

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Dimensionamento de Sistemas Autónomos
Modulares Eólicos/PV com Armazenamento**

Benvindo Cândido da Costa Balão

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Prof. Doutora Maria Teresa Costa da Silva Ponce de Leão
Co-orientador: Dra. Ana Estanqueiro

Julho 2012

© Benvindo Cândido da Costa Balão, 2012

Resumo

A Produção Distribuída (PD) consiste na geração de energia perto das cargas. As mudanças mundiais de paradigma têm favorecido o crescimento da PD e sustentado previsões positivas num horizonte de 50 anos. A irradiação solar e a existência de vento determinam, *a priori*, a viabilidade de instalação de sistemas isolados para funcionar como PD renovável. Por outro lado, a existência de recurso energético renovável pode não ser condição suficiente para a viabilidade de instalação de sistemas de PD, pois é necessário que as condições de mercado energético da localidade com recurso sejam satisfatórias. O presente trabalho pretende avaliar a viabilidade de aproveitamento dos recursos eólico e solar de uma localidade rural no Sul de Angola, o Biópio. Foi feito um levantamento das características da irradiação solar e das velocidades de vento, uma pesquisa da actualidade e previsão do mercado energético do local. Com isso, foi possível estimar a energia e dimensionar os componentes para a produção de energia de forma híbrida, juntando a eólica e a fotovoltaica. Foi feita a simulação do sistema para condições equivalentes às da localidade, usando o programa de simulação de sistemas híbridos *Homer Energy®*. Na avaliação técnica destes sistemas, o FV apresentou melhor desempenho por haver muitas horas de sol no local. Além do sistema FV-eólico, foi também estudado em alternativa o sistema FV-Diesel, e tal como esperado, este último mostrou ser uma alternativa muito barata na instalação mas cara na exploração devido ao uso de combustível fóssil. O estudo da localidade mostrou ser uma zona de carência energética - onde apenas 30% dos habitantes têm acesso a electricidade, apesar dos sistemas isolados renováveis e não renováveis, existentes, com preços de produção de energia muito altos (0,18 €/kwh) e preços no consumo muito baixos (0,04 €/kwh). No entanto, o desempenho económico dos sistemas não foi positivo devido aos altos custos de produção e baixos custos de consumo que foram adaptados da realidade do local de estudo.

Abstract

The Distributed Generation (PD) is the power generation near the loads. The global change in paradigm has favored the growth of PD and sustained positive forecasts a horizon of 50 years. The existence of solar radiation and wind determine a priori the feasibility of installation of isolated systems to operate as PD renewable. Moreover, the presence of sources of renewable energy may not be sufficient for the viability of installation of PD, it is necessary that the energy market conditions using location are satisfactory. The present study aims to assess the feasibility of harnessing wind and solar resources in a rural village in southern Angola, the Biópio. We conducted a survey of the characteristics of solar radiation and wind speeds, a survey of current and forecast the location of the energy market. Thus, it was possible to estimate the energy and size the components for the production of energy in a hybrid, combining wind and photovoltaics. Was made to simulate the system for conditions equivalent to the locality, using the simulation program of hybrid Homer Energy ®. In the technical evaluation of these systems, the PV performed better for having many hours of sunshine on site. In addition to the PV-wind, was also studied as an alternative to PV-Diesel, and as expected, the latter proved to be a very cheap alternative but expensive installation in operation due to fossil fuel use. The study of the location proved to be an energy-shortage area where only 30% of inhabitants have access to electricity, despite the isolated systems renewable and nonrenewable, existing production priced very high energy (0.18 € / kWh) consumption and prices very low (0.04 € / kWh). However, the economic performance of the systems was not positive due to high production costs and lower consumer costs that have been adapted to the reality of the study site.

Índice

Capítulo 1	15
Introdução.....	15
1.1 Estrutura	15
1.2 Enquadramento	16
1.2.1 Vantagens da Produção Distribuída	22
1.2.4 Perspectivas para a produção distribuída	25
1.3 Motivação	27
1.4 Objectivo do trabalho.....	28
Capítulo 2	29
Cenário energético angolano	29
2.1 Introdução.....	29
2.2 Organização do sector eléctrico	29
2.3 Redes e sistemas isolados	31
2.4 Produção e consumo	34
2.5 Custos de produção e consumo.....	37
2.6 Recursos energéticos	40
2.7 Electrificação geral.....	41
Capítulo 3	44
Local de Instalação, Avaliação de Recurso e Produção.....	44
3.1 Introdução.....	44
3.2 Escolha do local	44
3.3 Avaliação de Recurso Eólico	45
3.4 Produção de Energia Eólica	47
3.5 Avaliação de Recurso Fotovoltaico	51
3.6 Produção de Energia fotovoltaica.....	52
3.7 Consideração das perdas no sistema	55
Capítulo 4	57
Arquitectura e configurações do sistema	57
4.1 Introdução.....	57
4.2 Arquitectura do sistema híbrido	57
4.3 O sistema híbrido da INGETEAM.....	60
4.4 Configurações máximas dos painéis	62
Capítulo 5	64
Dimensionamento com o Homer Energy.....	64
5.1 Introdução.....	64
5.2 Banco de baterias.....	64
5.3 Variáveis de entrada	66
5.3.1 Custos associados a sistemas híbridos.....	66
5.3.2 Custos de Investimento Inicial.....	66

5.3.3 Custos de Operação e Manutenção	67
5.3.4 Recursos e parâmetros dos componentes	68
5.4 Definição e desempenho do sistema eólico-fotovoltaico	71
5.5 Definição e desempenho do sistema diesel-fotovoltaico	76
Capítulo 6	81
6.1 Desempenho económico sistema Eólico-FV	83
6.2 Desempenho económico sistema FV-Diesel	85
Conclusões	87
Referências	89

Lista de figuras

Figura 1.1 - 1 Cenário actual e futuro da energia de fontes convencionais e de fontes renováveis no panorama energético mundial em TWh [3].	18
Figura 1.2 - 2 Histórico e previsão das várias fontes de energia em TWh [3].	21
Figura 1.3 - 3 Previsão do aumento da geração e do investimento sobre as várias energias em 2035 [16].	22
Figura 1.4 - 4 Percentagem de energia renovável no consumo global da EU em 2005 e 2020 [4].	26
Figura 2.1 - 5 Organização do sector eléctrico de Angola [28]	31
Figura 2.2 - 6 Evolução da produção de electricidade e das perdas de energia em Angola - dados extraídos de: [20]	34
Figura 2.3 - 7 Consumo total e per-capita de electricidade em Angola - dados extraídos de: [20]	35
Figura 2.4 - 8 Percentagem de energia hídrica do total de produção em Angola - dados extraídos de: [20]	35
Figura 2.5 - 9 Percentagem de energia proveniente de combustíveis fósseis do total de produção em Angola - dados extraídos de: [20]	36
Figura 2.6 - 10 Previsão da matriz energética de Angola em 2017 [25]	36
Figura 2.7 - 11 Custo de produção de energia em África [21]	37
Figura 2.8 - 12 Preços pagos pela energia pela média dos consumidores em África [21]	37
Figura 2.9 - 13 Angola Inflação versus crescimento da tarifa [26]	39
Figura 2.10 - 14 Desenvolvimento médio da tarifa no período 2003-2010 [26]	39
Figura 2.11 - 15 Reserva de gás natural na África Subsaariana [18]	40
Figura 2.12 - 16 Percentagem de consumo de energias alternativas em Angola - dados extraídos de: [20]	43
Figura 3.1 - 17 Velocidade do vento e índice de insolação (n/N) para Lobito extraído de [30]. Fonte original a NASA.	46
Figura 3.2 - 18 Direcção do vento para localidade de Lobito, extraído de: [52]	46
Figura 3.3 - 19 Característica de potência da turbina escolhida [32]	49
Figura 3.5 - 20 Insolação mensal para a cidade de Lobito [51].	52

Figura 3.4 - 21 Curva de características de conversão da irradiância em potência instalada do painel de policristalino da SUNTECH.....	54
Figura 4.1 - 22 arquitectura híbrida de um barramento CC [36].	58
Figura 4.2 - 23 arquitectura híbrida de dois barramentos para alimentação de cargas CC e CA [36].	59
Figura 4.3 - 24 Arquitectura híbrida de dois barramentos, com equipamentos em paralelo nos barramentos CC e CA [36].	59
Figura 4.4 - 25 sistema INGETEAM IBRID MS da INGETEAM [37].	60
Figura 4.5 - 26 arquitectura híbrida usada no sistema INGETEAM IBRID MS [37].	61
Figura 5.1 - 27 Diagrama de Cargas Construído para o consumo diário real.	68
Figura 5.2 - 28 Arquitectura usada na simulação do Homer Energy	70
Figura 5.3 -29 Potência diária transitada pelo inversor durante os meses.....	72
Figura 5.4 - 30 Desempenho do sistema eólico durante as horas e meses do ano.....	73
Figura 5.5 - 31 Desempenho do sistema fotovoltaico durante as horas e meses do ano	74
Figura 5.6 - 32 Desempenho de carregamento do banco de bateria em percentagem por hora.....	75
Figura 5.7 - 33 Comportamento de descarga da bateria	76
Figura 5.8 - 34 Arquitectura do sistema com gerador diesel	76
Figura 5.9 - 35 funcionamento horário do gerador diesel	79
Figura 5.10 - 36 funcionamento horário do inversor.....	79
Figura 5.11 - 37 regime diário de descarga da bateria.....	80
Figura 5.12 - 38 regime diário de carregamento da bateria	80
Figura 6.1 - 39 Diagrama de fluxo financeiro típico para um sistema híbrido [54].....	81
Figura 6.2 - 40 - Investimento em Capital inicial, em O&M e em Reposição de componentes	84
Figura 6.3 - 41 Anualização dos custos por componentes e por tipo de custo	85

Lista de tabelas

Tabela 1.1 - 1 Custos por kW instalado de algumas tecnologias PD [4].	25
Tabela 2.1 - 2 Potências instaladas e disponíveis em Angola por sistemas [28]	33
Tabela 2.2 - 3 Estimativa da capacidade de produção de energia em Angola (GWh) [24].	33
Tabela 2.3 - 4 Potencial hídrico de Angola - Adaptado de: [23]	41
Tabela 3.1 - 5 Características da turbina eólica escolhida da marca Chilook.	48
Tabela 3.2 - 6 Velocidades médias diárias para os meses do ano, calculada para 40 m.	48
Tabela 3.4 - 7 Irradiação diária estimada para cada mês para a inclinação óptima da localidade de Lobito.	52
Tabela 3.5 - 8 características do painel de policristalino da SUNTECH	53
Tabela 3.6 - 9 Resumo dos pré-dimensionamento para a eólica e fotovoltaico.	56
Tabela 4.1 - 10 Características dos módulos do sistema INGETEAM IBRID MS [37].	62
Tabela 5.1 -11 Custos iniciais, de reposição e O&M dos componentes	69
Tabela 5.2 - 12 Informação inserida no Homer Energy para o sistema FV	69
Tabela 5.3 - 13 dados do sistema eólico no Homer energy	69
Tabela 5.4 - 14 dados do banco de baterias no Homer energy	70
Tabela 5.5 - 15 dados do inversor no Homer energy	70
Tabela 5.2 - 16 Valores para avaliação de sensibilidade do sistema	71
Tabela 5.3 - 17 Solução óptima encontrada com o homer energy	72
Tabela 5.4 -18 funcionamento do inversor que representa o sistema da INGETEAM	72
Tabela 5.6 - 19 Energia produzida pelo sistema e respectivo consumo e excesso.	73
Tabela 5.7 - 20 Desempenho do sistema eólico durante o ano	73
Tabela5.8 - 21 Desempenho do sistema fotovoltaico durante o ano	74
Tabela 5.7 - 22 Desempenho do banco de baterias por ano.	75

Tabela 5.8 - 23	Parâmetros de entrada para o gerador no Homer Energy	77
Tabela 5.9- 24	Combustível consumido por hora pelo gerador diesel	77
Tabela 5.10 - 25	solução para o sistema a funcionar com gerador diesel	77
Tabela 5.11 - 26	desempenho do sistema fotovoltaico.....	78
Tabela 5.12 - 27	Desempenho do gerador diesel e custos associados ao funcionamento	78
Tabela 5.13 - 28	Características de funcionamento do banco de baterias	79

Abreviaturas

IFE	Indústria de Fornecimento de Electricidade
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
CHP	Combined Heat and Power
PD	Produção Distribuída
PRE	Produtor em Regime Especial
<i>WADE</i>	<i>World Alliance for Decentralized Energy</i>
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
ERSE	Entidade Reguladora do Sistema de Energia
<i>CHP</i>	<i>Combined Heat and Power</i>
<i>IAE</i>	<i>International Agency Energy</i>
ENE	Empresa Nacional de Energia (Angola)
IRSE	Instituto Regulador do sector eléctrico
EDEL	Empresa de Distribuição de Electricidade de Luanda
GAMEK	Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
<i>SAPP</i>	<i>Southern African Power Pool</i>
AIE	Agência Internacional de Energia
CE	Comissão Europeia
PNAEE	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
VAL	Valor Actual Líquido
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade

Capítulo 1

Introdução

O presente trabalho é desenvolvido no âmbito da elaboração da Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP). Este capítulo é de carácter introdutório e compreende a descrição do enquadramento, da motivação e dos objectivos que se pretendem atingir.

1.1 - Estrutura

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 1 - Neste capítulo faz-se uma introdução exaustiva à panorâmica da produção distribuída, fazendo referência a evolução desta, ao estado de situação actual e às perspectivas para o futuro face à produção de energia de carácter centralizada.
- Capítulo 2 - Descreve-se a situação energética de Angola e em particular do local de estudo.
- Capítulo 3 - É feita um levantamento sobre os recursos naturais, sol e vento, no local seleccionado para caso de estudo de instalação, seguindo-se uma avaliação da produção de energia a partir destes recursos.
- Capítulo 4 - São escolhidos alguns componentes para o sistema híbrido a instalar e avaliados limites de variáveis de funcionamento, tendo em conta os componentes escolhidos.

- Capítulo 5 - É utilizado o software Homer Energy® para dimensionar e testar o sistema pré definido e é feita a avaliação da viabilidade económica. Faz-se ainda uma análise aos limites de viabilidade.

1.2 - Enquadramento

A Produção Distribuída (PD) pode ser entendida como a produção de energia junto ou nas proximidades das cargas em pequena escala por oposição à produção centralizada. Essa produção é normalmente não despachável mas, se envolver equipamentos de controlo, sistemas que articulem produção com as necessidades de consumo, pode ser altamente benéfica em termos de eficiência energética. Este tipo de produção, pode ser inserida numa rede eléctrica de grande dimensão com produção e operação centralizada, ou ser parte integrante de um sistema autónomo com produção e operação independente. Nos dois casos está sempre próxima do consumo [1,2].

Porém, não há uma definição universalmente aceite sobre que tipo de produção de energia deve ser entendida como Produção Distribuída (PD), ou no que esta difere da produção centralizada ou convencional. A World Alliance for Decentralized Energy (WADE), define a PD como qualquer produção de energia de qualquer dimensão que é conectada directamente à rede de distribuição em oposição à produção ligada à rede de transmissão [6]. A Definição que será utilizada para este trabalho será a da referência 1 (Nick Jenkins, Embedded Generation), que sugere a denominação de PD quando se trata de uma central com as seguintes características [1]:

- Planeamento descentralizado
- Despacho descentralizado
- Normalmente menor que 50 - 100 MW
- Normalmente ligada directamente à rede de distribuição

Em Portugal o termo utilizado para caracterizar a PD é o Produtor em Regime Especial (PRE) regulamentado pela Entidade Reguladora do Sistema de Energia (ERSE). O PRE tem actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade com utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade. [11].

A PD constitui a primeira forma de produção de energia eléctrica para consumo, com início no século XX. Nesse período, a produção de forma centralizada ainda não era uma opção viável sobretudo pela falta de capacidade de transporte de grandes quantidades de energia [1,7]. No entanto, com o surgimento de transformadores tecnicamente mais desenvolvidos e de linhas de maior capacidade de transporte, passou a ser possível transportar grandes quantidades de energia a longas distâncias, que com a implementação de economias de escala para a energia conduziram à evolução dos sistemas de energia para a forma centralizada (produção e energia) o que resultou num aumento da segurança dos sistemas eléctricos e tornou mais barata a produção e o consumo de energia [1, 2].

A produção centralizada, em grande escala para satisfazer o consumo de energia tem sido conseguida até então, com recurso aos seguintes tipos de centrais electroprodutoras [2]:

- Centrais térmicas
- Centrais hidroeléctricas
- Centrais nucleares

Para dar resposta ao aumento da procura energética e às exigências impostas pelas cargas, foram sendo construídas grandes centrais de produção em regime centralizado, baseadas em meios convencionais de produção, que representam cerca de 70% de toda a energia produzida no panorama energético mundial, figura 1.1 [12]. No entanto o aumento do consumo trouxe problemas de segurança de abastecimento e de necessidade de redução das emissões poluentes, surgindo a necessidade da criação de programas de incentivo ao uso racional da energia e adopção de tecnologias mais limpas usando energias renováveis. Os compromissos de Quioto em 1997 e a sua revisita onde se salienta o de Copenhaga que assume importância pela adesão da China e da Índia, comprometem os países na redução da emissão de gases com efeito de estufa a fim de limitar o aquecimento global a 2°C até 2020 (cenário 2DS da Agência Internacional de Energia (AIE) inicialmente designado “Blue Scenario”), bem como as medidas de abandono de subsídios aos combustíveis fósseis pelos G-20, favorecem a descarbonização da economia global e o aumento do recurso a fontes renováveis de energia. Não obstante os propósitos estabelecidos, inclusivamente a implementação de tecnologias que aumentem a eficiência de produção e utilização de energia fóssil por parte dos países membros da Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC), segundo (AIE), prevê-se um aumento dos consumos mundiais em geral, na dependência dos mercados emergentes em particular o que determinará uma quase impossibilidade de atingir a meta 2°C para o período previsto, dado que as fontes fósseis continuarão a ter elevada relevância na produção energética global, no período até 2035. Isto apesar do aumento do uso de recursos renováveis, figura 1.1. Torna-se crucial a mudança de paradigma das normas energéticas para um estado global de baixa emissão, e maior utilização de fontes não carbónicas [2].

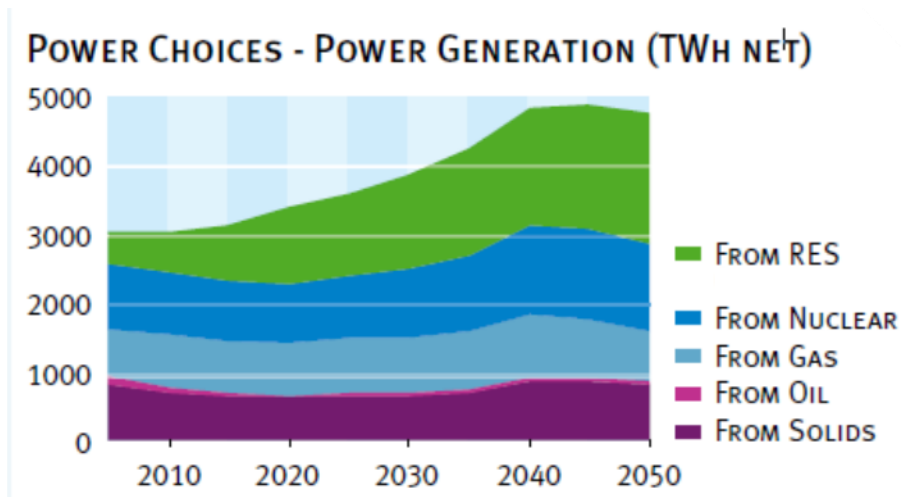


Figura 1.1 - 1 Cenário actual e futuro da energia de fontes convencionais e de fontes renováveis no panorama energético mundial em TWh [3].

A viabilidade económica e o desenvolvimento de tecnologias de produção mais limpa têm proporcionado condições favoráveis ao desenvolvimento da PD. Esta recorre ao seguinte tipo de centrais de geração [12, 2]:

- Microturbina a gás,
- Pilhas de Combustível,
- Co-geração,
- Mini-hídricas,
- Centrais de Biomassa,
- Centrais Fotovoltaica,
- Centrais Eólicas.

Por outro lado, as tecnologias de PD de origem não renovável (grupo gerador diesel, microturbinas, pilhas de combustível e co-geração) têm também apresentado significativos progressos tecnológicos nos últimos anos. A seguir estão alguns aspectos centrais de cada um destes tipos de PD:

- Na cogeração usa-se uma máquina térmica que pode ser um motor de combustão interna, uma turbina a gás ou a vapor acoplado a um gerador. para a produção de energia eléctrica. O calor não convertido em electricidade gera energia térmica, que dada a proximidade da central aos consumidores pode ser utilizada pelas cargas ao redor aumentando a eficiência por redução das perdas via aproveitamento da energia térmica que seria desperdiçada. O uso da tecnologia Combined Heat and Power (CHP) melhora a eficiência da conversão de energia dos sistemas movidos a gás natural ou biomassa, contudo, a longo prazo o elevado potencial de produção de calor directamente de fontes de energia renovável limitarão o seu uso.

- O Gás natural é actualmente responsável pela maior parcela da capacidade de energia eléctrica na área da construção nos países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) e é fortemente utilizada como combustível para a geração de energia eléctrica em vários países do mundo. A perspectiva da AIE apresenta o gás como contributo na transição para uma energia totalmente descarbonizada no futuro [13]. Nesta publicação, o consumo de gás aumenta nos três cenários de estudo, a procura do gás atinge praticamente o nível do carvão, sendo 80% da procura adicional oriunda de países fora da OCDE. O gás não convencional representará cerca de um quinto da produção de gás em 2035, embora o seu ritmo de crescimento varie consideravelmente entre regiões. O aumento da produção será determinado pela capacidade da indústria do gás de vencer os desafios ambientais. O ciclo combinado de gás natural é muitas vezes visto como uma alternativa de baixas emissões de CO₂ em alternativa às centrais de carvão. Mas o gás natural é composto em grande parte por metano que provoca cerca de 20 vezes mais efeito de aquecimento do que o CO₂.

- A geração de centrais nucleares tem sido comercializada há mais de 50 anos. A maioria das centrais previstas até 2020 baseiam-se em projectos de terceira geração, que garantem menor custo, menos resíduos radioactivos por unidade de electricidade gerada oferecendo maior segurança. A eliminação desses resíduos exige um processo de arrefecimento para eliminação da radiação natural, contudo persiste uma geração de calor durante várias décadas, o que acarreta uma preocupação adicional de segurança, limitando a sua aceitação pública em numerosos países. Perspectiva-se que o consumo de urânio atinja cerca de 5,6 milhões de toneladas entre 2010 e 2050, crescendo 70% relativamente ao ano de 2010. A longo prazo, a melhoria tecnológica dos reactores nucleares avançados e de sistemas de ciclos de combustível aumentará a eficiência deste tipo de produção energética, pelo aumento de energia obtida por cada tonelada de urânio.

-As pilhas de combustível são dispositivos electroquímicos que convertem a energia química contida numa variedade de combustíveis directamente em energia eléctrica. As altas temperaturas de funcionamento permitem que as actuais pilhas trabalhem de forma eficiente quando alimentadas com gás natural e ar. Estas pilhas apresentam uma boa aceitação ecológica pelo seu baixo potencial de poluição e são de fácil instalação, dadas as suas dimensões e facilidade de transporte. A grande limitação ao seu progresso é o facto de representarem uma elevada percentagem dos custos de instalação e operação de sistemas PD. Estas pilhas são utilizadas para armazenamento de hidrogénio que gera energia. As pilhas de combustível associadas a tecnologias renováveis e constituindo sistemas híbridos de produção e armazenamento de energia possibilitam um maior rendimento do recurso renovável e maior autonomia dos sistemas.[]

A capacidade de produção energética por tecnologia PD de origem renovável é dependente das características de cada região e da fonte renovável utilizada, o que condiciona o seu local de instalação. A expectativa mundial é de que as energias renováveis substituam gradualmente as energias geradas por combustíveis fósseis, promovendo desta forma a descentralização da produção [4, 11]. Este tipo de produção, para além de preservar os recursos naturais, garante a segurança e diversidade de fornecimento de energia

virtualmente sem impacte ambiental contribuindo claramente para a diminuição da dependência energética dos países que a utilizam, e estimula o desenvolvimento regional [7]. A REN21 na sua publicação “Renewables 2010 Global Status Report” indica que no mundo, estão instalados cerca de 120 GW de eólica, 60 GW de mini-hídrica e 13 GWp de fotovoltaico [14]. A figura 2 mostra a evolução da PD de fontes renováveis, onde a eólica e a fotovoltaica juntas apresentam um crescimento considerável.

Sobre os meios de PD renovável salientam-se as considerações a seguir, que podem ser confirmadas na figura 1.2 [13, 14, 15]:

-A Designação “mini-hídrica” é utilizada para designar aproveitamentos hidroeléctricos de potência inferior a 10 MW, limite geralmente utilizado para distinguir as grandes centrais hidroeléctricas das pequenas. Ao contrário da mini-hídrica, as grandes centrais, embora usem um recurso renovável, produzem efeitos ambientais nocivos, não desprezíveis: a emissão de gases nocivos na fase de construção e prejuízos na fauna e flora locais, o que torna questionável a sua classificação como renováveis. -

As tecnologias fotovoltaicas convertem directamente os fotões do sol em energia eléctrica através de células fotovoltaicas fabricadas de silício ou de outros materiais semicondutores. Os sistemas fotovoltaicos isolados ou em associação a outras energias renováveis têm sido competitivos para a alimentação de localidades remotas onde as soluções convencionais (gerador diesel ou rede eléctrica centralizada) são inferiores do ponto de vista económico e ambiental. No conjunto das renováveis, a fotovoltaica tem tido o maior desenvolvimento tecnológico acompanhado por uma diminuição nos custos de produção, de tal forma que, economias de grandes potências, Estados Unidos da América, Japão e da Europa, bem como de países emergentes como a China e Índia consideram o fotovoltaico como uma das principais fontes no seu futuro energético.

-Na geração da energia eólica, usam-se turbinas eólicas de grande ou de pequena geração que, accionadas pelo vento, geram energia eléctrica. A energia eólica urbana tem elevado o potencial de exploração num cenário de consumo energético sustentável, tanto a nível da instalação de turbinas de pequena capacidade para o sector doméstico, como na sua integração em edifícios. O aproveitamento eólico em ambiente urbano tem sido compatível com a micro-geração fotovoltaica e a gás. Estudos recentes indicam a necessidade de caracterizar com detalhe o recurso eólico em ambiente urbano, e apontam para a instalação de micro-turbinas com estrutura de suporte mais elevadas do que o praticado nos últimos anos, de forma a se garantir um aproveitamento eficiente da energia do vento fora das zonas de perturbação muito elevada. Esta tecnologia tem registado um rápido crescimento, prova disso: em 1996 e em 2009 foram instalados no mundo cerca de 6 GW e 158 GW respectivamente.

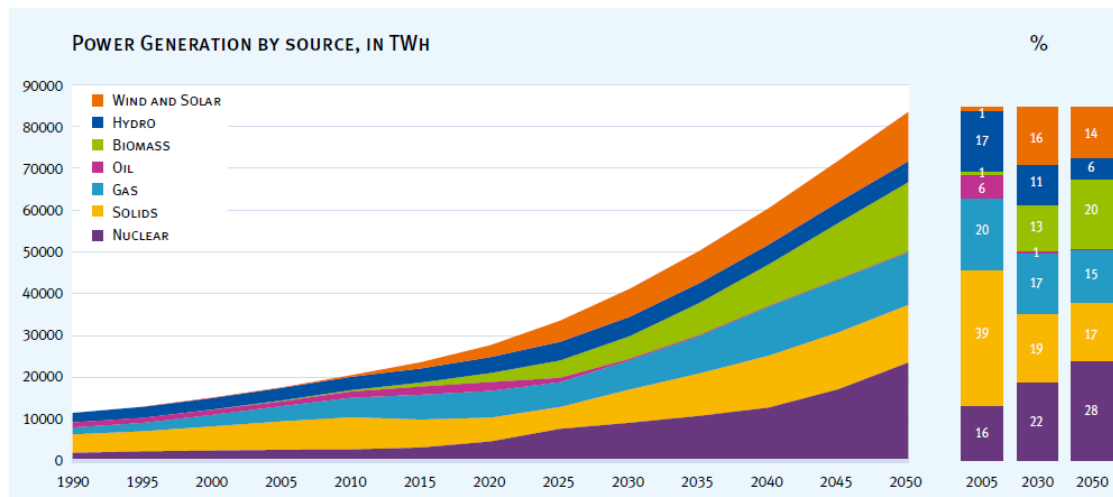


Figura 1.2 - 2 Histórico e previsão das várias fontes de energia em TWh [3].

Os sistemas de PD eólicos e fotovoltaicos no seu conjunto, podem suprir as necessidades energéticas de comunidades em locais remotos onde não se tem acesso às redes centralizadas, por exemplo, em países em vias de desenvolvimento, onde a rede eléctrica está confinada às grandes áreas urbanas, e há uma grande proporção de população rural que sem acesso à energia eléctrica. Um sistema autónomo deve ser capaz de alimentar determinada carga estando isolado da rede eléctrica. Se o sistema tiver sido concebido para funcionar durante todo o ano e tiver apenas um gerador fotovoltaico, este deve ser dimensionado para satisfazer o consumo na altura do ano em que houver menos radiação disponível, o que pode provocar um excesso de produção de energia no Verão, que acabará por ser desperdiçada. Para evitar que isso aconteça são criados sistemas híbridos, que são resultado da combinação de várias formas de produção de energia. O conceito híbrido está associado a produção de energia em sistemas autónomos, utilizando mais do que uma fonte de energia, podendo ser renováveis ou não. Os sistemas híbridos fotovoltaicos/eólicos constituem uma boa conjugação para a electrificação de comunidades isoladas, o primeiro por estar disponível em todas as localidades e de fácil instalação local, e o segundo pelo facto de os equipamentos terem um menor custo, embora o nível de recurso disponível possa não ser suficiente para justificar investimentos [7, 8].

Com o crescente aumento da energia primária para responder o aumento do consumo nos próximos anos (figura 1.3) e de requisitos de qualidade da energia eléctrica, a PD apresenta-se como uma promissora perspectiva para as empresas do sector eléctrico para expansão da capacidade de fornecimento de energia e como boa alternativa para substituir a produção centralizada, cujas vantagens estão apresentadas a seguir na secção 1.2.2, [4].

Share of new power generation and investment, 2011-2035

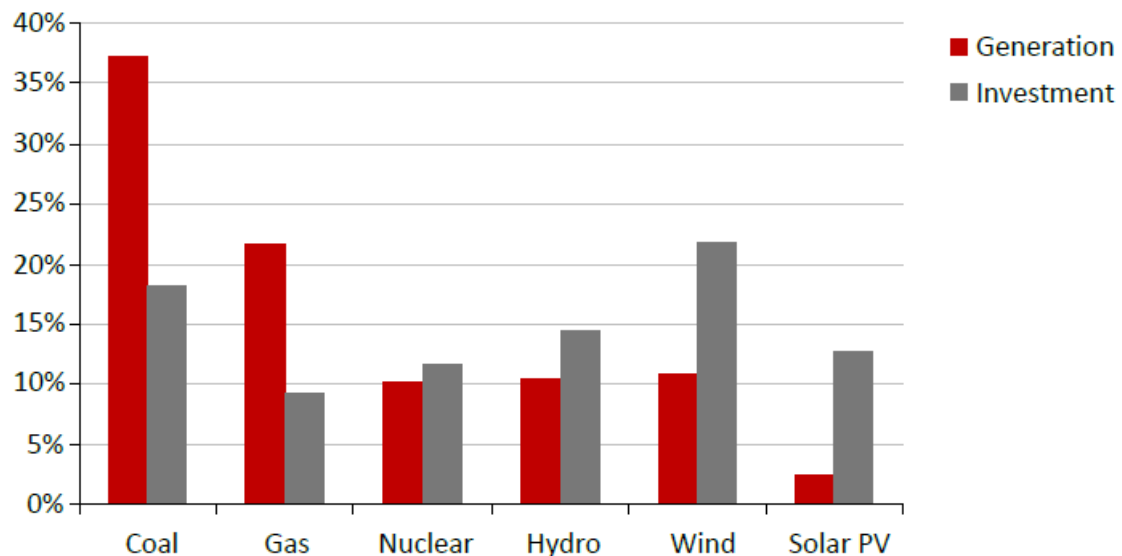


Figura 1.3 - 3 Previsão do aumento da geração e do investimento sobre as várias energias em 2035 [16].

Na instalação de um sistema de PD é necessário que se defina principalmente o local de instalação e a potência a instalar. A definição destes aspectos é muito importante no contexto do ambiente competitivo do mercado de energia e oferecem às empresas de energia, uma alternativa para a gestão racional dos recursos disponíveis para investimentos. [4].

1.2.1 - Vantagens da Produção Distribuída

A proximidade da produção ao consumo implica vantagens para o sector de energia e benefícios para os consumidores e para as empresas do sector energético, sendo de destacar as seguintes [2, 4]:

- Redução das perdas do sistema na transmissão o que implica redução dos custos de exploração.
- Diminuição dos riscos de planeamento, devido à menor capacidade das unidades de produção e à flexibilidade das soluções.
- Aumento da qualidade de serviço aos consumidores próximos à produção local por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição. A garantia da continuidade de serviço é um factor crítico para alguns sectores industriais e empresas de serviços da nova economia, essencialmente onde a interrupção de serviço é economicamente inaceitável, ou em sistemas onde possa colocar em risco, tanto a segurança humana como a área envolvente. O fornecimento desta energia, com elevado padrão de qualidade, destina-se na indústria a

aplicações sensíveis, normalmente circuitos electrónicos, circuitos de instrumentação e sistemas de controlo.

- A PD possui um tempo de implementação menor, comparativamente à produção centralizada, e permite o reforço das redes oferecendo uma resposta rápida aumento da procura.
- Permite a redução dos investimentos ao instalar novas centrais, nomeadamente para satisfazer a ponta e para reservas do sistema de produção, dado que a GD pode ser instalada de forma modular à medida que aumenta a procura. O recurso a políticas de gestão adequadas permite efectuar poupanças nas facturas energéticas, com a produção de energia durante os picos de consumo e/ou nas horas de ponta, tornando mais rápida a amortização dos investimentos.
- Disponibilização de energia eléctrica em áreas sensíveis, do ponto de vista ambiental e histórico, com recurso a técnicas que permitem uma elevada eficiência e reduzida emissão de poluentes. A diminuição do impacte ambiental da produção de energia eléctrica resulta da utilização de combustíveis menos poluentes, do melhor uso dos combustíveis tradicionais e permite, com a utilização da co-geração, a eliminação de resíduos industriais;
- Maiores oportunidades de comercialização, na medida em que localidades remotas que não tinham viabilidade de disporem de energia eléctrica, poderão ter fornecimento energético melhorando as condições locais da actividade económica dessas zonas. Para a competitividade no mercado de energia eléctrica surgem também mais oportunidades, permitindo o aparecimento de um maior leque de prestadores de serviço.
- Com recurso a políticas de gestão adequadas, permite efectuar poupanças nas facturas energéticas, com a produção de energia durante os picos de consumo e ou nas horas de ponta, tornando mais rápida a amortização dos investimentos.

Podem ser implementados geradores de emergência que, em caso de falha da rede, poderão garantir a normal continuidade das actividades em curso, evitando situações desagradáveis.

1.2.2 Desvantagens da Produção Distribuída

- O planeamento e a operação do sistema eléctrico torna-se mais complexo pois na ligação da PD à rede pode ocorrer problemas de coordenação traduzidos em impactos negativos para a rede centralizada, podendo aumentar as perdas do sistema, e ou elevar os níveis de tensão a valores fora dos limites admitíveis. A PD pode ter de ser retirada de serviço por razão de curto-circuito no sistema. Estes problemas de coordenação apenas poderão ser

resolvidos com uma gestão virtual das centrais de PD com controlo centralizado ou descentralizado.

- Aumento da complexidade administrativa, comercial e contratual.
- Aumento da complexidade nos procedimentos, na realização de acções de manutenção e nas medidas de segurança a serem tomadas.
- Por vezes, pode existir uma diminuição do factor de utilização das instalações das empresas de transporte e distribuição, bem como de centrais produtoras, o que vai fazer com que exista uma tendência para aumentar o preço médio de fornecimento.
- As entidades responsáveis pelas redes de transporte e distribuição necessitam de se equipar com ferramentas de análise para avaliação do impacto das fontes de PD, ligadas à rede, quer sob o ponto de vista de fiabilidade de fornecimento, quer de estabilidade de operação e qualidade de tensão.
- Associadas a estas e outras questões estão custos que se dividem em: *Custos para o sistema devido à interligação e operação da PD*, *Custos associados a instalações individuais* (que funcionam de forma isolada). Estes custos variam com a localização, a capacidade, o tipo de PD e o sistema de distribuição ao qual a PD será ligada, e são subdivididos em: Custos de redimensionamento/projecto do sistema (identificação dos requisitos, modificações e restrições impostas ao sistema pela PD), custos de teste, operação e manutenção do sistema e Custo da interligação da PD à rede.

No que diz respeito aos custos de aquisição e de operação de certas tecnologias de GD, estes têm registado uma diminuição significativa nos últimos anos e espera-se que esta tendência continue. No caso particular dos sistemas fotovoltaicos, os custos de cada kWh fornecido têm diminuído em cerca de 70% desde a década de 80, estando previsto que estes custos caiam cerca de 70% desde hoje até 2020. Na Tabela 1.1 podemos observar os custos de operação e manutenção e custos de investimento referentes a algumas tecnologias PD [4].

Tecnologia	Custo de Unidade (€/kW)	Custo de O&M (€/kWh)
Motor de Combustão Interna (Gás) (Wartsila Portugal, Lda.)	300 - 900	0,007 - 0,015
Turbina a Gás - Ciclo combinado (ALSTOM Power Generation Aktiengesellschaft)	300-1000	0,004 - 0,01
Micrturbina (Turbec R&D AB)	700-1100	0,005-0,016
Célula de Combustível (SMART ELECTRONIC DEVELOPMENT GmbH)	2800-4700	0,005-0,01
Turbina Eólica (Vestas Portugal)	1000-1200	1,5% a 2% do investimento inicial por ano
Biomassa (Evonik Industries AG)	800-2200	0,07
Biogás (KW Energie Technik e.K.)	1200 - 4000	0,04
Mini-hídrica (ABB)	1200-3000	1,5% do investimento inicial por ano
Fotovoltaica (FFSolar, Lda)	4000-5000	1% do investimento inicial por ano

Tabela 1.1 - 1 Custos por kW instalado de algumas tecnologias PD [4].

1.2.4 - Perspectivas para a produção distribuída

Tem-se verificado um maior interesse pelas fontes de energias renováveis e seguras dada a elevada viabilidade técnica e económica da sua utilização, associada ao desenvolvimento tecnológico crescente destas formas de produção, fruto da vasta investigação científica de que é alvo.

O investimento nas energias renováveis, com realce para a eólica e a solar, prevê-se cada vez maior e com rápido crescimento como se pode observar na figura 3. Em 2009, foram instalados na Europa mais sistemas de energia eólica do que qualquer outra tecnologia de geração de electricidade. Desenvolvidos como estes foram verificados noutras partes do mundo e em termos de capacidade instalada de energias renováveis [13].

O esforço desempenhado pelos países tendo em vista a diminuição das emissões de carbono, também impulsionarão a utilização da PD, sobretudo a proveniente das renováveis. Apostado em construir um futuro mais verde, o governo da Inglaterra, por exemplo, estabeleceu um programa que determina, que a partir de 2016, todos os edifícios novos sejam a carbono zero. Na Dinamarca cerca de 57% da capacidade eléctrica provém das CHP e 31% das renováveis, resultado da legislação de planeamento de calor para promover a co-geração. Também na Finlândia e Holanda tem sido possível fazer uma maior utilização das possibilidades de energia distribuída como a co-geração para aquecimento urbano [6]. Não obstante terem sido citados exemplos singulares, os países apresentam planos estratégicos integrados de aumento de eficiência energética e incremento das renováveis. Para a harmonização da monitorização das acções implementadas, os países-membros têm adoptado

as recomendações de avaliação e validação sobre as directivas de eficiência dos consumos energéticos propostas pela Comissão Europeia (CE), que, além de englobarem medidas em diferentes sectores: construção: edifícios e equipamentos, transportes, indústria, estado, transformação da energia e agricultura e pescas, sublinham o papel do estado no incentivo e cumprimento de medidas de eficiência. À luz das recomendações da CE, em Portugal foi feita uma actualização do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), cujo âmbito é o controlo do consumo final de energia e que inicialmente pretendia uma redução anual, até 2016, o equivalente a 12% do consumo de energia final médio de 2001-2005. Após revisão e comparação com outros estados-membros, onde se constata uma boa posição geral de Portugal relativa aos países referência, ainda assim foram identificados pontos passíveis de reforço dentro das medidas actuais existentes e a integração de novas acções, constantes em directivas Europeias recém-lançadas (exemplo: *Ecodesign Directive*, *Energy Performance of Buildings Directive*, *Smart grids and meters Directives*) que trazem poupanças até 2020. Estas medidas revestem-se de importância também no âmbito do Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER), plano cujo âmbito de acção são as renováveis, uma vez que têm impacto sobre as percentagens de incorporação de fontes de energia renovável. Com base neste plano está prevista a integração de fontes de energias renováveis em 31% do consumo final, estando cumpridos 29% no ano de 2009. [53], Na perspectiva da revisão do PNAEE, os desafios da PNAER são tangíveis, necessitando apenas de alguns ajustes com vista ao aumento da eficiência com redução de custos de investimento na área de micro e mini-produção que necessita de redução, na suspensão do desenvolvimento de tecnologias menos maduras como a energia de ondas, geotermia a favor da grande hídrica e eólica, energias mais eficientes, bem como, o reforço de medidas de incremento de incorporação de biocombustíveis de 1ª e 2ª geração ou o estímulo ao desenvolvimento de biomassa sem aumento de custos de investimento.

O actual quadro da produção de energia está criado para favorecer a produção centralizada. As políticas dos governos e organizações a nível mundial e as mudanças recentes nos mercados (tal como o aumento da liberalização do mercado e o baixar dos custos da PD) abrirão espaço para a PD [6].

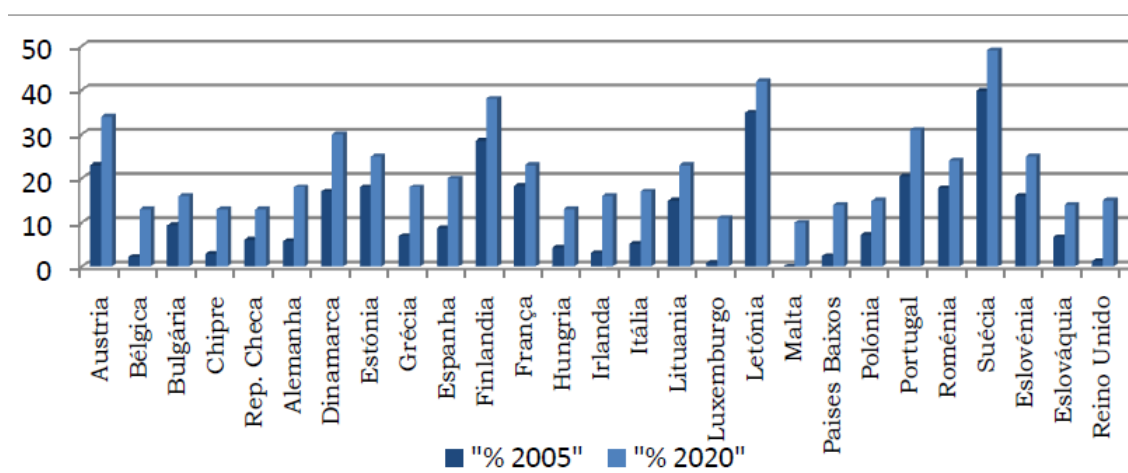


Figura 1.4 - 4 Percentagem de energia renovável no consumo global da EU em 2005 e 2020 [4].

1.3 - Motivação

Dado o actual cenário energético mundial que implica uma aposta crescente em soluções que visem a redução de emissões garantindo que as economias se desenvolvem temos que apostar na proliferação da PD renovável a par de soluções de eficiência energética. Nos países em desenvolvimento na autonomia dos sistemas de energia em pequena escala, utilizando energia renovável pode ser uma solução para acelerar o desenvolvimento sem penalizar as metas definidas pelos países a nível global. Como já referido, estas metas estabelecidas pelas organizações internacionais e nacionais do sector da energia e de sectores industriais que suportam o desenvolvimento dos sistemas de PD (tal como desenvolvimento de melhores e mais baratas técnicas de fabrico dos componentes de um sistema PD) prevêm uma imposição aos países para a redução das emissões de CO₂. Os sistemas autónomos renováveis têm sido encarados como uma boa solução para se atingir estas metas. Os sistemas autónomos pela sua flexibilidade e dimensão podem permitir uma optimização do aproveitamento dos recursos naturais ao associarem várias fontes na constituição de sistemas híbridos. Estes sistemas permitem que se tire maior proveito dos recursos endógenos, se aumente a fiabilidade e a possibilidade de sucesso da energia renovável em comparação a energia convencional.

Como referido a procura de energia crescerá muito nos próximos anos e que cada vez mais a energia renovável e dispersa terá uma maior viabilidade na resposta a esta necessidade.

Por outro lado, a extensão das redes eléctricas convencionais começa a ser uma solução menos viável para os países, por um lado, devido aos grandes investimentos que implicam e por outro, lado devido à maior consciência das populações para os impactos ambientais.

Nos países em desenvolvimento o sector da energia encontra-se debilitado, com as redes eléctricas a não serem capazes de oferecer energia a todas as zonas destes países, sobretudo as regiões mais afastadas dos centros urbanos. É esta a situação de Angola país sobre o qual este trabalho se debruça.

Estima-se que em Angola apenas cerca de 30% da população tem acesso a energia eléctrica, onde a maior parte desta energia é fornecida aos centros urbanos, encontrando-se as regiões do interior praticamente sem acesso a energia eléctrica. Este país possui uma deficiente e generalizada infra-estrutura eléctrica, e o sector da energia funciona numa logica de sobrevivência quotidiana justificada pela incapacidade de fortalecer estratégias de médio e longo prazo e uma concentração muito limitada na electrificação e expansão do acesso à electricidade, em particular nas zonas rurais [10].

A Estratégia de Desenvolvimento a Longo Prazo, Angola 2025, define como objectivos gerais para o sector eléctrico, o asseguramento de uma contribuição eficiente e integrada de todas as fontes de energia que constituem a matriz energética deste país para o seu desenvolvimento sustentável do País, promovendo uma intervenção crescente de energias suportadas em recursos naturais renováveis e a sua auto-suficiência energética. É também recomendada a adopção do conceito de PD, com ênfase para a ES e a EO [9].

Estas razões e o facto de o autor ser natural de Angola são as principais motivações para o desenvolvimento do presente trabalho.

1.4 - Objectivo do trabalho

Dadas, as dificuldades de fornecimento de energia eléctrica que se verificam em Angola, particularmente nas localidades isoladas deste país, devido a destruição das redes eléctricas que existiam no passado pela guerra civil, e as previsões do grande crescimento do interesse em PD renovável e autónoma, pretende-se desenvolver uma proposta baseada em sistemas híbridos eólico/fotovoltaico com armazenamento, como uma solução energética para as referidas localidades, em alternativa aos meios convencionais de produção de energia eléctrica cujos constrangimentos são conhecidos.

Nessa proposta definir-se-á a melhor configuração para os painéis, escolher-se-á turbina eólica adequada a cada localidade, e definir-se-á todos os componentes dos sistemas, que serão escolhidos em função de cada localidade.

Finalmente será efectuada uma avaliação técnico-económica com objectivo de avaliar a viabilidade técnica e económica afectas à instalação dos sistemas em cada localidade.

Capítulo 2

Cenário energético angolano

2.1 Introdução

Este capítulo aborda o sector eléctrico angolano quanto a sua organização, produção e consumo, redes existentes, custos da energia e perspectivas para o sector ao médio e longo prazo. O objectivo é estudar a panorâmica energética deste país, e desta forma enquadrar o presente trabalho ao real ambiente energético de Angola.

2.2 Organização do sector eléctrico

A instituição Governamental responsável pelo sector da energia é o Ministério de Energia e Águas (MINEA). O MINEA opera ao abrigo do Decreto - Lei nº 3/00, que aprova o seu estatuto orgânico e confere-o a responsabilidade pelo desenvolvimento de políticas, planeamento, coordenação, supervisão e fiscalização das actividades relacionadas com o sector da energia [26].

Ao Instituto Regulador do Sector Eléctrico (IRSE) recentemente criado, cabe as funções principais de monitorar a implementação da Lei Geral de Electricidade, promover o desenvolvimento do sistema de Electricidade público, proteger os interesses dos clientes, bem como de outros parceiros do sector. Esta entidade reguladora é responsável pela atribuição de concessões/licenças, actualmente na esfera de competência do conselho de Ministros e das autoridades locais, respectivamente. De acordo com a Lei da Electricidade de 1996, as concessões são exigidas nos casos em que a capacidade é superior a 1 MW, ou se a cidade em questão tem mais de 50000 habitantes. Tem também as atribuições de regular as actividades de produção, de transporte, de distribuição e de comercialização da energia eléctrica no sistema eléctrico público; regular o relacionamento comercial entre este sistema e os agentes que não lhe estejam vinculados; proteger os interesses dos consumidores em

relação aos preços da electricidade, serviços e qualidade do abastecimento; fomentar a concorrência onde exista potencial para a melhoria da eficiência no desempenho das actividades do sector, prevenir as práticas não competitivas; preparar a resposta do regulamento tarifário e as suas actualizações, preparar propostas para fixação de tarifas e preços e submete-las ao conselho Tarifário; fiscalizar o cumprimento do regulamento do acesso às redes e às interligações; garantir a todos os agentes, operadores e investigadores do sector a existência de condições que lhes permitam, no âmbito de uma gestão eficiente, a obtenção de um equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas nos respectivos contractos de concessão e licenças [26, 27, 28].

A principal entidade responsável pela produção, transporte e distribuição de energia eléctrica é a Empresa Nacional de Electricidade (ENE). Esta empresa é pública e está presente em 15 das 18 províncias do país. A Empresa de Distribuição de Electricidade (EDEL) é a outra entidade importante do sector eléctrico, sendo responsável pela distribuição e fornecimento de energia eléctrica na cidade de Luanda (a capital do país) e é também a maior cliente da ENE [26].

No sector da produção, há ainda o Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza (GAMEK), foi criado em 1980, e tem a responsabilidade de coordenar o desenvolvimento de centrais hidroeléctricas no Médio Kwanza. O GAMEK, é também responsável pela maior unidade de produção de electricidade existente actualmente no país, que é a central do Capanda, com 520 MW de capacidade instalada. Há também a Hidrochicapa, que é o principal produtor independente de energia. A empresa mineira russa ALROSA criou a Hidrochicapa em conjunto com a ENE, com o objectivo de construir e explorar um aproveitamento hidroeléctrico de 16 MW, localizado na Luanda Sul (ENE 40%, ALROSA 60%). O objectivo é fornecer energia às minas de diamantes que a ALROSA explora na província da Lunda Sul. Por fim há a Hidroluapasso que é um sistema hidroeléctrico independente, participado pela ENE e pela Escom Energy (Grupo Escom), localizado na província da Lunda Norte, que visa fornecer energia à indústria mineira existente na zona e às populações das zonas centro e sul da Lunda Norte e da zona norte de Luanda sul [26, 28].

Existem também centrais a operar em regime de aluguer, destacando-se a de Luanda, com 30 MW de capacidade instalada, e a de Cabinda, com 45 MW, ambas pertencentes à AGGREKO. Na província da Lunda Norte, a empresa diamantífera ENDIAMA, é a responsável por várias unidades de produção de electricidade que somam uma capacidade instalada de 15 MW. Nas restantes províncias onde a ENE não está presente, os governos locais são responsáveis pela produção e distribuição [26]. A figura 2.9 apresenta a estrutura da IFE com todas as entidades responsáveis e a posição destas no sistema de energia angolano, desde a gestão, produção, distribuição até ao consumo.

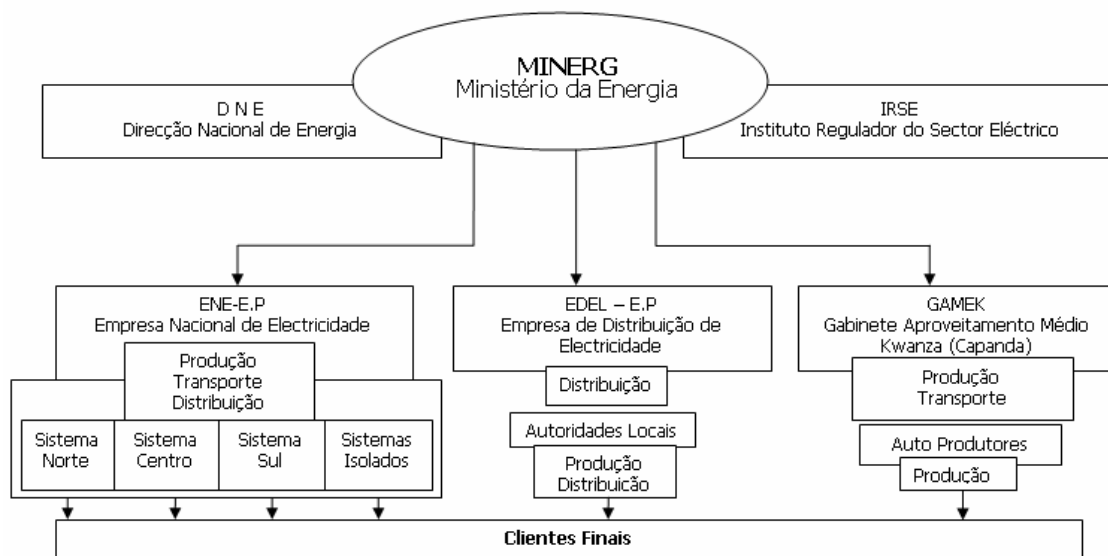


Figura 2.1 - 5 Organização do sector eléctrico de Angola [28]

O sistema eléctrico de Angola funciona em regime isolado da rede regional da Pool de electricidade da África Austral (SAPP), embora existam ligações em média tensão entre os sistemas da NamPower da Namíbia, e da ENE através do Cunene (província angolana). Esta ligação serve a região angolana nas localidades de Ondjiva, Namacunde, Santa Clara e Oyole, e algumas localidades da província do kuanza. Existe outra ligação entre a SNEL da República Democrática do Congo (RDC) e o sistema eléctrico angolano na localidade de Noqui a norte do país.

2.3 Redes e sistemas isolados

Há em Angola três sistemas principais de transporte de electricidade, que funcionam em regime isolado uns dos outros, e também alguns sistemas isolados de menor dimensão, geridos pelas entidades independentes e estatais como referido anteriormente.

O Sistema Norte, que se prolonga do Porto de Luanda em direcção ao Leste, fornece as províncias de Luanda, Bengo, Kwanza-Norte, Kwanza-Sul e Malange. Do total da capacidade instalada, apenas 86% se encontra disponível (percentagem que piora nas centrais térmicas onde apenas 64% das centrais se encontram operacionais, figura 2.10). Este sistema é responsável por cerca de 83% da energia produzida em Angola, com forte preponderância na energia hídrica, já que é nesta região que se localizam as barragens de Capanda e de Cambambe, responsáveis por cerca de 55% e de 18% respectivamente. A capacidade de produção do Sistema Norte é muito superior à actual procura de energia eléctrica desta região. A falta de interligação de redes tem impedido a partilha desta electricidade com outras regiões [26, 28].

O sistema Centro, que se prolonga do Porto do Lobito em direcção ao Leste, abastecendo as províncias de Benguela, Huambo e Bié, cuja produção representou, em 2008, cerca de 4,9% da electricidade produzida em Angola, tabela 2.1. Neste sistema apenas 47% da capacidade instalada se encontra operativa, consequência da destruição durante guerra. havendo por isso muitos sistemas isolados nesta zona do país. É neste sistema que se localizam as barragens de Biópio e de Lomaum [28].

O sistema Sul, que se prolonga do Porto do Namibe em direcção ao Leste, fornece energia às províncias da Huíla e do Namibe. Nesta região existe um pequeno sistema isolado ao longo da fronteira, entre a Namíbia e a província do Cunene que é fortemente considerado parte do sistema Sul embora não esteja ligado a este (não possui capacidade produtiva própria e importa toda a sua energia da Namíbia). O Sistema Sul contribui apenas com 5,7% da electricidade produzida em Angola, destacando-se a barragem de Matala. [28].

Os Sistemas Isolados e de menor dimensão, pertencem a entidades independentes, do governo ou em associação. A ENE possui vários sistemas isolados nas seguintes províncias: Bié, Bengo, abinda (o mais importante), Huambo, Malange, Moxico e Uíge. A capacidade instalada destas redes isoladas foi de cerca de 159 MW em 2008 (84% centrais térmicas) encontrando-se cerca de 72% operacional, figura 2.2. No que concerne às indústrias, quase todas têm a sua própria produção de energia para compensar o fornecimento irregular da rede. A capacidade total da autoprodução é de cerca de 20% da capacidade total do país, representando 225 MW. Embora não se saiba quantos consumidores domésticos possuem geradores de energia, as estimativas do governo indicam que poderão atingir os 75% dos consumidores em algumas zonas urbanas.

A ENE e o GAMEK são responsáveis pela maior parte das linhas de transporte. Nas províncias não cobertas por nenhum dos três sistemas, o transporte é gerido por empresas ou pelos governos locais, porém, estas últimas entidades não funcionam como operadoras do sistema de transporte. Existem também outros sistemas de menor dimensão que fizeram parte de sistemas mais amplos, mas que se encontram actualmente a funcionar em regime isolado pela razão da destruição infligida às redes de distribuição de electricidade [26, 27].

Redes	Capacidade instalada (MW & %)		Capacidade disponível (MW & %)		Energia produzida (GWh)	
Sistema Norte	928	73,90%	802	78,60%	3 370 652	83,20%
Hídrica	700	55,70%	655	64,20%	2 934 787	72,50%
Térmica	228	18,10%	147	14,40%	435 865	10,80%
Sistema Central	87,2	6,90%	40,8	4,00%	199 721	4,90%
Hídrica	14,4	1,10%	10,8	1,10%	58 873	1,50%
Térmica	72,8	5,80%	30	2,90%	140 848	3,50%
Sistema Sul	82,2	6,50%	63,4	6,20%	230 020	6,70%
Hídrica	40,8	3,20%	27,2	2,70%	134 420	3,30%
Térmica	41,4	3,30%	36,2	3,50%	95 600	2,40%
Sistemas Isolados	159,1	12,70%	114,6	11,20%	249 886	6,20%
Hídrica	26,2	2,10%	24,4	2,40%	18 446	0,50%
Térmica	132,9	10,60%	90,2	8,80%	231 440	5,70%
Total Hídrica	782,4	62,30%	717,4	70,30%	3 146 525	77,75%
Total Térmica	475,1	37,80%	303,6	29,70%	93 753	22,30%
Total	1 257	100%	1 021	100%	4 050 279	100%

Tabela 2.1 - 2 Potências instaladas e disponíveis em Angola por sistemas [28]

A interligação dos três sistemas é um dos maiores desafios da IFE, pela razão de que permitiria aumentar significativamente a eficiência de funcionamento do sistema, ao permitir compensações. Há expectativa de que o projecto para transporte de energia da República Democrática do Congo para a África do Sul venha a interligar, no seu traçado, os três sistemas de Angola. Porém, a ENE, prevê um crescimento da capacidade de todos os sistemas até 2016 em cerca do dobro relativamente a 2006, elevando igualmente a energia disponível no país. Dos três grandes sistemas, o Sistema Norte continuará a representar a maior parcela de toda a energia gerada no país. Dos sistemas isolados geridos pelas entidades locais e independentes, será o de Cabinda que mais crescerá em 2016, atingindo cerca de três vezes a potência de 2006, tabela2.2 [26, 27].

Ano	Sistema Norte	Sistema Central	Sistema Sul	Uíge	Bié	Cabinda	Outros	total
2006	2130	409	143	11	10	88	12	2803
2011	3006	608	191	16	14	153	18	4007
2016	4110	855	260	22	18	215	25	5505
Kwh/hab (2016)	454	206	154	12	9	533	37	216

Tabela 2.2 - 3 Estimativa da capacidade de produção de energia em Angola (GWh) [24].

2.4 Produção e consumo

Angola tem feito investimentos substanciais no sector da energia desde 2002 para restaurar e reconstruir toda a infra-estrutura destruída durante a guerra civil. Estimativas recentes do Banco Mundial indicam que estes investimentos levaram a um aumento da capacidade de produção de 1765 GWh, em 2002, para cerca de 4172 GWh em 2009, figura 2.2.

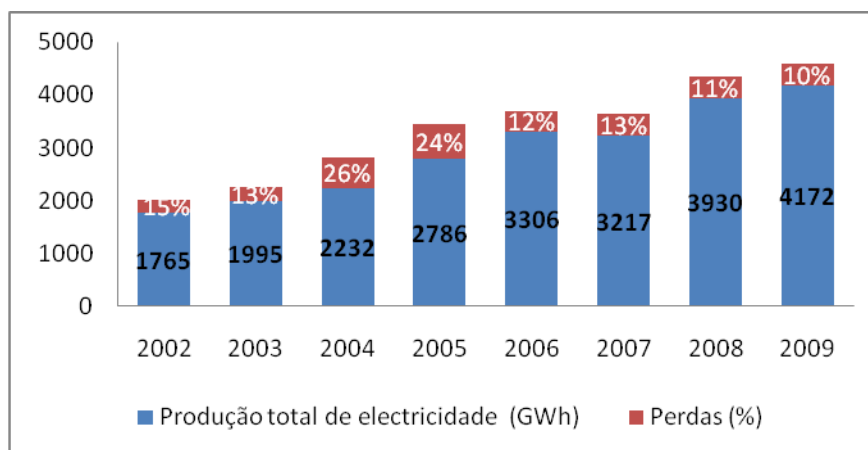


Figura 2.2 - 6 Evolução da produção de electricidade e das perdas de energia em Angola - dados extraídos de: [20]

Em termos de capacidade de produção per capita, Angola apresenta-se melhor, que a média de países africanos tanto pobres em recursos naturais como de países ricos. Angola possui 70 MW de capacidade instalada por milhão de pessoas, a média dos países ricos em recurso e dos países pobres em recurso é respectivamente 43 e 46 MW por milhão de pessoas. Além disso, uma proporção relativamente alta da capacidade de produção está realmente operacional. Em 2009 mais de 1000 MW ou 80% da capacidade instalada de produção de energia estava operacional, o que é superior, em média, aos países ricos em recursos naturais, onde cerca de 66% estava operacional. Este nível de potência instalada e operacionalidade é justificado pelo crescimento anual de 13% da sua capacidade de produção na década de 1999 à 2008 [21]. Na figura 2.3 pode observar-se a evolução do consumo total e per capita de Angola até 2009, que apresenta um crescimento para o dobro desde 2002 à 2009.

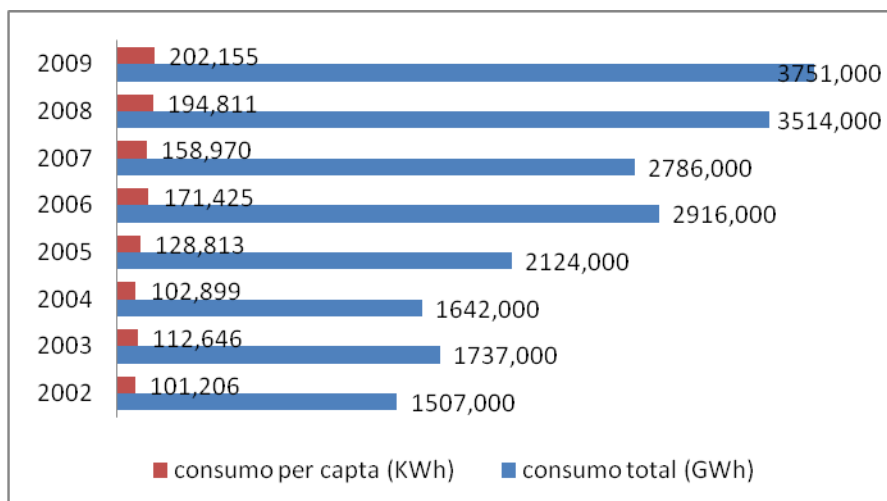


Figura 2.3 - 7 Consumo total e per-capita de electricidade em Angola - dados extraídos de: [20]

A energia hidroeléctrica representa cerca de dois terços da electricidade produzida em angolana, figura 2.4. O outro terço corresponde à energia produzida por geradores diesel, designadamente os que são geridos pelas autoridades provinciais e locais e os geradores particulares, correspondendo a parcela da energia proveniente de combustíveis fósseis, figura 2.5. Foi estimado que em certas cidades como por exemplo Lubango, os geradores domésticos correspondem a mais de 50% da capacidade instalada de produção de electricidade [17].

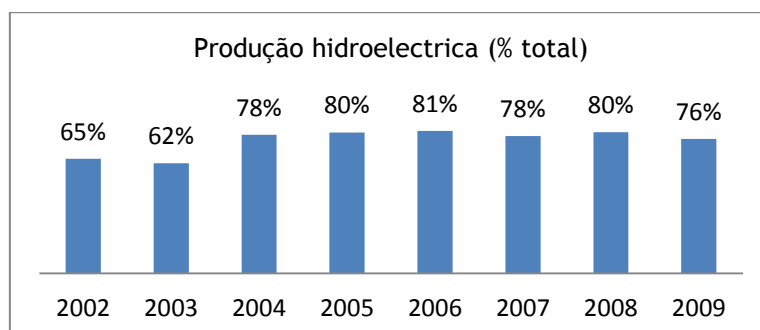


Figura 2.4 - 8 Percentagem de energia hídrica do total de produção em Angola - dados extraídos de: [20]

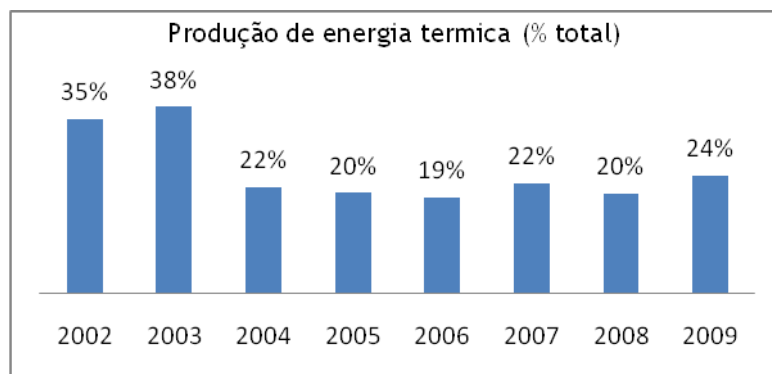


Figura 2.5 - 9 Percentagem de energia proveniente de combustíveis fósseis do total de produção em Angola - dados extraídos de: [20]

A Empresa Nacional de Electricidade de Angola (ENE) prevê um crescimento muito acentuado da energia disponível até 2017, tanto da proveniente de centrais hidroelétricas como de centrais térmicas e eólicas, as duas últimas com menos incremento. Estima-se que a energia hídrica em 2017, será cerca de 100 vezes superior a de 2010, com potências instaladas de 6077 MW e 641 MW, respectivamente. Já a energia termoelétrica crescerá apenas cerca de 3 vezes relativamente a 2010, atingindo 915 MW de potência instalada em 2017. A energia eólica terá um crescimento moderado, de ausência de produção em 2010 (0MW) para 120 MW em 2017, figura 2.6.

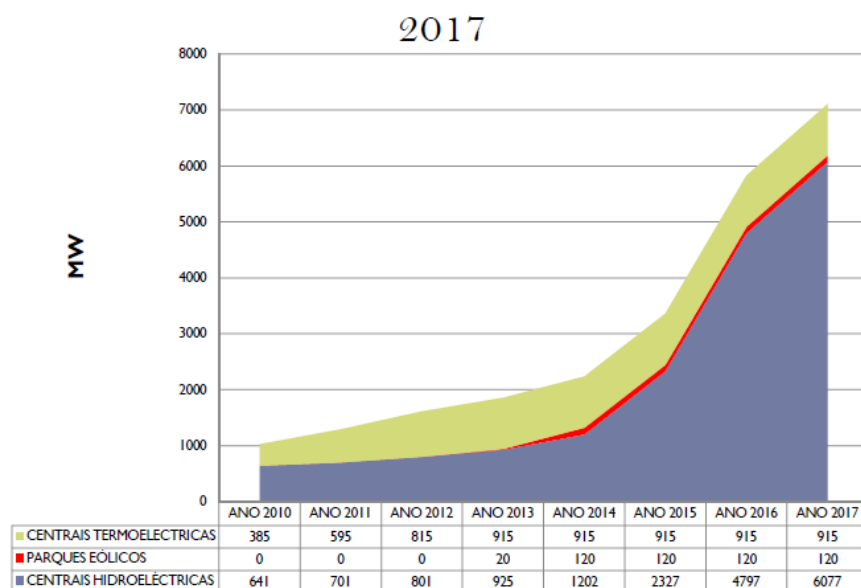


Figura 2.6 - 10 Previsão da matriz energética de Angola em 2017 [25]

2.5 Custos de produção e consumo

O custo de produção de energia está avaliado em USD \$ 0,16 por KWh, sendo relativamente elevado para os padrões dos países vizinhos da África Austral, figura 2.7. Estes custos elevados são em parte justificados pela dependência do país ao petróleo para produção de cerca de 40% de toda a sua energia a um custo de cerca de USD \$ 0,30 por KWh [21].

Por outro lado, as tarifas de USD 0,042 por KWh, estão entre os mais baixos de África, cobrindo apenas uma pequena fracção dos custos com a energia, figura 2.8. Estes preços podem ser um sério problema para o desenvolvimento do sector eléctrico de Angola [21].

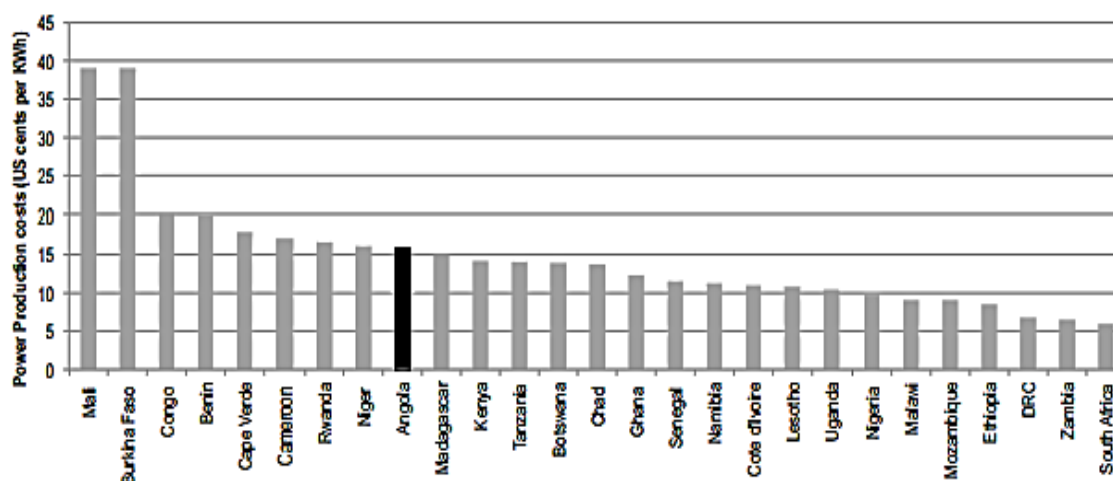


Figura 2.7 - 11 Custo de produção de energia em África [21]

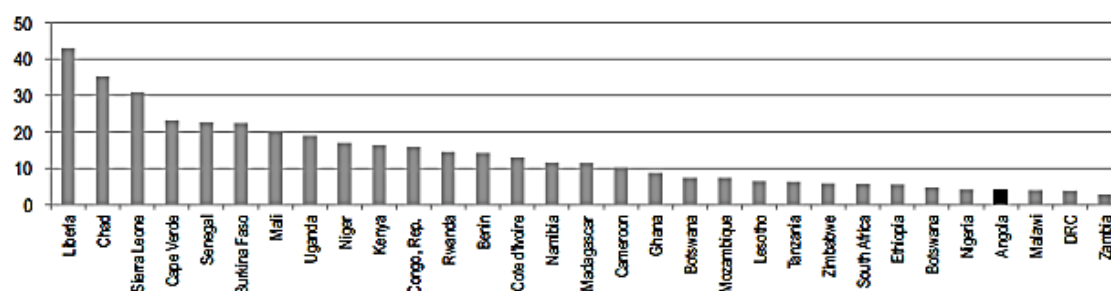


Figura 2.8 - 12 Preços pagos pela energia pela média dos consumidores em África [21]

Em parte devido a estas baixas tarifas, o sector de energia de Angola enfrenta uma difícil situação financeira. Tanto a ENE como a EDEL recebem subsídios directos e implícitos do governo, em dinheiro e através de baixos preços de combustível respectivamente, ainda assim, as 2 empresas não têm atingido a sustentabilidade económica no ano de 2000 a ENE

registou perdas de cerca de USD \$ 4 milhões. Em 2001 a EDEL registou perdas de cerca de USD \$ 15 milhões [21].

A ENE produz energia a USD \$ 0,16 por KWh e cerca de 70% desta energia é vendida à EDEL a uma tarifa de US \$ 0,022 por KWh, recuperando apenas 14% dos custos de produção. Os outros 30% de produção da ENE são distribuídos aos clientes nas zonas centrais e sul de Angola a um preço de \$ 0,042 por KWh, recuperando apenas 26% dos custos de produção. Para a EDEL o custo de aquisição, transmissão e distribuição de energia é de cerca de US \$ 0,07 por KWh, mas a tarifa cobrada ao consumidor final é de \$ 0,042 por KWh, recuperando apenas 60% dos custos. Além disso, as perdas na distribuição na ENE são substâncias, apresentando valores entre 18 e 23 por cento da produção embora haja uma tendência de melhoria com o passar dos anos. As perdas para a EDEL são muito piores representando cerca de 36%, dos quais 15% é atribuído a perdas técnicas e 21% a furtos por meio de conexões ilegais, falta de mediadores e sistemas de cobrança deficientes [21].

A falta de pagamento do consumo de energia é elevada. Esta cultura de não pagamento do consumo de energia impede seriamente o desempenho financeiro. Em média apenas 40% da energia é facturada, e destes, apenas 42% dos consumidores pagam a factura. Esta taxa de cobrança e pagamento é extremamente baixa comparando com outros países africanos. Embora o rácio da facturação/pagamento da energia pelo consumidor final seja superior ao mesmo rácio entre a ENE e a EDEL, o não pagamento da energia pelo consumidor final provoca o não pagamento da energia comprada pela EDEL à ENE, que por sua vez provoca o não pagamento do combustível comprado pela ENE à Sonangol. Esta ineficiência contribui para um défice financeiro combinado de cerca de US \$ 600 milhões no sector da energia [21].

A tarifa média tem crescido lentamente em termos nominais durante os últimos anos, mas não tem sido capaz de acompanhar o rápido aumento dos custos. A figura 2.9 ilustra o desenvolvimento nominal e o desenvolvimento real das tarifas no período 2003-2005, ao mesmo tempo que dá a conhecer o nível inflacionário vivido na altura. As barras azuis mostram os ajustamentos tarifários que deveriam ter lugar para preservar a tarifa real face ao rápido crescimento dos custos. A barra vermelha apresenta o nível corrente da tarifa, e a barra verde o desenvolvimento da tarifa média em Angola ajustado à inflação [26].

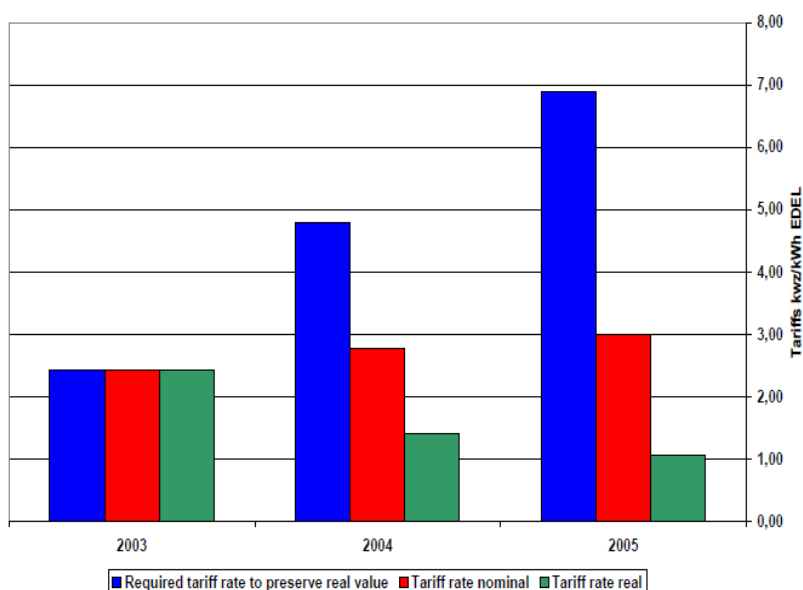


Figura 2.9 - 13 Angola Inflação versus crescimento da tarifa [26]

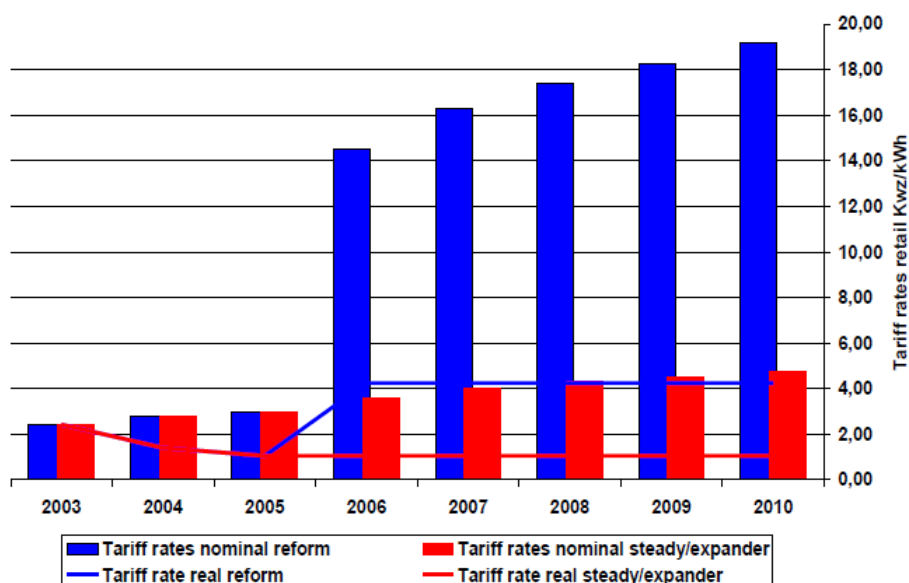


Figura 2.10 - 14 Desenvolvimento médio da tarifa no período 2003-2010 [26]

A tarifa real é aproximadamente 43% do nível de 2003 e muito embora os preços tenham subido muito em termos de dólares americanos devido ao valor das fortes políticas de reforço do Kwanza, moeda nacional, a erosão significativa do valor real das receitas tarifárias tem contribuído para a presente situação constrangedora das finanças do sector. Esta é a situação em que se encontram as tarifas que poderá ter um grande impacto tanto na questão dos subsídios como na habilidade de Angola para atrair capitais privados para o sector. Porém, o

desenvolvimento da tarifa nominal e da tarifa real em diferentes cenários, se fossem efectivados a partir de 2006, pode ser visto na Figura abaixo 2.10, [26].

2.6 Recursos energéticos

Os estudos desenvolvidos pelas organizações internacionais dos EUA, da China e da OCDE sobre o potencial energético angolano, identificam condições propícias à produção de energia de fonte nuclear. Estes estudos estimam em alta as reservas de gás natural de Angola, que são vistas como uma das fontes de energia passíveis de utilização em futuras centrais de ciclo combinado, figura 2.11. Esta possibilidade é vista como menos interessante quanto aos custos, do que a utilização dos vastos recursos hídricos que este país possui. O potencial de energia hídrica em Angola está avaliado em 150000 GWh/ano no geral, dos quais 72293 GWh/ano corresponde ao potencial economicamente viável distribuído pelas 47 bacias hidrográficas, (tabela 2.3), totalizando cerca de 147 m³ de caudal anual. Existem em Angola cerca de 10 centrais hidroeléctricas e há recurso para a construção de cerca de 150 centrais deste tipo, excluindo as centrais de mini e micro produção [17, 19].

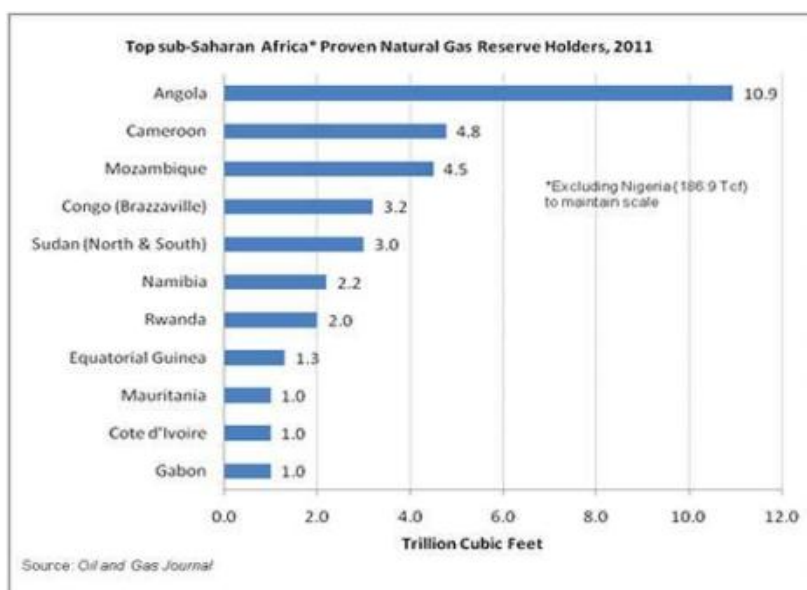


Figura 2.11 - 15 Reserva de gás natural na África Subsaariana [18]

Regiões	Área da bacia (km ²)	Capacidade potencial (MW)	Capacidade Potencial (GWh)	Capacidad e Instalada (MW)	Instalada como % do potencial
Kuanza	147 738	8 199	34 746	700	8,5 %
Keve	23 000	3 020	11 786	41	2%
Cunene	128 600	2 492	6 225	49	3%
Catumbela	16 640	1 930	10 660		0%
Longa	23 320	1 190	4 796		0%
N'gunza, Quicombo, Evale e Balombo	17 270	1 086	3 488		0%
Kubango	148 860	350	592		0%
	505 428	18 267	72 293	790	4,3%

Tabela 2.3 - 4 Potencial hídrico de Angola - Adaptado de: [23]

Angola possui também recursos apreciáveis de biomassa, porém, com o fim da guerra civil estes recursos ficaram sujeitos a uma enorme pressão, com desflorestação extensiva na sequência de produção de carvão vegetal. O método de carbonização mais usado em Angola é o forno tradicional, construído através de um buraco feito no solo. Estas são construídas com tijolos de fabrico local, resistentes ao sobreaquecimento e que não se desgastam quando expostos ao sol e à chuva. [17, 16].

2.7 Electrificação geral

O aumento de investimentos em infra estruturas de energia não tem sido necessariamente traduzido em aumento significativo da electrificação no país. A partir de 2009 apenas 30% da população beneficiou de acesso a energia eléctrica. Este valor é inferior à média de 46% para os países africanos ricos em recursos naturais. Apesar de não haver dados sobre o acesso à energia por zonas urbana versus rural sabe-se que a capital do país, Luanda, consome cerca de dois terços de toda a electricidade disponível, indicando haver muito baixo acesso à electricidade nas zonas rurais [21].

Mesmo com a gestão do sistema de energia com base no improviso para a disponibilização de electricidade, o sistema tem-se mantido relativamente firme, em parte devido ao recurso de geradores de emergência particulares. Mas apesar disto, há sérios problemas no sector que dificultam o acesso à electricidade. Actualmente a energia eléctrica fornecida é de reduzida qualidade e fiabilidade. Existem assim, várias restrições ao fornecimento de energia eléctrica que inibem o desenvolvimento do sector [21, 26]:

- O déficit de produção

- A limitação da capacidade das linhas de transporte
- A existência de elevadas perdas nos sistemas eléctricos
- A não reflexão dos custos efectivos nas tarifas, nem sequer os custos operacionais
- A ausência de interligação dos sistemas eléctricos, o que constitui perdas de oportunidade em termos de economias de escala e do aumento da fiabilidade

O abastecimento inadequado de energia eléctrica é uma grande limitação à actividade do sector privado. Em 2007 Cerca de 84% das empresas foram sujeitas a quedas de energia, com duração média de 21 horas e 8 quedas/mês. Agravada nas grandes empresas, com pelo menos 16 quedas/mês, e sobretudo fora de Luanda. Em 2007, pelo menos 68% das empresas sedeadas em Luanda e 90% das empresas situadas fora de Luanda usaram os seus próprios geradores para compensar o fraco abastecimento da rede pública, produzindo cerca de um terço das suas necessidades energéticas. Actualmente, pelo menos 900 MW de auto-geração tem sido utilizado pelas empresas, o que não é muito aquém da capacidade de produção da ENE. A auto-geração em Angola é baseada em motor diesel e pode custar até US \$ 0,40 por quilowatt-hora (KWh) para operar, apesar do preço do gasóleo ser relativamente baixo. Por outro lado, o custo para obtenção de uma conexão às redes existentes é cerca de dez vezes a renda per capita do país, embora estes custos sejam mais baixos que no resto de África [21].

A “Estratégia para o desenvolvimento do sector da Electricidade”, elaborada pela Agência Internacional de Energia (AIE) em 2006 em colaboração com a ENE, não inclui um programa de electrificação rural, mas apela à investigação do potencial das energias de fontes renováveis para utilização no espaço rural. Para além da energia mini e micro hídrica, é citada a energia eólica e a solar fotovoltaica. A energia solar pode ser usada para fornecer electricidade a pequenas comunidades em zonas sem acesso à rede geral embora com custos elevados. Mesmo nos centros urbanos a energia fotovoltaica pode revelar-se muito eficiente em projectos de maior intensidade energética como escolas, sistemas de abastecimento de água, estações de telecomunicações, electrificação de postes ou de semáforos. No entanto, a energia de fontes alternativas e renováveis representam até ao momento uma parcela muito pequena do consumo em Angola, figura 2.12, [17].

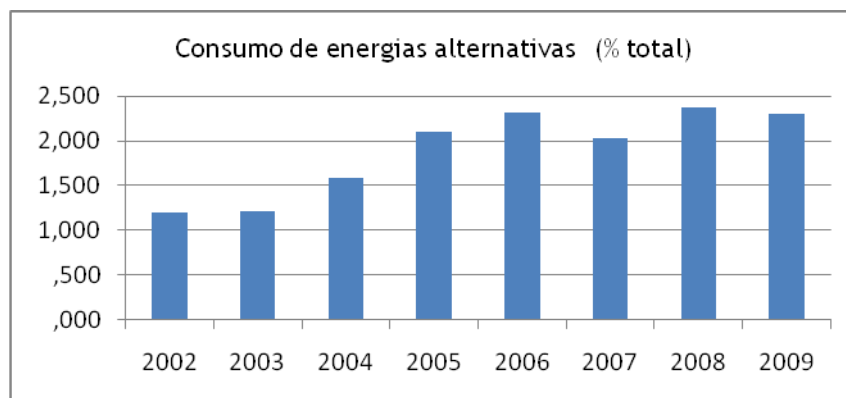


Figura 2.12 - 16 Percentagem de consumo de energias alternativas em Angola - dados extraídos de: [20]

Capítulo 3

Local de Instalação, Avaliação de Recurso e Produção

3.1 Introdução

Este capítulo aborda a caracterização dos recursos eólicos e solar da localidade do Biopio pertencente a cidade do Lobito (Angola), seleccionada para o estudo de instalação do sistema eólico/fotovoltaico.

A caracterização das disponibilidades de vento e sol são fundamentais para uma análise coerente e económica da instalação do sistema eólico e/ou fotovoltaico. A existência de recurso viável e em altos níveis pode representar uma forte oportunidade para a produção de energia limpa e ser uma solução energética para as localidades. Por isso, vários países onde o aproveitamento da energia eólica é mais significativo, têm realizado medições da velocidade do vento com modernas estações de medição e contam com estas bases de dados para inúmeras localidades. Em alguns destes países as medições têm sido realizadas fundamentalmente com fins meteorológicos com registos a cada 3 horas, não sempre automatizados, e os dados têm sido “comprimidos” aos seus valores médios (e outras magnitudes estatísticas) [8].

3.2 Escolha do local

O Sistema Centro prolonga-se do Porto do Lobito em direcção ao Leste, abastecendo as províncias de Benguela, Huambo e Bié, cuja produção representou, em 2008, cerca de 4,9% da electricidade produzida em Angola, figura 2.1. Neste sistema está operativa apenas 47% da sua capacidade instalada, pelo facto de ter sido a zona do país que sofreu maior destruição durante a guerra.

A localidade de Lobito pertencente ao Sistema Sul, possui cerca de 805.000 habitantes e tem no momento muitos sistemas isolados de fonte não renovável, por ser a zona do país onde há menos acesso à rede eléctrica por ter um sistema muito debilitado. Por esta razão e pelo facto de estar localizado num ponto de latitude baixa, a comuna do Biopio pertencente a cidade do Lobito é a localidade escolhida neste trabalho para estudar a viabilidade da instalação de sistemas eólicos/fotovoltaicos e desta forma aproveitar os recursos renováveis que possui como uma alternativa aos sistemas isolados de fonte não renovável que predominam no país.

A comuna do Biopio possui cerca de 8 mil habitantes e uma grande carência de energia eléctrica [38].

A falta de dados mais concretos sobre as localidades do Lobito leva a que se recorra a métodos alternativos de cálculos.

Para o cálculo da produção de energia e dimensionamento serão considerados os consumos de 1000 habitantes da comuna do Biopio com a vantagem de se ter sistemas de menor dimensão. Será usado o consumo per capita de Angola de 202,15 kWh anual, figura 2.3, assumindo um sistema que alimente em energia cerca de 1000 habitantes. A estimativa do consumo é dada por: $1000 \times 202,15 \text{ kWh} = 202150 \text{ kWh}$ de consumo anual para 1000 habitantes.

3.3 Avaliação de Recurso Eólico

A avaliação do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de colheita e análise de dados sobre a velocidade e o regime de ventos. Geralmente, uma avaliação rigorosa requer levantamentos específicos, de dados em aeroportos, estações meteorológicas e outras aplicações similares, que podem fornecer uma primeira estimativa do potencial bruto ou teórico de aproveitamento da energia eólica [14].

As medidas de vento utilizadas para a avaliação de recurso eólico são a velocidade média no tempo (m/s) a uma determinada altura, a direcção média e a densidade de potência (W/m^2) média anual [14].

Para Lobito, a escassez de informação disponível limita a qualidade dos dados de velocidade de vento. No entanto, a NASA contém informação da velocidade do vento mensal para Lobito a 20 m, figura 3.1. Nesta tabela podem também ser observados os índices de insolação para os 12 meses do ano, podem ser observados valores de temperatura que também serão úteis quando se estiver a fazer o dimensionamento do sistema.

Para se avaliar a melhor direcção do vento será usada a figura 3.2 do ano de 1951, que embora pouco perceptível indica que a melhor direcção do vento é SW (Sul-Oeste), figura 3.2.

Variable	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Insolation, kWh/m ² /day	5.85	5.78	5.14	5.16	5.38	5.05	5.00	5.37	5.67	5.02	5.12	5.37
Clearness, 0 - 1	0.53	0.53	0.50	0.55	0.64	0.64	0.62	0.60	0.58	0.47	0.47	0.49
Temperature, °C	22.82	22.96	22.85	23.48	24.04	22.33	21.94	23.04	23.89	23.47	22.79	22.85
Wind speed, m/s	3.68	4.19	3.88	4.54	4.59	4.77	5.14	5.34	6.15	4.83	4.46	4.05
Precipitation, mm	21	42	141	80	6	0	0	0	3	17	44	41
Wet days, d	6.0	6.6	9.1	6.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.6	4.7	7.3	7.0

Figura 3.1 - 17 Velocidade do vento e índice de insolação (n/N) para Lobito extraído de [30]. Fonte original a NASA.

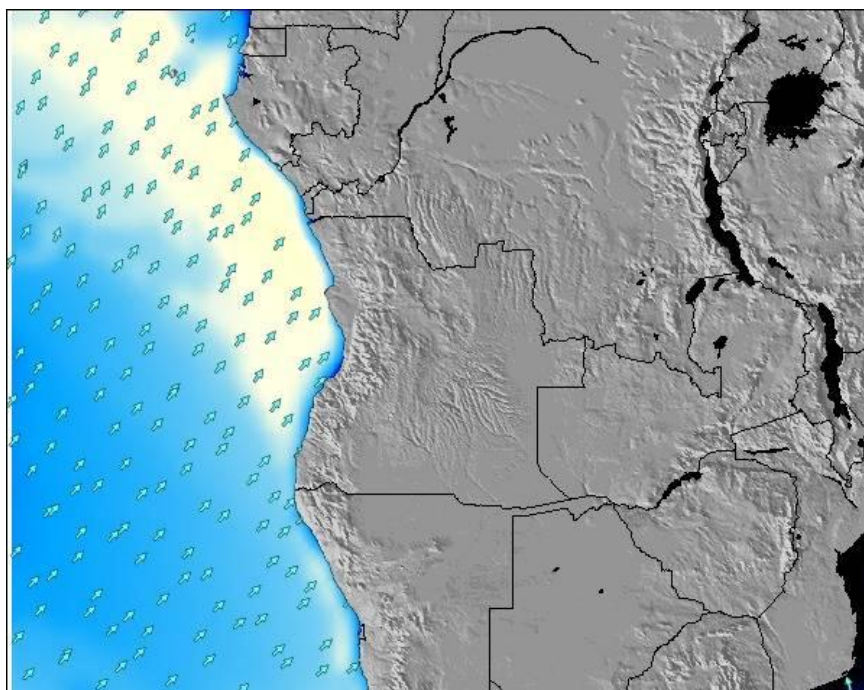


Figura 3.2 - 18 Direcção do vento para localidade de Lobito, extraído de: [52]

3.4 Produção de Energia Eólica

O valor da energia produzida pelo gerador eólico pode também ser calculado com recurso a função de distribuição de Weibull e a característica de conversão do gerador eólico. No entanto, para este aerogerador este cálculo não é necessário visto que é dado já o valor da energia que o aerogerador produz em função da velocidade, e não é disponibilizada a característica de conversão [7].

A Distribuição de Weibull representa a probabilidade de ocorrência da velocidade média do vento, e pode ser calculada pela expressão seguinte [7]:

$$f(V) = \frac{K}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{(K-1)} e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^K} \quad \text{Equação 3.1}$$

Esta função é caracterizada por um factor de escala com as dimensões de velocidade, A, denominado por velocidade característica, e um parâmetro adimensional, K, denominado por factor de forma, que caracteriza a assimetria da distribuição de frequência [7].

Uma vez obtida a função densidade de probabilidade de Weibull para determinada velocidade média de vento $f(V)$, para um determinado local, e sabendo qual a potência eléctrica à saída do aerogerador para a gama de velocidade de vento apresentada na curva de características da potência do aerogerador $Pe(V)$, é possível calcular o valor esperado para a produção de energia anual pela seguinte expressão [7]:

$$E_{eol.ano} = 8760 \sum_{V_o}^{V_{max}} f(V) Pe(V) \quad \text{Equação 3.2}$$

$E_{eol.ano}$ - Energia eólica produzida pelo aerogerador por ano.

Onde $f(V)$ é a função densidade de probabilidade da velocidade média do vento, $Pe(V)$ é a característica eléctrica do sistema aerogerador V_o é a velocidade de vento mínima para o arranque do aerogerador (Velocidade de cut-in) e V_{max} é a velocidade máxima de funcionamento (velocidade de Cut-Out), sendo o aerogerador travado para velocidades de vento superiores a esta por razões de segurança que se prendem com as cargas mecânicas máximas que a estrutura pode suportar [7].

No entanto embora se possa utilizar a função Weibull, calcular-se-á a potência do aerogerador com recurso ao gráfico da figura 3.3, que tem a informação relativa a conversão de vento em energia [7].

A turbina escolhida é a da marca Chilook, com altura de 40 m e diâmetro do rotor de 17 m. Esta turbina, oferece uma gama de produção elevada o que diminui os riscos de indisponibilidade de energia para a satisfação da carga. As características desta turbina encontram-se na tabela 3.1 e no gráfico da figura 3.3.

Área varrida	227 m ²
Potência nominal	65 kW a 10m/s
Diâmetro do rotor	17 m
Altura	40 m
Velocidade min de produção	2,3 m/s
Velocidade máxima de produção	20 m/s

Tabela 3.1 - 5 Características da turbina eólica escolhida da marca Chilook.

Os valores de velocidade de vento da figura 3.1 foram obtidos para uma altura de 20 m. É necessário corrigir estes valores para a altura do aerogerador que se pretende utilizar (40 m), com vantagens no aumento da energia disponível (mais velocidade de vento). Usa -se a seguinte relação [50]:

$$V_{40} = V_{20} \times (40/20)^n \quad \text{Equação 3.3}$$

n - valor de windshear, que é igual a 0,25 para localidades planas.

Velocidades médias diárias para cada mês, (40 m)											
Jan	Fev	Març	Abr	Maio	Junh	Julh	Agos	Set	Out	Nov	Dez
4,37	4,98	4,61	5,39	5,4	5,67	6,11	6,35	7,31	5,74	5,30	4,81

Tabela 3.2 - 6 Velocidades médias diárias para os meses do ano, calculada para 40 m.

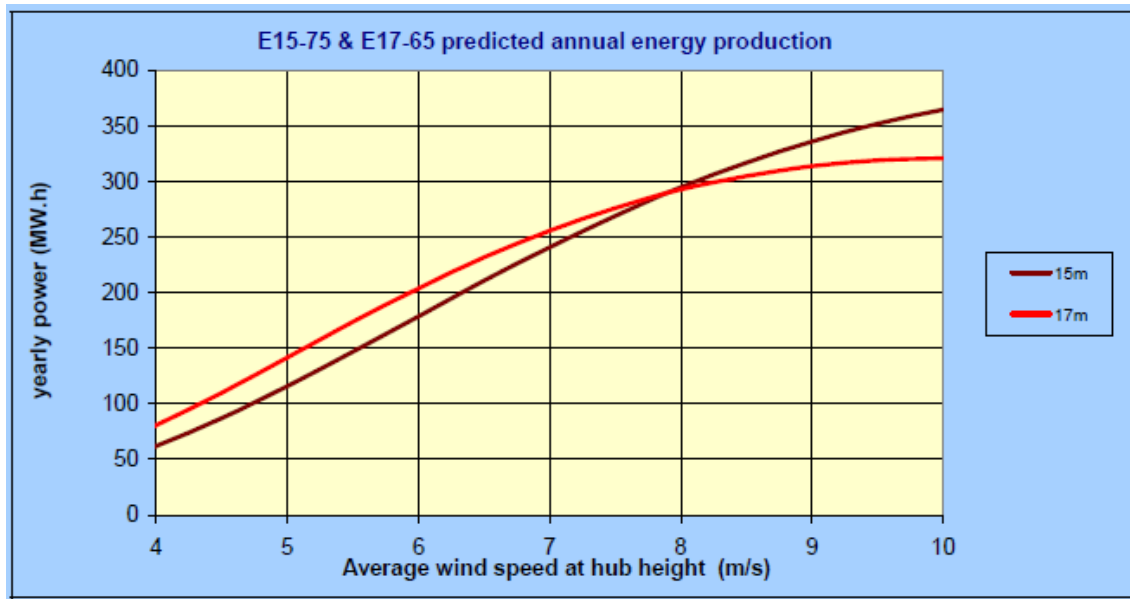


Figura 3.3 - 19 Característica de potência da turbina escolhida [32]

É necessário garantir que haja energia disponível também no mês de menor recurso eólico. Por isso, para o cálculo da potência a instalar utiliza-se a velocidade média do mês que corresponde a velocidade média mais baixa sendo esta a de Janeiro. A velocidade média de vento do pior mês é de 4,37 em Janeiro. Utilizando a característica da turbina da figura 3.3, a energia produzida por uma turbina para este valor de velocidade de vento é cerca de 100000 kWh [50].

A potência da turbina pode ser calculada da seguinte forma [50]:

$$P_{aero} = 1/2 \times \rho \times V^3 \times A \times C_p \quad \text{Equação 3.4}$$

P_{aero} - Potência eléctrica produzida pelo aerogerador;

ρ - Massa volumétrica do ar;

A - Área do rotor;

V - Velocidade do vento.

C_p - Factor de Potência

$$\rho = 1,194 \text{ kg/m}^3$$

$$C_p = 0,5$$

$$A = 227 \text{ m}^2$$

Utilizando a equação 3.4 a potência eléctrica que este aerogerador produz a velocidade de 4,37 é a seguinte:

$$P_{aero} = 1/2 \times 1,194 \times 4,37^3 \times 0,5 \times 227 = 5,6 \text{ kW}$$

Somando as velocidades de vento de todos os meses obtém-se o total de velocidade de vento de um ano. Podemos relacionar esta velocidade total no ano com a energia total a produzir pelo sistema ao fim de um ano. A potência total disponível num ano pode ser calculada utilizando a equação 3.4 e inserida nesta, o total de vento no ano.

$$n(\text{horas}) = \frac{100000 \text{ kWh}}{0,5 \times 1,194 \times (65,89)^3 \times 0,5 \times 227} \approx 5 \text{ horas/dia} \quad \text{Equação 3.5}$$

Para satisfazer o consumo de 100000 kWh anual com o sistema a funcionar durante 5 horas por dia, com o vento de 4,37 m/s será necessário o seguinte número de aerogeradores, equação 3.6:

$$Neol = \frac{E_{eol.ano}}{P_{eol} \times n(\text{horas}) \times 30 \times 12} = \frac{100000 \text{ kWh}}{5,6 \text{ kW} \times 5 \times 30 \times 12} = 10 \text{ aerogeradores} \quad \text{Equação 3.6}$$

$E_{eol.ano}$ - Energia eólica produzida por ano

$Neol$ - Número de aerogeradores a instalar

P_{eol} - Potência total do sistema eólico

$n(\text{horas})$ - Número de horas em que o sistema eólico deve funcionar para satisfazer o consumo de 100000 kWh

A potência total do sistema eólico é dada por:

$$P_{eol} = 10 \times 5,6 \text{ kW} = 56 \text{ kW} \quad \text{Equação 3.7}$$

Embora a potência a instalar no sistema eólico resulte em 56 kW, este valor é apenas teórico porque não tem ainda a consideração da potência de perdas, e do funcionamento do sistema com o banco de baterias. A inserção no sistema de um banco de bateria define o

número de horas que o sistema eólico estará a funcionar por dia, sendo que se temos um banco de bateria de grande capacidade de armazenamento e descarga o sistema eólico tende a funcionar durante menos horas, pois quando já não há recurso solar as baterias descarregam energia para a carga. Na realidade, para saber o número de horas e a energia que o sistema eólico fornece a carga é necessário efectuar um balanço energético do sistema eólico-fotovoltaico-Armazenamento considerando também o regime de carga.

3.5 Avaliação de Recurso Fotovoltaico

Foi estimado o valor da radiância diária para cada mês. Usou-se para isso, parâmetros geográficos da localidade de Lobito. Foram utilizados valores de latitude e longitude extraídos do Google Heart. Para uma latitude de 12,4° e longitude de 13° calculou-se a irradiação extraterrestre para cada hora e utilizou-se este valor para calcular o valor da irradiação global horizontal no interior da terra usando a relação:

$$H_g = H_o \times (a + b \times n/N) \quad \text{Equação 3.8}$$

Para locais com latitude entre 0° e 60° o parâmetro a pode ser calculado como $a = 0,29 \cos(\text{latitude})$ e b definido como $b = 0,52$ [35]. O índice de insolação “ n/N ” foi calculado com recurso à tabela 3.1, onde temos índices de insolação mensais. Calculou-se a média dos valores respectivos a todos os meses que resulta no valor de índice de insolação de 0,55.

N - número de horas de um dia

n - número de horas de insolação

H_g - irradiação global no interior da terra

H_o - irradiação extraterrestre

a e b parâmetros de conversão característicos de cada local.

Conseguiu-se o valor de irradiação diária para cada mês da tabela 3.4, utilizando a inclinação óptima para a localidade de Lobito. A inclinação óptima para sistemas isolados pode ser calculada adicionando-se 20° ao valor da latitude [34]:

$$\text{Inclinação óptima} = \text{Latitude} + 20^\circ = 32,4^\circ \quad \text{Equação 3.9}$$

Para a cidade de Lobito, os meses com menos insolação são Julho, Agosto, Setembro e Outubro. As horas de sol por dia são de 4,2 h por dia em Agosto e 8,3 h por dia em Maio. Há 2230 h de sol por ano e uma média de 6,1 h de sol por dia. A média de horas de sol para Angola está estimada em 6,4 h por dia em todo ano [51].



Figura 3.5 - 20 Insolação mensal para a cidade de Lobito [51].

Irradiação diária mensal calculada (kWh/m2/dia)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5,90	6,31	6,23	5,88	5,45	5,20	5,11	5,44	6,00	6,04	6,02	5,98

Tabela 3.4 - 7 Irradiação diária estimada para cada mês para a inclinação óptima da localidade de Lobito.

No entanto estes valores de irradiação sendo estimados são susceptíveis de erros de precisão cuja avaliação não se insere no âmbito deste trabalho. Estes erros podem ser sobretudo pela falta de precisão e uso de valores médios dos parâmetros. O ideal seria o uso de valores observados, que não foi possível obter, pelo que serão usados os valores disponíveis de irradiação estimada da tabela 3.4.da referência [14]

3.6 Produção de Energia fotovoltaica

O valor de produção de potência pelos painéis depende fortemente do valor de irradiância que atinge o painel, do seu rendimento e da inclinação diária. Optou-se por por uma inclinação fixa para todo o ano, mas com uma inclinação óptima média anual. Esta inclinação óptima média sendo fixa, representa a inclinação média diária em que a irradiação directa ganha melhor contacto com os painéis aumentando assim a energia produzida pelo painel [47].

Para a escolha do painel fotovoltaico teve-se em consideração o custo e o rendimento.

Os painéis do monocristalinos representam a primeira geração de painéis. O seu rendimento eléctrico é relativamente elevado (aproximadamente 16%, podendo subir até cerca de 23% em laboratório), mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras o que torna o preço final do painel elevado. Por outro lado, o seu fabrico implica um elevado consumo energético devido, vito ser necessária a utilização de materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita [14].

Os painéis de células poli-cristalinas têm um custo de produção inferior por necessitarem de menos energia no seu fabrico, mas apresentam um rendimento eléctrico inferior (entre 11% e 13%, obtendo-se até 18% em laboratório). Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, do sistema de fabrico [14].

Os painéis de células de silício amorfo são as que apresentam o custo mais reduzido e o seu rendimento eléctrico é também o mais reduzido (aproximadamente 8% a 10%, ou 13% em laboratório). As células de silício amorfo são películas muito finas, o que permite serem utilizadas como material de construção, além do aproveitamento energético [14].

Optou-se por um painel de células poli-cristalinas por ser mais barato e porque os valores de irradiação não da localidade de Lobito são já relativamente elevados, permitindo prescindir de rendimentos relativamente superiores dos painéis monocristalinos.

Optou-se pelo painel policristalino da SUNTECH cujas características estão descritas na tabela 3.5.

Characteristics	STP280-24/Vd	STP270-24/Vd	STP260-24/Vd
Open - Circuit Voltage (Voc)	44.8V	44.5V	44.0V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	35.2V	35.0V	34.8V
Short - Circuit Current (Isc)	8.33A	8.20A	8.09A
Optimum Operating Current (Imp)	7.95A	7.71A	7.47A
Maximum Power at STC (Pmax)	280Wp	270Wp	260Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	20A	20A	20A
Power Tolerance	±3 %	±3 %	±3 %

Tabela 3.5 - 8 características do painel de policristalino da SUNTECH

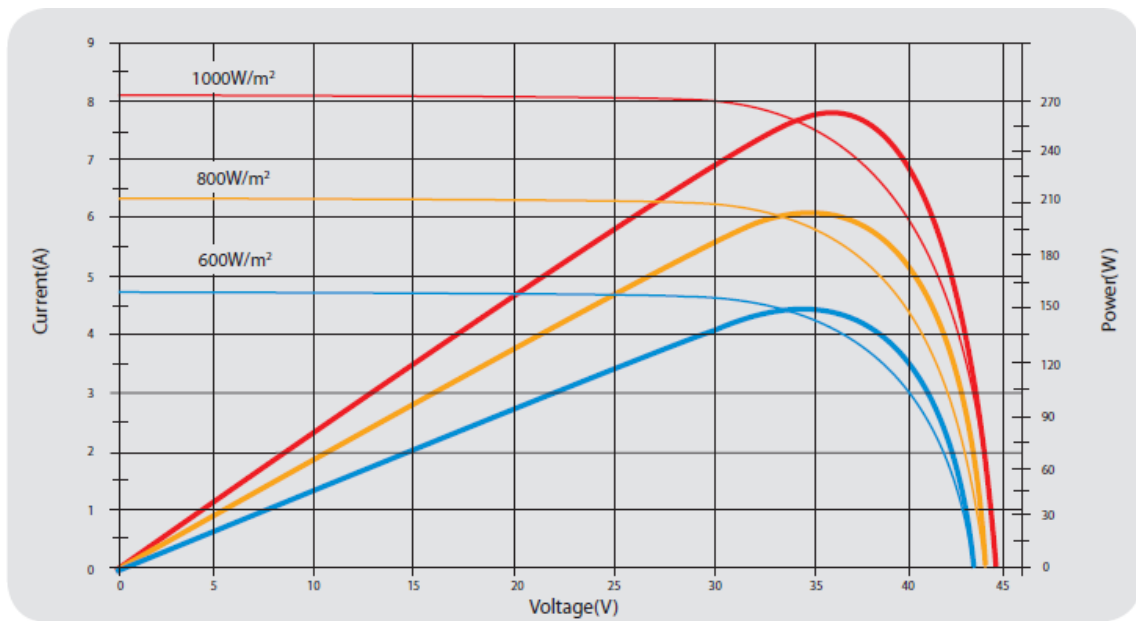


Figura 3.4 - 21 Curva de características de conversão da irradiância em potência instalada do painel de policristalino da SUNTECH.

Para o cálculo da potência instalada procura-se que o sistema fotovoltaico complemente o valor do consumo de energia não produzida pela turbina eólica. Por isso o cálculo da energia do fotovoltaico é conseguido pela equação 3.10:

$$E(fotov) = E(consumo) - E(eol) \quad \text{Equação 3.10}$$

$$E(fotov) = 202150 - 100000 \text{ kWh} = 102150 \text{ kWh}$$

Para calcular a potência para o sistema fotovoltaico e respectivo número de painéis será tido em conta os valores de insolação da figura 3.5. O pior mês é o de Agosto com uma insolação de 4,2 horas por dia.

$$n.ano = 4,2h \times 365 = 1533 \text{ h/ano} \quad \text{Equação 3.11}$$

$$P(fotov) = E(fotov.ano)/n.ano = 102150000/1533 = 66,74 \text{ kW} \quad \text{Equação 3.12}$$

P(fotov) - Potência instalada para o painel fotovoltaico

$E(\text{fotov. ano})$ - Energia que o sistema fotovoltaico deve produzir ao ano

$n. \text{ ano}$ - Número de horas de utilização da potência instalada por ano

$N_{\text{painéis}}$ - Número de painéis

P_{painel} - Potência de um painel

O número de painéis a utilizar será:

$$N_{\text{painéis}} = P(\text{fotov})/P_{\text{painel}} = 66,74 \text{ kw}/260 \text{ w} \approx 257 \text{ painéis} \quad \text{Equação 3.13}$$

3.7 Consideração das perdas no sistema

São aqui apresentados os valores potência, energia e horas de utilização da potência, calculados neste capítulo. Estes cálculos foram obtidos considerando o consumo de 1000 habitantes da cidade do Lobito.

Para a entrada da potência instalada nos geradores eólicos e fotovoltaicos é ainda necessário acrescentar a potência de perdas. Para sistemas isolados o valor de perdas pode atingir 40% dependendo do banco de baterias [47].

A potência de produção a inserir no sistema será:

$$P_t = P_{eol} + P_{FV} + P_{per} \quad \text{Equação 3.14}$$

$$P_{per} = 0,4 \times (56 \text{ kw} + 72,8 \text{ kw}) \approx 52 \text{ kw} \quad \text{Equação 3.15}$$

P_{per} – Potência de perdas a acrescentar aos geradores

A potência de perdas a acrescentar é de 52 kW. Este valor será acrescentado ao sistema eólico e fotovoltaico de forma igual (50% para cada), por isso, a eólica será acrescida de 26kW e a fotovoltaica também ao mesmo valor.

$$P(eolic) = 56 \text{ kW} + 26 \text{ kW} = 82 \text{ kW} \quad \text{Equação 3.16}$$

$$P(fotov) = 72,8 \text{ kW} + 26 \text{ k} = 100 \text{ kW} \quad \text{Equação 3.17}$$

Considerando que cada aerogerador produz uma potência estipulada de 5,6 kW a velocidade 4,37 m/s, o número de aerogeradores necessários pode ser recalculado para considerar o valor de perdas, utilizando a equação 3.6:

$$N_{eol} = 82 \text{ kW} / 5,6 \text{ kW} = 15 \text{ aerogeradores}$$

O número de painéis também pode ser recalculado pela equação 3.13:

$$N_{painel} = 100 \text{ kW} / 260 \text{ W} = 385 \text{ painéis}$$

Resumo dos cálculos efectuados	
Energia consumida por ano (1000 habitantes)	202150 kWh
Energia a produzir pela eólica se o funcionar 5h/dia	100000 kWh
Potência gerada por cada aerogerador (pior caso)	5,6 kW
Número de geradores eólicos a instalar	15
Potência gerada pelo sistema eólico (pior caso)	82 kW
Energia a produzir pelo sistema Fotovoltaico	102150 kWh
Utilização anual da potência fotovoltaica	1533 h
Potência a instalar no sistema fotovoltaico	100 kW
Número total de painéis	384 painéis

Tabela 3.6 - 9 Resumo dos pré-dimensionamento para a eólica e fotovoltaico.

A tabela 3.6 apresenta os valores de energia, potência e número de componentes necessários para o funcionamento do sistema. Com esta configuração o sistema deve funcionar mesmo nas situações mais críticas, sendo que para a avaliação real da energia fornecida por cada sistema é necessário a inclusão das baterias e de uma análise de balanço energético e também das características do consumo. Se o balanço energético não permitir que o sistema eólico funcionar 5 horas por dia, o sistema eólico não fornecerá uma energia de 100000 kWh, ficando o valor da energia, dependente das horas em que o sistema estará a funcionar.

Capítulo 4

Arquitectura e configurações do sistema

4.1 Introdução

Um sistema híbrido é constituído por uma oferta de energia a partir de mais de um recurso primário, que neste caso é constituído por sistemas se fotovoltaicos, ambos já definidos no capítulo 4. É também constituído pela carga a alimentar que neste caso foi assumida para 1000 habitantes da localidade de Lobito associado ao consumo per capita do país. Os outros componentes integrados no sistema híbrido são: conversores de potência, armazenamento de energia e controladores de carga.

4.2 Arquitectura do sistema híbrido

O gerador eólico fornece uma tensão alternada (AC) ao passo que o gerador fotovoltaico fornece uma tensão contínua (DC) ou alternada (AC) tal como as cargas do sistema. São usados os conversores de potência para adequar o tipo de sinal (AC ou DC) que deve ser emitido ao sistema a saída de cada gerador. São usados também controladores de carga para gerir o funcionamento dos componentes do sistema sobretudo a carga das baterias [40].

Arquitectura 1

Esta é a configuração mais simples de um sistema híbrido eólico/fotovoltaico, constituída de geradores eólicos e fotovoltaicos conectados em paralelo através de um barramento de corrente contínua. Neste caso o aerogerador é também de corrente contínua, pois possui um rectificador interno que converte a potência para contínua, figura 4.1 [36].

O fornecimento de energia dos geradores ao barramento e do barramento às cargas é controlado por conversores independentes, que são representados pelos componentes “C” na

figura 4.1. Estes medem a tensão das baterias e procuram evitar a sobrecarga e a sobre-descarga destas baterias.

A vantagem deste tipo de arquitectura é que a qualidade de energia fornecida aos consumidores depende apenas do inversor ligado directamente à carga. Este inversor tem alguma tolerância às variações de potência na sua entrada, que tendem a ser compensadas pelas baterias que fornecem ou absorvem energia DC. O rendimento total destes sistemas é relativamente inferior quando comparados com outros tipos de arquitecturas, visto que em geral, para todas as fontes de energia é necessário fazer duas conversões AC-DC ou DC-DC, para fazer a interligação dos sistemas de produção e armazenamento e posteriormente para ser utilizada pelos consumidores é efectuada uma segunda conversão de DC para AC [36].

O preço deste tipo de arquitectura é substancialmente mais baixo em relação a outros, por utilizar tecnologia relativamente comum.

A maior desvantagem é a limitação de aumento de potência do sistema. O aumento da capacidade de potência injectada fica limitado ao inversor que se liga directamente à carga. Esta arquitectura possui também um rendimento mais baixo.

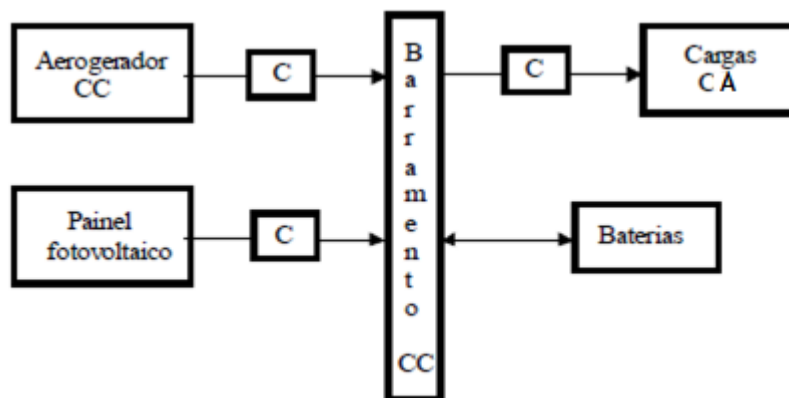


Figura 4.1 - 22 arquitectura híbrida de um barramento CC [36].

Arquitectura 2

Esta é uma arquitectura relativamente simples para sistemas híbridos com cargas do tipo CA e CC. É por isso constituída por um barramento CC e um barramento CA separados, onde são ligados os diversos equipamentos constituintes do sistema híbrido. Esta configuração pode ser usada também para alimentar apenas cargas do tipo CA, no entanto, quando assim é, é visto como uma arquitectura do tipo série, figura 4.2 [36].

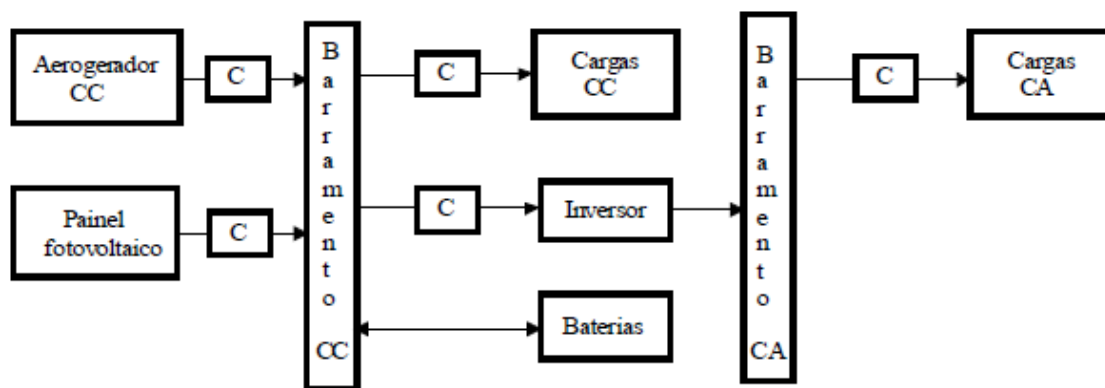


Figura 4.2 - 23 arquitectura híbrida de dois barramentos para alimentação de cargas CC e CA [36].

Arquitectura 3

Esta configuração apresenta maior complexidade em relação as arquitecturas anteriores, pois, possui dois equipamentos a funcionarem em paralelo no barramento CA, sendo necessário um maior controle sobre a frequência do gerador eólico. Esta arquitectura possui também um rectificador que permite que a energia injectada pelo gerador eólico CA possa ser injectada no barramento CC e consumida pelas cargas CC ligadas a este último, figura 4.3.

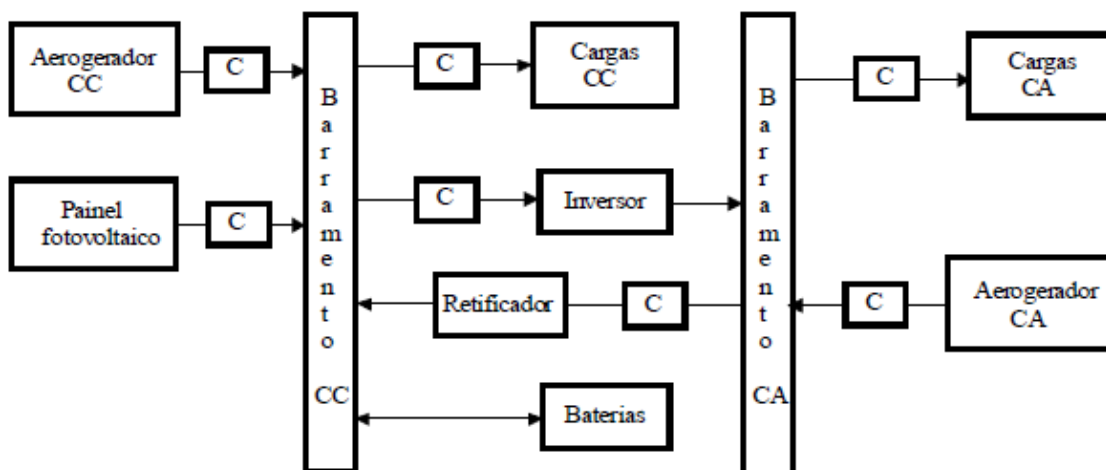


Figura 4.3 - 24 Arquitectura híbrida de dois barramentos, com equipamentos em paralelo nos barramentos CC e CA [36].

4.3 O sistema híbrido da INGETEAM

A arquitectura 1 é a que se insere melhor neste trabalho, por ser simples e barata. A INGETEAM possui um sistema integrado chamado INGETEAM IBRID MS (figura 4.4) baseado no tipo de arquitectura 1 (como se pode observar na figura 4.5) desenvolvido em 2010, que integra todos os componentes do sistema híbrido preparados para um funcionamento integrado [36].



Figura 4.4 - 25 sistema INGETEAM IBRID MS da INGETEAM [37].

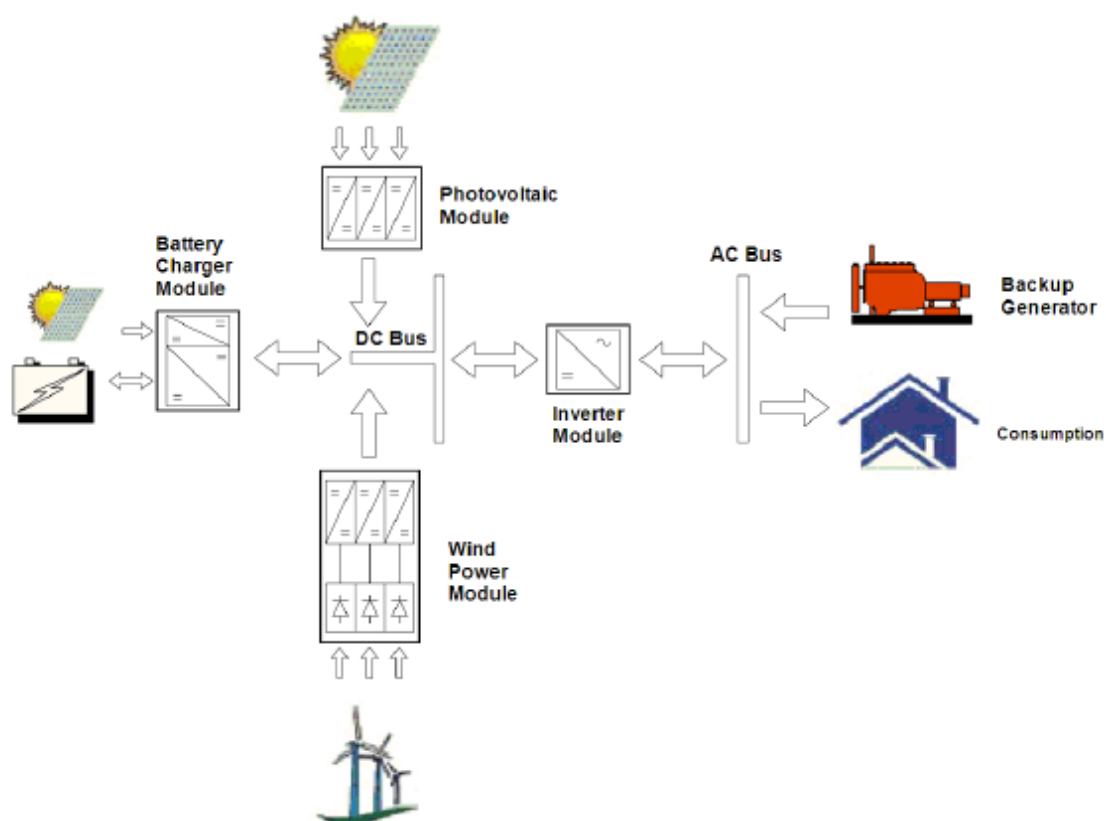


Figura 4.5 - 26 arquitectura híbrida usada no sistema INGETEAM IBRID MS [37].

As características do sistema INGETEAM IBRID MS e dos seus componentes podem ser encontradas na referência [37]. No entanto seguem-se algumas características dos importantes dos módulos do sistema:

Módulo da Bateria Potência máxima - 30 kW Gama de tensão - 240 á 500 Vdc Corrente máxima - 100 Adc	- A função do regulador é feita através de software de seguimento do MPPT. - Este módulo controla o carregamento e descarregamento do banco de baterias, evitando cargas e descargas profundas. - São disponibilizados até três módulos de bateria por instalação.
Módulo de Inversor Potência nominal - 30 kVA (cada entrada) Gama de Tensão - 380 à 430 Vac	O inversor irá funcionar como: - Inversor - Rectificador - Suporte para o gerador de back-up
Módulo de Fotovoltaico	Módulo composto por três entradas de 15 kW. As três entradas podem ser configuradas

Potência máxima - 15 kW Gama de tensão - 150 à 700 Vdc Corrente máxima - 30 Adc	como: - Três entradas independentes - Três entradas em paralelo (45 kW) (90 Adc)
Módulo de Turbina eólica Potência máxima - 15 KW Gama de Tensão - 70 à 495 Vac Corrente máxima - 24 Adc	Este módulo é composto por três entradas independentes de energia eólica. As três entradas podem ser configuradas como: - Três entradas separadas; - Entradas 1 e 2 em paralelo (30 kW) e entrada 3 separada (15kW) - Três entradas em paralelo (45 kW)

Tabela 4.1 - 10 Características dos módulos do sistema INGETEAM IBRID MS [37].

4.4 Configurações máximas dos painéis

Nesta secção são calculados os valores limite das tensões, correntes, potência e número de painéis máximos que se podem ligar ao sistema INGETEAM IBRID MS. Será necessário o cálculo do número máximo de painéis em série e em paralelo porque estes definem a tensão e a corrente que saem do sistema fotovoltaico para o inversor.

O número máximo de painéis que devem ser ligados em série deve ser calculado considerando a tensão máxima do módulo fotovoltaico. Este módulo vê a tensão da série de painéis. Por outro lado, as especificações de tensão da do módulo fotovoltaico são as mesmas para a entrada do inversor. O cálculo é feito pela equação seguinte [50]:

$$N_s^{max} = V_{modFV} / V_{painel} = 700 / 44,8 = 15,6 \approx 15 \text{ painéis/série} \quad \text{Equação 4.1}$$

N_s^{max} - Número máxima de painéis em série

V_{modFV} - Tensão máxima suportada pelo módulo fotovoltaico

V_{painel} - Tensão máxima de cada painel

O número máximo de séries de painéis que podem ser dispostas em paralelo pode ser calculado com a corrente máxima admitida pela entrada do módulo fotovoltaico e a corrente máxima de cada painel ou de uma série. A corrente máxima suportada pelo inversor é a máxima da entrada do módulo fotovoltaico. O calculado será o seguinte [50]:

$$N_p^{max} = I_{modFV} / I_{painel} = 30 / 8,33 = 3,6 \approx 3 \text{ painéis} \quad \text{Equação 4.2}$$

No entanto, a na folha de características do fabricante aponta para uma tolerância dos valores limite do painel de $\pm 3\%$. Para um dimensionamento correcto convém adequar o número de painéis em série à eventualidade desta situação. A corrente máxima do painel fica [50]:

$$I_{\text{painel}} = 8,33 + 0,03 \times 8,33 = 8,5799 \text{ A} \quad \text{Equação 4.3}$$

O número máximo de painéis em série é recalculado para a situação em que a corrente no painel ultrapassa em 3% a corrente máxima estipulada [50].

$$N_p^{\text{max}} = I_{\text{modFV}} / I_{\text{painel}} = 30 / 8,5799 = 3,5 \approx 3 \text{ painéis/série} \quad \text{Equação 4.4}$$

N_p^{max} - Número máxima de painéis em paralelo

I_{modFV} - Corrente máxima suportada pelo módulo fotovoltaico

I_{painel} - Corrente máxima de cada painel

Capítulo 5

Dimensionamento com o Homer Energy

5.1 Introdução

Neste capítulo será simulado o funcionamento real do sistema pré-dimensionado no capítulo anterior e efectuados estudos técnicos com o objectivo de otimizar o dimensionamento do sistema, sendo que para isso, será utilizado o software HOMER ENERGY. No pré-dimensionamento pretendeu-se apenas identificar os limites de funcionamento do sistema e alguma pré avaliação das potências a instalar, deixando o dimensionamento real para ser tratado no programa de simulação Homer Energy. Este software, é um modelo de optimização de micro centrais, que simplifica a avaliação de projectos de sistemas de energia, isolados ou ligados á rede eléctrica, para uma variedade de aplicações [37].

O HOMER ENERGY, solicita variáveis de entradas referentes às opções tecnológicas, aos custos de componentes e a disponibilidade de recursos. De seguida, é feita a simulação do funcionamento do sistema introduzido e fornecidos os resultados de operação do sistema e custos de forma completa [37].

Com este programa, é também possível efectuar uma análise de sensibilidade do sistema a diferentes configurações de variáveis de entrada e desta forma encontrar-se a solução mais real e interessante ao projecto.

5.2 Banco de baterias

Para a análise de funcionamento do sistema pré dimensionado no capítulo anterior, foi previamente escolhido o tipo de bateria para o sistema, a partir das diversas opções de baterias existentes no mercado para este tipo de sistemas e que o programa Homer Energy fornece com a respectiva ficha de características. Para isso, simulou-se o sistema com as várias baterias de 2V disponíveis no sentido da bateria de menor capacidade e preço para a bateria de maior capacidade e preço. O número de baterias por string utilizado nesta

simulação foi o mesmo para todas as simulações. O Homer Energy indica o valor da tensão do banco de bateria quando se introduz um determinado número de baterias por string. Nesta simulação escolheu-se o número mínimo de baterias por string, que garantisse uma tensão igual a tensão mínima admitida para o banco de baterias (240 V). Esta tensão (240V) é a tensão mínima que a arquitectura IBRID MS permite para a ligação de bancos de baterias. Desta forma, escolheu-se a bateria que permite que o sistema funcione com o mínimo de baterias, e com preços de mercado aceitáveis. A bateria escolhida foi a Hoppecke 24 OPzS 3000, de 2V, 3000 Ah e 6 kWh.

É agora feita uma avaliação do banco de baterias quanto aos limites de tensão e número de baterias ligadas em série necessárias para suportar as necessidades de carga nas horas sem recurso eólico ou/e solar, que não impliquem em demasiadas baterias para o sistema, pois funcionar com uma tensão mínima para as baterias aumenta o número de baterias necessárias (maior necessidade de baterias em paralelo) e aumenta muito as perdas do sistema. O ideal é avaliar o mínimo de baterias possíveis por string, avaliar o máximo de baterias possíveis por string e de seguida calcular o valor intermédio que não represente nem muitas perdas nem pouca margem de manobra.

Para calcular o número mínimo de células de 2 V em série divide-se a tensão mínima do módulo da bateria pela tensão mínima das células do bloco de baterias. Este último valor pode ser consultado na tabela 5.6, que é de 1,75 Vpc. O cálculo será [50]:

$$N_c^{min} = 240/1,80 \approx 137 \quad \text{Equação 5.1}$$

N_c^{min} – número mínimo de células de 2 V que devem se dispostas em série

O número máximo de células de 2 V que devem ser dispostas em série cumpre o mesmo princípio de cálculo anterior. Será determinado pelo quociente entre a tensão máxima do módulo da bateria e a tensão máxima de carregamento das células que é de 2,4 Vpc segundo a folha de características segundo o programa Homer Energy. O cálculo será [50]:

$$N_c^{max} = 500/2,4 \approx 208 \quad \text{Equação 5.2}$$

N_c^{max} – número máximo de células de 2 V que podem ser dispostos em série

O número exacto das células que serão dispostas em série será um valor intermédio entre o mínimo e o máximo garantindo uma margem suficiente entre estes dois valores. O cálculo será [50]:

$$N_c = 137 + (208 - 137)/2 \approx 172 \quad \text{Equação 5.3}$$

N_c – número de células de 2 V para instalação

A tensão da série de 172 baterias pode ser calculada na equação seguinte:

$$V_{bat} = 2V \times 172 \approx 344 V \quad \text{Equação 5.4}$$

V_{bat} – tensão nominal da bateria

Estes cálculos representam apenas os limites a que deve ser submetido o banco de baterias. Além disso é necessária uma avaliação das correntes de carga e descarga do banco de bateria e da sua capacidade de carga e, de seguida uma análise do funcionamento da bateria quando inserido no sistema. Estas avaliações serão feitas a seguir, juntamente com todo o funcionamento do sistema.

5.3 Variáveis de entrada

Nesta secção pretende-se definir as variáveis a introduzir no Homer Energy para a simulação do sistema. Estas variáveis são valores iniciais de potências instaladas, disponibilidade de recurso, limites e condições de funcionamento e custos Iniciais, custos de reposição e custos de Operação e Manutenção do sistema.

5.3.1 Custos associados a sistemas híbridos

Os custos associados a sistemas híbridos podem ser divididos em custos de investimento inicial, custos de operação e manutenção (O&M) e custos de reposição de equipamentos. O custo inicial compreende custos de projecto, de aquisição e transporte de materiais e equipamentos, e de instalação. Os custos de Manutenção e Operação compreendem normalmente custos fixos anuais, relacionados ao pagamento de operadores, aos gastos com combustível, com leituras e envio de facturas, aos procedimentos periódicos de manutenção preventiva e correctiva. Os custos de reposição de equipamentos referem-se às substituições dos componentes principais do sistema, devido ao fim de suas vidas úteis, que é fornecido pelo fabricante do componente [54].

5.3.2 Custos de Investimento Inicial

Para o sistema fotovoltaico o custo de investimento inicial referem-se principalmente aos módulos fotovoltaicos. De acordo com dados do mercado internacional, estima-se que o custo dos módulos varia entre 45% a 55% do investimento inicial do sistema fotovoltaico. O custo do módulo fotovoltaico está directamente relacionado com a potência de pico, sendo estimado em cerca de 4000-5000 €/kWp (Tabela 3.1) [54].

Para o sistema eólico, os custos de geração estão directamente relacionados ao recurso eólico disponível no local de instalação do sistema. Esta dependência pode inclusive ser considerada mais forte que a verificada em outras tecnologias, devido à relação cúbica existente entre a potência eólica e a velocidade do vento. Outro factor no custo é a robustez do sistema. Enquanto que a fotovoltaica compreende uma faixa limitada de potência por módulo, os aerogeradores variam de unidades de centenas de watts a alguns megawatts, o que pode representar consideráveis variações de preços. Dados do mercado internacional apontam para valores médios de aerogeradores de 1200 €/kW (Tabela 3.1) [54].

Para os geradores diesel o principal custo de investimento inicial está relacionado ao custo de aquisição do grupo gerador, incluindo os acessórios. As características principais destes geradores é o seu baixo custo inicial e o seu elevado custo ao longo da sua vida útil.

Quanto aos inversores e baterias apresentam custos basicamente relacionados à sua aquisição e acessórios. Os custos de aquisição das baterias é relativamente alto pois requerem substituições em períodos de tempo relativamente curtos. As baterias utilizadas têm um preço de 1530 por baterias. O inversor IBRID MS tem um custo de 40000 € [54].

5.3.3 Custos de Operação e Manutenção

Os custos de O&M de sistemas híbridos apresentam características de baixos custos associados à geração renovável e custos mais elevados associados aos geradores diesel.

Com relação à fotovoltaica, sabe-se que uma das suas principais vantagens são os seus baixos custos de O&M. Quando inseridos em análises económicas, esses custos podem ser representados através de um valor percentual com relação ao custo de capital do sistema, ou valores monetários por capacidade instalada ou energia gerada (€/kW ou €/kWh). O custo de O&M para o sistema fotovoltaico está estimado em cerca de 1% do custo inicial por ano (Tabela 3.1) [54].

No caso da geração eólica, os aerogeradores são equipamentos robustos e, se operados adequadamente, apresentam elevada vida útil, com pequenos procedimentos de manutenção necessários. Já a torre depende das condições locais e dos procedimentos de manutenção a que ela é submetida. Os custos típicos podem variar entre 0,01 €/kWh e 0,02€/kWh ou entre 1,5% e 2% do custo inicial por ano.

Os custos dos O&M de geradores diesel mais acentuados são a principal desvantagem destes grupos geradores quando comparados aos sistemas renováveis. Tais custos estão associados a custos de combustível, troca de peças, óleos lubrificantes e revisões periódicas.

O custo de combustível está avaliado em cerca de 0,8 € /L. os custos de O&M estão avaliados em cerca de 0,02 €/kWh quando operados com fontes renováveis para constituir sistemas híbridos [54].

Os custos de O&M das baterias e do inversor podem ser associados aos custos de O&M do fotovoltaico e da eólica. Será usado 1% para o custo O&M do inversor e das baterias.

5.3.4 Recursos e parâmetros dos componentes

Para efectuar a simulação, o Homer Energy solicita um conjunto de variáveis de entrada necessárias à simulação e dimensionamento do sistema. Além dos recursos eólico e fotovoltaico são solicitadas informações do consumo de energia por hora, da média do consumo diário e características energéticas e de preço dos componentes do sistema. A falta de dados relativos ao consumo horário do local de estudo (Biopio) levou a que se construísse um diagrama diário dos consumos agregados mas cuja energia média diária fosse igual a energia média diária calculada. O diagrama resultante pode ser visto na figura 5.1.

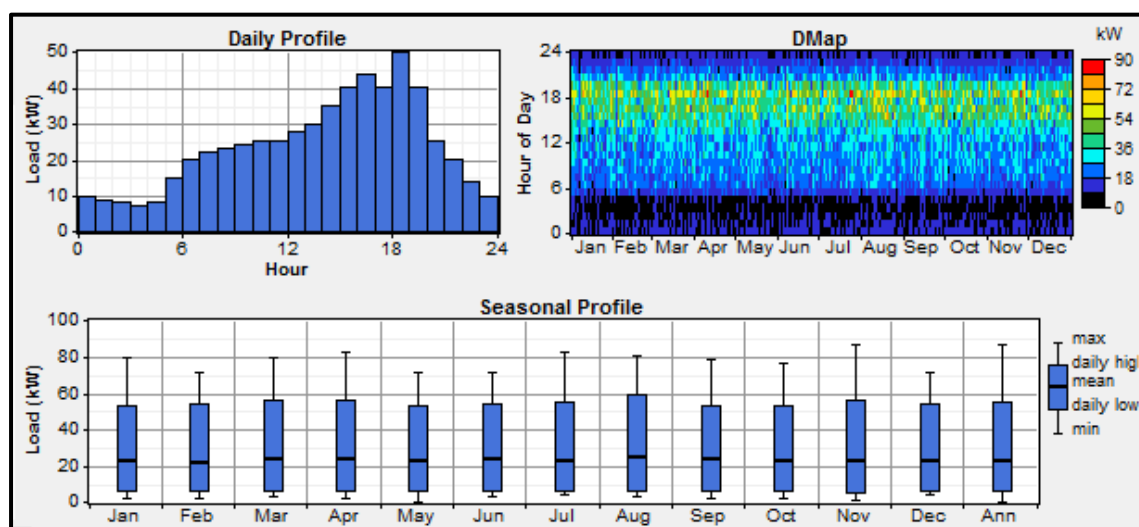


Figura 5.1 - 27 Diagrama de Cargas Construído para o consumo diário real.

Introduziu-se os dados de recurso eólico e fotovoltaico. No recurso eólico introduziu-se a velocidade do vento média diária de cada mês, a altitude de 11m e a altura dos a que foram obtidos os dados de vento. Para o recurso solar introduziu-se a irradiação média diária para cada mês, a latitude de 12,22' e a longitude de 13,32'.

De seguida foram introduzidas os parâmetros dos componentes, fotovoltaico, eólico, baterias e inversor. Os parâmetros de custo inicial, O&M e reposição introduzidos são os apresentados na tabela 5.1

Componentes	Custo inicial	Custo Reposição	Custo O&M
Fotovoltaico	5000 €/kW	5000 €/kW	1% do custo inicial
Eólica	1200 €/kW	1200 €/kW	2% do custo inicial
Inversor	40000 €	40000	1% do custo inicial
Banco de Baterias	1530 /bateria	1530 /bateria	1% do custo inicial
Diesel	25000 €	25000 €	0,02 €/kWh

Tabela 5.1 - 11 Custos iniciais, de reposição e O&M dos componentes

Para o sistema fotovoltaico foi introduzida 1kW ao que corresponde um capital de 5000 € e um custo de O&M de 50 €/ano, e os valores a considerar de 100 kW e 108 kW e 110kW (para margem) que são os valores de potência calculados no capítulo anterior para o sistema fotovoltaico. Esta informação diz ao homer energy que a cada 1kW instalado de fotovoltaica custa 5000 €, e a cada 1KW de potência instalada tem-se um custo de O&M de 50 €/ano que é 1% do capital inicial. O custo de reposição é considerado igual ao custo do capital inicial, Tabela5.2.

Costs				Sizes to consider	
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Size (kW)	
1.000	5000	5000	50	100.000	
				108.000	
				110.000	

Tabela 5.2 - 12 Informação inserida no Homer Energy para o sistema FV

Para a eólica foi introduzida a quantidade de 1 aerogerador ao que corresponde um capital de 78000 € e um custo de O&M de 1560, e as quantidades a considerar de 15 e 18 aerogeradores que são as quantidades calculadas no capítulo anterior para o sistema eólico. Esta informação diz ao homer energy que a cada aerogerador instalado custa 78000 €, e a cada aerogerador tem um custo de O&M de 1560 €/ano, que é 2% do capital inicial. O custo de reposição é igual ao custo do capital inicial, Tabela5.3.

Costs				Sizes to consider	
Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Quantity	
1	78000	78000	1560	15	
				18	

Tabela 5.3 - 13 dados do sistema eólico no Homer energy

Para o banco de baterias foi introduzida a quantidade de 1 bateria ao que corresponde um capital de 1530 € e um custo de O&M de 15 €, e as quantidades a considerar de 1 e 2 strings pois cada string tem 172 baterias. Esta informação diz ao homer energy que cada bateria instalada custa 1530 € e um custo de O&M de 15 €/ano, que é 1% do capital inicial. O custo de reposição é igual ao custo do capital inicial, Tabela5.4.

Costs				Sizes to consider	
Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Strings	
1	1530	1530	15.00	1	
				2	

Tabela 5.4 - 14 dados do banco de baterias no Homer energy

Para O inversor IBRID MS foi introduzida 1kW ao que corresponde um capital de 400 € e um custo de O&M de 4, e os valores a considerar de 100 kW e 200 kW (O valor de 100kW é o que o sistema da IBRID MS suporta e o 200kW é para margem). Esta informação diz ao homer energy que a cada 1kW de inversor instalado custa 400 € e um custo de O&M de 4 €/ano que é 1% do capital inicial. O custo de reposição é considerado igual ao custo do capital inicial, Tabela5.5.

Costs				Sizes to consider	
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Size (kW)	
1.000	400	400	4	100.000	
				200.000	

Tabela 5.5 - 15 dados do inversor no Homer energy

No Homer Energy o esquema de interligação dos componentes que se usou foi o da arquitectura 1 do capítulo 4. Neste esquema pode-se observar o valor do consumo pretendido e também o seu valor de pico, figura 5.2.

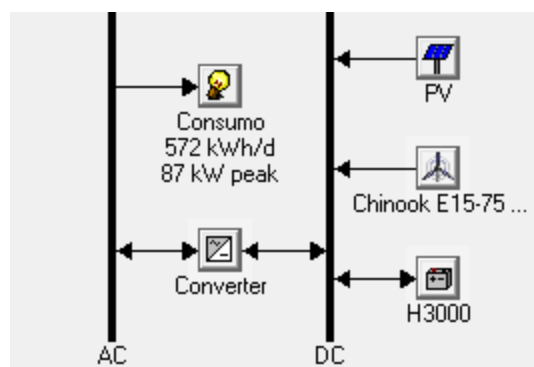


Figura 5.2 - 28 Arquitectura usada na simulação do Homer Energy

5.4 Definição e desempenho do sistema eólico-fotovoltaico

Após a introdução dos dados de entrada de acordo com as especificações do programa, correu-se o programa e foi possível encontrar uma solução para o sistema. As várias simulações realizadas permitiram concluir que o programa só devolve uma solução se for possível satisfazer a carga na sua totalidade, em todas as horas do ano. A figura 5.2, mostra que o consumo médio diário de energia é de 572 kWh/dia e um pico de 87kW.

O Homer Energy fornece a possibilidade de melhorar a solução obtida através de uma análise de sensibilidade, que consiste em introduzir vários valores de entrada (potências produzidas e consumidas, número de baterias e número de aerogeradores) para cada componente (carga, painel, eólica, inversor, bateria), cruza-os e devolve soluções para o cada valor de carga que é possível satisfazer numa ordem do menor custo [49].

Foi efectuada uma análise de sensibilidade do sistema variando os valores de carga e os valores dos componentes, tabela 5.2.O 'CNK' representa o aerogerador, o 'H300' representa o banco de baterias, o 'PV Array' representa o sistema fotovoltaico e o 'Converter' representa o sistema IBRID MS.

	PV Array	CNK	H3000	Converter
	(kW)	(Quantity)	(Strings)	(kW)
1	106	15	1	100
2	108	18	2	200
3	100	10	3	100
4	115	12	4	100
5	90	13	5	100
6	110	14	6	100
7	120	16	7	100
8	130	17	8	100

Tabela 5.2 - 16 Valores para avaliação de sensibilidade do sistema

Após a simulação, o sistema consegue satisfazer o consumo de 572 kWh/d (carga para 1000 habitantes), resultado de várias soluções combinadas, onde já é possível observar o custo inicial de investimento ('initial Capital') e de operação (Operating Cost) por ano, que também são determinantes na escolha da melhor solução para o sistema encontrados na tabela 5.3. Nesta tabela pode ser observado que a potência do sistema fotovoltaico ('PV') é de 108 kW que é igual a calculada. Pode ser observado o número de aerogeradores (CNK) do sistema, que é de 15 aerogeradores. Pode ser observado o número de baterias ('H3000') ,que são 516, a potência do conversor ('Conv') 100 kW, o custo total da produção energia (COE) que é de 1,427 e a fracção de injeccção de renováveis ('Ren.Frac') que é 1.

Consumo (kWh/d)	    	PV (kW)	CNK	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)
572.000	    	108	15	516	100	\$ 2,539,480	61,770	\$ 3,203,959	1.427	1.00	20.0

Tabela 5.3 - 17 Solução ótima encontrada com o homer energy

Verifica-se que o sistema da INGETEAM escolhido para a instalação tem capacidade para suportar a energia produzida para o consumo, pois, está preparado para suportar 45kW para o fotovoltaico e também 45kW para a eólica. O inversor funciona durante todo o ano. Durante este tempo recebe uma energia de cerca de 217345 e entrega à carga 96% desta energia. A energia que passa pelo inversor (que no software representa o sistema da INGETEAM), é a energia equivalente ao consumo mais 8694 kWh/ano, sendo que este último valor representa as perdas do inversor que são de 4%, tabela 5.4 e figura 5.3.

Quantity	Inverter	Rectifier	Units	Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	100	100	kW	Hours of operation	8,750	0	hrs/yr
Mean output	24	0	kW	Energy in	217,345	0	kWh/yr
Minimum output	0	0	kW	Energy out	208,652	0	kWh/yr
Maximum output	87	0	kW	Losses	8,694	0	kWh/yr
Capacity factor	23.8	0.0	%				

Tabela 5.4 -18 funcionamento do inversor que representa o sistema da INGETEAM

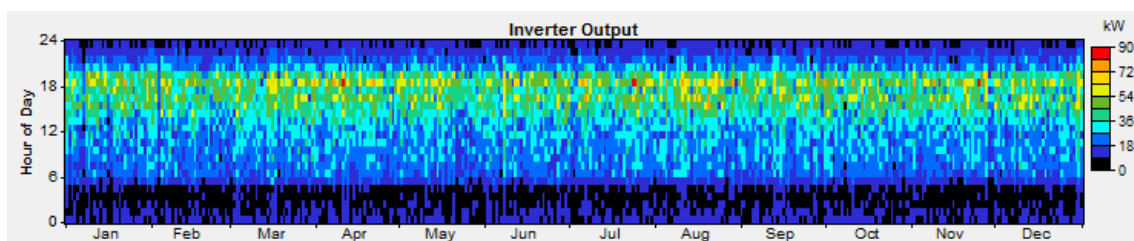


Figura 5.3 -29 Potência diária transitada pelo inversor durante os meses

O sistema fotovoltaico fornece 77% da energia necessária e a eólica apenas 23%. Isto deve ao facto de haver baixo vento durante o ano comparado com a potência instalada das turbinas. O excesso de energia produzida não é alto, sendo cerca de 5,45% de toda a energia produzida por todo o sistema. tabela 5.6 [8].

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%
PV array	191,919	77	AC primary load	208,652	100
Wind turbines	56,176	23	Total	208,652	100
Total	248,095	100			
Quantity	Value		Quantity	kWh/yr	%
Renewable fraction	1.00		Excess electricity	13,512	5.45
Max. renew. penetration	7,628 %		Unmet electric load	128	0.06
			Capacity shortage	162	0.08

Tabela 5.6 - 19 Energia produzida pelo sistema e respectivo consumo e excesso.

Foi instalada no sistema uma potência eólica de 975 KW mas o sistema apenas produz 115 kW de potência eléctrica no máximo pelo facto do recurso ser baixo (velocidades de vento baixas) para a potência instalada, pois são 15 aerogeradores cada com uma potência instalada de 65KW para uma velocidade de 10 m/s, mas cada aerogerador apenas está a produzir cerca de 6 kW. O sistema eólico funciona apenas durante 565 h/ano o que equivale a cerca de 2 horas por dia. O sistema eólico está a maior parte do tempo desligado, sendo que funciona sempre a uma potência superior a 72 kW perto do seu valor máximo dado o vento existente não ser substancial para a sua capacidade. O custo de produção com a central eólica é muito caro e de cerca de 2,46 €/kWh. Estas considerações podem ser observadas na tabela 5.7 e na figura 5.4.

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Total rated capacity	975	kW	Minimum output	0	kW
Mean output	6	kW	Maximum output	115	kW
Capacity factor	0.658	%	Wind penetration	26.9	%
Total production	56,176	kWh/yr	Hours of operation	565	hr/yr
			Levelized cost	2.46	\$/kWh

Tabela 5.7 - 20 Desempenho do sistema eólico durante o ano

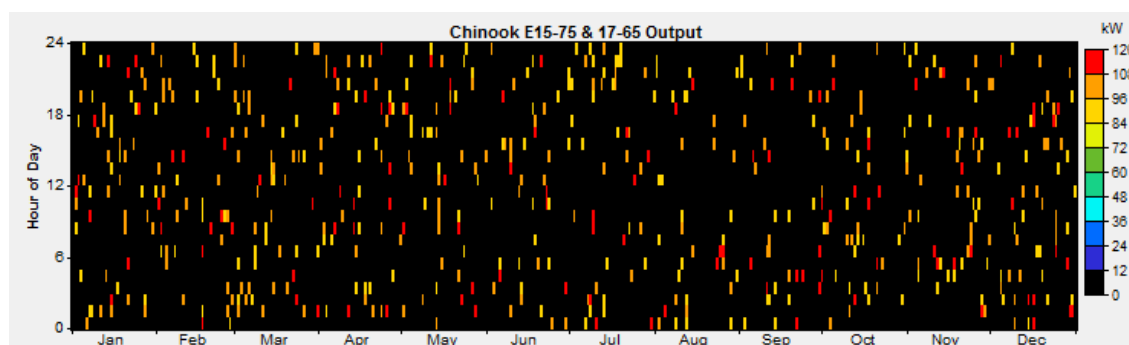


Figura 5.4 - 30 Desempenho do sistema eólico durante as horas e meses do ano

A capacidade máxima do sistema fotovoltaico é de 113 kW, sendo que fornece uma energia por dia de cerca de 526 kW/dia e 191919 kW/ano. O consumo diário é de 572 kW/dia o que significa que o sistema fotovoltaico fornece 91,9% da energia solicitada pela carga sem ter em conta as perdas. O sistema fotovoltaico produz energia durante 4400 horas/ano significando cerca de 12 horas por dia. O sistema fotovoltaico funciona das 6 horas às 18 horas que é o período em que há recurso solar. Das 9 h às 14 é o período em que há mais recurso e por isso mais potência produzida. Neste período a potência é superior a 72 kW. A partir das 18 horas até às 6 horas não há recurso solar e por isso o sistema fotovoltaico não funciona. Nestas horas em que não há recurso solar o sistema depende em fundamentalmente da capacidade do banco de baterias, sendo que o sistema eólico produz também alguma

potência nestas horas sem recurso solar mas insuficiente, sendo por isso necessário um banco de baterias robusto. Estas considerações podem ser observadas na tabela 5.8 e na figura 5.5.

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated capacity	108	kW	Minimum output	0	kW
Mean output	22	kW	Maximum output	113	kW
Mean output	526	kWh/d	PV penetration	91.9	%
Capacity factor	20.3	%	Hours of operation	4,400	hr/yr
Total production	191,919	kWh/yr	Levelized cost	0.317	\$/kWh

Tabela5.8 - 21 Desempenho do sistema fotovoltaico durante o ano

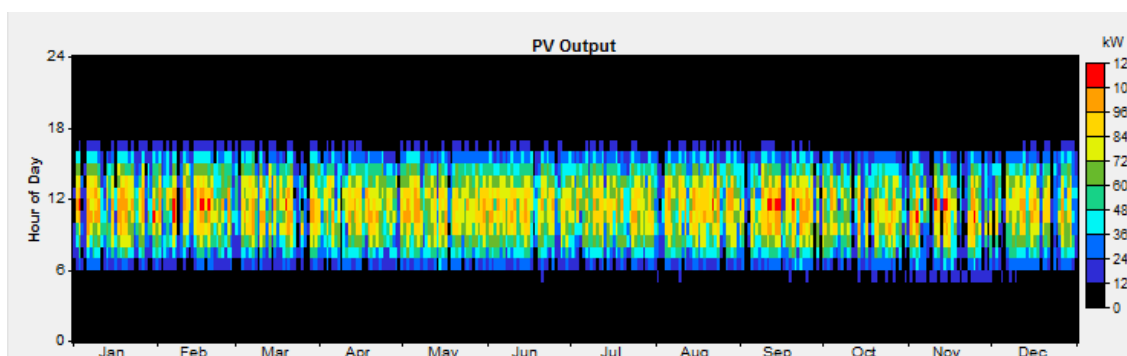


Figura 5.5 - 31 Desempenho do sistema fotovoltaico durante as horas e meses do ano

Dado este cenário, o dimensionamento da bateria é fundamental para um adequado funcionamento deste sistema autónomo [47]. O aumento do número de baterias para o sistema permite um maior tempo de autonomia e isso torna o sistema mais fiável do ponto de vista energético mas também mais caro. Mas a incapacidade do sistema eólico fornecer energia quando não há recurso solar força o dimensionamento das baterias para capacidades elevadas. A energia recebida pela bateria foi de 129773 kWh/ano e a fornecida á carga foi de 112536 kWh/ano, havendo por isso, perdas de 13,3%. A bateria consegue ter autonomia de cerca de 90,9 horas de descarga (quase 4 dias). Durante o ano, a bateria esteve em grande parte do tempo acima dos 60% de carga e em cerca de metade deste tempo esteve a 80% de carga, sendo que só em Abril, Novembro e Dezembro é que esteve dos relativamente abaixo dos 40% de carga, mas em todos os meses esteve sempre acima dos 30% da sua capacidade. Estas considerações podem ser observadas na tabela 5.7 e figura 5.6.

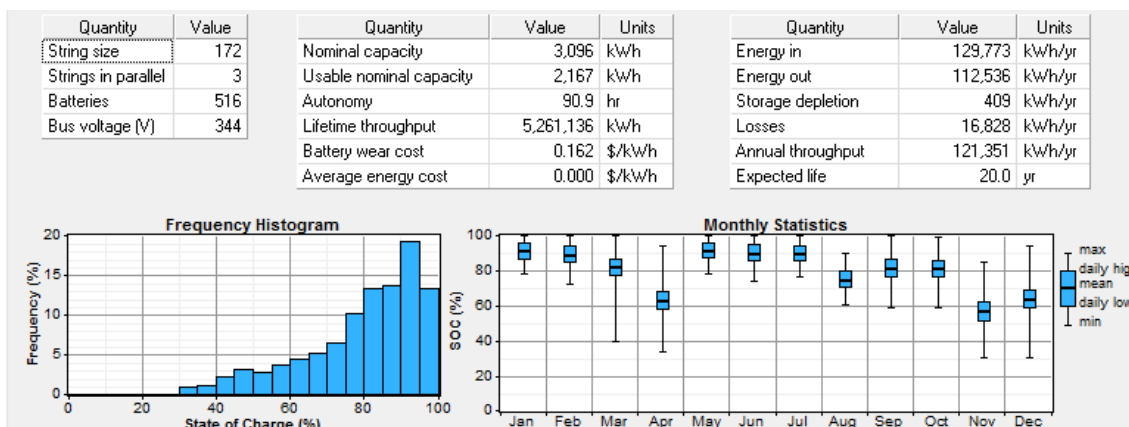


Tabela 5.7 - 22 Desempenho do banco de baterias por ano.

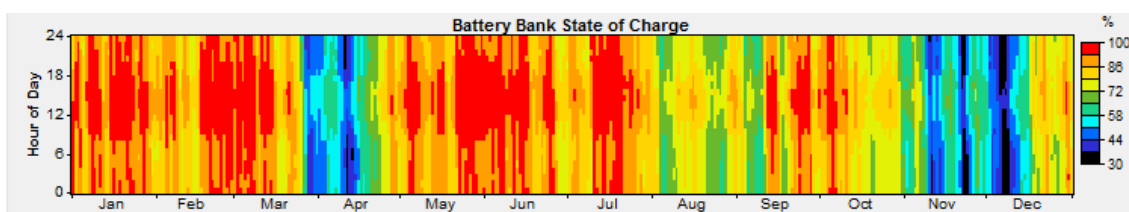


Figura 5.6 - 32 Desempenho de carregamento do banco de bateria em percentagem por hora

Quando já não há irradiância solar o sistema fotovoltaico deixa de fornecer energia à carga. A esta hora o é o banco de bateria que fornece energia à carga porque o sistema eólico não produz o suficiente. O recurso solar deixa de existir a partir das 18 horas, mas o consumo vai subindo das 16 às 18 horas e neste período as baterias fornecem alguma da sua energia para ajudar a satisfazer o consumo, entregando potência entre 10 a 20 kW. Como às 18 horas deixa de haver recurso solar, as baterias aumentam a potência fornecida para perto do seu máximo até às 20 horas, pois a partir desta hora o consumo volta a baixar. Das 6 horas às 12 horas há bastante recurso solar e baixo consumo, por isso o banco de baterias praticamente não fornece energia neste período. Estas considerações podem ser observadas na figura 5.7.

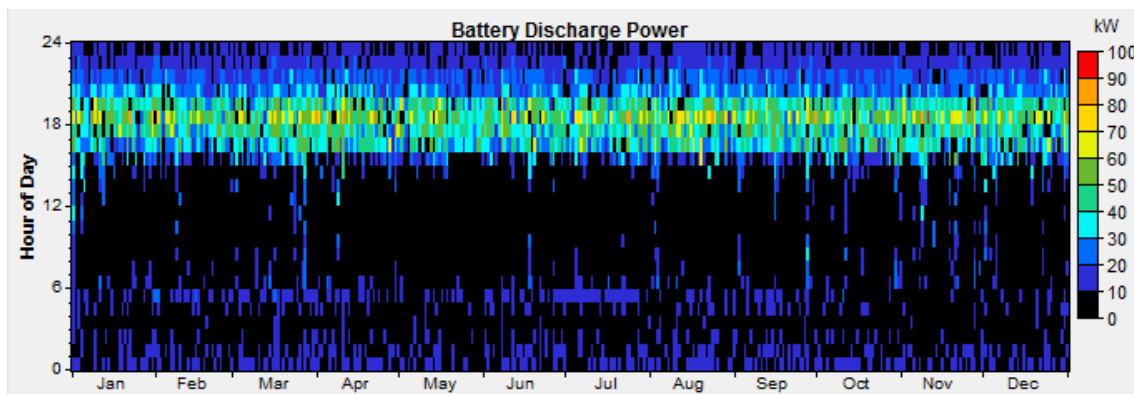


Figura 5.7 - 33 Comportamento de descarga da bateria

5.5 Definição e desempenho do sistema diesel-fotovoltaico

Nesta secção pretende-se simular e dimensionar o sistema para funcionar com um gerador diesel em vez das turbinas eólicas e desta forma poder-se comparar os dois sistemas em termos de desempenho e custos. A arquitectura deste sistema pode ser visto na figura 5.8.

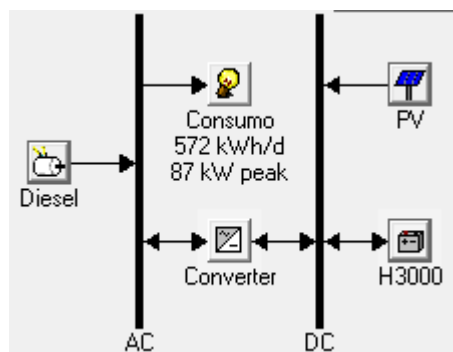


Figura 5.8 - 34 Arquitectura do sistema com gerador diesel

Para isso foram introduzidos no gerador diesel do Homer Energy a potência do gerador escolhido, o custo de capital que é o preço do gerador e o custo de O&M. Foi também introduzido o consumo por hora do gerador diesel, tabela 5.8 e figura 5.9.

Costs				Sizes to consider
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)	Size (kW)
100.000	20000	20000	0.020	100.000

{..}

{..}

{..}

Properties	
Description	Diesel
Abbreviation	Dsel
Type	☒ AC ☐ DC
Lifetime (operating hours)	15000 {..}
Minimum load ratio (%)	30 {..}

Tabela 5.8 - 23 Parâmetros de entrada para o gerador no Homer Energy

Fuel curve	
Fuel	Diesel Details...
Intercept coeff. (L/hr/kW rated)	0.08
Slope (L/hr/kW output)	0.25

Tabela 5.9- 24 Combustível consumido por hora pelo gerador diesel

Nestas condições simulou-se o sistema apenas com o fotovoltaico, baterias e gerador diesel. Foi possível diminuir o número de strings de baterias para 1, o que corresponde a 172 baterias em série. Embora o sistema também funcione com uma potência instalada do gerador menor do que 100 kW, optou-se por não baixa-la muito, pois os custos de geração aumentam para o gerador diesel pelo facto de o gerador consumir combustível durante mais horas num dia. Também o custo inicial baixou relativamente ao situação do sistema a funcionar com turbinas eólicas, tabela 5.10.

Consumo (kWh/d)					PV (kW)	Dsel (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Dsel (hrs)	Batt. Lf. (yr)
572.000					108	100	172	100	\$ 863,160	37,989	\$ 1,271,826	0.566	0.73	18,537	565	14.6

Tabela 5.10 - 25 solução para o sistema a funcionar com gerador diesel

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico é de 192001 kWh/ano (77%) e a diesel apenas 56065 kWh/ano (23%). Olhando para o total produzido e consumido conclui-se que as perdas totais foram cerca de 16%. O sistema fotovoltaico funciona durante 4400 horas/ano tal como na situação do sistema funcionar com a eólica. Já o gerador diesel apenas funciona

durante 565 horas por ano. Estes dados podem ser vistos nas tabelas 5.11 e 5.12, onde também podem ser observados os custos de operação do sistema fotovoltaico e do gerador diesel, o consumo de combustível por ano pelo gerador diesel, o custo de geração do gerador diesel etc.

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated capacity	108	kW	Minimum output	0	kW
Mean output	22	kW	Maximum output	113	kW
Mean output	526	kWh/d	PV penetration	92.0	%
Capacity factor	20.3	%	Hours of operation	4,400	hr/yr
Total production	192,001	kWh/yr	Levelized cost	0.317	\$/kWh

Tabela 5.11 - 26 desempenho do sistema fotovoltaico

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Hours of operation	565	hr/yr	Electrical production	56,065	kWh/yr
Number of starts	62	starts/yr	Mean electrical output	99.2	kW
Operational life	26.5	yr	Min. electrical output	30.0	kW
Capacity factor	6.40	%	Max. electrical output	100	kW
Fixed generation cost	7.75	\$/hr			
Marginal generation cost	0.200	\$/kWh			

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	18,536	L/yr
Specific fuel consumption	0.331	L/kWh
Fuel energy input	182,397	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.7	%

Tabela 5.12 - 27 Desempenho do gerador diesel e custos associados ao funcionamento

Em média o gerador diesel fornece potência apenas nos períodos em que não há recurso solar (entre as 18h às 6h) que é a noite e durante a madrugada. Parte desta potência alimenta a carga e a outra parte carrega o banco de bateria tal como mostra a figura 5.9 onde o gerador diesel é apresentado a fornecer potência de noite e durante a madrugada. Esta figura pode ser comparada com a figura 5.10 onde o inversor é mostrado a funcionar como rectificador e a enviar a potência fornecida pelo gerador diesel para o barramento DC. Por observação destas duas figuras pode-se concluir que durante o dia o inversor funciona a maior parte do tempo como inversor (DC/AC) enviando a potência do fotovoltaico para o consumo e durante a noite este inversor funciona como rectificador fornecendo parte da potência do gerador diesel para carregar a bateria, figura 5.9 e 5.10.

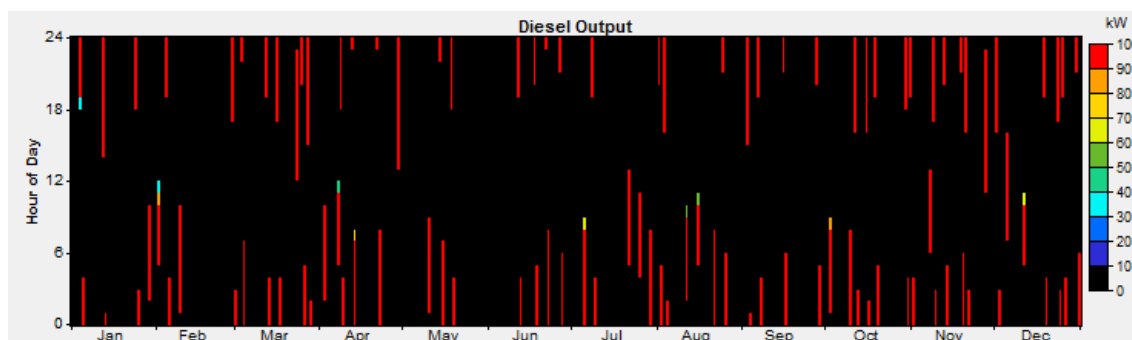


Figura 5.9 - 35 funcionamento horário do gerador diesel

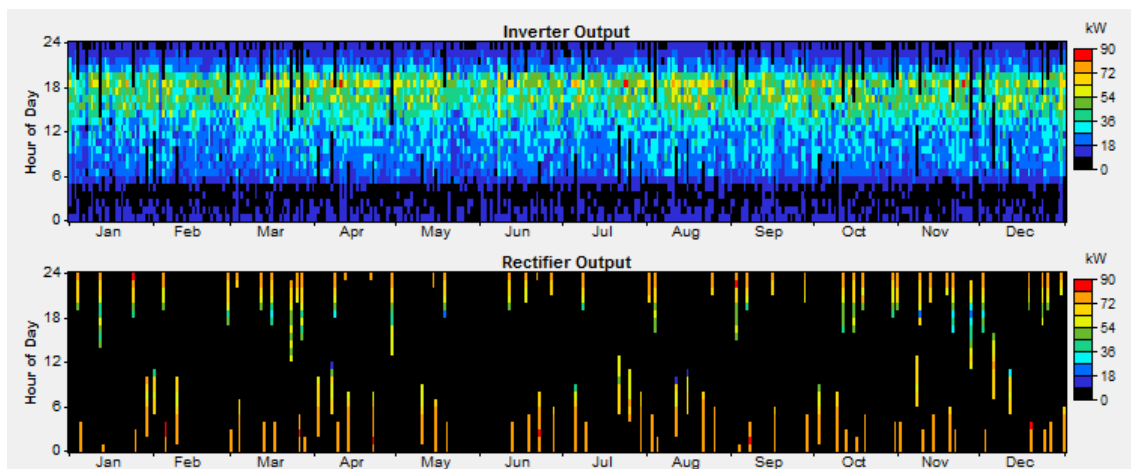


Figura 5.10 - 36 funcionamento horário do inversor

O banco de baterias funciona apenas com uma string. Embora o sistema possa funcionar sem as baterias usou-se esta situação implicava um aumento considerável das horas de funcionamento do gerador diesel o que encarecia o custo de geração com o diesel embora se retirassem os custos das baterias. Por outro lado esta situação diminuía o carácter de um sistema híbrido o mais renovável possível que polua o menos possível o ambiente. Ao contrário do cenário de funcionamento com a eólica, neste caso a autonomia das baterias é de apenas 30,3 horas (1 dia). Neste cenário a bateria não é tão utilizada como no cenário anterior, tabela 5.13.

Quantity	Value	Quantity	Value	Units
String size	172	Nominal capacity	1,032	kWh
Strings in parallel	1	Usable nominal capacity	722	kWh
Batteries	172	Autonomy	30.3	hr
Bus voltage [V]	344	Lifetime throughput	1,753,712	kWh
		Battery wear cost	0.162	\$/kWh
		Average energy cost	0.062	\$/kWh

Tabela 5.13 - 28 Características de funcionamento do banco de baterias

Na figura 5.11 e 5.12 podem ser observados o regime de carregamento e descarga do banco de baterias. Tal como mostram os gráficos de funcionamento do inversor e do gerador diesel, nestas figuras pode ser visto que as baterias são carregadas durante a noite e madrugada pelo gerador diesel e permanecem carregadas ou em mínimo carregamento no período das 6h às 15h que são horas de recurso solar disponível. Por volta das 18 horas em que o consumo é muito alto o banco de baterias fornece energia para o consumo junto com o sistema fotovoltaico e a partir das 20 horas passa a consumir energia, mais do que a fornecer.

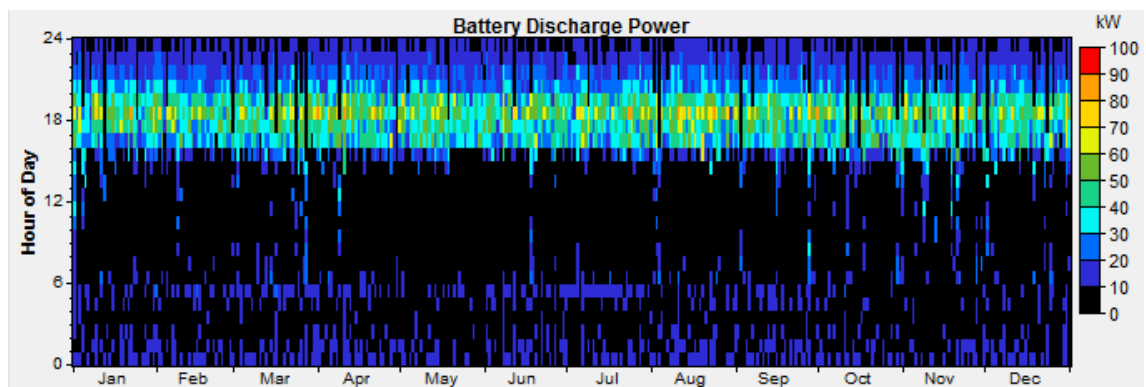


Figura 5.11 - 37 regime diário de descarga da bateria

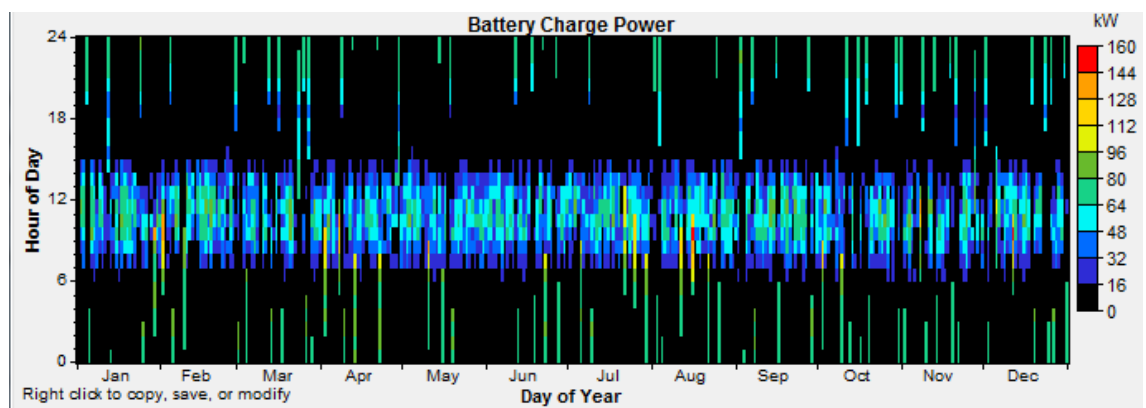


Figura 5.12 - 38 regime diário de carregamento da bateria

Capítulo 6

Avaliação económica

Introdução

Neste capítulo será efectuar a devida análise económica do projecto, de forma a avaliar os seus custos e os lucros e uma comparação dos sistemas eólico-FV e FV-Diesel do ponto de vista destas variáveis. O desenvolvimento de uma análise económica criteriosa sobre os sistemas em causa, é uma forma de avaliar a viabilidade para se investir. Os diagramas de fluxo financeiro é um gráfico que apresenta de forma ordenada e objectiva, todas as receitas e despesas de cada uma das opções consideradas na análise económica. A figura 6.1 apresenta um exemplo de diagrama de fluxo financeiro, onde o eixo horizontal representa o tempo e, o número sobre este eixo refere o fim do período considerado (dia, Mês, ano). As setas a apontar para cima indicam as receitas (R), enquanto que as setas para baixo indicam as despesas (D). O diagrama de fluxo financeiro da figura 5.13 aplica-se a sistemas híbridos para geração de electricidade, por apresentar elevado investimento inicial, despesas anuais constantes menores que as receitas, e despesas esporádicas mais elevadas, relativas à substituição de equipamentos [54].

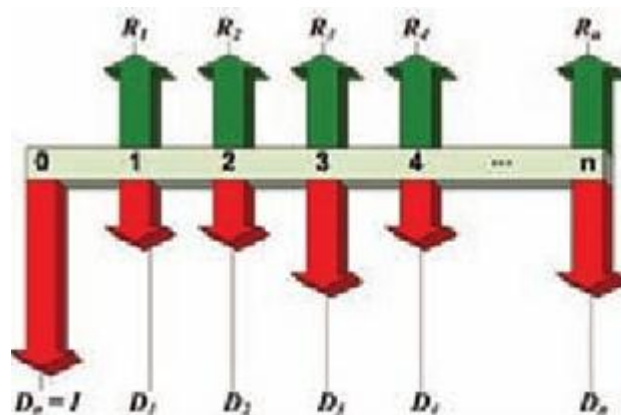


Figura 6.1 - 39 Diagrama de fluxo financeiro típico para um sistema híbrido [54]

Os indicadores de avaliação de investimentos mais usados na avaliação de projectos de investimento em centrais de produção distribuída são o Valor Actual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) [14].

O valor actual líquido, também designado com Balanço Actualizado (BA), é a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, os chamados fluxos monetários (cash-flow), devidamente actualizados durante a vida útil do sistema implementado [14].

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{RLj}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{Ij}{(1+a)^j} + \frac{Vr}{(1+a)^n}$$

Equação 6.1

$$RLj = Rj - d(O\&M)_j$$

Equação 6.2

RLj – Receita líquida no ano j

Ij – Investimento no ano j

a – Taxa de Actualização

j – ano relativo ao projecto

n – Vida útil do projecto

Vr – Valor residual

d(O&M)_j – Despesas de Operação e Manutenção

Um VAL positivo é sinal de que o projecto é economicamente viável. Significa que os resultados alcançados permitem cobrir o investimento inicial, bem como a remuneração mínima exigida pelo investidor (representada pela taxa de actualização), e ainda gerar um excedente financeiro. Um VAL nulo significa que o investimento inicial é completamente recuperado e significa também a obtenção do rendimento mínimo exigido pelos investidores e não mais do que isso, por isso a viabilidade de um projecto com estas características não é garantida. Por outro lado, um VAL negativo é uma indicação clara da não viabilidade económica do projecto [14].

A TIR é a taxa de actualização que anula o VAL, e representa o valor mínimo da taxa para a qual o projecto pode ainda ser viável. Esta taxa pode ser calculada pela equação 6.3.

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{RL_j}{(1 + TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1 + TIR)^j} + \frac{Vr}{(1 + TIR)^n} \quad \text{Equação 6.3}$$

A avaliação da TIR situa o interesse do projecto na escala de avaliação do mercado financeiro, o que não acontece com o VAL. A obtenção de uma TIR superior à taxa de actualização considerada no cálculo do VAL significa que o projecto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital. Nestas condições o projecto pode ser considerado viável. Se a TIR for inferior a taxa de actualização significa que a rentabilidade mínima exigida não é alcançada [14].

A decisão pelo número de anos do projecto pode depender de vários factores, como a capacidade financeira do investidor, a política de investimento adoptada etc. Uma forma simples de se definir este tempo é considera-lo como o maior tempo de vida útil dentre todos os equipamentos do sistema [54]. No entanto, para este trabalho o tempo de vida do projecto considerado é de 40 anos que é o tempo o dobro do tempo de vida das baterias.

No capítulo anterior foram definidos os custos com os componentes ao longo do tempo do projecto, que serão agora utilizados para avaliação financeira. Será utilizada a folha de cálculo Excel para simplificar os cálculos, pois o cálculo do VAL e da TIR para um projecto de longa duração torna-se demasiado árduo sem o auxílio de uma folha de cálculo. Durante a análise será considerada a partida, uma taxa de actualização de 9%. A receita bruta R_j será calculada com o preço da energia no consumo praticado no local de estudo (0,042 €/kWh) e o consumo anual para 1000 habitantes (208780 kWh/ano).

6.1 Desempenho económico sistema Eólico-FV

Foi calculado o valor da receita bruta anual que é teoricamente o mesmo para todos os anos visto que considera-se um número de consumidores não variável ao longo dos anos e também um preço fixo no consumo. A receita bruta calculada foi de $R_j = 271414$ €, que é adquirida a partir do primeiro ano do projecto (ano 1).

Foram somados todos os custos de O&M de todos os componentes e obteve-se um valor de total de O&M fixo para todos os anos. Com este valor foi possível calcular a receita líquida da equação 6.2. Com o cálculo da receita bruta e de O&M foi possível calcular a receita líquida representada por $RL_j = 241134$ € usando a equação 6.2. Este valor foi o mesmo para todos os anos visto que O&M e R_j também são iguais para todos os anos.

Após a simulação do sistema o programa calculou o custo de capital total necessário ao início do projecto (investimento inicial). Este capital inicial foi de 2539480€ como também pode ser observado na tabela 5.3. Tal como apresentado no capítulo anterior, foram teve-se em conta as necessidades de substituição de componentes ao longo dos anos, considerando a substituição no ano que finda o tempo de vida útil dos componentes. Na figura 6.2 pode ser observado o investimento em capital inicial, em O&M e em reposição no ano 20.

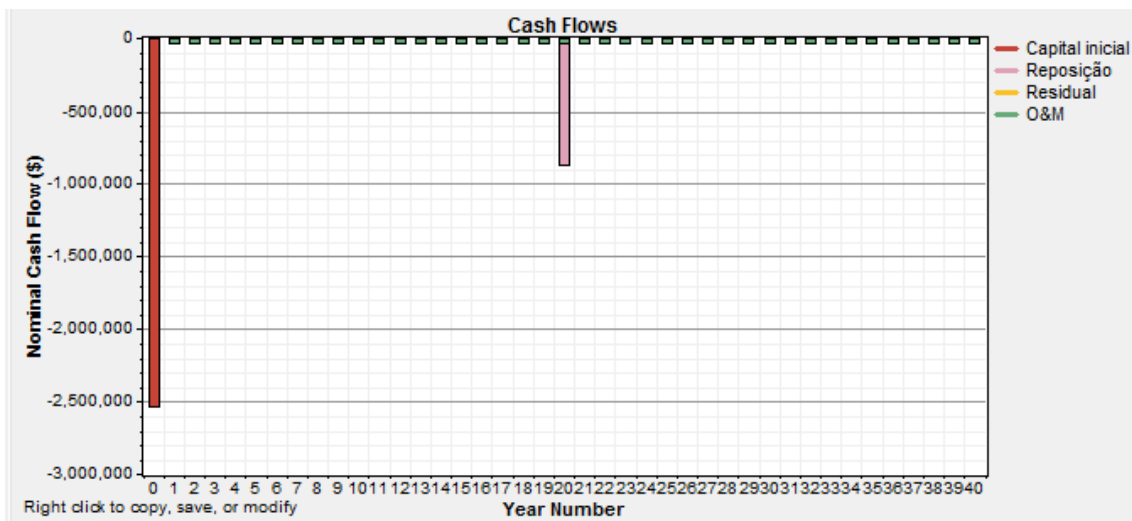


Figura 6.2 - 40 - Investimento em Capital inicial, em O&M e em Reposição de componentes

Tanto o investimento inicial no ano zero, como os investimentos para reposição dos componentes foram considerados investimentos globais no ano em que foram feitos e por isso representam o valor anual de I_j .

O valor residual do projecto é de zero, pois, todos os componentes terminam o seu tempo de vida útil no ano considerado para o fim do projecto, pelo que, a consideração dos benefícios será avaliada apenas com a receita líquida RL_j .

Utilizando o Excel foram inseridos as receitas e RL_j e os custos I_j na equação 6.1 a uma taxa de actualização de 9%, que resultou num VAL ($VAL = -279262$) negativo e por isso na não viabilidade do projecto com esta configuração.

Para melhor avaliação foi determinado o preço no consumo para o qual o projecto teria um VAL positivo. Esta determinação foi feita aumentando iterativamente o valor do preço em 0,01 €/kWh, até que o VAL passou a positivo ($VAL = 32748,63$ e Preço = 1,3€/kWh). Embora o VAL tenha passado a positivo, o cálculo da TIR com recurso as funções do Excel resultou num valor de taxa inferior a taxa de actualização mínima exigida ($TIR = 8\%$) pelo que, o projecto não alcança a taxa mínima de rentabilidade exigida ou pretendida.

No entanto, ao preço de 1,4 €/kWh a TIR já é igual a taxa de actualização pretendida ($TIR=9\%$) e ao preço de 1,5 €/kWh a TIR é superior à taxa de actualização pretendida ($TIR = 10\%$)

6.2 Desempenho económico sistema FV-Diesel

Para o sistema alternativo FV-Diesel procedeu-se da mesma forma que no estudo económico do sistema anterior (Eólico-FV). O valor da receita líquida anual é o mesmo que o calculado para o sistema anterior, pois também foram considerados 1000 habitantes e um consumo igual tanto para o preço como para a energia.

A diferença é que neste sistema FV-Diesel é necessário considerar os gastos com o combustível durante os anos. Na figura 6.3 adquirida no programa de simulação, pode ser observado o custo anual com combustível (Fuel) na variável 'Diesel', que mostra que o custo com o combustível é de 9858 €/ano.

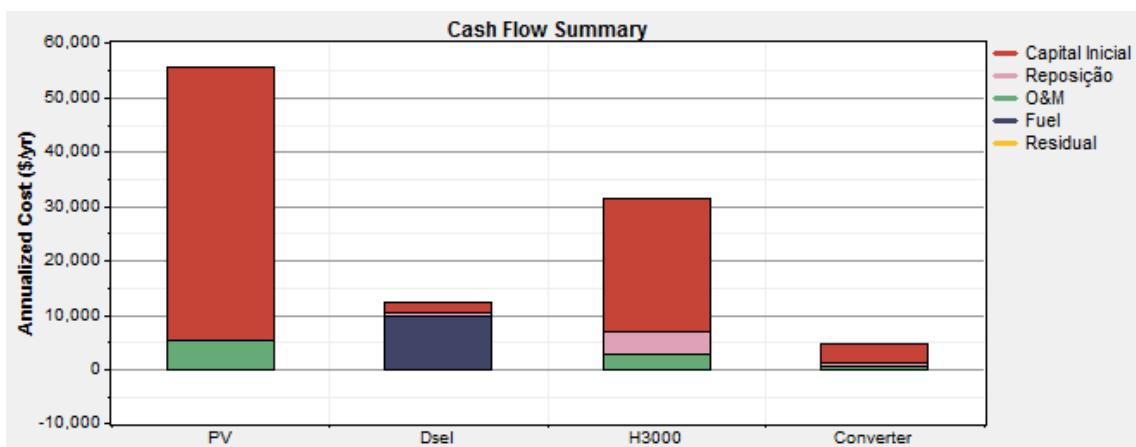


Figura 6.3 - 41 Anualização dos custos por componentes e por tipo de custo

Ainda na figura 6.3 pode ser observado que o custo anual de O&M é 8397 €/ano. Nestas condições podem ser calculados os valores da receita líquida (RL_j), que para este sistema é calculada pela equação 6.4 [14].

$$RL_j = R_j - d(O\&M)_j - F_j \quad \text{Equação 6.4}$$

F_j – Custos com combustível no ano j

A receita líquida calculada tem o mesmo valor para todos os anos ($RL_j = 75696 \text{ €/ano}$), como era esperado. O investimento I_j é o investimento no início do projecto (ano zero) e todos os investimentos de reposição de componentes que surgem ao longo dos anos. O investimento inicial foi de $I_{inicial} = 863160 \text{ €}$. No entanto, no ano 20 há dois investimentos

para reposição de componentes, um do banco de baterias (263160€) e outro do inversor (40000 €).

Com os custos de investimentos identificados e com as receitas líquidas calculadas inseriu-se cada um destes valores anuais na equação 6.1 e calculou-se VAL. O valor residual foi considerado nulo porque todos os componentes terminam o seu tempo de vida útil exactamente no fim do projecto. Nestas condições o VAL calculado foi negativo sendo que nem com uma taxa de actualização de zero passou a positivo. Procedeu-se então da mesma forma que no sistema anterior, aumentando o preço no consumo paulatinamente, tendo resultado que, para um preço no consumo de 0,41 €/kWh o VAL tornou-se positivo ($VAL = 3574,78$) mas a TIR calculada para este VAL foi inferior à taxa de actualização ($TIR = 7\%$)

Da mesma forma, voltou-se a incrementar o preço no consumo em unidades de 0,01 €/kWh, resultando num preço de 0,48 €/kWh para o qual a TIR já é igual à taxa de actualização ($TIR = 9\%$) que corresponde a um VAL ainda mais significativo ($VAL=160789,289$). Com o objectivo de se saber o preço para o qual a TIR é imediatamente superior à taxa de actualização, voltou-se a aumentar o preço no consumo tendo resultado num preço de 0,52 €/kWh para uma $TIR = 10\%$ e um $VAL=250626,16$.

Tanto para o sistema FV-eólica como para o sistema FV-Diesel o VAL e a TIR dependem fortemente do preço no consumo, pois é esta a variável crítica do sistema pelo facto do seu preço de início ser demasiado baixo tanto para o custo da energia produzida por estes sistemas como para os valores praticados a nível regional ou mesmo mundial.

Conclusões

A PD é uma boa alternativa para a expansão do mercado energético justificada sobretudo pela actual e crescente reestruturação das políticas ao nível ambiental, pela evolução tecnológica e por estarmos num ambiente de crescente liberalização do sector eléctrico.

O mercado de energia tende a favorecer os sistemas de menor dimensão, modulares, em grande parte pelo facto de serem tecnologias de fácil instalação e em situações de aumento do consumo de redes eléctricas, poderem ser postas em serviço com mais facilidade. A PD representa também em muitos casos oportunidade de redução de custos da energia. As exigências e acordos internacionais de redução de emissões de CO₂ são também meios catalisadores da PD, que embora ainda lentamente, vai sendo cada vez mais presente na estrutura energética dos países.

É neste contexto, que se pretendeu estudar a viabilidade de instalação destes sistemas de carácter distribuído e renovável, em localidades de Angola cujos sistemas de redes eléctricas centralizadas locais ou inexistentes não resolvem os problemas de falta de energia eléctrica.

O estudo começou por efectuar uma análise exaustiva das condições energéticas do país com realce para as zonas de presumível maior carência de electricidade. Encontrou-se assim um sistema bastante debilitado tanto em infra-estruturas eléctricas como em organização do sector eléctrico. Tais problemas podem ser resumidos em falta de qualidade da energia fornecida, falta de fiabilidade no fornecimento, nos baixos preços pagos pela energia e altos preços de produção, um sistema de cobrança pouco eficaz, um sistema de tarifas pouco claro e um número elevado de pessoas sem acesso a energia eléctrica.

O estudo do potencial de energia renovável (eólica e solar) da cidade do Lobito (Biopio), concluiu ser uma região de bastante recurso solar devido ao número de horas em que há sol com irradiância superior a 100 W/m². Do potencial eólico não houve grandes conclusões positivas, visto que as turbinas instaladas só produziam 9% da sua capacidade estipulada pelo facto de o vento existente não permitir que produzissem mais potência.

As simulações dos dois sistemas híbridos estudados (PV-Eólico e PV-Diesel) culminaram em maior relevância para a energia fotovoltaica que nalguns regimes de funcionamento

mostrava-se mais barata do que a própria energia Diesel. Embora a aquisição de geradores diesel seja muito barata quando comparado a outras formas de energia, por vezes mostra-se demasiado cara devido à sua exploração depender do combustível fóssil. Diminuir a potência de um gerador diesel pode não compensar financeiramente, pois, o gerador fica durante mais tempo a operar, por exemplo para carregar a bateria do sistema, e os custos de exploração de um gerador de baixa potência pode ser igual ao de alta potência.

A análise financeira efectuada aos dois sistemas mostrou-se a princípio inviável. Isto deve-se por um lado ao alto custo de produção no caso do FV-Eólica e de exploração no caso do sistema FV-Diesel devido ao custo com o combustível. De qualquer forma, o sistema FV-diesel mostrou melhor desempenho económico com custos de investimento muito mais baixos. A eólica mostrou-se demasiado dispendiosa ao projecto.

Quanto a não viabilidade económica dos sistemas simulados, é importante lembrar que os preços de energia no consumo são muito baixos para garantir a viabilidades de projectos desta natureza. As Empresas do sector eléctrico local registam prejuízos constantes visto que produzem energia a preços elevados (maior que a média africana) e vendem a energia a preços muitíssimo baixos como os utilizados neste estudo. Estas são empresas estatais que recebem subsídios do governo que os permite sobreviver aos baixos preços no consumo do país.

Conclui-se, que de facto, a instalação de sistemas de PD por serem ainda caros, necessitam de programas de apoio e incentivo, e por isso, de um ambiente energético satisfatório ou do interesse dos governos locais sobre a implementação dos mesmos permitindo de alguma forma um suporte financeiro à sua instalação. Esta questão é ainda mais relevante para o caso do local de estudo (Angola), pois o preço praticado no consumo (0,04€/kWh) é muito baixo face ao custo de produção (0,18€/kWh), não sendo rentável por si só. As empresas do sector da energia existentes no local são provas disto mesmo, funcionando apenas por apoio governamental por via de subsídios para com a energia. Conclui-se assim que embora a viabilidade económica não se revele, estes sistemas podem ser instalados nas localidades deste país desde que com apoio governamental por via de políticas de integração destes tipos de sistemas.

Referências

[1] Embedded generation - Nick Jenkins, Allan, Crossley, Kirschen and Strbac. Edição 2000.

[2] Geração distribuída vs Centralizada - Fernando António Castilho Mamede dos Santos (Professor da Escola Superior de Tecnologia do Instituto Politécnico de Viseu),

[3] Power Choices, Pathways to Carbon - Neutral Electric in Europe By 2020 - Eurelectric, 2007.

[4] Uma Abordagem Multi-Objectivo para a inclusão de Geração Dispersa no Planeamento da Expansão da Produção de Energia Eléctrica - Tese de doutoramento de Vasco Eduardo dos Santos, universidade de Coimbra, 2009.

[5] World Energy Outlook 2011 - International Energy Agency.

[6] Review of Distributed generation, may 2007 - Disponível em http://www.localpower.org/nar_opublications.html - World Alliance for Decentralized Energy.

[7] Modelação de Micro Sistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Descentralizada - Tese de Doutoramento de Susana Filipa Almeida Castro Viana, http://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/1115/1/Tese_SusanaViana.pdf

[8] Bancada experimental para estudo de sistemas híbridos eólicos/fotovoltaicos - Felipe Hernández García (centro de investigação de energia solar divisão de energia eólica) <http://www.proceedings.scielo.brpdfagrenern4v1028.pdf>

[9] IV Seminário da reforma do sector eléctrico de Angola, Relatório final 2009 - Ministério da energia e Águas de Angola - <http://minea.gv.ao>.

[10] Energias renováveis em Angola, Conferência de Energias Limpas - Ministério da energia e Águas de Angola - <http://minea.gv.ao>.

[11] ERSE -Entidade Reguladora do Sistema de Energia - informação localizada em: <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Paginas/default.aspx>

[12] Revolução Energética (A caminho do desenvolvimento limpo), Conselho Europeu de Energia Renovável e Greenpeace Internacional - disponível em: www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/report/2010/11/revolucaoenergeticadeslimpo.PDF

[13] Energy Technology Perspectives 2010 - International Energy Agency

[14] Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica, e Mini-hídrica - Rui Castro, edição de Abril de 2011.

[15] Renováveis Magazine - Smart Software para recolha de dados e monitorização de instalações fotovoltaicas, 2º trimestre 2011.

[16] World energy Outlook 2011 - International Energy Agency

[17] Energia em Angola, para além do petróleo - Mirandalawfirm - Disponível em: <http://www.mirandalawfirm.com/uploadedfiles/18/29/0002918.pdf>

[18] Energy Information Administration - Country Information on Angola 2011 - Disponível em: <http://205.254.135.7/EMEU/cabs/Angola/pdf.pdf>

[19] Reegle Angola - Disponível em: http://www.reegle.info/countries/angola-energy-profile/AO#renewable_energy

[20] Electricity Production - The World Bank - Disponível em: <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators/wdi-2010>

[21] Angola Infrastructure: A Continental Perspective 2011 - The World Bank - Disponível em: http://siteresources.worldbank.org/ANGOLAEXTN/Resources/AICD-Angola_Country_Report.pdf

[22] Africa's Infrastructure, A time for transformation - Africa Development Forum Series 2010 - A copublication of the Agence Française de Développement and World Bank.

[23] Obras NCSL 2010-2016, Versão 7 - Ministério da Energia e Águas de Angola. Disponível em: <http://minea.gv.ao>.

[24] Angola Energy Sector Needs Assessment: Mid-Long Term Vision and Needs Assessment Study 2002 - Nextant 2003, Disponível em: http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNACW792.pdf

[25] As Energias Limpas como factor de desenvolvimento em Angola, 2011 - Ministério da Energia e Águas de Angola, Disponível em: <http://minea.gv.ao>.

[26] Energia em Angola, Relatório 2010 - Centro de Estudos e Investigação Científica da Universidade Católica de Angola, Disponível em: <http://ceic.cmi.no/ceic/images/RelatorioEnergia/renergia>

[27] Desenvolvimento de Uma Estratégia para a Energia, 2006 - Agência Internacional de Energia, Disponível em: http://www.iea.org/country/n_country.asp?COUNTRY_CODE=AO

[28] Angola Economic Outlook, Recuperação em 2010 - Análise sectorial, o sector eléctrico - Banco Espírito Santo, disponível em: <http://www.bes.pt/SiteBES/cms.aspx?plg=0d4154ea-556a-4a6c-8f1b-935ea367882f>

[29] Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projectos e Instalação, 2004, Disponível em: Conteúdos da Cadeira Energia Eólica e Solar do 5º ano do curso de MIEEC da FEUP.

[30] <http://www.gaisma.com/en/location/lobito.html>

[31] Anais Meteorológicos das colónias - Volume XXXIII, Serviço Meteorológico Nacional, 1951

[32] Chinook - http://www.pyrosolar.com/Chinook_Engels.pdf

[33] http://www.civil.ist.utl.pt/~mps/HRH/2010_2011/ACQ_HRH_1996.pdf

[34] Energia Solar Fotovoltaica - Conteúdos da disciplina Energia Eólica e Solar, professor Cláudio Monteiro.

[35] Estimativa da Radiação Solar Global para a região de Lavras - António Augusto Aguiar dantas, disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/cagro/v27n6/08.pdf>

[36] Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos - Tese de doutoramento de Filipe Hernández Garcia, 2004.

[37] INGECON HYBRID MS - Ingecon Hybrid MS Installation Manual, 2010, disponível em: http://www.ingetteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/PTD22_Installation%20Manual.pdf

[38] Administração do Lobito, Governo de Angola - <http://www.admindolobito.com/index1.asp?bm=m&ed=1&s=2&ma=12&c=0&m=0>

[39] <http://www.biotechx.com/Page-30KW-35.htm>

[40] Sistema Integrado de Produção e Armazenamento de Energia a Partir de Fontes renováveis - Dissertação de Mestrado - Nuno Luís Paulino Martins, 2007- Disponível em : <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/166873/1/dissertacao.pdf>

- [41] <http://www.biotechx.com/index.php?Section=Section&type=Product&cat=117&offset=3>
- [42] <https://www.energiapura.com/content/solar-tracker-etatrack-1500-lorentz>
- [43] <http://www.biotechx.com/index.php?Section=Section&type=Product&cat=117&offset=3>
- [45] <http://pt.scribd.com/doc/70801734/135/Operacao-e-Manutencao-de-Sistemas-Hibridos>
- [46] Sugestões do Progra Homer Energy
- [47] Energia Solar Fotovoltaica - Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos - Cláudio Monteiro - Disponível em: Conteúdos da Disciplina de Energia Eólica e Solar, FEUP.
- [48] Situação da Geração Eléctrica Através de Sistemas Híbridos No Estado do Pará e Perspectivas frente à Universalização da Energia Eléctrica - Claudomiro Fábio de Oliveira barbosa - Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) - Disponível em: http://www.ufpa.br/gedae/AGRENER2004_02.pdf
- [49] Getting Started Guide for Homer (Version 2.68) - Homer Energy, 2011
- [50] Energia Eólica, Conteúdos da Disciplina Energia Eólica e Solar, Cláudio Monteiro.
- [51] <http://www.angola.climateps.com/>
- [52] http://www.surf-forecast.com/weather_maps/Angola
- [53] Recomendações para uma estratégia sustentável de Eficiência Energética e Exploração de Energias Renováveis para Portugal - INESC Porto, 2012
- [54] Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia - Ministério de Minas e Energia, Eduardo José Fagundes Barreto e João Tavares Pinho, 2008. Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/70801734/166/Custos-de-Operacao-e-Manutencao>