

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Optimização de Estratégias de Operação de
Sistemas Híbridos**

Paulo Jorge Soares Ribeiro

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Monteiro

Julho de 2009

Resumo

Num Sistema Híbrido de energia Eléctrica, aquando da utilização de uma componente de apoio, como um gerador a Diesel, assim como de baterias, a dificuldade em termos de despacho é acrescida, devido à variação dos custos de operação das baterias com a profundidade de descarga, assim como a não linearidade dos custos marginais de produção.

Tiando partido de uma crescente viabilidade das técnicas de previsão, são desenvolvidas metodologias estratégicas que tentam melhorar resultados obtidos por métodos de despachos pré-definidos existentes.

O algoritmo é testado para um sistema Híbrido composto por geradores fotovoltaicos, um aerogerador, um gerador diesel, e um banco de baterias Chumbo-Ácido. Este sistema é previamente dimensionado através do software HOMER, utilizando para tal um conjunto de valores de velocidade do vento, radiação e temperatura da zona sul de Portugal. Em termos de perfil de consumo, é aplicado um método de *Bottom-Up*, de forma a obter um diagrama de carga diário, essencial para o bom dimensionamento do sistema.

A vantagem da integração de previsão, tanto de recursos endógenos, como de valores de consumo, é testada, não só para uma maior eficiência da operação, como também no próprio dimensionamento do sistema.

Os resultados obtidos pela metodologia proposta, verificam uma diminuição de custos de operação em relação à adopção de estratégias pré-definidas no despacho, assim como uma redução do custo anualizado do sistema dimensionado a partir deste tipo de despacho.

Palavras-chave: Sistemas Híbridos de Energia, Optimização, Despacho, Estratégias, Gerador Diesel, Baterias, Fotovoltaico, Aerogerador, Previsão, Dimensionamento.

Abstract

In a Hybrid Power System, when a backup power system is used, like a Diesel generator, and also battery banks, the problem of the dispatch gets harder, due to the variation of the operation costs of the batteries with the depth of discharge, and also due to the non linearity of the margin costs of the generator production. This algorithm considers future values of renewable production and demand, making it easier to assume a dispatch decision in the present time.

Taking advantage of increasing reliability of prediction techniques, strategy methods are developed that try to improve the results previously obtained by pre-defined dispatch operations.

The algorithm is tested for a Hybrid Power System formed by photovoltaic generators, a wind turbine, a diesel generator and a Lead-Acid battery bank. This system is previously sized thru the software HOMER, using datasets of wind speed, solar radiation and temperature of the south of Portugal.

Concerning the energy demand, a Bottom-Up method is applied to determine the daily load profile, essential for obtaining a good system sizing.

The advantage of prediction in the dispatch is tested, not only for improving the efficiency of the operation, but also in the sizing of the system.

The results obtained by the proposed algorithm, verify the reduction of operational costs when compared to the use of pre-defined dispatch strategies, and also obtains systems with lower annualized costs when sized from this kind of dispatch.

Key Words: Hybrid Power Systems, Optimization, Dispatch, Strategies, Diesel Generator, Batteries, Photovoltaic, Wind Turbine, Prediction, Sizing.

Agradecimentos

É para mim obrigatório começar por referir a minha família. Mesmo afastados pela distância, sempre estiveram a meu lado, durante todos estes anos, nos momentos bons e nos momentos menos bons. Isto é para vocês. Obrigado por tudo.

Um especial agradecimento para todos os meus amigos, tanto os do continente como os dos Açores. Aos do continente em especial, obrigado pelo apoio, principalmente na recta final, vocês foram para mim uma base importante no continente.

Não quero deixar de referir o meu agradecimento ao professor Cláudio Monteiro, pela ajuda, dedicação e tempo dispensado para auxílio neste trabalho.

Ao “pessoal da sala”, pelo convívio e ajuda nos últimos meses.

Pa mê pá, pá minha mam, pa mê irmam, pós mês amigues. Tá mal amanhade, mas tá fête. Sem vacês ia sê más ruim (em micalense).

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Motivação	2
1.3 Objectivos	2
1.4 Estrutura	3
2 Sistemas Híbridos de Energia	5
2.1 Introdução	5
2.2 Descrição de Sistemas Híbridos Isolados	6
2.3 Descrição dos Componentes em estudo	8
2.3.1 Produção Fotovoltaica	9
2.3.2 Aerogerador.....	10
2.3.3 Gerador Diesel.....	11
2.3.4 Sistema de Armazenamento	12
2.3.5 Controlador do Sistema	16
2.4 Descrição de Modelos de Dimensionamento	17
2.4.1 Software de Dimensionamento de Sistemas Híbridos	19
2.5 Revisão de Abordagens Estratégicas	21
3 Dimensionamento de Sistemas Híbridos	24
3.1 Modelização dos Componentes do Sistema em Estudo.....	24
3.1.1 Modelização da Produção Fotovoltaica	24
3.1.2 Modelização da produção eólica	26

3.1.3	Modelização do Gerador Diesel.....	28
3.1.4	Modelização do Banco de Baterias.....	30
3.1.5	Modelização do Diagrama de Cargas	32
3.2	Utilização do software HOMER.....	36
3.2.1	Descrição do dimensionamento efectuado	36
4	Optimização de Operação	43
4.1	Mapeamento de Estratégias pré-definidas.....	43
4.1.1	Load Following ou Seguimento de Carga	43
4.1.2	Cycle charging ou Ciclo de Carga das Baterias	45
4.2	Modelo de Optimização Estratégica de Operação	46
4.2.1	Dificuldades encontradas na tentativa de Optimização	48
4.3	Metodologia da Eficiência de Estratégias por Previsão	49
4.4	Análise de Resultados	52
4.5	Comparação de resultados com estratégias pré-definidas.....	55
5	Implicações da Previsão no Dimensionamento	63
5.1	Optimização do Dimensionamento da Fracção Renovável	63
5.1.1	Análise Económica.....	64
5.1.2	Resultados do Dimensionamento da Fracção Renovável do Sistema	65
5.2	Optimização da Capacidade de Armazenamento do Sistema.....	66
6	Algoritmo de Despacho pela Previsão de Benefícios	69
6.1	Descrição do Algoritmo.....	70
6.2	Análise de resultados do Modelo Proposto.....	75
7	Conclusões.....	79
7.1	Trabalhos Futuros	80
	Referências	81
	Anexos	84

Lista de figuras

Figura 2.1 - Electrificação rural no interior da Mongólia por sistema Eólico/Fotovoltaico [8].....	6
Figura 2.2 - Sistema Individual [11]7	7
Figura 2.3 - Sistema Centralizado [11]	7
Figura 2.4 - Diagrama do Sistema em estudo	8
Figura 2.5 - Efeito fotovoltaico [13].....	9
Figura 2.6 - Pannel Policristalino [14]	10
Figura 2.7- Rosa dos ventos e distribuição Weibull características da estação anemométrica IN-01 São João das Lampas-EOLOS ineti.....	11
Figura 2.8 - Banco de baterias numa aplicação solar [1]	13
Figura 2.9 - Relação entre o Número de Ciclos e a Profundidade de Descarga.....	15
Figura 2.10 - Tensão da bateria em função da profundidade de descarga [15]	15
Figura 2.11 - Funções do Controlador e <i>Set-Points</i> do Sistema.....	16
Figura 2.12 - Pressuposto base para o modelo cinético das baterias [25]	20
Figura 3.1 - Curva de um aerogerador genérico de $P_n=200\text{kW}$ pelo modelo simplificado	28
Figura 3.2 - Consumo de combustível por hora.....	29
Figura 3.3 - Taxa de posse de equipamentos domésticos em Portugal [45].....	34
Figura 3.4 - Diagrama de Carga para 367 habitações.....	35
Figura 3.5 - Consumo para 500 horas.....	35
Figura 3.6 - Potência Instalada Fotovoltaica (milhares de US\$/Potência Instalada) [13].....	36
Figura 3.7 - Baterias Surrette 4KS25P (milhares de US\$/Quantidade) [49].....	37
Figura 3.8 - Aerogerador WES 18 (milhares de US\$/Quantidade) [50]	37
Figura 3.9 - Aerogerador Enercon E-40 (milhares de US\$/Quantidade) [34]	37
Figura 3.10 - Gerador Diesel (milhares de US\$/Potência Nominal) [51]	37

Figura 3.11 - Conversor/Inversor (milhares de US\$/Potência Total) [52]	38
Figura 3.12 - Histograma de frequência dos consumos anuais.....	38
Figura 3.13 - Temperatura	39
Figura 3.14 - Radiação	39
Figura 3.15 - Velocidade do Vento.....	40
Figura 3.16 - Sistema a dimensionar	40
Figura 3.17 - Sistema obtido.....	40
Figura 3.18 - Produção Média Mensal	41
Figura 4.1 - Mapa referente à estratégia de Load Following ou de Seguimento de Carga.....	44
Figura 4.2 - Comparação dos custos marginais do gerador e dos custos marginais associados ao uso das baterias.....	44
Figura 4.3 - Ld positivo e negativo (adaptado [41])	45
Figura 4.4 - Mapa referente à estratégia de Cycle Charging ou de Carga das Baterias	45
Figura 4.5 - Comparação dos custos de operação entre gerador e baterias para diversos SOC	47
Figura 4.6 - Fluxograma da Estratégia de Despacho com Previsão	52
Figura 4.7 - Mapa estratégico com previsão	54
Figura 4.8 - Despacho com previsão de 48h.....	55
Figura 4.9 - Despacho por Load Following.....	56
Figura 4.10 - Despacho por Cycle Charging	56
Figura 4.11 - SOC do banco de baterias para diferentes estratégias de despacho.....	57
Figura 4.12 - Comparação do défice horário e do défice acumulado previsto para 48 horas ..	57
Figura 4.13 - Despacho com previsão de 48 horas	58
Figura 4.14 - Balanço energético previsto em cada hora para as prox. 48 horas	58
Figura 4.15 - Despacho por Cycle Charging	58
Figura 4.16 - Actuação do Gerador à pot. mínima por restrição técnica das Baterias no despacho por previsão.....	59
Figura 4.17 - Actuação do Gerador à potência máxima por restrição técnica das Baterias em Cycle Charging	59
Figura 4.18 - Previsão de (P-C) em cada hora para as 48 horas seguintes.....	60
Figura 6.1 - Relação entre a hora máxima de previsão e o custo total anual.....	72
Figura 6.2 Comparação da actuação do gerador para diferentes modos de previsão	73

Figura 6.3 - Fluxograma representativo do Algoritmo Proposto.....	74
Figura 6.4 - Actuação do gerador em determinado período horário e respectivo efeito nas baterias	75
Figura 6.5 - Relação entre a produção do Gerador e o valor de P_{Ren} -Carga.....	76
Figura 6.6 - Relação entre a Produção do Gerador e o Fluxo Energético das Baterias	77
Figura 6.7 - Relação entre a actuação do gerador e a previsão do Balanço Energético	77
Figura 6.8 - Relação entre a Produção do Gerador e o Balanço Energético previsto para 27 horas seguintes	78
Figura 6.9 - Relação entre a Produção do Gerador e o Estado de Carga das baterias.....	78

Lista de tabelas

Tabela 1 - Relação entre Z_0 e o tipo de terreno	27
Tabela 2 - Potência, período de utilização e frequências diárias de utilização de equipamentos.....	34
Tabela 3 - Equipamento do Sistema Híbrido	40
Tabela 6 - Comparação do método para diferentes horas de previsão	52
Tabela 5 - Legenda do Mapa proposto	54
Tabela 6 - Comparação das diferentes Estratégias de Despacho	60
Tabela 7 - Características consideradas no dimensionamento da componente Eólica	64
Tabela 8 - Resultados do dimensionamento da F.R. a partir de diferentes estratégias.....	65
Tabela 9 - Comparação de diferentes estratégias para o sistema dimensionado a partir da Estratégia com Previsão.....	66
Tabela 10 - Dimensionamento do Nr. Baterias e da Pot. Nominal do Gerador	67
Tabela 11 - Comparação de custos com os valores máximos de previsão e sem limite de previsão.....	72
Tabela 12 - Distribuição da probabilidade horária de utilização de equipamentos.....	84
Tabela 13 - Junção dos factores de probabilidade de utilização e factores de frequência e potência de equipamentos	85

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

ACS	Annualized Cost of the System
Ah	Ampére hora
C	Carga
CAh	Capacidade em ampéres hora da bateria
C_{ENF}	Custo Energia não Fornecida
$C_{op_{bat}}$	Custo operacional da bateria
$C_{gerador}$	Custo de Produção do Gerador
DOD	Depth of Discharge
ENF	Energia Não Fornecida
FR	Fracção Renovável
h	Hora
HPS	Hybrid Power System
LCC	Life Cycle Cost
LOPSP	Loss of Power Supply Probability
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
$P_{ot_{max}}$	Potência máxima do Gerador
$P_{ot_{min}}$	Potência mínima do Gerador
P_{Ren}	Produção por fonte renovável
SDR	Self Discharge Rate
SIFI	Sistemas Individuais de Fontes Intermitentes
SOC	State of Charge
SOC_{max}	Maximum State of Charge
SOC_{min}	Minimum State of Charge
STC	Standard Test Conditions
V_c	Cut-in Speed
V_R	Rated Wind Speed
V_F	Cut-off Wind Speed

Lista de símbolos

c	Carrega/Descarrega bateria
δC	Coeficiente de temperatura das baterias
αP	Coeficiente de influência da potência do painel fotovoltaico com a temperatura
α	Constante adimensional que depende da topografia do terreno, para influência do cálculo de valores de velocidade de vento.
σ	Coeficiente de Auto-Descarga
ρ	Massa volúmica do ar

1 Introdução

1.1 Enquadramento

Sistemas Híbridos de Energia, ou *Hybrid Power Systems* (HPS), são sistemas produtores de energia formados por duas ou mais fontes, de naturezas diferentes.

As fontes que compõem o sistema produtor poderão ser de dois tipos, fontes ditas convencionais, no qual se encontram por exemplo geradores consumidores de combustíveis fósseis, e as fontes de origem em recursos endógenos, as chamadas fontes renováveis de energia.

Os Híbridos poderão diferenciar-se, não apenas em termos de origem de recursos, mas igualmente em termos da natureza da energia final produzida. Existem variados estudos e implementações de HPS produtores de energia eléctrica e em simultâneo de energia térmica (CHP)¹.

A sua principal utilização é onde se têm notado os maiores desenvolvimentos em termos de dimensionamento e optimização do sistema como um todo, verifica-se em modo de funcionamento isolado da rede eléctrica.

No presente estudo, apenas terão especial atenção sistemas híbridos de produção de energia eléctrica, nomeadamente sistemas compostos por geradores fotovoltaicos, aerogeradores, uma fonte de apoio, composta por um gerador diesel, e um sistema de armazenamento composto por um banco de baterias de Chumbo-Ácido, em funcionamento isolado da rede.

Em termos de operação, o modo como o sistema actua poderá ser definido a partir de uma estratégia de controlo. As estratégias definem, em tempo real, a produção a despachar (nomeadamente em termos de gerador), a utilização do sistema de armazenamento (carregar ou descarregar) e gestão de cargas (deslastre).

¹ Combined Heat and Power

1.2 Motivação

A utilização de Sistemas Híbridos de Energia Eléctrica contendo fontes renováveis, apresenta significativas vantagens comparativamente à utilização de apenas uma fonte de energia renovável, devido à complementaridade dos recursos. Estudos efectuados [2] comprovam as vantagens da utilização de híbridos tanto em termos de fiabilidade como em termos económicos.

Este tipo de sistemas atingiu um grau de maturidade considerável ao nível do dimensionamento. O problema prende-se a nível de despacho, nomeadamente em sistemas que utilizem produção convencional, como meio de apoio, em simultâneo com sistemas de armazenamento. O problema do dimensionamento é acrescido, se se otimizar os componentes que formam o híbrido em simultâneo com a optimização da respectiva operação destes.

Estes factores levam a uma crescente necessidade de dimensionamento optimizado. Através de uma maior capacidade técnica actual de controlo da operação do sistema, aliado à viabilidade técnica de previsão de recursos endógenos, tornam possível na realidade, e não apenas a nível académico, uma optimização estratégica de despacho e dimensionamento, tendo em conta a previsão.

1.3 Objectivos

Pretende-se nesta dissertação estudar a importância e influência da previsão de recursos endógenos e de consumo na definição da estratégia de operação assim como no dimensionamento do próprio sistema considerador.

Serão criadas e desenvolvidas metodologias de optimização de operação do sistema, admitindo como previsão perfeita os recursos futuros. Não serão, no entanto, consideradas técnicas específicas de previsão nem tidas em conta o grau de incerteza proveniente das mesmas.

A partir das metodologias desenvolvidas, pretende-se criar formas de mapeamento de estratégias.

Serão igualmente testados e analisados os efeitos de um dimensionamento da fracção renovável, assim como da própria componente de operação do sistema (banco de baterias e gerador a Diesel), a partir de estratégias optimizadas.

1.4 Estrutura

Esta dissertação encontra-se dividida em sete capítulos.

O segundo capítulo apresenta algumas características de Sistemas Híbridos de Energia Eléctrica, nomeadamente no que respeita a certas particularidades dos componentes que o formam, nos tipos de sistemas existentes actualmente, referindo alguns casos concretos. Neste capítulo descrevem-se ainda o estado actual de desenvolvimento destes sistemas, em relação aos modelos de dimensionamento normalmente utilizados para sistemas híbridos isolados, no que respeita a tipo de modelo, método e natureza dos dados e intervalos de tempo utilizados. É realizada uma breve referência ao software existente actualmente para modelização destes sistemas. Descreve-se também o estado actual referente a métodos e modelos de optimização de operação.

No capítulo três são realizadas modelizações para simulação tanto de componentes produtores, como de sistemas de armazenamento, sendo ainda descrito e demonstrado a modelização do diagrama de cargas, utilizado no estudo. É descrita a utilização do software HOMER, de forma a obter um sistema base para posterior estudo da sua operação.

No quarto capítulo são expostos os mapas estratégicos provenientes das principais estratégias de operação, sendo estes mapas e respectivas estratégias utilizados como base de comparação para uma nova metodologia de operação com influência de previsão, exposta neste mesmo capítulo. É proposto também um novo mapeamento estratégico referente ao algoritmo desenvolvido. No quinto capítulo apresentam-se as principais relações e implicações do despacho proposto, tanto em termos do dimensionamento da componente renovável do sistema, assim como da capacidade total de armazenamento. Este dimensionamento é feito tendo por base um critério de selecção de componentes partir do custo anual do sistema, explicado no mesmo capítulo.

No capítulo seis é proposto um algoritmo de despacho, com influência de previsão, desenvolvido em Visual Basic, de forma a poder ser integrado em modelos de dimensionamento logísticos, de dados de longo prazo, nomeadamente modelos que utilizem meta-heurísticas. Este algoritmo possui os mesmos pressupostos do desenvolvido no capítulo quatro, tendo algumas vantagens a partir da capacidade de regressão de resultados, proveniente da utilização de ciclos de programação.

No sétimo capítulo são expostas e enfatizadas as principais conclusões do estudo, nomeadamente em termos de vantagens ou não da integração de previsão no modo de operação do sistema, assim como principais diferenças obtidas no dimensionamento a partir da metodologia proposta, fazendo referência a algumas possibilidades de trabalhos futuros.

2 Sistemas Híbridos de Energia

2.1 Introdução

Sistemas Híbridos de produção de energia eléctrica são sistemas que combinam duas ou mais fontes de produção de energia. As fontes de produção de energia poderão ser de origem renovável, tais como energia eólica, energia solar, energia da biomassa, energia hídrica, etc., podendo ser integrada ou complementada com fontes de produção ditas convencionais, que consomem combustíveis fósseis, tais como os geradores a diesel.

Este tipo de sistemas é actualmente estudado com grande interesse pela comunidade científica [3] devido à complexidade destes, tanto pelas diferentes origens da produção de energia, como também pela utilização de fontes cujos recursos não são de todo previsíveis, podendo essa previsibilidade ser compensada pela complementaridade dos recursos.

Estas configurações de fontes de produção são geralmente de pequenas dimensões podendo funcionar em modo isolado, fornecendo energia em zonas remotas, onde a extensão da rede eléctrica acarretaria custos excessivos e onde a dificuldade de acesso a estes locais faz com que o custo de combustíveis fósseis atinja preços insuportáveis inflacionados pelo seu transporte [4]. Por outro lado, este tipo de integração de várias fontes poderá dar origem a sistemas interligados com a rede eléctrica.

O recente desenvolvimento de sistemas híbridos de energia é o resultado de actividades em variados campos de investigação, contando-se entre estes os avanços tecnológicos na área da electrónica de potência, permitindo uma maior disponibilidade de novos componentes semicondutores, que origina por sua vez uma eficiência melhorada, uma maior fiabilidade e qualidade do sistema, por exemplo o desenvolvimento de controladores automáticos de carga, melhoram a operação de sistemas híbridos de energia e reduzem a necessidade de manutenção[5]. Tem-se notado um grande desenvolvimento em termos de métodos e de sistemas de simulação de configurações híbridas de energia, tais como HOMER, HYRID2, TRNSYS, RETSCREEN, etc. O crescente desenvolvimento dos componentes que normalmente

compõem este tipo de sistema é igualmente um factor importante. Um exemplo destes componentes são os painéis solares fotovoltaicos a entrar em mercado de escala actualmente, após um descrédito inicial na década de 80, levando a um aumento da eficiência dos módulos, a preços mais acessíveis. De referir o desenvolvimento, ainda que em fase inicial de aerogeradores de pequeno porte, como é o caso da TURBAN do INETI, visto que em Portugal já praticamente não ser possível um aumento de produção de energia eólica por parques eólicos de grande porte de forma sustentável. Por todas estas razões poderá considerar-se os sistemas híbridos como um tipo de sistema com um grau de maturação aceitável.

2.2 Descrição de Sistemas Híbridos Isolados

Os sistemas híbridos poderão ser utilizados num vasto leque de aplicações, desde a área de telecomunicações [6], electrificação de aldeias remotas [7], aplicações rurais, etc.



Figura 2.1 - Electrificação rural no interior da Mongólia por sistema Eólico/Fotovoltaico [8]

Por esta razão, as dimensões de um sistema desta natureza poderão variar, desde aplicações de pequenas dimensões, 5000 Wh/dia para fornecer energia a uma habitação isolada, por exemplo, até aplicações em larga escala, fornecendo energia a uma área de grandes dimensões, 10 MWh/dia.

Sistemas híbridos de energia isolados são sistemas que não estão ligados à rede eléctrica. Isto deve-se ao facto de, em determinadas situações, não ser rentável a extensão da rede eléctrica para alimentar locais de consumo. Esta é aliás, uma das mais promissoras aplicações de sistemas renováveis de energia, em zonas extremamente remotas, onde a dificuldade de acesso leva a um aumento progressivo do custo de transporte de combustível para alimentar geradores autónomos.

Alguns estudos demonstram o sucesso deste tipo de aplicações na electrificação de zonas desta natureza [7, 9].

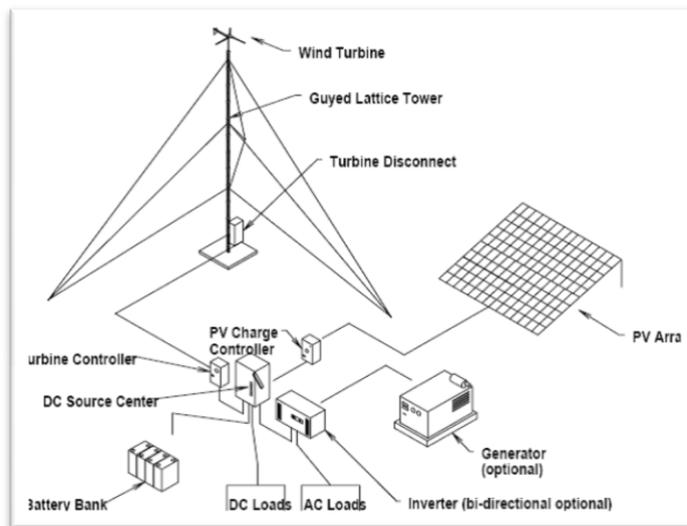


Figura 5.1 - Esquema de um possível sistema híbrido de energia eléctrica, isolado da rede [10]

Para aplicações de sistemas híbridos de médias e grandes dimensões, isto é, em locais cuja carga a alimentar compreende várias habitações, vilas, aldeias, poderá optar-se por uma configuração centralizada ou individual:

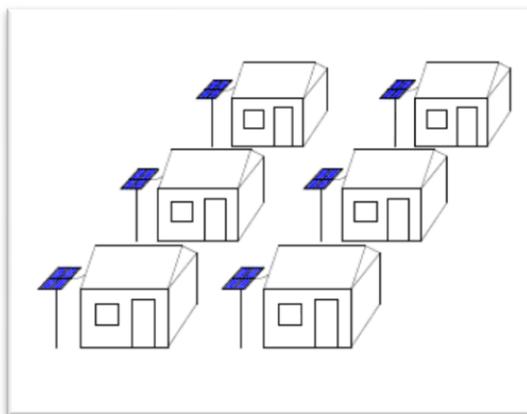


Figura 2.2 - Sistema Individual [11]

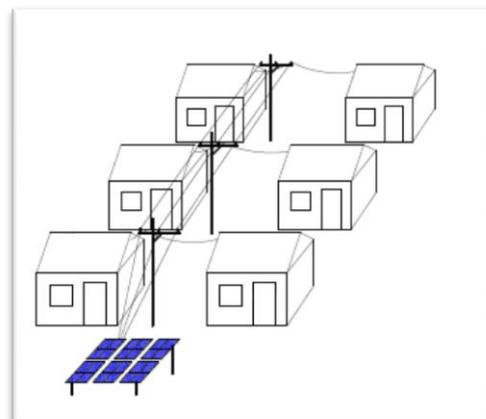


Figura 2.3 - Sistema Centralizado [11]

Para sistemas isolados, sem interligação com a rede eléctrica, para alimentação de áreas remotas, poderia optar-se por Sistemas Individuais de Fontes Intermitentes (SIFI). Estas poderão ser vantajosas em relação a sistemas centralizados pelo facto de não necessitarem da utilização de micro-redes, evitando os custos que delas advêm. Assim, localizando a produção muito próxima do consumo, as perdas por transporte de energia serão quase inexistentes. Outro aspecto a considerar prende-se em termos de fiabilidade do sistema. Os requisitos de fiabilidade iriam requerer uma nova abordagem, isto é, devendo ser definidos para e por cada consumidor individual, não para grupos de consumidores. Sabendo que a

fiabilidade para sistemas isolados não é a mesma para cada hora ou dia, cada consumidor deverá especificar diferentes fiabilidades consoantes os níveis de prioridade das cargas consumidas por ele. Para sistemas centralizados, este critério de fiabilidade deve ser definido para os consumidores como um todo. Neste caso, como refere Willis [12], para tipos de consumidores semelhantes, com o aumento do número de pontos de consumo, o diagrama de cargas irá harmonizar-se. Tendo os factores de simultaneidade em consideração, o correcto dimensionamento de sistemas centralizados permitirá uma diminuição da redundância de tecnologias, levando também à diminuição dos custos globais.

2.3 Descrição dos Componentes em estudo

O sistema estudado consiste numa combinação de painéis fotovoltaicos, aerogeradores, uma tecnologia de apoio dita convencional, nomeadamente um gerador Diesel, e sistema de armazenamento, composto por um banco de baterias de Chumbo-Ácido. Este sistema é representado pela Figura 2.4.

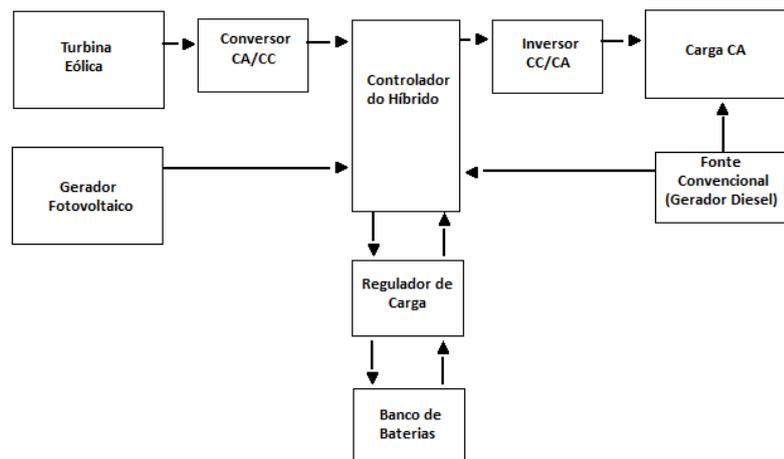


Figura 2.4 - Diagrama do Sistema em estudo

Abaixo descrevem-se sucintamente cada uma das tecnologias que compõem o sistema.

2.3.1 Produção Fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica utiliza células semicondutoras (wafers) para produção de energia eléctrica a partir da radiação solar. A célula comporta-se basicamente como um diodo de junção p-n, efeito este a que se dá o nome de efeito fotovoltaico. Os fotões incidem sobre a superfície n, criando pares lacuna electrão. Devido ao campo eléctrico da junção p-n, os electrões são forçados a circular pela carga (representada na Figura 2.5 através de R_L). Estes combinam-se com as lacunas na superfície p, que é continuamente regenerada com as lacunas que passam a junção devido ao campo.

A tensão da célula deve-se ao efeito de difusão dos portadores na junção p-n. Este efeito de difusão e o campo eléctrico neutralizam-se, mantendo um equilíbrio que depende da corrente na carga.

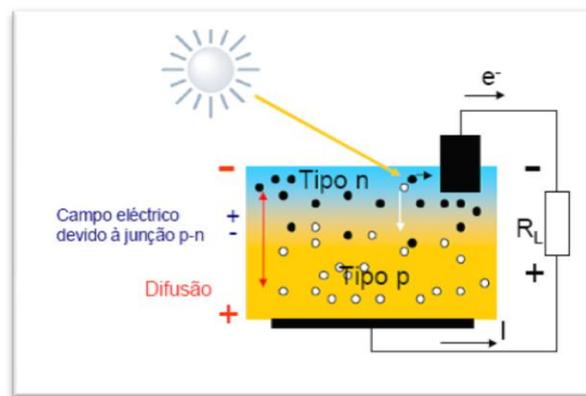


Figura 2.5 - Efeito fotovoltaico [13]

Esta tecnologia sofreu e sofre evolução ao longo de três gerações distintas, onde a primeira geração corresponde a células de silício cristalino (monocristalino, policristalino, fita), correspondendo a cerca de 90% do mercado actual. A segunda geração corresponde a tecnologias de películas finas sobre substratos rígidos de vidro ou cerâmica (silício amorfo, CIS, CIGS), correspondendo a pouco menos de 10%. Por fim, a terceira geração, ainda numa fase inicial, corresponde a nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis (células orgânicas, termo-fotovoltaica, multi-junção) [13].



Figura 2.6 - Painel Policristalino [14]

2.3.2 Aerogerador

A utilização do vento como fonte para obtenção de energia eléctrica alberga muitas vantagens tais como o facto de ser um recurso não poluente, evitar a dependência de combustíveis fósseis, para produções em larga escala a relação custo/produção é linear e, ao contrário de outros recursos como o sol, a produção de energia eólica tem um potencial de produção de 24 horas por dia. Como em tudo possui as suas contrapartidas, dependendo da escala de produção, possui normalmente um elevado custo inicial, alguns impactos ambientais, especialmente em grandes parques eólicos, mas a elevada variabilidade da velocidade do vento sempre foi a maior desvantagem. A energia do vento varia com o quadrado da velocidade do vento. A energia cinética deste pode ser obtida pela seguinte expressão:

$$E = \frac{1}{2} \rho \cdot V^2 \quad (2.1)$$

Onde ρ corresponde à massa volúmica do ar e V à velocidade do vento. A variação de vento num local é normalmente descrita utilizando a chamada distribuição de Weibull. A distribuição de Weibull toma a seguinte forma:

$$f_w = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}, \text{ para } 0 < V < \infty \quad (2.2)$$

Onde,

V (m/s) corresponde à velocidade do vento;

A é o factor de escala;

k é o factor de forma.

Como a velocidade do vento varia de local para local, dependendo de condições climáticas, do relevo e tipo de superfície do terreno, a distribuição de Weibull também irá variar tanto na sua forma como no seu valor médio. Assim o chamado factor de escala A corresponde ao valor médio de todas as observações de velocidade do vento no local, enquanto k define como é dada a distribuição dos valores de velocidade de vento, se próxima do valor de A, se, pelo contrário, de forma mais distribuída. Abaixo podemos ver um exemplo de distribuição de Weibull.

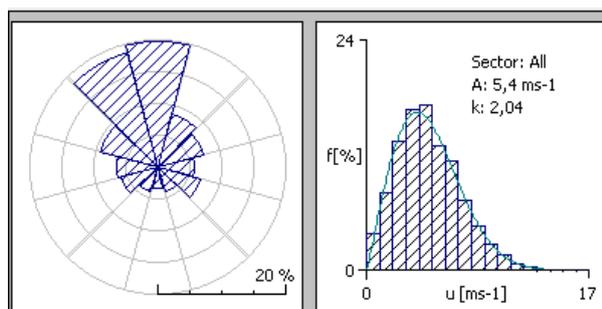


Figura 2.7- Rosa dos ventos e distribuição Weibull características da estação anemométrica IN-01 São João das Lampas-EOLOS ineti

Sabe-se que a potência do vento varia com o cubo da velocidade do vento, mas a potência de saída de uma turbina eólica não é obtida de forma tão simples.

O modelo mais simples para um aerogerador pode ser definido por quatro parâmetros distintos, sendo estes V_c , V_r , V_f e P_r , denominados respectivamente por Velocidade de vento de arranque (cut-in speed), Velocidade de vento nominal (rated wind speed), Velocidade de vento máximo garantido (cut-off speed) e Potência nominal (rated output power). Este modelo será descrito em maior detalhe posteriormente.

2.3.3 Gerador Diesel

Para atenuar o efeito da diminuição de produção de origem renovável durante períodos de pouca disponibilidade de recursos endógenos, durante a noite e/ou em períodos em que se registre velocidades do vento baixas, os sistemas fotovoltaicos e eólicos necessitam de um sistema de apoio. Este sistema irá permitir, por um lado diminuir as necessidades de capacidade de armazenamento do sistema e por outro, aumentar a fiabilidade do conjunto, em termos de diminuição do factor de probabilidade de perda de carga (*Loss of Load Probability*).

A capacidade do gerador diesel a instalar em determinado sistema depende principalmente do seu modo de interligação com o mesmo, do tipo e da natureza da carga. Se o gerador for planeado para uma ligação directa à carga, então a sua potência nominal deverá ser prevista, no mínimo para o pico da carga. Se, por outro lado, estiver interligado ao

sistema, através de baterias, então a corrente produzida pelo gerador não deverá ultrapassar o valor de CAh/5, onde CAh corresponde à capacidade em amperes hora da bateria [5].

Os geradores diesel desempenham um papel fundamental, em termos de optimização do controlo do sistema. Vários autores referem que, se o gerador trabalha normalmente na gama dos 70% a 90% da sua potência nominal, então a sua utilização é economicamente eficiente.

Para além da sua utilização em horas de pico de carga, estes podem ter um papel importante, como será descrito posteriormente, numa utilização eficiente do banco de baterias, podendo proceder à sua carga, evitando longas utilizações destas em estados de carga baixos que diminuem a sua duração total.

Chambers et al. [15] desenvolveram um modo de selecção de geradores diesel para pequenas comunidades rurais. Estes procediam à comparação dos geradores através de dois métodos, *Unit Commitment* e Despacho Económico, utilizando vários geradores em simultâneo.

Ao não incluir no sistema a estudar um meio de armazenamento de energia, a problemática da optimização da operação é simplificada, levando no entanto a custos excessivos devido ao elevado consumo de combustível nos geradores a diesel.

2.3.4 Sistema de Armazenamento

Para um sistema de fornecimento de energia eléctrica com fontes renováveis, a funcionar em modo isolado, o uso de um sistema de armazenamento de energia é indispensável, tanto em termos económicos, visto evitar redundância de produção, assim como em termos de fiabilidade, permitindo fornecer energia em altura de pouca disponibilidade de recursos endógenos.

As baterias armazenam energia na forma electroquímica, existindo dois tipos de baterias electroquímicas, as primárias, convertendo energia química em energia eléctrica de uma forma não reversível, e as baterias secundárias, também conhecidas por baterias recarregáveis, convertendo energia eléctrica em química quando carregada, e energia química em eléctrica durante o seu descarregamento. Este último tipo de baterias tem uma eficiência global entre 70 a 80% [16].



Figura 2.8 - Banco de baterias numa aplicação solar [1]

Os tipos de baterias expostos abaixo são os mais utilizados nos dias de hoje. São estas as baterias de Chumbo-Ácido; Níquel-Cádmio; Níquel-Metal Hidreto; Zinco-ar.

A escolha do electroquímico a utilizar para uma determinada aplicação depende do tipo de performance desejada e da optimização dos custos.

Os dois tipos de baterias que têm sido usados para sistemas fotovoltaicos ou híbridos isolados da rede são do tipo Chumbo- Ácido e Níquel- Cádmio.

Devido a factores tais como o custo, a tensão de célula menor (1,2V), menor eficiência e temperatura de trabalho limitada aos 40 °C, as baterias de Níquel- Cádmio não são tão utilizadas comparativamente às de Chumbo-Ácido. Estas últimas irão continuar a ser o mais importante sistema de armazenamento neste tipo de aplicações num futuro próximo, devido à sua boa relação performance/custo [17].

Segue-se uma breve descrição deste tipo de sistema de armazenamento, visto ser este o escolhido para o caso de estudo.

As baterias de Chumbo-Ácido são compostas por uma interacção electroquímica chumbo/ácido sulfúrico/dióxido de chumbo cuja reacção geral é dada pela seguinte equação química:



Durante a descarga é formado água e sulfato de chumbo. A água dilui o electrólito de ácido sulfúrico e a gravidade específica do electrólito diminui com a diminuição do estado de carga da bateria. Ao ser carregada, é invertida a reacção e é formado dióxido de chumbo, carregando a bateria.

Existem várias versões para este tipo de baterias, entre os quais destacam-se as versões de ciclo raso (*shallow-cycle*) e ciclo profundo (*deep-cycle*). As baterias de *deep-cycle* são as indicadas para ciclos de carga e descarga completos, repetidamente, sendo por isso as recomendadas para aplicações de armazenamento de sistemas híbridos.

A capacidade da célula, C , é medida em Ampère-hora (Ah). Isto significa que a bateria pode fornecer C ampères numa hora ou C/n ampères em n horas.

Um parâmetro importante para definição do estado da bateria é o seu estado de carga, *State of Charge* (SOC). Este é definido em qualquer momento por [16]:

$$SOC = \frac{\text{Capacidade Ah restante na bateria}}{\text{Capacidade Ah Total}} \quad (2.4)$$

Outras características deverão ser levadas em consideração, tais como a tensão de carga/descarga da bateria. A tensão é máxima quando a bateria está completamente carregada. Quando esta começa a ser descarregada, a tensão começa a diminuir rapidamente. Por outro lado, se a bateria está a ser carregada, a tensão aumenta rapidamente de início, estabilizando num valor final quando a bateria está completamente carregada (SOC=1).

Outro aspecto importante das baterias é o rácio carga/descarga. Quando uma bateria sofre uma certa descarga, irá necessitar de um valor Ah algo superior ao que foi descarregado para atingir a carga total. Este valor irá depender da temperatura a que a bateria está sujeita e da taxa de carga/descarga da mesma, ou seja, da velocidade a que é carregada/descarregada.

Quando a bateria não está a ser utilizada, poderá ocorrer uma descarga lenta desta. A esta situação dá-se o nome de auto-descarga, *self-discharge rate* (SDR). Para manter a bateria no estado completamente carregado, procede-se a um carregamento lento, de nome *trickle-charge*, para contornar a auto-descarga.

Estando a bateria completamente carregada, qualquer carga fornecida adicionalmente irá ser transformada em calor. Se esta situação continuar, as baterias poderão danificar-se por sulfatação e estratificação do electrólito, existindo um risco potencial de explosão. Por isso, em sistemas solares ou Híbridos é importante controlar a carga da bateria, através de reguladores ou outro tipo de sistemas.

A temperatura de funcionamento da bateria possui também uma grande influência na performance desta. De referir que a capacidade e a eficiência do processo de carga diminuem com o aumento da temperatura, o valor de auto-descarga aumenta com a temperatura e a resistência interna da bateria varia inversamente ao aumento da temperatura.

Em termos de duração total de uma bateria, este depende de dois factores, da sua composição física e do modo como é utilizada.

O tempo de vida limitada pela sua composição, também denominado de *float life*, é a máxima duração da bateria até necessitar de substituição. Esta limitação está associada ao efeito causado pela corrosão nas baterias, altamente influenciado pela temperatura.

Temperaturas ambientes elevadas permitem um meio mais favorável para a aceleração da corrosão. Desta forma, as baterias deverão ser mantidas em meios arejados.

De forma a compreender como o modo como as baterias são utilizadas influenciam a sua duração, é necessário ter em conta o número de ciclos desta. A cada processo compreendido por carga e posterior descarga forma-se um ciclo. Ainda que idealmente, o banco de baterias seja composto por um número infinito de ciclos, na realidade nota-se que o número de ciclos total é limitado e dependente do nível ao qual a bateria é descarregada, isto é, da profundidade de descarga, *depth of discharge* (DOD), ou seja, a percentagem de energia que é retirada da bateria, o qual possui um valor limite que não deve ser ultrapassado para evitar a degradação do electrólito.

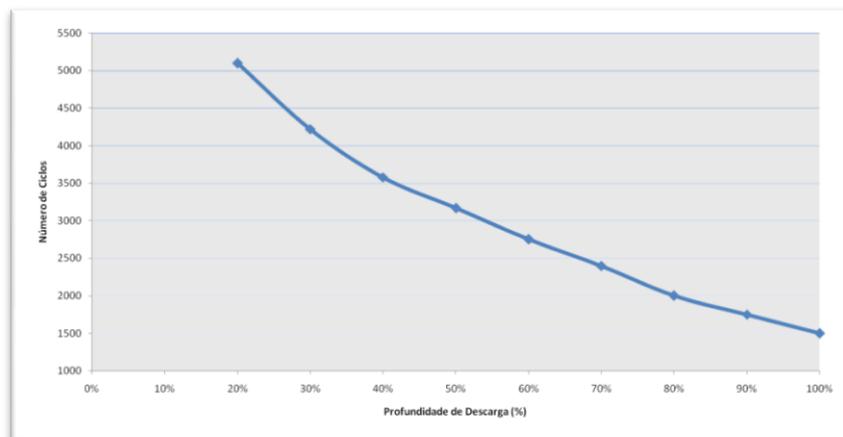


Figura 2.9 - Relação entre o Número de Ciclos e a Profundidade de Descarga

Através do gráfico anterior, é possível concluir que, quanto maior for a descarga da bateria, menor será a sua duração. Por esta razão, como $SOC = 1 - DOD$, é prejudicial manter as baterias e descarregá-las em estados de carga baixos.

De referir ainda que a tensão na bateria depende de DOD .

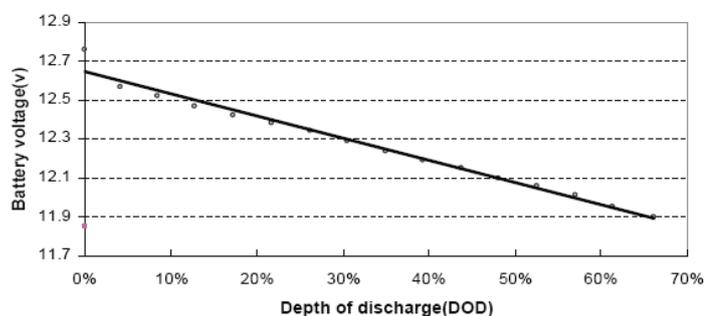


Figura 2.10 - Tensão da bateria em função da profundidade de descarga [15]

2.3.5 Controlador do Sistema

O controlador é a componente preponderante do sistema em estudo. É a partir dele que parte o modo como o sistema actua como um todo, dependendo de valores presentes, futuros e da estratégia proposta neste estudo.

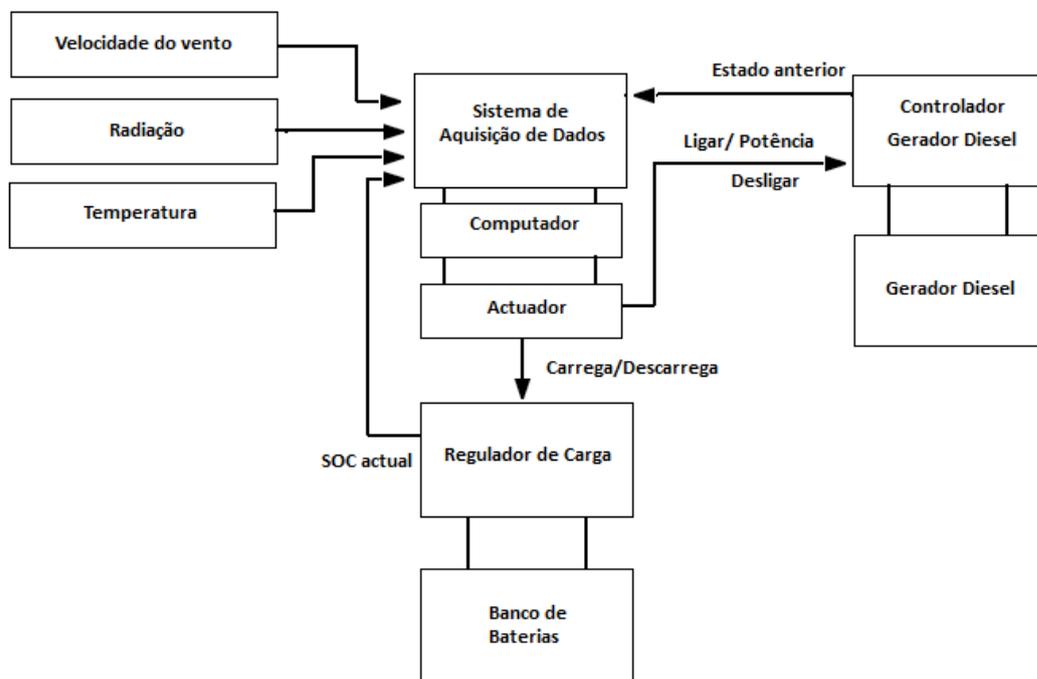


Figura 2.11 - Funções do Controlador e *Set-Points* do Sistema

Como neste estudo, pretende-se obter uma estratégia óptima de forma a incorporá-la no controlador do sistema, foca-se apenas o comportamento em regime permanente dos componentes. Não irá ser focado o controle da tensão e frequência do sistema, mas sim a coordenação e supervisão do funcionamento do sistema no que respeita determinadas questões tais como a tentativa de maximização do tempo de vida útil das baterias, a maximização da eficiência do gerador, o fornecimento total da necessidade energética.

O Controlador ideal previsto seria composto por um sistema de aquisição de dados, um computador e um actuador. A componente de aquisição de dados iria ser capaz de receber valores actuais dos recursos endógenos, para este sistema em particular, de velocidade de vento, de temperatura e de radiação solar. Iria ser responsável também por receber valores de *feed-back* dos componentes do sistema, ou seja, o estado actual do banco de baterias e o modo de actuação do gerador nos momentos anteriores ao actual, em termos de estado (ligado/desligado) e em termos de energia produzida.

Em seguida, o sistema de aquisição de dados transmitiria toda a informação colhida ao computador, e este seria responsável por todo o processo inteligente de decisão do modo de operação. O computador faria a previsão tanto de recursos como da própria produção

renovável, para um número de horas pré-definido, e, a partir destes valores, decidiria sobre o modo de actuação óptimo. O modo de actuação seria transmitido para o actuador e deste para o regulador de carga, assim como para o controlador do gerador diesel. O regulador de carga é responsável por fazer com que a bateria carregue ou descarregue, através do controlo de corrente que é transmitida à bateria.

O gerador seria acoplado a um controlador, controlador este responsável por transmitir informação ao sistema de aquisição de dados sobre o modo passado de actuação, assim como o modo de actuação no momento. Este modo de actuação corresponde a ligar ou desligar o gerador e, se ligado, a potência ao qual ele irá actuar.

2.4 Descrição de Modelos de Dimensionamento

As metodologias de modelização de Sistemas Híbridos de Energia Eléctrica poderão ser agrupadas em duas categorias principais, logística e dinâmica.

A modelização logística é utilizada principalmente para simulações a longo prazo do desempenho do sistema, assim como para o seu dimensionamento e optimização. Para a optimização, normalmente são utilizados critérios económicos, entre estes o custo do ciclo de vida do projecto, *life cycle cost* (LCC). Utiliza também critérios de fiabilidade, normalmente pelo método probabilidade de perda de carga (*loss of power supply probability*, LOPSP). Poderá ter em conta também critérios ambientais, tornando-se assim num problema multi-objectivo.

Este tipo de modelização poderá ser dividido em três métodos de abordagem do problema. Modelos de séries temporais ou semi-estáticos, que requerem séries temporais de longo prazo das variáveis que compõem o sistema, nomeadamente, os valores dos recursos endógenos, valores de carga, etc. Simulam a produção de cada componente do sistema para os valores dos recursos e procedem à selecção do sistema por critérios económicos, fiabilidade, ambientais, etc. Como exemplo de utilização deste modelo temos Lin[6]. Este propõe um modelo para um sistema híbrido solar/eólico com utilização de baterias, baseado nos conceitos de probabilidade de potência não fornecida, *loss of power supply probability* (LOPSP) e no custo anual do sistema, *annualized cost of system* (ACS). Outro exemplo é o de Koutroulis [18] que utiliza a técnica de algoritmos genéticos para dimensionar e optimizar o sistema, a partir de uma lista de componentes que poderão ser pré-seleccionados.

Outro método de optimização foi apresentado, utilizando uma técnica iterativa, por Kellogg [10], iniciando-se o método ao seleccionar os parâmetros tanto de turbinas como de painéis solares e baterias, disponíveis no mercado. Em seguida, considerando uma produção muito superior de uma turbina eólica ao de um painel, fixa-se o número de turbinas variando-

se o número de painéis solares até que a diferença entre a potência gerada e a potência consumida seja mínima. Este passo é repetido aumentando agora o número de turbinas, escolhendo-se o sistema de menor custo.

Um modelo, desta vez abordando uma aproximação probabilística, foi apresentado por Tina et al. [19]. É utilizado a convolução da função de densidade de probabilidade da potência gerada tanto pelo sistema solar como eólico, sendo esta função discreta. Considera ainda os índices de fiabilidade directamente relacionados com o valor esperado de energia não fornecida. Esta abordagem probabilística elimina a necessidade de um grande número de dados, muitas vezes não disponível, para a previsão a longo prazo do comportamento do sistema.

Borowy et al. [20] propõe um modelo gráfico, que utiliza valores de vários anos (30 anos), tanto de velocidade do vento como de irradiância para um certo local. Para um dado valor de probabilidade de potência não fornecida, são calculadas diferentes combinações tanto de painéis fotovoltaicos como de número de baterias a utilizar. Em seguida é traçado um gráfico do número de geradores fotovoltaicos a utilizar em função do número de baterias, sendo o custo mínimo obtido no ponto tangente entre este traçado e a recta que representa os custos do sistema.

Outra técnica gráfica foi apresentada, desta feita por Markvart [21], utilizando valores médios de energia solar e eólica, não tendo em consideração a capacidade e o número de baterias. O número de painéis e turbinas é representado por um gráfico cartesiano. É aplicado uma restrição de minimização de custo e de análise sazonal. Pela intersecção e análise destas curvas obtém-se a combinação óptima.

Uma desvantagem comum entre os métodos acima descritos é que estes não encontram o melhor compromisso entre a fiabilidade do sistema e o custo deste. Como refere Yang et al. [22] a minimização do custo do sistema é implementada normalmente através de programação probabilística iterativa ou ao alterar linearmente valores correspondentes a variáveis de decisão, onde os resultados não correspondem a óptimos globais.

Por outro lado, os modelos dinâmicos são métodos de estudo de estabilidade e análise da qualidade de energia fornecida pelos sistemas. São normalmente utilizados em sistemas sem armazenamento ou com armazenamento mínimo [23]. Poderão ser divididos em modelos dinâmicos mecânicos, onde são compostos por equações mecânicas de movimento e balanço energético, e modelos eléctricos, utilizando equações diferenciais para análise eléctrica do sistema. São modelos orientados para a análise de estabilidade eléctrica, numa escala de milissegundos. O software TRNSYS [24] é um exemplo de aplicação de um destes modelos, para sistemas térmicos de energia.

2.4.1 *Software de Dimensionamento de Sistemas Híbridos*

Pretende-se realizar uma breve análise dos programas computacionais existentes, no dimensionamento dos sistemas aqui estudados.

Existem uma grande variedade de software de dimensionamento, tais como HOMER, Hybrid2, HOGA, entre outros. O HOMER será aqui descrito em maior pormenor em relação aos restantes, visto ser o programa escolhido para o dimensionamento do sistema em estudo.

2.4.1.1 HOMER

HOMER [25] é um software baseado em modelos de séries temporais de longo prazo. Este possui capacidade de modelização tant de sistemas isolados como ligados à rede, através de qualquer combinação de Produção Fotovoltaica, aerogeradores, produções mini-hídricas, entre outras, de forma a simular a alimentação de cargas eléctricas e termais.

Este programa compreende três tarefas principais:

- Simulação, onde efectua balanços energéticos para cada uma das 8760 horas do ano. Se o sistema for viável, Homer estima o custo de ciclo de vida do sistema, tendo em conta custos de capital, combustível, substituição de componentes, etc.
- Optimização, onde, após simular sobre todas a possíveis configurações do sistema, Homer escolhe, de entre todas as soluções viáveis, aquela que apresenta um menor custo de ciclo de vida.
- Análise de sensibilidade, por ventura, a maior vantagem deste programa de simulação, onde verifica os resultados do sistema optimizado aquando da variação de determinados valores de entrada. Isto é importante porque, como em toda a simulação baseada em dados de longo prazo, valores relativos a recursos endógenos, por exemplo, incorporam incerteza nos resultados finais.

Em termos de modelos físicos, o HOMER poderá utilizar valores de entrada básico, como valores médios anuais para recursos e cargas, assim como custos por kW relativo ao equipamento, ou poderá utilizar, se disponibilizado pelo utilizador, valores horários medidos e curvas de custo dos equipamentos com grande detalhe. Este software possui a capacidade de gerar dados sintéticos relativos à radiação solar global, para cada hora. Para a produção do gerador fotovoltaico, o HOMER utiliza o modelo HDKR [26], onde tem em conta o valor do recurso, em termos de radiação numa superfície horizontal, a orientação do módulo fotovoltaico, a sua latitude, altura do ano e declinação. Em termos de produção eólica, este software possui uma base de dados, de vários modelos de aerogeradores, cada um associado à sua curva de potência, a partir da qual determina, face a valores de velocidade de ventos horários, a produção da turbina.

O Homer utiliza o modelo cinético para calcular em cada hora a quantidade de energia que poderá ser descarregada ou introduzida nas baterias.

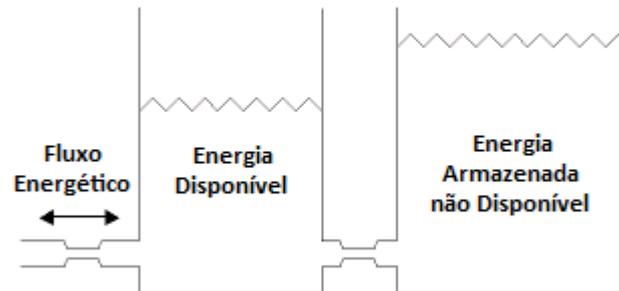


Figura 2.12 - Pressuposto base para o modelo cinético das baterias [25]

Este modelo considera uma bateria como sendo formado por uma espécie de dois tanques de armazenamento de energia. Um destes possui energia que se encontra imediatamente disponível para possível utilização, neste caso descarga. O outro tanque, compreende a energia sob a forma electroquímica que não se encontra imediatamente disponível. Estas considerações fazem com que haja, em cada hora, limites para a descarga e carga das baterias, o que aproxima o modelo às condições reais de funcionamento, visto que, se as baterias encontram-se completamente carregadas, por imposição química, não conseguem descarregar completamente numa hora, visto não conseguirem converter toda a energia eléctrica em energia química, em tão curto período de tempo.

Em termos de simulação de operação, o HOMER não tem capacidade de optimização neste campo, simulando apenas a operação dos componentes escolhidos através de duas estratégias pré-definidas, sendo estas de seguimento de carga (*Load Following*) e de carga das baterias (*Cycle Charging*). Estas estratégias serão descritas em maior pormenor em capítulos posteriores.

O software Homer utiliza o modelo económico do custo de ciclo de vida como processo fundamental na optimização da escolha dos sistemas.

2.4.1.2 Hybrid2

Hybrid2 é um software que tira partido de um modelo misto probabilístico e de séries temporais, dimensionando sistemas híbridos e seleccionando entre várias opções de controlo na base da performance e economia do sistema, quando são conhecidas as especificidades do local e os perfis de consumo.

Este programa combina séries temporais com abordagens probabilísticas. Considera variações de carga e recursos entre intervalos de tempo que vão tipicamente desde os dez minutos a uma hora. Para flutuações em intervalos de tempo inferiores, utiliza técnicas estatísticas. Tem em conta variações a curto prazo para a produção eólica e para a carga, considerando que estas são distribuídas aleatoriamente através de uma distribuição gaussiana.

Modeliza a produção fotovoltaica através do método proposto por Duffie [26], tendo em conta as relações entre corrente e tensão baseadas nas características eléctricas do módulo fotovoltaico. Assume também uma relação linear entre a produção do gerador diesel e o consumo de combustível deste. O modelo de baterias utilizado neste programa corresponde igualmente ao modelo cinético, mas numa versão expandida e melhorada, mais pormenorizada que a do Homer.

O modelo económico utilizado pelo Hybrid2 é baseado no uso convencional do custo do ciclo de vida, tendo a opção de comparação paralela do sistema híbrido dimensionado com os custos de um sistema alimentado apenas por gerador diesel.

Em termos de operação, o Hybrid2 combina mais de 180 possibilidades de despacho. As opções de despacho são baseadas em decisões relacionadas no modo de funcionamento das baterias e geradores diesel, se incluídos no sistema híbrido a dimensionar.

2.4.1.3 HOGA

O software HOGA [27, 28] é uma ferramenta de dimensionamento algo semelhante ao HOMER, em termos de modelização de componentes, mas utiliza um processo de optimização do dimensionamento do sistema mais rigoroso. Como este processo é complexo devido aos níveis de incerteza associada aos recursos e cargas, assim como características não lineares de alguns componentes, dificultando o método de optimização através de ferramentas convencionais. O programa utiliza então meta-heurísticas, nomeadamente algoritmos genéticos, de forma a ultrapassar estas dificuldades, apresentando resultados satisfatórios.

2.5 Revisão de Abordagens Estratégicas

Uma estratégia de operação tem como função definir o modo de actuação do controlador do sistema.

Para análise de investimentos de um sistema híbrido é de importância crítica o seu bom dimensionamento, visto este definir em termos de componentes e número, o capital inicial do sistema assim como o capital necessário de substituição dos mesmos componentes no período de análise do projecto.

O modo como esses componentes interagem entre si é de importância igualmente crítica porque daí advêm os custos de operação. Se essa mesma interacção não for bem delineada poderá levar a um uso ineficiente dos componentes, originando custos excessivos e evitáveis de operação assim como levar à necessidade de substituição de módulos do sistema, antes mesmo de se atingir o seu tempo máximo de “vida” útil.

A dificuldade do modo de operação ou despacho de um sistema híbrido varia consoante os módulos que compõem esse mesmo sistema. Por exemplo, se estivermos presentes um sistema composto por alguns módulos de produção de energia renovável em simultâneo com um sistema de armazenamento composto por baterias, a estratégia de despacho é simples, consistindo em carregar as baterias em alturas de excesso de produção e descarregá-las em períodos de défice energético.

Por outro lado, introduzindo outros componentes, tal como um sistema de apoio, por exemplo, um Gerador a Diesel, a complexidade do modo de actuar aumenta.

Esta complexidade está relacionada com a própria natureza dos componentes. Por um lado o funcionamento do gerador diesel, que está limitado a uma potência mínima de trabalho, assim como a uma potência máxima, tendo em conta que os custos marginais de produção e consumo de combustível diminuem com o aumento do factor de carga, devido ao aumento de eficiência. Por outro lado, em termos do banco de baterias é necessário ter em consideração várias restrições técnicas acima expostas, em termos de corrente máxima admitida, estado de carga máximo e mínimo, e o peso que é necessário impor ao sistema por utilizar as baterias a partir de um estado de carga baixo, de modo a evitar essa situação.

Ao longo dos anos este tema tem sido alvo de alguma investigação, não apenas em termos de um sistema Fotovoltaico / Eólico / Diesel / Baterias, mas para as mais variadas configurações.

Ohsawa [29] propôs, para um sistema fotovoltaico/diesel/baterias, um método de optimização de operação por programação dinâmica. Utilizando valores de radiação horários, durante um ano e, considerando valores de custo de arranque do gerador diesel, obteve dados óptimos de operação do sistema para o determinado conjunto de valores de radiação. Em seguida aplicou os resultados como treino de redes neuronais do tipo multi-camadas (3 camadas). As redes neuronais aceitavam como entradas o estado de carga das baterias, o valor de produção do sistema fotovoltaico, a hora presente e a carga. Assim a rede neuronal era testada de tal forma a obter valores óptimos de produção do gerador diesel, para diferentes valores de radiação solar.

Outra configuração híbrida foi proposta e testada por Ashari [30]. Aqui, um sistema híbrido composto por painéis fotovoltaicos, gerador diesel e baterias servia de UPS (Uninterruptible Power Supply), ao ser conectado em paralelo à rede. Assim, em caso de não fornecimento de energia eléctrica por parte da rede, o sistema operava segundo o modo proposto pelo autor, através da utilização de set-points, valores de referência que definiam como funcionava o sistema. Estes set-points eram obtidos através de dois modos: sem considerar o custo de utilização das baterias ao carregá-las, procedeu à comparação directa dos custos do gerador e das baterias, obtendo o respectivo valor de set-point que permitia optar pela utilização de um dos dois componentes de forma a alimentar a carga; ao considerar custos de utilização das baterias ao carregá-la, obteria um valor de referência ao

comparar os custos de carregar as baterias através do sistema fotovoltaico ou do gerador diesel. Este último método, no entanto apenas tem sentido aquando da optimização do dimensionamento, visto ser sempre aconselhável despachar toda a energia proveniente de recursos renováveis, ao não acarretarem custos de combustível.

Barley [4] et al., propuseram uma série de estratégias pré-definidas para um sistema fotovoltaico/diesel/baterias. Estas estratégias serão abordadas posteriormente.

Estas estratégias propostas por Barley foram de grande importância e amplamente utilizadas por ferramentas de software de dimensionamento e optimização de sistemas híbridos, tais como Hybrid2 [31], HOMER [25], HOGA [27], entre outros, cuja optimização dos componentes tinham por base o teste destes por despacho definido pelas estratégias expostas acima.

O software HOMER optimiza o sistema a partir de apenas duas estratégias de despacho, a estratégia de seguimento de carga e a estratégia de Cycle Charging, esta última com ou sem set-point do estado de carga das baterias. O software possui a capacidade de testar as duas simultaneamente, apresentando no final a estratégia que leva a menores custos globais do sistema.

3 Dimensionamento de Sistemas Híbridos

3.1 Modelização dos Componentes do Sistema em Estudo

Para a simulação da operação do sistema pelo modelo desenvolvido no capítulo 4, é necessário proceder à simulação das tecnologias que o compõem, em termos de simulação de produção fotovoltaica, eólica e gerador diesel, como em termos de processo de carga e descarga do banco de baterias. Irão ser considerados também os custos de operação tanto do gerador convencional como das baterias.

3.1.1 Modelização da Produção Fotovoltaica

Existem vários modelos propostos, de maior ou menor complexidade, para a simulação de produção fotovoltaica. Um exemplo destes modelos é o proposto por Zhou [32], em que este tem em consideração vários parâmetros específicos fornecidos pelos fabricantes de cada painel fotovoltaico.

Outro modelo mais genérico proposto por Duffie et al. [26] utilizado pelo programa de simulação Homer é o modelo considerado neste estudo.

Esta simulação não tem em conta parâmetros específicos de um painel em particular nem leva em consideração o número de painéis ou a sua disposição, isto é, a quantidade de painéis em série e em paralelo.

Inicialmente é considerado uma potência nominal para a produção fotovoltaica de 100 kW, P_{NFV} , o mesmo valor imposto na simulação inicial. Esta potência é considerada uma potência em condições *standard* de teste (STC), ou seja, para uma radiação de 1 kW/m^2 , a uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e sem vento. Este valor está dependente do rendimento do painel

η_{fv} . Em seguida considera-se um factor adicional de rendimento, η_{outros} . Este factor deve incluir perdas por possíveis sombreamentos, perdas nos cabos, perdas por sujidade dos painéis, etc. De modo a funcionar sempre no rendimento máximo, é previsto um funcionamento do sistema com MPPT, que normalmente possui uma eficiência de 95% [22], η_{MPPT} .

Considera-se também o efeito da temperatura da célula do painel, T_c , tal como descrito atrás, possui uma influência considerável na potência produzida pelo sistema.

A temperatura da célula pode ser calculada em função da temperatura ambiente T_a e a irradiância G da seguinte forma:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} - \frac{P}{S \cdot (K_c + v_{vento} \cdot K_v)} \quad (3.1)$$

Onde

$P(W)$ corresponde à potência do Painel;

$S(m^2)$ corresponde à área do painel;

K_c e K_v correspondem a perdas térmicas no painel;

v_{vento} (m/s) é a velocidade do vento incidente no painel.

NOCT, Nominal Operating Cell Temperature, temperatura de funcionamento nominal da célula, dado fornecido pelos fabricantes, medida a uma temperatura ambiente de $T_a=20$ °C, uma irradiância $E=800$ W/m² e uma velocidade de vento $V= 1$ m/s.

A expressão $\frac{P}{S \cdot (K_c + v_{vento} \cdot K_v)}$ é muito pequena pelo que não vai ser considerada neste estudo.

Assim a expressão para o cálculo da potência fotovoltaica adoptada neste estudo toma a forma:

$$P_{fv} = P_{NFV} \cdot \eta_{outros} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \frac{h_t}{h_{t,STC}} \cdot (1 + \alpha_p \cdot (T_c - T_{c,STC})) \quad (3.2)$$

Onde:

P_{fv} é a potência obtida pelo sistema fotovoltaico, em kW;

P_{NFV} é a potência obtida pelo sistema fotovoltaico em condições STC, em kW;

η_{outros} corresponde a um conjunto de perdas a que o sistema está sujeito;

η_{MPPT} é o rendimento do sistema de Maximum Power Point Tracking;

h_t corresponde à radiação horária, em kW/m²;

$h_{t,STC}$ corresponde à radiação horária em condições STC, ou seja 1 kW/m²;

α_p é um coeficiente de variação de potência com a temperatura da célula, (%/°C);

T_c indica a temperatura da célula, em °C;

$T_{c,STC}$ é a temperatura da célula em STC, ou seja 25 °C.

3.1.2 Modelização da produção eólica

De forma a obter uma análise rápida da produção anual de energia eólica para vários cenários, é necessário introduzir na folha de cálculo um método de simulação de produção [33]. Um método simples de simular a produção eólica poderá ser realizado a partir da curva característica de produção da turbina, normalmente fornecida pelo fabricante [34].

A partir dos valores de velocidade de referência de vento em base horária v_{ref} , para uma altura de referência H_{ref} , isto é altura para o qual os valores foram obtidos, convertem-se estes para a altura H a que estará a turbina eólica, neste caso 40 metros, a partir de duas expressões possíveis:

Pela conhecida fórmula de Justus ou da potência [33]:

$$\frac{v}{v_{ref}} = \left(\frac{H}{H_{ref}} \right)^\alpha \quad (3.3)$$

Onde:

v é a velocidade de vento na altura do aerogerador;

v_{ref} corresponde à altura a que foi medido o vento pela estação anemométrica;

H corresponde à altura a que se encontra o aerogerador (40 metros);

H_{ref} é a altura a que foi medido o vento pela estação anemométrica (36 metros);

α é uma constante adimensional que depende da topografia e das condições climatéricas do local de instalação da turbina.

Pela lei logarítmica [35]:

$$\frac{v(t, h)}{v_{ref}(t)} = \frac{\ln \left(\frac{H}{Z_0} \right)}{\ln \left(\frac{H_0}{Z_0} \right)} \quad (3.4)$$

Onde $v_{ref}(t, h)$ é a velocidade do vento de referência medida na altura H_0 de referência;

Z_0 (m) é um parâmetro que corresponde à rugosidade do terreno onde está instalado o aerogerador, variando conforme mostra a seguinte tabela:

Tabela 1 - Relação entre Z_0 e o tipo de terreno

Tipo de Terreno	Z_0 (metros)
Plano (mar, areia, neve)	0,001-0,02
Moderadamente rugoso (ervas curtas, campos de trigo)	0,02-0,3
Rugoso (bosques, bairros)	0,3-2
Muito rugoso (cidades, edifícios)	2,10

Depois da conversão dos valores de velocidade de vento para a altura desejada, estes são comparados com os valores tabelados da curva característica e, através da seguinte expressão, são correlacionados e obtêm-se a potência da turbina eólica [18]:

$$P_{WG} = P_1 + [v - v_1] \cdot \frac{P_2 - P_1}{v_2 - v_1} \quad (3.5)$$

Onde,

v corresponde à velocidade do vento (m/s) para determinada hora;

(P_1, v_1) e (P_2, v_2) são pontos da curva característica do aerogerador em questão de tal forma que $v_1 < v < v_2$.

No caso de não ser possível obter as curvas características de turbinas eólicas, o seu comportamento pode ser simulado através de um modelo simplificado[33]:

$$P_{WG} = 0, v \leq V_C \cup V_F < v \quad (3.6)$$

$$P_{WG} = \frac{v^2 - V_C^2}{V_R^2 - V_C^2}, V_C < v < V_R \quad (3.7)$$

$$P_{WG} = 1, V_R < v < V_F \quad (3.8)$$

Neste modelo, para $V_C < v < V_R$, optou-se pela expressão proposta por Pallabazzer [36], em detrimento de uma relação linear, visto apresentar bons resultados comparativamente a dados experimentais.

Para todos os outros traçados, para pequenas turbinas eólicas, todos os modelos optam por estas aproximações, diferindo apenas na segunda parte do traçado.

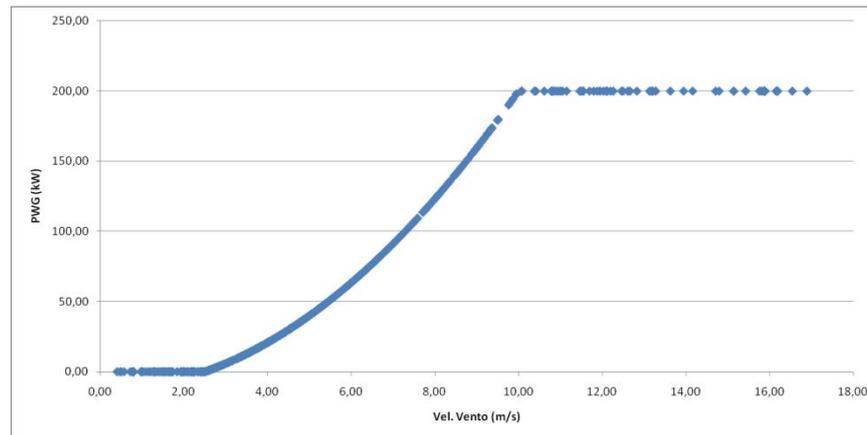


Figura 3.1 - Curva de um aerogerador genérico de Pn=200kW pelo modelo simplificado

3.1.3 Modelização do Gerador Diesel

No estudo presente irá ser levado em consideração vários factores no que respeita ao funcionamento do gerador Diesel.

O consumo de combustível horário associado ao funcionamento do gerador diesel pode ser fornecido através da expressão de Skarstein e Ullen [37]:

$$C_{\text{diesel_hora}} = C_{\text{diesel}} \cdot (B \cdot P_N + A \cdot P_{\text{ger}}) \quad (3.9)$$

Onde:

$C_{\text{diesel_hora}}$ corresponde aos gastos associados ao consumo de combustível numa hora de funcionamento do gerador;

C_{diesel} é o custo de combustível por litro. Neste estudo considerou-se o valor de 1 €/litro;

P_N é a potência nominal do gerador;

B refere-se ao consumo de combustível associado à potência nominal do gerador, $B=0,08415$ litros/kWh;

A corresponde ao consumo de combustível à potência de trabalho do gerador no instante considerado, sendo $A= 0,246$ litros/kWh;

P_{ger} é a potência de trabalho do gerador na hora em questão.

É assumido assim neste modelo que o consumo de combustível é uma função linear da potência eléctrica produzida, onde nota-se um consumo diferente de zero quando o gerador trabalha em vazio. Esta relação é representada na figura abaixo, para um gerador de 100 kW de potência nominal [4]:

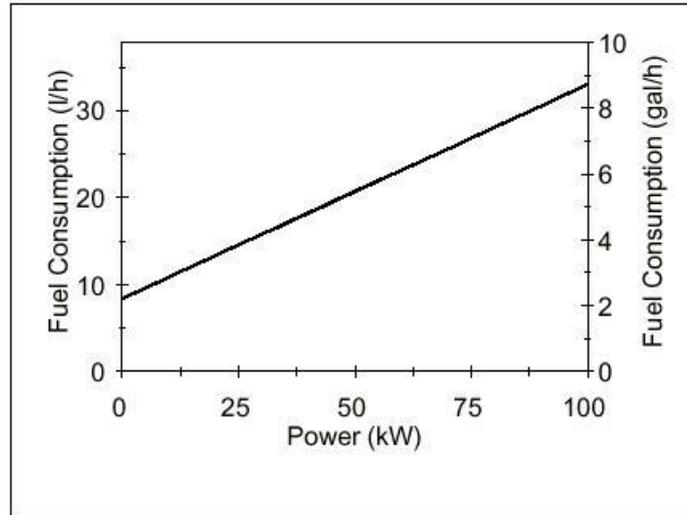


Figura 3.2 - Consumo de combustível por hora

O custo nivelado da energia eléctrica produzida pelo gerador é dado substituindo na equação (3.9).

$$CNE_{\text{gerador}} = C_{\text{diesel_hora}}/P_{\text{ger}} = C_{\text{diesel}} \cdot \left(\frac{B \cdot P_N}{P_{\text{ger}}} + A \right) \quad (3.10)$$

Toda a análise efectuada neste estudo tem por base a consideração de um período horário de intervalo de uma hora, em que nesta hora é assumido que todos os valores são constantes, não sendo consideradas variações intra-horárias tanto de recursos endógenos como de variação de produção de qualquer componente do sistema. Tendo este factor em consideração e sabendo que, tal como indica Bleijs, o custo associado a uma ligação do gerador Diesel é equivalente ao custo associado à operação máxima do gerador entre 1 a 4 minutos. Assim, não se incluiria diferenças consideráveis ao considerar o custo de ligação do gerador.

Os custos de manutenção associados ao Gerador Diesel podem ter um peso excessivo, principalmente se este for sujeito a pouca carga de trabalho. Devido a este factor e à recomendação de muitos fabricantes, muitos autores impõem uma restrição de potência mínima de funcionamento do gerador diesel, em cerca de 40% da potência nominal deste:

$$P_{\text{min}} = 40\% \cdot P_N \quad (3.11)$$

Esta consideração não será adoptada, utilizando-se o gerador em todo o intervalo desde 0 à sua potência nominal, de forma a simular funcionamentos próximos do vazio.

3.1.4 Modelização do Banco de Baterias

As baterias utilizadas num sistema híbrido estão sujeitas a condições de funcionamento muito especiais, tais como a variação de produção total devido à imprevisibilidade dos recursos endógenos dos quais dependem os componentes que formam o sistema em estudo, tornando-se assim difícil prever com exactidão quando as baterias serão carregadas ou descarregadas. Por essa razão, é necessário um modelo preciso e simples para a previsão do comportamento das baterias e a investigação de estados de operação destas [38].

A análise do parâmetro SOC é de extrema importância para o bom funcionamento de um banco de baterias. A obtenção de valores que não levem a elevados níveis de fiabilidade pode induzir a situações indesejáveis tais como carregamento excessivo, carregamento incompleto, descarregamento excessivo, etc.

Este pode ser um problema com um grau de maior ou menor complexidade, dependendo do tipo de bateria e da aplicação a que se destina.

Foi escolhido o modelo mais utilizado, o método Ampère-hora [38, 39]. Para obter bons resultados é necessário saber o estado de carga da bateria no ponto inicial, o tempo de carga/descarga e o valor da corrente. Sabendo que ocorrem perdas durante a carga e descarga das baterias e tendo este facto em consideração, o estado de carga de uma bateria pode ser determinado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{SOC}(h) = \text{SOC}_0(h) \cdot \left[1 - \frac{\sigma}{24} \right] + \text{Min} (\text{Fluxo}_{\text{Bat}}; \text{Fluxo}_{\text{Max_Carga}}) \cdot \sqrt{\eta_{\text{rt}}} \cdot C \\ - \text{Min} (\text{Fluxo}_{\text{Bat}}; \text{Fluxo}_{\text{Max_Descarga}}) \cdot \sqrt{\eta_{\text{rt}}} \cdot (1 - C) \end{aligned} \quad (3.12)$$

Onde

σ (%) é o coeficiente de auto-descarga que depende da carga acumulada e da eficiência de descarga, utiliza-se o valor recomendado de 0,2% por dia [40];

$\text{SOC}_0(h)$ (%) é o estado de carga SOC no início do intervalo de tempo;

$\text{SOC}(h)$ (%) corresponde ao estado de carga SOC no final do intervalo de tempo ;

η_{rt} (%) representa a eficiência de um ciclo completo correspondente a carga/descarga da bateria, tomando o valor aproximado de 80%[25];

C representa um valor indicativo do processo de carga ($C=1$) ou descarga ($C=0$);

$\text{Fluxo}_{\text{Bat}}$ (kWh) é o fluxo energético sentido pela bateria em cada hora, se negativo, corresponde a descarga, se positivo, corresponde ao processo de carga.

$\text{Fluxo}_{\text{Max_Carga}}$ (kWh) corresponde ao fluxo máximo admitido pelas baterias em cada hora;

$\text{Fluxo}_{\text{Max_Descarga}}$ (kWh) corresponde ao fluxo máximo que se pode descarregar pelo banco de baterias em cada hora;

O Estado de Carga de uma bateria está limitada pelo seu valor máximo e mínimo admitido[6]:

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \quad (3.13)$$

No estudo presente, considera-se $SOC_{\max} = 100\%$ e $SOC_{\min} = 40\%$ da capacidade total das baterias.

O fluxo energético admitido pelas baterias irá ser proveniente da produção renovável ou, consoante a estratégia, do gerador. A descarga será feita consoante a necessidade horária. Os fluxos máximos de carga e descarga foram adaptados de trabalhos posteriores [41].

$$Fluxo_{Max_Carga} = Min\left((SOC_{\max} - SOC_0) \cdot Carga_{Bat}; I_{\max} \cdot V_n \cdot N_{bat} / 1000\right) \quad (3.14)$$

$$Fluxo_{Max_Descarga} = Min\left((SOC_0 - SOC_{\min}) \cdot Carga_{Bat}; I_{\max} \cdot V_n \cdot N_{bat} / 1000\right) \quad (3.15)$$

Sendo

$$Carga_{Bat} = Carga_N \cdot V_n \cdot N_{bat} / 1000 \quad (3.16)$$

$Carga_N$ (Ah) corresponde à capacidade nominal de um bateria;

V_n (V) à tensão nominal de uma bateria;

N_{bat} número de baterias que compõem o banco;

I_{\max} (A) corrente máxima admissível por uma bateria.

Em termos de custo de operação, o valor normalmente considerado de forma a contabilizar o gasto provocado pela utilização das baterias é obtido através da seguinte expressão:

$$C_{ciclo_Bat} = \frac{Custo_{total}}{Carga_N \cdot N_{bat} \cdot U_n \cdot N_{ciclo_eq} / 1000} \quad (3.17)$$

Onde

$Custo_{total}$ corresponde ao custo total do banco de baterias;

N_{ciclo_eq} corresponde ao número de ciclos previstos para a duração da bateria.

Este custo, no entanto, é constante para toda a gama de operação, independentemente do estado de carga a que se encontram as baterias.

O custo de operação da bateria no modelo aqui proposto irá ser função da profundidade de descarga ou do estado de carga da própria, seguindo a expressão [42]:

O custo de operação da bateria segue a expressão:

$$\text{Cop}_{\text{bat}}(h) = 0,0378 \cdot e^{(2,7345 \cdot \text{DOD}(h))} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (3.18)$$

Onde:

DOD é a profundidade de descarga da bateria.

Como $\text{DOD} = 1 - \text{SOC}$, onde SOC corresponde ao estado de carga da bateria, então o custo de operação da bateria é dependente do estado de carga a cada hora da bateria:

$$\text{Cop}_{\text{bat}}(h) = 0,0378 \cdot e^{(2,7345 \cdot (1 - \text{SOC}(h)))} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (3.19)$$

Optou-se por esta expressão para o custo, de forma a, aquando da optimização de operação, penalizar a descarga em estados de carga baixo, visto estes levarem à redução do tempo de vida do banco de baterias.

3.1.5 Modelização do Diagrama de Cargas

Para a realização de um estudo de dimensionamento de sistemas híbridos de energia compostos por fontes de recursos intermitentes, é importante ter em conta o diagrama de cargas de consumos do local a alimentar, para evitar situações de sub-dimensionamento ou situações de elevada redundância de potência fornecida. De facto, muitos são os modelos e software de dimensionamento deste tipo de sistemas que requerem um diagrama de cargas horário, para um ano inteiro. Um exemplo concreto é o software Homer, que analisa e compara a produção e consumo, normalmente para um intervalo de tempo horário.

Para obtenção de diagramas de cargas, no caso de edifícios já existentes, são realizadas medições a longo prazo através de sistemas de gestão de energia [43] ou, quando tal não é possível, poderá ser feita uma estimativa dos consumos, conhecendo o hábito de consumo energético dos habitantes, através de entrevistas nas quais se indicam os fins mais habituais de consumo, a quantidade eléctrica requerida, o número de horas de consumo eléctrico e as variações sazonais [11].

No caso de ante-projectos, nomeadamente para estudos de viabilidade de implementação de sistemas híbridos, os métodos acima apresentados não são possíveis de implementar, podendo ser feita a construção do diagrama de cargas através de dois métodos, por tipo de consumidor ou por tecnologia de consumo [12].

Os diagramas de carga pelo primeiro método têm como base o facto de consumidores pertencentes a uma classe particular tenderem a ter diagramas de carga similares entre si, sendo possível caracterizar uma dada classe com uma curva típica de carga diária.

Por outro lado, o método de construção de diagrama por tecnologia de consumo, também designado por *end-use load curve* é um método bem sucedido e de grande aplicação. É feita uma abordagem *bottom-up*, de baixo para cima do diagrama distinguindo três tipos de categorias na utilização eléctrica: classe de consumidores, tecnologia de consumo em cada classe de consumidores e categorias dentro de cada tecnologia de consumo.

Para o estudo presente, considerando uma classe de consumidor doméstico, devido à difícil obtenção de perfis de consumo do género em Portugal, sentiu-se a necessidade de obter estes através de diagramas por tipo de uso.

A classe de consumidores enquadra-se na classe de consumidores domésticos. Quanto às tecnologias de consumo e as categorias destas, considerar-se-ão apenas consumos eléctricos convencionais, não sendo aqui analisados aparelhos de aquecimento/arrefecimento.

A dificuldade desta tarefa é acrescida com o facto de que, para este perfil de consumo ser testado são necessários dados sucessivos com intervalo de tempo entre si de uma hora.

Foi utilizado o modelo proposto por Paatero et al. [44]. Este modelo poderá ser utilizado para gerar consumos eléctricos domésticos realistas numa base horária numa gama de alumas dezenas até centenas de lares.

Em modelos *bottom-up* normalmente há necessidade de grande quantidade de detalhes a nível de consumo, muitas vezes de difícil acesso. Neste modelo, a problemática da obtenção de um tão grande número de detalhes é ultrapassada através da utilização de amostragens representativas e de médias estatísticas. Foi utilizado apenas parte deste modelo para obtenção de um diagrama de cargas diário. Assim, o diagrama diário consiste na conjugação de três tipos de valores:

- A taxa de posse de equipamentos domésticos;
- Frequências de utilização diárias, potência e duração de utilização dos equipamentos;
- Factores de probabilidade horários de utilização dos aparelhos domésticos.

Para o primeiro conjunto de valores, foram encontrados resultados para o caso português:

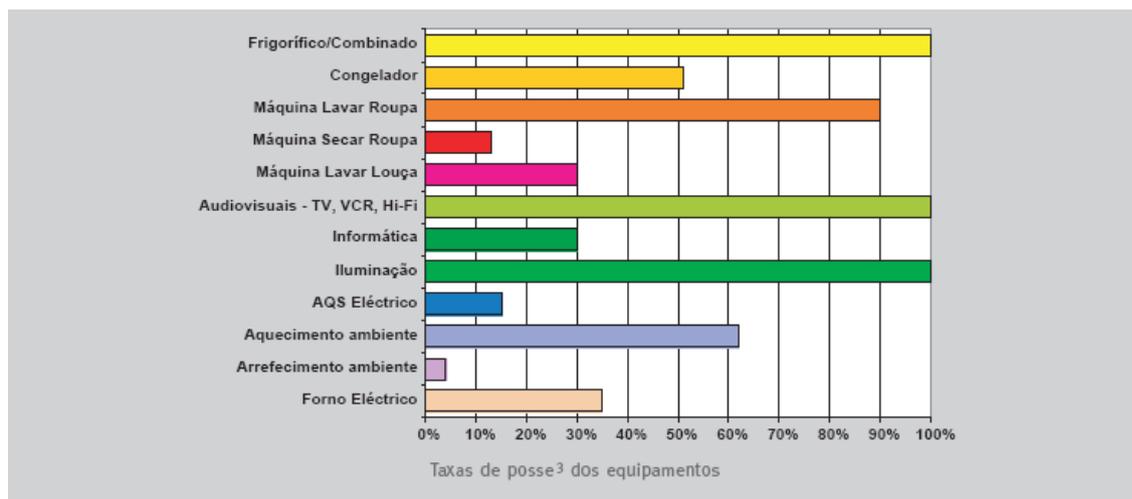


Figura 3.3 - Taxa de posse de equipamentos domésticos em Portugal [45]

Por outro lado, não se registam estudos em Portugal e adaptado ao caso nacional dos outros dois conjuntos de valores. Como não era objectivo deste estudo a obtenção de um diagrama de cargas muito rigoroso, os valores obtidos para o caso finlandês, utilizados por Paatero et al. foram adoptados, com algumas modificações para o caso Português, nomeadamente no que se refere à iluminação e a componentes audiovisuais [46].

Tabela 2 - Potência, período de utilização e frequências diárias de utilização de equipamentos

Aplicações Eléctricas	Pot.(W) e duração ciclos (h)								Frequência Diária
	P1	T1	P2	T2	P3	T3	P4	T4	
Forno +	1050	0,2	525	0,3	220	0,2			0,56
Fogão	1100	0,2	550	0,1					0,7
	2100	0,4	700	0,1	1400	0,1	0	0,1	0,2
Frigorífico	160	0,5	115	0,5	0	2			8
Arca Congeladora	180	0,5	130	0,5	0	2			8
Máquina lavar loiça	1800	0,3	220	0,3	1800	0,1	220	0,2	1,16
Máquina lavar roupa	2150	0,2	210	0,4	450	0,1			0,42
Máquina secar roupa	1800	2							0,28
PC	125	1							0,7
Impressora	30	1							0,14
Outras cargas ocasionais	1000	0,5							0,14

A partir destes valores é possível construir um diagrama de cargas diário, ao multiplicar os valores acima pelo número de habitações. No caso estudado, ao aplicar estes a um valor de cerca de 350 habitações pequenas, obtêm-se o diagrama representado na figura abaixo.

De referir ainda que este método não tem significado para um número reduzido de habitações, visto que os factores de probabilidade aplicados funcionam como factores de simultaneidade, à medida que aumenta o número de habitações, aumenta também a probabilidade do comportamento do consumo total tender a valores semelhantes aos dos factores de probabilidade.

Após obtenção do diagrama de cargas diário por este método simples é aplicado uma variação horária de 2%, assim como uma variação nos valores diários de cerca de 10%, de forma a obter alguma variação e imprevisibilidade no diagrama, aproximando-o das condições reais.

Não foi incorporado nos valores anuais a influência da sazonalidade, visto esta requerer alguns estudos mais aprofundados sobre a relação da temperatura e número de horas de luz solar diárias com a variação do consumo.

Em anexo são expostos os valores de factores horários de probabilidade de utilização, assim como os valores finais a aplicar na modelização da carga.

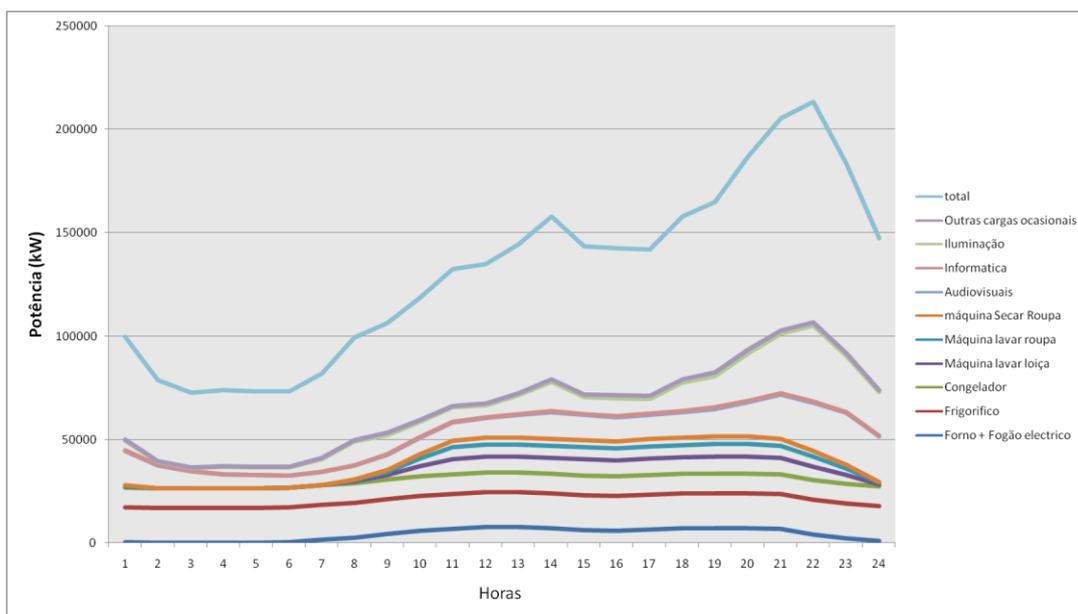


Figura 3.4 - Diagrama de Carga para 367 habitações

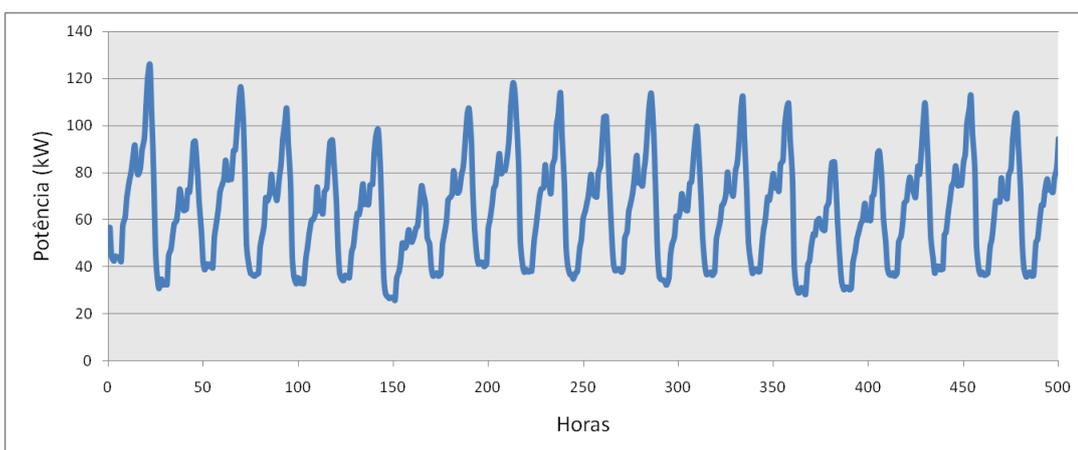


Figura 3.5 - Consumo para 500 horas

3.2 Utilização do software HOMER

De forma a obter um sistema base e otimizar o seu despacho, é necessário dimensioná-lo primeiro. Para tal foi utilizado o software Homer, visto ser um software simples, rápido e produz bons resultados comprovados pelas inúmeras utilizações publicadas em vários artigos [43, 47, 48].

3.2.1 Descrição do dimensionamento efectuado

Tal como descrito anteriormente, o objectivo da utilização do Homer é o de desenvolver o dimensionamento de um sistema Híbrido de energia de forma a alimentar uma unidade isolada da rede eléctrica. Como produtores de energia provenientes de recursos endógenos, vão ser testados geradores fotovoltaicos e aerogeradores. Como sistema de apoio à produção renovável irá ser testado um gerador diesel e um banco de baterias ácido-chumbo.

Irá pesar igualmente a utilização de conversores, inversores e reguladores de carga para o bom funcionamento do sistema. Foram testados simultaneamente dois tipos de turbinas, uma de pequeno/médio porte (80 kW), outra de grande porte (500 kW) de forma a analisar qual das duas seria melhor opção para um local isolado de médias dimensões (cerca de 150 kWp). Para tal, foi necessário um levantamento de custos dos equipamentos a utilizar.

Em termos de produção fotovoltaica, o Homer não testa o sistema por tipos de painel nem tão pouco infere sobre a colocação destes em termos de número de painéis em série e em paralelo. Tem apenas em consideração a potência total em termos de geradores fotovoltaicos. Desta forma, ao considerar a utilização de painéis policristalinos de eficiência STC de 13%, utiliza-se um valor estimado de 8000 euros por kW instalado, isto para um sistema isolado [13]. Os custos dos restantes equipamentos foram obtidos a partir dos fornecedores. Abaixo apresentam-se as curvas de custo dos equipamentos, no que se refere a investimentos, tanto de capital, como de substituição (curvas sobrepostas):

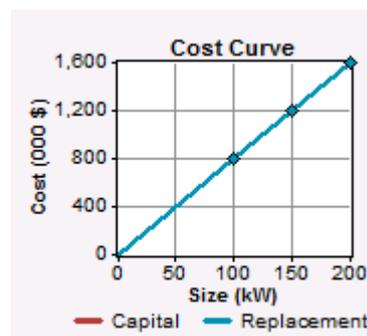


Figura 3.6 - Potência Instalada Fotovoltaica (milhares de US\$/Potência Instalada) [13]

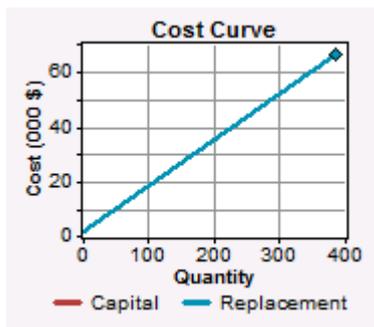


Figura 3.7 - Baterias Surrrette 4KS25P (milhares de US\$/Quantidade) [49]

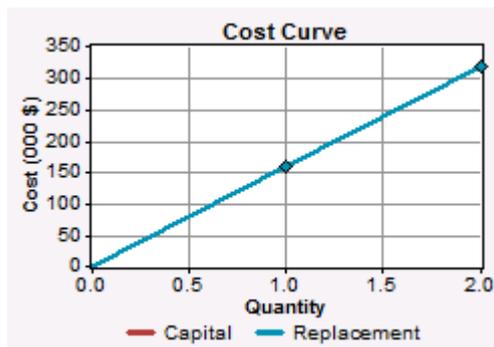


Figura 3.8 - Aerogerador WES 18 (milhares de US\$/Quantidade) [50]

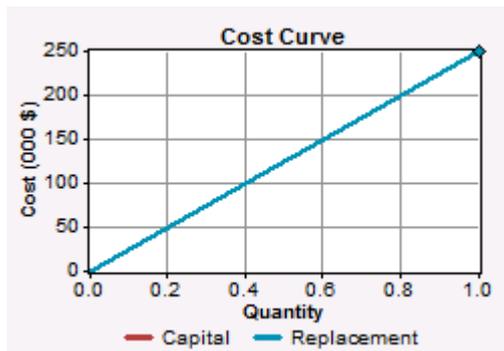


Figura 3.9 - Aerogerador Enercon E-40 (milhares de US\$/Quantidade) [34]

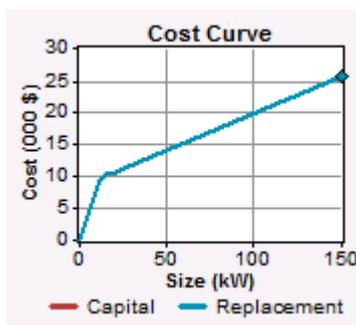


Figura 3.10 - Gerador Diesel (milhares de US\$/Potência Nominal) [51]

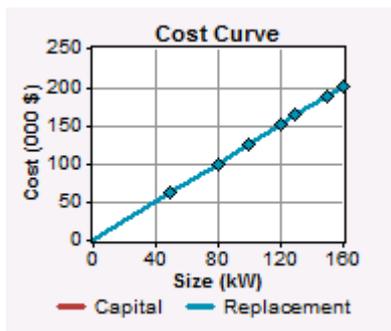


Figura 3.11 - Conversor/Inversor (milhares de US\$/Potência Total) [52]

Foi introduzido no software o perfil de consumo anual, previamente determinado. Foram considerados apenas consumos do tipo AC.

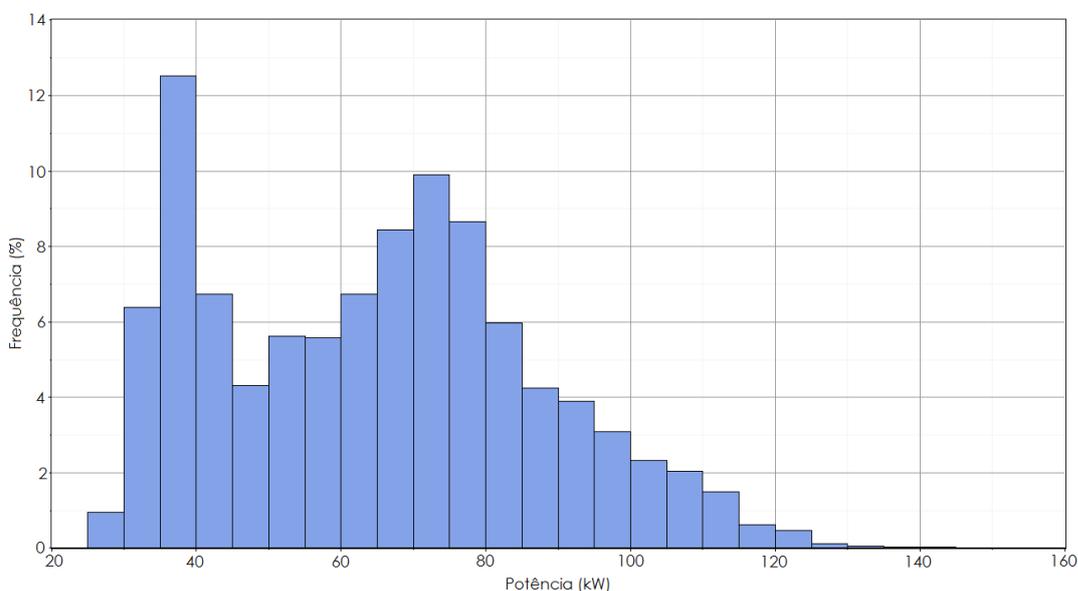


Figura 3.12 - Histograma de frequência dos consumos anuais

Em termos de valores ambientais horários, foi necessário considerar três conjuntos de valores:

- Velocidade do vento (m/s), num ano;
- Radiação solar (kW/m²), num ano;
- Temperatura (°C), num ano;

Os valores de velocidade de vento horários, importantes para a simulação da produção de energia eólica, foram fornecidos pelo Ineti e obtidos através da estação IN_122, de latitude:

- 37° 05'' 26.0' N
- 8° 44'' 35.2 'W

Estes dados foram obtidos a 36 metros de altura e correspondem às horas compreendidas entre Janeiro de 2005 e Setembro de 2006.

Por sua vez, os restantes dados, tanto de temperatura como de radiação, necessários para a simulação da produção fotovoltaica, foram obtidos pela base de dados do programa Solterm, igualmente do Ineti. Não foi possível no entanto obter valores para a mesma latitude a que foram obtidos os valores de vento, utilizando-se os valores mais próximos possíveis.

Abaixo apresentam-se o perfil dos recursos.

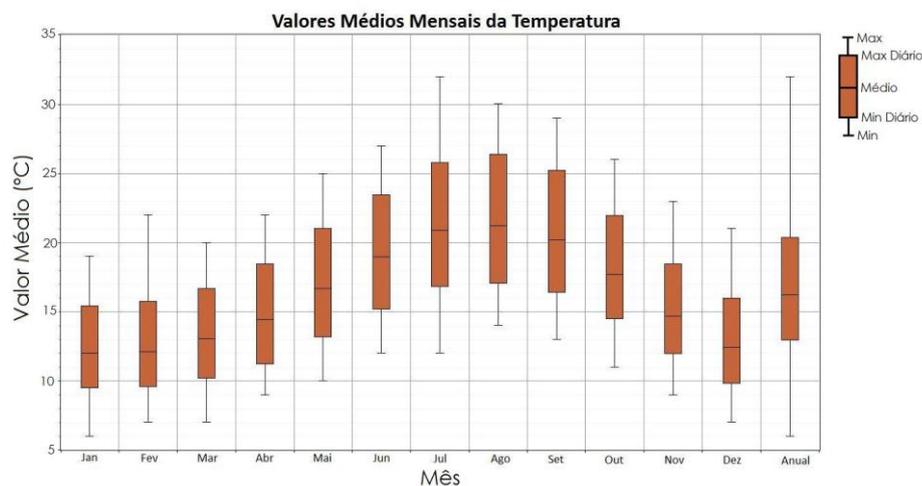


Figura 3.13 - Temperatura

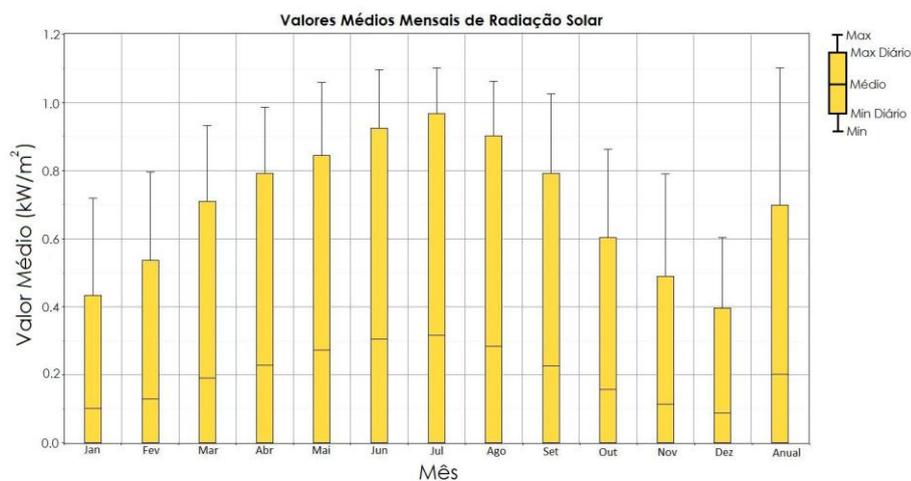


Figura 3.14 - Radiação

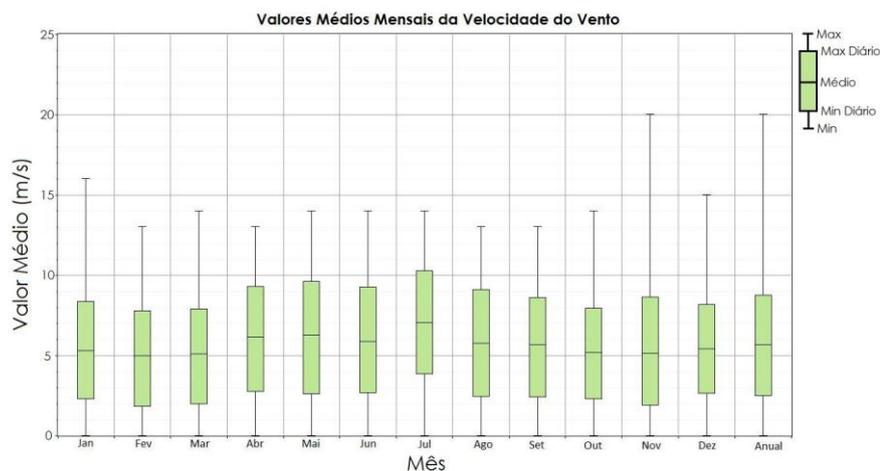


Figura 3.15 - Velocidade do Vento

Os componentes foram testados para um projecto de duração de 25 anos, a uma taxa anual efectiva de 6%, onde se impôs ao sistema um valor limite de energia não fornecida de 2% da energia total, onde a carga teria que ser fornecida obrigatoriamente pelo menos por 70% da produção por fracção renovável.

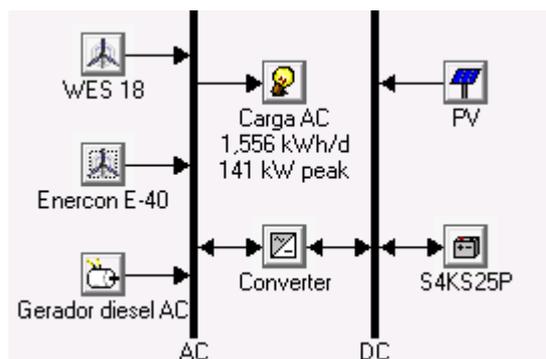


Figura 3.16 - Sistema a dimensionar

Foi obtido o seguinte sistema:

	PV (kW)	FL250	E-40	Gend (kW)	S4KS25P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Gend (hrs)	Batt. Lf. (yr)
	100		1	150	386	100	\$ 1,267,556	57,553	\$ 2,003,281	0.276	0.93	0.00	26,965	707	12.0

Figura 3.17 - Sistema obtido

Tabela 3 - Equipamento do Sistema Híbrido

Equipamento
Potência Fotovoltaica Instalada - 100 kW
Aerogerador - Enercon E-40 (500 kW)
Gerador Diesel - 150 kW
Total Baterias Surrerte 4KS25P - 386
Conversor/Inversor - 100kW

O sistema apresentado não corresponde ao óptimo obtido pelo Homer, isto porque o sistema inicialmente proposto, perante os valores de recursos endógenos do local e perante

os custos do equipamento, o sistema proposto inicialmente não era composto por produção fotovoltaica. Como é do interesse do estudo presente analisar um sistema híbrido composto por geradores fotovoltaicos, foi imposto uma potência instalada de 100 kW.

Ao analisar o equipamento otimizado, constata-se que o aerogerador escolhido corresponde ao de maior porte. Tal como defendia Dalton et al.[47], para locais de consumo elevado, é mais rentável optar por aerogeradores de grande porte do que escolher utilizar várias turbinas de pequenas dimensões.

O sistema foi testado através de todas as opções de despacho que possuía em simultâneo. Estas são Load Following, Cycle Charging, e Cycle Charging com set-point de estado de carga das baterias. A estratégia pré-definida ao qual o sistema apresentava menores custos de operação correspondia a Cycle Charging com set-point para 43% do estado de carga das baterias.

Assim, para esta estratégia de despacho, a produção total estava repartida da seguinte forma:

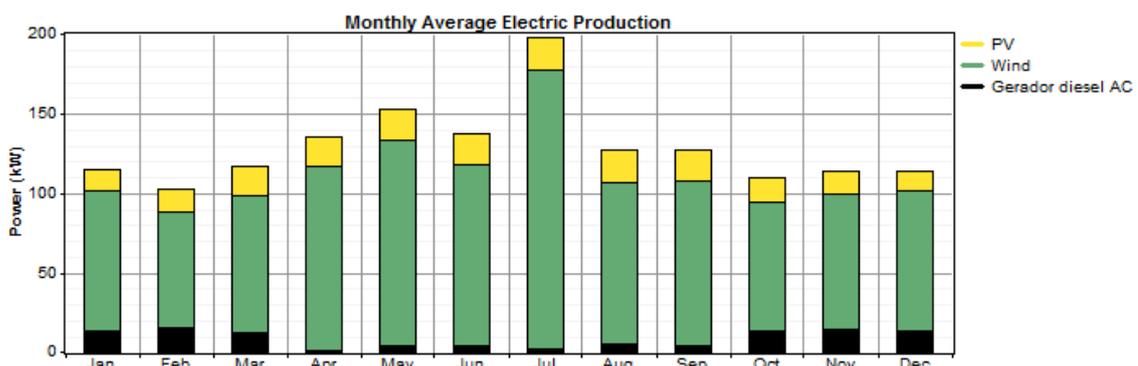


Figura 3.18 - Produção Média Mensal

Devido à grande percentagem de produção por fontes renováveis (93% da produção total, dividida entre 80% de energia eólica e 13% de energia fotovoltaica), não há margem para uma actuação muito frequente do gerador diesel.

4 Optimização de Operação

4.1 Mapeamento de Estratégias pré-definidas

Mapas de estratégias, no que se refere a um sistema híbrido de energia eléctrica composto em moldes semelhantes ao presente neste estudo, são esquemas gráficos que representam determinadas estratégias de operação de despacho, isto é, através da sua análise representativa de uma estratégia pré-definida   possível determinar a cada momento qual a operação a efectuar, ao qual correspondem a utilização ou não da bateria, assim como a utilização ou não do gerador diesel, consoante determinadas restrições presentes no momento. Por exemplo é usual representar o mapa delimitado por dois eixos. No eixo do x é indicado a fracção renovável, isto é a diferenç a em cada intervalo de tempo entre a carga e a produção de origem renovável. No eixo do y normalmente é exposto o estado de carga das baterias, entre um valor mínimo e máximo. Obviamente que estes eixos referidos aqui poderão variar consoante a interpretação para a estratégia definida. Abaixo expõem-se as estratégias mais usuais neste tipo de sistemas, baseados nas operações pré-definidas propostas por Barley [4].

4.1.1 *Load Following* ou *Seguimento de Carga*

A estratégia de *Load Following* ou de Seguimento de Carga é uma estratégia na qual as baterias são carregadas apenas pela produção de origem renovável. Assim quando $Carga - Pren < 0$ as baterias são carregadas até atingirem o seu valor máximo (SOC_{max}) ou atingirem o seu fluxo máximo de carga admissível numa hora. Ao ultrapassarem este valor, o excesso de energia   desperdiçado.

No caso em que a necessidade energética seja superior   produção renovável, o sistema irá descarregar o banco de baterias. Se, perante uma situação de défice e se as baterias encontram-se próximas do seu estado de carga mínimo (SOC_{min}), não podendo dar resposta à necessidade, o gerador é ligado. Se o défice for de tal forma elevado que

ultrapasse o valor de potência nominal do gerador e se as baterias não conseguirem compensar a energia em falta, existirá neste caso energia não fornecida.

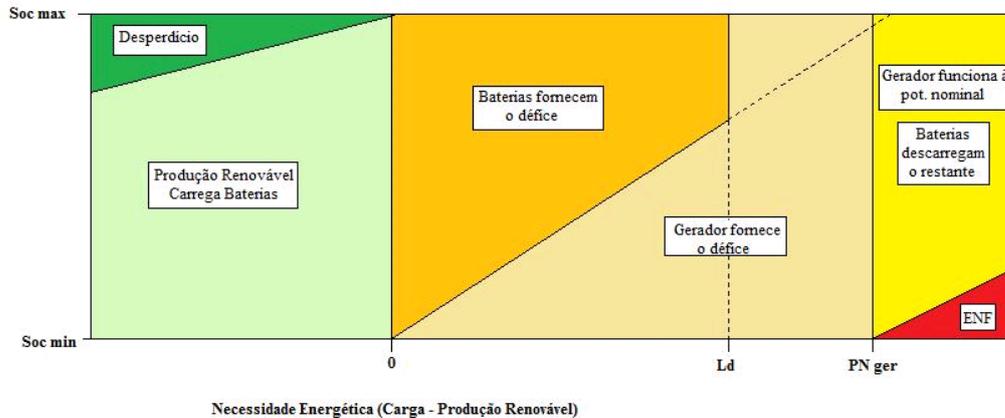


Figura 4.1 - Mapa referente à estratégia de Load Following ou de Seguimento de Carga

Barley propôs um novo modo de despacho que poderá ser incorporado a esta estratégia. Este tipo de despacho é conhecido como *Frugal Dispatch Strategy*. Baseia-se na comparação directa entre os custos de produção de energia eléctrica do Gerador Diesel e nos custos de descarga das baterias. A partir desta comparação obtêm-se um valor de referência, uma carga crítica L_d . Como é possível analisar pela figura abaixo, se o valor de Carga-Pren for inferior a L_d , é mais barato utilizar as baterias, caso contrário utiliza-se o gerador. Este valor não tem em conta o peso atribuído ao estado de carga das baterias.

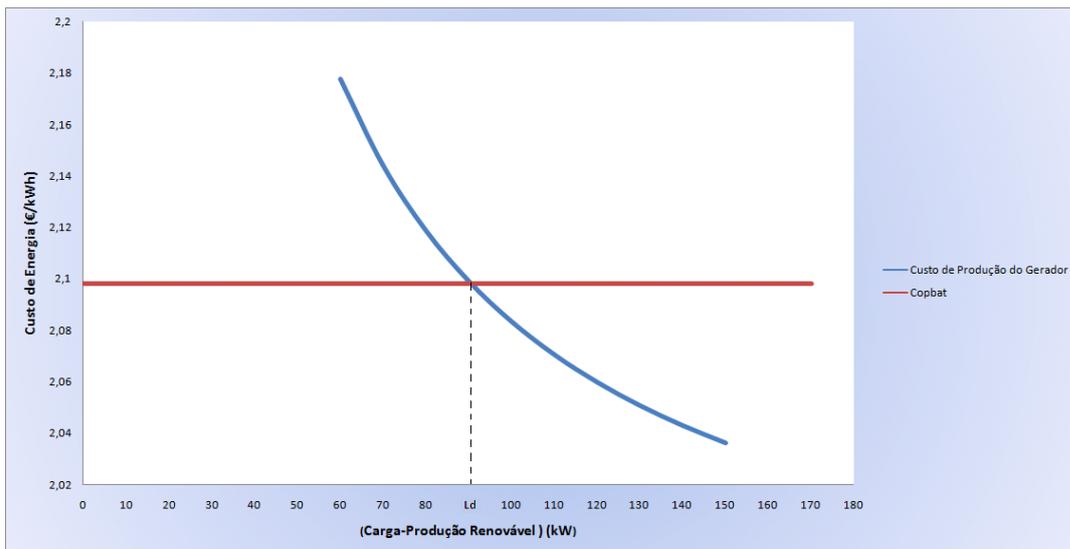


Figura 4.2 - Comparação dos custos marginais do gerador e dos custos marginais associados ao uso das baterias

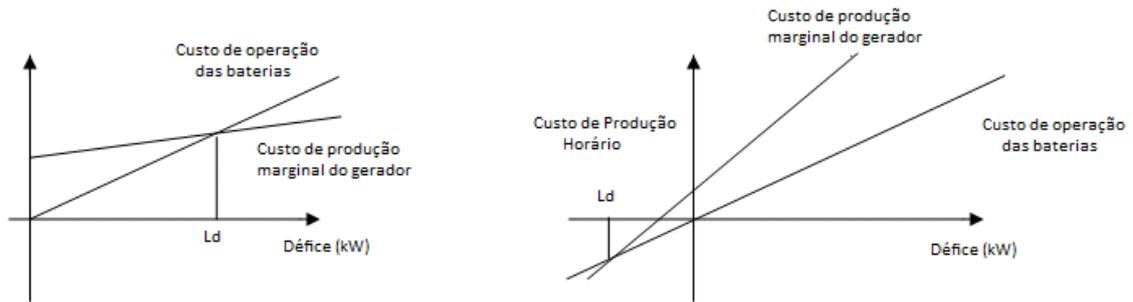


Figura 4.3 - Ld positivo e negativo (adaptado [41])

Um valor de Ld negativo significa que não há intersecção entre os traçados dos dois tipos de custos e portanto o uso das baterias será sempre mais barato.

Actualmente, com o preço dos combustíveis fósseis em tendência crescente, principalmente em zonas de difícil acesso, cujo preço é ainda mais encarecido, e com as baterias de chumbo-ácido como uma tecnologia madura e de produção em massa, uma comparação directa de custos não faz sentido visto ser sempre mais barato descarregar as baterias, independentemente do estado de carga destas.

4.1.2 Cycle charging ou Ciclo de Carga das Baterias

Esta estratégia, também denominada de carga das baterias define que, aquando da utilização do gerador, este irá trabalhar à sua potência nominal ou à potência para a qual não há desperdício de energia. Tal como na estratégia anterior, poderá ser incorporado o modo de despacho *Frugal Discharge*, tal como é descrito no mapa exposto abaixo.

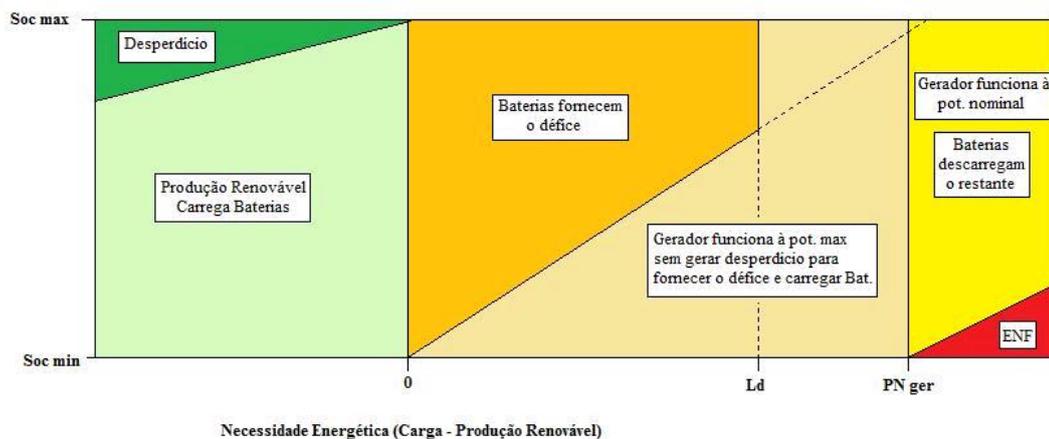


Figura 4.4 - Mapa referente à estratégia de Cycle Charging ou de Carga das Baterias

Poderá ser introduzido nesta estratégia um valor de set-point, isto é, um valor de referência em relação ao estado de carga das baterias em que é utilizado o gerador à sua potência máxima quando o estado de carga das baterias encontra-se abaixo do set-point, de

forma a serem carregadas pelo gerador. Esta estratégia poderá ser utilizada quando se pretende evitar descargas excessivas do banco de baterias em estados de carga baixo, visto serem prejudiciais a estas, levando a uma redução do seu tempo de vida útil.

Existem variantes destas estratégias, nomeadamente na combinação das duas, denominada de estratégia mista, igualmente referente a uma actuação dependente dos valores actuais. No entanto apenas as duas estratégias anteriores são apresentadas, visto servirem de comparação com a metodologia desenvolvida.

4.2 Modelo de Optimização Estratégica de Operação

Pretende-se neste capítulo expor uma tentativa de obtenção do despacho óptimo. O despacho óptimo aqui estudado, corresponde ao modo como se utilizam baterias e gerador diesel a cada hora, de modo a que a soma anual dos seus custos de operação correspondam ao menor valor possível.

Este processo no entanto apresenta algumas dificuldades. Pela comparação directa de custos, nomeadamente através da utilização da carga crítica L_d , realizada hora a hora, sem influência das horas seguintes, não leva o sistema a adoptar um despacho óptimo ou perto deste. Isto porque, com os custos dos combustíveis fósseis elevados e com tendência a aumentarem no futuro, a comparação directa dos custos de operação impõe um valor de carga crítica, L_d , negativo, para qualquer valor do estado de carga da bateria (Figura 4.5), levando o sistema a ter um comportamento estratégico de seguimento de carga, utilizando o gerador apenas quando a bateria não for capaz de responder ao défice de carga na hora em questão. Por outro lado, a utilização de uma estratégia com base na carga crítica L_c , normalmente tem por base a utilização simultaneamente da carga crítica L_d .

L_c é um parâmetro que indica de que forma é utilizado o gerador diesel. Se o défice energético for inferior a L_c , o gerador é utilizado à potência máxima permitida de forma a alimentar a energia em falta e simultaneamente carregar as baterias, aplicando-se portanto a estratégia de carga das baterias. Para valores acima de L_c , o gerador produz o suficiente apenas para cobrir a energia eléctrica em défice, utilizando uma estratégia de seguimento de carga.

A carga crítica L_c é portanto o valor de défice para o qual os custos de produção deste valor de energia pelo gerador equivalem ao custo de fornecer esta energia pelas baterias, previamente carregadas pelo gerador diesel:

$$B \cdot P_{Nger} \cdot C_{fuel} + A \cdot C_{fuel} \cdot Lc = \frac{A \cdot C_{fuel} \cdot Lc}{\eta_{bat}} + Cop_{bat} \cdot Lc \quad (4.1)$$

$$Lc = \frac{\eta_{bat} \cdot (B \cdot P_{Nger} \cdot C_{fuel})}{(Cop_{bat} + (1 - \eta_{bat}) \cdot A \cdot C_{fuel})} \quad (4.2)$$

Onde, para além das expressões já definidas:

Cop_{bat} corresponde ao custo total da operação da bateria;

η_{bat} corresponde ao rendimento associado às baterias;

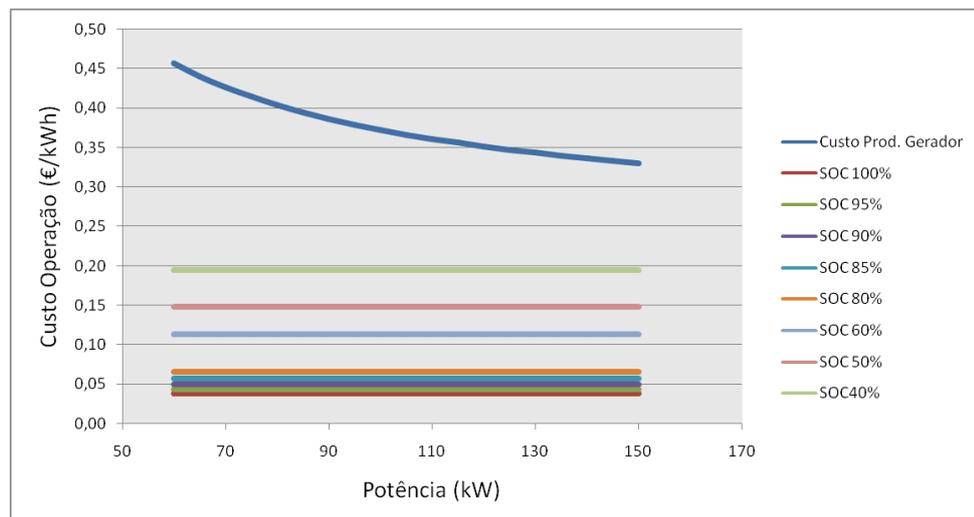


Figura 4.5 - Comparação dos custos de operação entre gerador e baterias para diversos SOC

Fazendo uma análise directa de custos, Ld será sempre negativo, logo, apenas quando for necessário ligar o gerador por imposição técnica é que será feita uma análise se  rentável a sua utilização para alimentar apenas a carga ou alimentar simultaneamente a carga e carregar o banco de baterias (Cycle Charging). Esta situação provavelmente não gerar um valor mínimo para o custo total anual da operação. Se for considerado um peso para a utilização das baterias a um nível baixo de carga, então existirão períodos em que seria necessário carregá-las previamente para evitar a sua utilização no limite, diminuindo os custos de operação.

Barley [4] propo um método, *Ideal Predictive Dispatch*, em que suponha perfeitas as previsões, tanto de carga, como de produção renovável, mas considerava um custo de operação das baterias constante para qualquer descarga. Ao utilizar uma penalização à descarga das baterias em SOC baixos, a estratégia irá ser diferente da proposta em [4].

4.2.1 Dificuldades encontradas na tentativa de Optimização

Foi testada a utilização de uma ferramenta de optimização, de forma a encontrar o método de operação a cada hora, minimizando os custos anuais do sistema.

Este modelo de optimização do despacho tem como ferramenta de suporte o SOLVER a partir do programa Excel. Esta ferramenta possui limitações no que respeita ao número máximo de variáveis de decisão, número máximo de restrições e tipo de problema.

Sendo este um problema de grandes dimensões, a aplicação directa do software de optimização sobre todas as horas de despacho do sistema, durante um ano, torna-se impossível para a ferramenta em questão.

Desta forma sentiu-se a necessidade de incorporar a ferramenta de optimização aplicada a um algoritmo, que permitisse a optimização faseada da operação do sistema.

O problema de optimização do despacho anual do sistema consiste, a cada hora do ano, definir qual a melhor solução em termos de utilização do gerador diesel e do banco de baterias, respeitando restrições técnicas do sistema, que imponha custos de operação anuais economicamente mais interessantes.

Assim:

$$F.O. = \text{Min} \left(\sum_{h=1}^{h=8760} C_{Op_{bat}}(h) + C_{gerador}(h) + C_{ENF}(h) \right)$$

A função objectivo do problema é composta pelo somatório dos custos horários de operação do banco de baterias, $C_{Op_{bat}}(h)$, pelos custos que advêm da utilização do gerador, $C_{gerador}(h)$, e pelo custo imposto a toda a energia não fornecida $C_{ENF}(h)$. De referir que este último custo representa uma penalização para que só haja energia não fornecida em casos extremos de impossibilidade técnica do sistema, e não como forma de optimização do despacho.

Da mesma forma, poderia ser imposto um custo a toda a energia que é desperdiçada mas não sentiu-se necessidade para tal, partindo do princípio que a ferramenta de optimização teria em conta que a descarga das baterias ou a ligação do gerador numa certa hora para gerar desperdício não traria benefícios económicos, muito pelo contrário.

Em termos de variáveis de decisão, optou-se pela utilização do fluxo energético do banco de baterias a cada hora e a produção do gerador Diesel igualmente para cada hora:

$$V.D.1 = Fluxo_{Bat}(h)$$

$$V.D.2 = Pot_{gerador}(h)$$

A primeira variável de decisão indicaria, a cada hora, o quanto as baterias descarregavam (se $Fluxo_{Bat}(h) < 0$) ou o quanto estas carregavam ($Fluxo_{Bat}(h) > 0$),

considerando-se que, no intervalo de tempo de uma hora, o banco de baterias não poderia carregar e descarregar simultaneamente.

Estas variáveis teriam como restrições a potência máxima de funcionamento do gerador, Pot_{max} , assim como os limites mínimos e máximos do estado de carga no final de cada hora do banco de baterias, Soc_{min} e Soc_{max} :

- $SOC_{fim}(h) \leq SOC_{max}$
- $SOC_{fim}(h) \geq SOC_{min}$
- $Pot_{Gerador} \leq Pot_{max}$

Após algumas tentativas de utilização da ferramenta de optimização, concluiu-se que a utilização desta ferramenta não era ideal, visto a solução apresentada prender-se em mínimos locais. Isto deve-se ao facto da não intersecção dos custos do gerador e da descarga das baterias, assim como devido a inúmeras descontinuidades de operação do sistema, em termos de funcionamento de baterias e gerador. Como o SOLVER tem uma busca de optimização pelo método de Newton, devido às inúmeras descontinuidades descritas, torna-se inviável a sua utilização para este tipo de problema.

4.3 Metodologia da Eficiência de Estratégias por Previsão

Devido à inadaptação da ferramenta SOLVER para a resolução do problema de despacho, foi elaborado um algoritmo de forma a obter uma estratégia que, tirando partido da previsão de consumo e recursos endógenos, reduza tanto quanto possível o custo global do sistema. Este algoritmo não obtem, no entanto, um valor correspondente ao óptimo global.

O objectivo desta metodologia é o de estudar a importância e vantagens da integração da previsão, tanto de recursos endógenos como de consumo, de forma a melhorar a estratégia de despacho dos Sistemas Híbridos de Energia em estudo. Esta previsão será útil de forma a otimizar a eficiência do gerador, assim como evitar que as baterias mantenham-se durante muito tempo em estados de carga baixos, prejudicial para o seu tempo de vida útil. Será realizada uma abordagem do género *Unit Commitment*, onde todas as soluções apresentadas serão viáveis, sem necessidade de deslastre de carga.

Através da consideração da análise do balanço energético, para um determinado número de horas de previsão, h_{prev} , poderão ser criadas duas situações distintas em termos de estratégias. Considerando $(C-P_{Ren})_{h_{prev}}$ como o valor total resultante da diferença entre a carga e a produção renovável para as próximas h_{prev} horas, se este valor for inferior a um

parâmetro Alfa, ou seja, excesso de energia produzida nas próximas horas, então utilizar-se-ão as baterias. Caso contrário, se o valor de $(C-P_{Ren})_{h_{prev}}$ for positivo, havendo déficit de energia futuro, irá ser utilizado o gerador. O parâmetro Alfa funciona como um *set-point* em termos de déficit futuro. Para um determinado número de horas de previsão h_{prev} , só é rentável utilizar-se os geradores, a partir de determinado número de déficit energético.

Este é o fundamento base de toda a estratégia global, o gerador é utilizado quando é previsto um déficit excessivo de energia futuro, de forma a não descarregar demasiado as baterias, permitindo ao gerador uma utilização mais eficiente, ao ser utilizado em valores próximos da sua potência nominal.

Visto a actuação do sistema para o balanço energético futuro, analisa-se agora o modo de actuação dos componentes do sistema para valores de $(C-P)$ no momento presente.

Na gama de actuação do banco de baterias, isto é, se o balanço energético futuro for superior ao valor Alfa, com excesso de produção renovável em relação à carga, duas situações poderão ocorrer:

- $(C-P)_h < 0$ (Caso 1.1);
- $(C-P)_h > 0$ (Caso 1.2).

Se se notar excesso de produção renovável em relação à carga no momento presente (Caso 1.1), então as baterias carregam. Poderá ocorrer a situação em que o excesso energético é superior ao seu fluxo máximo de carga permitido. Assim, todo o excesso que não for direccionado para as baterias será desperdiçado.

Para a segunda situação, em caso de déficit horário, as baterias serão descarregadas para cobrir este valor de $(C-P)_h$. Poderá ocorrer o caso em que o déficit horário seja de tal forma elevado, que o fluxo máximo de descarga permitido pelas baterias não consiga dar resposta a esse valor. Assim o gerador entra em actuação de emergência, produzindo a energia em falta, de forma a não originar deslastre de carga, apesar de que o custo energético do gerador para valores de produção baixo ser excessivo, mas como esta é uma abordagem de *Unit Commitment*, não são admitidos valores de ENF. Esta situação poderá ocorrer por exemplo em picos de carga inesperados. Esta estratégia é semelhante a uma estratégia *Load Following*.

Analisando agora a situação de balanço energético previsto negativo, isto é $(C-P_{Ren})_{h_{prev}} > \text{Alfa}$, independentemente do balanço energético actual, o gerador tentará produzir ao valor máximo permitido, de forma a maximizar a sua eficiência. Assim, não só analisa o valor de $(C-P)_h$ mas também o valor que poderá carregar nas baterias, $Carga_{bat}$, considerando estas como uma carga. Esta análise tem o duplo benefício de permitir um aumento progressivo do estado de carga das baterias, assim como uma maior eficiência na produção do gerador diesel. Alguns casos poderão ocorrer nesta abordagem:

- $(C-P)_h + Carga_{bat} > \text{Potência Máxima do Gerador}$ (Caso 2.1)
- $\text{Potência Mínima do Gerador} < (C-P)_h + Carga_{bat} < \text{Beta} \times (\text{Potência Máxima do Gerador})$ (Caso 2.2)
- $(C-P)_h + Carga_{bat} < \text{Potência Mínima do Gerador}$ (Caso 2.3)

Para o primeiro caso, se o valor conjunto entre déficit horário e energia passível de ser carregada pelas baterias for superior à potência máxima do gerador, então o gerador irá funcionar à sua potência máxima permitida. No segundo caso, para um valor intermédio na gama de produção eficiente do gerador, isto é, entre a sua potência máxima e mínima de funcionamento, o gerador irá funcionar a um valor de potência dado por $(C-P)_h + Carga_{bat}$. Sentiu-se necessidade de incorporar um *set-point* referente à actuação do gerador, denominado de Beta. Este é um valor percentual da potência máxima do gerador, e tem como função garantir que o gerador só funciona para carregar as baterias, se tal for rentável, ou seja, quando estas encontram-se em estados de carga afastados do seu valor máximo. Se o valor de $(C-P)_h + Carga_{bat}$ não se encontrar nesse intervalo, o gerador actua apenas para o caso de restrição técnica das bateria, não sendo rentável noutra situação.

Na terceira situação, no caso em que o valor horário da diferença entre a carga e a componente renovável, ao somar com a carga a preencher nas baterias for insuficiente para a ligação ao mínimo eficiente do gerador, o gerador mantém-se desligado. Não seria compensatória a utilização do gerador neste caso, porque causaria desperdício e elevada ineficiência. Como no caso anterior, o gerador funciona como apoio, ligando apenas em situação de emergência.

Em seguida, apresenta-se o fluxograma da estratégia de despacho (Figura 4.6).

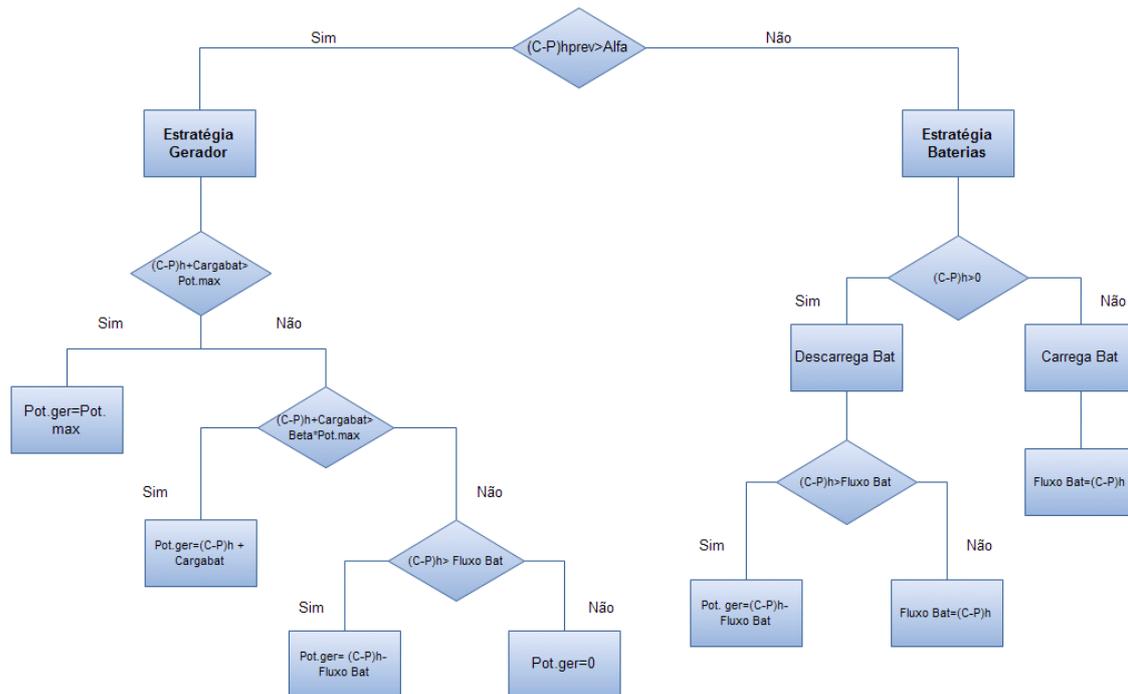


Figura 4.6 - Fluxograma da Estratégia de Despacho com Previsão

Esta metodologia foi aplicada e testada, através da folha de cálculo Excel.

4.4 Análise de Resultados

Foram realizadas e analisadas inicialmente previsões para 12, 24 e 48 horas. Foram obtidos os resultados, presentes na Tabela 4.

Tabela 4 - Comparação do método para diferentes horas de previsão

Horas Previsão (h)	Prod. Gerador (kWh)	Desperdício (kWh)	Custo Op. Gerador (€)	Custo Op. Bat. (€)	Custo Total (€)	Alfa (kWh)	Beta (%)
12	29.269	664.453	11.858	7.171	19.029	600	100
24	28.990	663.759	10.426	7.011	17.438	750	100
48	25.303	659.906	9.456	7.182	16.638	1200	90

Os valores resultantes do desperdício anual parecem excessivos. Comparando-os com os valores de produção renovável e carga anual:

$$P_{Ren}total = 1.210.279 kWh$$

$$Carga total = 575.205 kWh$$

$$P_{Ren}total - Carga total = 635.074 kWh$$

Pela análise destes valores, nota-se claramente um sobredimensionamento do sistema. Por mais eficiente que fosse o despacho, a partir desta fracção renovável iria originar sempre um valor elevado de desperdício energético.

Um factor a ter em conta a partir da análise anterior é a necessidade de ajuste dos parâmetros Alfa e Beta, em cada previsão. À medida que diminuem as horas de previsão, diminui logicamente o valor de Alfa, ou seja, o balanço energético acumulado é em média menor, para menores horas de previsão.

Os melhores valores são obtidos para uma previsão de 48 horas. As principais diferenças encontram-se nos custos de operação do gerador, sendo inferiores às outras horas de previsão. A maior eficiência do gerador é comprovada a partir do valor anual de energia desperdiçada, sendo inferior para 48 horas de previsão, onde o gerador regista uma menor produção energética anual.

A partir desta análise conclui-se que, para este sistema, são necessárias 48 horas de previsão de forma a tornar-se mais eficiente, em termos de utilização do gerador Diesel.

A partir da metodologia proposta, é possível traçar um mapa referente a esta estratégia de previsão.

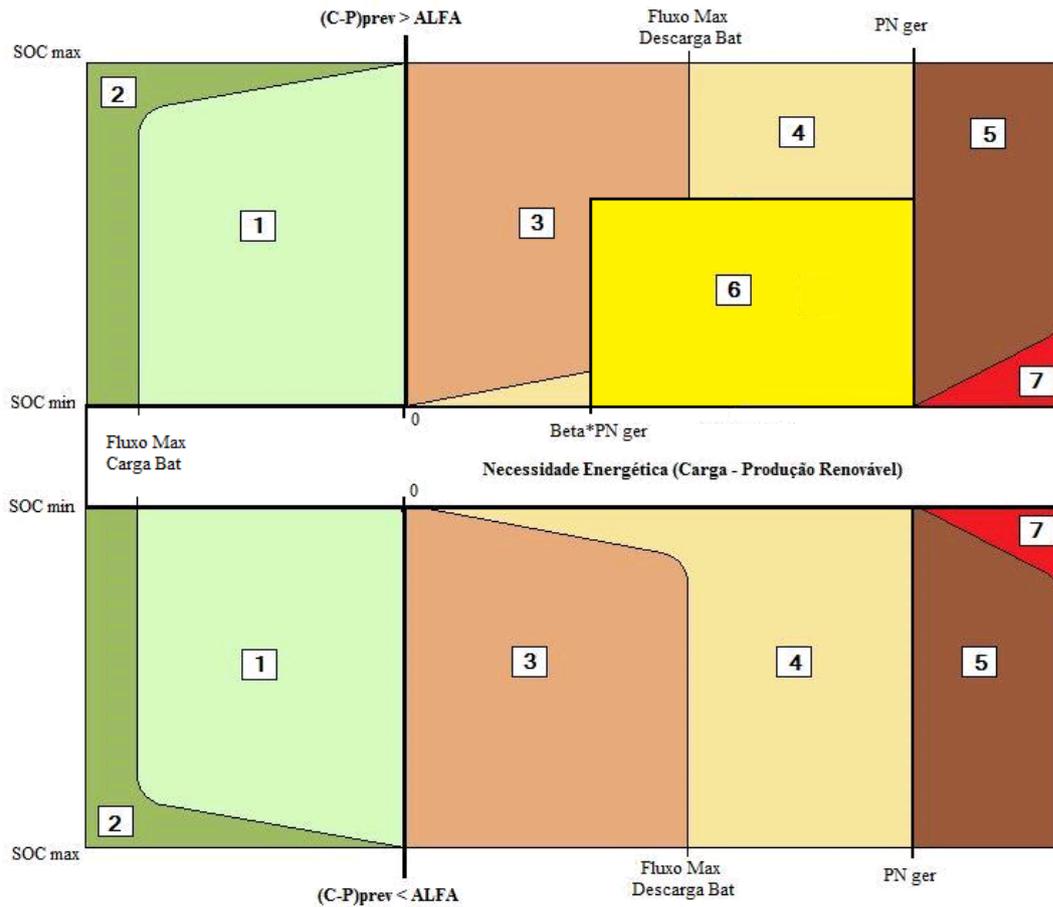


Figura 4.7 - Mapa estratégico com previsão

Tabela 5 - Legenda do Mapa proposto

Legenda do Mapa Estratégico	
1	Fracção Renovável Carrega Baterias
2	Energia Desperdiçada
3	Descarga das Baterias
4	Gerador fornece o Déficit Energético
5	Gerado funciona a Pot. Nominal; Baterias fornecem o restante
6	Gerador alimenta a carga e carrega Baterias
7	Energia Não Fornecida (ENF)

4.5 Comparação de resultados com estratégias pré-definidas

Pretende-se aqui comparar os diferentes modos de actuação do sistema quando sujeito a diferentes estratégias de despacho.

Nas figuras abaixo estão expostos, para a mesma tranche horária, neste caso desde a hora 400 à hora 450 do ano, valores referentes à estratégia com previsão (Figura 4.8), Load Following (Figura 4.9) e Cycle Charging (Figura 4.15), respectivamente, em termos de valores de P_{Ren-C} , fluxo energético das baterias, Fluxo Bat, assim como de produção do gerador Diesel, Pot. Ger.. Para as estratégias sem previsão, nota-se uma semelhança em termos de actuação do gerador Diesel. Este actua apenas no final da tranche, quando as baterias não conseguem dar resposta ao défice energético excessivo do intervalo no exemplo. No despacho por Load Following, a partir da hora 440, as baterias encontram-se completamente descarregadas, funcionando apenas o gerador Diesel para cobrir o défice energético, sem no entanto proceder à carga das baterias. Por outro lado, na estratégia de Carga das baterias, o gerador, devido à incapacidade de resposta das baterias, actua no máximo valor permitido, sem criar desperdício, de forma a carregá-las e gerar energia para a demanda energética. Por essa razão não possui uma produção contínua, numa hora produz e carrega as baterias, na hora seguinte são utilizadas as baterias, e assim sucessivamente.

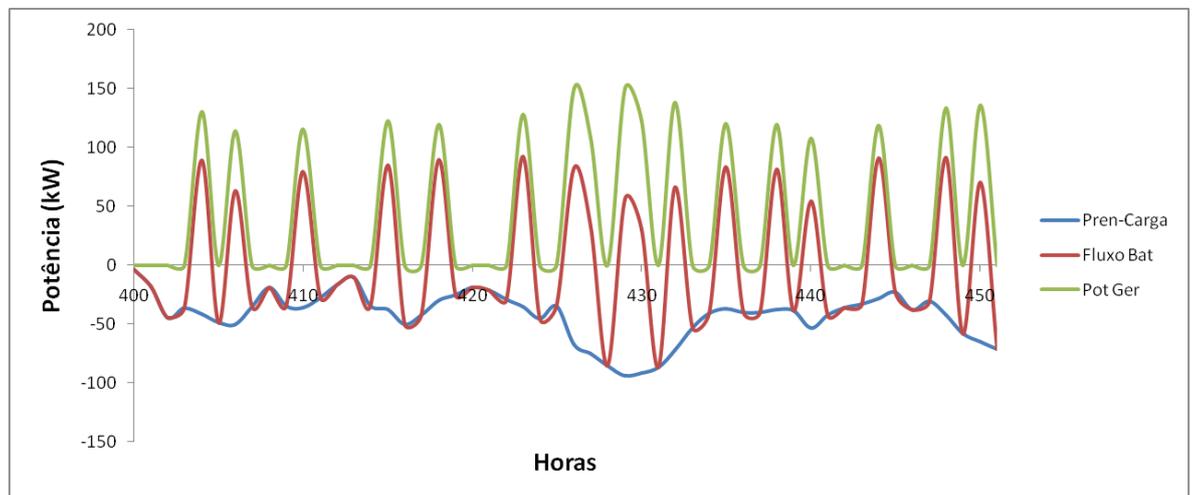


Figura 4.8 - Despacho com previsão de 48h

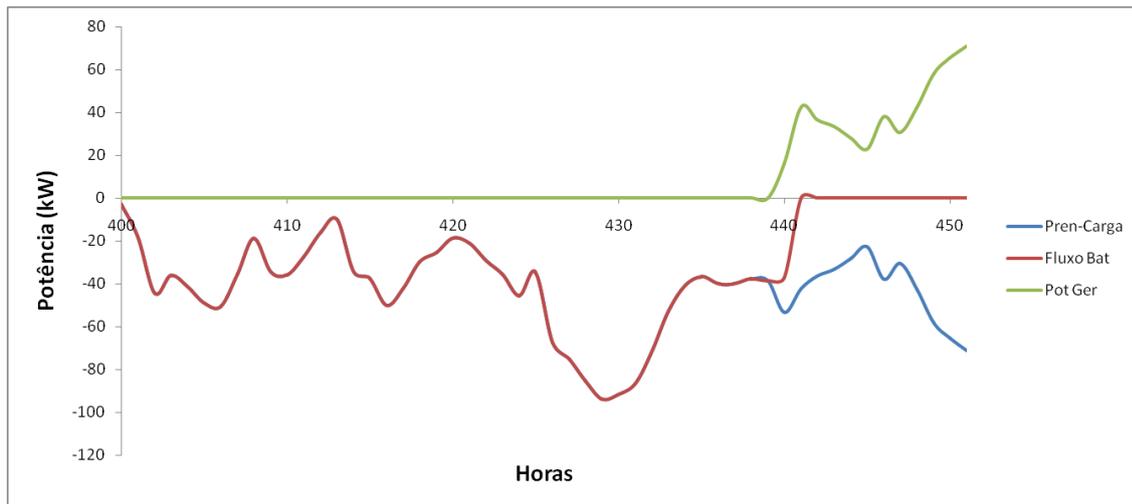


Figura 4.9 - Despacho por Load Following

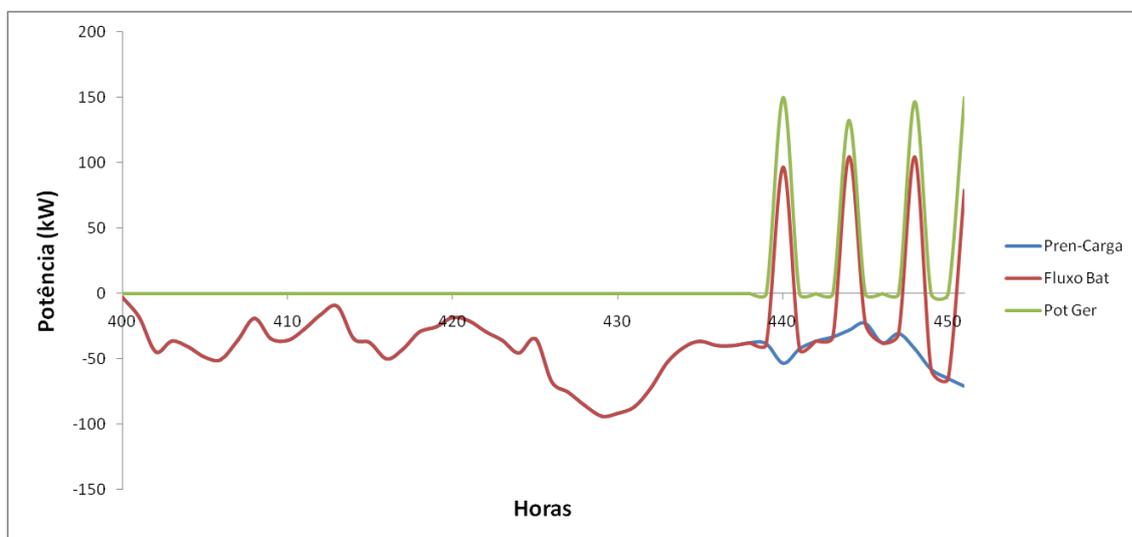


Figura 4.10 - Despacho por Cycle Charging

Para compreender a actuação do sistema na estratégia com previsão, analisa-se a Figura 4.12. Como foi previsto um balanço energético futuro extremamente deficitário, o gerador Diesel actuou antes do banco de baterias encontrar-se completamente descarregado. Este facto permitiu a utilização do gerador de forma extremamente eficiente, evitando a descarga excessiva das baterias. Tal facto é comprovado pela análise comparativa dos estados de carga (SOC) das baterias, para a mesma tranche horária, em cada uma das estratégias (Figura 4.11).

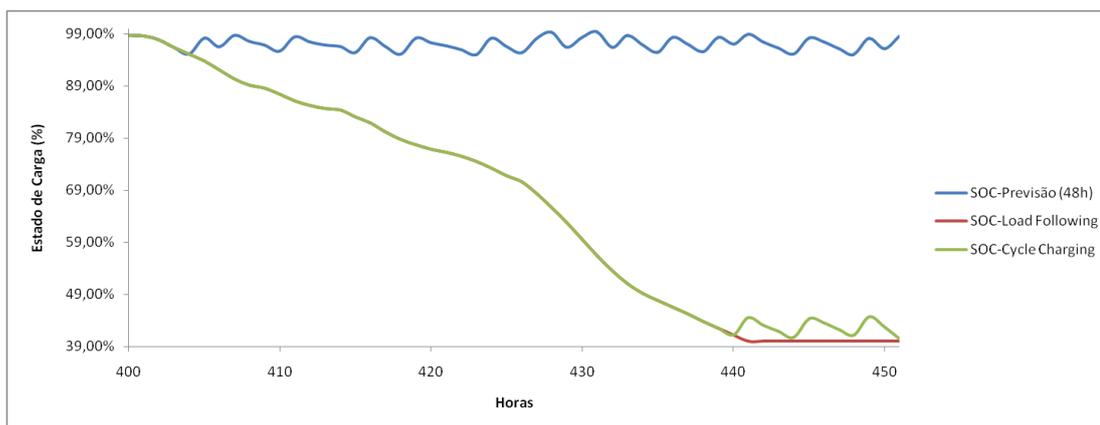


Figura 4.11 - SOC do banco de baterias para diferentes estratégias de despacho

A estratégia com previsão permitiu manter as baterias a níveis de carga superiores, tirando partido da eficiência do gerador Diesel, enquanto o estado de carga das baterias para as estratégias ortodoxas atingiu níveis críticos. Para Load Following, verifica-se ainda que as baterias mantiveram-se completamente descarregadas por algumas horas. Este facto leva a que, se o sistema for sujeito a um pico de carga repentino, superior à potência nominal do gerador diesel, haja necessidade de deslastre de carga.

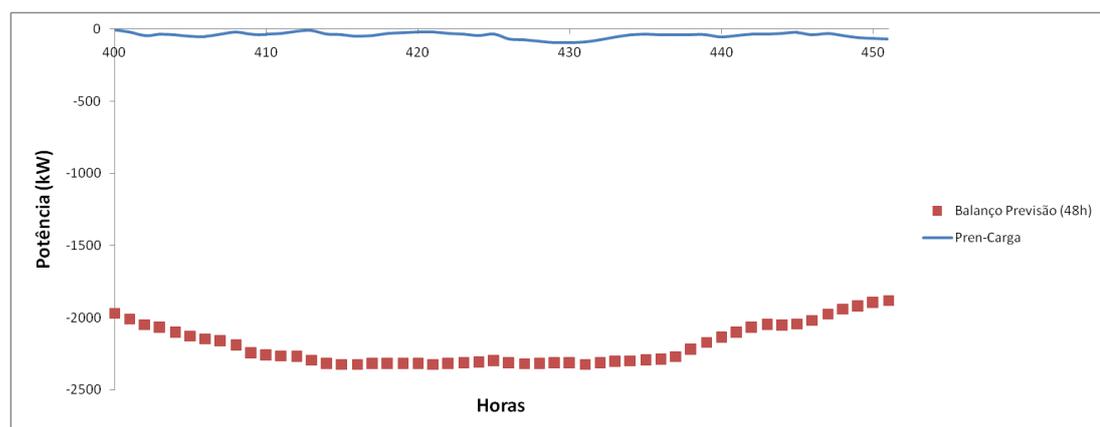


Figura 4.12 - Comparação do défice horário e do défice acumulado previsto para 48 horas

Uma outra vantagem da estratégia com previsão em relação à estratégia de carga das baterias é a capacidade de evitar energia desperdiçada ao carregar as baterias. Abaixo encontra-se ilustrado um exemplo representativo desta situação. O sistema para o primeiro despacho foi capaz de prever excesso de produção nas horas posteriores, não sentindo por isso necessidade de ligar o gerador Diesel (as baterias de igual modo não se encontravam descarregadas conseguindo dar resposta ao défice energético horário). Por outro lado, na actuação do sistema da Figura 4.15, para além do facto de as baterias terem atingido níveis críticos novamente, nota-se um comportamento não ideal, ao utilizar o gerador à sua potência máxima. Devido aos níveis de produção renováveis excessivos futuros (Figura 4.14), faz com que as baterias sejam carregadas rapidamente, levando a que a energia previamente proveniente do gerador seja, em parte ou totalmente, desnecessária.



Figura 4.13 - Despacho com previsão de 48 horas

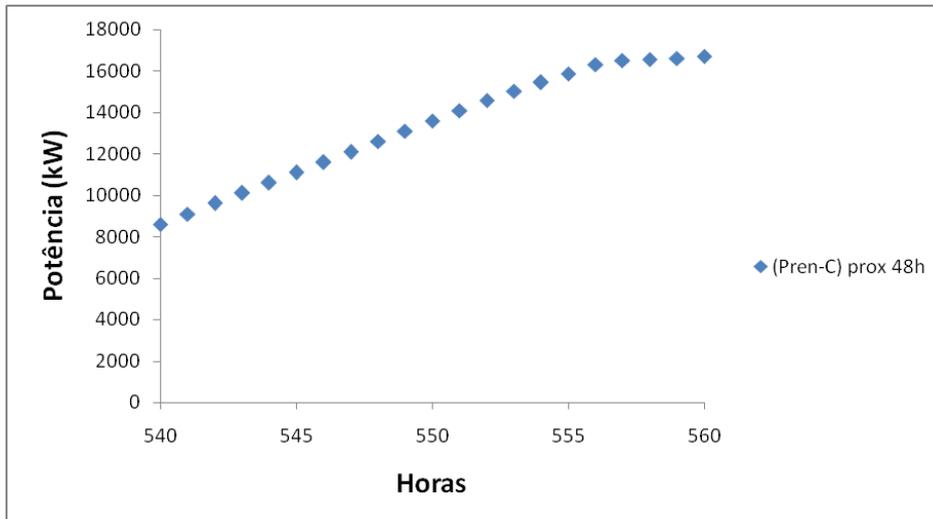


Figura 4.14 - Balanço energético previsto em cada hora para as prox. 48 horas

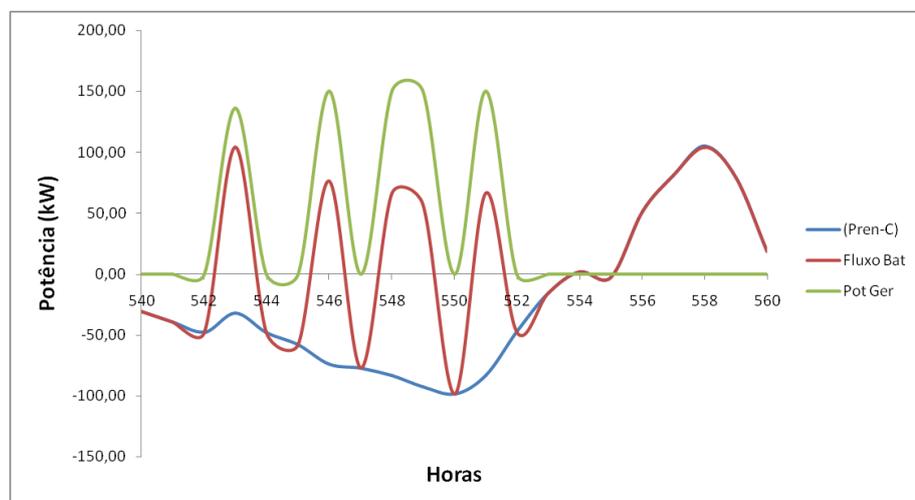


Figura 4.15 - Despacho por Cycle Charging

Na situação exposta nas figuras seguintes, aquando de um pico de carga, as baterias não foram capazes de dar resposta ao défice energético, não por se encontrarem descarregadas, mas por esse valor de défice ultrapassar o fluxo máximo de descarga permitido pelo banco a cada hora. Neste aspecto e analisando o balanço futuro, o sistema pela estratégia de previsão optou por um comportamento de utilização do gerador por seguimento de carga, enquanto que na Figura 4.17, a energia gerada e guardada no banco de baterias será inutilizada no futuro, devido ao excesso de produção e ao desperdício que dele advém.

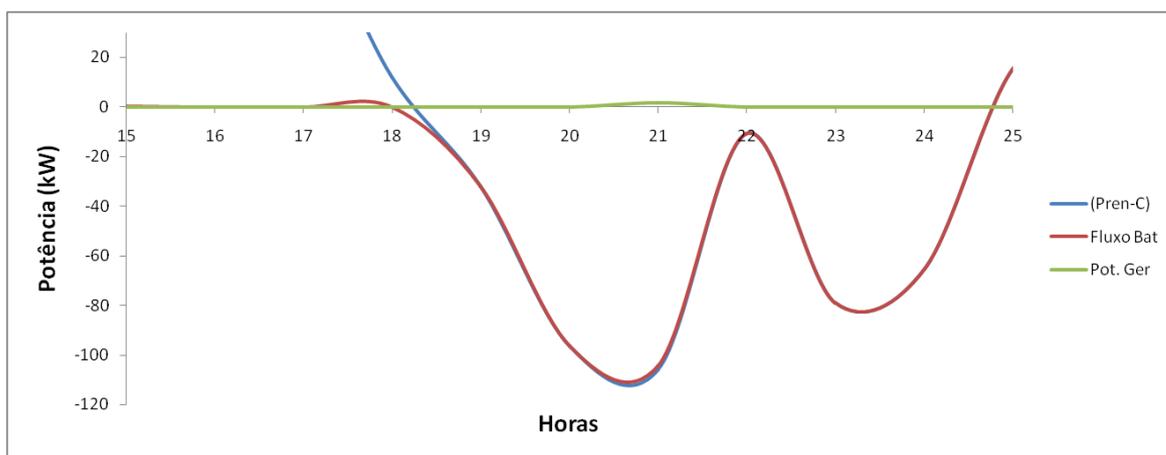


Figura 4.16 - Actuação do Gerador à pot. mínima por restrição técnica das Baterias no despacho por previsão

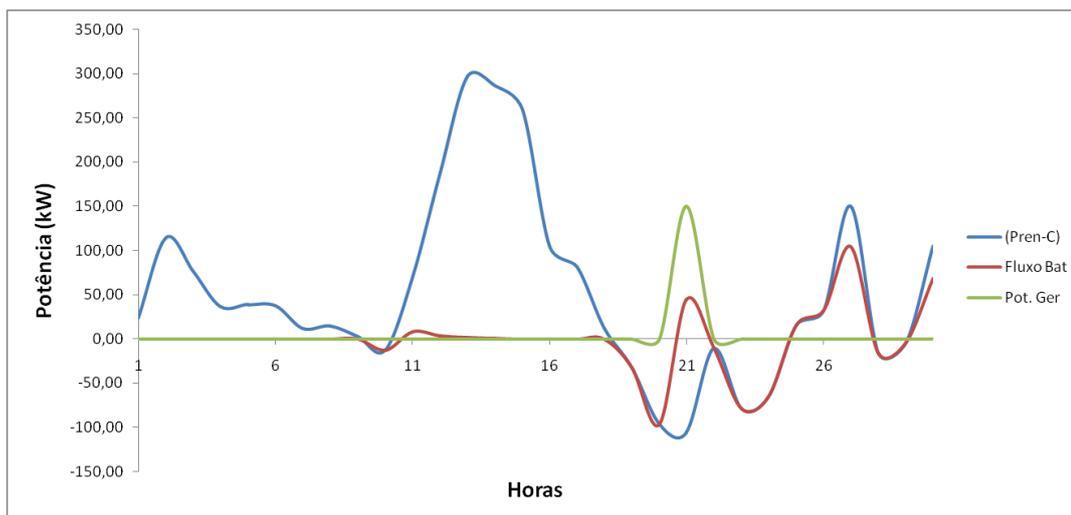


Figura 4.17 - Actuação do Gerador à potência máxima por restrição técnica das Baterias em Cycle Charging

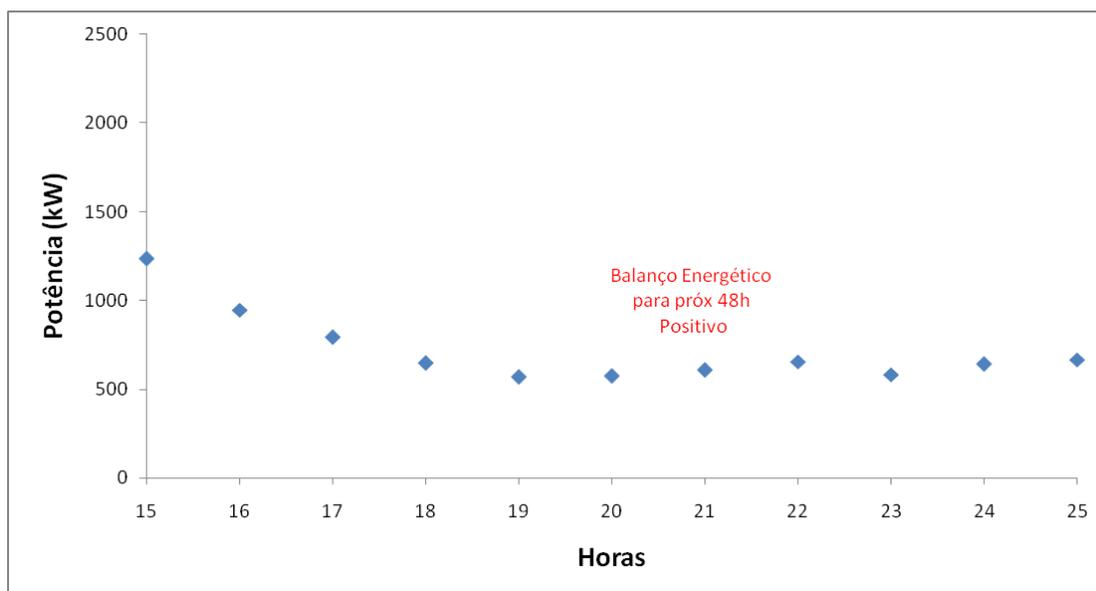


Figura 4.18 - Previsão de (P-C) em cada hora para as 48 horas seguintes

Na Tabela 6 encontram-se valores comparativos provenientes da actuação do sistema sujeito às diferentes estratégias.

Tabela 6 - Comparação das diferentes Estratégias de Despacho

Estratégia	Prod.Gerador (kWh)	Desperdício (kWh)	Custo op. Gerador (€)	Custo op. Baterias (€)	Custo Total (€)
Previsão (48)	25.303	659.906	9.456	7.182	16.638
Load Following	22.931	658.548	14.205	7.264	21.470
Cycle Charging	27.223	662.752	9.733	9.149	18.882

Em termos de desperdício energético é natural que a estratégia por Load Following produza o valor mais reduzido, porque limita-se a utilizar o gerador em situações extremas, apenas para alimentar a carga. O facto da estratégia de previsão ter produzido algum desperdício prende-se pelo facto do despacho total não ser óptimo, sendo apenas uma estratégia que se aproxima do óptimo, utilizando o gerador em algumas horas desnecessárias, mas como se poderá analisar pelos custos de operação das restantes estratégias, esta utiliza o gerador eficientemente na maior parte dos casos.

A principal diferença entre esta metodologia e a de Cycle charging, neste sistema, nota-se nos custos de operação das baterias. Ao utilizar o gerador para carregar as baterias nas alturas ideais, fez com que não houvesse necessidade de tanta produção como na estratégia de Cycle Charging.

Os custos provenientes da operação das baterias transmitem uma ideia errada, comparativamente ao benefício técnico originado pelo despacho por estratégia de previsão comparativamente a Load Following. Os custos desta última estratégia são reduzidos, nesta situação porque existem muitas horas neste tipo de despacho em que as baterias encontram-se completamente descarregadas, não podendo funcionar. Como apenas é contabilizado o custo de operação das baterias aquando de descargas, é natural que o custo seja baixo quando comparado com as restantes estratégias. Este facto é comprovado pelo valor médio do estado de carga durante todo o despacho, tanto para estratégia com previsão (89,69%) como para Load Following (85,92%).

É no entanto prejudicial para as baterias não só descargas em estados de carga baixos, como manterem-se durante muito tempo descarregadas [4].

5 Implicações da Previsão no Dimensionamento

5.1 Optimização do Dimensionamento da Fracção Renovável

Através da análise dos resultados obtidos após a optimização do despacho, notou-se um desperdício de energia excessivo. Este desperdício provém do sobredimensionamento da fracção renovável para o qual o sistema fora inicialmente dimensionado.

Numa primeira fase é proposto uma optimização do dimensionamento da componente fotovoltaica assim como da parcela da produção eólica. Esta optimização é feita por *Unit Commitment*, sendo seleccionadas todas as soluções viáveis, sem produzir deslastre de carga, e escolhida aquela que proporcione o menor custo global do sistema. Serão efectuados diemnsionamentos da fracção renovável com base em três estratégias de despacho, sendo estas as pré-definidas Load Following e Cycle Charging, e a proposta neste estudo, a estratégia com previsão, para uma previsão de 48 horas. Serão analisadas as principais diferenças dos sistemas obtidos a partir de diferentes estratégias

De forma a dimensionar o sistema é necessário um critério de selecção. O critério utilizado aqui é baseado numa análise económica, através do custo anual do sistema (CAS).

Serão considerados os mesmos custos por kW tanto para o sistema fotovoltaico, assim como para o sistema eólico, de forma a perceber qual dos recursos traz mais vantagem a cada tipo de estratégia, independentemente do seu custo capital.

Será utilizado o programa Solver do Excel, de forma a alterar as componentes fotovoltaica e eólica, tendo como função objectivo a minimização do custo total anual do sistema, como descrito abaixo.

O modelo utilizado para simulação da produção fotovoltaica, corresponde ao descrito anteriormente no capítulo 3. Para a produção eólica, foi considerado o modelo simplificado, com as seguintes características:

Tabela 7 - Características consideradas no dimensionamento da componente Eólica

Altura da Torre H_o (m)	40
Características do Terreno (m)	0,3
Velocidade de Arranque V_c (m/s)	5
Velocidade Nominal V_r (m/s)	10
Velocidade de Corte V_f (m/s)	30

5.1.1 Análise Económica

O custo total anual do sistema irá ser composto pelo custo de capital inicial C_{acap} , custo de substituição de equipamentos C_{asub} , e o custo de operação e manutenção $C_{aO\&M}$, estando todos estes valores referidos ao ano presente. Serão considerados vários elementos como: Componente Fotovoltaica, Componente Eólica, Gerador Diesel e Sistema de Armazenamento.

Considera-se ainda que todos os equipamentos possuem custo de capital, sendo desprezados os custos de manutenção. Para a duração do projecto, que se admite de 25 anos, serão apenas considerados custos de substituição das baterias. Considera-se uma duração dos outros componentes de 25 anos, não havendo para estes custos de substituição.

Assim:

$$CAS = C_{acap} + C_{asub} + C_{aO\&M} \quad (5.1)$$

O custo de capital anual é calculado para cada componente, tendo em conta o custo inicial, considerando igualmente custos de instalação. É calculado através da expressão (5.2).

$$C_{acap} = C_{cap} \cdot FRC(i, A_{proj}) \quad (5.2)$$

Onde

C_{cap} é o custo de capital inicial;

A_{proj} corresponde ao “tempo de vida” de cada componente;

FRC representa o factor de recuperação de capital, factor para calcular o valor presente de uma anuidade:

$$FRC(i, A_{proj}) = \frac{i \cdot (1 + i)^{A_{proj}}}{(1 + i)^{A_{proj}} - 1} \quad (5.3)$$

Onde i corresponde à taxa anual efectiva, relacionando-se com a taxa anual nominal i' e com a inflacção anual f :

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (5.4)$$

O custo anual de substituição de um componente é o valor por ano de todas as substituições que ocorrem durante o tempo de vida de um determinado componente.

$$C_{asub} = C_{sub} \cdot SFF(i, A_{sub}) \quad (5.5)$$

Onde C_{sub} corresponde ao custo de substituição, neste caso da bateria;

A_{sub} representa o tempo de vida do componente;

SFF é um factor, em inglês designado por “*Sinking fund factor*”, um quociente para calcular o valor futuro de séries correspondentes a cash-flows iguais.

$$SFF(i, A_{sub}) = \frac{i}{(1+i)^{A_{sub}} - 1} \quad (5.6)$$

O custo anual de operação e manutenção $C_{aO\&M}$ corresponde ao custo obtido através do despacho do gerador e baterias ao longo do ano.

5.1.2 Resultados do Dimensionamento da Fracção Renovável do Sistema

Tabela 8 - Resultados do dimensionamento da F.R. a partir de diferentes estratégias

Estratégia	Pot. Inst. Eólica (kW)	Pot. Inst. Fotovoltaica (kW)	Fracção Renovável (%)	C. Operação (€)	CAS (€)
Previsão (48h)	100	100	68,00	72.570	182.011
Load Following	130	130	81,9	76.693	209.056
Cycle Charging	125	115	78,79	69.950	194.490

Na Tabela 8 encontram-se reunidos os sistemas dimensionados a partir de cada uma das estratégias. Ao permitir uma utilização eficiente do gerador, pela estratégia com previsão, o sistema foi otimizado de forma a reduzir a fracção renovável, o que permitia grandes reduções no custo de capital, sem penalizar demasiado o sistema em termos de custo de operação, nomeadamente em termos de consumo de combustível do gerador. Tal facto não se verificou no dimensionamento de outras estratégias, em que se nota um valor elevado e, de certa forma não equilibrado, em termos de fracção renovável da produção total. A diferença de custo anualizados para os diferentes sistemas é notória.

Comparam-se agora, para o sistema otimizado a partir do despacho com previsão, como se comportam as estratégias pré-definidas.

Tabela 9 - Comparação de diferentes estratégias para o sistema dimensionado a partir da Estratégia com Previsão

Estratégia	Custo Op. Gerador (€)	Custo Op. Baterias (€)	C. Operação (€)	CAS (€)
Previsão (48h)	61.978	10.592	72.570	182.011
Load Following	100.762	9.370	110.132	219.027
Cycle Charging	63.227	25.727	88.954	197.850

Esta análise teve como finalidade verificar como se comporta o sistema, para um dimensionamento com despacho de previsão, aquando da aplicação de outras estratégias.

Para o sistema obtido no dimensionamento da fracção renovável anterior, composto por 100 kW de potência instalada de produção Eólica, assim como 100 kW de potência instalada de produção Fotovoltaica, verifica-se naturalmente aumentos em termos de custos de operação, causando o aumento do custo anual do sistema, para as estratégias tradicionais.

5.2 Optimização da Capacidade de Armazenamento do Sistema

O que se pretende aqui é verificar a capacidade necessária de armazenamento e relacioná-la com o número de horas de previsão que o sistema terá que ser dotado, de forma a minimizar os custos anuais do sistema.

Assim é necessário recorrer ao custo anualizado do sistema, porque ao alterar a capacidade deste, terá implicações importantes no custo total, tanto em termos de capital inicial, como em termos de custo de substituição. Logo a função objectivo será:

$$F. O. = \text{Min} (CAS)$$

em que as variáveis de decisão serão o número total de baterias, assim como o número total de horas de previsão do sistema. Não serão alteradas características referentes ao tipo e natureza das baterias. Será alterado também a potência nominal do gerador Diesel.

Tabela 10 - Dimensionamento do Nr. Baterias e da Pot. Nominal do Gerador

Estratégia	Nr. Bat	Redução Nr. Bat rel/HOMER (%)	Pn. Ger (kW)	Redução Pn Ger. rel/HOMER (%)	F.R. (%)	Custo Operação (€)	CAS (€)
Previsão (48h)	328	15	53	65	68,04	71.384	175.552
Load Following	192	50	140	7	67,46	108.857	203.128
Cycle Charging	377	2	116	23	69,74	81.245	189.715

Para o sistema obtido no dimensionamento da fracção renovável anterior, composto por 100 kW de potência instalada de produção Eólica, assim como 100 kW de potência instalada de produção Fotovoltaica, notou-se uma diminuição significativa da potência nominal do gerador. Isto pode ser interpretado pela vantagem de se incorporar previsão no despacho. O sistema, ao prever valores elevados de défice futuros, utiliza o gerador de forma a carregar as baterias, estando assim estas em estados de carga elevados de forma a serem utilizadas em períodos de maior necessidade. Devido a este factor, o número de baterias do sistema não sofreu grande redução, de forma ao seu fluxo máximo de descarga horário não ser excessivamente reduzido, em relação a valores de pico de défice energético.

Comparativamente ao dimensionamento proveniente das outras estratégias, não se notou grande redução em relação ao valor de potência nominal original do gerador Diesel. O número de baterias obtido através da estratégia de Cycle Charging deve-se ao valor da potência nominal do gerador Diesel originado pelo dimensionamento. Devido a limitações inerentes a esta estratégia, que permite a descarga contínua das baterias, para fazer face a picos de carga nestas alturas, é sempre necessário um valor elevado de potência nominal do gerador. Como a estratégia faz que, a cada funcionamento do gerador, este tente carregar as baterias, para uma capacidade de armazenamento pequena, o gerador não iria funcionar à máxima potência sem gerar desperdício. Assim o sistema obtido foi dimensionado de forma a permitir uma elevada eficiência do gerador Diesel.

6 Algoritmo de Despacho pela Previsão de Benefícios

A implementação deste algoritmo baseia-se na metodologia de incorporação de previsão no despacho, proposto anteriormente, com algumas variantes. Conforme analisado no capítulo 5, o dimensionamento de um sistema desta natureza, a partir de um despacho com previsão, permite a redução de custos anuais destes, devido ao refinamento da solução encontrada.

A aplicação conjunta do dimensionamento e otimização simultânea do despacho dificulta demasiado o algoritmo. Por isso, como referido anteriormente, o software de dimensionamento existente, de forma a reduzir o tempo de dimensionamento, utiliza como base, uma das várias estratégias de despacho pré-definidas. Outra solução possível [28] é a de dimensionar um sistema através de dois algoritmos meta-heurísticos, em que o principal é responsável pela geração de soluções de componentes, e o segundo realiza, a partir do dimensionamento gerado, a otimização da estratégia para o dimensionamento gerado, a partir de um conjunto de estratégias pré-definidas.

A incorporação do algoritmo proposto neste estudo é possível, a nível do dimensionamento. Para um modelo logístico, de séries temporais a longo prazo, utilizando uma meta-heurística, por exemplo, programação evolucionária, a incorporação deste algoritmo permitia não só achar uma solução com menores custos de operação anuais, mas também permitiria refinar o sistema, em termos de dimensionamento.

É importante referir que este algoritmo foi testado considerando uma gama de funcionamento do gerador Diesel limitado entre a sua potência nominal de 150 kW, e uma potência mínima de funcionamento de 40% do valor da potência nominal, 60 kW, visto que alguns fabricantes não recomendam a utilização dos geradores Diesel abaixo deste valor. Esta condição não foi imposta nos capítulos anteriores, sendo natural agora uma diferença significativa de resultados. Foi considerado o sistema original, isto é, um aerogerador de 500 kW de potência nominal e 100 kW de potência instalada de produção fotovoltaica.

6.1 Descrição do Algoritmo

Na base deste modelo está a previsão perfeita da carga e da produção de origem renovável nas horas futuras. Em cada hora é analisada o total de produção renovável assim como a carga necessária.

No caso de excesso de energia, ou seja, nas horas em que $P_{Ren} - C > 0$, todo o excesso é destinado a carregar as baterias. Se nem todo o excesso de energia carregar as baterias, por restrição de fluxo máximo ou por estas encontrarem-se completamente carregadas, a energia que não foi carregada torna-se desperdício.

Nas situações em que se verifique déficit serão testadas duas hipóteses em simultâneo. Na hipótese 1 a carga em déficit é compensada pela descarga da bateria. O gerador mantém-se desligado e só é utilizado nesta situação se se verificar que a potência a alimentar nesta hora for superior ao fluxo máximo permitido de descarga do banco de baterias ou se, por se encontrar descarregado, o banco de baterias não consegue alimentar as cargas. Nesta situação o gerador é ligado sempre ao seu valor mínimo como se de uma estratégia de seguimento de carga se tratasse.

Por sua vez é testada, para a mesma hora, a hipótese 2. Nesta situação o gerador é ligado sempre à potência máxima, para a qual não há desperdício nesta hora, isto é, uma potência que permita alimentar a carga em déficit e ainda carregar as baterias o máximo possível. Nesta situação é já imposta uma condição: Se o valor de déficit for de tal forma pequeno e se as baterias encontram-se próximas do seu valor de estado de carga máximo que faça com que o gerador a trabalhar à sua potência mínima desperdice energia, então a hipótese 2 é automaticamente considerada como sendo não válida.

Se ambas as hipóteses forem válidas os custos de operação para a hora em questão são comparados. Os custos da hipótese 2 serão sempre superiores aos da hipótese 1 porque nesta última o gerador não é utilizado e se sim é utilizado no seu valor mínimo, cujo custo marginal, apesar de ser superior ao do custo de operação do gerador à potência mínima, em termos de custo total é inferior.

Estas duas hipóteses, nomeadamente os seus efeitos futuros são previstos de seguida, paralelamente, isto é, admitindo uma previsão perfeita dos valores de carga e produção renovável das horas seguintes, os efeitos de se optar na hora h pela hipótese 1 ou 2 são analisados em termos de custos de operação nas horas $h+h_{prev}$, para um valor de h_{prev} pré-definido à partida. Nesta parte da previsão, opta-se por um despacho semelhante realizado na hipótese 1, do tipo *Load Following*, isto é, aquando de uma situação de déficit a bateria será sempre utilizada em detrimento do gerador, sendo este apenas útil em situações de restrição técnica das baterias, sempre no seu valor mínimo permitido de trabalho. Esta

estratégia é feita tanto a partir de um despacho anterior pela hipótese 1, ou seja onde o estado de carga no início da hora da previsão equivale ao estado de carga no fim da hora do despacho pela hipótese 1, como a partir de um despacho anterior pela hipótese 2, onde o estado de carga no início da hora da previsão equivale ao estado de carga no fim da hora do despacho pela hipótese 2:

- $SOC_{inicial_previsão1}(h) = SOC_{final_hipótese1}(h-1)$
- $SOC_{inicial_previsão2}(h) = SOC_{final_hipótese2}(h-1)$

Assim, no final de cada despacho das duas previsões, são comparados os custos totais de operação, que deverão ser distintos pelo facto de que o estado de carga inicial da previsão 1 ser inferior ao estado de carga inicial da previsão 2, porque esta última foi precedida de uma despacho em que as baterias forma carregadas, enquanto a primeira foi precedida de uma descarga de baterias, diminuindo o estado de carga. Como foi visto atrás, ao operar em estados de cargas mais baixos, os custos tornam-se superiores. Estas previsões paralelas são realizadas sucessivamente até que a diferença dos custos de operação de todas as horas em que foram realizadas tornem-se superiores à diferença entre os custos de operação entre a realização do despacho da hipótese 2 e do despacho da hipótese 1:

- $\Delta Cop_Previsão_{(bat+ger)} = Cop_Previsão1_{(bat+ger)} + Cop_Previsão2_{(bat+ger)}$
- $Cop_{Hipotese2_total} - Cop_{Hipotese1_total} < \sum \Delta Cop_Previsão_{(bat+ger)}$

Se, ao fim do número máximo de horas pré-definidas, o valor de variação acumulado do custo das previsões for inferior à diferença entre o custo da hipótese 2 e o custo da hipótese 1, significa que o benefício futuro de ligar o gerador à sua potência máxima permitida na hora h não compensa o incremento do custo nessa mesma hora, sendo a decisão mais económica na hora h o despacho proveniente da Hipótese 1. A mesma decisão é tomada se se verificar que houve desperdício nas horas futuras provocadas pelo incremento de carga nas baterias. Esta situação verifica-se se nas horas posteriores à hora testada houve um valor de produção renovável superior ao défice, fazendo com que as baterias carreguem, não havendo benefício de carregá-las por meio do gerador a diesel.

Se, por outro lado, antes de h_{prev} atingir o valor máximo permitido, verificar-se a segunda condição, a decisão da hipótese 2 foi compensatória na hora h. Verifica-se esta situação para horas posteriores a h em que o valor acumulado da produção é inferior ao valor acumulado da carga, havendo tendência para as baterias descarregarem-se até atingirem valores de estado de carga muito baixos.

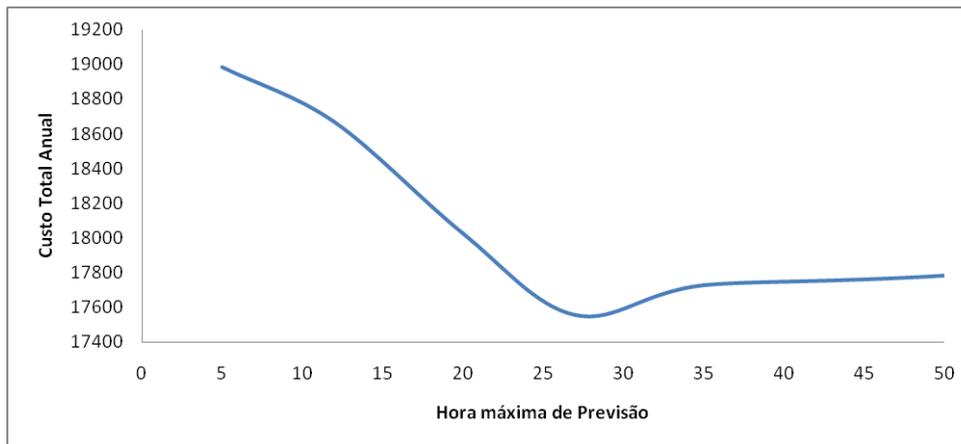


Figura 6.1 - Relação entre a hora máxima de previsão e o custo total anual

Tabela 11 - Comparação de custos com os valores máximos de previsão e sem limite de previsão

Hora Previsão Max	Custo Total (€/ano)
5	18986,51118
12	18667,21163
20	18025,5189
27	17556,50857
35	17726,63671
50	17784,47236
Sem Limite	18097,31934

Pela análise do gráfico e da tabela nota-se que existe um valor limite de previsão que torna o custo anual do sistema em termos de operação economicamente mais atractivo.

O facto de se impor uma hora com valor pequeno para o qual o algoritmo prevê o comportamento do sistema nas horas futuras levar a custos superiores comparativamente a uma hora limite de previsão superior explica-se pela diferença de custos entre a utilização das baterias e a utilização do gerador. Como a diferença é relativamente grande, note-se que, para qualquer valor de SOC das baterias, o seu custo marginal é sempre inferior ao menor custo marginal de produção do gerador (menor custo marginal para produção máxima do gerador diesel), leva a que o benefício só se faça sentir várias horas depois e não imediatamente.

Por outro lado, o facto de não se impor limite à previsão dos efeitos causados pelas hipóteses 1 e 2 não leva necessariamente ao valor mais baixo do custo do sistema. Tal poderá ser verificado pela tabela acima. Para melhor explicar esta situação, na tabela abaixo comparam-se alguns valores de despacho de uma situação de previsão limitada e outra sem limite de previsão.

Verifica-se que, havendo menos horas para haver acumulação de benefício, o algoritmo faz com que apenas seja compensatório ligar o gerador a valores de potência mais elevados e em alturas em que o estado de carga das baterias é mais baixo.

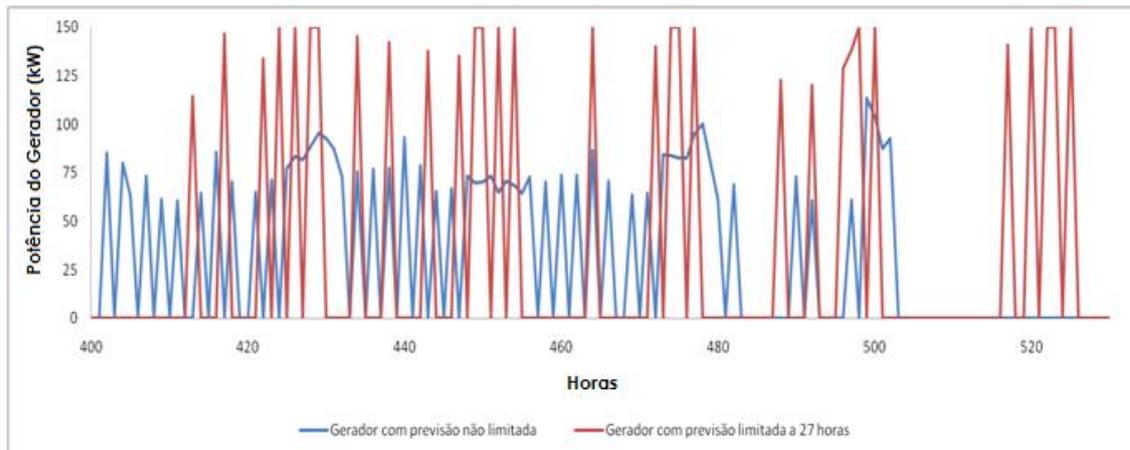


Figura 6.2 Comparação da actuação do gerador para diferentes modos de previsão

Para esta comparação foi especialmente escolhido o período compreendido entre as 400 e as 530 horas, visto ser uma altura em que demonstrava ser económica a utilização do gerador. As diferenças do modo de actuação do gerador para os dois casos são notáveis. Apesar de em ambos os casos a sua utilização ser sempre mais rentável do que mantê-lo desligado, nota-se que para uma previsão limitada a 27 horas, o gerador tende a trabalhar num regime de carga mais elevado, levando também a um menor número de ligações. Isto deve-se ao facto de, com uma previsão ilimitada, a ligação de um gerador numa certa hora, mesmo que a um regime de carga baixo poderá ser rentável, mesmo que o benefício a cada hora seja muito pequeno, a acumulação deste benefício por várias horas, desde que não leve a desperdício futuro, irá tornar-se rentável. Esta situação faz com que se carregue o banco de baterias, mesmo estando estas afastadas do seu estado de carga mais baixo, não havendo margem de utilização do gerador a um regime mais elevado, sem que haja desperdício de energia.

Por outro lado, quando a previsão está limitada, a um valor médio, não demasiadamente curto nem excessivamente longo, faz com que o benefício a cada hora necessite de ser considerável, e essa situação obtém-se com uma utilização do gerador próximo da sua potência máxima, em situações em que exista espaço suficiente no banco de baterias para armazenamento.

Apresenta-se abaixo o diagrama do algoritmo proposto.

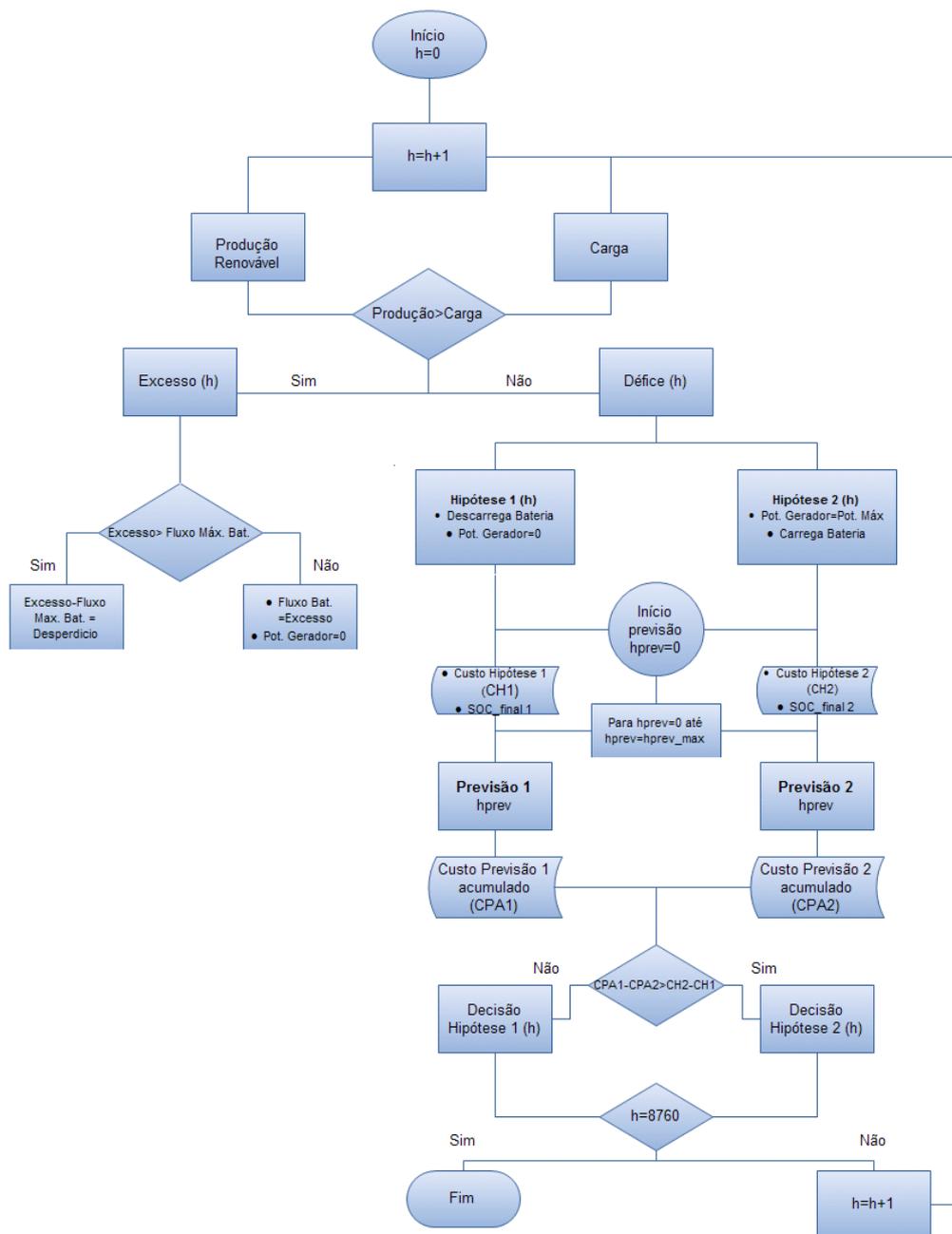


Figura 6.3 - Fluxograma representativo do Algoritmo Proposto

6.2 Análise de resultados do Modelo Proposto

O algoritmo foi efectuado para um período máximo de previsão de 27 horas. A partir deste método, obteve-se um custo global de operação anual de 17556€. Mesmo impondo uma potência mínima de funcionamento do gerador, a partir deste algoritmo foi possível obter custos inferiores a estratégias pré-definidas, sem restrição de potência mínima (Tabela 6). Esta redução significativa deve-se ao facto da promoção, através deste algoritmo, de uma utilização eficiente do gerador diesel, que trabalhou em média a cerca de 123,5 kW, ou seja, a mais de 80% da sua potência nominal.

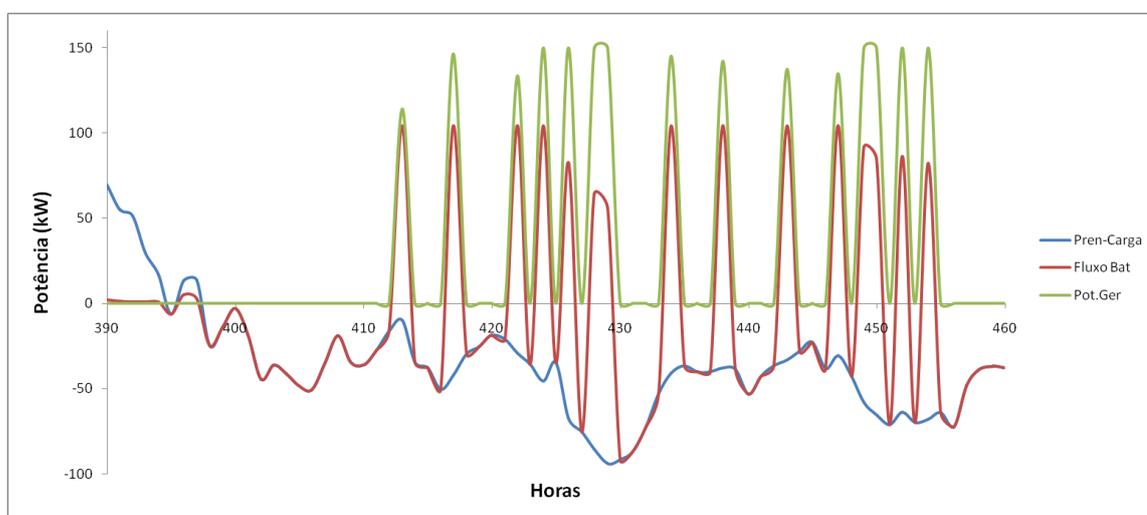


Figura 6.4 - Actuação do gerador em determinado período horário e respectivo efeito nas baterias

Na figura acima, podemos ver um intervalo de tempo, de déficit elevado, em que o gerador actuou por diversas vezes, sempre à sua potência máxima, sem gerar desperdício. De facto, como o algoritmo foi previsto para actuação do gerador apenas em horas de déficit, é natural que exista uma relação visível entre estes dois valores.

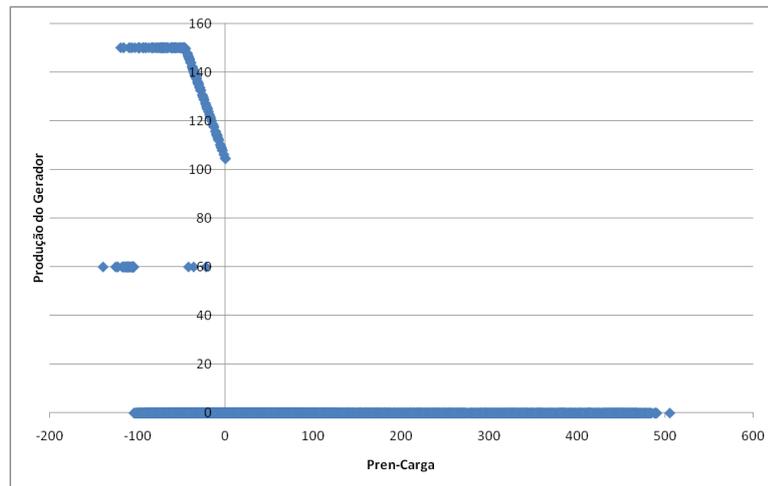


Figura 6.5 - Relação entre a produção do Gerador e o valor de $P_{Ren-Carga}$

Como é visível pela figura acima, o gerador diesel só actua em alturas que se verifique défice energético, ou seja, quando a produção renovável não é suficiente para dar resposta à demanda energética. A produção do gerador apresenta valores mínimos para alguns valores de défice. Isto deve-se ao facto da sua actuação ter sido necessária em alturas de défice, de tal forma elevado, que ultrapassava o valor de fluxo máximo de descarga das baterias. Assim foi necessário utilizar o gerador, sem que no entanto fosse rentável produzir a valores mais elevados. Quando é rentável utilizar o gerador a valores superiores à potência mínima, a produção será tal que, aumentando a eficiência, não gera desperdício. Este aspecto é bem visível na relação entre a produção do gerador e o fluxo das baterias. Como normalmente a bateria possui um fluxo máximo de carga limitado pela corrente máxima admissível, na ordem dos 67,5 A por bateria, se esta não se encontrar carregada ou em estados de carga muito próximos do SOC_{max} , admite um fluxo máximo horário de aproximadamente 104 kWh.

A energia admitida pela bateria corresponderá à energia produzida pelo gerador após cobrir o défice energético. Assim, para valores de défice baixos, mesmo sendo rentável utilizar o gerador ao máximo, a produção em excesso do gerador seria desperdiçada, ao não poder ser carregada pelas baterias. Por esta razão, na figura acima, nota-se um aumento do factor de carga do gerador, com o aumento do valor de défice.

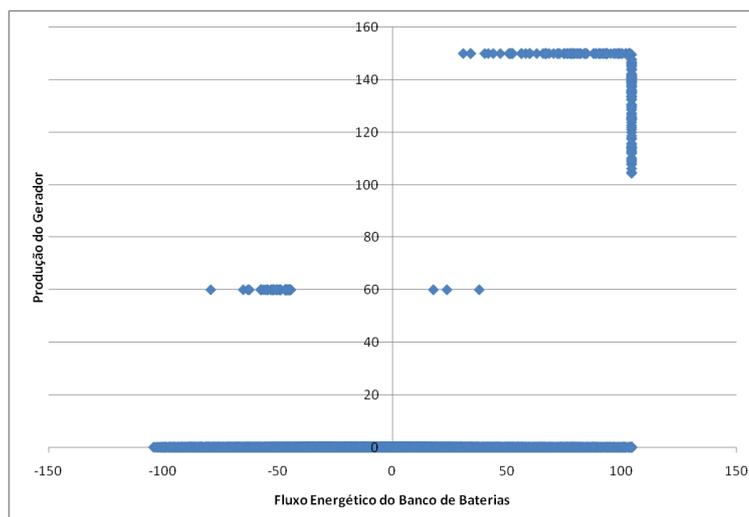


Figura 6.6 - Relação entre a Produção do Gerador e o Fluxo Energético das Baterias

Através deste algoritmo, a produção do gerador está intimamente relacionada com o balanço energético futuro. Como é possível verificar pela Figura 6.7, ao ser previsto elevado défice energético, actua, carregando as baterias, e alimentando a energia em défice.

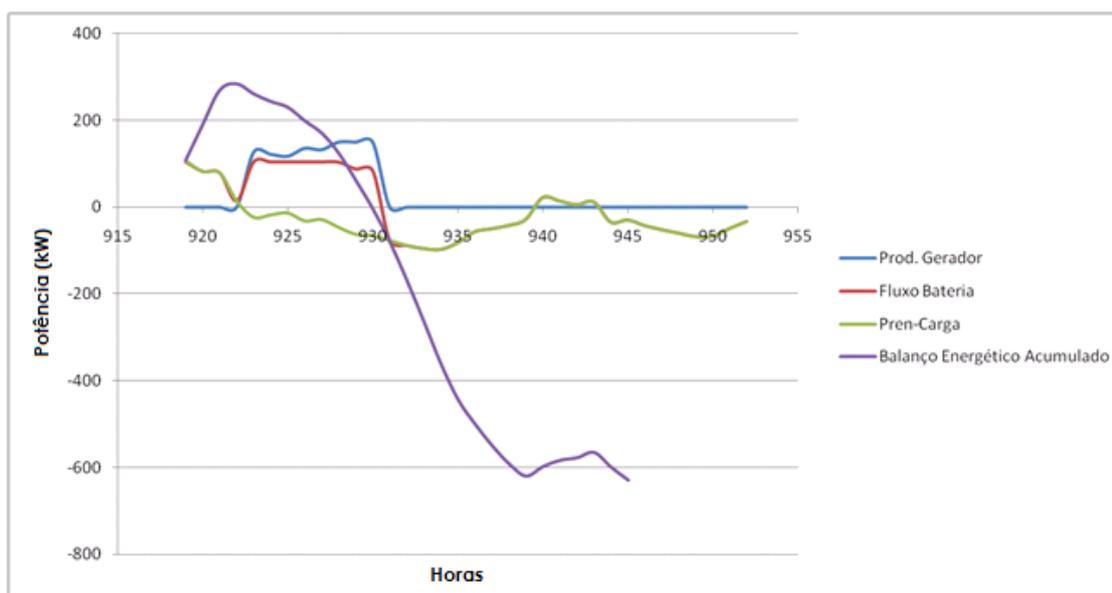


Figura 6.7 - Relação entre a actuação do gerador e a previsão do Balanço Energético

Esta relação é confirmada através do gráfico *scatter* da Figura 6.8, onde para balanços energéticos futuros positivos, não há actuação do gerador, visto não ser economicamente benéfico para o sistema, porque encontra-se numa situação em que as baterias irão ser carregadas pelo excesso de produção renovável. Para balanços negativos, o gerador actua, mas sempre na gama dos 100 kW a 150 kW de produção, excepto por razões de limite de fluxo de máximo de descarga das baterias, onde o gerador é forçado a ligar, mesmo se não trazer benefício futuro, de modo a evitar deslastre de carga.

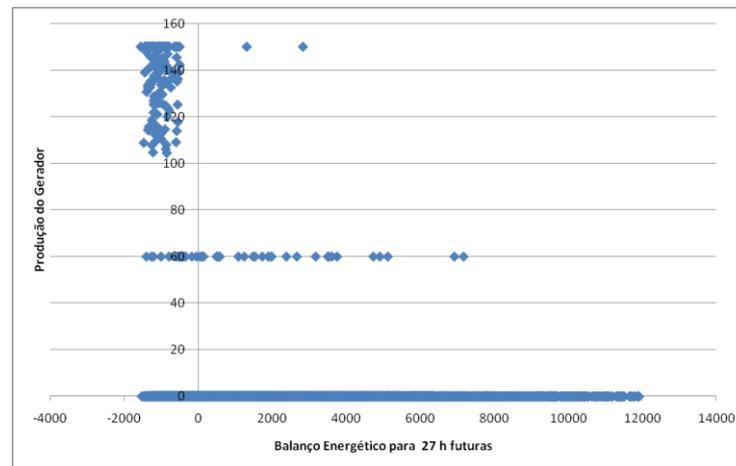


Figura 6.8 - Relação entre a Produção do Gerador e o Balanço Energético previsto para 27 horas seguintes

Uma observação interessante, proveniente da análise do despacho do sistema, é a relação entre a produção do gerador diesel e o estado de carga das baterias, presente na Figura 6.9. O gerador actua, na maior parte dos casos, para valores de SOC das baterias compreendidos entre um intervalo de 55% a 85%. Isto deve-se ao facto da ligação do gerador e respectiva carga das baterias, trazer benefícios se efectuado para estados de carga não demasiado baixos, evitando descargas das baterias inflacionadas pelo SOC baixo. Assim conclui-se que não há uma relação definida entre determinado estado de carga das baterias e a actuação do gerador, não havendo possibilidade de definir set-points de actuação a partir do valor de SOC. Os valores de P_{Ren} -Carga e balanço energético futuro possuem uma influência maior no que respeita à ligação e produção do gerador.

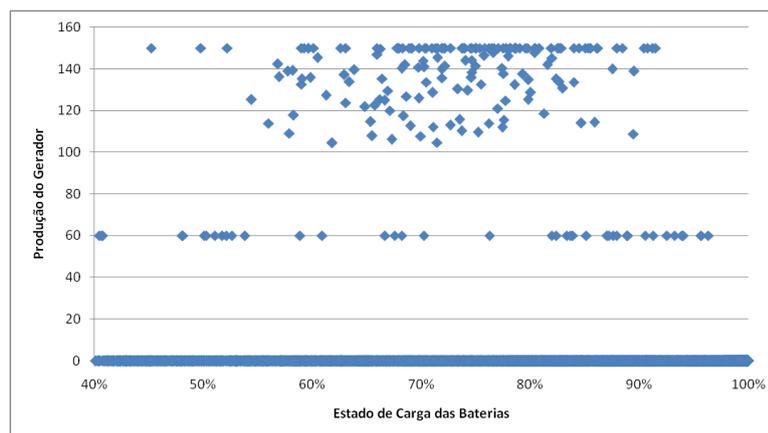


Figura 6.9 - Relação entre a Produção do Gerador e o Estado de Carga das baterias

7 Conclusões

Para o problema em estudo nesta dissertação, nomeadamente a optimização do despacho anual de um sistema híbrido, em modo isolado, foram testadas duas estratégias de resolução. Numa primeira abordagem ao problema utilizou-se uma ferramenta de optimização, o Solver. Devido às suas limitações em termos de variáveis e restrições, sentiu-se a necessidade de se proceder a uma optimização faseada, por conjuntos de tranches de horas anuais. A não linearidade entre os custos de produção do gerador e os custos de operação do banco de baterias, e o elevado número de discontinuidade em termos de operações, fez com que o problema se dificultasse, de tal forma que a solução encontrada pelo Solver ficasse “presa” em mínimos locais. Outra desvantagem proveniente da utilização da ferramenta em questão é o tempo envolvido no processo de optimização, verificando-se um método extremamente moroso.

Procedeu-se à resolução do problema através de uma metodologia que se baseava no balanço energético futuro. Se houvesse excesso no futuro, o sistema possuiria uma actuação do género de Load Following. Se, por outro lado, houvesse elevada necessidade energética futura, de tal forma que permitisse uma utilização eficiente do gerador, então este produziria energia de forma a alimentar a carga e carregar as baterias, introduzindo-se para isso um valor de set-point da potência do gerador, Beta. Verificou-se que esta estratégia do gerador não era rentável para todos os valores de balanço deficitário futuro, havendo necessidade de introdução de outro target de actuação do gerador, Alfa.

Ao comparar os resultados com estratégias pré-definidas notaram-se grandes melhorias em termos de benefícios e custos. Comparativamente à estratégia Load Following, a metodologia com previsão leva a que as baterias sejam utilizadas em média em estados de carga superiores assim como utilizar o gerador de modo mais eficiente, facto bem evidente através da comparação de custos de operação. Comparativamente à estratégia de Cycle Charging, notou-se principalmente duas grandes melhorias ao introduzir a previsão. Uma delas é a redução de energia desperdiçada, patente em todos os testes efectuados. Através

de Cycle Charging, quando há necessidade de utilização do gerador (por impossibilidade técnica do banco de baterias), este liga à potência máxima de forma a carregar as baterias. Apesar de ser uma utilização eficiente do gerador, se se notar em horas seguintes, excesso de produção renovável, a energia previamente carregada pelo gerador nas baterias poderá gerar desperdício energético desnecessário por estas encontrarem-se carregadas. Ao introduzir previsão, o excesso de produção futuro é tido em conta, fazendo com que os geradores actuem de forma a cobrir o défice energético horário. Outra vantagem em relação ao Cycle Charging prende-se com o *timing* de actuação do gerador. A estratégia pré-definida só actua quando as baterias encontram-se descarregadas, fazendo com que a operação destas seja muito penalizada por actuar durante largos períodos horários em estados de carga baixos.

Em termos de dimensionamento da fracção renovável, concluiu-se que a optimização dos componentes renováveis a partir desta estratégia proposta, origina soluções diferentes e mais económicas em comparação do dimensionamento a partir de estratégias pré-definidas.

Ao optimizar a capacidade de armazenamento (em termos de número de baterias) e potência nominal do gerador Diesel, concluiu-se que, a partir de um despacho com previsão, não há necessidade de dimensionar o gerador para a potência de pico da carga, podendo-se optar por um de menores dimensões, gerando um sistema mais barato.

7.1 Trabalhos Futuros

O algoritmo de despacho aqui realizado baseia-se na assunção de uma previsão perfeita de valores de recursos endógenos e de carga. É necessário analisar a incerteza associada a estas previsões e o modo como poderão alterar as decisões de despacho efectuadas, através de análises de sensibilidade.

O algoritmo proposto no capítulo seis poderá ser ainda associado a modelos meta-heurísticos de dimensionamento de Sistemas Híbridos, principalmente modelos logísticos baseados em séries temporais de recursos e consumos, de longo prazo. Esta junção permitiria o refinamento de soluções, em termos de diminuição do número de baterias e/ou da potência nominal do gerador a utilizar no sistema.

Poderia ser feita uma metodologia análoga mas aplicada a outros tipos de sistemas híbridos, de modo a analisar alterações no dimensionamento dos componentes.

Referências

- [1] *Solar Electric Supply*: <http://www.solarelectricsupply.com/Batteries/Gel-Cell/deka-gel-battery.html>, Consultado a 20 de Maio de 2009.
- [2] A. N. Celik, "Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems," *18*, 2002.
- [3] M. K. Deshmukh and S. S. Deshmukh, "Modeling of hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 235-249, 2008.
- [4] C. D. Barley, "Modeling and optimization of dispatch strategies for remote hybrid power systems," in *Mechanical Engineering: Colorado State University*, 1996.
- [5] P. Nema, R. K. Nema, and S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. In Press, Corrected Proof.
- [6] L. Lin, "Investigation on characteristics and application of hybrid solar-wind power generation systems," in *Department of Building services Engineering Hong Kong: Hong Kong Polytechnic University*, 2004.
- [7] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, and S. Himri, "Techno-economical study of hybrid power system for a remote village in Algeria," *Energy*, vol. 33, pp. 1128-1136, 2008.
- [8] R. Taylor, "Renewable Hybrid System Applications around the World," NREL, 2001.
- [9] D. Barley, D. Lew, and L. Flowers, "Sizing Wind/Photovoltaic Hybrids for Households in Inner Mongolia," Colorado: NREL, 1997.
- [10] W. D. Kellogg, V. Gerez, M. H. Nehrir, and G. Venkataramanan, "Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/PV systems," *1*.
- [11] L. Hauschild, "Avaliação de estratégias de operação de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel," São Paulo: Universidade de São Paulo, 2006.
- [12] H. L. Willis and W. G. Scott, *Distributed power generation planning and evaluation 0008*. New York: Marcel Dekker.
- [13] C. Monteiro, "Apontamentos da Aula 5 de Energia Eólica e Solar," Feup, 2008.
- [14] *Kyocera photovoltaic modules*: <http://evoenergy.wordpress.com/2008/03/23/kyocera-photovoltaic-modules-kc175gt/>, Consultado a 12 de Junho de 2009.
- [15] T. V. Chambers and J. Mutale, "Selection of diesel generators for small rural wind-diesel power systems," 2006.
- [16] M. Patel, "Wind and solar power systems," 1999.
- [17] M. M. Mahmoud, "On the storage batteries used in solar electric power systems and development of an algorithm for determining their ampere-hour capacity," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 85-89, 2004.

- [18] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, D. Kolokotsa, and A. Potirakis, "Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms," 9, 2006.
- [19] G. Tina, S. Gagliano, and S. Raiti, "Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment," 5, 2006.
- [20] B. S. Borowy and Z. M. Salameh, "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system," 2.
- [21] T. Markvart, "Sizing of hybrid photovoltaic-wind energy systems," 4, 1996.
- [22] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang, "Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm," *Solar Energy*, vol. 82, pp. 354-367, 2008.
- [23] J. R. Bolaños, "Controlador supervisor inteligente para sistemas híbridos eólico-diesel-bateria de pequeno porte," in *Departamento de engenharia de energia e automação elétricas* São Paulo: Universidade de São Paulo, 2007.
- [24] *TRNSYS information*: <http://www.trnsys.com/>, Consultado a 20 de Maio de 2009.
- [25] P. G. Tom Lambert, Peter Lilienthal, "Micropower system modeling with homer," in *Integration of Alternative Sources of Energy*, J. W. Sons, Ed., 2006.
- [26] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and J. McGowan, "Solar Engineering of Thermal Processes," *American Journal of Physics*, vol. 53, p. 382, 1985.
- [27] R. López and J. Agustín, "Hoga- Manual del Usuario," 2006.
- [28] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms," *Solar Energy*, vol. 79, pp. 33-46, 2005.
- [29] Y. Ohsawa, S. Emura, and K. Arai, "Optimal operation of photovoltaic/diesel power generation system by neural network," in *Neural Networks to Power Systems, 1993. ANNPS '93., Proceedings of the Second International Forum on Applications of*, 1993, pp. 99-103.
- [30] M. Ashari, C. V. Nayar, and W. W. L. Keerthipala, "Optimum operation strategy and economic analysis of a photovoltaic-diesel-battery-mains hybrid uninterruptible power supply," *Renewable Energy*, vol. 22, pp. 247-254, 2001.
- [31] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar, J. G. McGowan, and K. W. U. Abdulwahid, "Hybrid2- A hybrid system simulation model theory manual," 2006.
- [32] W. Zhou, H. Yang, and Z. Fang, "A novel model for photovoltaic array performance prediction," *APPLIED ENERGY*, vol. 84, pp. 1187-1198, 2007.
- [33] C. C. G. Notton, P. Poggi, M. Muselli, "Wind hybrid electrical supply system: behaviour simulation and sizing optimization," *Wind Energy*, vol. 4, pp. 43-59, 2001.
- [34] *Enercon* *E40-500*: <http://www.kulak.com.pl/Wiatraki/pdf/enercon%20e40%20500.pdf>, Consultado a 10 de Maio de 2009.
- [35] K. S. Ro and P. G. Hunt, "Characteristic Wind Speed Distributions and Reliability of the Logarithmic Wind Profile," *Journal of Environmental Engineering*, vol. 133, pp. 313-318, 2007.
- [36] R. Pallabazzer, "Evaluation of wind-generator potentiality," 1, 1995.
- [37] O. Skarstein and K. Uhlen, "Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants," *Wind Engineering*, vol. 13, pp. 72-87, 1989.
- [38] Z. Wei, Y. Hongxing, and F. Zhaohong, "Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar-wind power generation system," 6, 2008.
- [39] S. Piller, M. Perrin, and A. Jossen, "Methods for state-of-charge determination and their applications," 1, 2001.
- [40] D. Guasch and S. Silvestre, "Dynamic battery model for photovoltaic applications," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 11, pp. 193-206, 2003.
- [41] R. D. López, "Optimización de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Diesel mediante la técnica de los Algoritmos Genéticos," in *Departamento de Ingeniería Eléctrica* Zaragoza: Universidad de Zaragoza, 2003.
- [42] A. Gonçalves and R. Bessa, "Optimização centralizada da operação de pequenos sistemas de ER isolados," in *Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores* Porto: Universidade do Porto, 2006.

- [43] G. J. Dalton, D. A. Lockington, and T. E. Baldock, "Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel," *RENEWABLE ENERGY*, vol. 33, pp. 1475-1490, 2008.
- [44] P. D. L. Jukka V. Paatero, "A model for generating household electricity load profiles," *International Journal of Energy Research*, vol. 30, pp. 273-290, 2006.
- [45] DGGE/IP-3E, "Eficiência energética em equipamentos e sistemas eléctricos no sector residencial," 2004.
- [46] *REMODECE Homepage*: <http://www.isr.uc.pt/~remodece/>, Consultado a 13 de Junho de 2009.
- [47] G. J. Dalton, D. A. Lockington, and T. E. Baldock, "Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel," *RENEWABLE ENERGY*, vol. 34, pp. 955-964, 2009.
- [48] J. A. Razak, A. Zaharim, K. Sopian, Y. Ali, and Z. M. Nopiah, "Optimal operational strategy for hybrid renewable energy system using genetic algorithms," 2007.
- [49] *Power Box battery Enclosures*: http://www.powerfab.com/pricing/power_box_battery_enclosures_p11-07.pdf, Consultado a 10 de Abril de 2009.
- [50] *Sustainable Scrogeneration*: <http://www.globaltoocal.com/Sustainables%20Scrogeneration.pdf>, Consultado a 21 de Abril de 2009.
- [51] *Diesel Generator Wholesale prices on industrial diesel generator*: <http://www.hardydiesel.com/diesel-generators/isuzu-mil-spec.html>, Consultado a 10 de Abril de 2009.
- [52] *FFsolar -Fornecedor de equipamentos eléctricos*: www.FFsolar.com, Consultado a 20 de Maio de 2009.

Anexos

Tabela 12 - Distribuição da probabilidade horária de utilização de equipamentos

Aplicações Eléctricas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Forno + Fogão	0,37%	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%	0,17%	1,72%	2,65%	4,37%	5,94%	6,97%	7,86%
Frigorífico	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%
Arca Congeladora	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%
Máquina lavar loiça	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,70%	2,00%	4,61%	7,02%	7,23%
Máquina lavar roupa	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,70%	2,00%	4,61%	7,02%	7,23%
Máquina secar roupa	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,70%	2,00%	4,61%	7,02%	7,23%
Televisão	3,40%	1,94%	0,87%	0,77%	0,87%	0,97%	0,97%	1,46%	2,43%	3,40%	3,88%	4,85%
Aparelhagem Som	3,40%	1,94%	0,87%	0,77%	0,87%	0,97%	0,97%	1,46%	2,43%	3,40%	3,88%	4,85%
PC	3,40%	1,94%	0,87%	0,77%	0,87%	0,97%	0,97%	1,46%	2,43%	3,40%	3,88%	4,85%
Impressora	3,40%	1,94%	0,87%	0,77%	0,87%	0,97%	0,97%	1,46%	2,43%	3,40%	3,88%	4,85%
Iluminação	2,55%	1,33%	1,23%	1,23%	1,33%	1,53%	2,13%	4,05%	5,07%	4,99%	4,27%	3,82%
Outras cargas ocasionais	2,55%	1,33%	1,23%	1,23%	1,33%	1,73%	2,13%	3,55%	4,07%	3,99%	3,77%	3,97%
Aplicações Eléctricas	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Forno + Fogão	7,92%	7,15%	6,39%	5,89%	6,78%	7,41%	7,32%	7,23%	6,93%	4,09%	2,30%	1,02%
Frigorífico	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%
Arca Congeladora	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%	4,17%
Máquina lavar loiça	7,23%	7,34%	7,34%	7,34%	7,43%	7,43%	7,74%	7,74%	7,43%	6,12%	3,91%	0,90%
Máquina lavar roupa	7,23%	7,34%	7,34%	7,34%	7,43%	7,43%	7,74%	7,74%	7,43%	6,12%	3,91%	0,90%
Máquina secar roupa	7,23%	7,34%	7,34%	7,34%	7,43%	7,43%	7,74%	7,74%	7,43%	6,12%	3,91%	0,90%
Televisão	4,85%	5,93%	6,13%	6,80%	6,80%	6,80%	7,77%	8,25%	6,80%	5,34%	4,85%	3,88%
Aparelhagem Som	4,85%	5,93%	6,13%	6,80%	6,80%	6,80%	7,77%	8,25%	6,80%	5,34%	4,85%	3,88%
PC	4,85%	5,93%	6,13%	6,80%	6,80%	6,80%	7,77%	8,25%	6,80%	5,34%	4,85%	3,88%
Impressora	4,85%	5,93%	6,13%	6,80%	6,80%	6,80%	7,77%	8,25%	6,80%	5,34%	4,85%	3,88%
Iluminação	3,57%	4,27%	4,97%	5,50%	6,02%	6,69%	7,34%	7,56%	6,64%	6,17%	4,49%	3,22%
Outras cargas ocasionais	4,07%	4,47%	4,97%	6,00%	6,32%	6,84%	7,34%	7,56%	6,79%	6,67%	4,84%	3,22%

Tabela 13 - Junção dos factores de probabilidade de utilização e factores de frequência e potência de equipamentos

Aplicações Eléctricas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Forno + Fogão eléctrico	2,81	0,38	0,00	0,00	0,00	1,29	13,05	20,11	33,17	45,08	52,90	59,65
Frigorífico	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87
Congelador	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71
Máquina lavar loiça	4,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,74	19,26	44,39	67,59	69,61
Máquina lavar roupa	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,64	4,70	10,82	16,48	16,97
Máquina Secar Roupa	5,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,06	20,16	46,47	70,76	72,88
Audiovisuais	45,00	30,00	22,00	18,00	17,00	16,00	17,00	18,00	20,00	22,00	24,00	26,00
Informática	3,12	1,78	0,80	0,71	0,80	0,89	0,89	1,34	2,23	3,12	3,56	4,45
Iluminação	12,05	3,86	3,86	9,71	9,80	9,90	16,00	31,00	25,00	19,00	18,00	15,00
Outras cargas ocasionais	1,79	0,93	0,86	0,86	0,93	1,21	1,49	2,49	2,85	2,79	2,64	2,78
Aplicações Eléctricas	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Forno + Fogão eléctrico	60,11	54,27	48,50	44,70	51,46	56,24	55,56	54,87	52,60	31,04	17,46	7,74
Frigorífico	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87	45,87
Congelador	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71	51,71
Máquina lavar loiça	69,61	70,67	70,67	70,67	71,54	71,54	74,52	74,52	71,54	58,92	37,65	8,67
Máquina lavar roupa	16,97	17,23	17,23	17,23	17,44	17,44	18,17	18,17	17,44	14,37	9,18	2,11
Máquina Secar Roupa	72,88	73,99	73,99	73,99	74,89	74,89	78,02	78,02	74,89	61,69	39,41	9,07
Audiovisuais	30,00	35,00	33,00	31,00	32,00	33,00	36,00	45,00	58,00	63,00	68,00	60,00
Informática	4,45	5,44	5,62	6,24	6,24	6,24	7,13	7,57	6,24	4,90	4,45	3,56
Iluminação	24,00	38,00	22,00	23,00	18,00	37,00	41,00	62,00	78,00	100,00	74,00	57,00
Outras cargas ocasionais	2,85	3,13	3,48	4,20	4,42	4,79	5,14	5,29	4,75	4,67	3,39	2,25