta e da procura no MIBEL para 25 de junho de 2020. [26] 20

Figura 11 - Organização horária do Mercado. [24] 21

Figura 12 – Funcionamento do Market Splitting. [21] 23

Figura 13 - Estrutura da Cascata do Douro Nacional Adaptado. 28

Figura 14 – Rubricas necessárias ao calculo do FreeCashFlow. 30

Figura 15 – Simulação de Monte Carlo. 34

Figura 16 – Distribuição do Investimento. 41

Figura 17 – Relação entre o VAL e o WACC. 44

Figura 18 – Histograma com os resultados obtidos para o cálculo do VAL. 46

Figura 19 – Distribuição Normal e regra dos 3-sigma 46

Figura 20 - Histograma com os resultados obtidos para o cálculo do TIR. 47

Lista de tabelas

Tabela 1 – Aproveitamento hidroelétricos construídos na década de 50 [1] 5

Tabela 2 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 70 e 80 6

Tabela 3 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 90 [1] 8

Tabela 4 - Aproveitamentos hidroelétricos selecionados no PNBEPH [11] 13

Tabela 5 – Percentagem de Distribuição dos investimentos 41

Tabela 6 – Distribuição dos valores dos investimentos em k€ 42

Tabela 7 – Resultados do VAL para diferentes valores do WACC 43

Abreviaturas e Símbolos

AHG	Aproveitamento Hídrico Genérico
CAC	Comissão para as Alterações Climáticas
CEE	Comunidade Económica Europeia
CNE	Companhia Nacional de Eletricidade
CPE	Companhia Portuguesa de Eletricidade
EBID	Operador do Mercado Ibérico
EDP	Energias de Portugal
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ETP	Empresa Termoelétrica Portuguesa
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energia
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PRE	Produtores em Regime Especial
PRO	Centrais em Produção em Regime Ordinário
REN	Rede Elétrica Nacional
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENP	Sociedade de Eletricidade do Norte
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEP	Sistema Elétrico Público
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SMC	Simulação de Monte Carlos
WACC	*Weighted Average Cost of Capital*

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento Geral

A água é um recurso natural indispensável à vida, possui um enorme valor económico, ambiental e social, sendo fundamental à sobrevivência do Homem. O aumento da população mundial e as cada vez maiores demandas económicas têm tido, como consequência, um cada vez maior consumo de água levando a uma pressão sobre os recursos hídricos existentes no planeta.

Um dos grandes benefícios que tiramos deste bem tão precioso é a produção de energia elétrica através de aproveitamentos hídricos. Esta fonte de energia é uma das soluções mais eficazes nos tempos atuais, pois permite dar resposta aos picos de consumo de uma maneira rápida e eficaz, permite também, no caso dos aproveitamentos reversíveis, aproveitar o excedente de energia proveniente da produção eólica e realizar a bombagem de água, armazenando-a na albufeira para que a mesma possa ser utilizada mais tarde, num período de maior procura.

As recentes condições sociais e económicas, a que o país tem estado sujeito, tiveram como consequência limitar os investimentos de grande dimensão. Para que um investimento deste género seja levado a cabo, é necessária uma avaliação económica do mesmo, a fim de verificar a sua viabilidade. Para isso, devem ser avaliados, além dos indicadores económicos, a visão estratégica da empresa e as oportunidades futuras inerentes ao mercado.

A energia que é produzida pelos sistemas produtores, no nosso caso, aproveitamentos hídricos é depois transacionada no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), sendo o objetivo das empresas a otimização da produção com vista a maximização das receitas.

Nesta dissertação pretende-se definir um método geral de avaliação de aproveitamentos hídricos e os vários fatores, tanto económicos como quantitativos e qualitativos, que influenciam a viabilidade da mesma.

O caso de estudo será um investimento fictício realizado pela EDP-Energias de Portugal.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo a criação de um modelo de análise geral para Aproveitamentos Hídricos, análise essa, que será composta por: análise económica do empreendimento hídrico, análise de risco e análise quantitativa do mesmo. Será apresentado um caso de estudo para melhor compreensão do método apresentado onde irão ser aplicadas todas as análises referidas exceto a análise qualitativa, dado que fazer a realização dessa análise são necessários dados muito específicos do aproveitamento hídrico, tendo em conta que o caso de estudo é um aproveitamento hídrico genérico tal análise torna-se impossível.

Para isso é necessário:

- Estudo da hidroeletricidade em Portugal e do funcionamento do mercado;
- Analisar e entender as motivações que levam a construção do aproveitamento hídrico;
- Compreender e identificar as etapas associadas a uma avaliação económica e de risco de um aproveitamento hídrico;
- Aplicar as análises económicas e de risco a um caso de estudo;

1.3 Estrutura do Documento

A dissertação apresenta-se dividida em seis capítulos.

No presente capítulo estão apresentados, em primeiro lugar, o enquadramento geral do trabalho, em segundo, quais os objetivos do mesmo e por fim, a estrutura do documento.

No Capítulo 2-Hidroeletricidade em Portugal- será apresentado o resumo histórico da hidroeletricidade em Portugal e de como esta tem evoluído, ao longo dos anos, até chegar aos dias de hoje, assim como a descrição das políticas energéticas em vigor em Portugal.

No Capítulo 3- Mercado- é abordado o modelo de funcionamento o Mibel.

No Capítulo 4- Análise Económica e de Risco- são apresentadas e detalhadas todas as etapas necessárias para a realização de uma análise económica e de Risco de um aproveitamento hídrico.

No Capítulo 5 é apresentado o caso de estudo onde será aplicado o "Método Geral de Análise de Hídricas, o qual é composto pelas análises económica e de Risco apresentadas nos capítulos imediatamente anteriores.

No Capítulo 6-Conclusão- são apresentadas as conclusões provenientes deste trabalho.

Capítulo 2

Hidroeletricidade em Portugal

2.1 Contextualização Histórica

A energia Hídrica tem evoluído em Portugal de forma crescente desde o seu início, nos finais do seculo XIX.

Nos dias de hoje, políticas internacionais, no que concerne ao combate as alterações climáticas, põem as energias renováveis na ordem do dia, reforçando a importância das mesmas, tornando o tema dos aproveitamentos hídricos mais atual que nunca.

No início seculo XIX, fruto do advento da segunda revolução industrial, a energia elétrica proveniente de aproveitamentos de aproveitamentos hídricos, começa a ser utilizada. Contudo, em Portugal, teríamos de esperar até ao fim do século para que a tecnologia se começasse a implementar.

Os primeiros aproveitamentos hidroelétricos eram de pequenas dimensões e tinham como finalidade satisfazer consumos locais, mais concretamente pequenas instalações de iluminação pública, habitações e pequenos complexos industriais.

Em Portugal, o primeiro aproveitamento hídrico foi fundado pela Companhia Elétrica e Industrial de Vila Real. Datado de 1894, foi instalado no rio Corgo, afluente do rio Douro, no lugar de Poceirinho, com uma potência instalada de 120kW sendo este constituído por um açude. [1]

Entre 1895 e 1896, surge o segundo aproveitamento hidroelétrico, localizado na Afurada (rio Cavado), pertencente à Sociedade de Eletricidade do Norte (SENP). Este empreendimento tinha como objetivo a exploração da iluminação pública de Braga tendo uma potência instalada de 93kW. [1]

O início do novo século corresponde à entrada em vigor do projeto Lei de Fomento Rural de Oliveira Martins que visava a construção de um aproveitamento no Rio Degebe, afluente do Guadiana, local que curiosamente corresponde à localização da barragem do

Alqueva, um dos maiores feitos de engenharia portuguesa, que viria a ser iniciado apenas em 1974.

O final da década de 10 foi prolífera, em termos de aproveitamentos hidroelétricos, tendo entrado em serviço as centrais de Riba Coa (1906), Caniços (1908) e as centrais do Varosa e da Senhora do Desterro (1909).

Até 1930, período em que ocorreu a I Guerra Mundial (1914-1918), e que contribuiu para um ciclo de algum abrandamento, foram construídos pequenos aproveitamentos hídricos pouco relevantes, com o objetivo de abastecer pequenos consumos regionais, sendo estes principalmente do tipo fio de água e com produção bastante irregular.

No início da década de 30, com o objetivo de impulsionar o desenvolvimento económico e industrial do país, começa a haver em Portugal uma mudança de paradigma em relação aos aproveitamentos hidroelétricos. O governo começa a equacionar a construção de grandes aproveitamentos hidroelétricos, com albufeiras capazes de assegurar uma produção energética regular e sustentável, visando "o aumento da produção industrial e agrícola, pela irrigação dos campos" (discurso do presidente do conselho, Doutor António de Oliveira Salazar).

É então criada a Junta de Eletrificação Nacional através do decreto nº 26 470(1936-III-28) esta tinha como objetivo estudar a viabilidade do desenvolvimento elétrico no país. Contudo, o surgir da II Guerra Mundial assim como a crise económica atrasaram o tão ambicionado desenvolvimento.

Teríamos então de esperar até à década de 40, marcada pelo anteprojeto de Castelo de Bode, pelo primeiro aproveitamento hídrico de grandes dimensões.

No ano de 1940, temos em Portugal uma capacidade de armazenamento nos grandes aproveitamentos hidroelétricos de 40 hm^3, valor esse que vira a ter um aumento exponencial, atingindo uma capacidade de 445 hm^3 já em 1950.[1]

Na década de 40 a produção elétrica pode resumir-se do seguinte modo [1]:

- Predomínio de recursos estrangeiros- dois terços dos recursos utilizados para produção de eletricidade são estrangeiros, considerando, também como tal, a produção da central hidroelétrica do Lindoso;
- Predomínio de três centrais- a central hidroelétrica do Lindoso e as duas centrais termoelétricas do Tejo e de Santos que produziam, até 1940, mais que todas as outras, cerca de 180MW, de serviço público;
- Excessiva pulverização da potência-um total de 660 centrais, sendo 176 de serviço público, das quais apenas 10 de potência superior a 5MW (3 hidráulicas e 7 térmicas) e 484 de serviço particular, das quais somente uma com mais de 5MW, embora com oito grupos.

Em 1944 é promulgada a lei nº 2002, concebida pelo engenheiro Ferreira Dias e que seria a base para a eletrificação do país. Esta lei estabelecia as bases da produção, de transporte e de distribuição, assumindo que a produção de energia derivava de "origem

hidráulica devendo as centrais térmicas reservar-se para funções complementares, nomeadamente durante o Verão, para aproveitar os carvões pobres de origem nacional". [2]

Porém, é na década de 50 que se verifica o maior aumento de produção em Portugal, altura em que são inaugurados os empreendimentos planeados na década anterior, passando a capacidade instalada dos 152 MW para os 1085 MW. [1]

Tabela 1 – Aproveitamento hidroelétricos construídos na década de 50 [1]

Ano de entrada em serviços	Aproveitamento	Rio	Potência Instalada(MW)
1951	Castelo de Bode	Zêzere	139
	Venda Nova	Rabagão	81
	Pracana	Ocreza	15
	Belver	Tejo	32
1953	Salamonde	Cávado	42
1954	Cabril	Zêzere	97
1955	Caniçada	Cávado	60
	Bouçã	Zêzere	50
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro	180
1960	Miranda	Douro	174

Neste contexto de mudança, podemos resumir esta década de grande fulgor em termos de desenvolvimento hidroelétrico nos seguintes pontos [1]:

- O número das centrais térmicas passa de 519 para 301 (redução de 42%) e a potência nelas instalada de 192,4 MW (56% do total) para 249,8 MW (19% do total), ou seja, um acréscimo de 30%;
- A energia produzida, passando de 941 GWh para 3263 GWh, regista um acréscimo de 246% (a que corresponde uma taxa anual média de 13,2%), tendo a contribuição das centrais hidráulicas subido de 46% para 95% e as térmicas descido de 54% para 5%;
- Na capitação dos consumos regista-se uma subida do modestíssimo valor de 99,3 kWh/hab. para 338 kWh/hab. (um valor médio de 13% para a taxa de crescimento anual).

Em 1960 a percentagem de energia elétrica, proveniente de centrais hidroelétricas, situava-se nos 95%, contudo, nesta nova época, iriamos assistir a uma desaceleração no investimento em energia hídrica.

Numa década marcada por uma aceleração do crescimento económico e resultante da necessidade garantir a satisfação dos consumos de energia elétrica, entram em serviço duas novas centrais: no Carregado dois grupos de 125MW e na Tapada de Outeiro, três grupos de 50MW.[1]

A entrada dessas novas centrais no sistema elétrico teve claramente um impacto negativo no investimento hídrico realizado até então, contudo, ainda seriam realizados três aproveitamentos hidroelétricos nessa década [1]:

- Bemposta, Douro, com uma potência instalada em 210MW em 1964;
- Alto Rabagão, Rio Rabagão com uma potência de 72MW, também em 1964;
- Vilar-Tabuaço, no Rio Távora com uma potência de 64MW em 1965.

Em 1969, é criada a Companhia Nacional de Eletricidade resultante da fusão de cinco empresas, Companhia Nacional de Eletricidade (CNE), Hidroelétricas do Cavado, Zêzere e Douro, e Empresa Termoelétrica Portuguese (ETP).

Na sequência do Decreto-lei nº 49211 de 1969-08-06 surge a Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE), em 27 de agosto de 1969, no qual "*Autoriza a fusão das sociedades concessionárias de aproveitamentos hidroelétricos, de empreendimentos termoelétricos e de transporte de energia elétrica, cujas centrais e instalações constituem a rede elétrica primária*" [3].

A década de 70 fica marcada por períodos de turbulência política em Portugal, contudo aliado ao crescimento económico, o consumo de energia elétrica continua a aumentar, fruto não só desse crescimento, mas também da eletrificação de superfície.

Esta procura de energia é assegurada pela introdução de novos grupos térmicos no Carregado, em Setúbal e em Sines, grupos com uma dimensão cada vez mais elevada.

Paralelamente, o programa hidroelétrico assinala uma retoma, entrando em serviço onze novos aproveitamentos hídricos [1]:

Tabela 2 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 70 e 80

Ano de entrada em serviços	Aproveitamento	Rio	Potência Instalada (MW)
1971	Carrapatelo	Douro	180
1972	Vilarinho das Furnas	Homem	64
1973	Régua	Douro	156
1974	Fratel	Fratel	130
1976	Valeira	Valeira	216
1981	Aguieira	Agueira	270
1982	Raiva	Raiva	20
1983	Pocinho	Pocinho	186
1985	Crestuma	Crestuma	105
1987	Vilarinho das Furnas	V.das Furnas	74

Em 1976, pelo decreto-lei n 502, é criada a EDP-Eletricidade de Portugal, hoje em dia Energias de Portugal. A criação da mesma surge na sequência da nacionalização de várias empresas do setor, no ano anterior, e tem como objetivo:

"o estabelecimento a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica no território do continente, explorado em regime de exclusivo, por tempo indeterminado", o que "não impede a produção e distribuição de energia elétrica para uso próprio" por outras entidades". [1]

Nas décadas seguintes, sucedeu o que já tinha acontecido na década de 70, com o crescimento económico fomentado pela entrada na Comunidade Económica Europeia (CEE) e pela respetiva alocação de fundos comunitários. Continuou também a crescer a procura de energia, tendo a necessidade de dar resposta a essa procura levado a que a capacidade de produção instalada crescesse. Contudo esse crescimento deu-se por via de centrais térmicas e não hidroelétricas, levando a um período de arrefecimento no investimento em aproveitamentos hídricos.

Num total de seis aproveitamentos, construídos nesses anos, os destaques vão para o reforço de potência de Miranda (189MW) e para a construção da central do alto Lindoso (630MW), sendo esta a maior central de produção hidroelétrica de Portugal e uma das mais altas construções existentes no país, com cerca 110m de altura, produzindo em média o equivalente ao consumo anual de 440000 portugueses. [4]

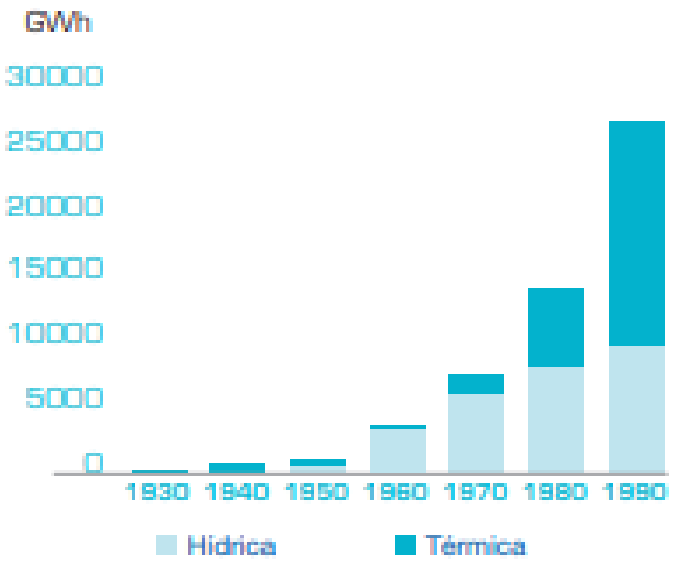


Figura 1 - Evolução da potência hídrica e da potência térmica instalada em Portugal entre as décadas de 30 e 90. [1]

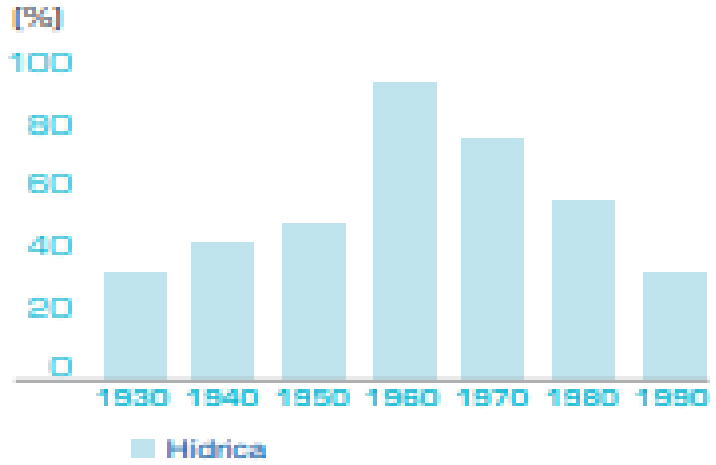


Figura 2 - Relação entre a produção de energia hidroelétrica e a capacidade instalada total [MW]. [1]

De destacar que, nesse período, foi iniciada a construção da famosa Barragem de Foz-Côa em 1992, construção essa que esteve envolta em polémica.

Em novembro de 1992, aquando da construção da barragem, são encontrados importantes achados arqueológicos que viriam mais tarde a confirmar-se tratar-se do "*maior complexo de arte rupestre paleolítico ao ar livre conhecido até essa ocasião*". Estes achados, com a construção da barragem, ficaram submersos, o que levou ao surgimento de uma polémica política e cultural, tendo inclusive o reitor da Universidade da Califórnia escrito uma carta a apelar ao então Presidente da República, Mário Soares para que a construção fosse parada. Em 1995, António Guterres sucede a Cavaco Silva, no Cargo de Primeiro Ministro, e o governo, por si liderado, declara a suspensão da barragem. O Vale do Coa é declarado monumento nacional e, anos mais tarde, recebe mesmo a classificação de Património Cultural da Humanidade pela UNESCO. [5]

Tabela 3 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 90. [1]

Ano de entrada em serviços	Aproveitamento	Rio	Potência Instalada(MW)
1992	Alto Lindoso	Lima	630
1993	Touvelo	Lima	22
	Pracana II	Tejo	25
	Sabugueiro II	Mondego	10
1994	Caldeira	Mondego	40
1995	Miranda II	Douro Internacional	189

Em 1994, na sequência da cisão da EDP, é criada a REN (Rede Elétrica Nacional). Esta criação dá-se com a diretiva 1996/92/CE da União Europeia que impôs a separação das

empresas responsáveis pela produção e distribuição (EDP) e as empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte (REN).

A década de 90 fica marcada pelo início da liberalização do setor elétrico em Portugal.

Em 1995, são publicados os decretos-lei 182/95 e 188/95, estes seriam a base da reestruturação, que se iria iniciar, e dividiam o setor elétrico em dois sistemas - um sistema de serviço público e um sistema explorado pelas leis do mercado.

De acordo com a legislação, o Sistema Elétrico Nacional (SEN), ficaria organizado em dois subsistemas- o Sistema Elétrico Publico (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). No primeiro, encontram-se as entidades titulares de licenças de produção de energia: as centrais em Produção em Regime Ordinário (PRO), a entidade concessionária da Rede Nacional de transporte (RNT), as entidades concessionárias das redes de distribuição e clientes vinculados. O SEI engloba o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e os Produtores em Regime Especial (PRE). [6]

O SEP funciona segundo uma lógica de serviço público, orientado para a satisfação universal e uniforme dos cidadãos. A segurança de abastecimento do SEP é assegurada pelo planeamento, a longo prazo do sistema produtor, e pela gestão centralizada, realizada pela entidade concessionária da RNT, à qual estes produtores se encontram ligados através de contratos de vinculação ao SEP. O SENV integra todos os produtores não vinculados, distribuidores não vinculados e clientes não vinculados. O funcionamento de SENV tem por finalidade a satisfação de necessidades próprias ou de terceiros, através de contratos comerciais, não regulados, estabelecidos livremente pelos seus intervenientes.

A produção de energia elétrica, a partir de fontes de energia renováveis e em instalações de cogeração, é objeto de legislação específica. Por imposição legal, o SEP encontra-se obrigado a comprar energia elétrica aos PRE. Os sobrecustos decorrentes da aquisição da energia, proveniente destes produtores, são incorporados nas tarifas de todos os clientes do SEM, quer sejam vinculados quer não. Aos produtores e clientes do SENV é permitido o acesso às redes do SEP mediante o pagamento das tarifas aplicáveis. [6]

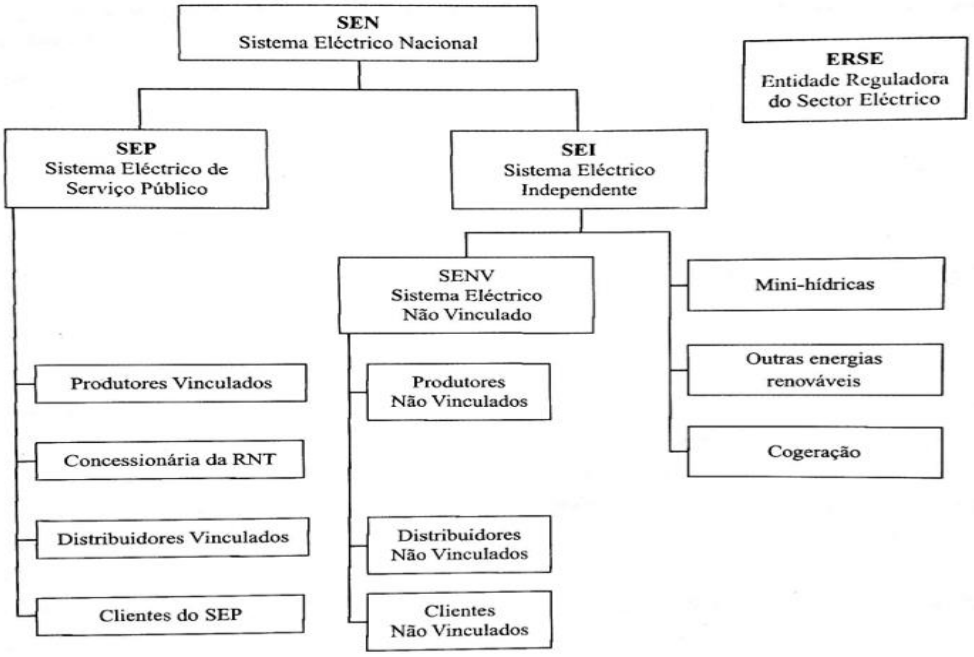


Figura 3 - Organização do Sistema Elétrico Nacional. [6]

A vinda do novo século marcou um ponto de viragem no panorama do sistema elétrico português. Entraram em funcionamento as centrais do Alqueva (191MW) e os reforços de potência de Bemposta (191MW) e Picote (246MW). Durante este período, entram também em funcionamento várias centrais de ciclo combinado a gás. Nesta década assistimos ainda a um desenvolvimento mássico da energia eólica em Portugal, isto levou a que o SEN deixasse de ser um binómio em energia hídrica e energia térmica.

No ano 2000 tínhamos em Portugal 3903MW provenientes de fontes Hídricas e 4855MW provenientes de fontes Termoelétricas.

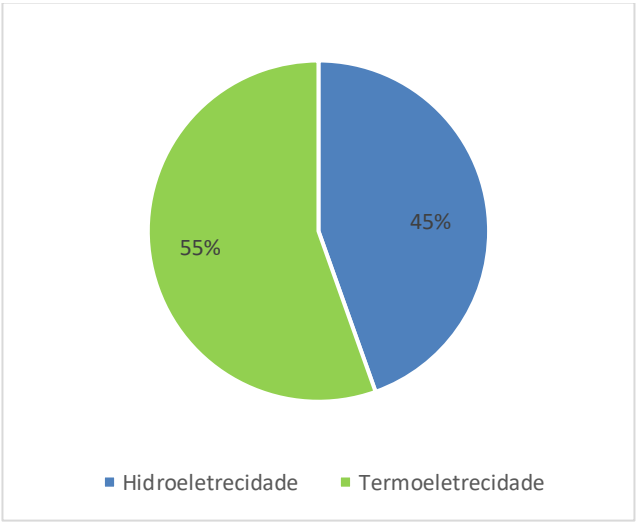


Figura 4 - Distribuição da Potência Total Instalada no SEP. [1]

2.2 Políticas Energéticas

Temos vindo a assistir, nos últimos anos, a uma crescente preocupação ambiental, justificada por alarmantes indicadores como o aquecimento global, o degelo e os gases de efeito estufa. O combate às alterações climáticas veio exigir um esforço conjunto de todas as nações, no sentido de implementarem políticas energéticas, que promovessem a preservação e sustentabilidade do planeta.

Nesse âmbito é assinada em 1992 a convenção-Quadro das Nações Unidas- para as alterações climáticas, que tinha como objetivo mitigar a emissão de gases de efeito estufa. Cinco anos mais tarde, em 1997, é discutido, no Japão o Protocolo de Quioto, tratado assinado pela maioria dos países, cujo objetivo era um compromisso global para a redução do efeito estufa.

Os principais pontos do protocolo eram: [7]

- Os países industrializados assinantes do Protocolo de Quioto, entre 2008 e 2012, seriam obrigados a reduzirem em 5% as suas emissões de gases com efeito de estufa, face ao ano base de 1990. Esta redução agregada era, no entanto, traduzida em reduções individuais para cada país, reduções essas que iam desde -8% até +10%, face a 1990;
- Os países envolvidos deveriam ainda elaborar políticas e medidas nacionais para mitigar as alterações climáticas. Uma eventual coordenação internacional dessas políticas e medidas ficaria ao seu critério posterior;
- Os mesmos teriam também de progredir na implementação das obrigações do Artigo 4.1. da Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas. Essas obrigações diziam respeito a programas nacionais sobre inventários de emissões e medidas nacionais sobre a redução dessas emissões, bem como a cooperação e troca de informação entre todos os países desenvolvidos e em desenvolvimento.

O Protocolo continha exigentes requisitos de publicação em formato de relatório da implementação das obrigações por cada um dos países. Esses relatórios seriam ainda objeto de duas formas de análise por grupos de especialistas. Essas análises incidiriam sobre os inventários anuais de emissões e sobre as comunicações periódicas, relativas à implementação de todos os aspetos do mesmo.

Finalmente, uma vez que o Protocolo apenas determinava um período de cumprimento, entre 2008 e 2012, os países envolvidos teriam de renegociar períodos de cumprimento adicionais, supostamente mais rigorosos do que a inicial.

O acordo só virá a entrar em vigor em 16 de fevereiro de 2005. Contudo, a União Europeia já tinha sido dos primeiros a assinar o protocolo, em 1998, assumindo uma redução de cerca de 8% da emissão de gases de efeito estufa, no período compreendido entre 2008-2012.

Portugal ratificou-o em 2002, comprometendo-se a diminuir até 2012, em 27%, o aumento dos gases relativos a 1990.

Com o propósito de cumprir os compromissos, o Governo cria a Comissão para as Alterações Climáticas (CAC), através da resolução de conselho de Ministros nº72/1998 de 29 de junho. A comissão apresenta em 2002, para discussão pública, o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC).

O programa pretende "*reduzir os níveis de emissão dos GEE e fazer cumprir os compromissos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto e do acordo de partilha das responsabilidades da EU*". [8]

Com o propósito de cumprir as metas internacionais estabelecidas, Portugal aprova em 2005, através da resolução Conselho de Ministros n. 196/2005, de 24 de Outubro, a Estratégia Nacional para a Energia (ENE), que tinha como objetivo "*garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética na cadeia da oferta e procura de energia*" [9]. Entre as medidas a adotar estariam a intensificação e diversificação do aproveitamento das fontes renováveis de energia para a produção de eletricidade, com especial enfoque na energia eólica e no potencial hídrico ainda por explorar.

Contudo, várias medidas contempladas no plano não estavam a ser implementadas, fruto disso o Governo procede a uma revisão do CAC, o que deu origem a um novo PNAC aprovado em Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de agosto.

Neste novo plano estava previsto ser atingida a meta de 5000MW, provenientes de energia hídrica, até 2010 [10].

Empenhado em mitigar as emissões de gases de efeitos estufa, o PNAC é novamente atualizado através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de janeiro sendo acrescentado um conjunto de novas medidas definidas como "Novas Metas 2007".

Um dos objetivos contemplados no novo programa era que o consumo bruto de eletricidade, provenientes de fontes de energias renováveis, passasse de 38% para 45% em 2010.

De modo a ser possível alcançar esse objetivo, foram lançadas várias medidas, relativamente à energia, procedente de aproveitamentos hídricos. É de salientar o aumento da capacidade de produção das barragens do Alqueva, Picote e Bemposta em 575MW de forma a ser alcançado o objetivo de 5776MW capacidade instalada.

Com o propósito de garantir, que os objetivos referidos anteriormente eram alcançados em dezembro de 2007, é lançado o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), que tinha como principal missão avaliar e localizar potências locais para a construção de novos aproveitamentos hídricos com vista a explorar o potencial Hídrico desaproveitado.

Foi analisada a viabilidade de 25 aproveitamentos hídricos, tendo em conta as componentes económicas ambientas e sociais associadas. Após essa análise, a lista dos 25 aproveitamentos hídricos foi encurtada para uma lista final de 10, que representava aqueles que, do ponto de vista de viabilidade, eram mais proveitosos.

Tabela 4 - Aproveitamentos hidroelétricos selecionados no PNBEPH [11]

Aproveitamentos	Bacia Hidrigráfica	Rio	Tipo	Capacidade da albufeira (hm^3)	Potência intalada	Promotor
Foz Tua	Douro	Tua	Reversível	310	234	EDP
Fridão	Douro	Tâmega	-	195	163	EDP
Padroselos	Douro	Beça/Tâmega	Reversível	147	113	Iberdrola
Gouvães	Douro	Torno/Tâmega	Reversível	13	112	Iberdrola
Daivões	Douro	Tâmega	Reversível	66	109	Iberdrola
Vidago	Douro	Tâmega	Reversível	96	90	Iberdrola
Pinhosão	Vouga	Vouga	Reversível	68	77	Sem proposta
Girabolhos	Mondego	Mondego	Reversível	143	72	Endesa
Almorol	Tejo	Tejo	-	30	78	Sem proposta
Alvito	Tejo	Ocreza	-	209	48	EDP



Figura 5 - Localização dos dez aproveitamentos selecionados. [12]

Em dezembro de 2008 é aprovado o Pacote Clima-Energia 20-20-20.

Este pacote tinha três objetivos, traçados pelos estados membros da União europeia, a atingir até 2020.

Os objetivos eram os seguintes: [13]

- Redução de 20% de emissões de gases com efeito de estufa, face aos volumes emitidos no ano 1990, podendo ainda chegar a 30%, caso haja consenso internacional;
- Redução de 20% no consumo energético, aumentando a eficiência energética;
- Aumento de 20% de energias renováveis, no consumo final global (em 2005 a quota de renováveis na UE era de 8,5%), 10% dos quais no setor dos transportes.

Através da Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, foi exigida uma partilha de esforços de todos os estados membros.

Portugal teve como objetivo aumentar a percentagem de energia, proveniente de fontes renováveis, no consumo final bruto da energia e limitar, no período compreendido entre 2013 a 2020, o aumento da emissão de gases de efeito estufa, nas atividades não abrangidas pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão em 1%, relativamente a 2005 [14].

Face a estas novas exigências, é aprovada, por Resolução do Conselho de Ministros n.º29/2010, de 15 de Abril, a nova Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020).

O ENE 2020 tinha como objetivos: [15]

- Defender uma diminuição da dependência energética externa do país (de 85%, nos últimos anos, para 74% em 2020);
- Uma forte aposta nas energias renováveis (alcançar 60% da eletricidade produzida com origem nessas fontes em 2020; em 2005 era de apenas 29,3%);
- Redução de 25% do saldo importador energético, face a 2008 (corresponde a uma redução de importações no valor de 2 000 M€/ano), e na promoção da eficiência energética.

O ENE defende que, através destas medidas, a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético nacional, está assegurada contribuindo, ainda, para a redução de emissões de GEE.

De modo a serem atingidos os objetivos, definidos no ENE 2020 e apresentados em cima, destacam-se na área das energias com origem eólica, medidas como a instalação de 8 600 MW de capacidade hídrica até 2020 e 8600 MW de capacidade eólica.

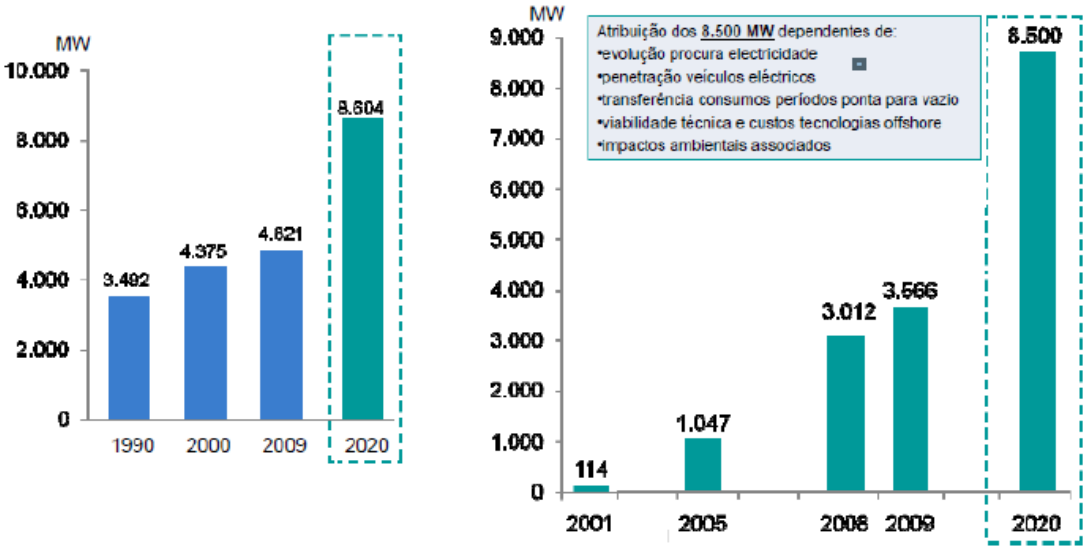


Figura 6 - Gráfico – Metas do ENE 2020: (esq) Potência Hídrica e (dir) Potência Eólica. [16]

De modo a cumprir as metas definidas no ENE2020, Portugal vai mais além do que já estava definido nas "Novas Metas 2007", acrescentando os novos reforços de potência de Salamonde, Venda Nova, Cabril e Paradela, perfazendo um total de 1344MW a instalar.

Ficou prevista ainda a construção de 7 dos 10 aproveitamentos hidroelétricos inicialmente previstos pelo PNBEPH. Almourol e Pinhosão não tiveram empresas interessadas na sua construção, dado que, do ponto de vista económico, não apresentavam rentabilidade e Padroselos foi chumbado pela Declaração de Impacte Ambiental. [17]

É ainda revista em alta a potência a instalar nos 7 aproveitamentos aprovados, de 1096MW para 1978 MW.

Em Dezembro de 2015, ocorre em Paris a 21ª Conferência das Partes em que é assinado o famoso Acordo de Paris cujos objetivos principais eram os seguintes:

- A descarbonização das economias mundiais;
- Limitar o aumento da temperatura média global a níveis bem abaixo dos 2ºC, acima dos níveis pré-industriais;
- Prosseguir esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5ºC, reconhecendo que isso reduzirá significativamente os riscos e impactos das alterações climáticas.

Ficou ainda definido que, para que entrasse em vigor, seria necessário retificar o acordo dos 55 países responsáveis, no mínimo por 55% do total das emissões de gases de efeito estufa a nível mundial. Isto só viria a ocorrer após duras negociações, a 5 de outubro de 2016, data em que o acordo entrou efetivamente em vigor.

Na figura apresentada em baixo, [18] podemos confirmar que os Estados Membros têm-se mantido empenhados em cumprir os Acordos de Paris. No gráfico, referente a evolução da emissão de GEE na EU, podemos observar que a mesma se encontra comprometida em diminuir, em pelo menos 40%, os GEE no período compreendido entre 2020 e 2030.

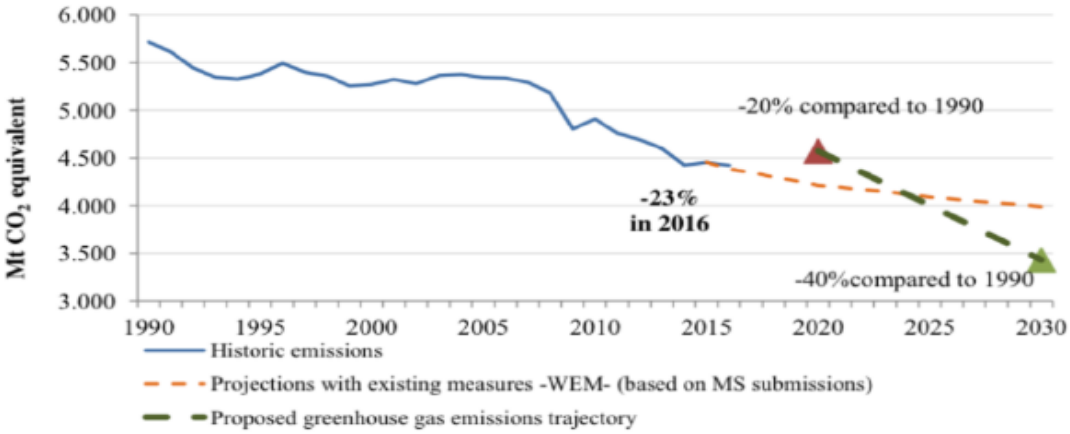


Figura 7 - Progressos no sentido do cumprimento das metas de 2020 e 2030. [18]

Capítulo 3

Mercado Elétrico-Mibel

3.1 Evoluição Histórica

No sentido de promover a integração dos sistemas elétricos, de ambos os países, e desenvolver um mercado de energia comum, os governos de Portugal e Espanha avançam para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL. [19]

O MIBEL viria a ser o segundo mercado regional de energia elétrica depois do Nordpool, que era composto pelos sistemas elétricos da Suécia e da Noruega. Anos mais tarde, viriam a juntar-se a Dinamarca e a Finlândia.

Quando se fala de mercados comuns de energia, o MIBEL e o Nordpool foram pioneiros e, com o passar dos anos, foram criados mais e com áreas geográficas maiores, como por exemplo, o European Power Exchange, EPX constituído Alemanha, Áustria, França e Suíça.

Em termos cronológicos são de destacar as seguintes datas:

- Novembro, 2001 - celebração do Protocolo de colaboração, entre Portugal e Espanha, para a criação do MIBEL;
- Outubro, 2004 - Assinatura do acordo, em Santiago de Compostela, entre Portugal e Espanha;
- Novembro, 2006 – XXII Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz onde se definiu um Plano de Compatibilização Regulatória;
- Janeiro, 2008 - Assinatura do acordo decidido em novembro de 2006;
- Maio, 2014 - Acoplamento do MIBEL aos restantes mercados europeus.

Os principais objetivos do MIBEL eram: [19]

- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade para toda a Península Ibérica, com a existência de uma metodologia única e integrada de definição dos preços de referência;
- Beneficiar os consumidores de eletricidades de Portugal e Espanha devido à integração dos respetivos sistemas elétricos;

- Estruturar o funcionamento do mercado baseado nos princípios da transparência, na livre concorrência, na objetividade, na liquidez, no autofinanciamento e na auto-organização.

3.2 Mercado Ibérico de Eletricidade

O MIBEL tem como base um modelo misto, onde se incluem o Mercado Intradiário, o Mercado Diário e os contratos bilaterais.

O operador de Mercado Ibérico (OMI) é composto por duas sociedades, a OMEL (*Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español*, S.A.,) e a OMIP (Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A), ambas detêm 50% das entidades responsáveis pela gestão do Mercado (OMIP e OMEL) e cada uma partilha 10% de capital, uma da outra.

A sociedade gestora espanhola OMI-Polo Espanhol S.A (OMIE) tem a seu cargo a gestão do mercado Diário e Intradiário, enquanto que a sociedade gestora portuguesa, em conjunto com a OMIClear, fica responsável pela gestão dos mercados de contratação a prazo.

Os polos português e espanhol estão incluídos no mercado organizado.

É ainda possível a negociação de contratos através do mercado de contratos bilaterais, onde os agentes ainda podem negociar contratos de compra e venda para diversos espaços temporais. [19]

A OMIClear é uma câmara de compensação responsável pela gestão de liquidações e garantias.

Na Figura 8 e na Figura 9 podemos ver as participações correspondentes a cada sociedade e a organização do Operador de Mercado respetivamente.

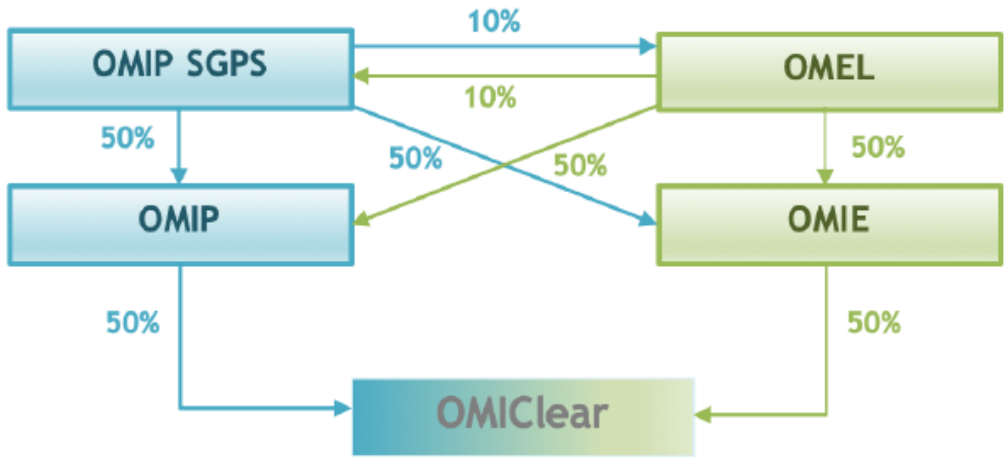


Figura 8 - Organização do Operador de Mercado. [20]

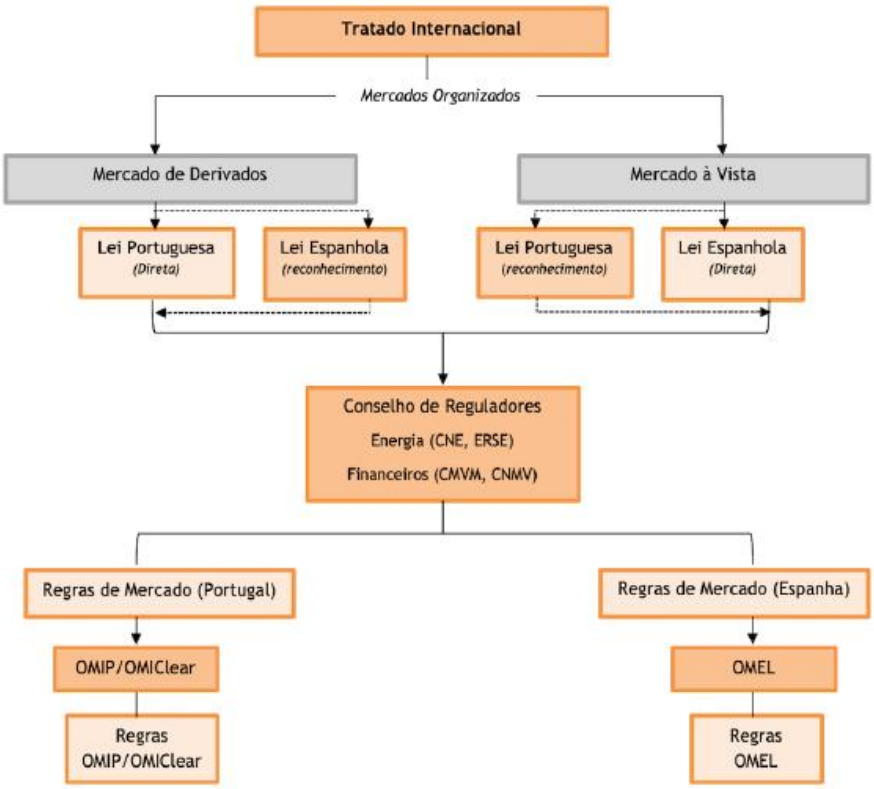


Figura 9 - Esquema Organizativo do Operador de Mercado. [20]

OMIP – Operador do Mercado Ibérico

A criação do OMIP, polo português do operador de mercado Ibérico, data de 16 de junho de 2003. Este tem como função, junto com o OMIClear, assegurar a gestão do mercado a prazo.

O OMIP é responsável pelo funcionamento da câmara de compensação e contraparte central das operações realizadas no mercado e ainda pelo sistema de garantias e liquidações.

Os principais objetivos do OMIP são: [22]

- Contribuir para o desenvolvimento do MIBEL;
- Promover a formação de preços de referência na Península Ibérica de forma transparente e eficiente;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco;
- Ultrapassar algumas das limitações do Mercado OTC.

OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energía

O *Operador del Mercado Ibérico de Energía,* OMIE, entrou em funcionamento em janeiro de 1998, tendo começado a operar no mercado Ibérico em junho de 2007. Sediado em

Madrid, tem como funções a gestão do mercado de contratação de energia onde estão inseridos o Mercado Diário e Intradiário de eletricidade da península Ibérica. [22]

Mercado Diário

A grande percentagem das transações de energia elétrica ocorre no mercado diário. É neste mercado que ocorre o cruzamento das curvas de oferta e de procura comunicadas pelos agentes intervenientes.

O preço de mercado, em inglês Market Clearing Price, é obtido na interseção da curva de oferta com a curva de procura. A energia elétrica correspondente a esse preço é a quantidade negociada (Market Clearing Quantity). [22]

As entidades produtoras que fizerem ofertas acima do preço de mercado ficam fora do despacho, assim todas as entidades são remuneradas pelas ofertas de energia que fazem, ao preço de mercado estabelecido, e todas as entidades compradoras pagam esse mesmo preço de mercado.

Com o objetivo de aumentar a probabilidade de as centrais entrarem no despacho, os produtores são incentivados a oferecer o preço marginal das centrais, o que faz com que o preço de mercado seja o preço da central aceite em último lugar.

De realçar que, o preço pode ser influenciado por diferentes fatores, entre eles: [25]

- Estrutura de produção em termos de tecnologias empregues (*mix* tecnológico);
- Preços e condições de aquisição de energia primária;
- Regime hidrológico;
- Mercado de licenças de emissão de CO2.

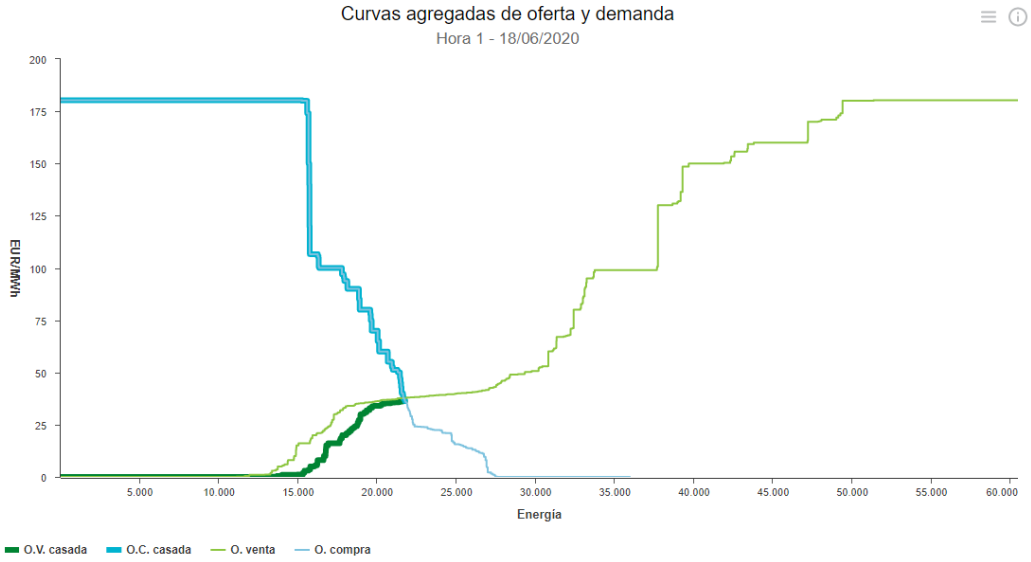


Figura 10 - Curva da oferta e da procura no MIBEL para 25 de junho de 2020.

Mercado Intradiário

O mercado intradiário é utilizado como um mercado de ajustes, onde é feito um ajustamento da quantidade de energia transacionada de maneira mais precisa, com o objetivo de atingir o equilíbrio entre a oferta e a procura.

Neste mercado, os compradores podem vender e os produtores dar ordens de compra de modo a corrigir posições anteriores.

O mercado intradiário está dividido em seis sessões diárias e estas, por sua vez, estão divididas da seguinte maneira:

- A 1ª sessão do Mercado Intradiário forma preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- A 2ª sessão do Mercado Intradiário forma preço para as 24 horas do dia posterior ao da negociação;
- A 3ª sessão do Mercado Intradiário forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia da negociação;
- A 4ª sessão do Mercado Intradiário forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia da negociação;
- A 5ª sessão do Mercado Intradiário forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia da negociação;
- A 6ª e última sessão do Mercado Intradiário forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia da negociação. [24]

Na Figura 11 é possível observar a organização horária do mercado.

	SESSÃO (*)1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 11 - Organização horária do Mercado. [24]

O preço para cada hora é discutido em cada sessão. De realçar que, tanto no mercado diário como no mercado intradiário, não existe identificação dos agentes intervenientes, sendo a negociação anónima.

3.3 Market Splitting

O facto de o mercado ser constituído por mais que um país pode levar a situações em que, fruto das dinâmicas de oferta e de procura do mercado comum, as ligações que asseguram o fluxo transfronteiriço de energia fiquem sobrelotadas.

Para minimizar esse tipo de impacto foi definido o Market Splitting- separação de mercados.

Quando ocorre a sobrelotação, acima referida, o mercado é dividido em duas áreas- Portugal e Espanha- e é determinado um preço específico para cada um deles. Isto permite resolver a situação de congestionamento nas interligações. De destacar que o mesmo método é utilizado no Noordpool.

A necessidade da utilização do Market slitting pode dever-se a inúmeros fatores como:

- Insuficiência das capacidades de interligação;
- Comportamento dos agentes intervenientes;
- Estrutura organizacional em cada uma das áreas.

Pode ocorrer que, nesta situação, os preços dos mercados separados não sejam iguais e, nesse caso, diz-se que há um *spread* entre os dois mercados.

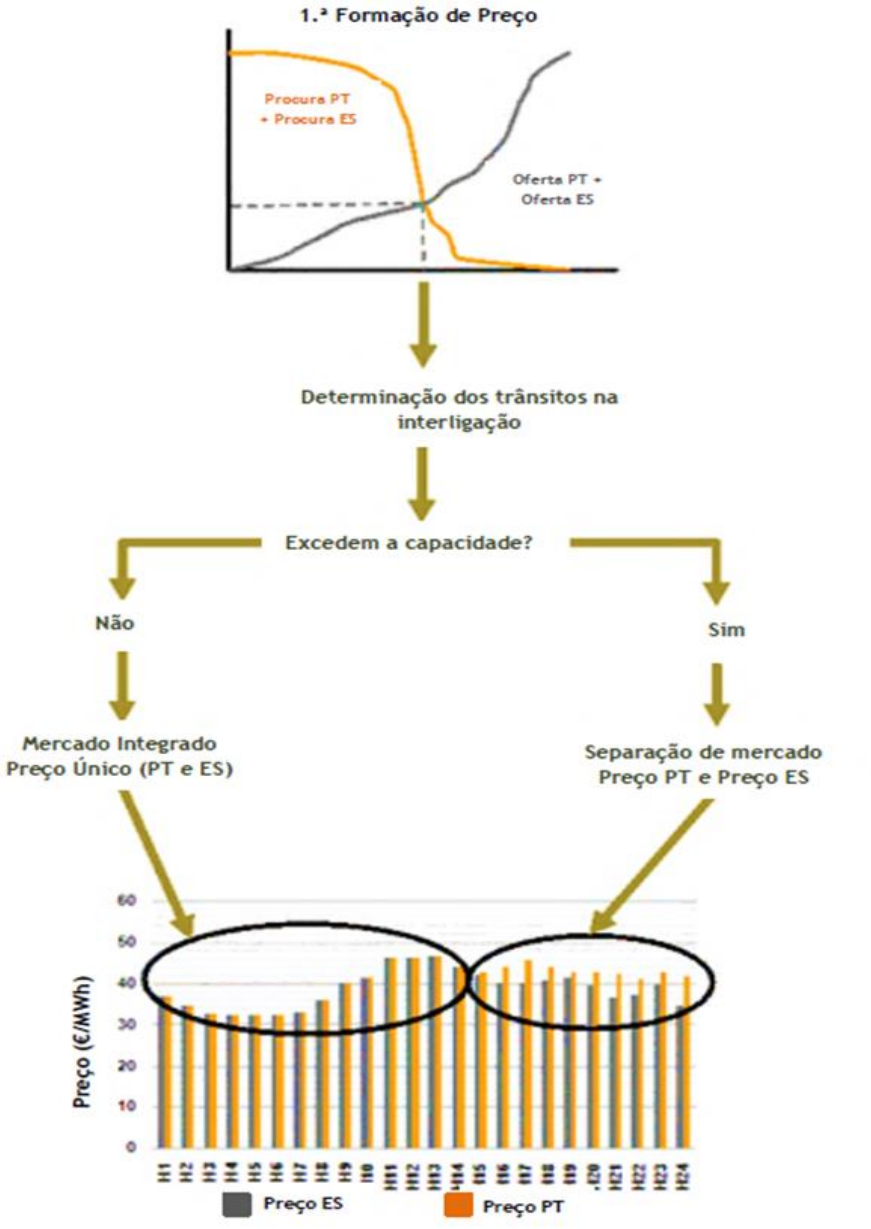


Figura 12 – Funcionamento do Market Splitting. [21]

Capítulo 4

Método Geral de Análise de Hídricas

Quando estão envolvidos investimentos, como os inerentes à construção de um aproveitamento hídrico, torna-se indispensável uma avaliação económica que permita avaliar a viabilidade do mesmo. Todo o investimento, associado à construção e posterior manutenção, deve ser recuperado através da venda da energia produzida nos mercados de eletricidade, nos quais o empreendimento está inserido, assim como a respetiva prestação de serviços de sistema.

Neste capítulo, iremos abordar todas as etapas essenciais para uma correta avaliação económica, quantitativa e de risco. No capítulo seguinte, serão aplicadas, para melhor compreensão da cada uma, as etapas e a respetiva aplicabilidade.

4.1 Planeamento do Projeto

O planeamento do projeto encontra-se dividido em duas fases- a fase de construção e a fase de exploração.

- Fase de Construção: Os investimentos, associados a esta fase, englobam principalmente estudos e projetos, a compra de terrenos, obras de construção civil, compra e respetiva instalação de equipamentos, gestão e fiscalização da obra e possíveis imprevistos.

  É importante considerar os imprevistos, dado que estes não têm uma calendarização definida, estando dependentes de percentagens anuais para acontecimentos inesperados, relacionados com obras terrenos e equipamentos.
- Fase de Exploração: A fase de exploração corresponde ao tempo de vida útil do empreendimento, que pode variar conforme as condições estipuladas.

Durante este período, foram considerados pagamentos e recebimentos, ao contrário da fase de construção, em que só são contabilizados os pagamentos.
Os pagamentos englobam custos de operação, de manutenção assim como pessoal.
Por recebimentos, consideram-se as estimativas das receitas liquidadas, derivadas da venda da energia no mercado elétrico, assim como a remuneração pelo fornecimento de serviços de sistema.

Investimentos e Pagamentos

Tanto na fase de construção, como na fase de exploração, existem investimentos e pagamentos. Estes englobam os custos associados à execução do aproveitamento hídrico, custos de pessoal e Operação e Manutenção.

- Execução de Obra: Os custos associados ao empreendimento hídrico englobam os custos da empreitada, dos equipamentos instalados e a compra dos terrenos. São também considerados os custos, que dizem respeito a gestão e fiscalização de obra, custo relativos a estudos (por exemplo o estudo de impacto ambiental) e a possíveis imprevistos.
- Custos de Exploração: Os custos de exploração são, tal como o nome indica, os custos associados à fase de exploração, nesses estão englobados o custo de manutenção das centrais, assim como os custos com pessoal e operação. Estes custos são normalmente incluídos na análise económica.

Recebimentos

Os recebimentos consistem nas receitas obtidas nos mercados de eletricidade com a venda da energia produzida, remuneração associada aos serviços de sistema e o incentivo à garantia de potência.

Estimativas de Remuneração

Na síntese da análise de um aproveitamento hídrico, para obter a remuneração anual do aproveitamento hídrico, optou-se por utilizar o *software* desenvolvido pelo engenheiro José Carlos Sousa aquando da sua dissertação "Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Eletricidade" por se considerar ser uma importante ferramenta no apoio à decisão da avaliação de novos aproveitamentos hídricos:

i) Descrição do Programa utilizado

O programa desenvolvido pelo Engenheiro José Carlos, permite calcular o volume que os aproveitamentos hídricos turbinam e o respetivo rendimento que esperam obter no mercado, fazendo uma gestão otimizada das suas albufeiras. Isto é, o volume turbinado é maior, nas horas em que os preços são mais elevados, e em que a bombagem seja realizada na hora em que os preços são mais baixos, levando em conta, as restrições de cada aproveitamento hídrico, assim como da totalidade dos aproveitamentos hídricos inseridos na cascata.

O programa faz algumas simplificações que é importante realçar: [27]

- As empresas possuidoras destas centrais são consideradas "*price takers*", ou seja, admite-se que as suas propostas não influenciam os preços de fecho do mercado;
- Os custos de arranque das centrais hídricas são nulos;
- Os rendimentos mantêm-se constantes com o caudal turbinado;
- Os regolfos, que correspondem à subida do nível da água a jusante, por ação do turbinamento, são ignorados, e é considerado o nível a jusante da central constante;
- A perda de carga do circuito hidráulico é constante, e de valor máximo;
- Considera-se que o tempo de passagem da central elétrica, do modo de turbina ao modo de bomba é muito pequeno sendo usualmente desprezável.

ii) Dados de Entrada

O *software* mencionado utiliza como dados de entrada:

- Características das centrais hídricas da cascata do Douro Nacional Adaptado (DNA);
- Afluências às albufeiras da cascata (ligeiramente alteradas);
- Preços de mercado.

Na cascata do Douro nacional adaptado estão incluídos todos os aproveitamentos hídricos existentes no troço nacional do Rio Douro.
Deve-se destacar o facto de não terem sido considerados os aproveitamentos existentes no troço internacional do rio Douro, nem os aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada inferior a 30MW.

Na Figura 13 é apresentada a estrutura em cascata do DNA.

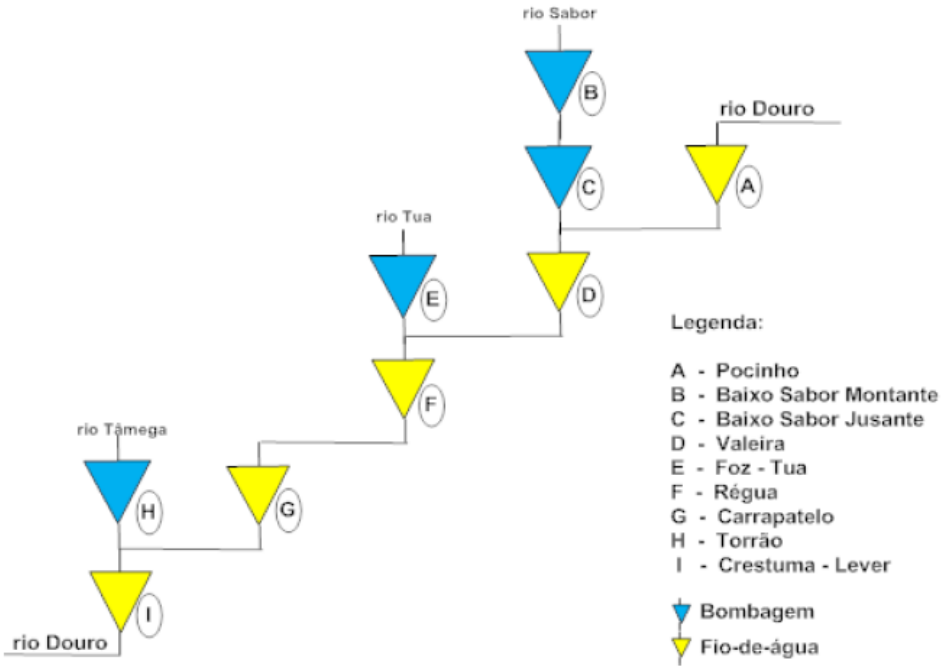


Figura 13 - Estrutura da Cascata do Douro Nacional Adaptado.[27]

Como dados de entrada são utilizados, o cenário de preços de mercado horários, as caraterísticas das centrais hídricas inseridas na cascata do Douro e as afluências às albufeiras alteradas por motivos de confidencialidade. A otimização realizada executa a simulação para 40 regimes hidrológicos (1966-2005), para a simulação de cada regime hidrológico, foi usado o modelo VALORAGUA, calculando a variação dos preços de mercado, considerando a hidraulicidade.

Recorrendo as 40 simulações determina-se o valor médio das receitas, a simulação devolve para cada hora as energias produtíveis e consumíveis (em bombagem), volumes turbinados, bombados e descarregados, assim como a valorização para cada aproveitamento da cascata do DNA tendo em conta o preço médio anual de mercado. Deste modo torna-se possível determinar quais os ganhos da central hidroelétrica incluída na Cascata do Douro Nacional Adaptado.[27]

Garantia de Potência

A garantia de potência consiste num serviço prestado em Portugal pelos electroprodutores em PRO (Produção em regime Ordinário). O principal objetivo deste mecanismo é assegurar a disponibilidade de produção, assim como incentivar a instalação de nova capacidade produtiva.

A Garantia de Potência é composta por dois incentivos- o incentivo à disponibilidade e o incentivo ao investimento. O incentivo ao investimento, tal como o nome indica, consiste no apoio à criação de novos aproveitamentos hídricos.

O incentivo à disponibilidade tem como função apoiar os electroprodutores em PRO e, com isso, promover o seu estado de prontidão, de modo a garantir níveis de segurança de abastecimento. Este consiste em reservar determinada capacidade de produção para dispor do gestor de serviço.

Criada a 20 de agosto de 2012, a portaria 251/2012, esta define que os incentivos "devem contribuir, de forma decisiva e racional, para manutenção da disponibilidade de produção de energia elétrica e para a realização de futuros investimentos em nova capacidade de produção, em termos que assegurem a existência de níveis de segurança de abastecimento que não são garantidos pelos mecanismos normais de funcionamento do mercado".

Os incentivos podem ser calculados, para cada grupo gerador, da seguinte maneira:

$$II = IIref * Pil * icp * ivd$$

Onde,

- **II**: montante anual do incentivo ao investimento;
- **II ref**: valor anual de referência do incentivo ao investimento;
- **Pil:** valor da potência instalada líquida do grupo gerador constante da licença de exploração;
- **icp**: índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração do grupo gerador em causa;
- **ivd**: índice de valorização da disponibilidade do grupo gerador.

Serviços de Sistema

Os serviços de Sistema são o controlo de tensão e potência, o controlo de frequência e as reservas de potência ativa.

No mercado Ibérico de Eletricidade é da responsabilidade de cada operador nacional, no caso de Portugal a REN, no caso espanhol a REE, contratar e ativar este tipo de serviço, tendo a seu cargo a responsabilidade de contratar e mobilizar os mesmos, quando forem requeridos.

Em Espanha, este tipo de serviço já existe desde 1998, contudo o mesmo só foi aplicado em Portugal com a entrada em serviço do Mibel.[28]

4.2 Análise Quantitativa

Para uma correta Análise Financeira do projeto é necessário calcular o Cash Flow para cada ano do projeto depois, tendo como ponto de base o free Cash Flow, iremos inferir os indicadores económicos que irão permitir avaliar a viabilidade económica do projeto.

A análise financeira tem início no primeiro ano de construção do aproveitamento hídrico e é concluída no último ano de exploração do aproveitamento.

Para facilitar a interpretação, optou-se por considerar os anos referentes à fase de construção como negativos tendo a construção sido iniciada no ano -5 dado que durante esse período o projeto não irá gerar mais valias, e os anos referentes à exploração como positivos, tendo a mesma sido iniciada no ano 0, momento a partir do qual o investimento começa a gerar retornos financeiros.

O *cash-flow* engloba as despesas de investimento realizado, ao longo dos anos de construção, assim como despesas de manutenção durante os anos de exploração e receitas.

É de salientar que, despesas de investimentos, são as despesas que ocorrem durante os anos de investimento, período compreendido entre o ano -5 e o ano -1. Durante esse período não são obtidas nenhumas receitas provenientes do aproveitamento, tendo em conta que o mesmo ainda não entrou em exploração.

Após serem calculados os custos envolvidos e as receitas de exploração, calcula-se o EBITDA, subtraindo os custos as receitas.

Segue-se o cálculo do resultado operacional (EBIT) que é obtido subtraindo as amortizações do EBTIDA.

O custo das amortizações é calculado subtraindo as despesas com aquisições de terrenos às despesas de investimentos, tendo em conta que os terrenos não perdem valor ao longo do tempo) e dividindo este valor pelo tempo de exploração da central.

Ao EBIT é aplicado a taxa de impostos em vigor em Portugal, sendo o valor do Cash Flow Total, o valor do EBITDA subtraído dos Impostos e valor de investimento.

Para avaliarmos o interesse económico, do ponto de vista quantitativo, torna-se essencial o cálculo do cash flow para cada ano do período do projeto. Esse cálculo é necessário para a determinação dos parâmetros de viabilidade económica do projeto.

Neste capítulo iremo-nos debruçar sobre duas metodologias de cálculo que permitem refletir sobre a viabilidade do projeto. São elas o Valor Atualizado Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).

Na figura 14 seguem as rúbricas a considerar na análise do investimento.

ANOS
Investimentos
Terrenos
Obras
Equipamentos
Projetos
Gestão e Fiscalização
Imprevistos
Recebimentos
Mercado Eletricidade
Ganho centrais Jusante
Serviço Sistema
O&M + Pessoal
EBITDA
AMORTIZAÇÕES
EBIT
IMPOSTOS (IRC)
Free Cash Flow

Figura 14 – Rubricas necessárias ao calculo do Free Cash Flow.

Valor Atualizado Líquido (VAL)

O Valor Atualizado Líquido (VAL) corresponde ao valor atual de todos os Cash-Flows para um determinado período. O retorno (cash-flow) apenas é obtido no futuro, o que torna essencial atualizar o valor desses retornos para se poder comparar com o investimento realizado.

$$VAL = \sum_{i=1}^{n} \frac{CFi}{(1+Ta)^i} \quad (1)\ [16]$$

Onde,

- n - Período (ano);
- CFi - Cash-Flow do ano i (€);
- Ta - Taxa de Atualização (%).

O período corresponde ao intervalo de tempo para o qual se quer calcular o VAL. Para a análise quantitativa de um aproveitamento elétrico é considerado o período de exploração assim como o período de construção.

Na expressão para o cálculo do VAL, a taxa de atualização (Ta) corresponde à taxa de retorno que a empresa exige para que este projeto seja considerado viável pela mesma.

Esta variável tem como nome *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) e corresponde à média do custo de capital próprio da empresa e do custo de financiamento (dívida da empresa).

São estes custos que os credores e investidores têm em conta na hora de viabilizar financeiramente a viabilidade do projeto.

Em suma, o valor da WACC determina o custo conjunto do capital levantado por uma companhia.

Esse capital pode advir de fontes internas (como os próprios acionistas) ou de fontes externas (como os bancos). Este valor pode variar consoante a credibilidade, dimensão, cultura, visão, estratégia e maturidade que a empresa tem perante os acionistas e credores. Uma empresa mais solida tem acesso a capital mais "barato".

Para o cálculo do WACC é utilizada a seguinte expressão:

$$\boldsymbol{WACC = \frac{S}{V} * Ks + \frac{D}{V} * Kd * (1 - T)} \quad \textbf{(2) [16]}$$

Onde,

- S/V – Peso dos capitais próprios no total de fontes de financiamento da empresa;
- Ks – Taxa de retorno dos acionistas;
- D/V – Peso dos capitais alheios no total de fontes de financiamento da empresa;
- Kd – Taxa de detentores da divida;
- T – Taxa marginal de imposto da empresa.

De notar que, neste tipo de análises, nem sempre se conhece o WACC do projeto, uma vez que informações desta importância não são de domínio público.

A prática comum é considerar não um, mas vários WACC, tendo por base informações de domínio público como apresentações aos acionistas.

O facto de considerarmos vários valores para o WACC permite-nos também avaliar a importância e a viabilidade financeira de um projeto.

Taxa Interna de Rentabilidade

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é um indicador usado para medir a rentabilidade de projetos de investimento. Quanto mais elevada é a TIR, maior a rentabilidade do projeto.

Igualando o VAL a zero e resolvendo a equação apresentado em baixo, é calculado o TIR.

$$\sum_{k=1}^{n} \frac{CFk}{(1+i)^k} = 0 \quad (3)\ [16]$$

O projeto é considerado de uma maneira muito geral viável quando o valor do TIR é superior ao WACC considerado, o que significa que, o projeto além de cobrir todo o investimento realizado, ainda gera mais valias.

4.3 Análise de Risco

Um investimento da dimensão de um aproveitamento hídrico apresenta alguns riscos associados, tanto na fase de construção como na fase de exploração. Este facto torna essencial a realização de uma análise de risco de modo a evitar, ou pelo menos acautelar, possíveis riscos resultantes da incerteza associada a este tipo de projeto.

Podemos dividir uma análise de risco em duas subcategorias- análise de risco quantitativa-que consiste em atribuir um valor numérico aos diferentes riscos, levantados ao longo do projeto, e - análise de risco qualitativa -que consiste na atribuição de dados empíricos que quantificam o projeto.

Um dos métodos mais válidos para a concretização de uma análise de risco é, sem dúvida, a Simulação de Monte Carlos (SMC). Utilizando este método, é possível calcular a possibilidade de ocorrência de diversos cenários, sendo um importante auxílio na tomada de decisões em cenários de incerteza.

A SMC utiliza uma distribuição de probabilidades para descrever a incerteza associada às variáveis em análise no projeto.

Apesar de se dispor de diversos tipos de distribuições numéricas para este tipo de projeto, as mais usadas são:

- Distribuição Normal;
- Uniforme;
- Lognormal;
- Triangular.

A SMC dispõe de uma capacidade computacional grande, o que permite realizar milhares de repetições, sendo o resultado final uma distribuição de probabilidades de saída que irá permitir uma melhor compreensão das hipóteses existentes e das probabilidades associadas.

As entradas da SMC quando aplicamos este estudo a uma análise de risco de um aproveitamento hídrico são:

- Receitas líquidas obtidas nos Mercados de Eletricidade;
- Valores associados aos Serviços de Sistema;
- Investimentos realizados

O processo encontra-se detalhado na figura 15.

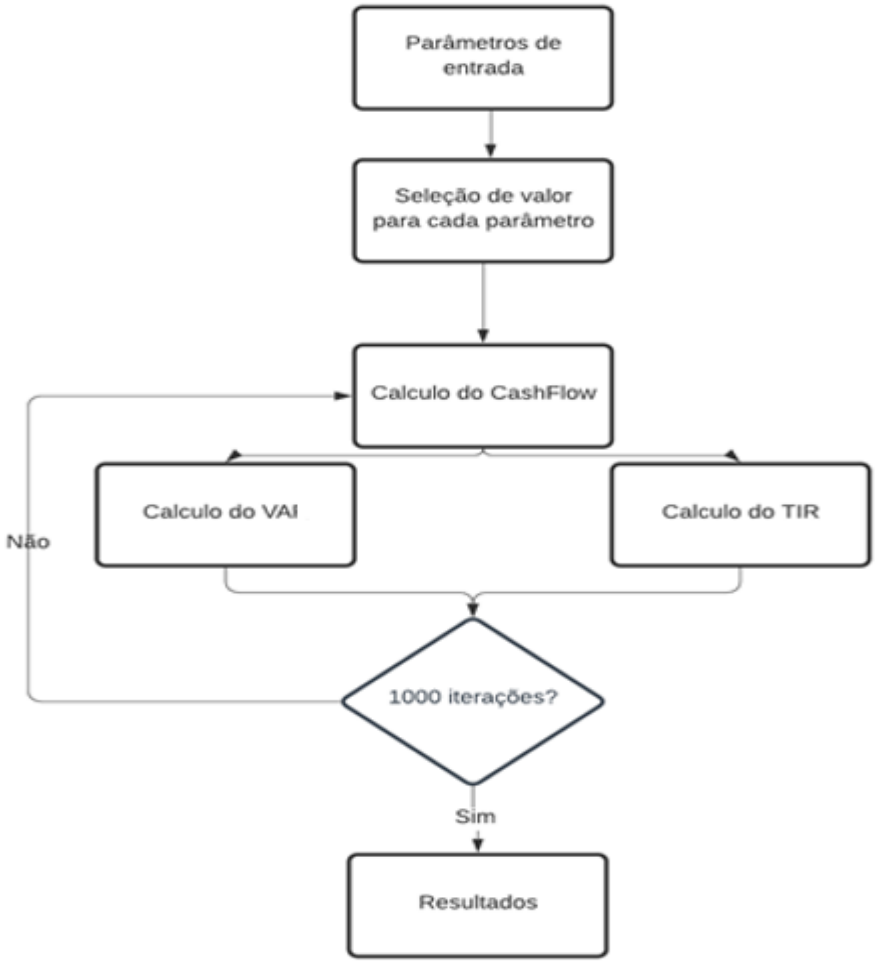


Figura 15 – Simulação de Monte Carlo

4.4 Análise Qualitativa

Para uma correta avaliação da viabilidade económica de um aproveitamento hídrico devem ser considerados, além dos aspetos quantitativos, os aspetos qualitativos do projeto, principalmente o impacto socioeconómico na região e o impacto ambiental.

Fase de Construção

Apesar dos impactos da fase de construção serem temporários, estes não podem ser desprezados dado a sua magnitude. Durante a fase de construção é possível observar uma forte influência no meio, estas interferências são causadas pela área de estaleiro assim como pelas áreas onde são depositados os sedimentos.

Algumas das perturbações relacionadas com a fase de construção são: [28]

- Introdução de elementos estranhos ao ambiente tradicional, tal como maquinaria pesada e materiais de construção;
- Modificação da morfologia do terreno, devido à realização de escavações para a construção de acessos e fundações da central;
- Construção de vias de acesso às barragens;
- Destruição do coberto vegetal;
- Inibição do uso de áreas agrícolas;
- Diminuição da degradação das condições de habitabilidade nos locais em construção (resultante de ruído, concentração de poeiras e tráfego);
- Áreas de depósito de materiais;
- Implantação de estaleiros;
- Introdução de elementos construídos de grandes dimensões e de difícil integração visual, como sejam a estrutura das próprias barragens;
- Eventual perturbação social, devido à chegada de trabalhadores com outros hábitos e comportamentos.

Além dos impactos referidos anteriormente, a construção de um aproveitamento hídrico, tem um impacto considerável na atividade económica da zona onde o empreendimento é construído, devido ao facto de grande parte dos aproveitamentos hídricos, serem construídos

em zonas rurais onde muitas vezes o tecido sócio económico não é tão desenvolvido, o que torna ainda mais importante a análise destes impactos. [28]

Investimento e Incorporação Nacional

Um dos principais impactes do projeto na economia local, regional e nacional é o valor do investimento.

A incorporação de materiais e de equipamentos nacionais, se forem concorrenciais aos diversos níveis, será um impacte positivo, de significância média, provável, temporário e irreversível, com significado a nível regional, no comércio de materiais de construção e, a nível nacional, na produção e comércio de equipamentos, dinamizando assim alguns ramos de atividade económica.

Emprego

A construção de um aproveitamento hídrico, assim como os trabalhos complementares associados aos restabelecimentos de serviços e infraestruturas afetadas, terá um efeito positivo localmente, se a mão-de-obra for contratada na região entre a população das localidades existentes na proximidade da área das barragens e albufeiras. Considera-se este impacte positivo, de magnitude elevada, certo, imediato, temporário e reversível, podendo ser significativo no âmbito local, regional e nacional. Admite-se que a componente de construção civil, possa ter um âmbito local e regional.

Durante a fase de construção, a previsível contratação de subempreitadas no concelho, ou em concelhos vizinhos, determinará um impacte positivo, de magnitude moderada, provável, imediato, temporário (terá a duração das obras) e reversível, com significado na estrutura empresarial do Sector da Construção, contribuindo para a sua dinamização.

Refere-se ainda que, a obra e o afluxo de mão-de-obra, mais ou menos especializada, incluindo todo o pessoal técnico de acompanhamento e fiscalização, contribuirão para dinamizar indiretamente a atividade de comércio e serviços a nível local, promovendo o emprego e o aumento do rendimento médio das famílias, constituindo um impacte positivo, indireto de magnitude e significado previsivelmente moderado.

Propriedade

Uma das principais afetações da população corresponde à ocupação da propriedade pelas infra- estruturas das barragens e pelas albufeiras. Contudo, as expropriações a realizar terão a função de compensar a perda de posse da propriedade. [28]

Mobilidade/Acessibilidade

O efeito de barreira, que as albufeiras irão introduzir, constitui uma afetação significativa, uma vez que reduz a mobilidade da população.

Em alguns casos, a existência de alternativas viárias razoáveis na proximidade dos locais a afetar, poderá determinar a não realização de alguns restabelecimentos de algumas estradas. Este facto torna o desaparecimento destes caminhos num impacte importante, mas progressivo, à medida que os trabalhos de desmatação e enchimento da albufeira vão avançando.

Não obstante, muitas destas ligações irão ser restabelecidas pelo que será garantida a mobilidade principal das populações afetadas. [28]

Infraestruturas e Equipamentos

A nível de infraestruturas e equipamentos verifica-se a afetação de algumas infraestruturas municipais e particulares como captações de água, condutas de Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR), praias fluviais, áreas de recreio e lazer e linhas elétricas. A afetação destas estruturas será mais evidente durante a fase de enchimento da albufeira.

Desta forma fica garantida a manutenção e rejuvenescimento destas infraestruturas e sua adequação a um possível aumento do turismo potenciado pela criação do lago artificial das barragens [30].

Fase de Exploração

A fase de exploração diz respeito a um período de tempo muito mais longo que a fase de construção, o que leva a um aumento substancial da complexidade dos impactos associados a uma obra desta envergadura. Torna-se por isso impreterível analisar as medias a aplicar no sentido de mitigar esses impactos. É importante frisar que nesta fase, as principais medidas aplicadas são no sentido de mitigar possíveis impactos nos ecossistemas, apesar de nesta fase também se aplicarem medidas de cariz socioeconómicos as mais relevantes foram tomadas durante a fase de construção.

As medidas a aplicar durante a fase da exploração:

Gestão dos Recursos Hídricos para Jusante

Os maiores impactos adjacentes a um aproveitamento hídrico são sentidos a jusante do mesmo. A gestão dos recursos hídricos com o intuito de mitigar os impactos causados focasse acima de tudo nos impactos causados leito do rio. Alguns dos impactos a jusante de um aproveitamento hídrico são: [28]

- Alteração do regime hídrico a jusante e regularização dos caudais;

- Modo de exploração do aproveitamento - a passagem de água para jusante vai deixar de estar regulada naturalmente, para o ser em função das necessidades de produção de energia e armazenamento, com repercussões ao nível da gestão de caudais sobretudo no Verão;
- Usos a satisfazer a jusante – as implicações a jusante determinam a adoção de medidas nomeadamente pela definição de caudais ecológicos e caudais reservados, que terão que ser sempre descarregados para jusante com o objetivo de garantir os uso

Controlo de Erosão

A alteração do nível das albufeiras torna muitas vezes as zonas envolventes estéreis. Com o objetivo de evitar estas situações, as margens devem ser reflorestadas, dessa maneira é evitada a erosão das mesmas. Isso leva não só a uma melhoria em termos paisagísticos, mas também a um incremento da área habitável para a fauna selvagem. As medidas a aplicar durante a fase da exploração são: [28]

- Controlo na vegetação arbórea e arbustiva;
- No regolfo das albufeiras, o corte da vegetação deverá ser controlado, por forma a garantir, desde logo, a sua permanência, dever-se-á prever a revegetação com espécies adequadas;
- A revegetação deverá privilegiar espécies autóctones que revelem capacidade adaptativa a flutuações do nível da água nas albufeiras;
- Manutenção regular do processo de recuperação das margens (plantações, ou outras operações adequadas);

Medidas Mitigadoras na Flora e Fauna

No sentido de mitigar os impactos na fauna e na flora são propostas medidas como: [28]

- Manutenção das margens, com plantações, cortes e desbastes;
- Garantir um fluxo constante do caudal a jusante;
- Reflorestação das zonas perinéfricas com espécies autóctones.

Medidas Mitigadoras dos Impactes na Paisagem

Com o objetivo de minimizar os impactos causados na paisagem envolvente são aplicadas medidas como: [28]

- Revegetação com espécies autóctones que revelem capacidade adaptativa a flutuações de nível freático;
- Manutenção, na medida do possível, da vegetação existente na zona;
- Avaliação das condições de sobrevivência da vegetação e substituição progressiva nas zonas de maior relevância ecológica e/ou paisagística;
- Consideração de estruturas vegetais flutuantes que estabeleçam uma maior continuidade com as margens, minimizando, simultaneamente, as implicações ecológicas e paisagísticas da variação de níveis prevista para este plano de água;

Capítulo 5

Caso de Estudo – Aproveitamento Hídrico Genérico

Para o nosso caso de estudo foi considerado um aproveitamento hídrico na cascata do rio Douro Nacional, por motivos de confidencialidade as afluências usadas na simulação foram alteradas e a cascata do Douro foi denominada Douro Nacional Adaptado.

Os dados referentes ao aproveitamento foram fornecidos pela EDP, respeitando todas as normas de confidencialidade.

No sentido de facilitar a interpretação iremos definir o aproveitamento hídrico analisado como AHG, Aproveitamento Hídrico Genérico.

Para uma correta análise do projeto, foi feita uma divisão em duas fases: construção e exploração. Para a fase de construção foi considerado um período de 5 anos e para a fase de exploração um período de 75 anos.

5.1 Fase de Construção

A fase de construção do aproveitamento hídrico em estudo tem a duração de 5 anos tendo inicio no ano de 2020.

Durante esse período, podemos definir os principais custos como: custos associados à aquisição de terrenos, realização da empreitada, compra e instalação de equipamentos, gestão e fiscalização, além de um montante reservado para possíveis imprevistos que possam ocorrer.

De frisar que, durante este período, são apenas considerados pagamentos, sendo os recebimentos zero. (ver anexo X).

Os investimentos realizados assim como o respetivo montante estão divididos de acordo com a categoria e com a calendarização fornecida pela EDP.

5.2 Fase de Exploração

A Fase de exploração refere-se ao tempo útil de vida do empreendimento, no caso do AHG (Aproveitamento Hídrico Genérico) de 75 anos, a ser iniciado ano de 2025 e terminar em 2100.

Investimento

Há inúmeros custos associados à construção de um aproveitamento hídrico, no caso do AHG foram considerados custos de aquisição de terrenos, custos relacionados com execução de obra assim como custos de equipamentos e respetiva instalação. São ainda contabilizados, nesta rubrica, custos com projeto, gestão e fiscalização de obra e possíveis imprevistos. O investimento relativo ao AHG realizado pela EDP encontra-se detalhado na Figura .

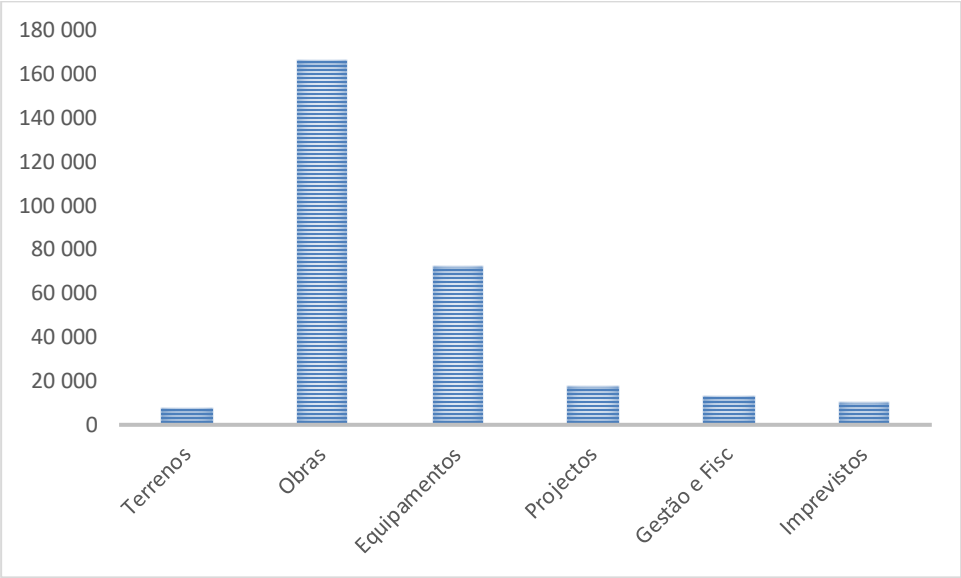


Figura 16 – Distribuição do Investimento.

Tabela 5 – Percentagem de Distribuição dos investimentos

ANOS	-5	-4	-3	-2	-1
Terrenos	21%	44%	7%	3%	26%
Obras	12%	36%	28%	13%	11%
Equipamentos	29%	11%	27%	25%	8%
Projetos	17%	18%	19%	19%	26%
Gestão e Fisc	7%	24%	25%	26%	18%
Imprevistos	8%	34%	28%	19%	11%

Na Tabela 6 podem ser observados os valores dos investimentos distribuídos por ano e por rubrica.

Tabela 6 – Distribuição dos valores dos investimentos em k€

ANOS	-5	-4	-3	-2	-1
Terrenos	1 541	3 266	488	249	1 940
Obras	20 138	59 946	46 010	21 598	18 593
Equipamentos	2 810	11 086	26 447	23 985	7 437
Projetos	3 891	3 000	3 121	3 184	4 330
Gestão e Fisc	893	3 060	3 184	3 247	2 319
Imprevistos	815	3 431	2 885	1 933	1 084

A soma de todos os custos representa o investimento total realizado pela EDP, no caso em análise de cerca de 285M€.

Custos de Exploração

Os custos de exploração foram incluídos na análise económica como custos com O&M e Pessoal. Estes custos começam a ser contabilizados no início da fase da Exploração, ano 0, tendo um custo estimado pela EDP de cerca de 500.000€ por cada ano de exploração.

De frisar que esta despesa se manterá durante todo o período de exploração, cerca de 75 anos. Os custos foram atualizados, ano após ano, tendo em conta uma taxa de Inflação de 1,5%.

5.3 Análise Quantitativa

Valor Atualizado Líquido (VAL)

A metodologia detalhada para o cálculo do VAL pode ser consultada no capítulo anterior.

Tal como explicamos anteriormente, no cálculo do VAL, a variável n diz respeito ao número de anos para os quais queremos calcular o VAL. Neste caso iremos considerar um período de 80 anos, 5 referentes ao período de construção e 75 ao período de exploração, período compreendido entre o ano -5 e o ano 74.

O *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) da EDP é confidencial, contudo uma publicação do Millenium BCP, em Fevereiro de 2014 "EDP – Company Update", apontava para um WACC de 7,32% entre 2015 e 2025, e de 8,08% a partir de 2025. Para um WACC de 7,32% foi obtido um VAL de 21,2M€, o que significa que, na totalidade do projeto, este trará mais valias para a empresa na ordem dos vinte e um milhões de euros.[29]

Uma análise mais superficial do VAL permite afirmar que, quanto maior o valor do VAL, maior o valor do projeto para empresa.

Para uma melhor compreensão do cálculo do VAL, é importante entender como o mesmo é influenciado pelo valor do WACC.

Com o objetivo de entender o peso que o WACC tem, na equação do TIR, calculámos vários valores do TIR para um WACC compreendido entre [3% e os 10%].

Tabela 7 – Resultados do VAL para diferentes valores do WACC

WACC	VAL
10,0%	-34.684,54 €
9,0%	-18.079,45 €
8,0%	5.434,558 €
7,32%	26.882,15 €
7,0%	47.702,24 €
6,0%	103.921,06 €
5,0%	183.073,41 €
4,0%	297.554,45 €
3,0%	468.283,53 €

Analisando a Tabela 7 podemos inferir que quanto menor for o valor do WACC maior é o valor do VAL, logo maior é a taxa de retorno do projeto para a empresa, isto deve se ao facto de o custo de capital da empresa ser mais baixo.

À medida que o custo de capital aumenta o retorno do investimento realizado vai diminuindo, para o caso de estudo AHG, é possível observar que para um WACC igual ou superior a 9%, o projeto já não se torna rentável.

Analisando o gráfico da Figura podemos observar a forte influência que o valor do WACC tem no retorno que determinado projeto traz à empresa, com o aumento do WACC leva a diminuição do VAL, com o decrescer do WACC maior retorno do projeto, podemos observar também que quanto menor for a inclinação da curva menor a influência do WACC no valor do VAL.

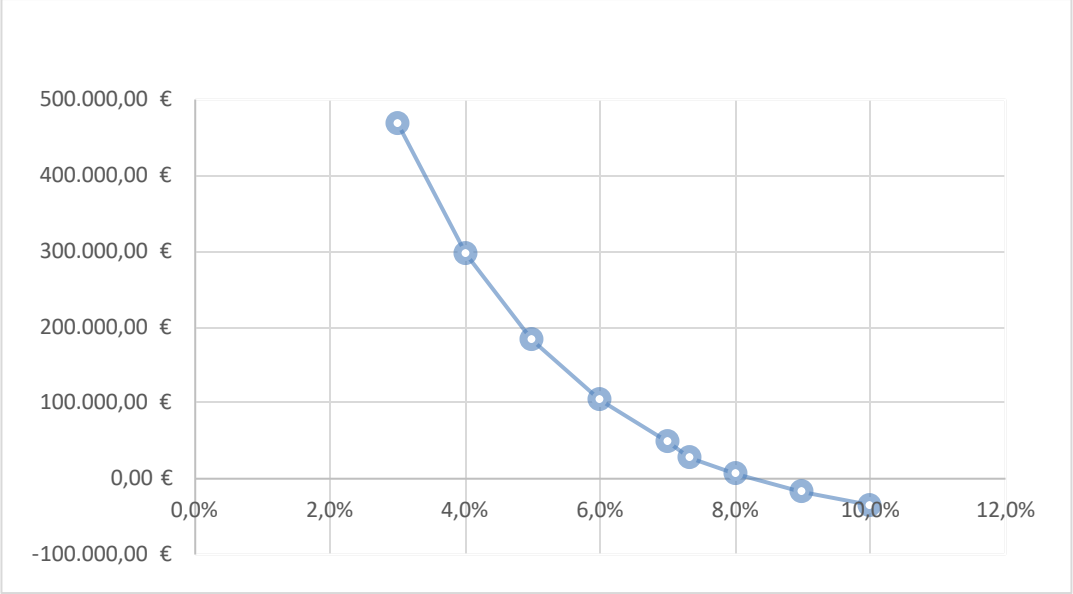


Figura 17 – Relação entre o VAL e o WACC.

Taxa Interna de Rentabilidade

Aplicando a fórmula do TIR aos valores do Free Cash Flow, obtivemos um valor do TIR de 8%, comparando esse valor com o WACC, 7,32% verificamos que o mesmo é superior, podendo de uma maneira superficial afirmar que projeto é economicamente viável, dado que o retorno que o projeto ira trazer é superior ao custo de Capital (WACC).

5.4 Análise de Risco

Dada a grande capacidade computacional da SMC foram efetuadas 1000 iterações, cada uma referente a 75 anos de exploração do APH.

Para a nossa simulação de Monte Carlo foram escolhidas com entradas:

- Receitas líquidas obtidas nos Mercados de Eletricidade;
- Valores associados aos Serviços de Sistema;
- Investimentos realizados

Para cada uma das entradas da nossa simulação serão escolhido 75 conjuntos de valores possíveis, cada um correspondente a um ano da exploração sendo depois calculadas todas as rubricas apresentadas anteriormente na Análise Financeira, após o cálculo dessas rubricas é calculado o Cash Flow correspondente a cada ano do projeto (75 anos no total), e tendo este como base é calculado o valor do TIR e VAL.

Receitas

Para o caso de estudo do projeto do AHG as receitas líquidas obtidas no mercado de eletricidade foram utilizadas como entrada da SMC.

Optou-se por uma distribuição de probabilidades Lognormal para sortear as receitas de mercado dado que as receitas obtidas para 40 anos de registos de afluências existente seguirem uma distribuição deste tipo. [27]

Investimentos

Os investimentos realizados no AHG foram distribuídos com base na calendarização fornecida pela EDP.

Num projeto desta natureza existem diversos riscos que podem levar muito facilmente a uma derrapagem do custo, no sentido de acautelar essa impressibilidade estabelece-se para cada uma das rubricas um intervalo de variação.

Para cada rúbrica de investimento será simulada uma variação entre:

- [-1% e 1%] para terrenos;
- [-25% e 25%] para obras;
- [-5% e 5%] para equipamentos;
- [-10% e 10%] para imprevistos.

Os valores negativos traduzem uma situação em que o investimento corresponde a um valor menor do que o previsto na calendarização, contudo esse cenário apesar de possível é muito pouco provável de acontecer.

Dado as rubricas Projetos e Gestão e Fiscalização terem um risco bastante reduzido, foram consideradas constantes ao longo da nossa análise.

Na figura 18 é apresentado o histograma com resultados obtidos para o cálculo do VAL.

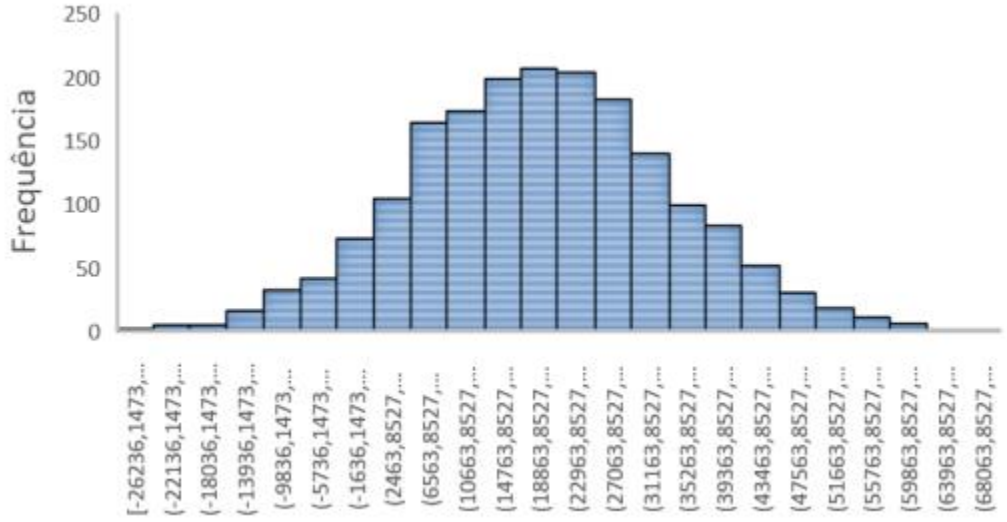


Figura 18 – Histograma com os resultados obtidos para o cálculo do VAL, o eixo horizontal corresponde a diversos valores do VAL

Tal como explicado anteriormente, um dos parâmetros a ter em conta na viabilidade económica do projeto é o VAL.

Um dos principais objetivo da análise de risco é obter a probabilidade de o valor do VAL ser positivo, para isso é necessário o calculo da distribuição acumulada, observando a função da distribuição apresentada na figura 19 e a intercessão da mesma com valores de frequência negativos, podemos afirmar para o cenário acima descrito que a probabilidade de obter um valor do VAL positivo é cerca de 93,82%, o que significa, tendo em contas os riscos identificados, a probabilidade de o projeto gerar mais valias para a empresa de 93,82%, sendo este um valor muito atrativo para os investidores.

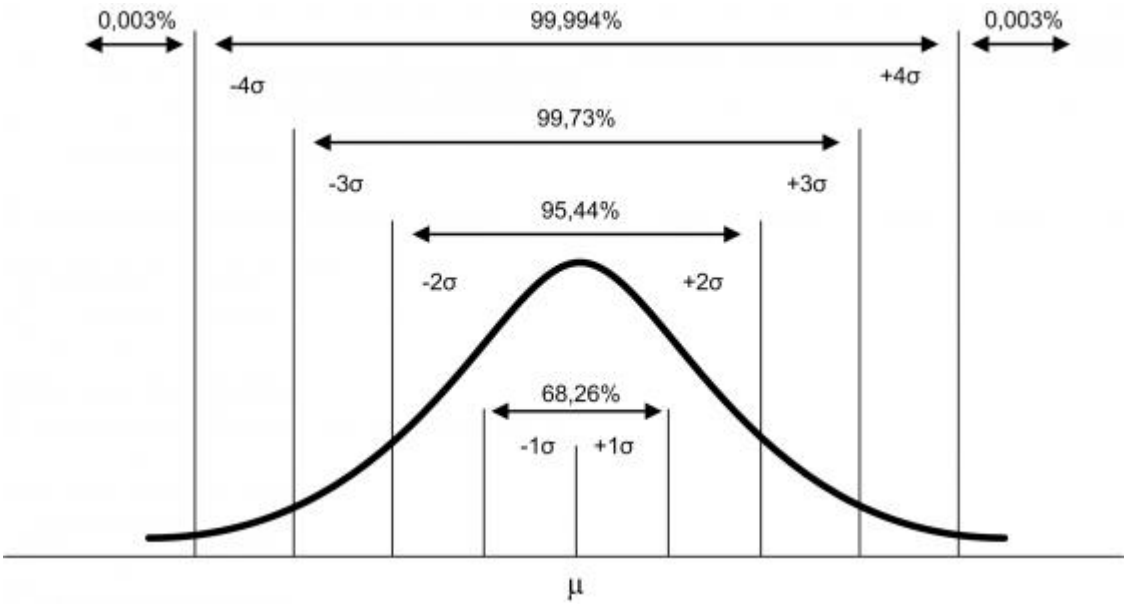


Figura 19 – Distribuição Normal e regra dos 3-sigmas

Os valores obtidos na SMC para o valor do VAL são bastante otimistas, contudo é importante ter em conta que os valores usados para a realização da simulação correspondem a valores fictícios próximos dos valores reais, o que introduz algum erro na análise.

Além do VAL, na nossa análise de viabilidade económica do aproveitamento hídrico genérico, foi também calculado o TIR, que traduz a taxa de rentabilidade quando o VAL é igual a zero. Para este indicador foi efetuado o mesmo procedimento de simulação que no VAL.

Na Figura 20 é apresentado o histograma com os resultados da distribuição do TIR.

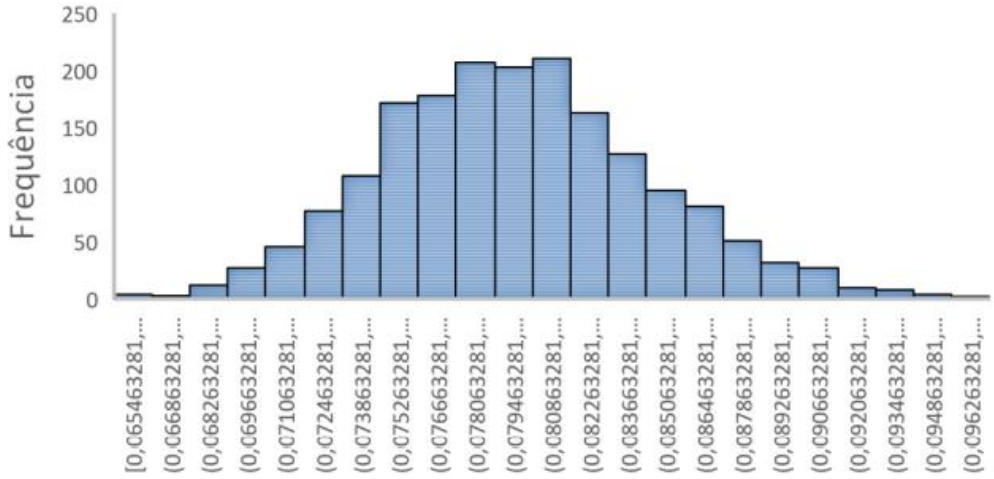


Figura 20 - Histograma com os resultados obtidos para o cálculo do TIR, eixo horizontal corresponde a diversos valores do TIR

Tal como foi abordado no capítulo anterior, quanto mais elevada é a TIR, maior a rentabilidade do projeto.

Para um projeto ser considerado de uma maneira muito geral viável é necessário que o valor do TIR seja superior ao WACC considerado.

Recorrendo á função da distribuição acumulada apresentada na figura 19, para o cenário acima descrito, a probabilidade de obter um valor do TIR superior ao WACC é 94,34%, sendo este indicador também muito atrativo para os investidores.

Os resultados obtidos tanto para o VAR como para o TIR através da SMC são excelentes, contudo convém alertar que este tipo de projetos está sujeito e dependente de alguns fatores que não são possíveis analisar de forma quantitativa. Apesar de os indícios económicos serem excelentes isto não permite afirmar que o negócio é viável na globalidade, dado que a viabilidade de um investimento assim como o otimismo relativo aos valores económicos calculados está dependente da estratégia da empresa empreendedora do investimento, apesar de os

indicadores económicos serem positivos, os mesmo podem não ser considerados suficientemente apeladores.

Capítulo 6

Conclusão

Numa altura em que o mundo está a despertar para o problema que é o aquecimento global, as energias renováveis estão na ordem do dia.

É visível o esforço entre os vários setores da sociedade no sentido de caminhar para um progresso económico sustentado em energias limpas. Num futuro não muito longínquo as empresas consumidoras de energia, proveniente de combustíveis fosseis, começarão a ser ostracizadas pela sociedade e, em alguns casos, preferidas pelos consumidores.

A energia proveniente de fontes renováveis ira entrar assim numa nova era, em que apesar de a grande maior das vezes ser mais dispendiosa que combustíveis de origem fóssil, esse fator deixara de ser tão diferenciador.

Nesse sentido os aproveitamentos hídricos estão na linha da frente, na hora de escolher uma fonte de energia.

No caso dos aproveitamentos hídricos estamos a falar de projetos grande dimensão económica que necessitam de uma análise rigorosa, foi nesse sentido que, com esta dissertação se pretendeu definir um manual de melhores práticas para realizar a mesma.

Na realização da análise de viabilidade de um investimento na construção de um aproveitamento hídrico é indispensável a realização de uma serie de sub-análises inerentes, tendo em conta que estamos a falar de um projeto quase sempre promotor de grandes impactos ambientais e sócio económicos na região onde é implementado, torna-se por isso impreterível a realização de uma análise profunda e ampla.

É por isso necessário serem realizadas, uma análise financeira, uma análise de risco e uma análise qualitativa.

A análise financeira é um passo essencial na hora de analisar a viabilidade de um projeto desta envergadura, a análise de indicadores económicos com o do Valor Atualizado Líquido (VAL) e da Taxa de Rentabilidade (TIR) é indispensável.

A construção de um aproveitamento hídrico é viável do ponto de vista económico quando o Valor Liquido Atualizado (VAL) é positivo, contudo há uma grande influencia do Custo de Capital WACC(*Weighted Average Cost of Capital*) na viabilidade económica de uma projeto deste género, quanto menor o valor do WACC maior o valor do VAL, uma empresa mais solida, com menor exposição de dívida consegue financiar-se nos mercados a juros mais baixos, conseguindo com isso maiores retornos económicos provenientes dos investimentos realizados, e uma maior probabilidade de o projetos serem aprovados.

Além do valor do VAL, é também fundamental olhar para o valor do TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) pois, para serem obtidos benefícios económicos, este tem que ser maior que o custo de capital (WACC).

No caso de estudo apresentado, pode-se observar um valor de 21,2M€ para o VAL, e um valor de TIR de 8%, valores esses que atestam a viabilidade económica do projeto, contudo o valor de TIR considerado por uma empresa para esta avançar na realização de um investimento depende do tipo de estratégia da mesma, isto é, do seu "apetite" para o risco.

No sentido de complementar a análise financeira, deve ser realizada uma análise de risco, esta permitirá quantificar as incertezas associadas a um projeto desta dimensão. Uma análise deste género permite perceber e analisar, de forma muito mais concreta e realista, os riscos inerentes a este tipo de projeto, servindo como uma ferramenta muito importante no auxílio às tomadas de decisão.

Em último lugar, é necessário realizar uma análise qualitativa. Esta é claramente mais subjetiva que as anteriores, contudo nunca deve ser descurada, tendo em conta o significativo impacto que este tipo de empreendimentos tem na zona onde estão inseridos, quer em termos socioecónomicos quer ambientais. Este tipo de análise tem como objetivo antecipar qualquer tipo de impactos negativos com o intuito de mitigar os mesmos, assim como maximizar os benefícios para as populações envolventes.

Para concluir este trabalho, é importante frisar que apesar da análise económica de aproveitamento hídrico no contexto referido ser considerada viável atualmente, o facto de ser um projeto inserido num contexto de mercado que envolve um elevado investimento, entre 200 a 500 milhões de euros e sobretudo o facto de estarmos a falar de um período de 75 anos de exploração, aliado a fatores como as varias mudanças de paradigma e transições que temos observado no mercado elétrico nos últimos anos, a previsão de estagnação dos preços da eletricidade no mercado elétrico num futuro próximo e uma certa instabilidade legislativa e política que se faz sentir neste momento em Portugal , faz com que um investimento desta dimensão não seja do agrado dos investidores pese o seu retorno económico.

Referências

[1] REN - Redes Energéticas Nacionais, "*Hidroeletricidade em Portugal - memória e desafio*", 2002;

[2] Ministério dos Negócios Estrangeiros, O Sector Elétrico, 2008

[3] Decreto-lei 49211, de 27 de agosto

[4] http://alfarrabio.di.uminho.pt/lindoso/barragem.htm

[5] https://observador.pt/2014/11/28/descoberta-das-gravuras-rupestres-recordada-20-anos-depois-pelo-museu-coa/

[6] J. P. Tomé Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva, M. T. Ponce de Leão, "*Mercados de*

[7] *Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes"*, FEUP Edições, 2002;

[8] Nuno S Lacasta e Pedro Martins Barata. O protocolo de Quioto sobre alterações climáticas: análise e perspectivas. Programa: Clima e Eficiência Energética, 1999.

[9] Comissão para as Alterações Climáticas, "Programa Nacional para as Alterações Climáticas: Versão 2001," 2002.

[10] REN, Potencial Hidroeléctrico Nacional, Importância Socioeconómica e Ambiental do seu Desenvolvimento, novembro 2006.

[11][QUERCUS - Associação Nacional de Conservação da Natureza - (PNAC), Políticas Medidas -Planos de Actuação,

[12]. F. Pires, «Otimização de um sistema hidroelétrico com reservatórios em cascata e bombagem»,

[13][Fatores de Risco associados ao investimento de um Aproveitamento Hidroelétrico– Caso estudo Foz Tua, Maria Beatriz Magalhães Pinto

[14]- Notícia Parlamento Europeu, *"Pacote clima-energia: "três vintes" até 2020"*, Dezembro 2008

[15]- Directiva 2009/28/CE

[16]Rui Assis, "Avaliação Técnico Económica de Aproveitamentos Hidroelétricos – Ribeiradio-Ermida" FEUP, 2014

[17]- Bernardo, João, DGEG, *Contributo das Energias. Renováveis em 2020*, *Fórum Renováveis Magazine* - FEUP. 21 Abril 2010

[18]Jorge Monteiro, António e Samora, Mário, *A integração do planeamento hidroeléctrico na elaboração do PGRH3 – bacia hidrográfica do rio Douro: uma primeira iteração*, Porto, março 2011

[19]– Diana Pereira, "Análise do Comportamento dos Preços do Mercado Ibérico no ano de 2018", FEUP, 2018

[20] MIBEL, "MIBEL". Disponível em http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag

[21] OMIP, "MIBEL". Disponível em https://www.omip.pt/pt-pt/content/grupo-omimibel.

[22]MIBEL, "Operadores de mercado". Disponível em http://mibel.com/?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28&l.

[23] OMIE, “Mercado Intradiário”.
[24] C.F.G.H. da Silva, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade”no ano de 2010,” FEUP, 2011.
[25] OMIE, “Resultados Mercado.” [Online].
[26] J.C.V. Sousa, “Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Electricidade,” FEUP, 2007
[27] Carolina Silva, ”Análise Técnico-Económica de um Aproveitamento Hidroelétrico Baixo Sabor” FEUP, 2014
[28]COBA, “Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, F – Estudo de Impacte Ambiental, Volume I – Relatório Síntese”, Julho 2008;
[29] Millenium BCP. EDP - Company Update - February 2014, 2014.

Anexos X – Avaliação Económica

Tabela X.1 – Resultados da Análise Económica – Fase de Construção

João Francisco Gonçalves				Fase Construção				
Cash Flow Statement								
ANOS				**-6**	**-5**	**-3**	**-2**	**-1**
Operating Cash Flow [EUR k€]								
Terrenos				1 543	3 141	487	249	1 954
Obras				16 164	62 461	40 871	27 307	26 668
Equipamentos				2 886	11 591	26 837	23 589	7 338
Projectos				3 891	3 000	3 121	3 184	4 330
Gestão e Fisc				893	3 060	3 184	3 247	2 319
Imprevistos				855	3 033	2 578	1 785	1 140
Cash Flow Investimento				**26232,047**	**86286,000**	**77077,824**	**59360,920**	**43748,298**
Mercado Electricidade	0	0	0					
Mercado Electricidade evol	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganho centrais Jusante	0	0	0	0	0	0	0	0
Serviço Sistema	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M + Pessoal	0	0	0	0	0	0	0	0
EBITDA	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
AMORTIZAÇÕES								
EBIT								
IMPOSTOS (IRC)	0	0	0	0	0	0	0	0
Free Cash Flow	**0**	**0**	**0**	**-26232,047**	**-86286,000**	**-77077,824**	**-59360,920**	**-43748,298**

Tabela X.2 – Resultados da Análise Económica – Fase de Exploração (ano 0 ao ano 9)

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
26158,984	23822,034	26654,406	26926,422	17338,829	21540,137	36276,954	24163,915	45714,141	33239,799
26158,984	23822,034	26654,406	26926,422	17338,829	21540,137	36276,954	24163,915	45714,141	33239,799
557	557	557	557	557	557	557	557	557	557
5231,797	4764,407	5330,881	5385,284	3467,766	4308,027	7255,391	4832,783	9142,828	6647,960
500	507,500	515,113	522,839	530,682	538,642	546,722	554,922	563,246	571,695
31447,781	28635,940	32027,174	32345,867	20832,913	25866,522	43542,623	28998,775	54850,723	39873,064
3.712,348	3.712,348	3.712,348	3.712,348	3.712,348	3.712,348	3.712,348	3.712,348	3.712,348	3.712,348
27735,433	24.924	28.315	28.634	17.121	22.154	39.830	25.286	51.138	36.161
8597,984	7726,314	8777,596	8876,391	5307,375	6867,794	12347,385	7838,792	15852,896	11209,822
22849,796	**20909,627**	**23249,578**	**23469,476**	**15525,538**	**18998,728**	**31195,238**	**21159,983**	**38997,827**	**28663,242**

Tabela X.3 – Resultados da Análise Económica – Fase de Exploração (ano 10 ao ano 19)

Fase de Exploração									
10	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**
40135,390	35792,331	52060,100	28386,272	46131,350	31457,169	39461,246	25780,486	26233,561	42193,878
40135,390	35792,331	52060,100	28386,272	46131,350	31457,169	39461,246	25780,486	26233,561	42193,878
557	557	557	557	557	557	557	557	557	557
8027,078	7158,466	10412,020	5677,254	9226,270	6291,434	7892,249	5156,097	5246,712	8438,776
580,270	588,974	597,809	606,776	615,878	625,116	634,493	644,010	653,670	663,475
48139,198	42918,823	62431,311	34013,751	55298,742	37680,487	47276,003	30849,573	31383,603	50526,178
3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415
44.335	39.114	58.627	30.209	51.494	33.876	43.472	27.045	27.579	46.722
13743,783	12125,467	18174,338	9364,894	15963,242	10501,582	13476,192	8383,999	8549,549	14483,747
34395,415	**30793,356**	**44256,973**	**24648,856**	**39335,501**	**27178,904**	**33799,810**	**22465,574**	**22834,055**	**36042,431**

Tabela X.4 - Resultados da Análise Económica - Fase de Exploração (ano 20 ao ano 29)

Fase de Exploração									
20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
26557,459	27811,935	31695,209	32044,037	37948,673	49343,395	27877,819	40844,358	32409,427	37926,604
26557,459	27811,935	31695,209	32044,037	37948,673	49343,395	27877,819	40844,358	32409,427	37926,604
557	557	557	557	557	557	557	557	557	557
5311,492	5562,387	6339,042	6408,807	7589,735	9868,679	5575,564	8168,872	6481,885	7585,321
673,428	683,529	693,782	704,189	714,751	725,473	736,355	747,400	758,611	769,990
31752,524	33247,794	37897,469	38305,656	45380,657	59043,601	33274,028	48822,829	38689,701	45298,934
3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415
27.948	29.443	34.093	34.501	41.576	55.239	29.470	45.018	34.885	41.495
8663,914	9127,448	10568,847	10695,385	12888,635	17124,148	9135,580	13955,709	10814,439	12863,301
23088,610	**24120,346**	**27328,622**	**27610,271**	**32492,022**	**41919,453**	**24138,448**	**34867,121**	**27875,262**	**32435,633**

Tabela X.5 - Resultados da Análise Económica - Fase de Exploração (ano 30 ao ano 39)

Fase de Exploração									
30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
26997,788	23472,933	23659,354	51719,369	34676,941	25731,029	37535,891	60235,188	26762,285	23022,542
26997,788	23472,933	23659,354	51719,369	34676,941	25731,029	37535,891	60235,188	26762,285	23022,542
557	557	557	557	557	557	557	557	557	557
5399,558	4694,587	4731,871	10343,874	6935,388	5146,206	7507,178	12047,038	5352,457	4604,508
781,540	793,263	805,162	817,240	829,498	841,941	854,570	867,388	880,399	893,605
32172,805	27931,256	28143,063	61803,003	41339,831	30592,294	44745,499	71971,838	31791,343	27290,445
3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415
28.368	24.127	24.339	57.999	37.535	26.788	40.941	68.167	27.987	23.486
8794,201	7479,321	7544,981	17979,562	11635,979	8304,243	12691,736	21131,901	8675,948	7280,669
23378,604	**20451,935**	**20598,082**	**43823,441**	**29703,852**	**22288,052**	**32053,763**	**50839,936**	**23115,395**	**20009,776**

Tabela X.6 - Resultados da Análise Económica - Fase de Exploração (ano 40 ao ano 59)

Fase de Exploração									
40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
30679,124	21854,424	26107,949	61631,191	54434,429	32256,547	58044,612	55709,116	33110,131	33799,925
30679,124	21854,424	26107,949	61631,191	54434,429	32256,547	58044,612	55709,116	33110,131	33799,925
557	557	557	557	557	557	557	557	557	557
6135,825	4370,885	5221,590	12326,238	10886,886	6451,309	11608,922	11141,823	6622,026	6759,985
907,009	920,614	934,424	948,440	962,667	977,107	991,763	1006,640	1021,739	1037,065
36464,940	25861,694	30952,116	73565,990	64915,648	38287,750	69218,772	66401,299	39267,418	40079,845
3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415
32.661	22.057	27.148	69.762	61.111	34.483	65.414	62.597	35.463	36.275
10124,763	6837,757	8415,787	21626,088	18944,482	10689,834	20278,451	19405,034	10993,531	11245,383
26340,177	**19023,938**	**22536,328**	**51939,902**	**45971,166**	**27597,916**	**48940,321**	**46996,265**	**28273,887**	**28834,461**

Tabela X.7 - Resultados da Análise Económica - Fase de Exploração (ano 60 ao ano 69)

Fase de Exploração									
60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
51218,222	43307,612	36154,307	35971,707	18410,929	17314,827	34208,306	28250,730	25811,986	20790,624
51218,222	43307,612	36154,307	35971,707	18410,929	17314,827	34208,306	28250,730	25811,986	20790,624
557	557	557	557	557	557	557	557	557	557
10243,644	8661,522	7230,861	7194,341	3682,186	3462,965	6841,661	5650,146	5162,397	4158,125
1221,610	1239,934	1258,533	1277,411	1296,572	1316,021	1335,761	1355,798	1376,134	1396,776
60797,257	51286,200	42683,636	42445,637	21353,543	20018,771	40271,206	33102,078	30155,249	24108,973
3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415
56.993	47.482	38.879	38.641	17.549	16.214	36.467	29.298	26.351	20.305
17667,781	14719,353	12052,559	11978,779	5440,230	5026,451	11304,705	9082,276	8168,759	6294,413
43129,476	**36566,847**	**30631,077**	**30466,858**	**15913,313**	**14992,321**	**28966,501**	**24019,802**	**21986,490**	**17814,560**

Tabela X.8 - Resultados da Análise Económica - Fase de Exploração (ano 70 ao ano 74)

Fase de Exploração				
70	71	72	73	74
22355,922	25617,462	43575,434	29561,847	28518,568
22355,922	25617,462	43575,434	29561,847	28518,568
557	557	557	557	557
4471,184	5123,492	8715,087	5912,369	5703,714
1417,728	1438,994	1460,579	1482,488	1504,725
25966,378	29858,960	51386,942	34548,729	33274,557
3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415	3.804,415
22.162	26.055	47.583	30.744	29.470
6870,209	8076,909	14750,584	9530,738	9135,744
19096,169	**21782,051**	**36636,359**	**25017,992**	**24138,813**