

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Avaliação Técnico Económica de Aproveitamentos Hidroelétricos - Reforço de Potência de Salamonde

Daniela Barbosa Palhares

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Orientador: Engenheiro José Carlos Vieira Sousa

Coorientadora: Doutora Maria Elisabete Costa Pereira

29 de junho de 2015

A Dissertação intitulada

**“Avaliação Técnico Económica de Aproveitamentos Hidroelétricos -
Reforço de Potência de Salamonde”**

foi aprovada em provas realizadas em 13-07-2015

o júri



Presidente Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologias da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Daniela Barbosa Palhares

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Nos últimos anos, à medida que vão sendo implementadas políticas energéticas cada vez mais ecológicas, focadas na sustentabilidade e na preservação do planeta, bem como dos seus recursos naturais, tem-se assistido a um aumento significativo na implementação de tecnologias sustentadas a partir de fontes renováveis.

Com a crescente evolução das características da rede, é solicitado aos aproveitamentos hidroelétricos que forneçam energia em horas de ponta e que equilibrem as variações resultantes da produção eólica. No entanto, as recentes condições sociais e económicas a que o país tem estado sujeito têm limitado investimentos de grande dimensão.

A EDP - Gestão da Produção de Energia realizou estudos no âmbito da revisão dos recursos hidroelétricos disponíveis em Portugal, onde verificou que a implementação de reforços de potência em aproveitamentos hidroelétricos já existentes, aliada ao fomento da legislação que incentiva a prorrogação do prazo de concessão dos mesmos pela via do reforço de potência, seria uma forma extremamente eficaz de ultrapassar esses obstáculos e ao mesmo tempo responder às solicitações energéticas atuais. É neste contexto que surge o Reforço de Potência de Salamonde.

Esta dissertação tem como principal objetivo a avaliação do Reforço de Potência de Salamonde sob o ponto de vista técnico e económico. Ao longo da mesma será dada conhecer a retrospectiva histórica inerente à hidroeletricidade em Portugal, de modo a entender-se as motivações que levaram à situação atual em que o país se encontra, com particular incidência no caso de estudo. Para além disso, será realizada uma avaliação do ponto de vista técnico, onde se explicará o modo de funcionamento do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde II, bem como dos seus elementos constituintes. Será também efetuada uma avaliação do ponto de vista económico com o intuito de perceber a viabilidade desta intervenção. Paralelamente, será realizada uma análise de risco em duas vertentes: sensibilidade e simulação. Finalmente, serão analisados os principais impactos inerentes a esta intervenção, sob o ponto de vista social e ambiental.

Palavras-chave: Reforço de Potência de Salamonde, Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde II, Hidroeletricidade, Reversibilidade, Avaliação Técnica, Avaliação Económica, Análise de Risco.

Abstract

In the past few years, as a result of the implementation of greener energy policies, focused on sustainability and the planet preservation, as well as its natural resources, we have been witnessing an increase of technologies sustained by renewable sources.

As the features of the electric grid evolve, hydroelectric plants are required to generate energy at peak hours and to balance wind power variations. However, Portugal's recent social and economical conditions have limited major investments in this field.

EDP - Gestão da Produção de Energia has developed studies regarding the revision of portuguese hydroelectric resources, verifying that the implementation of repowering facilities in previously built hydroelectric plants, associated with the promotion of legislation that encourages the extension of its concession periods, would be an extremely effective way to overcome those obstacles and at the same time respond to the current energetic solicitations. In this context arises the Repowering of Salamonde.

The main goal of this master's thesis dissertation is to evaluate the Repowering of Salamonde from a technical and economical point of view. Along this document, it will be given a historical retrospective inherent to the portuguese hydroelectricity, in order to fully understand the ambitions that led to the country's current situation, with a particular focus on the study case. Furthermore, a technical evaluation will be performed, in order to explain the operation of the Salamonde II Hydroelectric Plant, as well as its main elements. This project is also evaluated from an economic standpoint in order to understand its feasibility, followed by a risk analysis from two perspectives: sensibility and simulation. Finally, the main impacts inherent to this intervention will be analyzed from a social and environmental point of view.

Keywords: Repowering of Salamonde, Salamonde II Hydroelectric Plant, Hydropower, Reversibility, Technical Evaluation, Economical Evaluation, Risk Analysis.

Agradecimentos

À minha família e acima de tudo aos meus pais, por todo o apoio, incentivo e motivação que me transmitiram ao longo da vida, em particular nestes últimos anos.

Ao Professor Doutor António Machado e Moura, pelo privilégio que é tê-lo como orientador e por toda a sabedoria, dedicação e amizade que sempre demonstrou ao longo de todo o meu percurso académico.

À EDP - Gestão da Produção de Energia, pela oportunidade que me concedeu de poder desenvolver esta dissertação num contexto empresarial.

À Doutora Elisabete Pereira e ao Engenheiro José Carlos Sousa por todas as horas que dispensaram do seu trabalho para me orientar, por toda a paciência e compreensão que sempre demonstraram para comigo, pela constante disponibilidade em ajudar e também pela boa disposição com que sempre me receberam.

À Equipa de Projeto de Salomonde II, em especial ao Engenheiro José Lopes Alves, ao Engenheiro José Dias Coelho, ao Engenheiro Rui Vranas e ao Engenheiro João Calvo, que me acompanharam e orientaram na visita realizada ao Reforço de Potência de Salomonde. Um agradecimento complementar ao Engenheiro João Calvo pela sua disponibilidade e pela rapidez com que sempre me esclareceu todas as dúvidas que lhe coloquei.

Por fim, aos meus amigos, que me acompanharam desde o primeiro dia e me levaram a acreditar que era possível. Em especial:

Ao Pedro Miranda porque sempre fez o que estava ao seu alcance para me ajudar, porque me incentivou, acreditou em mim e me apoiou nos bons e nos maus momentos.

À Diana Vieira, por me ter acompanhado ao longo de todo este percurso - *brown eyes, I hold you near*.

Ao Gonçalo Silva e ao Pedro Ferreira por me acolherem no grupo de estudo do piso 2 da biblioteca, por se tornarem nos melhores colegas e nos melhores amigos e por nunca me deixaram desistir, mesmo quando as condições não eram as mais favoráveis.

À Bárbara Salgado, porque confiou sempre no meu potencial ("Dani"!) e porque com a sua ajuda poupei imensas horas de trabalho na edição deste documento.

Ao David Carvalho, por ser um modelo a seguir, desde o primeiro ano!

Muito obrigada a todos,

Daniela Barbosa Palhares

"Stay hungry. Stay foolish."

Steve Jobs

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento geral	1
1.2	Motivação e objetivos	2
1.3	Estrutura da Dissertação	3
2	Hidroeletricidade em Portugal	5
2.1	Retrospectiva histórica	5
2.2	Políticas energéticas	13
2.3	Situação atual da hidroeletricidade em Portugal	18
2.3.1	Consumo de energia elétrica em Portugal	18
2.3.2	Potencial hídrico por explorar	20
2.3.3	Novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência	20
2.4	Sistema Cávado-Rabagão-Homem	22
2.5	Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde	23
2.5.1	Reforço de Potência de Salamonde	24
3	Avaliação Técnica	27
3.1	Localização	27
3.2	Planta geral	28
3.3	Princípio de funcionamento	29
3.4	Barragem e albufeira	30
3.5	Circuito hidráulico	31
3.5.1	Tomada de água	32
3.5.2	Trecho de adução	34
3.5.3	Restituição - zona da central	36
3.5.4	Chaminé de equilíbrio	36
3.5.5	Túnel de restituição	38
3.5.6	Restituição	38
3.5.7	Canal a jusante da restituição	39
3.6	Central	40
3.6.1	Grupo reversível	44
3.6.2	Instalações elétricas principais	44
3.6.3	Funcionamento e condução	45
3.7	Órgãos de segurança	46
3.7.1	Descarregador de cheias	46
3.7.2	Dispositivo de caudal ecológico	47
3.8	Edifício de apoio e Subestação	48
3.9	Vias de comunicação e acessos em túnel	49

3.9.1	Estradas	49
3.9.2	Túneis de acesso e ataque	51
4	Avaliação Económica	53
4.1	Planeamento	53
4.1.1	Fase de construção	53
4.1.2	Fase de exploração	53
4.2	Análise de Investimento	55
4.2.1	Investimentos	55
4.2.2	Proveitos	56
4.2.3	Custos	65
4.2.4	Amortizações	67
4.2.5	<i>Cash Flow</i>	69
4.3	Análise Quantitativa	70
4.3.1	Análise Determinística	70
4.3.2	Análise de Risco	74
5	Impactos sociais e ambientais	81
5.1	Socioeconomia	81
5.2	Recursos hídricos	82
5.2.1	Recursos hídricos superficiais	82
5.2.2	Recursos hídricos subterrâneos	82
5.3	Sistemas ecológicos	82
5.3.1	Ecossistemas das águas superficiais	82
5.3.2	Flora, vegetação, habitats e fauna terrestres	83
5.4	Geologia, geomorfologia e recursos minerais	83
5.5	Ambiente sonoro	84
5.6	Qualidade do ar	84
5.7	Património	84
6	Conclusões e Trabalho Futuro	85
6.1	Satisfação dos Objetivos	85
6.2	Trabalho Futuro	88
A	Análise de Investimento	91
A.1	Investimentos, Proveitos e Custos	91
A.2	<i>Cash Flow</i>	92
B	Análise de Risco	93
B.1	IPH, produção e consumo em bombagem	93
	Referências	95

Lista de Figuras

2.1	Evolução da potência hídrica e da potência térmica instaladas em Portugal entre as décadas de 30 e 90	10
2.2	Evolução da Produção e Consumo de energia elétrica em Portugal (2005-2014) .	12
2.3	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica em Portugal (2005-2014)	12
2.4	Caraterísticas do diagrama de ponta anual referente ao inverno de 2013/2014 . .	13
2.5	Evolução prevista da procura de energia elétrica em Portugal até 2023	19
2.6	Evolução estimada da ponta da carga em Portugal até 2023	19
2.7	Potencial hídrico por explorar versus dependência energética externa	20
2.8	Planta geral do sistema Cávado-Rabagão-Homem	22
2.9	Esquema geral do sistema Cávado-Rabagão-Homem	23
2.10	Implantação geral do aproveitamento hidroelétrico de Salamonde e de Salamonde II	24
3.1	Bacia Hidrográfica do rio Cávado	27
3.2	Planta geral do Reforço de Potência de Salamonde	28
3.3	Perfil longitudinal do Reforço de Potência de Salamonde	29
3.4	Esquema representativo de uma central hidroelétrica reversível	29
3.5	Planta geral do circuito hidráulico do Reforço de Potência de Salamonde	31
3.6	Perfil longitudinal do circuito hidráulico	32
3.7	Planta geral da tomada de água	33
3.8	Corte longitudinal da tomada de água	34
3.9	Trecho de adução	35
3.10	Perfil longitudinal da restituição na zona da central	36
3.11	Perfil longitudinal da chaminé de equilíbrio	37
3.12	Planta da restituição	39
3.13	Perfil longitudinal da restituição	39
3.14	Planta do canal de restituição	40
3.15	Planta do piso principal da central	41
3.16	Corte longitudinal da caverna pelo eixo do grupo gerador	42
3.17	Corte transversal da caverna pelo eixo do grupo gerador	43
3.18	Regimes de funcionamento da central	45
3.19	Descarregador de cheias	46
3.20	Planta do dispositivo de caudal ecológico	47
3.21	Corte longitudinal do dispositivo de caudal ecológico	48
3.22	Alçado principal do edifício de apoio	48
3.23	Arranjo geral do edifício de apoio e da subestação	49
3.24	Esquema geral dos túneis de acesso e ataque	51
4.1	Curva de oferta para o dia 28 de maio de 2015 (exemplo ilustrativo)	58

4.2	Estrutura das sessões do mercado intradiário	59
4.3	Período médio entre 2011 e 2015	60
4.4	Relação entre o VAL atualizado e o WACC nominal após impostos	72
4.5	Gráfico representativo do valor atualizado do <i>cash flow</i> anual relativo a Salomonde II	73
4.6	Distribuição seguida pelo IPH histórico anual verificado entre 1966 e 2005	78
4.7	Histograma com a distribuição dos resultados do VAL	78
4.8	Histograma com a distribuição dos resultados da TIR	79
4.9	Distribuição normal e regra dos 3 sigmas	80

Lista de Tabelas

2.1	Aproveitamentos hidroelétricos instalados na década de 50	8
2.2	Aproveitamentos hidroelétricos instalados na década de 60	9
2.3	Aproveitamentos hidroelétricos instalados nas décadas de 70 e 80	9
2.4	Aproveitamentos hidroelétricos instalados na década de 90	10
2.5	Potência instalada no parque eletroprodutor em 2014, a partir de fontes renováveis	11
2.6	Aproveitamentos hidroelétricos selecionados no PNBEPH	16
2.7	Aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência previstos até 2023	21
3.1	Caraterísticas técnicas da albufeira inerente ao Reforço de Potência de Salamonde	31
4.1	Distribuição temporal dos investimentos realizados, a preços constantes de 2011 .	55
4.2	Distribuição dos investimentos realizados de acordo com as diversas naturezas, a preços constantes de 2011	56
4.3	Taxas de inflação aplicadas durante a fase de construção	56
4.4	Preço histórico anual do mercado diário - MIBEL, Portugal	60
4.5	Taxas de inflação aplicadas durante a fase de exploração	61
4.6	Projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal para o horizonte 2015- 2070	61
4.7	Distribuição temporal da amortização dos investimentos realizados pela sua natureza	68
4.8	Amortizações relativas ao projeto de investimento de Salamonde II	68
4.9	IRC aplicado em Portugal, em 2015	69
4.10	Resultados obtidos para o VAL atualizado ao início do 2.º semestre de 2015, para diferentes valores de WACC	72
4.11	Percentagens mensais de produção e bombagem relativas a Salamonde II	75
4.12	Percentagens trimestrais de produção e bombagem relativas a Salamonde II	75
4.13	Distribuição do VAL atualizado ao início do 2.º semestre de 2015, de acordo com a possibilidade de avarias	76
4.14	Distribuição da TIR de acordo com a possibilidade de avarias	76
A.1	Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2011 a 2025	91
A.2	Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2026 a 2040	91
A.3	Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2041 a 2055	91
A.4	Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2056 a 2070	92
A.5	<i>Cash Flow</i> relativo aos anos de 2011 a 2025	92
A.6	<i>Cash Flow</i> relativo aos anos de 2026 a 2040	92
A.7	<i>Cash Flow</i> relativo aos anos de 2041 a 2055	92
A.8	<i>Cash Flow</i> relativo aos anos de 2056 a 2070	92

- B.1 IPH histórico anual associado à produção e ao consumo em bombagem de Salomonde II, normalizados em relação ao valor médio através de uma simulação do *software* VALORAGUA, para a média dos regimes 93

Abreviaturas

CAC	Comissão para as Alterações Climáticas
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CHENOP	Companhia Hidroelétrica do Norte de Portugal
CNE	Companhia Nacional de Eletricidade
CPE	Companhia Portuguesa de Eletricidade
EDP	Energias de Portugal
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETP	Empresa Termoeletrica Portuguesa
FPC	Fundo Português de Carbono
HED	Hidroelétrica do Douro
HEZ	Hidroelétrica do Zêzere
HICA	Hidroelétrica do Cávado
IPH	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica
IRC	Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
NMC	Nível de Máxima Cheia
Nme	Nível mínimo de exploração
NPA	Níveis de Pleno Armazenamento
O&M	Operação e Manutenção
OMIE	Operador do Mercado Ibérico Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico Português
ONU	Organização das Nações Unidas
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
SENP	Sociedade de Eletricidade do Norte de Portugal

TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UNIPEDA	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica
VAL	Valor Atualizado Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento geral

A água, substância química formada por dois átomos de hidrogénio e um de oxigénio, é uma fonte renovável que abunda no planeta Terra. Embora exista em grande quantidade, apenas 3% do seu total corresponde a água doce e desta apenas um terço se encontra no estado líquido. Quando armazenada, a água pode ser utilizada para diversos fins, tais como consumo humano, uso pecuário, sistemas de rega, uso mineiro e produção de energia elétrica.

Ao longo do tempo, foi-se tomando consciência do grande potencial inerente à água. Nesse contexto, entre o final do séc. XIX e o início do séc. XX, esta começou a ser utilizada como força motriz para a produção de eletricidade. Assim, surgiram os aproveitamentos hidroelétricos. Estes produzem energia elétrica de forma flexível, respondendo de forma quase instantânea às necessidades de consumo [1]. Caso os mesmos sejam dotados de grupos geradores reversíveis, é ainda possível, através do processo de bombagem, armazenar água na respetiva albufeira, de forma a turbiná-la em horas de maior solicitação.

Nos últimos anos, à medida que vão sendo implementadas políticas energéticas cada vez mais ecológicas, focadas na sustentabilidade e na preservação do planeta, bem como dos seus recursos naturais, tem-se assistido a um aumento significativo na implementação de tecnologias sustentadas a partir de fontes renováveis. Portugal não é exceção, procurando atingir objetivos cada vez mais ambiciosos neste campo, sendo eles:

- O crescimento da produção de energia proveniente da força do vento que requer o armazenamento de energia nos períodos de vazio;
- A necessidade de redução das emissões de CO₂;
- A necessidade de aumento da reserva de água de emergência;
- A necessidade de aumento de armazenamento de energia;
- O controlo de cheias e o combate aos fogos;

- O incentivo da economia portuguesa através da criação de empregos e da redução do défice externo [2].

No entanto, as recentes condições sociais e económicas a que o país tem estado sujeito têm limitado investimentos de grande dimensão. A EDP - Gestão de Produção de Energia realizou estudos no âmbito da revisão dos recursos hidroelétricos disponíveis em Portugal, onde verificou que a implementação de reforços de potência em aproveitamentos hidroelétricos já existentes, aliada ao fomento da legislação que incentiva a prorrogação do prazo de concessão dos mesmos pela via do reforço de potência [3], seria uma forma extremamente eficaz de ultrapassar esses obstáculos e ao mesmo tempo responder às solicitações energéticas atuais. É neste contexto que surge o Reforço de Potência de Salamonde.

Para que um investimento desta dimensão seja levado a cabo, é aconselhável uma avaliação prévia do ponto de vista técnico e económico. Devem ser avaliadas todas as possíveis soluções ao nível de infraestruturas e equipamentos a instalar, tendo em consideração as características do aproveitamento hidroelétrico em estudo. Deve procurar-se maximizar as receitas e o Valor Atualizado Líquido (VAL), sem nunca comprometer a qualidade e a fiabilidade da intervenção a realizar. É imprescindível que uma avaliação pormenorizada seja efetuada, de forma a determinar a viabilidade do projeto. O investimento deve ser avaliado não só por indicadores económicos, mas também através de uma visão estratégica e pelas oportunidades futuras que poderão daí advir para a empresa investidora.

Assim sendo, este trabalho tem como meta final a compreensão das mais valias de um investimento desta dimensão, sob o ponto de vista técnico e económico. O caso de estudo representa um investimento real da EDP (Energias de Portugal) atualmente em desenvolvimento na bacia hidrográfica do rio Cávado: o reforço de potência do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde.

1.2 Motivação e objetivos

Esta dissertação tem como principal objetivo as análises técnica e económica do reforço de potência que está a ser implementado no Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde, localizado na bacia hidrográfica do rio Cávado. Para que o mesmo seja cumprido, será necessário:

- Conhecer a retrospectiva histórica inerente à hidroeletricidade em Portugal, de modo a entender as motivações que levaram à situação atual em que o país se encontra, com particular incidência no caso de estudo;
- Realizar uma avaliação do ponto de vista técnico, explicando o modo de funcionamento do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde II, bem como dos seus elementos constituintes, com destaque no modo de funcionamento da nova central;
- Realizar uma avaliação do ponto de vista económico com o intuito de se perceber a viabilidade desta intervenção, avaliando financeiramente o investimento;

- Efetuar uma análise de risco, com o objetivo de se avaliar o impacto que os riscos externos e internos, associados à construção e exploração do projeto, podem ter na rentabilidade do mesmo;
- Compreender as razões que levaram à realização do investimento em estudo, por parte da EDP;
- Analisar os impactos inerentes a esta intervenção, sob o ponto de vista social e ambiental.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em seis capítulos.

No presente capítulo, Capítulo 1 - Introdução, é enquadrado o tema da dissertação – Avaliação Técnico Económica de Aproveitamentos Hidroelétricos – Reforço de Potência de Salamonde, bem como a motivação e os objetivos inerentes à mesma. Para além disso, é apresentada a forma como o trabalho está estruturado.

No Capítulo 2 – Hidroeletricidade em Portugal, é feita uma contextualização da evolução da hidroeletricidade em Portugal, com especial destaque na bacia hidrográfica do rio Cávado e como tal, no Reforço de Potência de Salamonde.

No Capítulo 3 – Avaliação Técnica, é realizada uma avaliação do ponto de vista técnico do Reforço de Potência de Salamonde, através da descrição dos componentes utilizados no mesmo.

No Capítulo 4 – Avaliação Económica, é realizada uma avaliação ao Reforço de Potência de Salamonde do ponto de vista económico e são apresentados os resultados obtidos, devidamente interpretados. Para além disso é também efetuada uma análise de risco;

No Capítulo 5 – Impactos sociais e ambientais, são analisados os impactos desta intervenção sob o ponto de vista social e ambiental.

Finalmente, no Capítulo 6 – Conclusão, são apresentadas as conclusões obtidas com base nos resultados alcançados nos capítulos anteriores.

Capítulo 2

Hidroeletricidade em Portugal

Nos últimos tempos, a hidroeletricidade em Portugal tem evoluído de forma crescente. A implementação de políticas energéticas que promovem a sustentabilidade e a preservação do planeta tem conduzido a um aumento da utilização das fontes de energia renováveis na produção de energia elétrica. Neste momento, Portugal tem alguns aproveitamentos hidroelétricos em construção, bem como alguns reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos já existentes, na sua maioria reversíveis, que pretendem aproveitar ao máximo o potencial hídrico do país.

Neste capítulo é feita uma contextualização da evolução da hidroeletricidade em Portugal, com especial destaque na bacia hidrográfica do rio Cávado e como tal, no Reforço de Potência de Salamonde.

2.1 Retrospectiva histórica

A energia hídrica começou a ser aproveitada há milhares de anos atrás. Existe desde sempre uma ligação intrínseca entre a humanidade e a água, uma vez que esta tem acompanhado as civilizações desde as épocas mais remotas. Os povos primitivos utilizavam métodos simples de recolha da água proveniente das chuvas, dos rios e dos lagos. Para além disso, utilizavam também o relevo dos solos para aplicar os benefícios da água na agricultura, em terrenos de regadio.

Com o decorrer do tempo, as necessidades humanas e o crescimento populacional passaram a exigir quantidades de água cada vez maiores e uma maior facilidade de acesso às fontes existentes, ao mesmo tempo que eram procuradas novas formas de abastecimento.

Os Incas construíram sistemas de canalização de água com o intuito de serem utilizados na agricultura, para fins de irrigação. Os Egípcios dominaram técnicas sofisticadas de irrigação dos solos, construindo os seus próprios dispositivos de armazenamento de água, dependentes das enchentes do rio Nilo. Os Romanos foram dos povos mais avançados neste campo, começando a utilizar a água em sistemas hidráulicos de pequena dimensão, que permitiam a moagem de cereais. As construções destinadas ao transporte de água, denominadas de aquedutos, eram também muito populares entre este povo, abastecendo inúmeras termas e banhos públicos, ao mesmo tempo que

supriam as necessidades das populações através da água proveniente de rios e lagos. Os Romanos também se destacaram na construção de redes de esgotos e canalizações para escoamento da água da chuva. Por outro lado, os Gregos inventaram a roda de água, que utilizavam para girar maquinaria - esta seguia o mesmo princípio da turbina que utilizamos nos dias de hoje [4].

No entanto, a utilização de água como força motriz para produção de energia elétrica iniciou-se apenas no final do séc. XIX. Os primeiros aproveitamentos hidroelétricos eram de pequena dimensão e tinham como principal objetivo a satisfação de consumos locais.

Em Portugal, o primeiro investimento deste tipo foi iniciado pela Companhia Elétrica e Industrial de Vila Real, fundada em 1882. Mais tarde, a concessão do mesmo passou para o cidadão alemão Emílio Biel que, em 1884, concluiu um aproveitamento no rio Corgo, no lugar do poço do Agueirinho. Este era constituído por um açude e uma central equipada por uma turbina KNOP e fornecia uma potência de 120 kW, para uma queda de aproximadamente 25 metros. Em 1926, este aproveitamento viria a ser substituído por um aproveitamento constituído por uma barragem, no sítio da Insua, e uma central, em Terrajido [1].

O segundo aproveitamento hidroelétrico a entrar em serviço foi o aproveitamento hidroelétrico de Furada, entre 1895 e 1896. O mesmo estava localizado no rio Cávado, e foi promovido pela Sociedade de Eletricidade do Norte de Portugal (SENP), tendo uma potência instalada de aproximadamente 93 kW. Neste mesmo local, viria a ser instalado, anos mais tarde, o aproveitamento de Penide, fomentado pela Companhia Hidroelétrica do Norte de Portugal (CHENOP) [1].

Por esta altura, ainda nos finais do séc. XIX, foi referida pela primeira vez a ideia de recorrer ao aproveitamento das águas do rio Guadiana, no projeto-lei de fomento rural de Oliveira Martins. Esse projeto tinha como base o aproveitamento das águas do rio Guadiana a jusante da confluência do rio Degebe, o mesmo local onde agora se encontra o aproveitamento hidroelétrico do Alqueva. Foi também nesta altura, mais precisamente em 1899, que a primeira central hidroelétrica foi inaugurada nos Açores.

No início do séc. XX, entraram em serviço as centrais de Riba Côa (1906), Caniços (1908), Varosa e Senhora do Desterro (1909). Entretanto, devido à urgência na eletrificação do país, tendo como objetivo o desenvolvimento industrial e a necessidade do Estado fomentar e apoiar financeiramente a realização de aproveitamentos hidroelétricos e uma rede elétrica nacional, surgiu em 1926 a Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos, que regulava a produção, designadamente por via hidroelétrica, o transporte e a distribuição da energia elétrica [5]. Assim, até 1930 foram sendo construídos pequenos aproveitamentos hidroelétricos, num total de 90 MW instalados, destinados principalmente a abastecimento de consumos locais e a alimentar certas indústrias, tais como moagem, fiação, tecelagem e lanifícios.

Na década de 30 foi criada a Junta de Eletrificação Nacional e foram iniciados estudos com vista a determinar o potencial hídrico do país, de modo a serem criadas condições para a realização de grandes aproveitamentos hidroelétricos. No entanto, devido à II Guerra Mundial e à crise económica em que o país vivia, este processo sofreu um atraso significativo.

No início da década de 40, foi apresentado o Plano Geral do Aproveitamento Hidroelétrico do rio Zêzere. O Governo deu então início à construção de grandes aproveitamentos hidroelétricos.

O Engenheiro Duarte Pacheco, então ministro, deu ordem de elaboração do caderno de encargos da concessão do aproveitamento da energia das águas do rio Zêzere, dos programas de trabalho e financeiro para a construção do escalão de Castelo de Bode e dos estatutos da empresa concessionária a criar. Entretanto, foram apresentados os planos gerais do aproveitamento hidroelétrico do sistema Cávado-Rabagão (1944) e do troço nacional do Douro (1948) [1].

Em 1944 foi publicada a Lei n.º 2002, da autoria do Engenheiro Ferreira Dias, pioneiro no incentivo da eletrificação do país, que estabelecia as bases da produção, transporte e distribuição de energia elétrica partindo sempre do princípio de que a produção de eletricidade teria de ser “de origem hidráulica devendo as centrais térmicas reservar-se para funções complementares, nomeadamente durante o Verão, para aproveitar os carvões pobres de origem nacional” [6].

Em 1945, o Governo apostou em novos aproveitamentos hidroelétricos, anunciando a criação de duas novas empresas para a exploração da hidroeletricidade nos rios Zêzere, Cávado e Rabagão. Assim nasceram as empresas Hidroelétrica do Cávado (HICA) e Hidroelétrica do Zêzere (HEZ), dando-se início à construção dos dois primeiros grandes aproveitamentos hidroelétricos: Castelo de Bode, no rio Zêzere (139 MW) e Venda Nova, no rio Rabagão (81 MW) [1].

Em 1947 foi criada a Companhia Nacional de Eletricidade (CNE) tendo como principal objetivo “o estabelecimento e a exploração de linhas de transporte e subestações destinadas ao fornecimento de energia elétrica aos concessionários da grande distribuição ou aos consumidores cujo abastecimento direto se justifique nos termos da base XIII da Lei n.º 2002, bem como à interligação dos sistemas do Cávado e do Zêzere, entre si e com os sistemas existentes” [7].

A década de 50 foi considerada como a “década de ouro da hidroeletricidade”, na qual se desenvolveram principalmente as bacias hidrográficas dos rios Cávado e Zêzere, verificando-se a entrada em serviço de inúmeros aproveitamentos hidroelétricos (Tabela 2.1). Nessa altura, o Governo criou a Hidroelétrica do Douro (HED), empresa responsável pela concessão do aproveitamento hidroelétrico do rio Douro, e a Empresa Termoelétrica Portuguesa (ETP), responsável pela construção e exploração das principais centrais termoelétricas do país [1].

Tabela 2.1: Aproveitamentos hidroelétricos instalados na década de 50 [1]

Entrada em serviço	Escalão	Rio	Potência instalada (MW)
1951	Castelo do 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 internacional	180
1960	Miranda	Douro internacional	174

Esta década foi fundamental na viragem da estrutura do parque eletroprodutor, que sofreu a seguinte evolução [1]:

- A potência instalada nas centrais hidroelétricas passou de 152,8 MW (44% do total) para 1085,2 MW (81% do total), crescendo um total de 610%, embora em número se tenha apenas passado de 113 para 117 centrais.
- O número de centrais térmicas diminuiu de 519 para 301 e a potência nelas instalada passou de 192,4 MW (56% do total) para 249,8 MW (19% do total), crescendo um total de 30%.
- A energia produzida registou uma subida de 246,5%, passando de 941,8 GWh para 3263,5 GWh, tendo a contribuição das centrais hidroelétricas subido de 46% para 95% e a das térmicas descido de 54% para 5%.
- Relativamente à capitação dos consumos, verificou-se a subida de 99,3 kWh por habitante para 338,9 kWh por habitante.

Na década de 60, cerca de 95% da energia produzida no país provinha de origem hidroelétrica (3105 GWh). A eletricidade foi-se tornando mais barata, à medida que se entrava numa nova fase de evolução do sistema eletroprodutor. No decorrer desta década, entraram em serviço três novos grandes aproveitamentos hidroelétricos (Tabela 2.2). De referir que o escalão do Alto-Rabagão foi o primeiro aproveitamento reversível a nível nacional.

Tabela 2.2: Aproveitamentos hidroelétricos instalados na década de 60 [1]

Entrada em serviço	Escalão	Rio	Potência instalada (MW)
1964	Bemposta	Douro	210
	Alto-Rabagão	Rabagão	72
1965	Vilar-Tabuaço	Távora	64

Em 1969 foi publicado o Decreto-Lei nº 49211 de 27 de Agosto, no qual foi “autorizada a fusão das sociedades concessionárias de aproveitamentos hidroelétricos, de empreendimentos termoelétricos e de transporte de energia elétrica cujos centros e instalações constituem a Rede Elétrica Primária” [1]. Assim, foi criada a Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE), formada pela HICA, a HED, a HEZ, a ETP e a CNE.

Nas décadas de 70 e 80 verificou-se uma subida acentuada nos consumos de eletricidade, devida principalmente à eletrificação em superfície. O programa hidroelétrico retomou em força, assinalando-se inúmeras entradas em serviço de aproveitamentos hidroelétricos (Tabela 2.3).

Tabela 2.3: Aproveitamentos hidroelétricos instalados nas décadas de 70 e 80 [1]

Entrada em serviço	Escalão	Rio	Potência instalada (MW)
1971	Carrapatelo	Douro nacional	180
1972	V. das Furnas	Homem	64
1973	Régua	Douro nacional	156
1974	Fratel	Tejo	130
1976	Valeira	Douro nacional	216
1981	Aguieira	Mondego	270
1982	Raiva	Mondego	20
1983	Pocinho	Douro nacional	186
1985	Crestuma	Douro nacional	105
1987	V. das Furnas II	Homem	74
1988	Torrão	Tâmega	146

Em 1976, na sequência da nacionalização das várias empresas do setor elétrico e da consequente reestruturação do mesmo, foi publicado o Decreto-Lei nº 502/76 de 30 de Junho, e foi criada a Eletricidade de Portugal - Empresa Pública (EDP), tendo como objetivo “o estabelecimento e 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].

Até à década de 90, a potência total instalada em Portugal era da ordem dos 3000 MW. Nesta década, é de evidenciar a entrada em serviço do aproveitamento do Alto Lindoso, com capacidade de 630 MW (Tabela 2.4).

Tabela 2.4: Aproveitamentos hidroelétricos instalados na década de 90 [1]

Entrada em serviço	Escalão	Rio	Potência instalada (MW)
1992	Alto Lindoso	Lima	630
1993	Touvedo	Lima	22
	Pracana II	Tejo	25
	Sabugueiro II	Mondego	10
1994	Caldeirão	Mondego	40
1995	Miranda II	Douro int.	189

Na Figura 2.1 é possível observar a evolução da potência hídrica (em MW) instalada em Portugal entre a década de 30 e a década de 90. Comparativamente à produção de energia térmica, é notável o seu acentuado crescimento no decorrer do séc. XX.

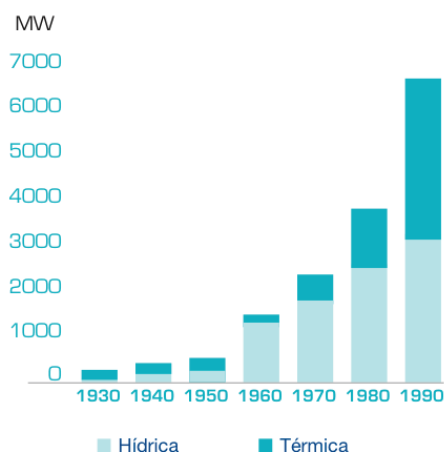


Figura 2.1: Evolução da potência hídrica e da potência térmica instalada em Portugal entre as décadas de 30 e 90 [1]

Em 1994, a Diretiva 1996/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, impôs a separação jurídica das empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte das empresas que desenvolvem atividades de produção e distribuição de eletricidade. Assim, em consequência da cisão da EDP, foi criada a Rede Elétrica Nacional (REN).

Em 1995, iniciou-se a liberalização do setor da energia, definindo-se o Sistema Elétrico Nacional, baseado na coexistência de um Serviço Elétrico Público, onde se insere a produção hídrica e a produção térmica em regime ordinário (PRO), e de um Sistema Elétrico Independente, que contempla a produção independente proveniente de produção eólica, térmica, fotovoltaica e hidráulica em regime especial (PRE). Ao mesmo tempo, foi garantida a regulação do setor elétrico através da criação de uma entidade administrativa independente, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Desde o início do séc. XXI entraram em serviço mais de 500 MW provenientes de fontes

hídricas. De acordo com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte e Eletricidade 2014-2023 (PDIRT) [8], em 2014 o parque eletroprodutor nacional apresentava os valores de potência instalada, proveniente de fontes renováveis, presentes na Tabela 2.5.

Tabela 2.5: Potência instalada no parque eletroprodutor em 2014, a partir de fontes renováveis [9]

Energia	Potência instalada (MW)
Hídrica	15 314
Mini-hídrica	1 509
Eólica	11 813
Térmica (Biomassa)	2 697
Cogeração	1 526
Solar	592
Total	33 451

Relativamente a valores de consumo proveniente de fontes hídricas, a Figura 2.2 evidencia picos nos anos 2010, 2013 e 2014, uma vez que o seu Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) é superior a 1, tal como se pode comprovar na Figura 2.3. O IPH é um indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à energia que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio. Se um determinado ano tiver $IPH > 1$ é considerada um ano húmido, caso contrário é considerado um ano seco. Desta forma, conclui-se que os anos de 2010, 2013 e 2014 foram chuvosos pelo que as centrais hídricas puderam funcionar durante mais tempo, produzindo mais eletricidade do que nos anos em que o IPH se encontra abaixo de 1.

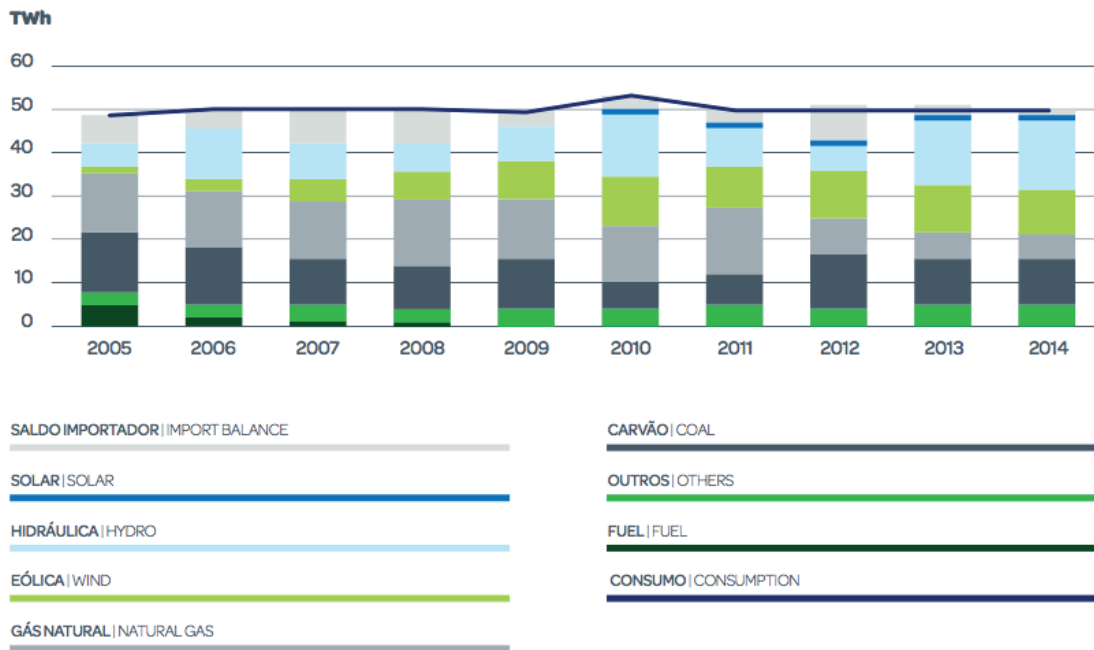


Figura 2.2: Evolução da Produção e Consumo de energia elétrica em Portugal (2005-2014) [9]

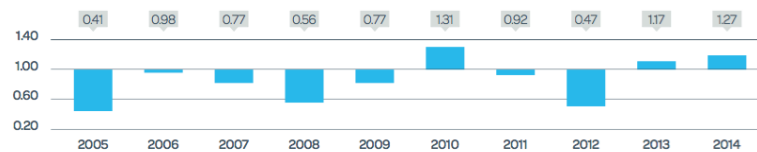


Figura 2.3: Índice de Produtibilidade Hidroelétrica em Portugal (2005-2014) [9]

Os níveis de consumo de energia elétrica têm-se mantido relativamente constantes no decorrer do presente século, facto que a Figura 2.2 valida. Sabe-se, no entanto, que os níveis de consumo ao longo do ano não são constantes. A Figura 2.4 permite compreender que os níveis de consumo são bastante mais acentuados no Inverno do que no Verão, devido à maior necessidade de iluminação e aquecimento que o mesmo requer. Para além disso, é importante referir que durante o dia há variações de consumo, verificando-se maior consumo nas horas de ponta (por volta das 20h) e menos consumos nas horas de vazio (por volta das 4h).

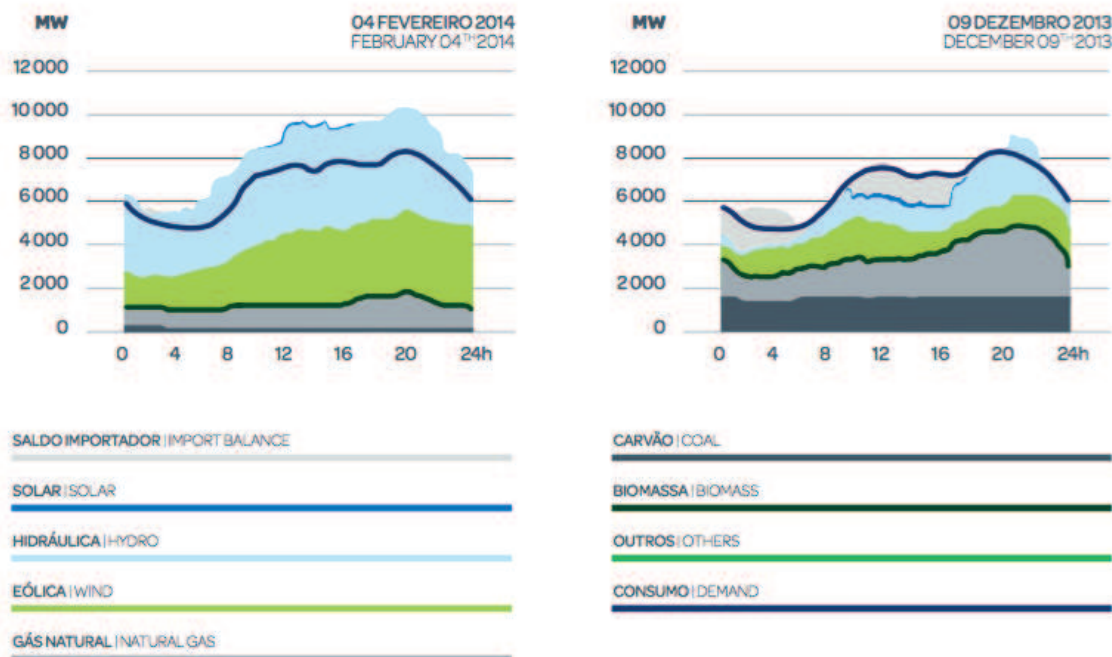


Figura 2.4: Características do diagrama de ponta anual referente ao inverno de 2013/2014 [9]

São precisamente os aproveitamentos hidroelétricos que asseguram estas variações de carga em horas de ponta, uma vez que, devido à sua flexibilidade e disponibilidade, conseguem colocar a potência disponível nos grupos rapidamente disponível na rede, suprimindo facilmente as necessidades dos consumidores.

2.2 Políticas energéticas

Nos últimos anos, tendo como objetivo o combate às alterações climáticas, tem-se verificado uma preocupação crescente relativa ao aquecimento global e à emissão de gases responsáveis pelo efeito de estufa. Diversas nações têm unido esforços de modo a implementarem políticas energéticas que promovam a sustentabilidade e a preservação do planeta. Uma das formas mais exequíveis de o fazer passa pela promoção da utilização de fontes de energia limpa e renovável na produção de energia elétrica.

Em 1992 foi assinada a Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, com o objetivo de conter o aquecimento global e as mudanças climáticas ao mesmo inerentes, através da redução das emissões dos gases que provocam o efeito de estufa [10]. Em 1997, com o objetivo de fortalecer os compromissos definidos na mesma, foi discutido, no Japão, o protocolo de Quioto, tratado internacional assinado pela maioria dos países do mundo, cujo objetivo passava pela definição de compromissos rígidos para a redução das emissões dos gases com efeito de

estufa, considerados como causa principal do aquecimento global. O Protocolo de Quioto definia o seguinte [11]:

- 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 aspectos 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 o inicial.

A União Europeia assinou o Protocolo de Quioto em 1998, assumindo uma redução de 8% da emissão de gases com efeito de estufa, no período entre 2008 e 2012. Portugal ratificou-o em 2002, comprometendo-se a limitar em 27% o aumento dos gases com efeito de estufa, relativamente a 1990, até 2012.

De modo a que as metas definidas fossem cumpridas, Portugal criou a Comissão para as Alterações Climáticas (CAC), através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 72/98. A esta comissão competia a elaboração da estratégia e de relatórios nacionais em matéria de alterações climáticas, bem como o acompanhamento da execução de medidas, programas e ações que viessem a ser adotados pelo Governo, optando sempre por adotar instrumentos económicos e financeiros tendencialmente reguladores do consumo e da utilização mais limpa da energia. Em 2001, a CAC apresentou o Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), um programa nacional desenvolvido com o objetivo específico de controlar e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, de forma a respeitar os compromissos de Portugal definidos no Protocolo de Quioto, bem como antecipar e reduzir os impactos das alterações climáticas [12].

Ainda em 2001, a União Europeia adotou a Diretiva 2001/77/CE (conhecida como Diretiva das Renováveis) que propunha, até 2010, aumentar para 12% a quota do consumo interno bruto de energia proveniente de fontes de energia renováveis no conjunto dos países da União Europeia e para 22,1% a quota de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Portugal assumiu o compromisso de que o consumo anual bruto de eletricidade proveniente de fontes renováveis, seria de 39% até 2010 [13].

Em 2003 foi aprovada a Estratégia Nacional para a Energia (ENE), pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 196/2005, de 24 de outubro. Este documento pretendia garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários, dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética na cadeia de oferta e procura de energia, reforçando o papel das energias renováveis [14].

Mais tarde foi aprovado um novo PNAC, o PNAC 2006, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 24 de outubro. O seu objetivo passava por avaliar o compromisso de Portugal face ao primeiro período de cumprimento do Protocolo de Quioto, tendo em consideração a atualização da informação, em particular a de natureza macroeconómica e de políticas e medidas com impacto no balanço nacional de emissões de gases com efeito de estufa. Relativamente à energia hídrica, este programa salientava a meta de instalação de 5000 MW até 2010 [15].

Em 2007, o novo PNAC foi substituído pelo programa “Novas Metas 2007”, substituindo-se a meta de 39% face ao consumo bruto de eletricidade produzida a partir de energias renováveis, para 45%. Em relação à energia hídrica, pretendia-se atingir a meta de 5575 MW de potência instalada até 2010, mais 575 MW do que o estabelecido no PNAC 2006. Este reforço seria possível através da entrada em serviço dos reforços de potência de Picote, Bemposta e Alqueva.

Neste programa, estava ainda previsto que até 2020 fossem instalados 7000 MW provenientes de fontes hídricas, o que corresponderia a 70% do potencial hídrico nacional. De forma a que esta meta fosse cumprida, o Governo aprovou os aproveitamentos hidroelétricos de Baixo-Sabor, no rio Douro, e de Ribeiradio/Ermida, no rio Vouga. Para além disso, foi ainda aprovado o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), do qual constavam os aproveitamentos hidroelétricos referidos na Tabela 2.6, num total de 1096 MW de potência instalada, 807 MW dos quais reversíveis [16].

Tabela 2.6: Aproveitamentos hidroelétricos selecionados no PNBEPH [16]

Aproveitamento hidroelétrico	Potência instalada (MW)
Foz Tua	234 (reversível)
Fridão	163
Padroselos	113 (reversível)
Gouvães	112 (reversível)
Daivões	109 (reversível)
Vidago (Alto Tâmega)	90 (reversível)
Almourol	78
Pinhosão	77 (reversível)
Girabolhos	72 (reversível)
Alvito	48

Para além disso, outros instrumentos foram criados de forma a serem utilizados como auxílio no cumprimento das metas relativas ao Protocolo de Quioto: o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), o primeiro instrumento de mercado intracomunitário de regulação das emissões de gases com efeito de estufa, e o Fundo Português de Carbono (FPC), que contribuía através da aquisição de unidades de cumprimento ao abrigo dos mecanismos previstos no Protocolo de Quioto e da promoção da redução adicional de emissões de gases com efeito de estufa, através de projetos domésticos.

Em 2008, a União Europeia desenvolveu e aprovou o Pacote Energia-Clima 20-20-20, que definia as seguintes metas, a atingir em 2020, por todos os estados-membros da mesma [17]:

- Redução de 20% de emissão de gases com efeito de estufa, face aos volumes emitidos em 1990;
- Aumento em 20% de energias renováveis no mix energético;
- Redução de 20% no consumo energético, em resultado do aumento da eficiência, ao que acrescia a utilização de pelo menos 10% de biocombustíveis nos transportes.

Em 2009, através da Diretiva 2009/28/CE, foi decidido que seria fomentada a partilha de esforços entre os estados-membros da União Europeia, relativamente às quotas de energia provenientes de fontes renováveis. Ficou então decidido que Portugal teria a missão de alcançar a quota de 31% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, e ainda, limitar as emissões de gases de efeito de estufa nas atividades não abrangidas pelo CELE em 1%, entre 2013 e 2020 [18].

Com o objetivo de fazer face às novas exigências definidas, em 2010 foi aprovada a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), que integrava os compromissos assumidos no âmbito do Pacote Energia-Clima 20-20-20 para Portugal [19]:

- Diminuir a dependência energética externa do país para 74%;

- Apostar nas energias renováveis, alcançando 60% da eletricidade produzida com origem nessas fontes;
- Reduzir em 25% o saldo importador energético face a 2008;
- Promover a eficiência energética.

Relativamente à ENE 2020, é ainda de destacar a previsão de instalação de 8600 MW de capacidade hídrica até 2020, superando em 1600 MW o previamente definido no programa Novas Metas 2007, o que equivale a aproveitar 82% do potencial hidroelétrico existente no país.

Para além disso, ainda em 2010 foi lançado o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), que fixava os objetivos do país no que dizia respeito à percentagem no consumo final de energia proveniente de fontes renováveis. De forma a que a meta relativa à energia hídrica fosse cumprida, Portugal acrescentou neste plano a implementação de novos reforços de potência, entre os quais estava incluído o Reforço de Potência de Salamonde.

Paralelamente, foram implementadas medidas com o objetivo de induzir uma mudança no comportamento dos consumidores de energia, nomeadamente: campanhas de substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas eficientes e adoção de regras e requisitos de construção visando o aumento da eficiência energética dos edifícios e a obrigatoriedade de informar o consumidor sobre a eficiência energética dos aparelhos elétricos [17].

Em 2010, por resolução do Conselho de Ministros n.º 93/2010, foi criado um novo Programa Nacional para as Alterações Climáticas, o PNAC 2020, para o período entre 2013 e 2020. O novo PNAC 2020 definiu os seguintes objetivos [20]:

- Consolidar e reforçar as políticas, medidas e instrumentos de carácter sectorial previstos no PNAC 2006 e Novas Metas 2007;
- Definir novas políticas, medidas e instrumentos com o objetivo de limitar as emissões dos sectores não CELE;
- Prever as responsabilidades setoriais, o financiamento e os mecanismos de monitorização e controlo.

Portugal alcançou os objetivos a que se propôs, atingindo emissões bem abaixo da meta que lhe cabia (apenas 19%), segundo o mais recente inventário entregue ao secretariado da Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas [21].

Em 2012, em Doha, Qatar, foi decidida a extensão do Protocolo de Quioto, uma vez que o mesmo deixaria de vigorar nesse mesmo ano. Foi decidido que, até 2020, seriam promovidas novas medidas de redução das emissões de gases com efeito de estufa. 37 estados-membros comprometeram-se a respeitar esta meta: juntos, estes países respondem por aproximadamente 15% das emissões de todo o mundo. No entanto, alguns países, tais como o Japão, a Rússia e a Nova Zelândia, decidiram não contribuir para esta meta, e ainda outros abandonaram o protocolo.

Em 2013 foram aprovados o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética 2016 (PNAEE) e um novo Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020 (PNAER) para o período

2013-2020. O PNAEE 2016 prevê uma poupança induzida de 8,2%, próxima da meta indicativa definida pela União Europeia de 9% de poupança de energia até 2016, estando os contributos na redução dos consumos energéticos distribuídos pelos vários setores de atividade do país. Por outro lado, o PNAER 2020 prevê uma redução de 18% na capacidade instalada em tecnologias baseadas em fontes de energia renováveis face ao PNAER de 2010, com a quota de eletricidade de base renovável no novo PNAER a ser superior (60% vs. 55%), tal como a meta global a alcançar, que deverá situar-se em cerca de 35% (face à meta de 31%) [22].

Em 2014 decorreu em Lima, no Peru, a Conferência das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas. A fim de sensibilizar os maiores emissores de poluentes do mundo – os Estados Unidos da América e a China – assim como outros países, ficou decidido que, em dezembro de 2015, deverá ser negociado o Acordo de Paris, acordo este que sucederá ao Protocolo de Quioto e que deverá vigorar a partir de 2020. De acordo com o documento final da cimeira, intitulado “A chamada à ação de Lima”, todos os países terão de apresentar à Organização das Nações Unidas (ONU), antes de 1 de outubro de 2015, compromissos quantificáveis, ambiciosos e justos de redução de gases de efeito de estufa. Ficou também decidido que terão de apresentar informação detalhada das ações para conseguir que essa diminuição se cumpra efetivamente [23].

2.3 Situação atual da hidroeletricidade em Portugal

Num futuro próximo, em resultado das políticas energéticas definidas até 2020, tais como o ENE 2020 e o Pacote Energia-Clima 20-20-20, prevê-se um aumento no consumo de energia elétrica em Portugal, especialmente em horas de ponta. De forma a que país consiga dar resposta a estas novas solicitações, aproveitando o potencial hídrico ainda por explorar, prevê-se a construção de novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência, que vêm fortalecer o parque eletroprodutor.

2.3.1 Consumo de energia elétrica em Portugal

O PDIRT 2014-2023, elaborado pela REN, prevê para Portugal Continental a banda de evolução do consumo de energia elétrica ilustrada na Figura 2.5. Entre 2013 e 2023, esta previsão apresenta uma taxa média anual de evolução compreendida entre 0,8% e 1,1%, conforme se considere o limite inferior ou superior da banda, que foi desenvolvida no pressuposto de “temperatura média”, com identificação das variáveis relevantes para a evolução económica em Portugal [8].

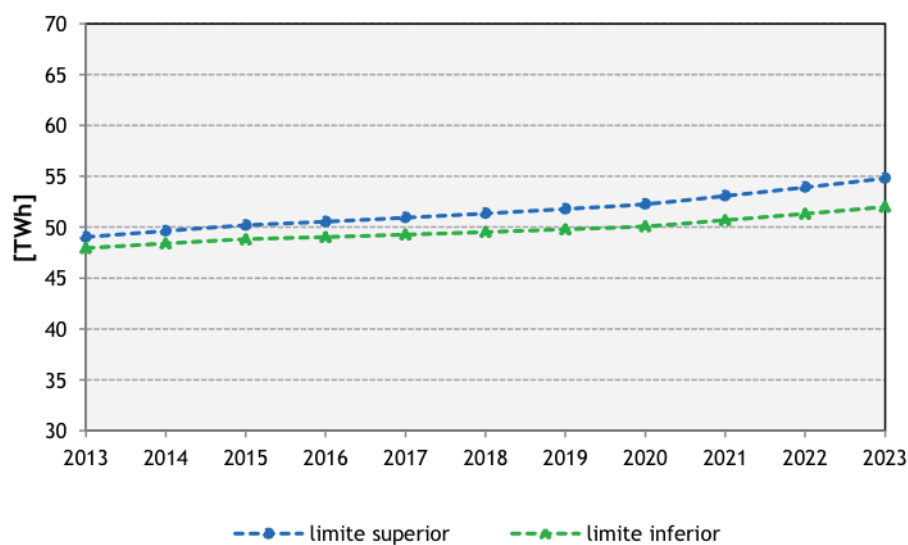


Figura 2.5: Evolução prevista da procura de energia elétrica em Portugal até 2023 [8]

Na Figura 2.6 apresenta-se a evolução da carga máxima para a época sazonal de inverno, carga referida aos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte, deduzida a partir dos valores da Figura 2.5.

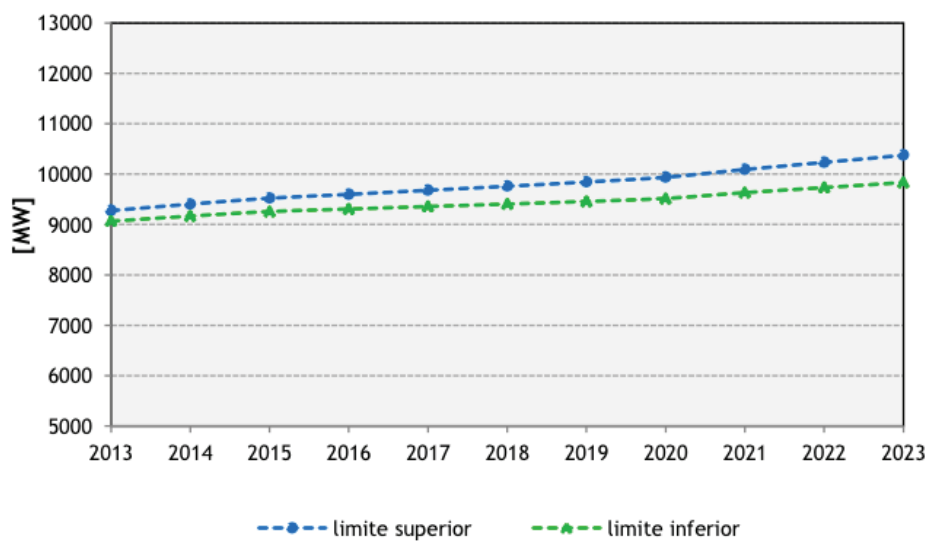


Figura 2.6: Evolução estimada da ponta da carga em Portugal até 2023 [8]

Contudo, é de salientar que a atual situação de crise económica em que o país vive tem resultado numa redução dos consumos e das pontas de carga. Trata-se de um fenómeno que dificulta a previsão da evolução da ponta nacional de consumo e, como tal, estes valores poderão vir a ser revistos num futuro próximo.

2.3.2 Potencial hídrico por explorar

De acordo com dados do Ministério da Economia e da Inovação, Portugal é atualmente um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar. Paralelamente, é igualmente um dos países da União Europeia que menos cresceu nas últimas décadas, nesta área. Portugal tem ainda cerca de 54% do potencial hídrico por aproveitar, apresentando também uma dependência energética externa de quase 90%, tal como é possível verificar na Figura 2.7 [24].

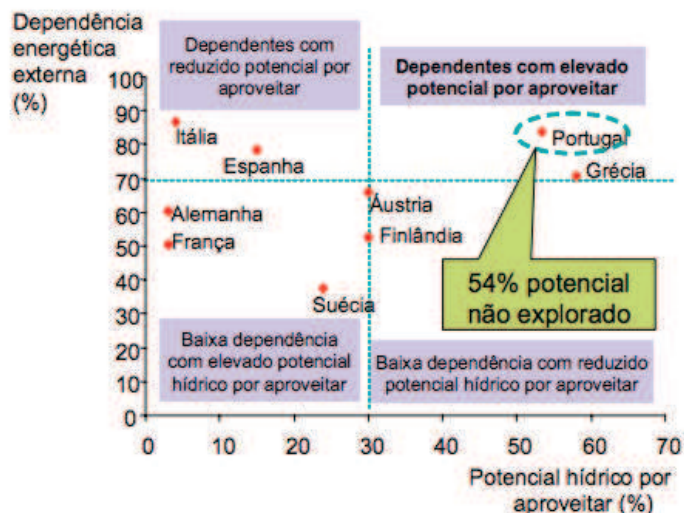


Figura 2.7: Potencial hídrico por explorar versus dependência energética externa [24]

Neste sentido, a energia hídrica é claramente uma das principais apostas do Governo para o futuro. Com a aprovação da ENE 2020 pretende-se que, até 2020, Portugal aproveite mais de 80% do seu potencial hídrico, valor muito superior aos 46% registados em 2007, e também acima dos 70% previstos no programa “Novas Metas 2007”.

Para além disso, a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis, como a energia hídrica, irá contribuir para a redução do nível de utilização das centrais térmicas, em especial nas horas de ponta, e como tal reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, bem como diminuir a dependência energética externa.

2.3.3 Novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência

Até 2020 está prevista a concretização, não só de novos aproveitamentos hidroelétricos, nomeadamente os que constam do PNBEPH, como também de alguns reforços de potência em aproveitamentos hidroelétricos já existentes [8]. Na Tabela 2.7 apresentam-se os novos aproveitamentos hidroelétricos que se prevê entrarem em funcionamento até 2023.

Segundo dados do PDIRT 2014-2023, Portugal prevê instalar 4279 MW hídricos até 2023, 1442 MW dos quais até 2016 [8]. Para tal, conta com os reforços de potência de Venda Nova III, Salamonde II e Paradela II, incluídos no PNAER, e com os aproveitamentos hidroelétricos de Foz

Tua, Girabolhos / Bogueira, Fridão, Alto Tâmega, Daivões, Gouvães, Alvite e Carvão-Ribeira, se bem que este último ainda em fase de estudo.

Tabela 2.7: Aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência previstos até 2023 [8]

	Potência instalada (MW)	N.º de grupos	Entrada em serviço
Ribeiradio / Ermida	71 + 6	1+1	abril 2014
Baixo Sabor	140 (reversível) + 31 (reversível)	2+2	outubro 2014
Venda Nova III	736 (reversível)	2	julho 2015
Salamonde II	207 (reversível)	1	setembro 2015
Foz Tua	251 (reversível)	2	outubro 2015
Subtotal até 2016	1442 MW		
Girabolhos / Bogueira	415 (reversível) + 30	2+3	janeiro 2017
Fridão	238	1	março 2018
Alto Tâmega	160	2	dezembro 2018
Daivões	114	2	dezembro 2018
Gouvães	880 (reversível)	4	dezembro 2018
Alvito	225 (reversível)	1	janeiro 2022
Paradela II	320 (reversível)	1	janeiro 2022
Carvão - Ribeira	555 (reversível)	2	janeiro 2022
Subtotal após 2016	2937 MW		
Total	4379 MW		

A evolução do parque hidroelétrico nacional vai ao encontro das linhas de orientação das políticas energéticas nacionais, permitindo, em particular, dotar o Sistema Elétrico Nacional de uma maior flexibilidade operacional, uma vez que estes aproveitamentos dispõem de capacidade de armazenamento e podem ser equipados com reversibilidade. Os aproveitamentos hidroelétricos reversíveis têm a capacidade de bombear a água armazenada na albufeira a jusante para a albufeira a montante, normalmente durante o período noturno, de modo a que esta seja mais tarde utilizada para turbinamento em horas de maior solicitação. Uma vez que durante o período noturno os preços da energia elétrica são mais baixos, e durante os períodos de maior solicitação o oposto acontece, é possível gerar uma receita bastante superior à que seria gerada caso as centrais hidroelétricas não fossem dotadas de bombagem. Para este processo pode ser aproveitada a produção excedentária do sistema.

É importante referir que a reversibilidade é uma ferramenta essencial na resposta aos picos dos diagramas de carga, uma vez que consegue disponibilizar mais energia nos períodos de maior consumo. Dado que possuem um arranque quase instantâneo, os aproveitamentos hidroelétricos dotados de reversibilidade conseguem ter uma capacidade de produção bastante elevada, uma vez que não dependem apenas das afluências naturais dos rios.

2.4 Sistema Cávado-Rabagão-Homem

O sistema hidroelétrico do Cávado-Rabagão-Homem é constituído pelos escalões do Alto Rabagão, Paradelas / Venda Nova, Venda Nova / Vila Nova, Venda Nova / Frades, Salamonde, Caniçada, Vilarinho das Furnas e Penide. Nas Figuras 2.8 e 2.9 é possível observar a planta geral do sistema, bem como a sua configuração.

A elevada disponibilidade hídrica da região, aliada ao seu elevado nível de pluviosidade (o mais elevado do país), potenciada pela existência de uma significativa capacidade de regularização de afluências, e ainda a possibilidade de tirar partido das quedas proporcionadas pelos empreendimentos existentes, motivaram o interesse nesta região.

A maior parte do potencial hidroelétrico disponível na bacia hidrográfica do rio Cávado já se encontra aproveitado, não se prevendo a construção de novos aproveitamentos hidroelétricos neste local. No entanto, o facto de muitos centros produtores já terem um tempo de vida significativo e o desenvolvimento dos critérios de dimensionamento em potência têm motivado a construção de reforços de potência em alguns destes escalões.



Figura 2.8: Planta geral do sistema Cávado-Rabagão-Homem [25]

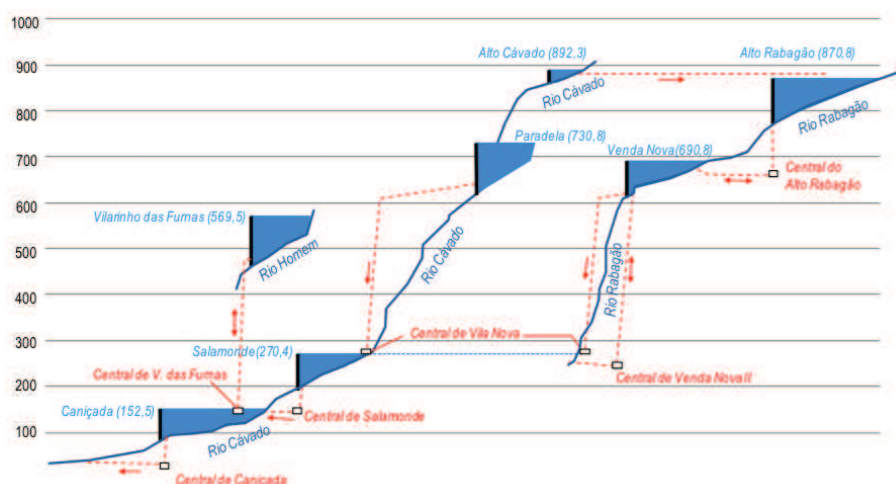


Figura 2.9: Esquema geral do sistema Cávado-Rabagão-Homem [25]

Os empreendimentos do sistema situam-se maioritariamente no rio Cávado e nos seus afluentes Rabagão e Homem, dentro dos limites dos concelhos de Montalegre, Vieira do Minho e Terras de Bouro (o primeiro no distrito de Vila Real e os restantes no distrito de Braga), desenvolvendo-se as correspondentes bacias hidrográficas numa das zonas mais montanhosas e de maior pluviosidade do país.

O conjunto das albufeiras que alimentam as centrais do sistema tem uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 1097 hm^3 , equivalente a $1642,8 \text{ GWh}$, dos quais 64% correspondem à albufeira do Alto Rabagão. A queda bruta total, entre o nível de retenção da albufeira do Alto Rabagão e a restituição do circuito hidráulico de Caniçada, é de cerca de 840 m, sendo a queda bruta aproveitada em Penide da ordem dos 7 m.

A potência líquida máxima total instalada nas centrais do sistema - Alto Rabagão, Vila Nova, Frades, Salamonde, Caniçada e Vilarinho das Furnas - é de $632,4 \text{ MW}$, distribuída por 14 grupos geradores, com uma produtividade média anual de $1634,3 \text{ GWh}$ [25].

2.5 Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde

O Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde localiza-se na freguesia de Salamonde, no concelho de Vieira do Minho, distrito de Braga e está situado no rio Cávado, no norte de Portugal, imediatamente a jusante do aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova. Entrou em funcionamento em 1953, tendo sido construído pela HICA, e destina-se essencialmente à produção de energia elétrica, recorrendo a uma queda de aproximadamente 118 m, disponibilizada entre a albufeira de Salamonde, com níveis de pleno armazenamento (NPA) - cota correspondente aos limites dos planos de água - à cota (270,36), e a albufeira da Caniçada, localizada a jusante, com NPA à cota (152,50).

A central subterrânea do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde foi a primeira caverna de grande dimensão construída em Portugal e está equipada com dois grupos Francis, cada um com potência nominal de 21 MW, e um caudal nominal unitário de aproximadamente $22 \text{ m}^3/\text{s}$ sob uma queda útil de 115 m. A produção média anual é da ordem dos 232 GWh.

A central de Salamonde, com um caudal apenas ligeiramente superior ao caudal médio afluente, implica tempos anuais de operação muito elevados e uma reduzida capacidade de modulação da produção. Esta característica era compatível com as características da rede nacional nas décadas de 50 e de 60, no entanto nos dias que correm é considerada obsoleta [26].

2.5.1 Reforço de Potência de Salamonde

Com a crescente evolução das características da rede, é solicitado aos aproveitamentos hidroelétricos que forneçam energia em horas de ponta e que equilibrem as variações de produção resultantes da produção eólica.

As recentes condições sociais e económicas a que o país tem estado sujeito têm dificultado investimentos de grande dimensão. Nestas condições, encontra-se em fase de implementação por parte da EDP Produção um programa de reequipamento de muitos dos aproveitamentos mais antigos, quer a fio-de-água quer de albufeira. A implementação de reforços de potência em aproveitamentos hidroelétricos já existentes, e de certa forma já um pouco ultrapassados do ponto de vista tecnológico, tal como referido na secção 2.5, é uma forma extremamente eficaz de ultrapassar esses obstáculos e ao mesmo tempo responder às solicitações energéticas atuais. Neste enquadramento surge o Reforço de Potência de Salamonde.

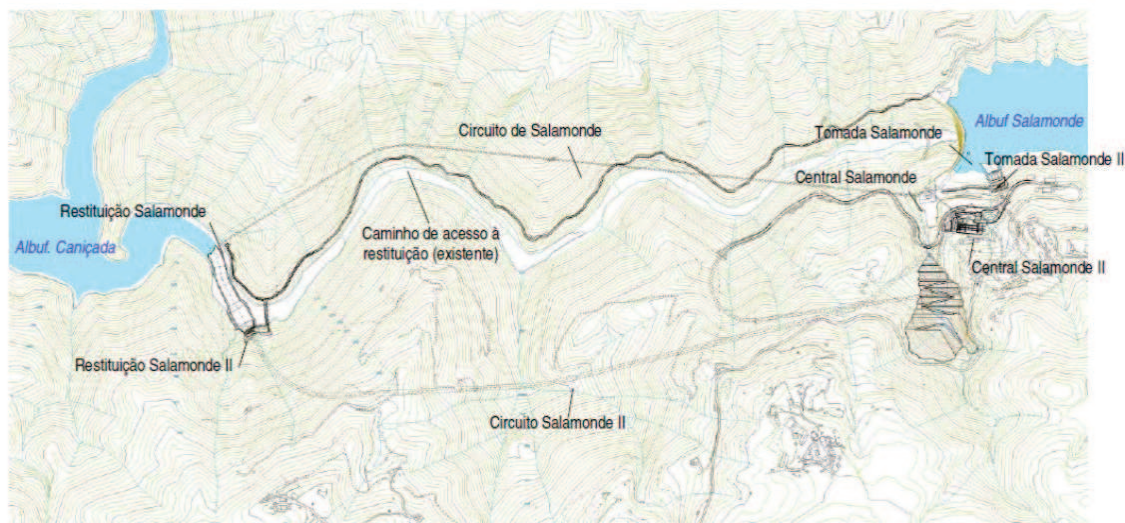


Figura 2.10: Implantação geral do aproveitamento hidroelétrico de Salamonde e de Salamonde II [25]

A central de Salamonde II será equipada com um único grupo reversível, com capacidade nominal de turbinamento de $200 \text{ m}^3/\text{s}$ e uma potência instalada de 207 MW [25]. O aumento

da capacidade instalada na nova central de Salamonde II permitirá reduzir as descargas não controladas e, conseqüentemente, aumentar a produção de energia associada aos recursos hídricos próprios. Por outro lado, o aumento de potência instalada permitirá modular a produção em função do pedido, aumentando de forma significativa a flexibilidade do aproveitamento e a valia da energia produzida. O objetivo de Salamonde II é aumentar a capacidade instalada de bombagem, como complemento essencial para o acréscimo de energia de origem eólica no Sistema Elétrico Nacional, com as características aleatórias que lhe estão associadas.

Na Figura 2.10 é possível observar a implantação geral do aproveitamento hidroelétrico de Salamonde e de Salamonde II.

A concretização deste projeto de reforço de potência terá efeitos benéficos para o sistema elétrico português, tanto mais que a potência instalada de 207 MW é bastante significativa para um aproveitamento com um único grupo gerador, o que permitirá atingir níveis de segurança de abastecimento acrescidos com algum significado. Para além disso, pelo nível de potência instalada referido, Salamonde II introduz na rede uma reserva operacional com algum significado para os picos de consumo ou para uma perda inesperada de produção de outro meio, seja ele térmico ou eólico. Estas duas componentes aliadas à normal elevada disponibilidade e fiabilidade das centrais hidroelétricas transformam-nas num fator importantíssimo para a garantia da segurança de abastecimento do sistema elétrico nacional.

Em suma, os principais aspetos que justificam o interesse do Reforço de Potência de Salamonde são [25]:

- Aumento da capacidade de produção nacional com origem em fontes de energia renováveis e endógenas;
- Redução das emissões de CO₂, por substituição de outras formas de produção emissoras de gases com efeito de estufa;
- Redução das importações de combustíveis fósseis;
- Melhoria da fiabilidade e da segurança do sistema elétrico português, com implicações nos níveis de garantia da segurança de abastecimento;
- Potenciação do aumento de potência instalada eólica;
- Garantia de retorno do investimento a longo prazo;
- Desenvolvimento da economia local no período de construção.

No Capítulo 3 - Análise Técnica, serão descritos todos os aspetos técnicos inerentes ao Reforço de Potência de Salamonde.

Capítulo 3

Avaliação Técnica

Para que um investimento da dimensão do Reforço de Potência de Salamonde seja realizado, é aconselhável a realização de uma avaliação prévia do ponto de vista técnico. Devem ser analisadas todas as possíveis soluções ao nível de infraestruturas e equipamentos a instalar, tendo em consideração as características do aproveitamento hidroelétrico em estudo, sem nunca comprometer a qualidade e a fiabilidade da intervenção a realizar.

Neste capítulo procura-se apresentar e justificar as opções que foram tomadas durante as fases de planeamento e projeto do Reforço de Potência de Salamonde, a partir dos dados disponibilizados pela EDP.

3.1 Localização

O rio Cávado nasce na Serra do Larouco, na fonte da Pipa, a uma altitude de cerca de 1500 m, e passa pelos concelhos de Montalegre, Terras de Bouro, Vieira do Minho, Amares, Póvoa de Lanhoso, Vila Verde, Braga, Barcelos e Esposende, indo desaguar no Oceano Atlântico após um percurso de 135 km (Figura 3.1).



Figura 3.1: Bacia Hidrográfica do rio Cávado [27]

O Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde II localiza-se na freguesia de Salamonde, no concelho de Vieira do Minho, distrito de Braga e integra precisamente a bacia hidrográfica do rio Cávado, imediatamente a jusante do aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova II e a montante do aproveitamento hidroelétrico de Caniçada [28]. É possível observar a sua localização em perspetiva na Figura 2.8, presente na secção 2.4 do Capítulo 2.

O interesse nesta região foi motivado pela sua elevada disponibilidade hídrica, aliada ao seu elevado nível de pluviosidade, o mais elevado do país. Para além disso, a existência de uma significativa capacidade de regularização de afluências, bem como a possibilidade de tirar partido das quedas proporcionadas pelos empreendimentos existentes foram consideradas uma mais-valia.

3.2 Planta geral

O Reforço de Potência de Salamonde virá a aproveitar a queda compreendida entre as albufeiras de Salamonde e de Caniçada, cujos NPA se situam respetivamente às cotas (270,36) e (152,50), com um desnível de 118 m. A solução adotada passa por um esquema técnico implantado no maciço da margem esquerda do rio Cávado (Figura 3.2), constituído por [25]:

- Circuito hidráulico subterrâneo com 2,2 km de comprimento, tomada de água na albufeira de Salamonde e restituição na albufeira de Caniçada;
- Central subterrânea, em caverna, localizada a montante do circuito hidráulico, equipada com um grupo reversível de 207 MW;
- Órgãos de segurança, implantados na margem direita do rio Cávado;
- Edifício de apoio e subestação implantados numa plataforma à superfície, sobre a central.

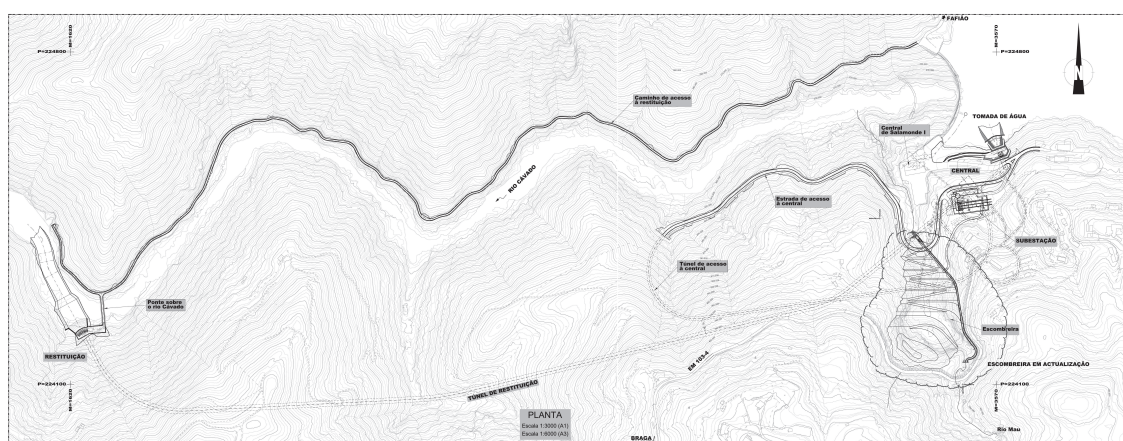


Figura 3.2: Planta geral do Reforço de Potência de Salamonde [25]

Na Figura 3.3 é também possível observar o perfil longitudinal do mesmo, em termos altimétricos. O posicionamento da central foi condicionado pela operação em bombagem com a albufeira

da Caniçada perto do nível mínimo de exploração (Nme), tendo sido adotada a cota de (115,00) para o plano da roda.

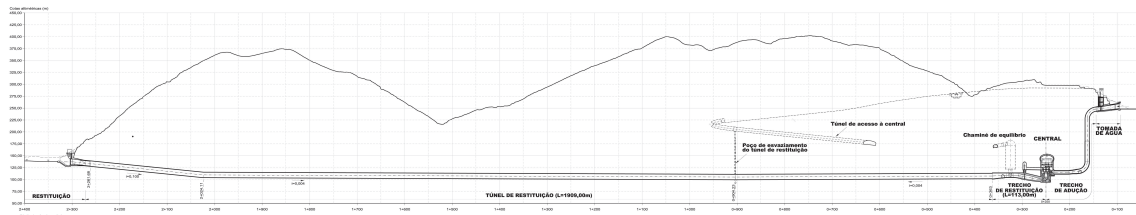


Figura 3.3: Perfil longitudinal do Reforço de Potência de Salamonde [25]

3.3 Princípio de funcionamento

O princípio de funcionamento de uma central hidroelétrica convencional passa pela transformação da energia mecânica proveniente da água em energia elétrica, através do desnível topográfico originado por um açude ou barragem. Uma central hidroelétrica reversível permite, para além disso, transformar essa energia elétrica em energia potencial gravítica através do processo de bombagem, possibilitando assim a sua utilização futura [29]. É neste grupo que se insere o Reforço de Potência de Salamonde.

É possível observar os principais constituintes de uma central hidroelétrica reversível na Figura 3.4. Para que este tipo de centrais possa funcionar devem existir dois reservatórios: um reservatório inferior e um reservatório superior, dotados de cotas equivalentes à sua designação. Estes são interligados por um circuito hidráulico no qual está presente um conjunto turbina-bomba reversível, acoplado a uma máquina elétrica, que permite que a central funcione tanto em modo de turbinamento como em modo de bombagem. A central é supervisionada e comandada remotamente, através do centro de controlo.

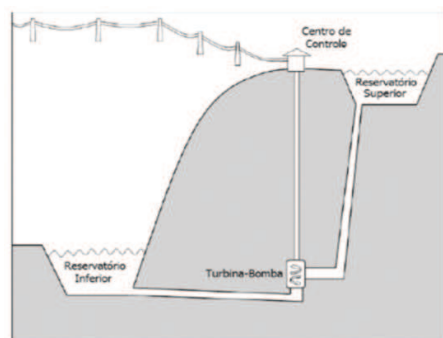


Figura 3.4: Esquema representativo de uma central hidroelétrica reversível [29]

Quando a central funciona em modo de turbinamento, há uma transformação de energia hidráulica em energia mecânica, e posteriormente de energia mecânica em energia elétrica. A água

que se encontra armazenada no reservatório superior é admitida no circuito hidráulico sendo conduzida até às pás da turbina, onde adquire velocidade, acionando o rotor do alternador que se encontra diretamente acoplado ao veio da turbina. No rotor são criadas correntes de excitação que provocam a indução de forças eletromagnéticas na parte fixa do alternador, que por sua vez induzem tensões na escala da Média Tensão (MT). Estas, através dos transformadores presentes na subestação, são transformadas para Muito Alta Tensão (MAT), fazendo com que as perdas no transporte da energia elétrica sejam mínimas [30]. A água turbinada é depois restituída na albufeira do Aproveitamento Hidroelétrico de Caniçada, tal como é possível verificar na Figura 2.10, presente na secção 2.5.1 do Capítulo 2, podendo ser utilizada para turbinamento nos aproveitamentos hidroelétricos a jusante ou para bombagem em Salamonde.

A bombagem é um processo inverso ao turbinamento, no qual há uma transformação de energia elétrica em energia mecânica, e posteriormente de energia mecânica em energia hidráulica. Quando a central funciona em modo de bombagem, a água presente no reservatório inferior, a jusante, passa para o reservatório superior, a montante. Para que tal aconteça, é utilizada a energia a MAT, que é novamente transformada para MT, de modo a colocar o motor em funcionamento, e desse modo, acionar a bomba. Esta extrai a água do reservatório inferior a jusante e é enviada para montante através do circuito hidráulico.

Uma vez que o Reforço de Potência de Salamonde é um aproveitamento hidroelétrico reversível, é possível aproveitar a energia elétrica excedente da produção eólica nas horas de vazio para bombear a água da albufeira da Caniçada para a albufeira de Salamonde.

3.4 Barragem e albufeira

A barragem do Reforço de Potência de Salamonde tem como objetivo a retenção das grandes quantidades de água presentes na albufeira do mesmo. Entrou em funcionamento em 1953, aquando da entrada em serviço do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde, mantendo-se estruturalmente inalterada desde então. É classificada com uma barragem em abóbada, tendo sido construída em betão com 75 m de altura e 203 m de desenvolvimento no coroamento, localizando-se à cota (271,80). A albufeira criada pela barragem é extremamente limitada em termos de área e de capacidade de armazenamento. À cota (270,30), no NPA, a mesma cobre uma área de 2,4 km², possuindo uma capacidade total de armazenamento de 65 hm³. Para o Nível mínimo de exploração (Nme) à cota (259,00), a capacidade útil é de 23,4 hm³.

A albufeira criada por esta barragem tem como principal função o armazenamento da água proveniente das chuvas e do processo de bombagem, que pode ser libertada à medida que vai sendo necessário produzir energia elétrica. Esta é extremamente limitada em questões de área e de capacidade de armazenamento. No NPA, à cota (270,36), a mesma cobre uma área de 2,4 km², tendo uma capacidade total de armazenamento de 65 hm³. Para o Nme, à cota (259,00), a capacidade útil é de apenas 23,4 hm³. A área total de bacia dominada pela albufeira de Salamonde II é de aproximadamente 640 km², gerando um escoamento anual médio ligeiramente superior a 1030 hm³, ou seja, cerca de 33 m³/s [25]. As aflúncias em Salamonde são regularizados nas

albufeiras do Alto Rabagão, Venda Nova e Paradela, uma vez que a capacidade de armazenamento útil total das mesmas é bastante elevada (80% do escoamento médio anual).

As principais características técnicas da albufeira deste aproveitamento hidroelétrico estão apresentadas na tabela seguinte:

Tabela 3.1: Características técnicas da albufeira inerente ao Reforço de Potência de Salamonde [25]

Albufeira	cota
Nível de pleno armazenamento (NPA)	(270,36)
Nível de máxima cheia (NMC)	(270,86)
Nível mínimo de exploração (Nme)	(259,00)

3.5 Circuito hidráulico

O circuito hidráulico do Reforço de Potência de Salamonde está totalmente implantado na margem esquerda do rio Cávado, sendo constituído pelos seguintes elementos:

- Tomada de água na albufeira de Salamonde;
- Trecho de adução subterrâneo;
- Central subterrânea;
- Trecho de restituição revestido, entre a central e a ligação à chaminé de equilíbrio;
- Chaminé de equilíbrio;
- Túnel de restituição não revestido;
- Restituição na extremidade de montante da albufeira de Caniçada;
- Canal de restituição, escavado no leito do rio Cávado.

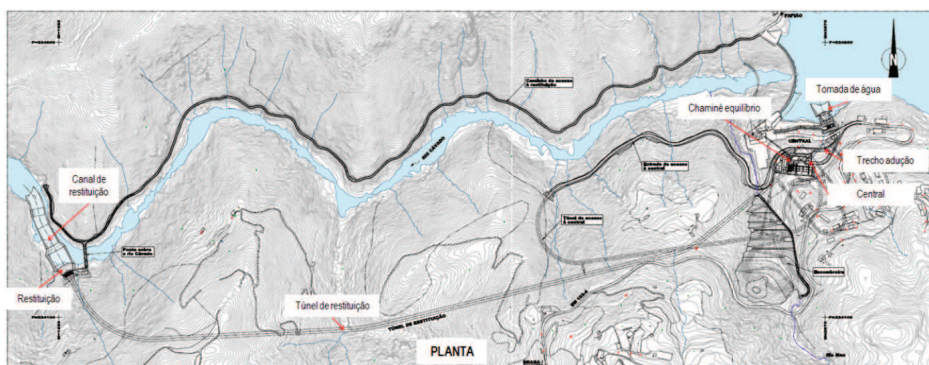


Figura 3.5: Planta geral do circuito hidráulico do Reforço de Potência de Salamonde [25]

Na Figura 3.5 apresenta-se a planta geral do circuito hidráulico do Reforço de Potência de Salomonde. Para além disso, na Figura 3.6 é possível observar o perfil longitudinal do circuito hidráulico, em termos altimétricos.

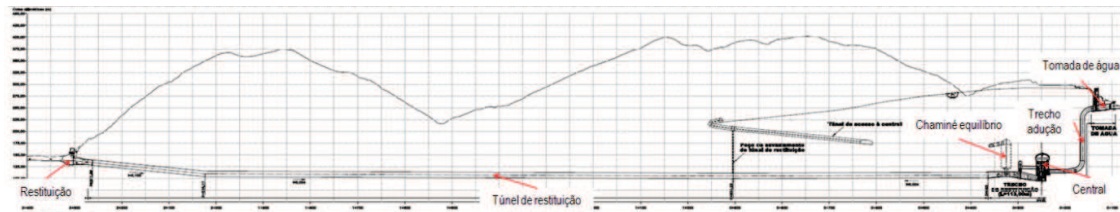


Figura 3.6: Perfil longitudinal do circuito hidráulico [25]

Nos pontos seguintes proceder-se-à à descrição de cada um dos componentes do circuito hidráulico. Tratando-se de um aproveitamento hidroelétrico reversível, os conceitos de adução, restituição, montante e jusante, entender-se-ão ao longo dos mesmos como referidos à operação de turbinamento.

3.5.1 Tomada de água

A tomada de água do circuito hidráulico do Reforço de Potência de Salomonde localiza-se imediatamente a montante da barragem de Salomonde, tão perto desta quanto possível, de modo a minimizar o comprimento do circuito hidráulico. A sua função passa por captar a água da albufeira a montante para fins de turbinamento, ou da albufeira a jusante para bombagem.

A implantação adotada localiza-se a cerca de 120 m a montante do encontro esquerdo da barragem. Dadas as características bastante acidentadas da encosta e a existência da estrada EM104-3, o espaço disponível para a implantação da tomada de água era bastante limitado, tendo-se optado pela sua construção maioritariamente subterrânea.

A secção de tomada é formada por três aberturas retangulares, cada uma com 7 m de largura e 9,86 m de altura útil, protegidas por grades fixas, dotadas de barras verticais, com uma área total de 224 m², suficiente para assegurar boas condições de operação.

O dimensionamento da tomada de água foi realizado de modo a que a mesma pudesse operar sem quaisquer limitações, nomeadamente turbinando a plena carga, com a albufeira de Salomonde no Nme. Por este motivo, o rasto da estrutura da tomada de água foi colocado à cota (248,50), ficando o bordo superior aproximadamente à cota do Nme, (259,00). Assim, garante-se que as grades de proteção da tomada de água ficarão sempre submersas, qualquer que seja o nível de água na albufeira.

A aproximação do escoamento ao bocal de captação é garantido por um trecho de canal escavado na encosta, à cota (248,00).

O dimensionamento das grades da entrada foi realizado tendo em conta a operação nos dois sentidos (reversibilidade). O funcionamento em bombagem assegurará a limpeza das grades em cada ciclo de operação, uma vez que se tratam de grades com barras verticais.

Imediatamente a jusante da secção das grandes, ocorre uma contração da secção corrente até à secção das comportas. O nível de contração razoável é condicionado pelo facto de a estrutura funcionar como difusor, na fase de bombagem, devendo tirar o máximo partido da energia cinética proveniente do escoamento. As comportas de segurança, do tipo vagão com 6,50 m por 8,34 m, e a ensecadeira do tipo corredeira com 6,50 m por 8,40 m, funcionam em ranhuras instaladas num poço circular de betão armado, com 9,60 m de diâmetro interno e 0,80 m de espessura, que se desenvolve até uma plataforma de acesso localizada à cota (173,00) e materializada por uma laje em betão armado com 1 m de espessura.

O acionamento da comporta de segurança é realizado por um servomotor a óleo que possibilita o fecho da mesma em qualquer situação de caudal. A manutenção da comporta de segurança e a manobra da comporta ensecadeira são asseguradas por um pórtico rolante de 45 t, instalado na plataforma de manobra à cota (173,00).

Um caminho de nível com 120 m de desenvolvimento e 5 m de largura, que se estende desde o encontro da barragem de Salamonde, permite o acesso à plataforma de manobra.

Um tubo de arejamento com 1,40 de diâmetro, localizado a jusante da comporta de segurança, possibilitará a entrada e saída de ar aquando das manobras de enchimento e esvaziamento da adução.

O caudal de enchimento corresponde à entrada de água sob a comporta semi-aberta. Considerando a albufeira de Salamonde ao NPA, com uma abertura máxima de 0,20 m, o caudal máximo rondará os $20\text{m}^3/\text{s}$, valor ao qual corresponde a mesma quantidade de saída de caudal de ar. O caudal máximo de esvaziamento do trecho de adução corresponde ao fecho da comporta de adução com o grupo embalado [25].

Na Figura 3.7 é possível ter uma perspetiva geral da mesma.

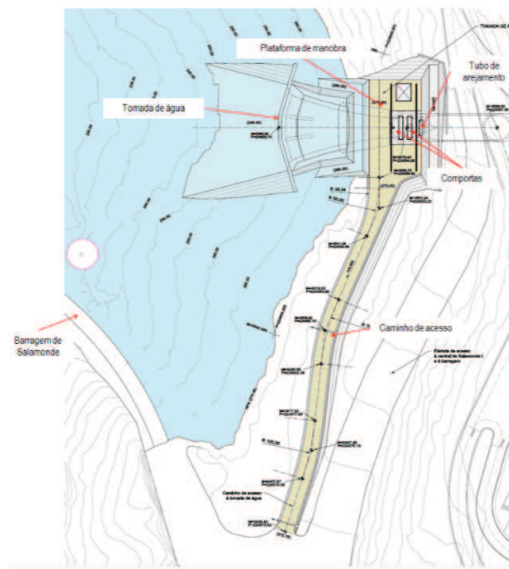


Figura 3.7: Planta geral da tomada de água [25]

Aquando do início das obras da tomada de água, a zona em questão encontrava-se coberta por vegetação. De modo a limitar-se os períodos de abaixamento do nível da albufeira de Salomonde, a construção da tomada de água foi efetuada ao abrigo de uma ensecadeira de betão simples, em arco cilíndrico, com 25,0 m de raio, durante um período de 3 meses e meio, durante o qual se procedeu ao abaixamento do nível da albufeira até à cota (247,00).

A construção da tomada de água iniciou-se com a escavação da encosta para abertura da plataforma superior. Uma vez atingida a cota da plataforma, procedeu-se à abertura do poço das comportas e, a coberto da ensecadeira, foi possível a abertura do trecho horizontal do túnel de adução por meios convencionais [25].

Na Figura 3.8 é possível observar um corte longitudinal da mesma.

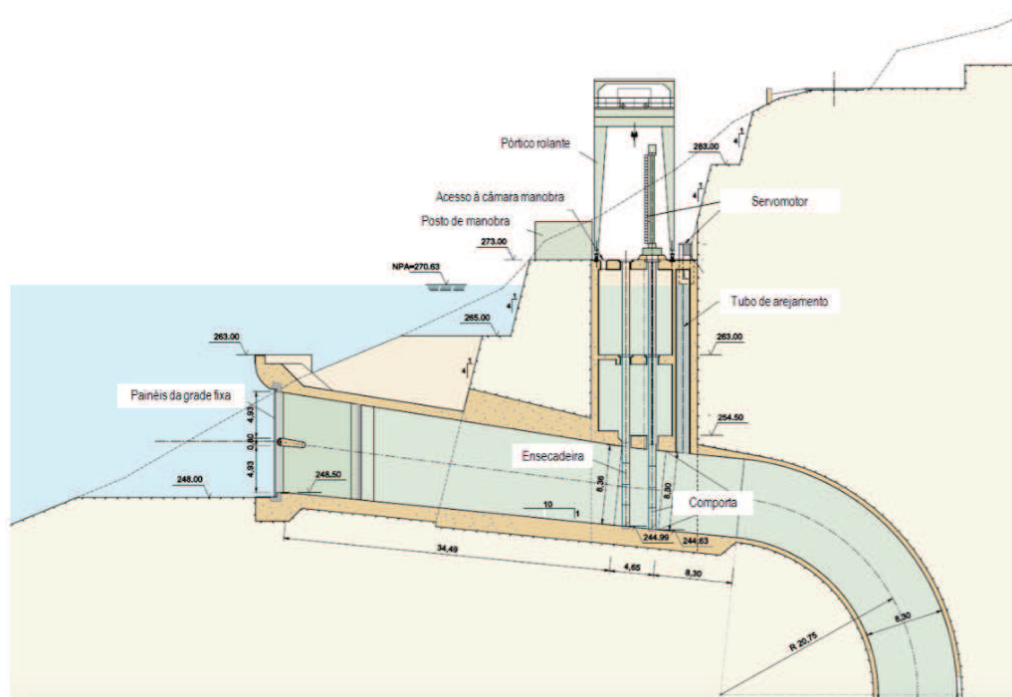


Figura 3.8: Corte longitudinal da tomada de água [25]

3.5.2 Trecho de adução

O trecho de adução do Reforço de Potência de Salomonde tem um comprimento total aproximado de 200 m, tendo sido integralmente escavado na rocha e revestido por betão armado (Figura 3.9). Este tem como função conduzir a água admitida pela tomada de água até ao grupo gerador, para turbinamento (ou o contrário, para bombagem).

O trecho inicial possui 150 m de extensão e um diâmetro interior de 8,30 m. O trecho final, localizado imediatamente a montante da central, encontra-se blindado numa extensão de 49,4 m, com um diâmetro de 5,80 m. A blindagem tem como objetivo a minimização das infiltrações de

água, reduzindo o risco de afluência de caudais significativos ao sistema de drenagem da caverna da central.

Para o caudal nominal de $200 \text{ m}^3/\text{s}$, a velocidade de escoamento varia entre $3,7 \text{ m/s}$ no trecho revestido a betão e $7,6 \text{ m/s}$ no trecho blindado.

O circuito do trecho de adução inclui duas curvas de 85° implementadas verticalmente, com cerca de 20 m de raio, intercaladas por um poço vertical com 90 m de altura, terminando no trecho blindado localizado a montante da central. O trecho blindado tem início a partir de uma transição troncocónica com $6,9 \text{ m}$ de comprimento, que faz a transição entre os diâmetros de $7,20$ e $5,80 \text{ m}$, seguindo-se um trecho com $9,30 \text{ m}$ de desenvolvimento e $5,80 \text{ m}$ de diâmetro, com pendente longitudinal de 10% , a que se segue um trecho horizontal com $33,20 \text{ m}$ de comprimento e com o mesmo diâmetro ($5,80 \text{ m}$), que se prolonga até à caverna da central.

De força a colmatar eventuais caminhos de percolação preferenciais ao longo do perímetro do túnel, minimizando as afluências de água ao sistema de drenagem da central, realizou-se uma cortina de injeção perimetral, imediatamente a montante do trecho blindado [25].

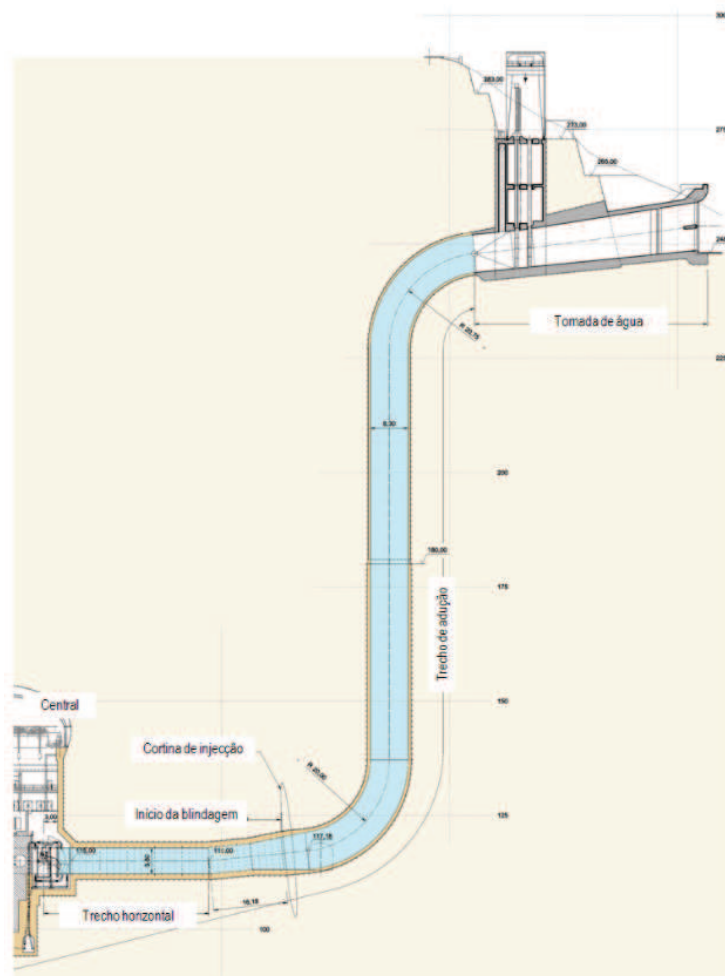


Figura 3.9: Trecho de adução [25]

3.5.3 Restituição - zona da central

As estruturas de restituição são responsáveis pela restituição dos caudais turbinados na albufera da Caniçada, quando o aproveitamento hidroelétrico funciona em modo de turbinamento. Em modo de bombagem, funcionam como tomada de água.

O trecho da restituição na zona da central, localizado entre o difusor da turbina e a secção que inicia o túnel de restituição após a transição a jusante da chaminé de equilíbrio, é totalmente revestido com betão armado, numa extensão de aproximadamente 100 m (Figura 3.10).

A secção do trecho da restituição é variável, oscilando entre $13,50 \times 3,60 \text{ m}^2$ na zona do difusor e $6,20 \times 8,10 \text{ m}^2$ na secção da comporta ensecadeira. A jusante desta, a secção passa a circular, com 8,30 m de diâmetro interior, num trecho com 16 m de comprimento, onde se localiza a galeria de ligação à chaminé de equilíbrio, com 5,90 m de diâmetro interior. Uma transição com 30,00 m de comprimento conduz à secção corrente do túnel de restituição, a jusante do trecho anterior, com 11,50 m de diâmetro interior nominal. A velocidade de escoamento neste trecho é de aproximadamente 4,0m/s, para o caudal nominal [25].

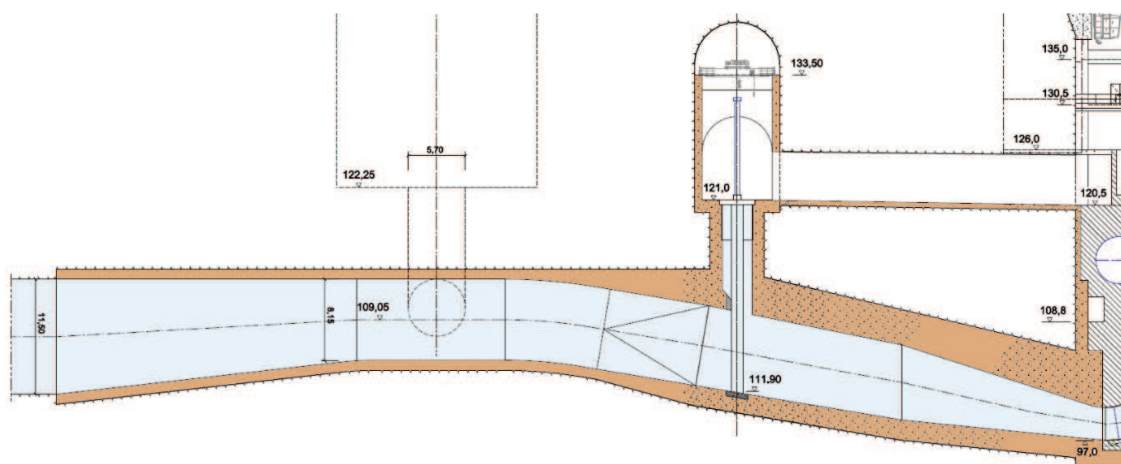


Figura 3.10: Perfil longitudinal da restituição na zona da central [25]

3.5.4 Chaminé de equilíbrio

A configuração do circuito hidráulico implica a instalação de uma chaminé de equilíbrio ligada ao circuito de jusante, tão perto quanto possível da central. A função da chaminé de equilíbrio passa por minimizar as variações de pressão no circuito hidráulico, na sequência de manobras que provoquem alterações de caudal, e ao mesmo tempo facilitar a regulação do grupo em turbinamento.

A mesma é composta por um poço com secção cilíndrica com 20 m de diâmetro interior e 50 m de altura, que culmina numa abóbada semi-esférica com 21 m de diâmetro (Figura 3.11).

O corpo da chaminé de equilíbrio é revestido por betão moldado com 0,50 m de espessura. Este tipo de revestimento destina-se a conter a eventual queda de blocos que possam ter tendência

a soltar-se, devido aos diferenciais de pressão a que estão sujeitos, originados pela oscilação do nível. O revestimento da abóbada é em betão projetado, reforçado por fibras metálicas.

A ligação da chaminé de equilíbrio ao trecho de restituição é efetuada a jusante da central através de uma curta ligação em túnel e poço, revestida a betão armado, com 5,90 m de diâmetro interior, com cerca de 24 m de desenvolvimento, fazendo um desvio brusco de 90° a meio.

A ligação da abóbada da chaminé de equilíbrio ao túnel principal de acesso é realizada através de um túnel de ataque, utilizado na fase de construção da chaminé. É por este túnel que a ventilação da mesma se realiza.

Em caso de manobras extremas, os níveis de água no interior da chaminé de equilíbrio poderão atingir um valor mínimo à cota (127,04) e um valor máximo à cota (173,04) [25].

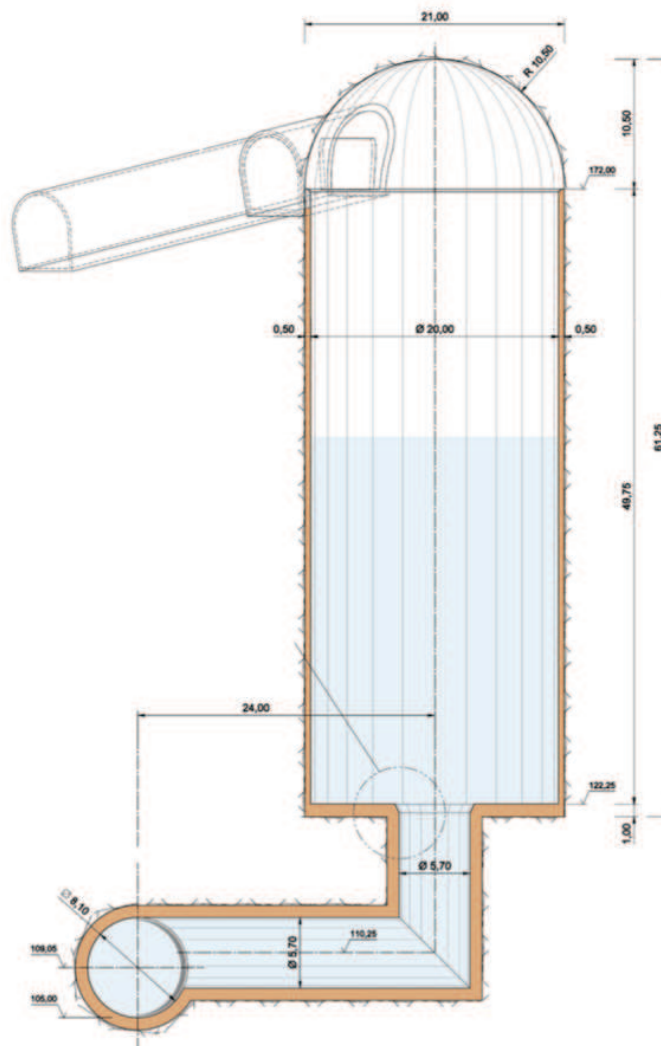


Figura 3.11: Perfil longitudinal da chaminé de equilíbrio [25]

3.5.5 Túnel de restituição

O túnel de restituição tem início logo após a transição descrita na secção anterior (3.5.4), imediatamente a jusante da junção com a chaminé de equilíbrio, desenvolvendo-se ao longo de aproximadamente 1910 m até à estrutura de restituição na albufeira da Caniçada.

Este é totalmente escavado na rocha e não revestido. Possui uma secção circular com 10,50 m de diâmetro interior nominal, tendo sido aberto com um diâmetro de escavação teórico constante de 11,80 m.

Nas zonas menos seguras procedeu-se à execução de um revestimento definitivo em betão armado, com 0,50 m de espessura. As transições entre trechos reforçados e os trechos adjacentes são especialmente cuidadas, nomeadamente ao nível da abóbada, uma vez que o aprisionamento de ar durante a operação do circuito hidráulico deve ser evitado.

A velocidade de escoamento para o caudal nominal varia entre 1,85 e 2,05 m/s, mediante a espessura do revestimento definitivo [25].

3.5.6 Restituição

A restituição da central do Reforço de Potência de Salomonde localiza-se na extremidade de jusante do túnel de restituição. A mesma é efetuada na extremidade a montante da albufeira da Caniçada, no leito do rio Cávado, no fundo do qual foi aberto um canal com rasto à cota (139,00), que permite a boa operação do sistema para níveis na Caniçada perto do Nme, à cota (144,00).

O caudal médio a aduzir ou restituir ao vale do Cávado é semelhante ao que passa pela tomada de água. No entanto, o mesmo sofre oscilações em torno do seu valor médio, especialmente na fase de arranque, devido ao efeito induzido pela chaminé de equilíbrio.

A secção de entrada ou saída da restituição é constituída por três aberturas retangulares com 6,00 por 12,00 m, protegidas cada uma por uma grade móvel corrediça. Em caso de necessidade de ensecagem, os tabuleiros das grades podem ser substituídos por comportas ensecadeiras. O movimento das mesmas é assegurado através de um pórtico rolante de 16 t (Figuras 3.12 e 3.13).

O rasto da tomada de água foi colocado à cota (131,00), com o bordo superior à cota (143,00), 1 m abaixo do Nme da albufeira da Caniçada. Esta submersão mínima de 1 m permite garantir a imersão completa das grades em quaisquer condições, uma vez que o nível da água a jusante poderá descer cerca de 1,20 m em caso de arranque do grupo em bombagem com a albufeira de Caniçada perto do Nme. As baixas velocidades de escoamento garantem uma submersão aceitável, relativamente à submersão mínima.

A transição para a secção corrente do túnel de restituição, com 11,8m de diâmetro, é realizada imediatamente a jusante da secção das grelhas. A área do túnel de restituição é elevada (104m², o correspondente a metade da área da restituição), a transição pode ser bastante mais curta do que no caso da tomada de água.

De modo a que o arejamento fosse garantido, considerou-se um tubo blindado com 0,80 m de diâmetro [25].

junto da restituição da central de Salamonde II. Para que tal aconteça, abriu-se um canal na rocha que constitui o leito do rio (Figura 3.14). Este, com rasto à cota (130,00), tem aproximadamente 200 m de comprimento e secção trapezoidal de 30,0 m de largura.

Junto à estrutura da restituição, o rasto do canal passa a ter 43,00 m de largura e desce para a cota (138,00), de forma a que a transição entre a secção do canal e a estrutura da restituição decorra sem problemas.

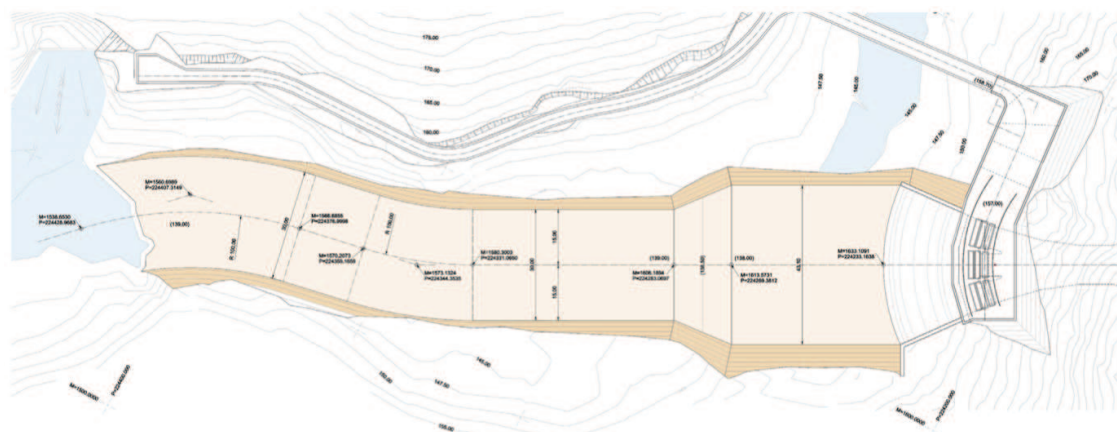


Figura 3.14: Planta do canal de restituição [25]

Para o caudal de cheia centenário (caudal de cheia para um retorno de 100 anos, $Q=2170 \text{ m}^3/\text{s}$), considerando a albufeira da Caniçada no NMC à cota (153,00), o nível da água junto à restituição atingirá a cota (153,09).

O programa de oscilações em massa, na sequência de manobras de arranque e disparo, tanto em turbinamento como em bombagem, mostra que o caudal máximo que passa pela restituição é bastante superior ao caudal nominal em regime permanente. Ao arrancar em modo de bombagem, o caudal máximo na entrada atinge cerca de $240 \text{ m}^3/\text{s}$, 90 s após o arranque do grupo. Neste caso mais desfavorável, verifica-se que o canal poderá fornecer este caudal em caso de arranque com a albufeira da Caniçada ao Nme. O nível da água na secção da restituição ou captação desce até à cota (142,80), oscilando 1,20 m em relação ao nível estático. No entanto, esta oscilação é compatível com a entrada no circuito hidráulico.

A abertura deste canal foi efetuada imediatamente antes da construção da ensecadeira de jusante, durante os abaixamentos da albufeira da Caniçada [25].

3.6 Central

A central do Reforço de Potência de Salamonde está instalada a cerca de 200 m de profundidade, numa caverna localizada 150 m a sul do encontro esquerdo da respetiva barragem. A mesma tem planta retangular com 65,65 por 25,50 m, com uma altura que varia entre 27,4 m, no átrio de descarga e montagem, e 44,6 m na zona de equipamentos, apresentando uma secção transversal abobadada, com a geratriz superior localizada 27,4 m acima do piso principal (Figura 3.15).

O grupo gerador reversível localiza-se aproximadamente centrado, tendo o plano médio do distribuidor à cota (115,00) e o ponto mais baixo do difusor à cota (97,00).

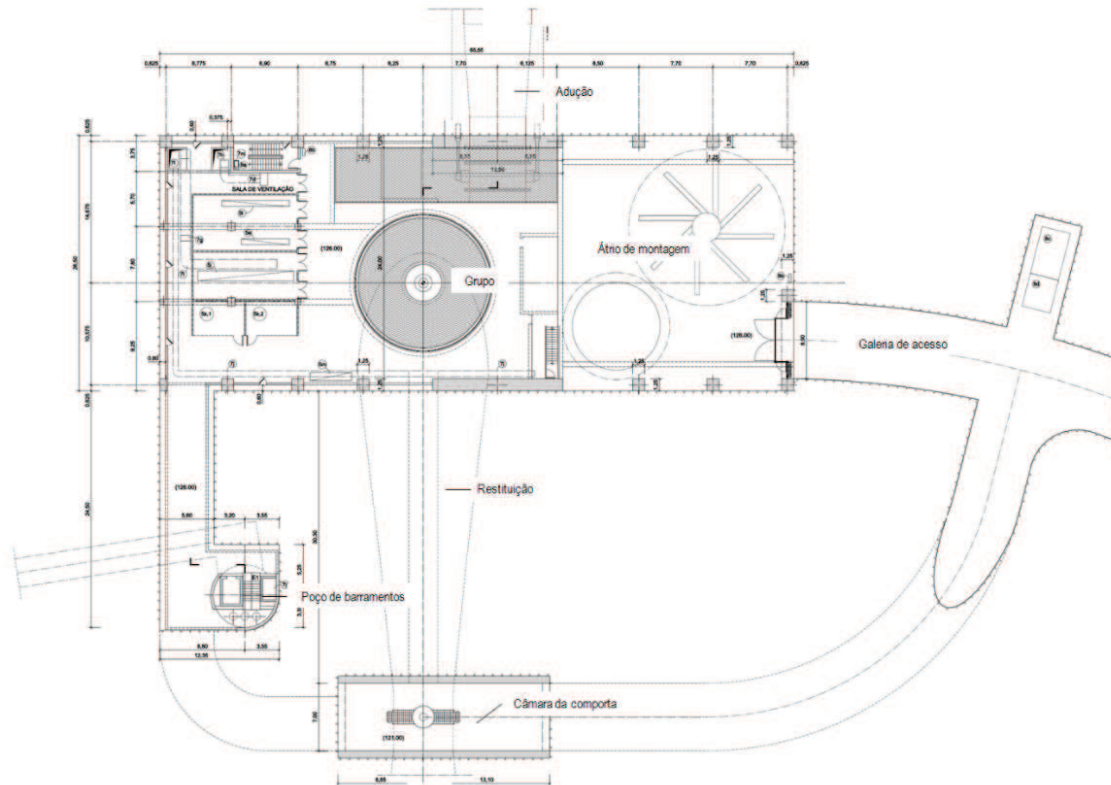


Figura 3.15: Planta do piso principal da central [25]

A central é constituída por 6 pisos, distribuídos do seguinte modo:

- Piso principal (cota (126,00)) que compreende o átrio de descarga e montagem, a sala do conversor de frequência, a sala dos compartimentos dos transformadores do conversor de frequência, a sala dos quadros de interface e de comando e a sala de ventilação;
- Piso superior (cota(130,50)) que compreende a sala dos quadros de 15 kV e dos transformadores dos serviços auxiliares, sala dos quadros dos serviços auxiliares e ondulator, um armazém e instalações sanitárias;
- Piso do alternador-motor (cota (120,50)) onde foi instalado o equipamento à tensão de produção;
- Piso da turbina-bomba (cota (115,00)) onde foi instalado o equipamento dos sistemas de regulação, de circulação e de injeção de óleo;
- Piso da aspiração (cota (108,80)) equipado com a instalação de água de refrigeração do grupo e o sistema de desafogamento da roda;

- Piso de drenagem (cota (95,00)).

O poço de drenagem constitui a zona mais profunda da central, com o respetivo fundo localizado à cota (85,60), 67,8 m abaixo da geratriz superior da abóbada.

Uma ponte rolante com 500 t de capacidade possibilita a movimentação de equipamentos no interior da central. Uma abertura no piso principal, com 23,15 por 5,75 m, permite aceder à válvula de borboleta de proteção do grupo gerador, para além de possibilitar a descarga de equipamentos nos pisos inferiores. A movimentação de equipamentos para o poço de drenagem é feita através de uma abertura no piso à cota (108,80), com dimensões de 3,90 por 1,95 m.

Assente nas vigas de rolamento da ponte rolante, a abóbada da caverna foi revestida com um teto falso que recolhe as infiltrações de água que possam vir a acontecer na mesma, levando-as até ao sistema geral de drenagem.

A implantação da caverna, em termos altimétricos, foi dimensionada pela calagem da máquina, de modo a que fossem conseguidos valores aceitáveis de submersão para o casos mais desfavorável (arranque em bombagem com níveis de água reduzidos na albufeira da Caniçada). Considerando-se uma submersão nominal mínima de 29,0 m, o plano médio do distribuidor foi fixado à cota (115,00), tal como é possível verificar na Figura 3.16.

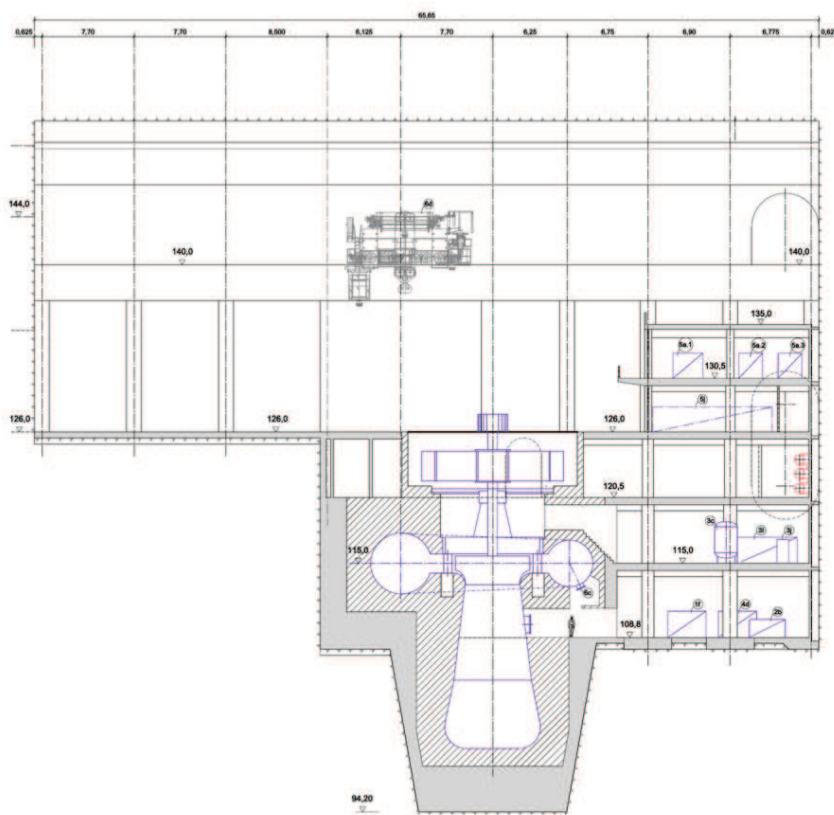


Figura 3.16: Corte longitudinal da caverna pelo eixo do grupo gerador [25]

Considerando as características mecânicas do maciço rochoso, a caverna não é revestida, procedendo-se apenas a pregagens sistemáticas para fixação dos blocos superficiais e aplicação de betão projetado na abóbada da mesma.

O acesso à central é efetuado por meio de um túnel com 8,20 m de diâmetro, 8,40 m de altura e secção em ferradura, com 985 m de desenvolvimento e 10% de pendente longitudinal. Este desemboca na margem esquerda do rio Cávado, a jusante da barragem de Salamonde II.

Para além disso, um poço vertical com 6,50 m de diâmetro interior e 180,0 m de altura, designado por Poço de Barramentos, Ventilação e Saída de Emergência, fará a ligação entre a central e o edifício de apoio, localizado à superfície. Este permitirá o encaminhamento dos barramentos blindados até ao transformador principal, albergando também uma courette de exaustão e desenfumagem, as escadas e um ascensor.

A 40,0 m a jusante da caverna principal existe uma caverna secundária, a câmara da comporta, com $7,00 \times 21,95 \text{ m}^2$, que aloja o servomotor. Este aciona a comporta ensecadeira do grupo a jusante. A manutenção da mesma é assegurada por uma ponta rolante de 71 t, com caminho de rolamento fixado à cota (133,50), tal como é possível verificar na Figura 3.17 [25].

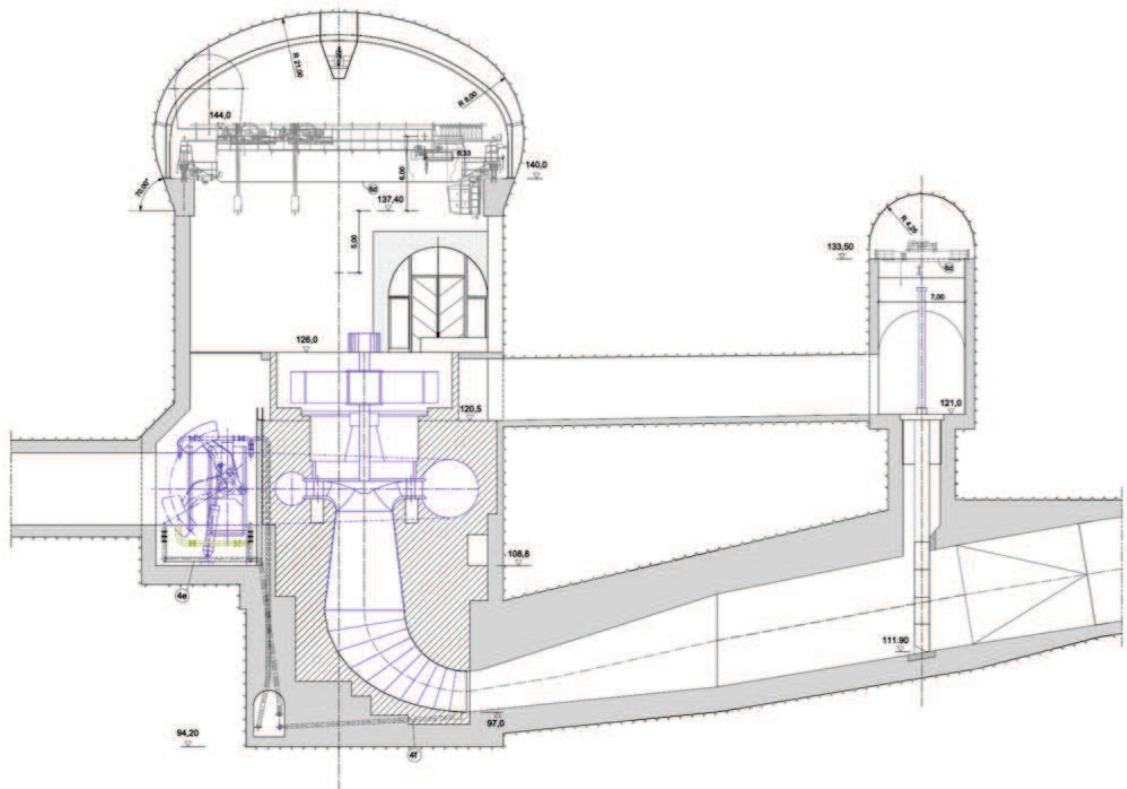


Figura 3.17: Corte transversal da caverna pelo eixo do grupo gerador [25]

3.6.1 Grupo reversível

A central do Reforço de Potência de Salamonde está equipada com um grupo reversível dimensionado de forma a turbinar um caudal nominal de 200 m³/s, sob uma queda estática nominal de 118 m, resultando numa potência nominal de 209,2 MW em turbinamento no veio da turbina-bomba, e de 207 MW à saída do alternador-motor.

O grupo reversível é constituído por uma turbina-bomba e por um alternador-motor. A turbina-bomba a instalar no Reforço de Potência de Salamonde é do tipo Francis reversível, de eixo vertical com distribuidor regulável. A sua função passa pela transformação da energia hidráulica em energia mecânica, em modo de turbinamento, e pela transformação inversa em modo de bombagem. A potência gerada pela mesma, em modo de turbinamento, está diretamente relacionada com a energia potencial gravítica da água armazenada na sua albufeira. Por sua vez, o alternador-motor é síncrono, diretamente acoplado, podendo funcionar em dois modos distintos: alternador ou motor. O alternador recebe energia mecânica proveniente do rotor e entrega energia elétrica à rede. O motor funciona de modo inverso, absorvendo a energia elétrica à rede e devolvendo a energia mecânica à bomba hidráulica.

Para além disso, o grupo reversível está equipado com uma válvula de borboleta com 5,8 m de diâmetro, que serve como órgão de segurança e de isolamento a montante. A jusante, o isolamento é garantido por uma comporta do tipo vagão, com dimensões de 6,20 por 8,12 m, localizada após o tubo de aspiração. Esta é manobrada por um servomotor a óleo que ataca diretamente o tabuleiro da comporta.

Para além disso, o grupo reversível dispõe de um sistema de desafoamento da roda que permite efetuar o arranque em bomba, através da atuação de um conversor estático de frequência com potência induzida, funcionando em conjugação com a válvula de borboleta. Este permite que o grupo funcione em regime de compensação síncrona, em ambos os sentidos de rotação [25].

3.6.2 Instalações elétricas principais

A central possui um alternador de 244 MVA que é ligado ao transformador 15/415 kV, de 252 MVA através de um barramento blindado. Nesta ligação inserem-se o disjuntor e os seccionadores-inversores que são igualmente do tipo blindado.

Através da subestação é efetuada a ligação à rede de 400 kV. A mesma ocupa uma plataforma à cota (306,00) localizada junto ao edifício de apoio, onde o transformador e o painel de linha da saída de 400 kV estão instalados.

No barramento alternador-transformador existem duas derivações: a primeira para ligação ao barramento de arranque de ligação ao conversor de frequência e a segunda para ligação à reatância de limitação da corrente de curto-circuito, que alimenta uma instalação auxiliar de 15 kV. Esta alimentará os transformadores dos serviços auxiliares e o conversor de frequência, necessário para o arranque do grupo em bomba [25].

3.6.3 Funcionamento e condução

A central de Salomonde II será integrada na Rede Nacional de Transporte (RNT) ao nível de tensão de 400 kV, por meio de uma linha simples, com um comprimento aproximado de 4 km, a um posto de corte de 400 kV da REN, construído nas proximidades da anterior subestação 150 kV/60 kV de Frades.

A exploração da central será caracterizada por um elevado número de arranques e de alterações no funcionamento do grupo, com ciclos de turbinamento-bombagem diários e com possibilidade de bombagem em grande parte do fim-de-semana.

A exploração do grupo será realizada em regime de compensação síncrona, sendo o mesmo submetido ao Sistema Secundário de Regulação de Potência existente no Centro de Despacho da REN [25]. Na Figura 3.18 apresentam-se os regimes de funcionamento e respetivas transições.

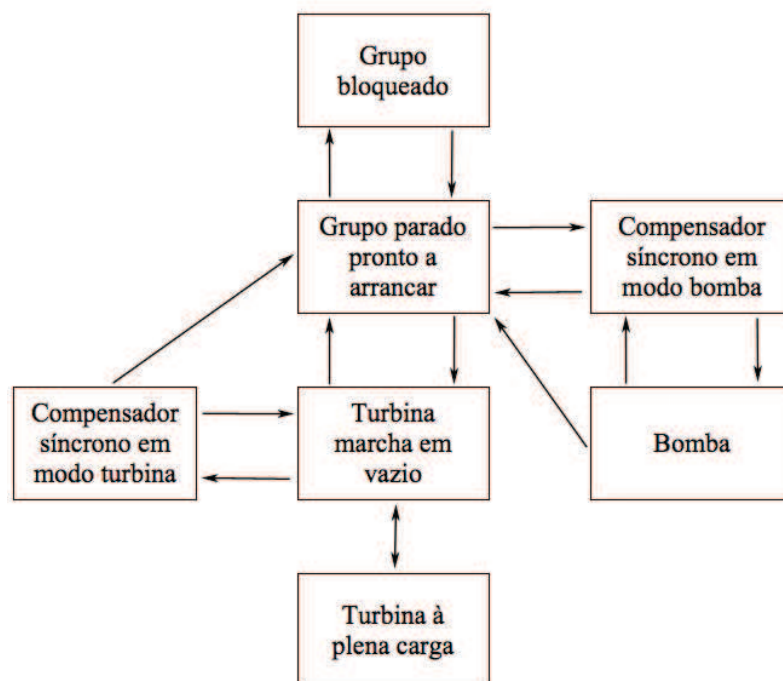


Figura 3.18: Regimes de funcionamento da central (adaptado de [25])

Tanto o arranque como a paragem do grupo são totalmente automáticos, sem necessidade de intervenção manual em qualquer um dos estádios intermédios. A instalação de comando e controlo da central foi concebida de modo a que o arranque, a condução e a paragem do grupo sejam efetuados localmente, à distância ou através de telecomando.

A nível de telecomando, o grupo é conduzido a partir do Centro de Telecomando. Localmente, a condução tem dois níveis de intervenção:

- Nível grupo ou de recurso e de reparação/ensaios, através dos painéis do quadro de grupo;
- Nível central, a partir da sala de comando da central.

3.7 Órgãos de segurança

A preservação dos ecossistemas a jusante das barragens tem vindo a assumir uma importância crescente nos dias que correm. A fixação de caudais ecológicos, e respetiva descarga para jusante, constitui atualmente um aspeto relevante na realidade das barragens portuguesas. A EDP, concessionária de grande parte dos aproveitamentos hidroelétricos nacionais, assumiu recentemente o compromisso de integrar este aspeto, não só no projeto de novas obras, mas também no que diz respeito à adaptação de obras existentes.

3.7.1 Descarregador de cheias

A função do descarregador de cheias passa pelo esvaziamento parcial da albufeira a montante, na existência de caudais afluentes excedentários. Quando o nível de água armazenado excede o NMC, os caudais excedentários são descarregados para jusante.

Aquando da fase de projeto do Reforço de Potência de Salomonde, optou-se pela construção de um novo descarregador de cheias (Figura 3.19). Este apresenta uma entrada frontal, tendo sido implantado na margem direita, junto ao encontro da barragem [31].



Figura 3.19: Descarregador de cheias [31]

3.7.2 Dispositivo de caudal ecológico

A noção de caudal ecológico pode ser definida como o regime hídrico que ocorre nas áreas de influência de um rio com o objetivo de manter os ecossistemas e os seus benefícios, onde existam usos concorrentes de água e onde os caudais sejam regularizados [31]. Assim sendo, o dispositivo de caudal ecológico tem como objetivo a minimização das perturbações causadas nos ecossistemas a jusante da barragem, ao nível do regimes natural de caudais.

A solução encontrada pela EDP para a implementação do mesmo pode ser observada na Figura 3.20. Esta solução passa pelo aproveitamento da construção do novo descarregador de cheias de modo a incorporar o dispositivo de caudal ecológico, que se localiza no muro da ala direita do descarregador.

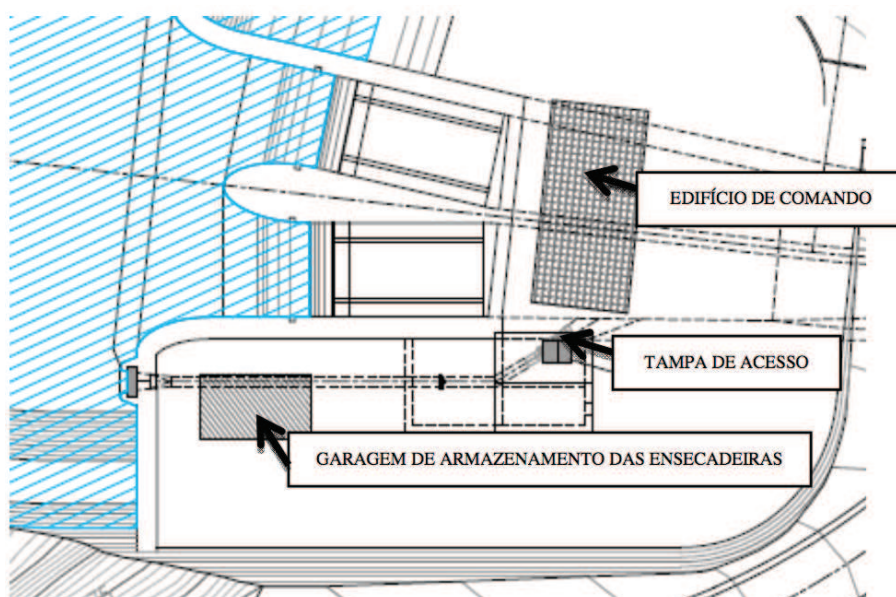


Figura 3.20: Planta do dispositivo de caudal ecológico [31]

O circuito do dispositivo de caudal ecológico apresenta dois troços. Um primeiro troço horizontal com 26 m de comprimento, com eixo à cota (254,50), e um segundo troço, com 5 m de desenvolvimento, que faz um ângulo de 30° com o primeiro, orientando os caudais para o interior do descarregador.

A ligação entre ambos os troços é realizada na câmara onde se situam as válvulas (Figura 3.21), uma de segurança e outra de regulação de caudais. O acesso a esta é efetuado a partir do topo do muro, através de escadas.

No Reforço de Potência de Salamonde, a implementação do dispositivo de caudal ecológico no descarregador de cheias revelou-se bastante favorável, devido à reduzida variação dos níveis da albufeira, que se encontram, quase sempre, perto do NPA [31].

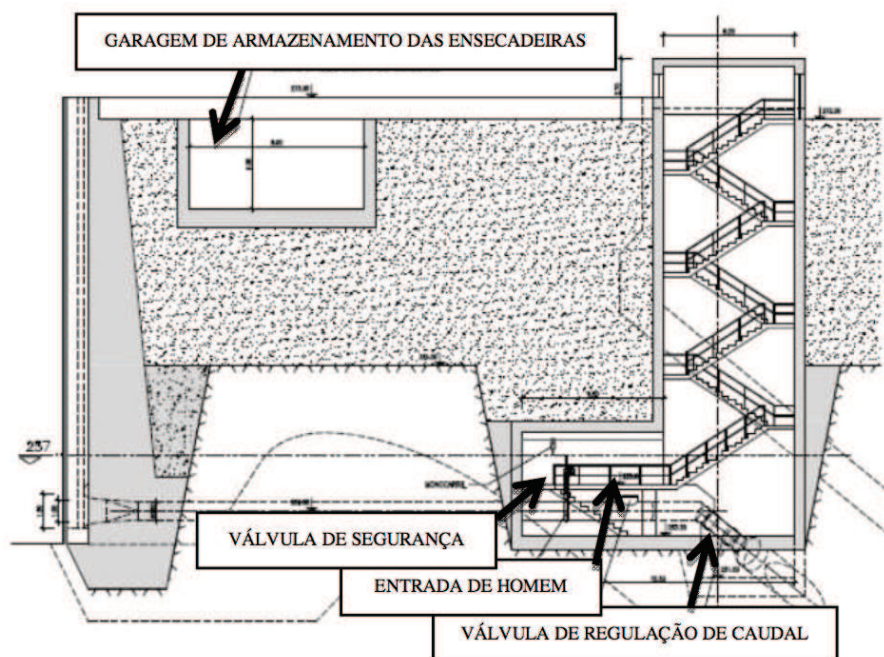


Figura 3.21: Corte longitudinal do dispositivo de caudal ecológico [31]

3.8 Edifício de apoio e Subestação

O edifício de apoio, localizado à superfície, serve de apoio à plataforma da subestação e compreende os serviços auxiliares da central (grupo diesel, baterias e exaustores de desenfumagem), as salas de comando e teletransmissão, alguns gabinetes, sala de reuniões, balneários e instalações sanitárias (Figura 3.22).

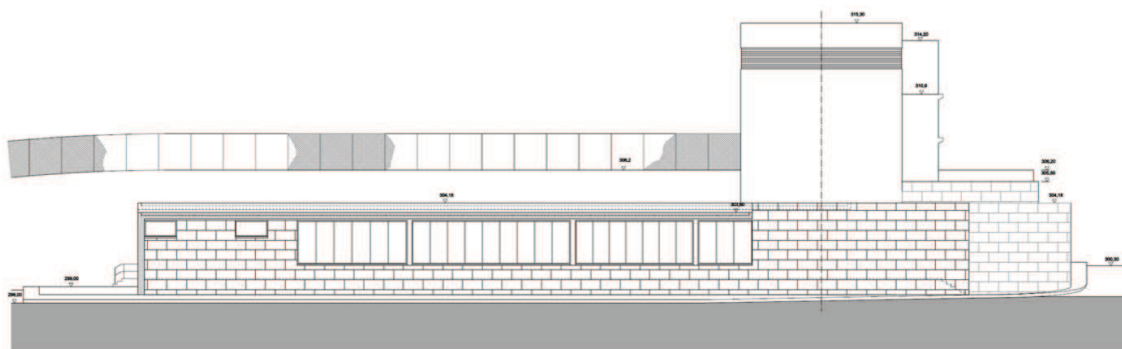


Figura 3.22: Alçado principal do edifício de apoio [25]

Este compreende dois corpos, formando um L em planta (Figura 3.23), no vértice do qual tem origem o poço de barramentos, ventilação e acesso à central. O poço prolonga-se acima da cobertura do edifício de apoio, possibilitando a saída dos barramentos em direção ao transformador principal. Para além disso, aloja ventiladores no seu piso superior.

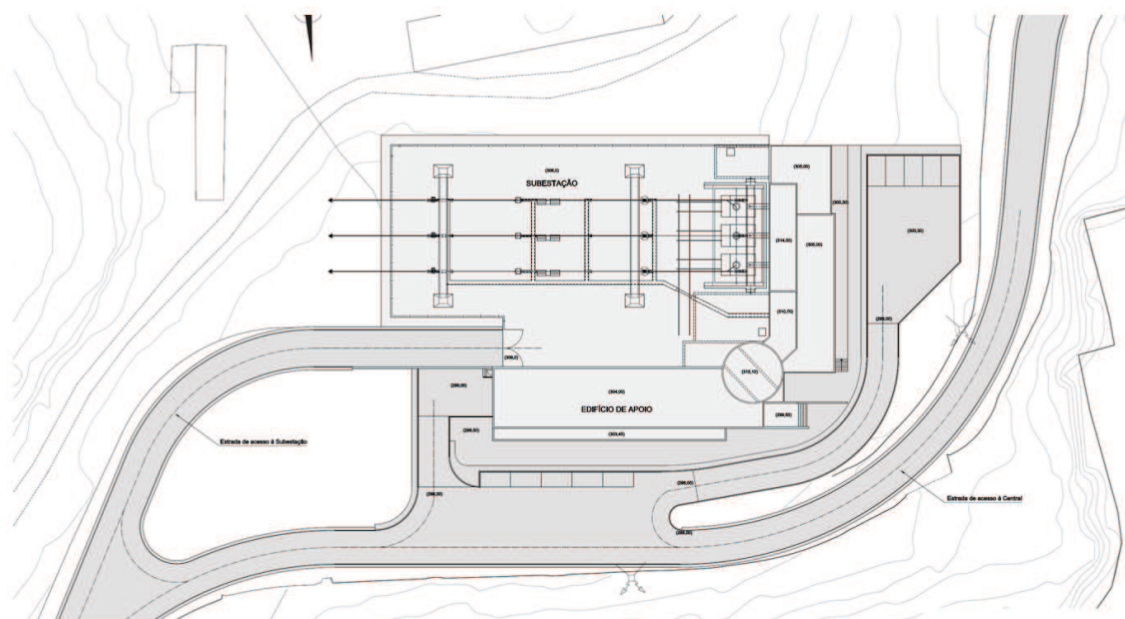


Figura 3.23: Arranjo geral do edifício de apoio e da subestação [25]

A subestação é constituída por uma plataforma retangular com dimensões de 35,0 por 60,5 m, localizada à cota (306,00), limitada pelo edifício de apoio a norte e a ponte (Figura 3.23), que inclui o transformador 15/415 kV, de 252 MVA e o painel de linha da saída de 400 kV. Esta é responsável pela entrega à rede da energia produzida pelos grupos geradores, em modo de turbinamento, e pela absorção de energia da rede elétrica para alimentação das bombas dos grupos geradores, quando os mesmos funcionam em modo de bombagem.

O transformador foi instalado numa célula materializada por muros corta-fogos, dispendo de uma fossa para retenção temporária do óleo eventualmente derramado em caso de acidente. Toda a aparelhagem será instalada sobre estruturas metálicas.

Na subestação existem caleiras que conduzem os cabos da mesma até à central. Para além disso, existe uma malha de condutores de terra, constituída por cabos de cobre nu, que ligam ao eléctrodo de terra geral [25].

3.9 Vias de comunicação e acessos em túnel

3.9.1 Estradas

O Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde II possui essencialmente duas vias de comunicação: a estrada de acesso à central (com 1033 m de desenvolvimento) e o caminho de acesso à restituição (com 2413 m de desenvolvimento), o qual dá acesso à nova ponte sobre o rio Cávado.

3.9.1.1 Estrada de acesso à central

A estrada de acesso à central de Salomonde II desenvolve-se numa extensão de 1032,68 m entre a EM 103-4 e o emboquilhamento do túnel de acesso à mesma, tendo sido implantada a meia encosta, com uma pendente longitudinal máxima de 10% que ocorre em quase toda a totalidade do seu percurso.

No seu extremo jusante, a estrada emboquilha com o túnel principal de acesso, com 8,2 m de diâmetro, que se desenvolve ao longo de 985 m até chegar ao piso principal da central. No seu decurso, ocorre a ramificação de diversos túneis auxiliares, conforme é possível verificar na subsecção seguinte (3.9.2 Túneis de acesso e ataque).

O perfil transversal da estrada é constituído por uma faixa de rodagem em bidirecional, com largura de 6,50 m, composta por uma faixa de rodagem, com 5,50 m de largura e constituída por duas vias, de 2,75 m cada, e por duas bermas exteriores, com 0,50 m de largura cada [25].

3.9.1.2 Caminho de acesso à restituição

O caminho de acesso à restituição localiza-se entre o coroamento da barragem de Salomonde e a plataforma de acesso às grades e comportas da restituição, numa extensão de 2413 m. Este desenvolve-se a meia encosta, ao longo da margem direita do Cávado, e sobre um caminho previamente existente, cuja plataforma é possível de ser aproveitada, tendo-se apenas procedido à correção do perfil longitudinal nos 200 m iniciais, de forma a que a inclinação longitudinal de 18% não fosse ultrapassada.

O perfil transversal do mesmo é constituído por uma faixa de rodagem que funciona apenas numa direção, com 4,00 m de largura. Nas zonas em aterro considerou-se uma transição com 0,60 m, com uma inclinação de 10% para o exterior, tendo a guarda de segurança sido implantada nesta concordância, imediatamente após o final da berma [25].

3.9.1.3 Ponte sobre o rio Cávado

A ponte sobre o rio Cávado insere-se num alinhamento reto. Em perfil longitudinal, a mesma desenvolve-se segundo um trainel sem inclinação, divergindo do caminho de acesso à restituição aos 2221 m.

Esta é constituída por uma faixa de rodagem bidirecional (com 4,00 m de largura) e duas bermas exteriores (com 0,50 m de largura, cada). O tabuleiro da ponte possui uma largura total de 7,50 m. Para além disso, a plataforma fica completa com dois passadiços (com 1,25 m de largura cada) nos quais estão incluídas as vigas de bordadura, os guarda-corpos, os lancis e a guarda de segurança, resultando numa largura útil total de 0,60 m.

A necessidade de manter um tirante de ar mínimo de 2,00 m da obra, relativamente ao NPA da albufeira da Caniçada, condicionaram o traçado em perfil e em planta da mesma.

Considerando as elevadas velocidades de escoamento verificadas neste trecho do rio Cávado durante as épocas de cheia, decidiu-se transpor o rio, evitando assim a colocação de apoios no leito menor. Isto implicou a consideração de uma solução com uma vão livre de 50 m, o que

correspondeu a um vão estrutural único de 52,00 m. Deste modo, a ponte sobre o rio Cávado é constituída por um tabuleiro simplesmente apoiado, com os referidos 52,00 m entre eixos de apoios nos encontros [25].

3.9.2 Túneis de acesso e ataque

Existem 7 túneis de acesso e ataque (possíveis de visualizar na Figura 3.24):

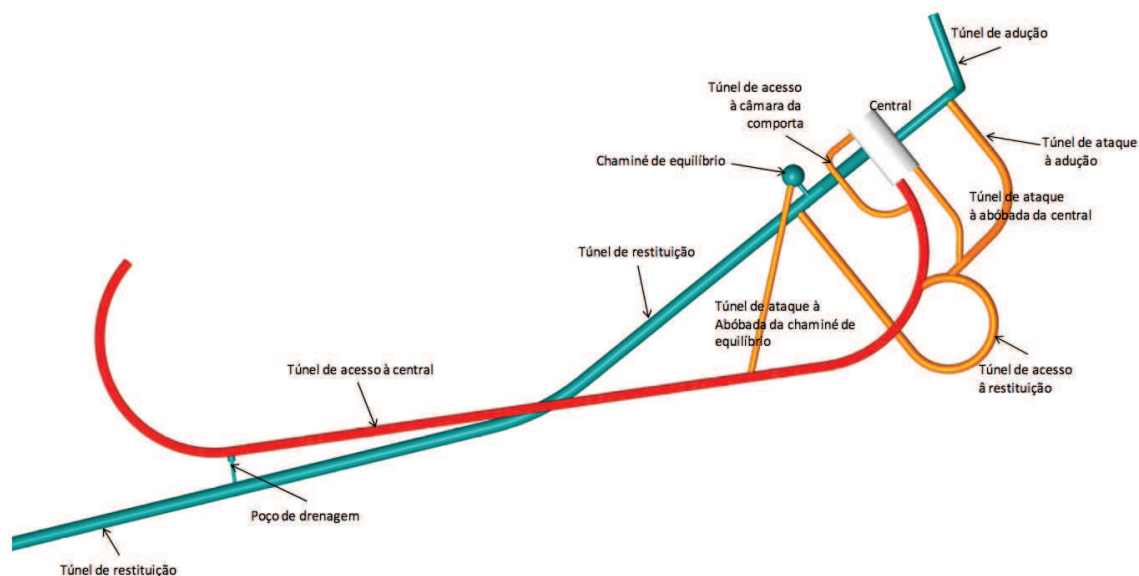


Figura 3.24: Esquema geral dos túneis de acesso e ataque [25]

- Túnel de acesso à central com comprimento de 985 m e secção em ferradura de 8,20x8,40 m²;
- Túnel de ataque à abóbada da chaminé de equilíbrio com comprimento de 170 m e secção em ferradura de 5,5x6,0 m²;
- Túnel de acesso à restituição com comprimento de 340 m e secção em ferradura de 7,0x7,0 m²;
- Túnel de ataque à adução com comprimento de 185 m e secção em ferradura de 5,5x6,0 m²;
- Túnel de ataque à abóbada da central com comprimento de 95 m e secção em ferradura de 5,5x6,0 m²;
- Túnel de acesso à câmara da comporta e ao poço de barramentos com comprimento de 130 m e secção em ferradura de 5,5x6,0 m²;
- Túnel pedestre de acesso à central de Salamonde II com comprimento de 90 m e secção abobadada de 3,0x4,25 m² (não representado na Figura 3.24).

Todos os túneis representados na Figura 3.24 têm uma secção transversal em forma de ferradura, tendo as suas dimensões sido implementadas em função do local a que acedem e do tipo de circulação a que se destinam (pedonal, viária definitiva ou simplesmente construtiva).

O túnel mais extenso é o túnel de acesso à caverna da central de Salamonde II, com 985 m de desenvolvimento. Tem início no final da estrada de acesso, na margem esquerda do rio Cávado, à cota (219,40), terminando no topo sul da caverna da central, ao nível do piso da central, à cota (126,00), desenvolvendo-se com uma pendente média da ordem dos 10%.

Na zona terminal, o túnel de acesso à central sofre uma derivação, dando origem a um túnel auxiliar à sua direita, com 340 m de comprimento, o qual passando em curva sob o túnel de acesso à central acede à zona do tubo de aspiração, à base da chaminé de equilíbrio e à extremidade de montante do túnel de restituição.

Existem ainda quatro túneis adicionais:

- O túnel de ataque à chaminé de equilíbrio, com 170 m de comprimento, o qual, partindo do túnel de acesso à central, localizado a 280 m a montante desta, se desenvolve em linha reta até à abóbada da chaminé de equilíbrio;
- O túnel de ataque à adução, com 185 m de comprimento, que parte do túnel de acesso à restituição e acede à zona de blindagem da base do poço da galeria de adução;
- O túnel de ataque à abóbada da central, com 95 m de comprimento, que parte do túnel de ataque à adução e se desenvolve até à abóbada da central, pelo lado sul;
- O túnel de acesso à câmara da comporta, com 130 m de desenvolvimento, que parte da zona terminal do túnel principal, localizada cerca de 30 m a montante da caverna da central, contornando-a pelo lado poente, dando acesso à câmara da comporta do difusor, prolongando-se depois até à base do poço de barramentos.

Estes quatro túneis têm igualmente secção transversal em forma de ferradura, no entanto, de menor dimensão, sendo preferencialmente utilizados no decurso da fase de construção. Após a mesma, o túnel de ataque à abóbada da chaminé de equilíbrio será utilizado como conduta de ventilação da chaminé e o túnel de ataque à câmara da comporta será utilizado igualmente como acesso à câmara e à base do poço de barramentos. O túnel de ataque à abóbada da central servirá para instalação de equipamentos de ventilação da mesma.

Para além disso, embora não esteja referenciado na Figura 3.24, existe ainda o túnel de ligação entre as centrais de Salamonde e Salamonde II. Este, com cerca de 90 m de comprimento, possui secção abobadada, ao contrário de todos os outros, e faz a ligação entre o poço de barramentos da central de Salamonde II à central previamente existente, permitindo a ligação pedonal entre ambas [25].

Capítulo 4

Avaliação Económica

De forma a determinar a viabilidade de um projeto de investimento como o Reforço de Potência de Salamonde, é essencial a realização de uma avaliação económica. É necessário considerar todos os investimentos e custos previstos, de forma a que os mesmos possam ser recuperados através da venda de energia produzida nos mercados de eletricidade, com o fornecimento de serviços de sistema e pelo recebimento do incentivo ao investimento.

Para além disso, é também importante a realização de uma análise de risco com o objetivo de se avaliar o impacto que os riscos externos e internos, associados à construção e exploração do projeto, podem ter na rentabilidade do mesmo.

4.1 Planeamento

O projeto relativo ao Reforço de Potência de Salamonde tem um período de exploração previsto de 60 anos, a decorrer entre 2011 e 2070, passível de ser dividido em duas fases: fase de construção e fase de exploração.

4.1.1 Fase de construção

A fase de construção do Reforço de Potência de Salamonde tem a duração aproximada de 5 anos, tendo-se iniciado em 2011 e estando prevista terminar em julho de 2015. Neste período são executados todos os investimentos planeados, nomeadamente ao nível de construção civil, equipamentos e outros.

4.1.2 Fase de exploração

A fase de exploração do Reforço de Potência de Salamonde terá a duração de 55 anos, segundo a legislação que incentiva a prorrogação do prazo de concessão dos aproveitamentos hidroelétricos pela via do reforço de potência (Anexo II do Decreto-Lei 226-A/2007 de 31 de maio) [3]. De acordo com a mesma, o contrato de concessão dos aproveitamentos hidroelétricos prevê a possibilidade do titular solicitar autorização para realizar investimentos adicionais associados a reforços

de potência, com a contrapartida de obter a possibilidade de explorar o aproveitamento original e o reforço de potência. O prazo total da concessão resultante dessa prorrogação não pode, no entanto, ultrapassar os 75 anos. A fórmula a aplicar é a seguinte:

$$Pro = (N - t) \times \Delta Pot / Pot \quad (4.1)$$

Em que:

Pro - Prorrogação;

N - Número total de anos da concessão original de utilização do domínio hídrico (37 anos);

t - Número de anos remanescentes até ao final da concessão original de utilização do domínio hídrico (17 anos);

Pot - Potência elétrica da central antes do reforço (42 MW);

ΔPot - Reforço de potência (207 MW).

Relativamente ao parâmetro *N*, há que ter em consideração que, devido à publicação dos Decretos-Lei 29/2006 de 15 de fevereiro e 172/2006 de 23 de agosto, a lógica do serviço público foi alterada para uma lógica de mercado, dependente da atribuição de uma licença de produção [32] [33]. Para que a mesma funcionasse, foi necessária a extinção dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), sistema de aquisição de energia em que os produtores recebiam, por um lado, um pagamento por disponibilidade, que incluía os custos fixos de operação e manutenção, as amortizações e a remuneração do capital investido a uma determinada taxa e, por outro, o custo variável que tinham com a produção de energia. No entanto, a manutenção do equilíbrio contratual deveria ser garantida aos contratantes, por acordo entre partes [34].

Por outro lado, devido à publicação da Lei 58/2005, de 29 de dezembro (Lei da Água), e dos seus decretos complementares em 2007, nomeadamente o Decreto-Lei 226-A/2007 de 31 de maio, as regras de atribuição do direito de utilização do domínio hídrico foram totalmente alteradas, pelo que as concessões associadas aos CAE teriam também de sofrer alterações [35] [3]. Segundo o artigo 100º da Lei da Água, os contratos de utilização do domínio hídrico emitidos ao abrigo da anterior legislação manter-se-iam em vigor, nos termos em que foram emitidos, desde que levados ao conhecimento da entidade competente [35].

De modo a resolver este problema, o artigo 91º do Decreto-Lei 226-A/2007 de 31 de maio preconizou a assinatura de novos contratos de concessão a assinar entre o Estado e a REN, podendo a mesma transmitir os respetivos direitos às empresas titulares dos centros eletroprodutores [3]. Foi isso o que efetivamente aconteceu, tendo os mesmos contratos sido transferidos com a assinatura de um contrato de cessão de posição contratual, a 15 de junho de 2007.

Assim, havia a necessidade de se definir a duração desses mesmos contratos, que, pela nova legislação do domínio hídrico, não poderiam ultrapassar os 75 anos. O Decreto-Lei 226-A/2007, de 31 de maio, veio definir que a data de início seria o ano da entrada em vigor do Decreto-Lei 184/95, de 27 de julho, que deu início aos CAE, ou seja, 1995. As datas finais poderiam ser uma de duas: ou a data de fim dos CAE, ou a data de fim de vida útil dos equipamentos com vida mais

longa [3]. Assim sendo, para aferir o valor do parâmetro N considera-se como referência inicial o ano de 1995, data de entrada em vigor dos CAE.

De acordo com o Anexo III do Decreto-Lei 226-A/2007 de 31 de maio, a concessão original do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde termina em 2032, tendo entrado em serviço em 1953 [3]. O resultado obtido para a prorrogação da mesma, mediante a substituição dos respetivos valores na equação (4.1), corresponde a 99 anos. Tal não é possível, uma vez que, tal como já foi referido, o prazo total da concessão, resultante dessa prorrogação, não pode ultrapassar os 75 anos. Assim sendo, é necessário adicionar 75 anos a partir do ano de 1995, obtendo-se para prazo final da concessão o ano de 2070.

No decorrer da fase de exploração do Reforço de Potência de Salamonde são considerados investimentos, proveitos e custos. Os investimentos dizem respeito à aquisição de equipamentos para substituição. Os proveitos dizem respeito às receitas provenientes da venda de energia nos mercados de eletricidade, à remuneração obtida através do fornecimento de serviços de sistema e ao incentivo ao investimento atribuído pelo Governo Português. Os custos dizem respeito às despesas de operação e manutenção (O&M), ao consumo em bombagem e a obrigações fiscais.

4.2 Análise de Investimento

De modo a proceder-se à avaliação económica de um projeto de investimento como o Reforço de Potência de Salamonde, o primeiro passo a efetuar passa por uma análise determinística da rentabilidade do investimento, na qual se detalham todos os investimentos a efetuar, os proveitos e os custos ao mesmo inerentes e, no final, se calcula o respetivo *Cash Flow*.

Todos os valores obtidos ao longo desta análise podem ser consultados no Anexo A. Para o cálculo dos mesmos foi utilizado o *software Microsoft Excel*.

4.2.1 Investimentos

A realização do projeto de investimento do Reforço de Potência de Salamonde implica um investimento total de aproximadamente 200 milhões de euros, a preços de 2011 [28]. Este valor é designado por CAPEX (*Capital Expenditure*) e corresponde ao montante necessário para a implementação do Reforço de Potência de Salamonde.

Os investimentos efetuados em Salamonde II durante a fase de construção tiveram início em 2011 e terminam em 2015, sendo possível compartimentá-los em três categorias: Construção Civil, Equipamentos e Outros. As percentagens de investimento em cada uma das categorias foram aplicadas segundo uma distribuição fornecida pela EDP:

Tabela 4.1: Distribuição temporal dos investimentos realizados, a preços constantes de 2011

CAPEX	2011	2012	2013	2014	2015
200 M€ ₁₁	18%	19%	23%	24%	16%
	36 M€ ₁₁	38 M€ ₁₁	46 M€ ₁₁	48 M€ ₁₁	32 M€ ₁₁

Tabela 4.2: Distribuição dos investimentos realizados de acordo com as diversas naturezas, a preços constantes de 2011

Construção Civil	55%	110 M€ ₁₁
Equipamentos	32%	64 M€ ₁₁
Outros	13%	26 M€ ₁₁
TOTAL	100%	200 M€₁₁

Uma vez que os investimentos realizados durante a fase de construção se encontram a preços constantes de 2011, é necessário proceder à sua conversão para preços correntes através das taxas de inflação verificadas no país em cada um dos anos de investimento. A formulação utilizada foi a seguinte:

$$I_n = I \div \prod_n^{2015} (1 + p_n) \quad (4.2)$$

Em que:

I_n - Investimento realizado no ano n ;

I - Investimento realizado no ano n a preços constantes;

p_n - Taxa de inflação para o ano n .

As taxas de inflação aplicadas foram as seguintes:

Tabela 4.3: Taxas de inflação aplicadas durante a fase de construção [36] [37]

Ano	2011	2012	2013	2014	2015
Taxa de inflação (%)	3,65	2,77	0,27	-0,28	1,06

Na fase de exploração, é necessário considerar os investimentos de manutenção dos equipamentos. Os mesmos correspondem a um valor de 20 M€ em 2033, ano em que se iniciou a prorrogação do prazo de concessão do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde, valor relativo à central de Salamonde I, e 10 M€ em 2035, ou seja, 20 anos após a entrada em serviço da central de Salamonde II, valor relativo à nova central. Ambos os valores foram fornecidos pela EDP e encontram-se a preços correntes do ano a que são referentes.

Os valores relativos aos investimentos podem ser consultados na secção A.1 do Anexo A.

4.2.2 Proveitos

Os proveitos inerentes ao projeto de investimento em estudo têm início em setembro de 2015 e são provenientes das receitas obtidas através da venda de energia nos mercados de eletricidade, da remuneração obtida através do fornecimento de serviços de sistema e do incentivo ao investimento atribuído pelo Governo Português.

Os valores relativos aos proveitos podem ser consultados na secção A.1 do Anexo A.

4.2.2.1 Mercados de eletricidade

Os proveitos provenientes dos mercados de eletricidade são obtidos através da venda de energia elétrica produzida e transacionada no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). O MIBEL, constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, visando a construção de um mercado regional de eletricidade.

Em 1996, a Comissão Europeia publicou a Diretiva 96/92/CE, na qual apontou a criação de um mercado interno de eletricidade, estabelecendo normas relativas à organização e ao funcionamento do setor da eletricidade e do acesso ao mercado, bem como critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes [38]. Neste contexto, em 1998, deram-se início às negociações entre Portugal e Espanha para a criação do MIBEL. No entanto, este só veio a entrar em funcionamento a 1 de Julho de 2007.

Com a sua concretização, passou a ser possível, a qualquer consumidor no espaço ibérico, adquirir energia elétrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha. Os principais objetivos do MIBEL passam por:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países através da integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada de definição de preços de referência, para toda a Península Ibérica;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e de obrigações, de transparência e de objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [39].

O MIBEL assenta num modelo misto, integrando um *Pool* simétrico voluntário, onde estão incluídos o Mercado Diário e o Mercado Intradiário, e um regime de contratos bilaterais. A contratação de energia elétrica pode processar-se do seguinte modo:

- Através de um mercado de contratação a prazo, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico Português (OMIP), no qual se estabelecem compromissos relativos à produção e compra de energia elétrica;
- Através de um mercado *spot* de contratação à vista, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico Espanhol (OMIE), que engloba os mercados diários e os mercados intradiários, em que se estabelecem programas de compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte;
- Através de um mercado de contratação bilateral, no qual os agentes contratam a compra e venda de energia elétrica, para diversos horizontes temporais [40].

O mercado de eletricidade a prazo consiste num mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. No âmbito do MIBEL, a entidade responsável pela gestão do mesmo é o OMIP. Este tem como principais objetivos contribuir para o desenvolvimento do MIBEL, promover preços de referência ibéricos, disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco e superar algumas das limitações dos mercados OTC (mercados não regulamentados) [41].

O OMIP disponibiliza três produtos contratuais:

- Contratos Futuro - contrato padronizado de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transacção;
- Contratos *Forward* - contrato padronizado de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transacção;
- Contratos SWAP - contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca [42].

Por outro lado, o mercado *spot* de eletricidade é da responsabilidade do OMIE. Este engloba os mercados diários e os mercados intradiários, nos quais se estabelecem programas de compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte [43].

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade para o dia seguinte. Este mercado determina o preço para cada uma das 24 horas do dia e para cada um dos dias do ano. Funciona através do cruzamento de ofertas de compra e venda por parte dos diversos agentes registados, indicando para cada oferta o dia e a hora a que a mesma se reporta, bem como o preço e a quantidade de energia correspondentes.

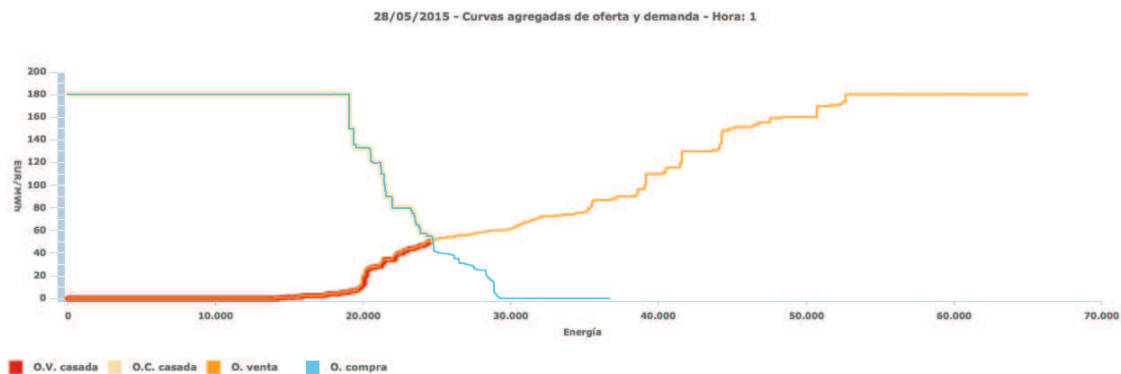


Figura 4.1: Curva de oferta para o dia 28 de maio de 2015 (exemplo ilustrativo) [44]

O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para uma mesma hora, tal como é possível verificar na Figura 4.1. O preço de mercado corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura, ou seja, ao menor dos preços que garante a oferta e a procura [45].

O mercado intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar ao mercado diário, onde se transaciona eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, compreendendo 6 sessões diárias de negociação (Figura 4.2). Cada uma destas sessões forma preço para as horas em que são objeto de negociação.

De forma análoga ao mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia (com a especificidade própria de cada sessão) e todos os dias de cada ano, estando assente na submissão de ofertas de compra e venda, por parte dos diversos agentes registados para atuar no mercado diário, indicando cada oferta, por sessão, o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes [45].



Figura 4.2: Estrutura das sessões do mercado intradiário [45]

Na presente análise de investimento, a estimativa da remuneração obtida através da venda de energia elétrica produzida e transacionada no MIBEL foi calculada a partir do produto entre a projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal, tendo por base os preços históricos verificados no período 2011-2014, e o valor da produção média anual prevista para Salamonde II, através da seguinte equação:

$$Remun_n = Pr_n * Prod_{medSII} \quad (4.3)$$

Em que:

$Remun_n$ - Estimativa da remuneração obtida através da venda de energia elétrica produzida e transacionada no MIBEL para o ano n ;

Pr_n - Projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal, tendo por base os preços históricos verificados no período 2011-2014, para o ano n ;

$Prod_{medSII}$ - Produção média anual estimada para Salamonde II (386 GWh) [28].

Inicialmente foi calculada a média aritmética dos preços históricos anuais do mercado diário em Portugal entre 2011 e 2014 (Tabela 4.4). Os anos de 2007 a 2010 não foram considerados, uma vez que se encontram muito próximos da data de entrada em funcionamento do MIBEL, e como tal, poderiam influenciar os resultados devido à sua volatilidade.

Tabela 4.4: Preço histórico anual do mercado diário - MIBEL, Portugal [46] [47]

Ano	2011	2012	2013	2014
Preço (€/MWh)	50,5	48,1	43,6	41,9

Tal como foi dito anteriormente, os proveitos provenientes dos mercados de eletricidade apenas terão início em setembro de 2015, como tal, todos os cálculos devem ter esse fator em consideração. Assim sendo, a média de preços obtida foi atualizada com recurso às taxas de inflação de 2013, 2014 e 2015, de forma a calcular-se a projeção do preço de mercado para o segundo semestre de 2015. Apenas foi utilizada a taxa de inflação a partir do ano 2013, uma vez que este é o período médio, tal como é possível verificar na Figura 4.3.



Figura 4.3: Período médio entre 2011 e 2015

A formulação utilizada para a projeção do preço médio anual do mercado diário em Portugal para 2015 foi a seguinte:

$$Pr_{2015} = Med_{2011-2014} * \prod_{2013}^{2015} (1 + p_n) \quad (4.4)$$

Em que:

Pr_{2015} - Projeção do preço médio anual do mercado diário em Portugal em 2015;

$Med_{2011-2014}$ - Média aritmética dos preços históricos anuais do mercado diário em Portugal entre 2011 e 2014;

p_n - Taxa de inflação relativo ao ano n .

Para os anos seguintes, a formulação utilizada foi:

$$Pr_n = Pr_{n-1} * (1 + p_{n-1})^{0,5} * (1 + p_n)^{0,5} \quad (4.5)$$

Em que:

Pr_n - Projeção do preço médio anual do mercado diário em Portugal para o ano n ;

Pr_{n-1} - Projeção do preço médio anual do mercado diário em Portugal para o ano anterior ao que se pretende calcular o preço;

p_{n-1} - Taxa de inflação para o ano anterior ao que se pretende calcular o preço;

p_n - Taxa de inflação para o ano que se pretende calcular o preço.

As taxas de inflação aplicadas foram as seguintes (Tabela 4.5):

Tabela 4.5: Taxas de inflação aplicadas durante a fase de exploração [36] [37]

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2070
Taxa de inflação (%)	2,59	-0,83	1,40	3,65	2,77	0,27	-0,28	1,06	1,46	1,55	1,50	1,50	2,00

Os valores obtidos para a projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal podem ser consultados na Tabela 4.6. Para facilitar a leitura da informação e perceber a sua evolução, apenas se apresentam os preços obtidos a cada 5 anos.

Tabela 4.6: Projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal para o horizonte 2015-2070

(€/MWh)					
2015	2020	2025	2030	2035	2040
46,51	50,12	55,34	61,09	67,45	74,47
2045	2050	2055	2060	2065	2070
82,23	90,78	100,23	110,67	122,18	134,90

Tendo-se obtido então a projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal para o horizonte 2015-2070 (fase de exploração), procedeu-se à sua multiplicação pelo valor da produção média anual prevista para Salamonde II (386 GWh) [28], obtendo-se assim os valores relativos aos proveitos provenientes dos mercados de eletricidade.

Uma vez que a entrada em serviço do Reforço de Potência de Salamonde ocorrerá apenas em setembro de 2015, para o cálculo dos proveitos relativos a esse ano considerou-se uma percentagem de 36% do valor relativo à produção média anual de Salamonde II, valor correspondente ao peso da produção entre setembro e dezembro, segundo dados da EDP.

Uma vez que a construção de Salamonde II permitirá estender o período de exploração de Salamonde I, o valor gerado por esses anos adicionais deve ser imputado à valia de Salamonde II. Desta forma, o *cash flow* gerado por Salamonde I, após o final da concessão original, deve ser integrado nesta análise. Os proveitos provenientes dos mercados de eletricidade relativos a Salamonde I devem ser considerados a partir do ano de 2033, uma vez que a concessão do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde terminaria em 2032, caso não se tivesse procedido à prorrogação da mesma. Assim sendo, para o cálculo dos proveitos provenientes da central de Salamonde I, procedeu-se à multiplicação da previsão dos preços anuais do mercado diário em Portugal para o horizonte 2033-2070 pelo valor da produção média anual de Salamonde I.

$$Remun_n = Pr_n * Prod_{medSI} \quad (4.6)$$

Em que:

$Remun_n$ - Estimativa da remuneração obtida através da venda de energia elétrica produzida e transacionada no MIBEL para o ano n ;

Pr_n - Projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal, tendo por base os preços históricos verificados no período 2011-2014, para o ano n ;

$Prod_{medSI}$ - Produção média anual de Salamonde I (231,2 GWh) [28].

4.2.2.2 Prémio de colocação

O prémio de colocação referente ao Reforço de Potência de Salamonde corresponde ao valor a que se consegue colocar hora a hora o preço da energia acima do preço de mercado médio anual, por se colocar a energia nas melhores horas. Nesta análise de investimento tomou-se como referência um valor de 12%, valor fornecido pela EDP.

Este valor foi considerado em conjunto com o valor relativo aos proveitos provenientes dos mercados de eletricidade, ou seja, foi diretamente calculado na rubrica referente aos Mercados de Eletricidade, do seguinte modo:

$$Prem_n = Remun_n * (1 + 0,12) \quad (4.7)$$

Em que:

$Prem_n$ - Prémio de mercado;

$Remun_n$ - Estimativa da remuneração obtida através da venda de energia elétrica produzida e transacionada no MIBEL, relativa a Salamonde II, para o ano n .

4.2.2.3 Serviços de Sistema

A entrada em funcionamento do MIBEL simbolizou o início de uma nova realidade do setor elétrico em Portugal. A mesma ganhou forma não só através da participação dos agentes portugueses nos mercados a prazo, diário e intradiário, mas também através do desenvolvimento e participação noutros mercados e processos, nomeadamente os mercados inerentes à operação do sistema elétrico [48].

Um desses mercados, o mercado de produção organizado, engloba um conjunto de mecanismos que têm como principal objetivo a conciliação da livre concorrência na produção de energia elétrica com a necessidade de disposição de um abastecimento que cumpra com os critérios de qualidade e segurança previamente definidos. Este conjunto de mecanismos centra-se em dois aspetos fundamentais: a resolução de restrições técnicas e a gestão dos serviços de sistema.

Os serviços de sistema correspondem a um conjunto de serviços independentes da produção de energia, fundamentais para assegurar o funcionamento do sistema elétrico em condições de segurança, contribuindo paralelamente para um aumento dos índices de fiabilidade associados ao Sistema Elétrico de Energia (SEE) [49].

No âmbito dos serviços de sistema, consideram-se dois conjuntos: os obrigatórios e os complementares.

Por serviços de sistema obrigatórios entendem-se aqueles que qualquer unidade de produção em regime ordinário deve fornecer, como a regulação de tensão, a manutenção da estabilidade ou a regulação primária de frequência. Estes serviços de sistema não são passíveis de qualquer remuneração [48].

Os serviços de sistema complementares agregam os restantes serviços de sistema, sendo passíveis de remuneração e devendo ser contratados com base em mecanismos transparentes e não discriminatórios que visem a promoção da eficiência económica. O modelo adotado estabelece uma separação implícita entre os serviços de sistema complementares aos quais o sistema recorre de um modo regular e aqueles que são necessários pontualmente. Os primeiros, que abrangem a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação, são contratados com base em mercados de ofertas, enquanto os segundos, como a compensação síncrona, o arranque autónomo ou a interrutibilidade, se baseiam em contratação bilateral [48].

Está previsto que o grupo gerador do Reforço de Potência de Salamonde possa trabalhar de modo a fornecer serviços de sistema complementares, e, como tal, ser remunerado pelo fornecimento dos mesmos.

Uma vez que em Portugal ainda não existem regras definidas relativas à valorização dos serviços de sistema, a definição da sua valia não é fácil. A União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica (UNIPED) estima uma valia dos serviços de sistema que as centrais hidroelétricas podem prestar compreendida entre 10 e 30% da sua produtividade anual, considerando uma valia de 15% para uma central hidroelétrica “típica”, de acordo com o PNBEPH [16].

Para o cálculo dos proveitos do Reforço de Potência de Salamonde provenientes do fornecimento de serviços de sistema durante a fase de exploração, adotou-se uma valia de 20%, valor 5 pontos percentuais acima do definido pelo PNBEPH para uma central hidroelétrica típica. A adoção deste valor deveu-se ao aumento da penetração da energia eólica que se tem vindo a fazer sentir na rede, o que levará a maiores desafios na gestão da mesma, devido à sua intermitência. Assim, é previsível que seja necessário uma maior quantidade de energia de regulação mobilizada, e ainda um possível alargamento da banda de regulação secundária como reserva, para atuar em caso de necessidade. Graças à rapidez com que as centrais hidroelétricas conseguem colocar energia na rede, irão representar um papel cada vez mais relevante na segurança e e estabilidade do SEE.

Assim sendo, o valor estimado na presente análise de investimento para a remuneração do Reforço de Potência de Salamonde pelos serviços de sistema fornecidos no decorrer da respetiva fase de exploração, corresponde, em média, a 20% do valor das receitas líquidas obtidas nos mercados de eletricidade.

$$Remun_n = Rec_{SII_n} * 0,2 \quad (4.8)$$

Em que:

$Remun_n$ - Estimativa da remuneração obtida através do fornecimento de serviços de sistema para o ano n ;

Rec_{SIIn} - Receitas líquidas obtidas nos mercados de eletricidade relativas a Salamonde II, para o ano n .

Novamente, uma vez que os proveitos provenientes dos serviços de sistema relativos a Salamonde II apenas existem devido à prorrogação do prazo de concessão do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde pela via do reforço de potência, é necessário imputar também os proveitos provenientes da central de Salamonde I, entre 2033 a 2070. Assim sendo, admitiu-se que os proveitos provenientes dos serviços de sistema relativos à central de Salamonde I, correspondem igualmente a 20% do valor das receitas líquidas obtidas nos mercados de eletricidade correspondentes a Salamonde I, para o horizonte 2033-2070.

$$Remun_n = Rec_{SIIn} * 0,2 \quad (4.9)$$

Em que:

$Remun_n$ - Estimativa da remuneração obtida através do fornecimento de serviços de sistema para o ano n ;

Rec_{SIIn} - Receitas líquidas obtidas nos mercados de eletricidade relativas a Salamonde I, para o ano n .

4.2.2.4 Incentivo ao Investimento

O incentivo ao investimento consiste num complemento pecuniário destinado a apoiar a realização de investimentos em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas.

De acordo com a Portaria n.º 251/2012 de 20 de agosto [50] o incentivo ao investimento pode ser atribuído aos grupos geradores dos centros eletroprodutores hídricos localizados no território de Portugal continental:

- a) “Cujas licenças de produção tenham sido emitidas entre a data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, e a data de entrada em vigor da presente portaria”; ou
- b) “Que sejam parte em contratos de implementação do PNBEPH, celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtenham a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013”; ou ainda
- c) “Aos grupos geradores dos centros eletroprodutores hídricos resultantes de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes localizados no território de Portugal continental desde que tais reforços de potência sejam realizados com bombagem e tenham obtido a respetiva licença de produção até à data de entrada em vigor da presente portaria”, pàmetro em que se insere o Reforço de Potência de Salamonde.

Os grupos geradores dos centros eletroprodutores abrangidos pelo incentivo ao investimento beneficiam desse incentivo durante os 10 primeiros anos após a data em que o reconhecimento da sua elegibilidade inicia a produção de efeitos. Esse incentivo corresponde a um valor constante a preços correntes.

O montante do incentivo ao investimento é determinado anualmente para cada grupo gerador de acordo com a seguinte formulação:

$$II = II_{ref} * P_{il} * icp * ivd \quad (4.10)$$

Em que:

II - montante anual do incentivo ao investimento, a determinar em cada ano civil relativamente a um certo grupo gerador;

II_{ref} - valor anual de referência do incentivo ao investimento (11 k€/MW/ano para Salamonde II, de acordo com o Anexo da Portaria em questão);

P_{il} - valor da potência instalada líquida do grupo gerador constante da respetiva licença de exploração (207 MW);

icp - índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração do grupo gerador em causa (1, uma vez que o Reforço de Potência de Salamonde terá entrada em serviço no prazo fixado na licença de produção);

ivd - índice de valorização da disponibilidade do grupo gerador (1, novamente porque o Reforço de Potência de Salamonde terá entrada em serviço no prazo fixado na licença de produção).

Uma vez que os proveitos provenientes do incentivo ao investimento apenas têm início em setembro de 2015, foi efetuada a ponderação do mesmo pelos meses de operação no primeiro e no último ano de exploração (2015 e 2025), de forma a que este proveito tivesse a duração de 10 anos completos. Como tal procedeu-se ao cálculo de duodécimos, sendo que no ano de 2015 foi considerado 4/12 do valor anual e no ano de 2025 foi considerado o restante 8/12.

4.2.3 Custos

Os custos inerentes ao projeto de investimento em estudo têm início em setembro de 2015 e são relativos aos custos de operação e manutenção (O&M) e aos custos inerentes ao consumo em bombagem.

Os valores relativos aos custos podem ser consultados na secção [A.1](#) do Anexo [A](#).

4.2.3.1 O&M

Os custos de O&M são considerados durante a fase de exploração do Reforço de Potência de Salamonde, englobando os aspetos relativos à sua monitorização, manutenção, seguros, licenças, substituição de equipamentos e taxas eventualmente devidas.

Por norma, um aproveitamento hidroelétrico de média a larga escala (entre 10 a 300 MW de potência instalada) apresenta um valor para os custos de O&M entre os 4,5 e os 18,2 €/MWh, enquanto que um aproveitamento hidroelétrico de pequena escala (menos de 10 MW de potência instalada) apresenta aproximadamente o dobro. [51]

Uma vez que a EDP já está estabelecida no mercado, alcança economias de escala na exploração deste aproveitamento hidroelétrico, pelo que é possível integrá-lo na gama mais baixa de custos. Assim sendo, optou-se por considerar que os custos de O&M relativos ao Reforço de

Potência de Salamonde assumem um valor de 4,5 €/MWh. O valor a pagar no ano de 2015 foi calculado de acordo com:

$$O\&M = 4,5 * Prod_{med} \quad (4.11)$$

Em que:

$O\&M$ - custos de O&M;

$Prod_{med}$ - Produção média anual prevista para a central de Salamonde II (386 GWh).

No entanto, uma vez que os valores definidos para os custos de O&M são relativos ao ano de 2010 [51], torna-se necessário proceder à sua conversão para preços correntes através das taxas de inflação verificadas no país em cada um dos anos de investimento. A formulação utilizada foi a seguinte:

$$O\&M_{2015} = O\&M * \prod_{2010}^{2015} (1 + p_n) \quad (4.12)$$

Em que:

$O\&M_{2015}$ - Custos de O&M para o ano 2015;

$O\&M$ - Custos de O&M para o ano 2015, sem recurso à inflação;

p_n - Taxa de inflação para o ano n .

A partir de 2016, os valores relativos aos custos de O&M foram atualizados com recurso a uma taxa de inflação de 2% ao ano, valor fornecido pela EDP.

Tal como já foi explicado anteriormente, devido à prorrogação do prazo de concessão do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde pela via do reforço de potência, é necessário considerar também os custos de O&M relativos à central de Salamonde I, para o horizonte 2033-2070. O valor ponderado foi igualmente de 4,5 €/MWh. O valor a pagar em 2033 foi calculado de acordo com:

$$O\&M_n = 4,5 * Prod_{med} \quad (4.13)$$

Em que:

$O\&M$ - custos com O&M em 2033;

$Prod_{med}$ - Produção média anual da central de Salamonde I (231,2 GWh).

Mais uma vez, uma vez que os valores definidos para os custos de O&M são relativos ao ano de 2010 [51], torna-se necessário proceder à sua conversão para preços correntes através das taxas de inflação verificadas no país em cada um dos anos de investimento. A formulação utilizada foi a seguinte:

$$O\&M_{2033} = O\&M * \prod_{2010}^{2033} (1 + p_n) \quad (4.14)$$

Em que:

$O\&M_{2033}$ - Custos de O&M para o ano 2033;

$O\&M$ - Custos de O&M para o ano 2033, sem recurso à inflação;

p_n - Taxa de inflação para o ano n .

A partir de 2033, os valores relativos aos custos de O&M foram também atualizados com recurso a uma taxa de inflação de 2% ao ano.

4.2.3.2 Consumo em bombagem

Os custos relativos ao consumo em bombagem correspondem a cerca de 65% da produção turbinada pelo Reforço de Potência de Salamonde, valor fornecido pela EDP. Os mesmos são calculados da seguinte forma:

$$Cbomb_n = 0,65 * Prod_{medSII} * Pr_n \quad (4.15)$$

Em que:

$Cbomb_n$ - Estimativa de custos relativos ao consumo em bombagem para o ano n ;

$Prod_{medSII}$ - produção média anual prevista para Salamonde II (386 GWh);

Pr_n - Projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal, tendo por base os preços históricos verificados no período 2011-2014, para o ano n .

Para o cálculo do consumo em bombagem correspondente ao ano de 2015, voltou a considerar-se uma percentagem de 36% do valor relativo ao consumo anual de Salamonde II, valor correspondente à produção entre setembro e dezembro, segundo dados da EDP.

4.2.3.3 Prémio de bombagem

A bombagem hidroelétrica é um importante mecanismo de flexibilidade de gestão do sistema eletroprodutor uma vez que permite o armazenamento da energia excedentária, dando origem a importantes benefícios económicos. A existência de bombagem reduz a volatilidade dos preços de mercado e, como tal, é remunerada. Nesta análise de investimento tomou-se como referência um valor de desconto de 30%, valor fornecido pela EDP, pelo facto de o consumo em bombagem ocorrer em vazio.

Este valor foi considerado em conjunto com o valor relativo aos proveitos provenientes dos mercados de electricidade, ou seja, foi diretamente calculado na rubrica referente aos custos de Consumo em bombagem, do seguinte modo:

$$Cbomb_n = 0,65 * Prod_{medSII} * Pr_n * (1 - 0,30) \quad (4.16)$$

Em que:

$Cbomb_n$ - Estimativa de custos relativos ao consumo em bombagem para o ano n ;

$Prod_{medSII}$ - Produção média anual prevista para Salamonde II (386 GWh);

Pr_n - Projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal, tendo por base os preços históricos verificados no período 2011-2014, para o ano n .

4.2.4 Amortizações

O conceito de amortização consiste no reconhecimento do desgaste anual dos ativos e constitui um custo aceite fiscalmente. Para o cálculo das amortizações da presente análise de investimento considerou-se o método das quotas constantes. Este método considera que o valor de um bem

ou serviço decresce a uma taxa constante, e, como tal, o valor a amortizar deve ser dividido igualmente ao longo do seu período de amortização. [52]

A amortização dos investimentos efetuados durante a fase de construção do Reforço de Potência de Salamonde, foi calculada de acordo com o período de amortização fiscalmente aceite para ativos desta natureza, a qual pode ser consultada na Tabela 4.9.

Tabela 4.7: Distribuição temporal da amortização dos investimentos realizados pela sua natureza

Construção Civil	55 anos
Equipamentos	40 anos
Outros	5 anos

Uma vez que o Reforço de Potência de Salamonde apenas entrará em serviço em setembro de 2015, é necessário ter esse fator em consideração no cálculo das amortizações anuais. Assim, considerou-se como período de amortização 664 meses (55 anos e 4 meses).

Para o ano 2015 a amortização foi calculada considerando apenas 4 meses:

$$Am_{2015} = I \div (55 * 12 + 4) * 4 \quad (4.17)$$

Em que:

Am_{2015} - Amortização respetiva ao ano de 2015;

I - Investimento total.

Para o restante período de exploração, as amortizações foram calculadas para o ano completo (12 meses):

$$Am_n = I \div (55 * 12 + 4) * 12 \quad (4.18)$$

Em que:

Am_n - Amortização respetiva ao ano n ;

I - Investimento total.

Na fase de exploração, é necessário considerar as amortizações relativas aos investimentos de manutenção dos equipamentos. Os mesmos correspondem a 20 M€ em 2033, ano em que se iniciou a prorrogação do prazo de concessão do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde, e 10 M€ em 2035, 30 anos após a entrada em serviço da central de Salamonde II. Ambos devem ser amortizados até ao final do período de exploração (2070).

Os valores relativos às amortizações podem ser consultados na tabela 4.8.

Tabela 4.8: Amortizações relativas ao projeto de investimento de Salamonde II

k€	2015	2016 a 2020	2021 a 2032	2033 a 2034	2035 a 2055	2056 a 2070
Construção Civil	646	1 937	1 937	1 937	1 937	1 937
Equipamentos	763	2 290	2 290	2 816	3 094	804
Outros	1 583	4 750				
TOTAL	2 992	8 976	4 227	4 753	5 031	2 741

Para facilitar a leitura da informação, uma vez que os resultados obtidos são sucessivamente repetidos, optou-se pela sua representação intervalada.

4.2.5 Cash Flow

Com o objetivo de se calcular os indicadores económicos necessários à avaliação económica deste projeto de investimento foi necessário calcular o respetivo *Cash Flow*.

A primeira rubrica a utilizar no cálculo do *Cash Flow* é a rubrica relativa aos Proveitos, que engloba todas as receitas obtidas com a venda de energia elétrica nos Mercados de eletricidade, o fornecimento de Serviços de Sistema e o Incentivo ao Investimento. As mesmas são relativas à central de Salamonde II e, a partir de 2033, Salamonde I, tal como já foi explicado anteriormente.

A segunda rubrica a utilizar é a rubrica relativa aos Custos inerentes às centrais de Salamonde II e Salamonde I (a partir de 2033).

A terceira rubrica corresponde ao imposto a pagar e engloba todos os Proveitos, Custos e Amortizações, à qual é aplicada uma taxa de imposto, o Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRC), taxa essa que é aplicada ao rendimento das empresas a trabalhar em Portugal. Esta rubrica foi calculada do seguinte modo:

$$Imp = (Prov - Cus - Am) * IRC \quad (4.19)$$

Em que:

Imp - Imposto a pagar;

Prov - Proveitos;

Cus - Custos;

Am - Amortizações;

IRC - Taxa de imposto.

A taxa de imposto a aplicar é relativa aos rendimentos tributáveis das empresas, podendo ser consultada na Tabela 4.9. Uma vez que o Reforço de Potência de Salamonde está integrado nas contas da EDP Produção será sempre tributado à taxa marginal mais elevada, 29,5 %, dado o volume de negócios gerado pela empresa.

Tabela 4.9: IRC aplicado em Portugal, em 2015 [53]

Rendimentos tributáveis	Taxa de imposto (%)
menos de 0€	21
0€ a 1 500k€	22.5
1 500k€ a 7 500k€	25.5
7 500k€ a 35 000k€	27.5
mais de 35 000k€	29.5

Por fim, a quarta e última rubrica é a rubrica de Investimento, a qual engloba todos os investimentos efetuados relativos à Construção Civil, Equipamentos e Outros.

Utilizando todas estas rubricas, o *Cash Flow* relativo a este projeto de investimento é calculado do seguinte modo:

$$CF = Prov - Cus - Imp - Inv \quad (4.20)$$

Em que:

CF - *Cash Flow*;

Prov - Proveitos;

Cus - Custos;

Imp - Imposto a pagar;

Inv - Investimento.

Os valores obtidos para o *Cash Flow* podem ser consultados na secção A.2 do Anexo A.

4.3 Análise Quantitativa

Outro dos principais aspetos a considerar na análise económica de um projeto de investimento é a sua componente quantitativa, possível de ser avaliada através de indicadores económicos. Indicadores económicos são grandezas de carácter económico, expressas em valor numérico, cuja principal utilidade consiste na aferição dos níveis de desenvolvimento de determinada entidade, procurando avaliar a capacidade da mesma em gerar valor, de forma a remunerar adequadamente todos quantos nela participam.

A análise quantitativa do projeto de investimento inerente ao Reforço de Potência de Salomonde foi realizada em duas vertentes: uma análise determinística e uma análise de risco.

4.3.1 Análise Determinística

A análise determinística deste projeto de investimento foi realizado com recurso aos indicadores económicos do Valor Atualizado Líquido (VAL) e da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR). Os mesmos foram obtidos com recurso a todos os cálculos efetuados no decurso da análise de investimento.

4.3.1.1 Valor Atualizado Líquido (VAL)

O VAL é um indicador económico que tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus *cash flows*. Por valor atual entende-se o valor presente de um determinado montante a obter no futuro. Uma vez que qualquer projeto de investimento apenas gera *cash flow* no futuro, torna-se necessário atualizar o valor de cada um desses *cash flows* e compará-los com o valor do investimento. Caso o valor do investimento seja inferior ao valor atual dos *cash flows*, o VAL é positivo e o projeto apresenta rentabilidade [54]. O VAL pode ser calculado a partir da equação:

$$VAL = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} \quad (4.21)$$

Em que:

VAL - Valor Atualizado Líquido;

CF_k - *Cash Flow* no ano k ;

n - Período de avaliação do projeto (60 anos);

i - Taxa de atualização.

Através da equação (4.21) estão a transportar-se todos os *cash flows* para 2011, ano de início de construção do Reforço de Potência de Salamonde. No entanto, o mais correto é considerar a valia do projeto no momento atual, ou seja, no 2.º semestre de 2015. Essa mesma atualização é feita como representado na equação (4.22), sendo que o período compreendido entre o início da fase de construção do Reforço de Potência de Salamonde e o 2.º semestre de 2015 é o equivalente a 4,5 anos.

$$VAL_{atualizado} = VAL * (1 + i)^{4,5} \quad (4.22)$$

Em que:

$VAL_{atualizado}$ - Valor Atualizado Líquido para o 2.º semestre de 2015;

VAL - Valor Atualizado Líquido;

i - Taxa de atualização.

Na atualização dos *cash flows* futuros é utilizada a taxa de atualização, denominada de *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) ou custo médio ponderado de capital.

O WACC consiste na taxa de rentabilidade mínima exigida para que um projeto de investimento possa avançar e é calculado através da média ponderada dos capitais (próprios e alheios) da empresa investidora. No fundo, o WACC consiste no retorno exigido pelos acionistas da empresa, para que o investimento seja aceite, e pelos credores, para que o seu financiamento se torne atrativo. O mesmo pode ser calculado de acordo com a equação (4.23).

$$WACC = \frac{E}{(E + D)} \times Re + \frac{D}{(E + D)} \times Rd \times (1 - T_c) \quad (4.23)$$

Em que:

WACC - *Weighted Average Cost of Capital* nominal após impostos;

E - Valor de mercado do custo de capital próprio;

D - Valor de mercado do custo da dívida;

Re - Rentabilidade esperada pelos acionistas;

Rd - Taxa média de juro da dívida;

T_c - Taxa marginal de imposto.

Devido a questões de confidencialidade da EDP, o valor do WACC utilizado na avaliação do Reforço de Potência de Salamonde não é público. De acordo com a publicação do Millenium BCP, *EDP - Company Update*, de fevereiro de 2014, o WACC da EDP relativo à atividade liberalizada na Península Ibérica está fixado em 5,84% até 2015, 7,32% entre 2015 e 2025 e 8,08% a partir de 2025 [55].

Assim sendo, foi tomado como referência para esta análise determinística o valor de WACC nominal atualizado de 7,32%, para o qual se obteve um VAL de 41 038 k€.

Foi também realizada uma análise de sensibilidade para outros valores de WACC, para os quais se obtiveram os seguintes resultados:

Tabela 4.10: Resultados obtidos para o VAL atualizado ao início do 2.º semestre de 2015, para diferentes valores de WACC

WACC (%)	VAL (k€)
5	203 190
5.5	158 136
5.84	131 262
6	119 543
6.5	86 295
7	57 490
7.32	41 038
7.5	32 388
8	10 387
8.08	7 120
8.5	-9 008
9	-26 204

O valor do WACC influencia diretamente o valor do VAL e, conseqüentemente, a viabilidade económica do projeto de investimento. Verifica-se que quanto menor o WACC nominal após impostos, maior o VAL, e como tal, maior é a probabilidade de se avançar com o projeto. A Figura 4.4 representa precisamente essa relação.

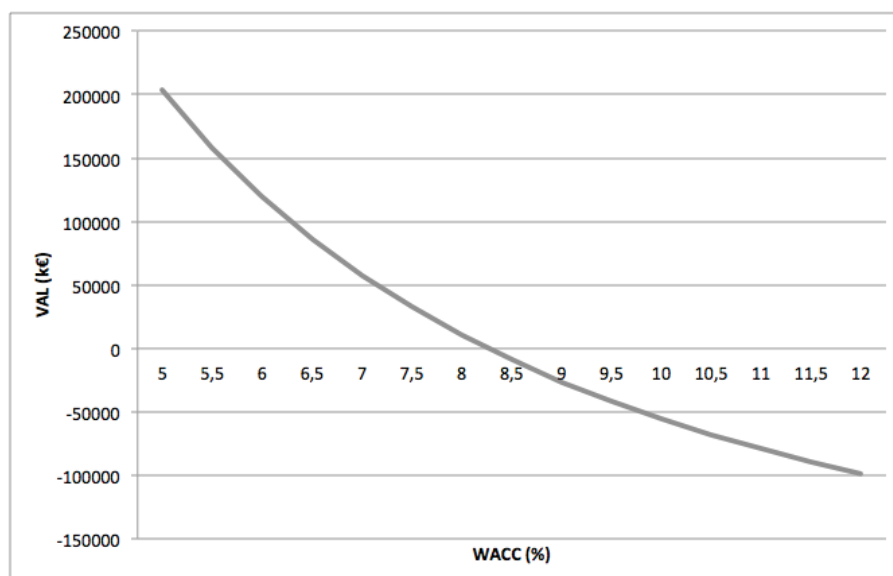


Figura 4.4: Relação entre o VAL atualizado e o WACC nominal após impostos

Caso o VAL fosse o único indicador económico a aplicar nesta análise de investimento, tendo em consideração os valores presentes na Tabela 4.10 e na Figura 4.4, poderia concluir-se que o projeto seria rentável desde que apresentasse um VAL positivo. Em caso contrário, não teria capacidade para cobrir o investimento efetuado.

Para se ter uma ideia do valor do dinheiro, criou-se o gráfico presente na Figura 4.5. Verifica-se que quanto mais longe se encontram as receitas, menor é o seu valor atualizado. Nota-se um ligeiro acréscimo nas mesmas a partir do ano de 2034, ano seguinte ao ano de início da prorrogação da concessão original do Aproveitamento Hidroelétrico de Salamonde. Nos anos de 2033 e 2035 verificam-se decréscimos relativos aos investimentos de manutenção planeados para os mesmos.

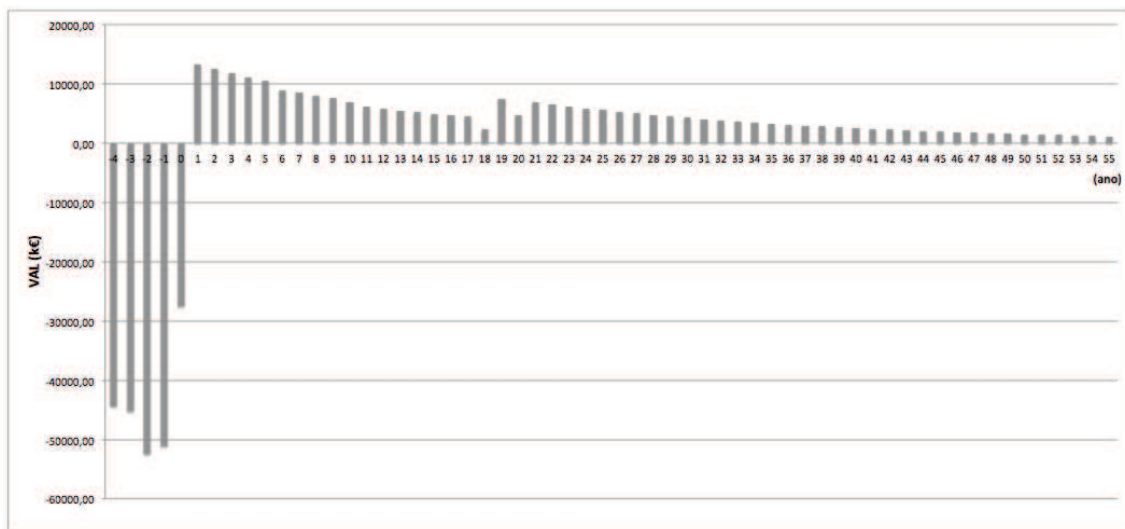


Figura 4.5: Gráfico representativo do valor atualizado do *cash flow* anual relativo a Salamonde II

Assim sendo, é possível concluir que os primeiros anos de um projeto de investimento são os mais importantes para a sua rentabilidade.

4.3.1.2 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR é a taxa de rentabilidade que iguala o VAL a zero [54]. Este indicador económico estima uma taxa de rentabilidade equivalente à remuneração do capital que se obtém ao aplicar a equação:

$$\sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} = 0 \quad (4.24)$$

A TIR obtida para o projeto de investimento do Reforço de Potência de Salamonde, mediante a aplicação da equação (4.24), foi de 8,26 %.

Tendo apenas este indicador em consideração, pode afirmar-se que o projeto de investimento em estudo seria economicamente viável caso a TIR fosse superior ao WACC nominal após impostos, o que significa que o Reforço de Potência de Salamonde seria capaz de gerar rentabilidade

acima do custo de oportunidade do capital. Caso contrário, o projeto não seria aprovado, devido aos elevados riscos económicos ao mesmo inerentes.

Comparando o valor de WACC (7,32%) com a TIR obtida (8,26%), conclui-se que o Reforço de Potência de Salamonde é um projeto de investimento viável, uma vez que todo o investimento será coberto e será ainda gerado excedente financeiro para a empresa.

4.3.2 Análise de Risco

A imprevisibilidade inerente ao resultado futuro de um dado acontecimento é denominada de incerteza. Associando-a a probabilidades de ocorrência tem-se a noção de risco. Para um fluxo financeiro, o risco consiste na probabilidade de que o mesmo fluxo não venha a ocorrer, ou ocorra numa dimensão diferente da esperada [54].

Projetos da dimensão do Reforço de Potência de Salamonde têm sempre riscos associados à sua construção e exploração, como tal, é importante realizar uma avaliação de risco do projeto de investimento de modo a que se consiga determinar as consequências prováveis que os eventos inerentes a esses riscos podem ter no mesmo.

Há dois tipos de riscos: riscos internos e riscos externos. Os riscos internos são os riscos inerentes ao projeto, tais como avarias, capacidade de armazenamento, interdependência de aproveitamentos hidroelétricos ou processos de operação e manutenção. Por outro lado, os riscos externos encontram-se fora do controlo da empresa investidora, e podem ter que ver com a hidraulicidade, o preço de mercado da energia elétrica, desastres naturais ou mesmo alterações legislativas [56].

É possível identificar três tipos genéricos de análise de risco: análise de sensibilidade, análise de cenários e análise de simulação [57]. A análise de risco do projeto de investimento inerente ao Reforço de Potência de Salamonde que aqui se apresenta foi realizada em duas vertentes: uma análise de sensibilidade relativa a avarias e uma análise de simulação relativa a hidraulicidade. Estas foram realizadas com recurso ao *Microsoft Excel* e ao *Oracle Crystal Ball* (versão *Trial*).

4.3.2.1 Análise de sensibilidade

A análise de risco do projeto de investimento do Reforço de Potência de Salamonde foi realizada, numa primeira fase, numa vertente de sensibilidade relativa a avarias na central de Salamonde II. A mesma foi realizada com recurso ao *Microsoft Excel*.

Uma análise de sensibilidade tem como objetivo aferir em que medida a rentabilidade de um investimento se altera em consequência da modificação, face ao previsto, de um pressuposto do projeto. Assim, considera-se a alteração de uma das variáveis do investimento de forma isolada, mantendo os pressupostos das restantes constantes, com o objetivo de determinar o impacto que tal variação tem sobre a rentabilidade do investimento, medida pelo VAL e pela TIR [54].

A metodologia utilizada para esta análise consistiu em aferir em que medida a rentabilidade do projeto de investimento em estudo se altera em consequência da modificação, face ao previsto, da percentagem prevista de produção e bombagem do Reforço de Potência de Salamonde.

Caso ocorra uma avaria na central, os valores de produção e bombagem são nulos. Assim sendo, considerando a alteração das percentagens de produção e bombagem do Reforço de Potência de Salamonde de forma isolada, e mantendo os pressupostos das restantes constantes, é possível determinar o impacto que tal variação tem sobre a rentabilidade do investimento.

Considerou-se uma avaria com a duração de 3 meses, e estudou-se o seu impacto para os 4 trimestres do ano, durante um período de 5 em 5 anos a partir do ano de entrada em funcionamento do Reforço de Potência de Salamonde.

Em primeiro lugar foi necessário conhecer as percentagens mensais de produção e bombagem relativas a Salamonde II. As mesmas podem ser consultadas na Tabela 4.11 e foram fornecidas pela EDP.

Tabela 4.11: Percentagens mensais de produção e bombagem relativas a Salamonde II

(%)	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
Produção	17	14	10	8	6	6	2	1	2	7	11	16
Bombagem	10	5	12	9	8	15	5	2	2	6	15	11

As mesmas foram agregadas trimestralmente, tal como é possível verificar na Tabela 4.12, de modo a que, aplicando estas percentagens nas rubricas correspondentes, se perceba qual será a altura do ano mais problemática relativamente a avarias, bem como o período da vida útil do Reforço de Potência de Salamonde que envolve maior risco para a rentabilidade do projeto.

Tabela 4.12: Percentagens trimestrais de produção e bombagem relativas a Salamonde II

	Produção (%)	Bombagem (%)
1.º trimestre	40,79	27,79
2.º trimestre	19,81	31,24
3.º trimestre	6,06	9,29
4.º trimestre	33,34	31,67
TOTAL	100	100

Por fim, estas percentagens foram aplicadas nas rubricas do *Cash Flow* diretamente afetadas por avarias na central, ou seja, nas rubricas relativas à produção e à bombagem, respetivamente: Mercados de eletricidade e Serviços de Sistema (correspondentes a Salamonde II) e Consumo em bombagem. A equação utilizada neste cálculo foi a seguinte:

$$An_s = Rub * (1 - \%) \quad (4.25)$$

Em que:

An_s - Valor obtido para a análise de sensibilidade;

Rub - Rubrica correspondente;

$\%$ - Percentagem trimestral de produção ou bombagem relativa a Salamonde II.

Obtiveram-se as seguintes distribuições de resultados para o VAL e a TIR (o vermelho corresponde ao pior caso e o verde escuro corresponde ao melhor caso):

Tabela 4.13: Distribuição do VAL atualizado ao início do 2.º semestre de 2015, de acordo com a possibilidade de avarias

Ocorrência da avaria	VAL (k€)											
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	2065	2070
1.º trimestre		37 121	38 000	38 682	39 211	39 621	39 939	40 186	40 377	40 526	40 641	40 752
2.º trimestre		39 857	40 122	40 328	40 487	40 611	40 707	40 781	40 839	40 884	40 918	40 956
3.º trimestre	40 864	40 671	40 754	40 817	40 867	40 905	40 935	40 958	40 976	40 990	41 001	41 013
4.º trimestre	39 728	38 283	38 902	39 381	39 753	40 042	40 265	40 439	40 573	40 678	40 759	40 839

Tabela 4.14: Distribuição da TIR de acordo com a possibilidade de avarias

Ocorrência da avaria	TIR (%)											
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	2065	2070
1.º trimestre		8,16	8,19	8,21	8,22	8,23	8,24	8,24	8,25	8,25	8,25	8,26
2.º trimestre		8,23	8,24	8,24	8,25	8,25	8,25	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26
3.º trimestre	8,26	8,25	8,25	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26
4.º trimestre	8,23	8,19	8,21	8,22	8,23	8,24	8,24	8,25	8,25	8,25	8,26	8,26

Através da análise destes resultados é possível verificar que a altura do ano com menor impacto na rentabilidade do projeto de investimento é o 3.º trimestre, equivalente ao verão (julho, agosto e setembro). Uma vez que esta é a altura do ano em que há menos pluviosidade, e como tal, menos afluências, verifica-se uma menor percentagem de produção e bombagem nos aproveitamentos hidroelétricos, o que provoca um decréscimo no impacto associado à rentabilidade do projeto de investimento.

Por outro lado, as alturas do ano com maior impacto na rentabilidade do projeto de investimento em estudo são os 1.º e 4.º trimestres, equivalentes aos meses de outono e inverno (janeiro, fevereiro, março, outubro, novembro e dezembro). Uma vez que esta é a altura do ano em que há mais pluviosidade, e consequentemente, mais afluências, verifica-se um aumento na produção e na bombagem dos aproveitamentos hidroelétricos, o que provoca um aumento no impacto associado à rentabilidade do projeto de investimento, em caso de avaria.

O período da vida útil do Reforço de Potência de Salamonde para o qual se verifica um maior impacto na rentabilidade do projeto, por ocorrência de avarias, é o início da fase de exploração. Dado o enorme volume de investimento efetuado, é natural que o início do período de vida útil seja a altura mais importante para a recuperação do mesmo (facto comprovado pela Figura 4.5, presente na secção relativa ao VAL). Caso aconteça uma avaria na fase inicial da fase de exploração do Reforço de Potência de Salamonde, os proveitos diminuirão significativamente, prejudicando a recuperação do investimento.

4.3.2.2 Análise de simulação

Foi realizada, numa segunda fase, uma simulação relativa ao impacto da hidraulicidade na bacia hidrográfica inerente ao Reforço de Potência de Salamonde. A mesma foi realizada com recurso ao *Oracle Crystal Ball* (versão *Trial*).

Uma análise de simulação corresponde ao processo de modelização de um sistema real que serve de base à realização de experiências, de forma a obter conhecimentos sobre o seu comportamento que apoiem a tomada de decisão [54].

O método de simulação de Monte Carlo é uma das formas mais eficazes de realizar uma análise de risco. Este tem por base a utilização de números aleatórios, com o objetivo obter uma amostra significativa do comportamento de um sistema a fim de que a mesma possa ser objeto de análise e daí se possa deduzir o comportamento global desse mesmo sistema [58].

Através da simulação de Monte Carlo é possível incorporar o risco e a incerteza na análise de decisão de investimento de um modo particular: em vez de se utilizarem os fluxos financeiros mais prováveis de cada uma das variáveis, as mesmas são caracterizadas a partir de distribuições de probabilidades adaptadas à sua natureza. A variabilidade do parâmetro deve ser considerada como uma incerteza associada ao seu valor mais provável.

A aplicação de um modelo probabilístico na análise de decisão de investimentos, em que algumas das suas variáveis são descritas como funções de probabilidade, permite obter uma distribuição de probabilidade associada aos indicadores económicos de decisão, tal como o VAL e a TIR.

Este tipo de análise evidencia a amplitude de resultados possíveis e a probabilidade de se obterem resultados distintos dos que derivam do uso de valores médios. A simulação de Monte Carlo, ao permitir a consideração da interação entre todos os parâmetros do modelo e ao evidenciar a amplitude e a probabilidade de ocorrência dos diversos resultados do investimento, fornece aos decisores uma importante ferramenta de análise de risco [54].

A metodologia utilizada para esta análise consistiu em sortear a produção relativa ao Reforço de Potência de Salamonde de 2015 a 2070, de modo a perceber as variações que daí podiam ocorrer na rentabilidade do projeto, em virtude da probabilidade de ocorrência de anos mais húmidos ou mais secos. Os valores relativos ao consumo em bombagem não foram sorteados, uma vez que correspondem a 65% da produção turbinada pelo Reforço de Potência de Salamonde, e como tal, estão diretamente associados.

Em primeiro lugar foi necessário conhecer a relação entre o Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) e as percentagens de produção e consumo em bombagem inerentes a Salamonde II, normalizadas em relação ao valor médio de regimes, através de uma simulação do *software* VALORAGUA. As mesmas podem ser consultadas na secção B.1 do Anexo B, tendo sido fornecidos pela EDP.

Com o objetivo de perceber qual seria a distribuição probabilística que melhor se ajusta às relações evidenciadas pelos dados históricos, nesta análise de simulação, recorreu-se à função *Fit distribution* do *Oracle Crystal Ball*, que aconselhou, através do teste de Anderson-Darling, o recurso a uma distribuição de probabilidades do tipo Lognormal, tal como é visível na Figura 4.6.

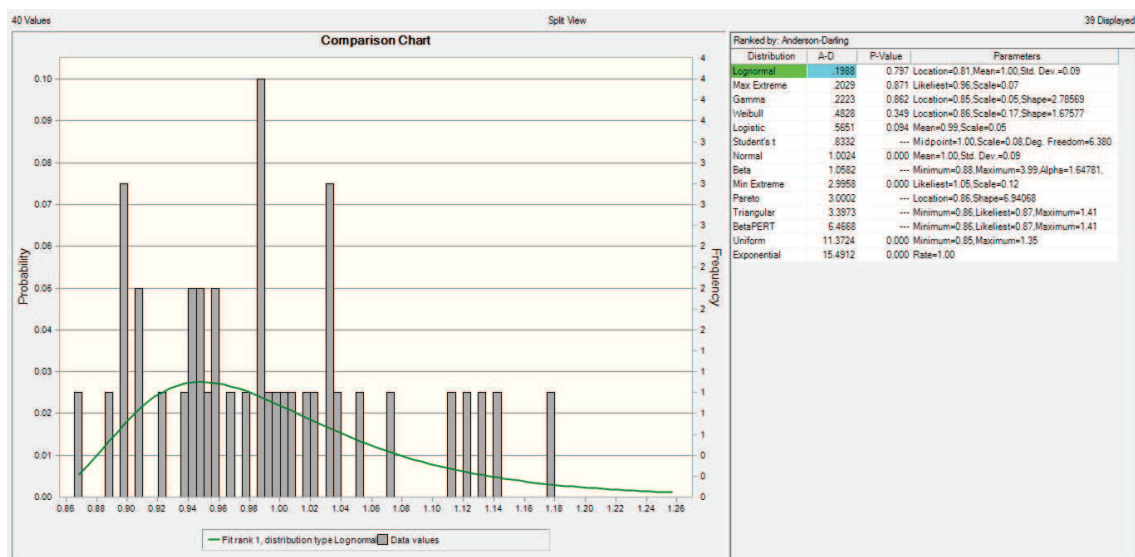


Figura 4.6: Distribuição seguida pelo IPH histórico anual verificado entre 1966 e 2005

Graças à elevada capacidade de cálculo da simulação de Monte Carlo, optou-se por efetuar 50 000 iterações, cada uma delas relativa a cada um dos 55 anos da fase de exploração do Reforço de Potência de Salamonde. A opção por um tão elevado número de iterações prende-se com o facto de se pretender garantir o máximo carácter de aleatoriedade à simulação.

Assim sendo, em cada iteração vão ser escolhidos 55 valores do conjunto de valores possíveis para o IPH, ou seja, um por ano. O *Oracle Crystal Ball* calcula novamente todas as rubricas descritas no subcapítulo 4.2, obtendo-se um novo Cash Flow, a partir do qual será calculado um novo VAL e uma nova TIR para o projeto de investimento. Os histogramas dos resultados obtidos pode ser consultado nas Figuras 4.7 e 4.8.

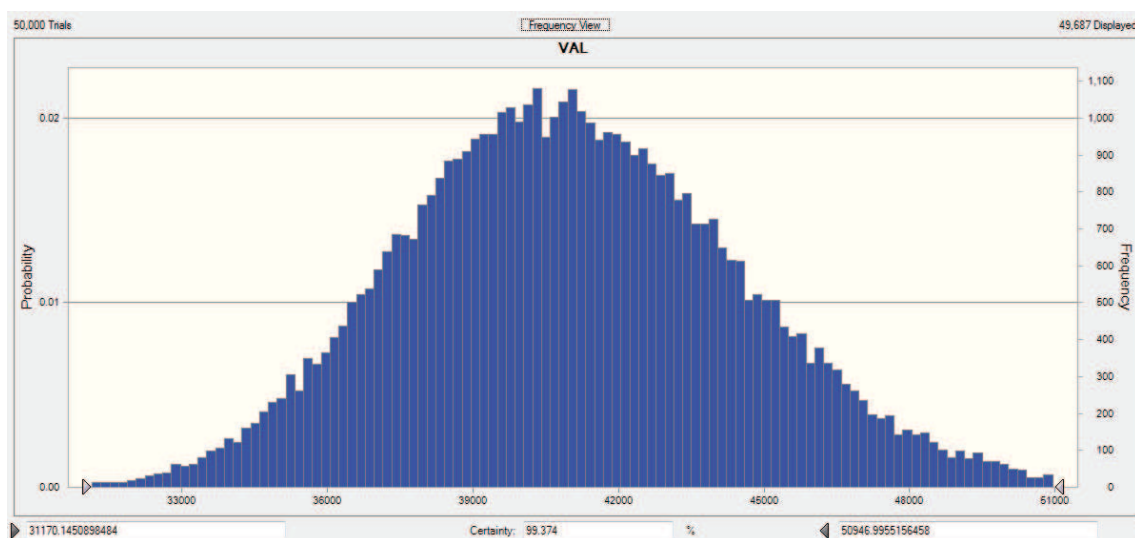


Figura 4.7: Histograma com a distribuição dos resultados do VAL

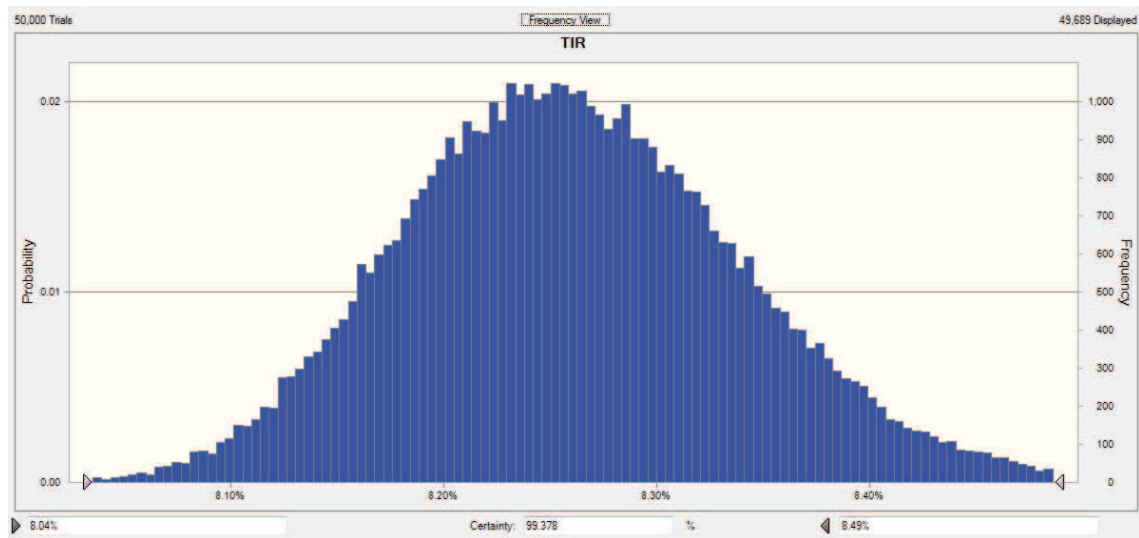


Figura 4.8: Histograma com a distribuição dos resultados da TIR

Os resultados obtidos com a simulação de Monte Carlo seguem uma distribuição Normal, tal como é facilmente constatado através da observação da sua função de distribuição. Este facto é explicado através do Teorema do Limite Central, que afirma que qualquer que seja a distribuição original, quanto maior o tamanho da amostra, maior a probabilidade de que as distribuições das médias das variáveis envolvidas sigam uma distribuição normal [59].

Na análise financeira de projetos de investimentos é importante determinar a probabilidade de se gerar valor com o investimento efetuado, ou seja, saber qual a probabilidade de o VAL do projeto ser positivo. Por observação da Figura 4.7 verifica-se facilmente que este projeto de investimento, relativamente a hidraulicidade, não tem risco associado, uma vez que o VAL obtido através da simulação de Monte Carlo é sempre positivo. Este aspeto pode ser explicado pela reversibilidade do Reforço de Potência de Salamonde. Na prática, caso exista risco de hidraulicidade, recorre-se à bombagem para atenuar esse problema.

O intervalo de valores mais provável para o VAL deste projeto de investimento, de acordo com a regra dos 3 sigmas, tendo em consideração a média (41 077,89) e o desvio-padrão (3 518,46) da distribuição Normal é a seguinte [60]:

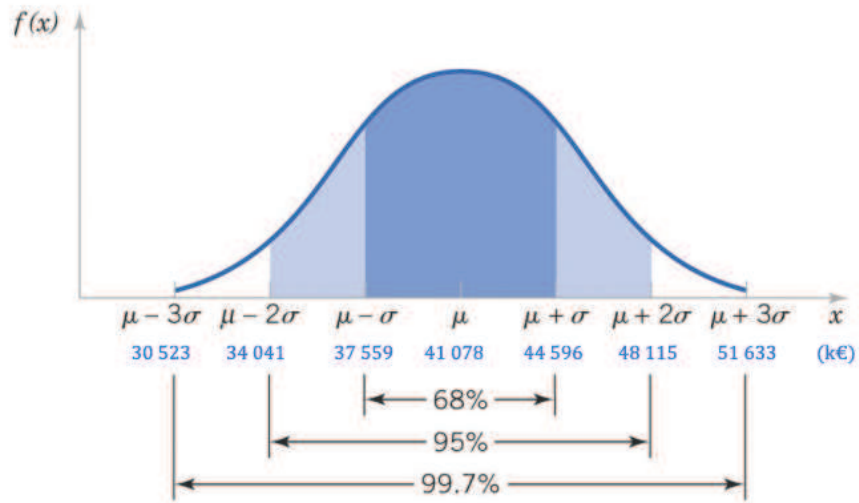


Figura 4.9: Distribuição normal e regra dos 3 sigmas (adaptado de [60])

Os resultados obtidos para a TIR sofrem apenas uma ligeira variação no seu valor, entre 8,04% e 8,49%. Verifica-se que a probabilidade de se obter uma TIR superior ao WACC de 7,32% exigido pela EDP é de 100%, facto que volta a comprovar que este projeto de investimento, relativamente a hidraulicidade, não possui risco associado.

Capítulo 5

Impactos sociais e ambientais

Para além de uma avaliação prévia do ponto de vista técnico e económico, num investimento da dimensão do Reforço de Potência de Salamonde, é também importante analisar os impactos ao mesmo inerentes, sob o ponto de vista social e ambiental. Neste capítulo procura-se apresentar os impactos mais sentidos no decorrer da implementação do mesmo, durante a fase de construção, e os impactos previstos após a sua conclusão, durante a fase de exploração.

5.1 Socioeconomia

Os impactos sentidos ao nível da população e das atividades económicas são, na sua maioria, extremamente positivos e significativos.

No decorrer da fase de construção fez-se sentir um impacto positivo na economia local e regional, tendo sido criadas oportunidades de emprego, principalmente no setor da construção civil. Houve a dinamização de algumas atividades económicas de forma direta e indireta, nomeadamente ao nível da procura de estabelecimentos comerciais na área da restauração e alojamento, especialmente nas freguesias de Salamonde e Louredo. Para além disso, os proprietários de alguns terrenos utilizados nas obras do Reforço de Potência de Salamonde receberam contrapartidas pela sua cedência.

Os impactos negativos foram pouco significativos. Fez-se sentir um desconforto temporário nas populações vizinhas, criado pelas atividades de construção, com degradação da qualidade de vida e dos acessos, ocorrendo também uma degradação temporária da qualidade visual da paisagem. As atividades náuticas e recreativas praticadas na albufeira de Caniçada foram ligeiramente afetadas.

Durante a fase de exploração, ao nível da criação de emprego, o impacto não é significativo, uma vez que a central de Salamonde II funcionará totalmente automatizada. O principal impacto far-se-á sentir ao nível da eficiência energética, uma vez que a reversibilidade do novo sistema a instalar por articulação com os excedentes da produção eólica nacional, em horas de vazio, permitirá reforçar a energia potencial disponível para a produção hidroelétrica, enquadrando-se com os compromissos assumidos nas recentes políticas energéticas nacionais [26].

5.2 Recursos hídricos

5.2.1 Recursos hídricos superficiais

Não tendo sido planeada a construção de uma nova barragem nem a criação de uma nova albufeira, não se prevêem grandes alterações nos regimes naturais de escoamento das linhas de água inerentes ao Reforço de Potência de Salamonde.

No entanto, durante a fase de construção, o principal problema esteve relacionado com a ensecagem da zona de trabalhos para a construção da tomada de água, localizada imediatamente a montante de Salamonde, e da restituição, junto à albufeira de Caniçada. Dado o regime condicionado de exploração da albufeira de Salamonde, também a albufeira de Caniçada e a exploração da Central de Frades foram afetadas.

No decorrer da fase de exploração, no que diz respeito ao aproveitamento de recursos hídricos para produção de eletricidade, o impacto é extremamente positivo, uma vez que aumentará a eficácia deste aproveitamento hidroelétrico de forma notória através da utilização de grupos geradores com um rendimento muito superior aos previamente instalados e de um melhor aproveitamento dos caudais, através da redução dos descarregamentos. Relativamente aos níveis médios das cotas das albufeiras, verificar-se-ão oscilações diárias mais acentuadas, para os mesmos períodos de funcionamento. No entanto, estas poderão ser atenuadas através das bombagens e turbinamentos provenientes de Venda Nova e Paradela, bem como das afluências naturais existentes. Relativamente à envolvência das albufeiras, estas oscilações poderão ter um impacto negativo, uma vez que simularão um regime de marés, provocando uma alteração significativa no regime de exploração que tem vindo a ser verificado [26].

5.2.2 Recursos hídricos subterrâneos

Durante a fase de construção, os principais impactos sentidos ao nível dos recursos hídricos subterrâneos foram o risco de poluição accidental, a interferência e diminuição do fluxo subterrâneo, o rebaixamento do nível freático e a afetação de captações. Estes fizeram-se sentir principalmente nas zonas onde se desenvolvem as principais escavações (circuito hidráulico, túneis de ataque, chaminé de equilíbrio e outras), acompanhadas de espessuras de recobrimento considerável.

Durante a fase de exploração os impactos serão pouco significativos, contudo, deve ter-se em atenção o facto de os túneis de ataque às frentes de obra permanecerem abertos e não revestidos [26].

5.3 Sistemas ecológicos

5.3.1 Ecossistemas das águas superficiais

Durante a fase de construção do Reforço de Potência de Salamonde, na zona de trabalhos, fez-se sentir um aumento da turbidez da água, bem como da quantidade de sedimentos finos presentes

na mesma. Para além disso, verificou-se a entrada accidental de poluentes provenientes do parque de máquinas e das lavagens e preparação de betões, com impactos negativos sobre o fitoplâncton, sobre a ictiofauna e sobre a fauna macrobentónica.

Durante a fase de exploração, é previsível que o novo regime de reforço de potência origine variações mais intensas do nível das águas nas albufeiras da Caniçada e de Salamonde, bem como um aumento do potencial de erosão, no troço localizado a jusante da restituição e na zona localizada entre ambas as albufeiras. Prevê-se também a redução no tempo dos fenómenos de estratificação por aumento dos volumes de água em circulação no sistema (Venda Nova, Salamonde e Caniçada), com redução da temperatura média no período de estio e aumento da solubilidade de oxigénio, podendo eventualmente potenciar-se uma dominância das clorofiláceas, sobre as cianofíceas, o que constituirá um impacto positivo expectável sobre a qualidade da água e do fitoplâncton.

Relativamente às comunidades piscícolas, os principais impactos previstos estão relacionados com a potencial modificação do habitat piscícola (com conseqüente perda das zonas adequadas de reprodução), com as alterações na composição e abundância das espécies presentes no troço localizado entre as albufeiras de Salamonde e Caniçada, e com a tendência para o desaparecimento de espécies autóctones de requisitos ecológicos mais exigentes [26].

5.3.2 Flora, vegetação, habitats e fauna terrestres

Durante a fase de construção, a fauna terrestre foi significativamente afetada, através da perda e/ou degradação de habitats, devido à diminuição da qualidade da água e ao risco de contaminação dos solos. Para além disso, fizeram-se também sentir alterações comportamentais de espécies, tais como a ictiofauna, o lobo ibérico, as rapinas e os quirópteros.

Na fase de exploração, prevê-se a ocorrência de um ligeiro acréscimo de perturbação da fauna, decorrente da presença humana e da circulação de viaturas. Prevê-se também a eventual contaminação de áreas devido ao derrame accidental de poluentes químicos resultantes da manutenção [26].

5.4 Geologia, geomorfologia e recursos minerais

Durante a fase de construção, os principais impactos prenderam-se essencialmente com:

- Atividades de decaagem, de remoção de solos e de escavação. Estas provocaram um impacto na geomorfologia através da alteração das formas naturais do terreno e pelo aumento da erosão e da instabilidade dos taludes;
- Depósito de terras na pedreira criada aquando da construção da barragem de Salamonde, no início da década de 50 do século passado, o que levou a uma correção da geomorfologia do terreno e a uma requalificação ambiental da mesma;
- Atividades de desmonte do maciço rochoso com recurso a explosivos, verificadas na maioria das frentes de obra, o que levou a uma diminuição da estabilidade das vertentes

No decorrer da fase de exploração, o principal impacto a registar é o impacto positivo gerado pela correção geomorfológica da pedreira do vale do rio Mau [26].

5.5 Ambiente sonoro

Durante a fase de construção, os principais impactos sentidos ao nível do ambiente sonoro estiveram associados à ininterruptibilidade das obras subterrâneas (24h por dia, 7 dias por semana). As obras à superfície foram limitadas ao período compreendido entre as 8h e as 20h dos dias úteis e a circulação de camiões na via pública foi a mínima possível e limitada ao período diurno.

Na fase de exploração, uma vez que a subestação será a única infraestrutura a produzir ruído, e sendo a mesma instalada à superfície, os únicos impactos que se poderão sentir serão provenientes da mesma. No entanto, segundo o Parecer da Comissão de Avaliação relativo ao Projeto de Execução de Salomonde II [26], que efetuou uma análise dos impactos sonoros que poderiam ocorrer nas proximidades do aproveitamento hidroelétrico em questão, estes impactos não se estimam significativos.

5.6 Qualidade do ar

Durante a fase de construção, ocorreu um aumento significativo na emissão de partículas associada aos trabalhos de escavação com recurso a explosivos, movimentação de terras, carregamento e transporte de escombros, decapagem de solos e operações associadas ao fabrico de betão. As localidades mais afetadas foram Fundevila e Salomonde.

Pelo contrário, no decorrer da fase de exploração, uma vez que haverá uma diminuição acentuada da utilização de combustíveis fósseis, estima-se que no decorrer dos primeiros 20 anos serão evitadas 1836 Gg CO₂/ano. Este valor vem contribuir significativamente para a diminuição das emissões de gases com efeito de estufa do país [26].

5.7 Património

Os principais impactos que se fizeram sentir sobre o património cultural foram ocasionados pela implantação do estaleiro, pela construção da nova central e da nova subestação, pela abertura de acessos e pelos trabalhos de escavação e movimentação de terras para construção do circuito hidráulico, ensecadeiras e escavação do leito do rio [26].

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

Neste capítulo procuram apresentar-se as conclusões obtidas após o desenvolvimento da presente dissertação. Será discutida a satisfação face aos objetivos definidos inicialmente bem como a relevância dos assuntos abordados e, como reflexão do trabalho desenvolvido, serão apresentadas propostas de trabalhos futuros que o possam vir a melhorar.

6.1 Satisfação dos Objetivos

O Reforço de Potência de Salamonde localiza-se na freguesia de Salamonde, no concelho de Vieira do Minho, distrito de Braga e integra a bacia hidrográfica do rio Cávado, imediatamente a jusante do Aproveitamento Hidroelétrico de Venda Nova II e a montante do aproveitamento hidroelétrico de Caniçada. A elevada disponibilidade hídrica, aliada ao seu elevado nível de pluviosidade, motivou o interesse nesta região. Para além disso, a existência de uma significativa capacidade de regularização de aflúencias, bem como a possibilidade de tirar partido das quedas proporcionadas pelos empreendimentos já existentes foram consideradas uma mais-valia.

A implementação do Reforço de Potência de Salamonde possibilitará o aumento da capacidade de produção nacional com origem em fontes de energia renováveis e endógenas, bem como a redução das emissões de CO₂ e a redução das importações de combustíveis fósseis. Para além disso, permitirá a melhoria da fiabilidade e da segurança do sistema elétrico português e o aumento de potência instalada eólica. Por fim, proporcionará a garantia de retorno do investimento a longo prazo bem como o desenvolvimento da economia local no período de construção.

Relativamente à análise técnica, o Reforço de Potência de Salamonde virá a aproveitar a queda compreendida entre as albufeiras de Salamonde e de Caniçada, cujos NPA se situam respetivamente às cotas (270,36) e (152,50), com um desnível de 118 m. A solução adotada passa por um esquema técnico implantado no maciço da margem esquerda do rio Cávado, constituído por um circuito hidráulico subterrâneo com 2,2 km de comprimento, tomada de água na albufeira de Salamonde e restituição na albufeira de Caniçada; uma central subterrânea, em caverna, localizada a montante do circuito hidráulico, equipada com um grupo reversível de 207 MW; órgãos

de segurança, implantados na margem direita do rio Cávado e um edifício de apoio e subestação implantados numa plataforma à superfície, sobre a central.

A central de Salamonde II será equipada com um único grupo reversível, uma vez que a central de Salamonde I já possui dois grupos em funcionamento. O mesmo terá uma capacidade nominal de turbinamento de 200 m³/s e uma potência de 207 MW.

O aumento da capacidade instalada na nova central de Salamonde II permitirá reduzir as descargas não controladas e, conseqüentemente, aumentar a produção de energia associada aos recursos hídricos próprios. O aumento de potência instalada permitirá modular a produção em função do pedido, aumentando de forma significativa a flexibilidade do aproveitamento e a valia da energia produzida.

Devido à sua reversibilidade, o Reforço de Potência de Salamonde terá a capacidade de bombear água da albufeira de jusante para a albufeira de montante, nas horas de vazio, quando o preço da energia é mais baixo, e de turbinar a água armazenada nas horas de ponta, quando os preços da energia são mais elevados. A bombagem hidroelétrica é um importante mecanismo de flexibilidade de gestão do sistema eletroprodutor uma vez que permite o armazenamento da energia excedentária, dando origem a importantes benefícios económicos ao reduzir a volatilidade dos preços de mercado.

De uma forma geral, a presença do Reforço de Potência de Salamonde irá afetar os restantes aproveitamentos hidroelétricos localizados na bacia hidrográfica do rio Cávado de uma forma positiva no que diz respeito à produção de energia elétrica, e conseqüentemente, nas receitas provenientes dos mercados de eletricidade. Um dos aspetos a reforçar é o ganho positivo que o Reforço de Potência de Salamonde terá no Aproveitamento Hidroelétrico de Venda Nova III, através da bombagem de água para montante, que será posteriormente bombada para a albufeira de Venda Nova e que possibilitará o aumento da produção do aproveitamento hidroelétrico em questão.

Para efeitos de avaliação económica é possível identificar duas fases distintas do projeto em estudo: a fase de construção e a fase de exploração. A fase de construção do Reforço de Potência de Salamonde tem a duração aproximada de 5 anos enquanto que a fase de exploração terá a duração de 55 anos, segundo a legislação que incentiva a prorrogação do prazo de concessão dos aproveitamentos hidroelétricos pela via do reforço de potência (Anexo II do Decreto-Lei 226-A/2007 de 31 de maio).

De forma a aferir a rentabilidade do Reforço de Potência de Salamonde, efetuou-se uma análise de investimento do projeto em causa, na qual se detalharam todos os investimentos a efetuar, os proveitos e os custos ao mesmo inerentes e, por fim, com o objetivo de se calcular os indicadores económicos necessários à avaliação económica do mesmo, se calculou o respetivo *Cash Flow*.

A implementação do Reforço de Potência de Salamonde implicou um investimento total de aproximadamente 200 milhões de euros a preços de 2011, passível de repartir em três categorias: Construção Civil, Equipamentos e Outros. Os proveitos, que terão início com a fase de exploração, provêm das receitas obtidas através da venda de energia nos mercados de eletricidade, da remuneração obtida através do fornecimento de serviços de sistema e do incentivo ao investimento

atribuído pelo Governo Português. Os custos são relativos à operação e manutenção (O&M) e ao consumo em bombagem.

No que diz respeito à componente quantitativa, possível de ser avaliada através de indicadores económicos, a avaliação do projeto de investimento inerente ao Reforço de Potência de Salamonde foi realizada em duas vertentes: uma análise determinística e uma análise de risco.

A análise determinística deste projeto de investimento foi realizado com recurso aos indicadores económicos do Valor Atualizado Líquido (VAL) e da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR):

Foi tomado como referência um valor de WACC nominal após impostos de 7,32%, para o qual se obteve um VAL de 41 038 k€. Verificou-se que o valor do WACC influencia diretamente o valor do VAL e, consequentemente, a viabilidade económica do projeto de investimento. Quanto menor o WACC, maior o VAL, e como tal, maior é a probabilidade de se avançar com o projeto. Caso o VAL fosse o único indicador económico a aplicar nesta análise de investimento, poderia concluir-se que o projeto seria rentável desde que apresentasse um VAL positivo, caso contrário, não teria capacidade para cobrir o investimento efetuado.

A TIR obtida foi de 8,26 %. Tendo apenas este indicador em consideração, pode afirmar-se que o projeto de investimento em estudo é economicamente viável caso a TIR seja superior ao WACC, o que significa que o Reforço de Potência de Salamonde é capaz de gerar rentabilidade acima do custo de oportunidade do capital. Comparando o valor de WACC nominal após impostos aplicado (7,32%) com a TIR obtida (8,26%), conclui-se que o Reforço de Potência de Salamonde é um projeto de investimento viável, uma vez que todo o investimento é coberto e é ainda gerado excedente financeiro para a empresa investidora.

É igualmente importante referir que os primeiros anos de um projeto de investimento são os mais importantes para a sua rentabilidade. Quanto mais longe se encontram as receitas obtidas com o mesmo, menor é o seu valor atualizado.

A análise de risco do projeto de investimento inerente ao Reforço de Potência de Salamonde foi realizada em duas vertentes: uma análise de sensibilidade relativa a avarias e uma análise de simulação relativa a hidraulicidade:

A metodologia utilizada para a análise de sensibilidade relativa a avarias na central do Reforço de Potência de Salamonde consistiu em aferir em que medida a rentabilidade do projeto de investimento em estudo, medida pelo VAL e pela TIR, se altera em consequência da modificação, face ao previsto, da percentagem prevista de produção e bombagem do Reforço de Potência de Salamonde. Através da análise dos resultados obtidos é possível concluir que a altura do ano com menor impacto na rentabilidade do projeto de investimento é o 3.º trimestre, equivalente ao verão, uma vez que esta é a altura do ano em que há menos pluviosidade, e como tal, menos afluências, verificando-se uma menor percentagem de produção e bombagem nos aproveitamentos hidroelétricos. Por outro lado, conclui-se que as alturas do ano com maior impacto na rentabilidade do projeto de investimento em estudo são os 1.º e 4.º trimestres, equivalentes aos meses de outono e inverno, uma vez que estas são as alturas do ano em que há mais pluviosidade, e consequentemente, mais afluências, verificando-se um aumento na produção e na bombagem dos aproveitamentos hidroelétricos. Por fim, conclui-se que o período de vida útil do Reforço de Potência de Salamonde

para o qual se verifica um maior impacto na rentabilidade do projeto é o início da fase de exploração, uma vez que, tal como já foi referido os primeiros anos de um projeto de investimento são os mais importantes para a sua rentabilidade. Caso aconteça uma avaria na fase inicial da fase de exploração do Reforço de Potência de Salamonde, os proveitos diminuirão significativamente, prejudicando a recuperação do investimento.

No que diz respeito à análise de simulação relativa a hidraulicidade, a metodologia utilizada consistiu em sortear a produção relativa ao Reforço de Potência de Salamonde de 2015 a 2070, através de uma simulação de Monte Carlo, de modo a perceber as variações que daí podiam ocorrer na rentabilidade do projeto, em virtude da probabilidade de ocorrência de anos mais húmidos ou mais secos. Os valores relativos ao consumo em bombagem não foram sorteados, uma vez que correspondem a 65% da produção turbinada pelo Reforço de Potência de Salamonde, e como tal, estão diretamente associados. Por observação dos resultados obtidos verificou-se que este projeto de investimento, relativamente a hidraulicidade, não tem risco associado, uma vez que o VAL obtido através da simulação de Monte Carlo é sempre positivo e a probabilidade de se obter uma TIR superior ao WACC nominal após impostos de 7,32% exigido pela EDP é de 100%. Este aspeto pode ser explicado pela reversibilidade do Reforço de Potência de Salamonde, uma vez que, na prática, caso exista risco de hidraulicidade, recorre-se à bombagem para atenuar esse problema.

Por fim, é importante salientar que a avaliação de um projeto de investimento como o Reforço de Potência de Salamonde, deve ter em consideração os impactos ao mesmo inerentes, sob o ponto de vista social e ambiental. Verificam-se diversos impactos ao nível de socioeconomia, recursos hídricos, sistemas ecológicos, geologia, geomorfologia e recursos minerais, ambiente sonoro, qualidade do ar e património, os quais devem ser tidos em conta no momento de projeção e implementação de um projeto de investimento desta dimensão.

Em jeito de conclusão, é importante reforçar que a implementação de reforços de potência em aproveitamentos hidroelétricos já existentes é uma forma extremamente eficaz de responder às solicitações energéticas atuais. Através de todo o trabalho desenvolvido, é possível concluir que o Reforço de Potência de Salamonde é um bom projeto de investimento, apresentando indicadores económicos extremamente favoráveis, em grande parte devido à sua reversibilidade. De um modo geral, é possível afirmar que todos os objetivos propostos inicialmente foram cumpridos de forma satisfatória.

6.2 Trabalho Futuro

O desenvolvimento desta dissertação deixou em aberto possibilidades de melhoria que serão agora exploradas. Tendo em conta todas as simplificações e considerações efetuadas no decorrer da mesma, procura-se agora encontrar formas de melhorar e complementar o trabalho desenvolvido.

No que diz respeito à análise económica, relativamente à aferição dos proveitos provenientes dos mercados de eletricidade através da projeção dos preços anuais do mercado diário em Portugal, foram efetuadas diversas considerações e simplificações devido ao elevado grau de incerteza

de previsão destes valores a médio e a longo prazo. A integração do MIBEL num mercado de electricidade europeu, a possibilidade de harmonização ibérica dos serviços de sistema, a integração de um elevado número de veículos elétricos no sistema elétrico nacional, a produção descentralizada ou mesmo a disseminação de formas de armazenamento de energia são fatores a considerar, e que podem alterar de forma significativa os valores estimados. Poderia ter-se recorrido a preços de mercado mais rigorosos, no entanto, a previsão dos preços anuais do mercado diário em Portugal é uma informação muito bem paga e de difícil acesso.

Caso o WACC relativo ao projeto de investimento do Reforço de Potência de Salomonde não fosse confidencial, poderia ter-se efetuado uma análise mais aproximada do real.

Outro aspeto a ter em consideração no que à hidraulicidade diz respeito seria a ponderação da existência de regimes secos e regimes húmidos, em vez de se ter considerado uma média de regimes para os próximos 55 anos.

Relativamente à análise de risco efetuada, a mesma poderia ter sido realizada em mais do que duas vertentes. Poderia ter-se estudado a possibilidade de ocorrência de outros riscos internos e externos, tais como capacidade de armazenamento, interdependência de aproveitamentos hidro-elétricos, processos de operação e manutenção, preço de mercado da energia elétrica, desastres naturais ou mesmo alterações legislativas.

Em vez de uma análise de sensibilidade relativa a avarias, poderia ter sido efetuada uma análise de fiabilidade relativa às mesmas.

Anexo A

Análise de Investimento

A.1 Investimentos, Proveitos e Custos

Tabela A.1: Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2011 a 2025

k€		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Investimentos	Construção Civil	18 395	20 125	25 037	26 196	17 415										
	Equipamentos	10 702	11 709	14 567	15 241	10 132										
	Outros	4 348	4 757	5 918	6 192	4 116										
Proveitos	Mercados de eletricidade Salamonde II					7 238	20 360	20 667	20 982	21 295	21 668	22 101	22 543	22 994	23 454	23 923
	Mercados de eletricidade Salamonde I															
	Serviços de Sistema Salamonde II					1 448	4 072	4 133	4 196	4 259	4 334	4 420	4 509	4 599	4 691	4 785
	Serviços de Sistema Salamonde I															
	Incentivo ao investimento					759	2 277	2 277	2 277	2 277	2 277	2 277	2 277	2 277	2 277	2 277
Custos	O&M Salamonde II					1 881	1 918	1 957	1 996	2 036	2 077	2 118	2 160	2 204	2 248	2 293
	O&M Salamonde I															
	Consumo em bombagem					2 941	8 271	8 396	8 524	8 651	8 802	8 978	9 158	9 341	9 528	9 719

Tabela A.2: Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2026 a 2040

k€		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Investimentos	Construção Civil															
	Equipamentos								20 000		10 000					
	Outros															
Proveitos	Mercados de eletricidade Salamonde II	24 401	24 889	25 387	25 895	26 413	26 941	27 480	28 029	28 590	29 162	29 745	30 340	30 947	31 565	32 197
	Mercados de eletricidade Salamonde I								16 788	17 124	17 467	17 816	18 172	18 536	18 907	19 285
	Serviços de Sistema Salamonde II	4 880	4 978	5 077	5 179	5 283	5 388	5 496	5 606	5 718	5 832	5 949	6 068	6 189	6 313	6 439
	Serviços de Sistema Salamonde I								3 358	3 425	3 493	3 563	3 634	3 707	3 781	3 857
	Incentivo ao investimento															
Custos	O&M Salamonde II	2 339	2 385	2 433	2 482	2 531	2 582	2 634	2 686	2 740	2 795	2 851	2 908	2 966	3 025	3 086
	O&M Salamonde I								1 578	1 609	1 641	1 674	1 708	1 742	1 777	1 812
	Consumo em bombagem	9 913	10 111	10 313	10 520	10 730	10 945	11 164	11 387	11 615	11 847	12 084	12 326	12 572	12 823	13 080

Tabela A.3: Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2041 a 2055

k€		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Investimentos	Construção Civil															
	Equipamentos															
	Outros															
Proveitos	Mercados de eletricidade Salamonde II	32 841	33 498	34 167	34 851	35 548	36 259	36 984	37 724	38 478	39 248	40 033	40 833	41 650	42 483	43 333
	Mercados de eletricidade Salamonde I	19 670	20 064	20 465	20 874	21 292	21 718	22 152	22 595	23 047	23 508	23 978	24 458	24 947	25 446	25 955
	Serviços de Sistema Salamonde II	6 568	6 700	6 833	6 970	7 110	7 252	7 397	7 545	7 696	7 850	8 007	8 167	8 330	8 497	8 667
	Serviços de Sistema Salamonde I	3 934	4 013	4 093	4 175	4 258	4 344	4 430	4 519	4 609	4 702	4 796	4 892	4 989	5 089	5 191
	Incentivo ao investimento															
Custos	O&M Salamonde II	3 147	3 210	3 275	3 340	3 407	3 475	3 545	3 615	3 688	3 761	3 837	3 913	3 992	4 072	4 153
	O&M Salamonde I	1 849	1 886	1 923	1 962	2 001	2 041	2 082	2 123	2 166	2 209	2 253	2 298	2 344	2 391	2 439
	Consumo em bombagem	13 342	13 608	13 881	14 158	14 441	14 730	15 025	15 325	15 632	15 944	16 263	16 589	16 920	17 259	17 604

Tabela A.4: Rubricas da análise de investimento relativas aos anos de 2056 a 2070

k€		2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
Investimentos	Construção Civil															
	Equipamentos															
	Outros															
Proveitos	Mercados de eletricidade Salamonde II	44 199	45 083	45 985	46 905	47 843	48 800	49 776	50 771	51 787	52 822	53 879	54 956	56 055	57 176	58 320
	Mercados de eletricidade Salamonde I	26 474	27 003	27 543	28 094	28 656	29 229	29 814	30 410	31 018	31 639	32 271	32 917	33 575	34 247	34 932
	Serviços de Sistema Salamonde II	8 840	9 017	9 197	9 381	9 569	9 760	9 955	10 154	10 357	10 564	10 776	10 991	11 211	11 435	7 776
	Serviços de Sistema Salamonde I	5 295	5 401	5 509	5 619	5 731	5 846	5 963	6 082	6 204	6 328	6 454	6 583	6 715	6 849	6 986
	Incentivo ao investimento															
Custos	O&M Salamonde II	4 236	4 321	4 407	4 495	4 585	4 677	4 770	4 866	4 963	5 062	5 164	5 267	5 372	5 480	5 589
	O&M Salamonde I	2 488	2 538	2 588	2 640	2 693	2 747	2 802	2 858	2 915	2 973	3 033	3 093	3 155	3 218	3 283
	Consumo em bombagem	17 956	18 315	18 681	19 055	19 436	19 825	20 221	20 626	21 038	21 459	21 888	22 326	22 772	23 228	23 693

A.2 Cash Flow

Tabela A.5: Cash Flow relativo aos anos de 2011 a 2025

k€	Ano	Fase de construção				Fase de exploração										
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Proveitos						9 445	26 709	27 077	27 455	27 832	28 278	28 798	29 328	29 869	30 421	30 225
Custos						4 821	10 190	10 353	10 520	10 687	10 879	11 097	11 319	11 545	11 776	12 011
Imposto a pagar		0	0	0	0	481	2 225	2 286	2 348	2 410	2 485	3 975	4 066	4 159	4 254	4 126
Investimento		33 445	36 592	45 522	47 629	31 664	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow		-33 445	-36 592	-45 522	-47 629	-27 522	14 294	14 439	14 587	14 735	14 914	13 726	13 944	14 166	14 392	14 088

Tabela A.6: Cash Flow relativo aos anos de 2026 a 2040

k€	Ano	Fase de exploração														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Proveitos		29 281	29 867	30 464	31 074	31 695	32 329	32 976	33 781	34 657	35 594	36 593	37 654	38 779	39 961	41 199
Custos		12 252	12 497	12 747	13 001	13 261	13 527	13 797	14 071	14 350	14 634	14 923	15 217	15 516	15 820	16 129
Imposto a pagar		3 777	3 877	3 980	4 084	4 191	4 300	4 411	4 524	4 640	4 759	4 881	5 006	5 134	5 265	5 399
Investimento		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow		13 253	13 493	13 738	13 988	14 243	14 502	14 768	15 039	15 316	15 599	15 887	16 180	16 478	16 781	17 089

Tabela A.7: Cash Flow relativo aos anos de 2041 a 2055

k€	Ano	Fase de exploração														
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Proveitos		63 013	64 274	65 559	66 870	68 208	69 572	70 963	72 383	73 830	75 307	76 813	78 349	79 916	81 514	83 145
Custos		18 338	18 704	19 078	19 460	19 849	20 246	20 651	21 064	21 485	21 915	22 353	22 800	23 256	23 722	24 196
Imposto a pagar		11 695	11 959	12 228	12 502	12 782	13 067	13 358	13 655	13 958	14 267	14 582	14 903	15 231	15 565	15 906
Investimento		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow		32 980	33 610	34 253	34 908	35 577	36 259	36 954	37 664	38 387	39 125	39 878	40 646	41 429	42 228	43 043

Tabela A.8: Cash Flow relativo aos anos de 2056 a 2070

k€	Ano	Fase de exploração														
		2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
		41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Proveitos		84 808	86 504	88 234	89 999	91 799	93 635	95 507	97 417	99 366	101 353	103 380	105 448	107 557	109 708	108 014
Custos		24 680	25 173	25 677	26 191	26 714	27 249	27 794	28 349	28 916	29 495	30 085	30 686	31 300	31 926	32 565
Imposto a pagar		16 929	17 284	17 646	18 015	18 391	18 775	19 167	19 566	19 974	20 390	20 814	21 246	21 687	22 137	21 449
Investimento		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow		43 199	44 046	44 911	45 793	46 693	47 611	48 547	49 501	50 475	51 469	52 482	53 515	54 569	55 645	54 000

Anexo B

Análise de Risco

B.1 IPH, produção e consumo em bombagem

Tabela B.1: IPH histórico anual associado à produção e ao consumo em bombagem de Salamonde II, normalizados em relação ao valor médio através de uma simulação do *software* VALORAGUA, para a média dos regimes

Ano	IPH	Produção	Bombagem	Ano	IPH	Produção	Bombagem
1966	1.39	1.18	0.74	1986	0.87	0.99	1.08
1967	0.82	0.99	1.05	1987	0.99	0.90	1.06
1968	1.06	0.94	1.05	1988	1.20	1.02	0.93
1969	1.35	1.12	0.81	1989	0.70	0.91	1.12
1970	0.98	1.11	0.97	1990	0.84	0.94	1.09
1971	1.02	0.92	1.04	1991	0.85	1.01	1.11
1972	1.16	0.87	0.95	1992	0.43	0.96	1.16
1973	0.93	0.99	1.08	1993	0.79	0.96	1.10
1974	1.07	1.03	1.02	1994	0.95	1.05	1.08
1975	0.72	0.95	1.15	1995	0.78	1.13	1.07
1976	0.61	0.89	1.11	1996	1.30	1.04	0.97
1977	1.41	1.03	0.81	1997	1.22	0.99	1.04
1978	1.48	1.07	0.73	1998	1.04	1.02	1.02
1979	1.45	1.03	0.58	1999	0.68	0.95	1.04
1980	0.88	0.99	1.03	2000	1.08	0.98	0.87
1981	0.60	0.94	1.17	2001	1.19	1.34	0.70
1982	0.73	0.91	1.08	2002	0.75	0.97	1.08
1983	0.95	1.00	1.05	2003	1.33	1.00	0.94
1984	1.08	0.95	0.95	2004	0.83	0.90	1.07
1985	1.18	1.14	0.92	2005	0.41	0.90	1.19

Referências

- [1] Carlos Madureira e Victor Baptista. *Hidroelectricidade em Portugal - memória e desafio*. REN - Redes Energéticas Nacionais, 2002.
- [2] A. Botelho e A. Ferreira da Silva F. Barbosa Teixeira, D. Silva Matos. EDP's hydroelectric construction programme in Portugal. *Hydropower & Dams*, dezembro 2014.
- [3] Governo Português. Decreto-Lei 226-A/2007 de 31 de maio: Regime da utilização dos recursos hídricos, 2007.
- [4] Elmo Rodrigues da Silva. *Curso da água na história: simbologia, moralidades e a gestão de recursos hídricos*. Tese de doutoramento, Escola Nacional de Saúde Pública, 1998.
- [5] Manuel Vaz Guedes. Ezequiel de Campos e o conceito de Rede Eléctrica Nacional, 1997.
- [6] Maria Fernanda Rollo. Engenharia e história: percursos cruzados. *IST*, 2002.
- [7] Maria Fernanda Rollo e José Maria Brandão de Brito. Ferreira Dias e a constituição da Companhia Nacional de Electricidade. *Análise Social*, 1996.
- [8] REN. Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte e Eletricidade (2014-2023), 2013.
- [9] REN. Dados técnicos da REN, 2014.
- [10] Márcia Fortuna Biato. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. *Brasília: UNILEGIS*, 2004.
- [11] Nuno S Lacasta e Pedro Martins Barata. O protocolo de Quioto sobre alterações climáticas: análise e perspectivas. *Programa: Clima e Eficiência Energética*, 1999.
- [12] António Duarte. Impacto das alterações climáticas na gestão da água. 2007.
- [13] Comissão Europeia. Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, 2001.
- [14] REN. Potencial Hidroeléctrico Nacional, 2006.
- [15] António Gonçalves Henriques. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas. *Instituto Superior Técnico, Mestrado em Engenharia do Ambiente, Lisboa*, 2009.
- [16] INAG Instituto da Água I.P. Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, 2007.
- [17] Luísa Araújo e Maria João Coelho. Políticas públicas de energia e ambiente: rumo a um país sustentável? *Sociologia, Problemas e Práticas*, (72):145–158, 2013.

- [18] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, 2009.
- [19] Governo Português. Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, 2010.
- [20] Agência Portuguesa do Ambiente. PNAC 2020, 2015.
- [21] Vanda Viegas, Ulisses Azeiteiro, João Dias, e Fátima Alveirinho e Alves. Alterações climáticas, perceções e racionalidades, 2014.
- [22] ADENE. Planos e Programas, 2015. URL: <http://www.adene.pt/planos-e-programas>.
- [23] Sara Otto Coelho. Notícia Observador, "Substituto do Protocolo de Quioto adiado para Paris 2015", 2014. URL: <http://observador.pt/2014/12/14/substituto-do-protocolo-de-quioto-adiado-para-paris-2015/>.
- [24] Ministério da Economia e da Inovação. "Energia e Alterações Climáticas", 2007.
- [25] EDP - Gestão da Produção de Energia, SA. Reforço de potência do aproveitamento hidroelétrico de Salamonde - Salamonde II: Memória descritiva, 2010.
- [26] Comissão de Avaliação. Reforço de potência do aproveitamento hidroelétrico de Salamonde - Salamonde II: Projeto de execução, 2010.
- [27] Marta Peixoto. Qualidade biológica da água do rio Cávado. *Faculdade de Ciências. Porto, Universidade do Porto. Mestrado em Hidrologia*, 124, 2008.
- [28] EDP - A nossa energia. Reforço de Potência de Salamonde, 2012. URL: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento.php?item_id=86.
- [29] Fábio Emanuel Rosa Teixeira. *O papel da geração hídrica reversível na integração da energia eólica em ambiente de mercado*. Tese de doutoramento, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2012.
- [30] Manuel Vaz Guedes. O alternador síncrono trifásico nos pequenos aproveitamentos hidroelétricos. *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 1994.
- [31] Ana Ferreira, Rodrigo Maia, e José Dias da Silva. Problematic and solutions for environmental flows discharge in existing development schemes. 5.ª Jornadas de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [32] Governo Português. Decreto-Lei 29/2006 de 15 de fevereiro, 2006.
- [33] Governo Português. Decreto-Lei 172/2006 de 23 de agosto, 2006.
- [34] GALP energia. O negócio da eletricidade em Portugal, 2011. URL: <http://www.galpennergia.com/PT/agalpennergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>.
- [35] Governo Português. Lei 58/2005, de 29 de dezembro, 2005.

- [36] PORDATA. Taxa de Inflação (Taxa de Variação - Índice de Preços no Consumidor) em Portugal, 2015. URL: [http://www.pordata.pt/Portugal/Taxa+de+Infla%C3%A7%C3%A3o+\(Taxa+de+Varia%C3%A7%C3%A3o+++%C3%8Dndice+de+Pre%C3%A7os+no+Consumidor\)-138](http://www.pordata.pt/Portugal/Taxa+de+Infla%C3%A7%C3%A3o+(Taxa+de+Varia%C3%A7%C3%A3o+++%C3%8Dndice+de+Pre%C3%A7os+no+Consumidor)-138).
- [37] IMF: International Monetary Fund. Inflation, average consumer prices - Portugal, 2015. URL: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/02/weodata/weorept.aspx?sy=2012&ey=2019&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&pr1.x=35&pr1.y=5&c=182&s=PCPI%2CPCPIPCH&grp=0&a=>.
- [38] Comissão Europeia. Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, 1996.
- [39] OMIP. MIBEL, 2015. URL: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>.
- [40] ERSE. Supervisão de mercados: Contratação, 2015. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx>.
- [41] OMIP. Perfil, 2015. URL: <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-%20PT/Default.aspx>.
- [42] ERSE. Supervisão de mercados: Mercado a prazo, 2015. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>.
- [43] OMIP. OMIE, 2015. URL: <http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/71/language/pt-PT/Default.aspx>.
- [44] OMIE. Resultados de Mercado, 2015. URL: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.
- [45] ERSE. Supervisão de mercados: Mercado diário, 2015. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>.
- [46] REN. Mercado de Eletricidade: Síntese Anual 2008-2012, 2014.
- [47] REN. Mercado de Eletricidade: Síntese Anual 2011- jan - abr 2015, 2015.
- [48] ERSE. Eletricidade: Serviços de Sistema, 2015. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Servicosdesistema.aspx>.
- [49] Enrique Lobato Miguélez, Ignacio Egido Cortés, Luis Rouco Rodríguez, e Gerardo López Camino. An overview of ancillary services in Spain. *Electric Power Systems Research*, 78(3), 2008.
- [50] Ministério da Economia e do Emprego. Portaria n.º 251/2012 de 20 de agosto, 2012.
- [51] IEA. Hydropower Essentials, 2010.
- [52] Rui Assis. Métodos de Amortização. *IST*, 2011.

- [53] Millenium BCP. Notícia Millenium BCP: OE 2015 reduz taxa de IRC, 2014. URL: http://ind.millenniumbcp.pt/pt/geral/fiscalidade/Pages/atualidades_legais/2014/out_14/OE-2015-reduz-taxa-de-IRC.aspx.
- [54] Isabel Soares, José Moreira, Carlos Pinho, e João Couto. Decisões de investimento - análise financeira de projectos. *Edições Sílabo*, 2007.
- [55] Millenium BCP. EDP - Company Update - February 2014, 2014. URL: http://ind.millenniumbcp.pt/pt/Particulares/Investimentos/Documents/CompanyUpdate/2014/fev_2014/EDP_CompanyUpdate_24022014.pdf.
- [56] Jailson José Medeiros Alves, Luiz Claudio Pires Estima, Marcelo Jaques Martins, e Centrais Elétricas Brasileiras SA-ELETROBRÁS. Riscos financeiros numa PCH no PROINFA. *PCH Notícias & SHP News. Revista*, 2006.
- [57] Afonso Henriques Moreira Santos, Edson da Costa Bortoni, e Sérgio Valdir Bajay. Planeamento de Pequenas Centrais Hidroelétricas Considerando Aspectos de Risco e Incertezas. *Revista Brasileira de Energia*, 1994.
- [58] Vladimiro Miranda. Princípios de simulação de Monte Carlo. *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal*, 2002.
- [59] Adriano Leal Bruni, Rubens Famá, e José de Oliveira Siqueira. Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do método de Monte Carlo. *Caderno de Pesquisas em Administração, São Paulo*, 1998.
- [60] Jaime S. Cardoso e Paulo Maurício. Variáveis aleatórias contínuas e distribuições de probabilidade. *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2014.