

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Ciências
ULisboa**

Optimização de um sistema híbrido off-grid PV, Gerador Diesel e Baterias

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Sílvia Rola Ramos

Dissertação orientada por:
Miguel Centeno Brito
Francisco Ramos Pinto

2016

Resumo

Os sistemas híbridos são sistemas que têm duas ou mais fontes de energia e são capazes de combinar as vantagens de diferentes tecnologias de conversão e armazenamento de energia. Para cada situação existe uma solução distinta e, de acordo com os objectivos pretendidos, a optimização do sistema eléctrico apresenta a que melhor se adequa ao problema em questão. No caso particular das regiões remotas, onde o acesso à electricidade é limitado, a optimização de sistemas híbridos que possam ser autossuficientes e pouco poluentes pode ser a resposta.

A metodologia desenvolvida neste trabalho centrou-se na optimização de um sistema híbrido que combina a tecnologia solar fotovoltaica, gerador a diesel e baterias, aplicada a um caso de estudo de 100 casas sem acesso à electricidade em Léua, Angola. As consequências negativas na economia angolana da queda do preço do diesel, aliadas às intenções do governo angolano em aumentar as suas taxas de electrificação de 30% para 60% até 2020, favorecem a implementação de sistemas como o que está em estudo.

Com base num pré-dimensionamento, a utilização do software de simulação HOMER permite optimizar o sistema híbrido off-grid e compará-lo com maior pormenor a diferentes tipos de arquitecturas. A análise de sensibilidade também permite avaliar o efeito de factores externos, como o preço do diesel ou o consumo energético anual estimado, no desempenho do sistema e como as diferentes arquitecturas podem ser mais ou menos vantajosas dependendo dos pressupostos considerados. Por fim, realizou-se uma análise financeira com o intuito de avaliar com maior detalhe a viabilidade económica do projecto.

Os resultados suportam a hipótese de que os sistemas híbridos são mais eficientes tanto a nível económico como técnico. Devido ao longo tempo de vida destes projectos, as poupanças de combustível geradas compensam os custos de capital inicial mais elevados inerente a este tipo de sistemas.

Palavras-Chave: sistemas híbridos, optimização, HOMER

Abstract

Hybrid systems are systems that have two or more energy sources and that are able to combine the advantages of different energy conversion and storage technologies. For each situation there is a different solution and, depending on the intended objectives, the optimization of an electrical system presents the one that fits the problem at hand the best. In the particular case of remote areas, where access to electricity is limited, the optimization of hybrid systems that can be autossufficient and less poluent can be the answer.

The developed methodology in this thesis centers itself on the optimization of an hybrid system that combines the photovoltaic technology, diesel generator and batteries, applied to a case study of 100 houses without access to electricity in Léua, Angola. The negative consequences of the diesel price fall in the Angolan economy, allied to the government intentions of rising electrification rates from 30% to 60% by 2020, favor the implementation of systems like the one on this study.

Based on a pre-dimensioning, the use of the simulation software HOMER allows us to optimize the off-grid hybrid system and do a more detailed comparison to different arquitetura types. The sensibility analysis also allows us to evaluate the effect of external factors, such as the diesel price or the electrical energy annual consumption, on the system performance and as the different architectures can be more or less advantageous depending on the assumptions. Finally, a financial analysis was carried out with the purpose of evaluating with more detail the economic viability of the project.

The results support the hypothesis that hybrid systems are more technic and cost-efficient. Due to the long life cycle of these projects, the fuel savings compensate the high initial capital costs that are common for these types of systems.

Keywords: hybrid systems, optimization, HOMER

Índice

Resumo.....	iii
Abstract	v
Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas.....	x
Agradecimentos.....	xi
Simbologia e Notações.....	xii
Capítulo 1 – Introdução.....	13
Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos.....	15
2.1. Conceitos.....	15
2.2. Revisão Bibliográfica.....	17
2.3. Componentes do sistema.....	18
Capítulo 3 – Metodologia.....	23
3.1. Consumo energético.....	23
3.2. Pré-dimensionamento.....	23
3.2.1. Painel solar	24
3.2.2. Inversor de Rede.....	24
3.2.3. Inversor de Baterias.....	24
3.2.4. Baterias.....	25
3.2.5. Gerador diesel	25
3.3. HOMER	25
3.3.1. Limitações	27
Capítulo 4 – Caso de estudo.....	29
4.1. Configuração e optimização do sistema	30
4.1.1. Componentes.....	30
4.1.2. Recursos	35
4.1.3. Outros parâmetros	36
4.1.3.1. Parâmetros Económicos	36
4.1.1.1. Controlo do Sistema	37
4.1.1.2. Temperatura, Emissões e Limitações	37
4.2. Variáveis da análise de sensibilidade	38
Capítulo 5 – Resultados e Discussão.....	39
5.1. Comparação dos cenários optimizados economicamente	39
5.2. Selecção técnico-económica do sistema.....	50
5.3. Análise de sensibilidade	52
5.4. Análise financeira.....	58
Capítulo 6 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	61

Referências Bibliográficas	63
Anexo A - Descrição Sistema Optimizado	65
Anexo B - Resultados do Pré-dimensionamento.....	65

Índice de Figuras

Figura 1 – Constituição sistemas híbridos baseados em energias renováveis. Fonte:ARE.....	15
Figura 2 – Ligação em série de um sistema híbrido. Fonte: adaptado da SMA.....	16
Figura 3 – Ligação em paralelo de um sistema híbrido. Fonte: adaptado da SMA.....	16
Figura 4 – Esquema ilustrativo do sistema em estudo em fase trifásica. Fonte: SMA	19
Figura 5 – Tipos de baterias recarregáveis. Fonte:adaptado de (Albright, Edie, & Al-Hallaj, 2012)	21
Figura 6 – Representação esquemática de metodologia utilizada.....	23
Figura 7 - Mapa político de Angola. Fonte: (Sobre Angola/Angola Global, 2016).....	29
Figura 8 – Arquitectura da microrede analisada.	31
Figura 9 – Perfil de carga estimado.....	33
Figura 10 – Perfil de carga gerado pelo software.....	34
Figura 11 – Irradiância horizonral em Léua, Angola. Fonte: PVGIS	36
Figura 12 – Custo total actual dos cenários otimizados (k€)	40
Figura 13 – COE dos cenários otimizados (€/kWh).....	40
Figura 14 – Consumo de combustível dos cenários otimizados (L/ano).....	41
Figura 15 – FR e falha de capacidade máxima anual dos cenários otimizados (%).....	42
Figura 16 – Excesso de electricidade dos cenários otimizados (%).....	43
Figura 17 – Custos de capital por componentes.....	45
Figura 18 – Custos totais por tipo de custo	46
Figura 19 – Produção de energia eléctrica mensal	46
Figura 20 – Produção e consumo de energia eléctrica anual (kWh/ano)	47
Figura 21 – Output mensal do PV	48
Figura 22 – Output mensal do gerador.....	48
Figura 23 – Estado de carga mensal das baterias	49
Figura 24 – Comparação do consumo de diesel dos diferentes sistemas	51
Figura 25 – Comparação da falha de capacidade, carga não servida e excesso de electricidade anual	51
Figura 26 – Variação da capacidade do PV e do gerador com o preço do diesel e a carga primária.....	52
Figura 27 – Capacidade do PV e do gerador relativamente à carga primária	53
Figura 28 – Variação da capacidade do conversor e o número de baterias com a carga primária e o preço do diesel.....	54
Figura 29 – Capacidade do conversor e do número de baterias relativamente ao preço do diesel (462 kWh/dia)	55
Figura 30 - Capacidade do conversor e do número de baterias relativamente ao preço do diesel (480 kWh/dia).....	55
Figura 31 – Sistema óptimo de acordo com o preço do diesel e a falha de capacidade máxima anual	56
Figura 32 – Custo presente líquido e COE relativamente à carga primária (falha capacidade 10%).....	57
Figura 33 - Custo presente líquido e COE relativamente à carga primária (falha capacidade 0%) .	57
Figura 34 – FR e consumo anual do diesel anual relativamente à falha de capacidade máxima	58

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Componentes do sistema PV+Diesel+Baterias.....	19
Tabela 2 – Potência e Energia dos equipamentos elétricos.....	32
Tabela 3 – Cenários de consumo.....	33
Tabela 4 – Inputs PV.....	34
Tabela 5 – Inputs Conversor.....	35
Tabela 6 – Inputs Bateria.....	35
Tabela 7 – Inputs Gerador.....	35
Tabela 8 – Preço do diesel.....	36
Tabela 9 – Inputs Económicos.....	37
Tabela 10 – Temperaturas em Léua, Angola. Fonte: (World Weather Online, 2015).....	37
Tabela 11 – Inputs Sensibilidades.....	38
Tabela 12 – Resultados da optimização obtidos pelo Homer.....	39
Tabela 13 – Resultados truncados dos resultados optimizados do cenário seleccionado.....	44
Tabela 14 – Sumário dos custos totais.....	45
Tabela 15 – Resultados da matriz fotovoltaica.....	48
Tabela 16 – Resultados do gerador.....	49
Tabela 17 – Resultados da bateria.....	50
Tabela 18 – Resultados optimizados extraídos da tabela 12 em função do consumo de diesel.....	50
Tabela 19 – Cash-flow total do sistema seleccionado.....	59
Tabela 20 – Resultados da análise financeira.....	59
Tabela 21 – Resultados da análise financeira (Resul).....	60

Agradecimentos

Esta dissertação não teria sido possível desenvolver sem a ajuda do Eng^o Francisco Ramos Pinto, que sempre esteve disponível para qualquer dúvida e aberto ao diálogo e discussão de ideias. O tema da minha tese teria muito provavelmente seguido outro rumo se o Eng^o não me tivesse proposto seguir uma ideia que considerava interessante. Também devo agradecer ao Eng^o Pedro Torres que me possibilitou realizar um estágio Resul, local onde todos sempre me trataram com muito respeito e carinho.

Agradeço aos meus amigos e familiares por sempre me apoiarem.

Um obrigado especial aos meus pais que tiveram um papel fundamental na minha educação e sempre me motivaram a procurar o melhor caminho sem nunca desistir.

Simbologia e Notações

η_{bat}	Eficiência global do sistema (%)
η_{cab}	Eficiência dos cabos (%)
η_{inv}	Eficiência do inversor de rede (%)
$\eta_{inv. bat}$	Eficiência do inversor de baterias (%)
C_{bat}	Capacidade da bateria (Ah)
C_{nom}	Capacidade nominal (Ah)
E_a	Energia anual (kWh/ano)
E_{bat}	Energia da bateria (kWh)
N_{bat}	Número de baterias
$N_{p, bat}$	Número de baterias em paralelo
N_{SI}	Número de inversores de baterias
$N_{s, bat}$	Número de baterias em série
P_{max}	Potência máxima (kW)
P_{nom}	Potência nominal (kW)
P_{peak}	Potência pico (kW)
P_{PV}	Potência da matriz fotovoltaica (kW)
V_{bat}	Tensão da bateria (V)
V_{DC}	Tensão do barramento (V)
AC	Corrente Alternada
ARE	<i>Alliance for Rural Electrification</i>
CC	<i>Cycle of charge</i>
DC	Corrente Directa
DOD	<i>Depth of discharge</i>
FMI / IMF	Fundo Monetário Internacional
LF	<i>Load Following</i>
OPEC	<i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>
SI	Sunny Island
VAL	Valor Actual Líquido

Capítulo 1 – Introdução

1.1. Enquadramento

O sector da energia na África Subsariana é consideravelmente pouco desenvolvido a nível de capacidade instalada, acesso à electricidade ou mesmo consumo energético total. Olhando apenas para o acesso à electricidade, a África Subsariana classifica-se em último lugar, pois apesar de possuir 13% da população mundial apenas 48% da sua população tem acesso à electricidade (Castellano, Kendall, Nikomarov, & Swemmer, 2015). Além do fraco desempenho do sector eléctrico, na maioria dos países da África Subsariana, a electricidade é produzida por geradores a diesel caros, que elevam os preços da electricidade entre três a seis vezes mais o que consumidores pagam no resto do mundo. Para a diversificação da economia é fundamental completar a eletrificação do país. Angola pretende atingir uma taxa de eletrificação de 60% em 2020, substancialmente acima do conjunto dos países Africanos (41%) e da taxa atual em Angola de 30%. (Castellano, Kendall, Nikomarov, & Swemmer, 2015)

Com uma contribuição para o Produto Interno Bruto (PIB), que tem vindo a decrescer, mas que é ainda de cerca de 42% (Banco BIC, 2015), o petróleo e as respectivas actividades de suporte constituem a grande fonte de financiamento da economia angolana. Os baixos preços do diesel para os consumidores devem-se aos fortes incentivos públicos aos combustíveis existentes. Estima-se que estes subsídios tenham representado até 3.7% do PIB em 2014 (IMF, 2015), este valor inclui os subsídios ao preço do diesel para a produção eléctrica, que chegam aos 1.3% do PIB (IMF, 2015). Os custos associados ao diesel utilizado para a produção de electricidade são subsidiados na sua totalidade. Além dos seus impactos negativos nos balanços fiscais, os subsídios aos combustíveis são bastante dispendiosos e reforçam a desigualdade social. Face à queda da cotação do petróleo no mercado o governo angolano decidiu diminuir os subsídios públicos aos combustíveis. Como consequência, de acordo com o Decreto Presidencial 235/15 de 30 de Abril, os preços dos combustíveis aumentaram significativamente e, por exemplo, o preço do diesel registou um aumento de 25%. (Sustainable energy for all, 2015)

A redução dos custos das instalações solares fotovoltaicas e o aumento dos seus níveis de desempenho, aliada à redução dos custos de tecnologias de armazenamento de electricidade e sistema de controlo e os seus melhoramentos tecnológicos, contribuem favoravelmente para o desenvolvimento de soluções off-grid técnica e economicamente viáveis num futuro próximo.

A Resul – Equipamentos de Energia é uma empresa de capital português com as suas áreas de negócio ligadas ao sector eléctrico, de gás e água que conta com uma presença no mercado angolano com mais de 15 anos, incluindo uma subsidiária comercial situada em Luanda. A Resul tendo vindo a apostar cada vez mais nas energias renováveis, especialmente a energia solar fotovoltaica, tendo interesse em saber se existem soluções que possam implementar capazes de produzir electricidade em zonas remotas.

Os sistemas híbridos podem apresentar a solução mais indicada tanto para a população como para a empresa que investe no projecto e espera ter um retorno desse investimento.

Benefícios do acesso à electricidade

O custo elevado de fornecer electricidade a regiões remotas, onde normalmente há pouca população e pouco consumo como consequência, em conjunto com os baixos rendimentos dos habitantes podem criar problemas de acessibilidade. Apesar disso, o acesso à electricidade é conhecido por ter impactos positivos na população, como por exemplo:

- Benefícios nos rendimentos por novas oportunidades de emprego;
- Poupança de tempo na realização de actividades domésticas, que pode ser utilizado em actividades produtivas ou de lazer;

- Benefícios na educação, as crianças que vivem em casas electrificadas conseguem ter melhor aproveitamento académico;
- Melhoramentos em bens públicos, como segurança e menos riscos de contaminação ambiental (iluminação a querosene), entre outros.

Em teoria, o acesso à electricidade pode melhorar as condições socioeconómicas através da sua influência em áreas fundamentais como a pobreza, saúde, educação, rendimento e ambiente (Kanagawa e Nakata, 2008). Especificamente em zonas rurais, Khankdker, Ranganathan e Mohanty (2004) argumentam que existe uma forte correlação entre a pobreza rural e o acesso à electricidade porque a electricidade é um pré-requisito para actividades produtivas.

Para concluir, se os rendimentos das famílias aumentam o seu poder de compra também aumenta, o que por consequência leva a uma disponibilidade maior para adquirir equipamentos electrónicos e pagar pelo acesso a serviços energéticos. Nestas condições os custos associados à produção de electricidade podem tornar-se mais acessíveis.

1.2. Motivação e Objectivos

A motivação para o desenvolvimento deste trabalho centra-se na criação de projectos de produção eléctrica capazes de abastecer regiões remotas sem acesso à electricidade. A energia solar fotovoltaica não só ajuda a combater os problemas aliados à dependência energética, como também se tem vindo a apresentar como uma solução técnica e economicamente viável com o passar dos anos.

Esta dissertação tem como objectivo principal otimizar um sistema híbrido off-grid constituído por painéis fotovoltaicos (PV), um gerador a diesel e baterias. Adicionalmente pretende-se comparar diferentes tipos de arquiteturas possíveis e verificar se o sistema híbrido apresenta um desempenho melhor.

1.3. Estrutura do documento

No capítulo 2 explica-se conceitos chave e os fundamentos teóricos dos equipamentos do sistema em estudo.

No capítulo 3 explicita-se a metodologia desenvolvida durante a realização da dissertação.

No capítulo 4 descreve-se a situação socioeconómica do caso de estudo e os diferentes parâmetros introduzidos no programa de simulação.

No capítulo 5 registam-se os resultados do programa de simulação e das análises de optimização, sensibilidade e financeira.

No capítulo 6 descreve-se as principais conclusões sobre o trabalho e comenta-se sobre possíveis desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos

2.1. Conceitos

Sistemas híbridos consistem na combinação de duas ou mais fontes de energia. Estes sistemas conseguem utilizar as melhores características de cada fonte de energia e fornecer electricidade com a mesma qualidade da rede eléctrica. Habitualmente são desenvolvidos para projectos de microgeração mas também podem ser adaptados para sistemas diesel já existentes. Os sistemas híbridos são capazes de fornecer electricidade a um nível comunitário, como electrificação rural, e oferecem também a possibilidade de um futuro upgrade de ligação à rede. Graças aos seus elevados níveis de eficiência, fiabilidade e desempenho a longo prazo, estes sistemas também podem ser utilizados como sistemas back-up da rede pública.

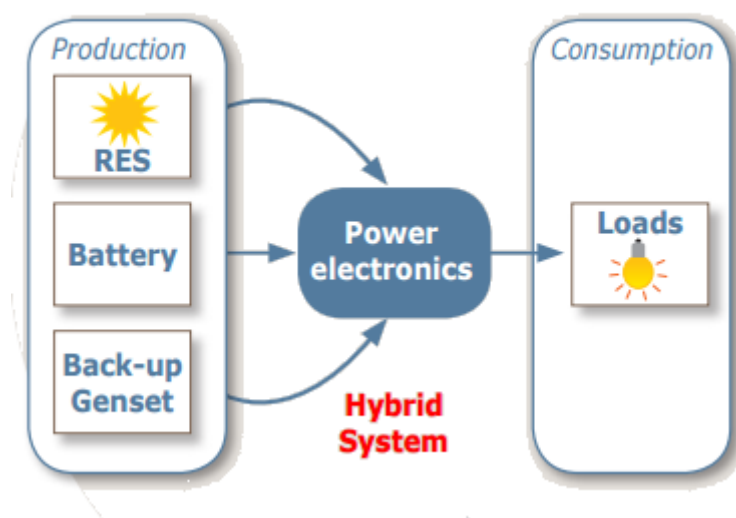


Figura 1 – Constituição sistemas híbridos baseados em energias renováveis. Fonte:ARE

“Uma micro-rede é um pequeno sistema de energia capaz de igualar a oferta e o consumo energético de modo a manter um serviço estável dentro de uma barreira definida”. (Microgrid Institute, 2015) As micro-redes são definidas pelas suas funções e não a sua dimensão e incluem-se nos sistemas híbridos, uma vez que combinam diferentes tipos de recursos energéticos distribuídos. Podem ser divididas em quatro categorias: off-grid; campus; comunitárias e nanogrids.

Os sistemas off-grid são normalmente mais pequenos que os sistemas centralizados e o próprio termo off-grid significa “não utilizar ou depender de electricidade distribuída pelas redes principais e gerada pelas principais infra-estruturas de potência” (ARE). Estes sistemas têm uma capacidade (semi)-autónoma de satisfazer a carga eléctrica através de potência gerada localmente por fontes distribuídas como painéis solares fotovoltaicos, mini-hídricas, co-geração, vento, biomassa, etc., com o recurso a tecnologias de armazenamento, gestão de energia e sistemas autónomos. Os sistemas off-grid incluem não só as micro-redes mas também sistemas stand-alone para consumidores/equipamentos individuais. Os sistemas off-grid são mais indicados para consumidores residenciais e/ou comerciais.

A implementação de micro redes off-grid inclui ilhas, locais remotos e micro redes que não estejam ligadas a qualquer rede utility local.

Neste trabalho estuda-se uma micro-rede com fotovoltaico, diesel e baterias que vai alimentar uma carga residencial. Esta carga pode tanto funcionar numa rede de corrente alternada (AC), rede de corrente directa (DC) ou rede AC/DC. Uma rede AC é mais vantajosa sobre uma rede DC para o consumidor, pois existem equipamentos AC disponíveis comercialmente e, por isso mesmo, mais

baratos. Também a instalação de redes AC não envolve grandes conhecimentos específicos e utiliza equipamentos padrão disponíveis globalmente, o que também se traduz num custo mais baixo das redes AC. Apesar de terem de suportar elevadas tensões, as suas correntes são significativamente mais baixas, e conseguem gerir facilmente grandes distâncias entre componentes do sistema, tornando-as flexíveis para a implementação de redes eléctricas e facilitando possíveis extensões da rede. Para o caso em estudo opta-se por uma rede AC/DC, pois os módulos fotovoltaicos e as baterias funcionam em DC. Esta rede pode ser configurada de duas maneiras distintas:

a) Sistemas em série

Os painéis solares produzem energia em DC, que após atravessar um controlador de carga é armazenada nas baterias. Quando a energia é necessária, a carga é transportada por cabos para o local de consumo, passando por um inversor de bidireccional. Esta configuração diminui as perdas entre produção e armazenamento, sendo mais vantajoso quando o consumo é maioritariamente nocturno.

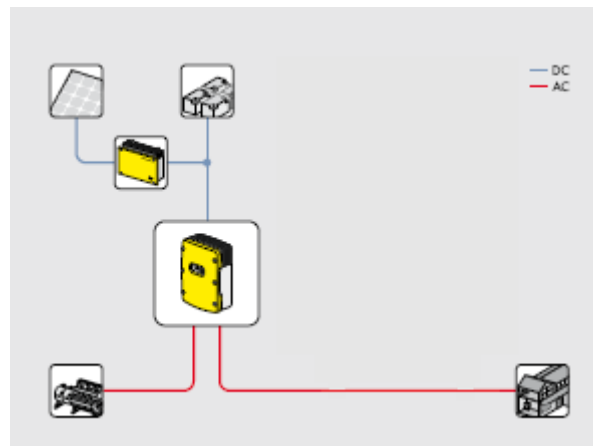


Figura 2 – Ligação em série de um sistema híbrido. Fonte: adaptado da SMA

b) Sistemas em paralelo

Ao contrário do sistema (a), a energia produzida pelos painéis solares é primeiro transformada de DC para AC por um inversor de rede. Seguidamente é transportada para o local de consumo e apenas o excedente é armazenado nas baterias em DC, através de um inversor de baterias. Esta configuração é mais vantajosa se o consumo ocorrer durante o dia, pois a energia percorre um “caminho” mais directo, ou seja, existem menos perdas entre a produção e o consumo.

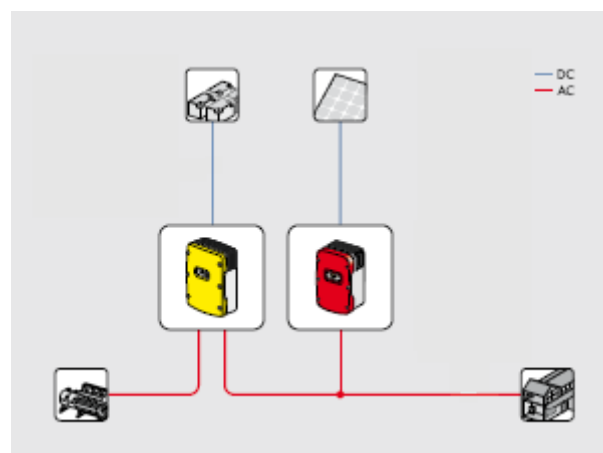


Figura 3 – Ligação em paralelo de um sistema híbrido. Fonte: adaptado da SMA

Apesar de os picos de potência nas cargas residenciais ocorrerem, normalmente, ao fim da tarde, a configuração em paralelo é a solução mais eficiente. Não só a carga pode ser fornecida ao mesmo

tempo pelas baterias e a matriz fotovoltaica, como também se podem aplicar programas de demand response que melhorem o desempenho desta configuração em função da produção fotovoltaica. O mecanismo de demand response consiste em todas as alterações intencionais dos comportamentos de consumo de electricidade dos consumidores de acordo com as condições do fornecimento eléctrico.

É também importante fazer a distinção entre redes eléctricas monofásicas e redes eléctricas trifásicas, que como o nome indica são redes de uma fase ou três, respectivamente. Em sistemas monofásicos a tensão e a passagem de corrente alteram em magnitude e direcção de um modo cíclico, tipicamente 60 vezes por segundo. Em sistemas trifásicos a potência combina três correntes alternadas que variam 120° entre fases. Como consequência a potência nunca cai para zero, o que torna possível o sistema carregar mais carga AC. A grande vantagem dos sistemas trifásicos sobre os monofásicos é o custo de instalação e manutenção dos sistemas. Estes custos são significativamente mais baixos para sistemas trifásicos.

2.2. Revisão Bibliográfica

Neste capítulo faz-se uma pequena revisão bibliográfica sobre sistemas híbridos já existentes, tendo um maior foco em artigos que estudem sistemas híbridos PV-diesel-baterias.

Em 2009, os sistemas híbridos não eram competitivos com sistemas tradicionais de geração de electricidade (Nema et al, 2009). Os sistemas híbridos com energias renováveis mais estudados são os que combinam energia solar fotovoltaica, energia eólica, diesel e baterias (Bernal-Agustín & Dufo-Lopez, 2009), embora as soluções híbridas que combinam energia solar fotovoltaica com diesel e/ou baterias são neste momento mais custo-eficientes (Deshmukh & Deshmukh, 2008).

Em meios rurais remotos é mais fácil atingir contribuições maiores da energia renovável devido a factores como a pouca procura energética, sistemas de fornecimento eléctrico não estruturados e a potencialidade de utilizar baterias como tecnologia de armazenamento. No artigo “*Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies*” (Neves, Silva, & Connors, 2014), são revistas diferentes configurações de sistemas híbridos com energias renováveis em micro-comunidades com menos de 100,000 habitantes, com foco em comunidades com menos de 10,000 habitantes. A maior parte das comunidades não está ligada à rede eléctrica e quando estão a qualidade do serviço é baixa. A grande dificuldade passa pela falta de informação da procura energética, que tem um grande peso no design do sistema. O artigo conclui que a configuração mais comum em zonas rurais remotas é a fotovoltaica/gerador-diesel-privado acoplada a baterias, existindo algumas combinações possíveis.

De acordo com (Dekker, Nthontho, Chowdhury, & Chowdhury, 2012), em “*Economic analysis of PV/diesel hybrid power systems in different climatic zones of South Africa*”, os sistemas híbridos que integram duas ou mais fontes de energia em conjunto com tecnologias de armazenamento são vistos como soluções custo-eficientes na electrificação de zonas remotas em muitos países, em contraste com a extensão da rede eléctrica até essas mesmas zonas. As comunidades rurais sul-africanas têm pouco acesso à electricidade e por esse mesmo motivo são o objecto de estudo do artigo para a avaliação da viabilidade económica de um sistema fotovoltaico-gerador diesel em seis zonas climáticas da África do Sul (irradiâncias solares médias entre $4.41 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ e $6.16 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$). Com o custo do diesel a 0.70 /L e 0.95 /L os autores concluem que todas as zonas climáticas são mais custo-eficiente que o cenário de referência, onde o fornecimento eléctrico é realizado apenas por um gerador a diesel. Todavia os elevados custos de capital inicial destes sistemas requerem que se estabeleçam subsídios e feed-in-tariffs que incentivem o investimento nas energias renováveis e mitiguem os problemas da electrificação rural.

Em vários artigos a optimização de sistemas híbridos com energias renováveis é realizada através da ferramenta de simulação HOMER, que permite simular micro-redes e encontrar a melhor solução possível. Também realizam análises de sensibilidade e comparam os resultados tanto do

ponto de vista económico como técnico. Os resultados dependem fortemente nos pressupostos considerados e, no caso de sistemas híbridos PV-diesel, o custo do diesel e a fracção renovável pretendida são factores com grande impacto na configuração óptima do sistema. Exemplos destes estudos incluem “*Techno-economic evaluation of various hybrid power systems for rural Telecom*” (W.MargaretAmutha & V.Rajini, 2014); “*Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia*” (Mei Shan Ngan & Chee Wei Tan, 2011); “*Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under Malaysian conditions*” (K.Y. Lau, M.F.M. Yousof, S.N.M. Arshad, M. Anwari & A.H.M. Yatim, 2010); entre outros.

Um dos grandes problemas dos sistemas híbridos com energias renováveis é a gestão da variabilidade das fontes renováveis. Os geradores a diesel, gás natural e tecnologias de armazenamento são as opções mais comuns para lidar com este tipo de problema (Mason & Archer, 2012; Shaahid & Elhadidy, 2003; McGowan & Manwell, 1999; Samrat et al., 2014; IPCC, 2011). As baterias são mais eficientes que o diesel a servir cargas pico devido à sua maior flexibilidade operacional (Deshmukh and Deshmukh, 2008).

Os sistemas híbridos com energias renováveis ajudam a diminuir a dependência nos recursos energéticos fósseis. Uma integração mais restritiva permitiria aos sistemas híbridos servir mais cargas de pico e base, diminuindo a dependência dos sistemas híbridos em utilizar os combustíveis fósseis como reserva operacional. No futuro, o desenvolvimento destes sistemas híbridos irá diminuir os seus custos, tornando-os cada vez mais competitivos e capazes de ter uma maior participação na geração de energia eléctrica (Kelly & Merritt, 2014).

2.3. Componentes do sistema

A micro-rede PV+Diesel+Baterias em estudo será constituída por painéis solares, baterias, inversores de rede, inversores de baterias e um gerador a diesel. A escolha destes componentes foi feita de acordo com produtos comercializados pela Resul, o caso dos painéis solares, baterias e inversores de rede. Relativamente aos inversores de baterias, após alguma pesquisa sobre sistemas e produtos já existentes, constatou-se que a SMA dispunha de uma solução viável e adequada para o projecto pretendido. Além da Resul ser também um distribuidor da SMA, o inversor de baterias, comparativamente, é o mais robusto, eficiente e flexível, permitindo diversas abordagens e adaptar o produto a diferentes tipos de projectos.

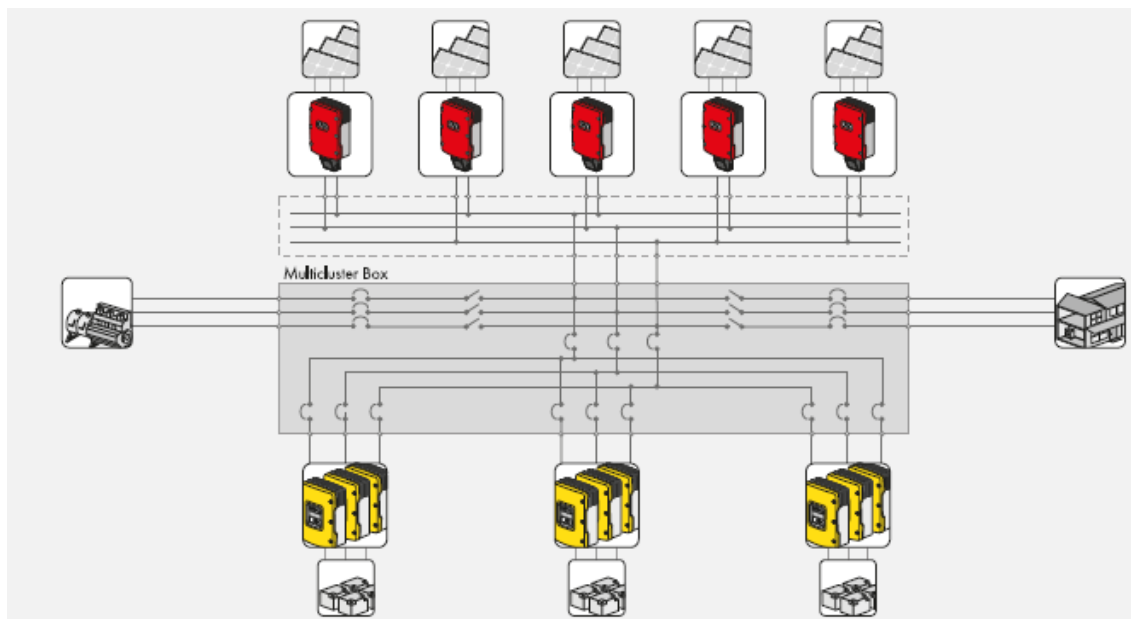


Figura 4 – Esquema ilustrativo do sistema em estudo em fase trifásica. Fonte: SMA

A Tabela 1 resume especificações gerais dos componentes que se vai utilizar. Seguidamente, apresenta-se uma caracterização mais detalhada dos mesmos. No anexo A apresenta-se uma tabela com os modelos dos equipamentos utilizados na optimização.

Tabela 1 - Componentes do sistema PV+Diesel+Baterias

Material	Designação	Empresa
Painel solar	STP250-20Wd	Suntech
Inversor Baterias	Sunny Island	SMA
Inversor Rede	Sunny Tripower	SMA
Baterias	OPzS/OPzV	Sunlight
Gerador Diesel	Série GSW	PRAMAC
Caixa Multicluster	Multicluster box	SMA

Painel Solar: constituído por silício policristalino, tem uma eficiência modular de 15.7%. Pode ser instalado com uma estrutura de suporte no solo ou numa superfície inclinada, por exemplo, num telhado. Para a potência máxima o seu coeficiente de temperatura, em condições STC, é $-0.43\%/^{\circ}\text{C}$, ou seja, a potência do módulo diminui em 0.43% por cada $^{\circ}\text{C}$ que aquecer.

Inversor de Rede: responsável por transformar DC proveniente dos módulos fotovoltaicos em AC.

O Sunny Tripower é um inversor solar sem transformador capaz de transformar a corrente proveniente da matriz fotovoltaica solar em rede trifásica e injectá-la na rede em questão de acordo com as suas propriedades. Possui dois MPPT (maximum power point tracker) independentes, aos quais se pode ligar duas strings por entrada MPPT.

Inversor de Baterias: inversor bidireccional, responsável por transformar AC em DC, para que possa ser posteriormente armazenada em baterias, e transformar DC em AC quando for necessário alimentar as cargas.

O Sunny Island (SI) é um equipamento que permite uma melhor gestão de redes eléctricas, especialmente sistemas off-grid. Além de desempenhar as funções normais de um inversor de baterias também controla o balanço de energia eléctrica em sistemas off-grid, ou sistemas de autoconsumo.

Em sistemas off-grid com apoio a um gerador de combustão, o SI cria e controla uma rede isolada, composta pelo gerador, baterias e gestão das cargas. A matriz fotovoltaica, em conjunto com o inversor solar, é responsável por fornecer esta mesma rede com electricidade; a bateria armazena a energia em excesso; e o gerador de combustão alimenta as cargas e carrega as baterias, quando estas se encontram vazias.

Ao funcionar como um regulador de sistemas híbridos, o SI torna-se o componente central do sistema. As suas funções principais incluem:

- a) garantir que a rede eléctrica isolada se encontra dentro dos limites permitidos de tensão e frequência;
- b) monitorização e gestão do sistema;
- c) determinar o modo óptimo de carregar as baterias, aumentando o seu tempo de vida como consequência.

Este equipamento também fornece funções adicionais como:

- d) compensação automática de potência reactiva, se necessário, pode converter toda a sua potência nominal em potência reactiva;
- e) controlo remoto da gestão fotovoltaica, quando as baterias estão cheias e a procura é baixa, o SI reduz automaticamente a electricidade produzida pelos módulos fotovoltaicos, desde que todos os inversores sejam da SMA e estejam no modo de rede isolada. Deste modo, os equipamentos deixam de se desligar da rede com frequência crescente e passam a reduzir sistematicamente a sua produção de energia;
- f) extrema capacidade de sobrecarga, como existem equipamentos que possuem elevadas correntes quando são ligadas ou consomem grandes quantidades por curtos períodos de tempo, são criados pequenos picos no perfil de carga. Por essa razão, aquando do dimensionamento de um sistema off-grid é muito importante seleccionar inversores de baterias com capacidades de sobrecarga elevadas, de modo a que estes picos de potência possam ser resolvidos sem criar graves falhas no sistema.

A gestão das baterias é feita através da monitorização da carga exacta das baterias para que o sistema possa efectuar as decisões necessárias. Quando as baterias estão vazias e há pouca capacidade de produção, o sistema activa um backup de energia (por exemplo, um gerador diesel) que está permanentemente disponível ou pode mesmo desligar algumas cargas. E tal como se falou anteriormente, é também capaz de determinar o modo óptimo de carregar as baterias.

Baterias: modo de armazenamento da energia em DC e componente essencial para o funcionamento do inversor SI, uma vez que não é possível criar uma rede sem um banco de baterias. Na selecção da bateria é importante ter em consideração que a sua capacidade tenha uma corrente de descarga C10, ou seja a corrente de descarga tem a capacidade de descarregar toda a bateria em 10h. Este rácio serve para normalizar a corrente de descarga relativamente à capacidade de bateria, que é muitas vezes diferente entre baterias. Para o sistema em estudo faz sentido utilizar-se uma corrente de descarga C10, uma vez que as baterias irão funcionar a maior parte das vezes durante a noite, que tem aproximadamente 10h de duração ao longo do ano.

Existem três tipos principais de baterias recarregáveis: ácido de chumbo; ião-lítio (Li-ion) e Níquel Cádmio (NiCd). O SI é apenas compatível com as duas primeiras categorias.

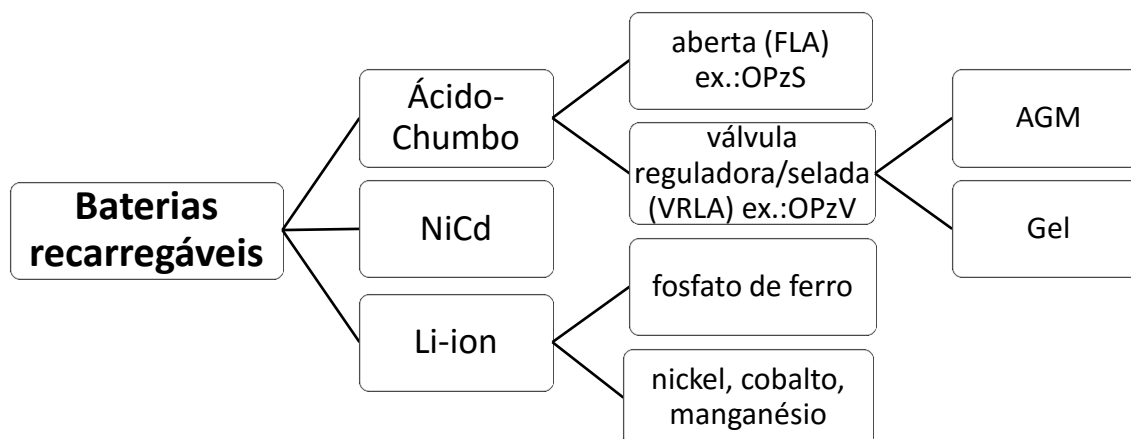


Figura 5 – Tipos de baterias recarregáveis. Fonte:adaptado de (Albright, Edie, & Al-Hallaj, 2012)

A semelhança entre baterias de ácido-chumbo e ião-lítio é que ambas são baterias electroquímicas, que necessitam de um cátodo, ânodo e o electrólito para funcionar. No caso das baterias ião-lítio o ião-lítio move-se entre o cátodo e o ânodo durante a carga e descarga e as suas diferenças químicas influenciam o desempenho da célula. Relativamente às baterias ácido-chumbo, quando se encontram no seu estado de carga máximo, estabelece-se um potencial eléctrico de 2V, se se tratar de uma bateria de 2V, entre os seus terminais (ânodo e cátodo). Durante a descarga, os electrões movem-se externamente através da carga enquanto ocorrem reacções químicas internas na interface do electrólito e os eléctrodos trabalham para manter o equilíbrio da carga.

As baterias ião-lítio são tecnicamente superiores às baterias de chumbo, possuindo capacidades “úteis” superiores, maiores ciclos de vida, maior rapidez e eficiência no carregamento, menos perdas de energia e maior resistência ao clima. Economicamente, estas baterias têm um custo inicial superior a baterias de chumbo, mas com os seus baixos custos de operação e manutenção tornam-se mais baratas ao longo do seu tempo de vida útil. Contudo, neste trabalho não foi possível utilizar baterias de ião lítio, pois o inversor bidireccional SI apenas permite a utilização de baterias de ião lítio de algumas marcas (e.g. LG-Chem, SAFT, Samsung, Sony, Hoppecke), não incluindo a Sunlight, com quem a RESUL trabalha.

As baterias VRLA e FLA são idênticas na sua química interna, notando-se as maiores diferenças a nível do seu design. As baterias VRLA contêm um electrólito fixo que pode ser contido de dois modos: gel ou AGM. As baterias gel utilizam um agente que espessa o electrólito de um estado líquido para gel enquanto as células AGM utilizam uma matriz de vidro para conter o electrólito. Já as baterias FLA por serem abertas necessitam de certos cuidados que as baterias seladas não precisam como: ter uma orientação vertical para evitar fugas do electrólito; ambientes ventilados para evitar a difusão dos gases criados durante o seu funcionamento e manutenção frequente do electrólito.

Para sistemas com energias renováveis as baterias mais comuns são as OPzS e OPzV. As baterias ventiladas de chapa tubular para aplicações de energias renováveis da Sunnylight, RES OPzS, foram desenvolvidas para aplicações que necessitem de ciclos profundos regulares. Requerem pouca manutenção e oferecem um elevado nível de fiabilidade e desempenho mesmo em instalações em locais remotos.

As baterias gel tubulares de válvula regulada para aplicações de energias renováveis, RES OPzV, da Sunnylight combinam as características das OPzS e não necessitam de manutenção.

Multicluster Box: componente da tecnologia muticluster SMA para sistemas off-grid. A Multicluster Box é um componente facultativo que facilita a instalação e reduz os custos iniciais de projectos off-grid com redes trifásicas.

As redes trifásicas são utilizadas para sistemas maiores (monofásico – 3 a 8 kW; cluster monofásico – 6 a 24 kW; cluster trifásico – 6 a 24 kW; multicluster trifásico – 24 a 300 kW), através de uma ligação DC de três inversores monofásicos SI do mesmo tipo a um cluster trifásico. Cada cluster deve ter o seu próprio banco de baterias e painel de carga para poder funcionar correctamente. Nos clusters um dos inversores funciona como master e especifica a frequência desejada, enquanto os restantes dois funcionam como slaves e cumprem a frequência designada pelo master. Uma vantagem significativa desta ligação é que a configuração pode ser feita unicamente através do inversor master. O inversor de elevada carga também é capaz de compensar uma rede desequilibrada, provocada por cargas monofásicas, automaticamente retirando mais potência das baterias respectivas. O sistema funciona mesmo com uma rede desequilibrada, por exemplo quando a fase 1 é alimentada mas só existe consumo na fase 3. Idealmente, é preferível manter uma distribuição das cargas e geradores o mais equilibrada possível de modo a maximizar a eficiência.

As funções da Multicluster Box incluem: painel principal de distribuição AC para os inversores SI, um gerador e uma planta PV; limitação da carga (load shedding); bypass automático do gerador; anti-islanding. O ilhamento ocorre quando um gerador continua a fornecer um local apesar de já não existir potência eléctrica da rede. Esta situação pode ser perigosa para trabalhadores da rede, que podem não se aperceber que o circuito ainda está activo, e pode também impedir a re-conexão automática de certos equipamentos. Por isso, a Multicluster Box detecta o ilhamento e pára a produção de energia; e monitorização de corrente inversa. Existem três tamanhos disponíveis: 6, 12 e 36 inversores SI, ou seja, pode-se ligar 2, 6 e 12 clusters trifásicos, respectivamente.

Gerador a Diesel: gerador de combustão que utiliza como combustível o diesel. Também é integrado na rede criada pelo SI e assume-se como back up de energia do sistema.

Construída para ser resistente e user-friendly, a série GS da PRAMAC tem uma larga gama de potências, indo dos 10 aos 830 kVA. De acordo com o modo de operação o arrefecimento pode ser feito: com óleo (série GSL, mais adequada para trabalho contínuo em zonas de clima quente, utiliza um único fluido para o arrefecimento e a lubrificação); ou com água (série GSW, é versátil, podendo funcionar tanto no sector residencial como industrial, do trabalho contínuo ao fornecimento back up/emergência). É também um motor síncrono, característica fundamental para poder funcionar com o SI.

Capítulo 3 – Metodologia

A optimização do sistema fotovoltaico híbrido foi desenvolvida de acordo com a metodologia descrita esquematicamente na figura 6.

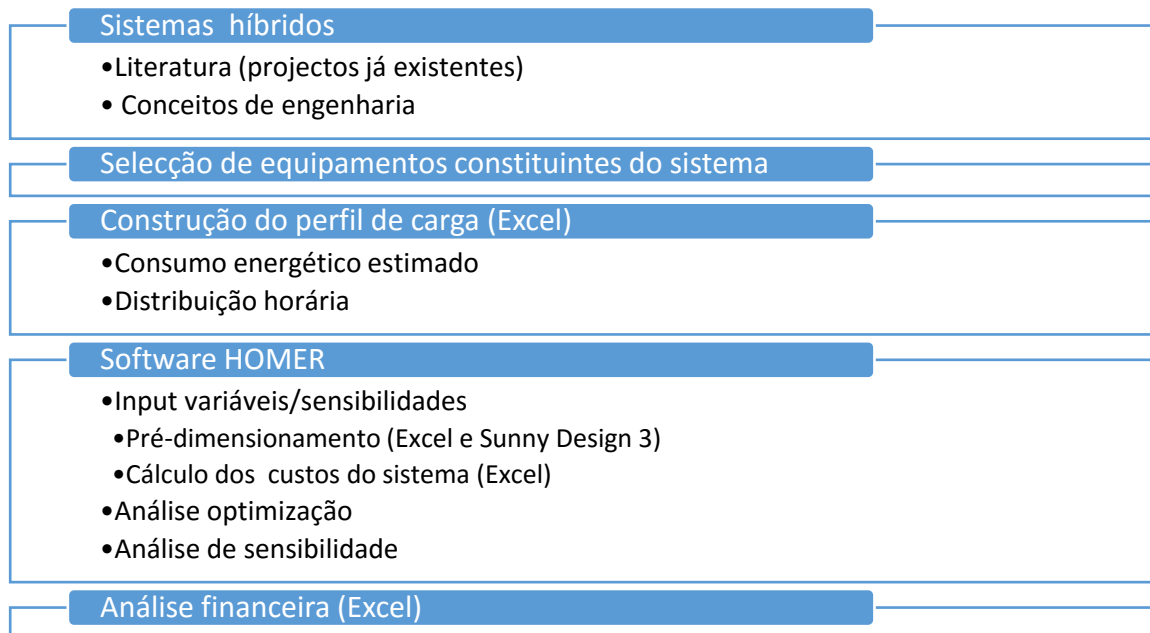


Figura 6 – Representação esquemática de metodologia utilizada

3.1. Consumo energético

É importante saber o consumo energético, que também pode ser denominado de carga primária, necessário servir para se poder fazer um dimensionamento de um projecto adequado. Nesta secção fala-se sobre o cálculo do consumo estimado para dois tipos de habitações de energia e potência.

No Microsoft Office Excel listou-se os equipamentos mais comuns para o caso em estudo e a respectiva potência. De modo a analisar diferentes cenários de consumo criou-se dois tipos de casas. Assumiu-se que o consumo energético aumentava da casa 1 para a casa 2. A casa 2 tem mais rendimentos, o que se traduz num maior número de equipamentos e maior nível de consumo energético. Para cada tipo de casa atribui-se um número de horas de utilização por dia a cada equipamento. O consumo diário é obtido com a soma da multiplicação das horas de utilização pela potência de todos os equipamentos existentes. Por fim, criou-se cinco cenários que pudessem representar o consumo energético total de um caso de estudo, com diferentes penetrações de cada tipo de casa.

3.2. Pré-dimensionamento

O pré-dimensionamento serve como um exemplo de um sistema híbrido determinado apenas com o uso de equações e critérios de dimensionamento dos próprios equipamentos. Servirá também como um guia na introdução das variáveis de simulação no HOMER. No Anexo B registaram-se os resultados obtidos no pré-dimensionamento.

3.2.1. Painel solar

Para determinar a potência necessária de painéis solares, é necessário saber a energia anual consumida, ou carga, e a eficiência global do sistema.

$$\eta_{\text{sist}}[\%] = \eta_{\text{inv}} \times \eta_{\text{cab}} \times \eta_{\text{inv.bat}} \times \eta_{\text{bat}} \quad [1]$$

$$P_{\text{PV}}[\text{kW}] = E_{\text{a}}[\text{kWh}] \times \frac{1}{\eta_{\text{sist}}} \quad [2]$$

Seguidamente, calcula-se a potência de pico, importante tanto para o dimensionamento da matriz fotovoltaica como para o do inversor solar.

$$P_{\text{peak}} [\text{kWp}] = \frac{P_{\text{PV}}}{\text{PSH}} \quad [3]$$

A hora solar de pico indica o número de horas existentes numa irradiação solar constante de 1 kW/m² num determinado local.

O modo como os módulos vão ser dispostos depende não só das suas propriedades, mas também das propriedades do inversor. Seguidamente, explica-se como se procedeu com ambos os componentes.

3.2.2. Inversor de Rede

O dimensionamento deste componente foi feito através do programa Sunny Design 3 da SMA, uma vez que o inversor a utilizar é SMA. De acordo com a localização do projecto, a carga e o painel solar, o programa calcula a melhor solução dentro dos inversores da SMA. Além de determinar a melhor potência de inversor e quantos são necessários, também determina a maneira mais eficiente e correcta de ligar os módulos aos MPPT, ou seja, permite dimensionar a matriz fotovoltaica.

Um bom dimensionamento do inversor deve obter uma razão de potência nominal entre 90 e 110%. A razão de potência nominal é o rácio entre a potência do inversor e a potência de pico. O programa também verifica outros parâmetros importantes e mais difíceis de calcular como a tensão máxima e mínima do inversor, que dependem do tamanho do string PV.

3.2.3. Inversor de Baterias

A selecção do SI baseia-se na potência máxima e número de fases do sistema. Seguidamente, de acordo com o modelo SI mais adequado para o perfil de carga existente, pode-se proceder de duas maneiras para averiguar quantos inversores são necessários.

Quando o sistema de energia possui cargas críticas, como máquinas de lavar a roupa, máquinas de lavar a loiça, etc., que apresentam correntes de pico elevadas, podemos utilizar a potência durante 30 minutos do modelo SI para determinar o número de inversores em vez da potência nominal. Esta abordagem evita o sobredimensionamento do cluster SI, pois as cargas críticas funcionam em curtos espaços de tempo. Contudo, o HOMER apenas analisa perfis horários, sendo por isso necessário realizar o dimensionamento com a potência nominal.

$$N_{\text{SI}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{nom}}} \quad [4]$$

Num sistema trifásico N_{SI} deve ser um número arredondado acima divisível por três. Relativamente à caixa multicluster, uma vez que existem 3 tamanhos disponíveis, dependendo do número de inversores necessários escolhe-se a que tem a capacidade adequada, podendo ir de 2 a 12 clusters.

3.2.4. Baterias

Após a selecção do tipo de bateria a utilizar é necessário definir a autonomia do sistema e, para baterias do tipo FLA ou VRLA, a capacidade do banco de baterias por cada SI deve ser entre 100 Ah e 10 000 Ah. O valor de 100 Ah deve ser cumprido para que se possa garantir a operação estável do SI. A SMA também recomenda que se instale 100 Ah de baterias por cada kW de PV instalado. Pode então proceder-se ao cálculo da dimensão do banco de baterias:

$$E_{bat} [kWh] = \frac{\text{autonomia [hr]}}{\eta_{bat} \times DOD} \times \frac{E_a [kWh]}{365} \quad [5]$$

$$C_{bat} [Ah] = E_{bat} \times \frac{1000}{V_{DC}} \quad [6]$$

Na equação [5], DOD significa profundidade de descarga (depth of discharge), e define a percentagem de descarga máxima de uma bateria ou banco de baterias. Seguidamente, calcula-se o número de baterias por string e quantos strings são necessários, para por fim se obter o número total de baterias.

$$N_{s.bat} = \frac{V_{DC}}{V_{bat}} \quad [7]$$

$$N_{p.bat} = \frac{C_{bat}}{C_{nom} \times N_{s.bat}} \quad [8]$$

$$N_{bat} = N_{s.bat} \times N_{p.bat} \quad [9]$$

As equações [7], [8] e [9] determinam o número de baterias em série, o número de strings e o número de baterias total, respectivamente.

3.2.5. Gerador diesel

O gerador deve obedecer a alguns requisitos de modo a funcionar correctamente com o SI (SMA)

- a) Capaz de estabelecer uma rede eléctrica durante a sua operação.
Relativamente à potência reactiva, geradores capazes de estabelecer uma rede eléctrica ($\cos\phi=0.8$) devem ser suficientes uma vez que o SI também é capaz de fornecer potência reactiva, quando necessário;
- b) Ter uma potência aceitável, entre os 80 – 120% da potência nominal do cluster SI. Sistemas com geradores com potências superiores ao cluster SI podem ter uma operação mais estável;
- c) O motor deve ser síncrono.

Antes da instalação do projecto é fundamental ter acesso aos documentos técnicos relativos ao gerador e a sua regulação, de modo a verificar e configurar a frequência e tensão do gerador para a sua correcta operação.

3.3. HOMER

O HOMER é um modelo de optimização de micropotência, que simplifica a tarefa de avaliar designs tanto de sistemas off-grid como on-grid com diversas aplicações.

Simulação

A simulação compara a produção e consumo do sistema a cada hora, ao longo do ano. De acordo com estes dados, o programa decide se funciona em *load following* (LF) ou se aplica uma estratégia de despacho, no caso de o sistema incluir gerador e baterias. A estratégia seleccionada pode ser LF ou ciclo de carga. O utilizador pode obrigar o sistema a seguir uma estratégia se assim o preferir e não dar a possibilidade à simulação de verificar qual a melhor solução.

Na estratégia LF o gerador só funciona quando as fontes renováveis não conseguem responder na totalidade à carga primária. Objectivos secundários, como carregar os bancos de baterias, são responsabilidade das fontes renováveis. As fontes de potência controláveis (geradores, rede, banco de baterias) servem a carga primária ao menor custo total a cada hora, ao mesmo tempo que satisfazem o critério de reserva operacional. O custo total inclui o custo do combustível, operação e manutenção (O&M), e substituição.

A estratégia ciclo de carga (CC) é uma estratégia de despacho em que sempre que o gerador funciona opera na sua máxima potência. O excesso de produção é direccionado para objectivos secundários, como o carregamento do banco de baterias. Esta estratégia faz o despacho das fontes de potência controlável num processo de dois passos. Primeiro, selecciona a combinação óptima das fontes de potência segundo a estratégia load following. Por fim, aumenta a potência do gerador dessa mesma combinação para a sua potência nominal, ou o mais próximo, de modo a evitar a produção de excesso de electricidade. A estratégia CC também possibilita a definição do ponto de estado de carga das baterias. O objectivo desta função é de preservar as baterias, reduzindo o tempo que as mesmas passam com pouca carga. Também tende a reduzir o número de arranques do gerador e o número de ciclos de carga/descarga que ocorrem durante o ano. Tecnicamente, o HOMER evita continuar a descarregar as baterias quando o seu estado de carga é inferior ao definido e, muito provavelmente, o gerador arranca para servir a carga primária e produzir excesso de electricidade que carregue as baterias até ao ponto de estado de carga definido.

Optimização

Tal como o nome indica, esta função procura a solução óptima para o sistema em estudo, de acordo com variáveis introduzidas pelo utilizador, como por exemplo, tamanho da matriz fotovoltaica, tamanho do gerador, quantidade de baterias, etc.

A optimização procura combinações dos componentes de potência do sistema, com base no seu tamanho, custo e quantidade, que respondam à necessidade energética de acordo com a estratégia de despacho. As diversas configurações encontradas são ordenadas do menor ao maior custo total actual.

Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade avalia o efeito de parâmetros externos e, no caso do HOMER, optimiza cada variabilidade de sensibilidade. Estas variáveis são definidas pelo utilizador e podem ser variações aos dados climáticos, custos dos componentes, custo do combustível, taxa de juros, reserva operacional, entre outros. O HOMER apresenta o resultado da análise tanto em forma tabular como gráfica, onde se pode observar e comparar com mais detalhe o que acontece às diversas variáveis seleccionadas.

3.3.1. Limitações

Para os efeitos deste estudo notou-se algumas limitações do software que são importantes ter em atenção:

- Os inputs económicos apenas servem para calcular o custo total actual, que sozinho é um dado insuficiente para avaliar a viabilidade económica do projecto;
- Considera que o custo total actual é simétrico do Valor Actual Líquido (VAL);
- A tarifa de juro real na realidade funciona como uma taxa de actualização ou desconto;
- Não possibilita a introdução de dois tipos de inversores, apenas de um conversor que pode funcionar como inversor, rectificador ou ambos;
- As perdas energéticas são quantificadas inteiramente pelas eficiências dos equipamentos e pelo efeito da temperatura no caso do PV;
- Não considera o efeito da temperatura no desempenho das baterias;
- O perfil de carga é replicado ao longo do tempo de vida do projecto, não sendo possível introduzir uma taxa de variação anual.

como fontes de energia. O consumo de energia primária em Angola consiste maioritariamente em biomassa sólida e resíduos (49%) e petróleo (40%), com uma pequena contribuição de gás natural (4%) e energia hidroelétrica (6%). (EIA, 2015)

Grande parte do petróleo consumido em Angola é importada, cerca de 80%, uma vez que apenas existe uma pequena refinaria construída em 1955. A Sonangol, empresa nacional de petróleo, vai construir uma nova refinaria em Lobito, cuja conclusão está prevista para 2017. Uma particularidade de Angola são os baixos preços do petróleo, dos mais baixos no mundo, que estimulam o consumo. Tal é possível devido aos subsídios estatais aos combustíveis. Os combustíveis com destino à electricidade são 100% subsidiados pelo governo e, em 2014, o total dos subsídios ao petróleo chegaram a ser cerca de 4% do PIB. (EIA, 2015)

Segundo um relatório publicado em Fevereiro de 2015 (IMF, 2015), o FMI recomenda o governo angolano a efectuar reformas significativas nos subsídios aos combustíveis. O FMI considera estes subsídios fiscalmente dispendiosos, ineficientes e injustos. O balanço fiscal tem sido prejudicado com a diminuição temporária da produção do petróleo e é expectável que se deteriore ainda mais com a queda dos preços do petróleo. A redução dos subsídios nos preços dos combustíveis pode ajudar a criar o espaço fiscal necessário. As autoridades angolanas pretendem diminuir gradualmente os subsídios, enquanto o FMI contrapõe uma reforma que eliminaria os subsídios totalmente e que providenciaria poupanças fiscais perto dos 2% do PIB (IMF, 2015). Estas poupanças poderiam ser ainda mais significativas, rondando os 3.3% do PIB (IMF, 2015), se os preços mais altos dos combustíveis para a geração de electricidade passassem a ser suportados na totalidade por tarifas de electricidade. Apesar do desincentivo que tal medida teria no uso de diesel para produção eléctrica, o aumento da tarifa de electricidade dificultaria o acesso à electricidade de grande parte da população. Em Angola 60% da capacidade instalada corresponde a centrais térmicas a diesel (Sustainable energy for all, 2015), logo tal medida aumentaria significativamente as tarifas de electricidade. Não só se estaria a impor mais uma barreira à electrificação remota como também se verificaria uma diminuição do consumo eléctrico e transição para combustíveis menos eficientes, perdendo-se assim benefícios sociais adquiridos pelo acesso à electricidade.

4.1. Configuração e optimização do sistema

4.1.1. Componentes

Neste capítulo pretende-se apresentar como se configurou no HOMER os componentes do sistema híbrido, de acordo com as características do caso de estudo.

A optimização do sistema decide o tamanho óptimo de cada componente segundo o seu custo de capital inicial (€), custo de O&M (€/ano) e custo de substituição (€). O custo de capital inicial é o custo total dos equipamentos e a sua instalação no início do projecto; o custo de O&M é referente a todos os custos relacionados com operação e manutenção do sistema e o custo de substituição é o valor de substituir os equipamentos que estejam no fim do seu período de vida. Para este último, no caso do tempo de vida do equipamento ser superior ou igual ao tempo de vida do projecto este custo pode ser zero, uma vez que não influencia o VAL total.

A figura 7 apresenta a arquitectura do sistema em estudo, constituído por uma carga primária AC; PV AC (PV DC + inversor solar); conversor (inversor e rectificador); um banco de baterias e um gerador. O sistema é off-grid, ou seja, sem conexão a uma rede eléctrica.

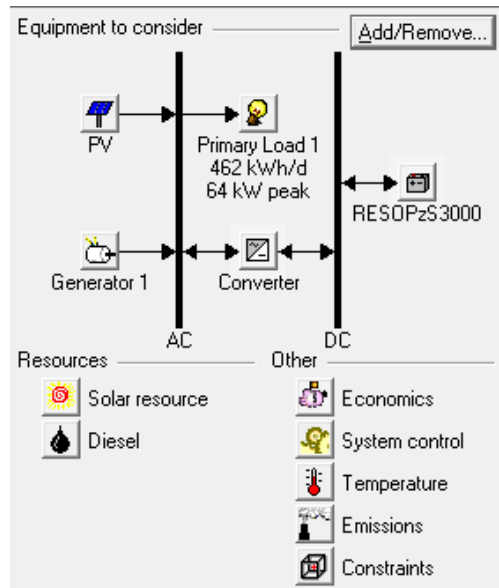


Figura 8 – Arquitectura da microrrede analisada.

Perfil de carga

O perfil de carga é característico do local e circunstâncias económicas e sociais do projecto. O projecto em estudo consiste em 100 casas para pessoas com rendimentos baixos. Em Angola, cerca de 37% da população vive abaixo do limiar de pobreza nacional com cerca de 1.20 €/dia (CEIC - UCAN, 2013). Uma vez que não foram fornecidos quaisquer tipos de dados relativos ao consumo ou ao perfil de carga foi necessário fazer algumas suposições e construir um perfil de carga sintético.

Tal como foi explicado na secção 3.1, o consumo energético foi categorizado em dois tipos de habitações. Na tabela 2, estão registadas as potências dos equipamentos e as suas horas de utilização (comunicação privada, 2015).

Tabela 2 – Potência e Energia dos equipamentos elétricos

Equipamento	Potência		Cargas				
			C1		C2		
	W	Unid	Semana h/dia	Fim-de- semana h/dia	Unid	Semana h/dia	Fim-de- semana h/dia
Lâmpada	11	3	6	6	5	6	6
Rádio/DVD	30	1	3	3	1	3	3
TV	120	1	6	6	1	6	6
Descodificador	30	1	6	6	1	6	6
Frigorífico	200	1	12	12	1	12	12
Carregador TLM	10	1	2	2	1	2	2
Máquina lavar roupa	1000	-	-	-	1	0	1
Diversos	500	0.5	3	3	0.75	3	3
Ventoinha	20	1	6	6	2	6	6

O rádio funciona entre as 18h e 21h e a iluminação entre as 18h e 24h. A televisão e o descodificador estão sempre ligados ao mesmo tempo entre as 18h e 22h.

O consumo de um frigorífico é cíclico, para simplificar assume-se que consome em média 100 W por hora, uma vez que funciona 12 horas por dia e a sua potência nominal é de 200 W. O carregador de telemóvel apenas funciona entre as 22h-24h. Relativamente aos *diversos*, tal como no frigorífico, podem funcionar durante todo o dia. Finalmente, presumindo que a casa permanece ocupada durante todo o dia, liga-se a ventoinha entre as 12h-18h, normalmente o período mais quente do dia.

Partindo do pressuposto que é necessário realizar uma carga de roupa dia sim, dia não, ao fim de uma semana lavam-se cerca de 4 cargas de roupa. Cada carga demora 30 minutos a lavar. Visto que o HOMER não diferencia os dias da semana ou os dias do fim-de-semana, assumiu-se que se acumula a roupa até ao fim de semana e se efectua a sua lavagem nesses dois dias entre as 6h-9h da manhã, aproveitando-se a posterior exposição solar para secar a roupa.

De modo a analisar diferentes possibilidades de combinações dos dois tipos de casas, que perfizessem o total de 100 casas, elaborou-se 5 cenários diferentes. Na tabela 3 encontra-se a descrição das várias combinações:

Tabela 3 – Cenários de consumo

Cenários	100 Casas	Energia kWh/dia
1	100%*C1	447.80
2	100%*C2	539.07
3	85%*C1+15%*C2	461.49
4	75%*C1+25%*C2	470.62
5	50%*C1+50%*C2	493.44

Neste estudo seleccionou-se o cenário 4, não só por ser constituído maioritariamente por casas tipo 1, mas também pela contribuição de casas tipo 2 ser significativa sem ultrapassar com grande expressividade a percentagem de casas tipo 1. Esta escolha baseou-se no pressuposto da população residente ter poucos rendimentos, pois a taxa de incidência da pobreza na zona Leste de Angola, onde se inclui a província de Moxico, é de 51% (CEIC - UCAN, 2012).

A figura 9 representa a carga primária do cenário 4, diferenciando o consumo à semana e ao fim-de-semana.

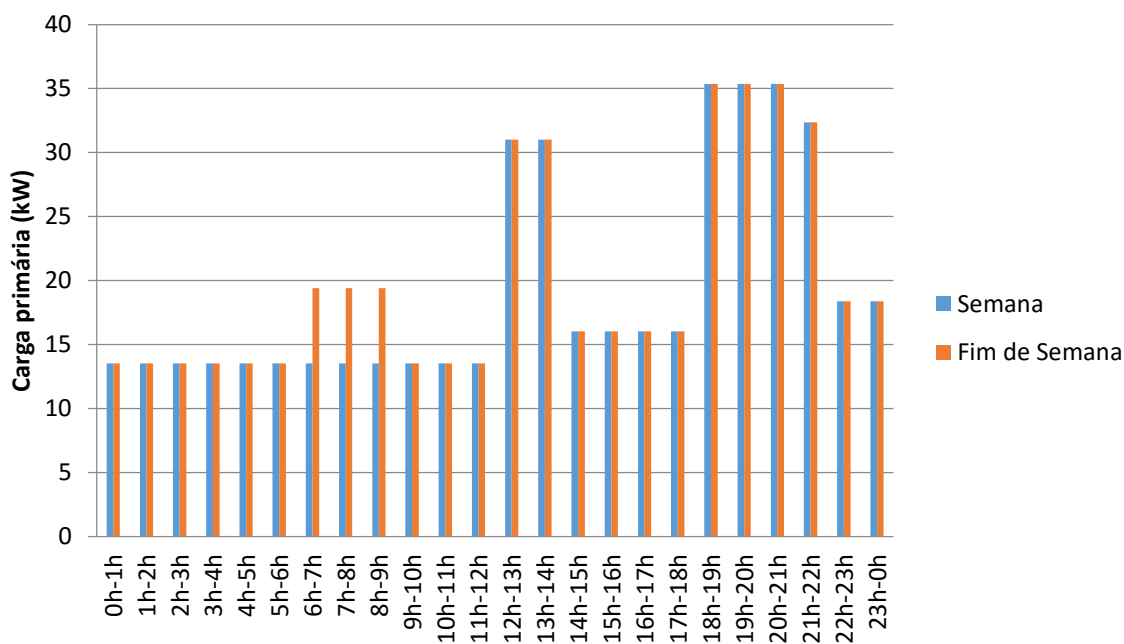


Figura 9 – Perfil de carga estimado

É possível criar ou importar uma série temporal da carga do sistema em estudo. O HOMER avalia intervalos horários e permite o estudo tanto de cargas AC como DC. Uma vez que não existem dados reais do consumo, ao introduzir-se uma carga primária representativa de um dia, esta vai repetir-se todos os dias do ano. Contudo, de modo a tornar o perfil mais realista, o HOMER permite introduzir aleatoriedade através de ruído diário e horário. O ruído horário altera a forma do perfil e o ruído diário o seu tamanho. Introduziu-se 20% de ruído diário e 15% de ruído horário, valores sugeridos pelo programa.

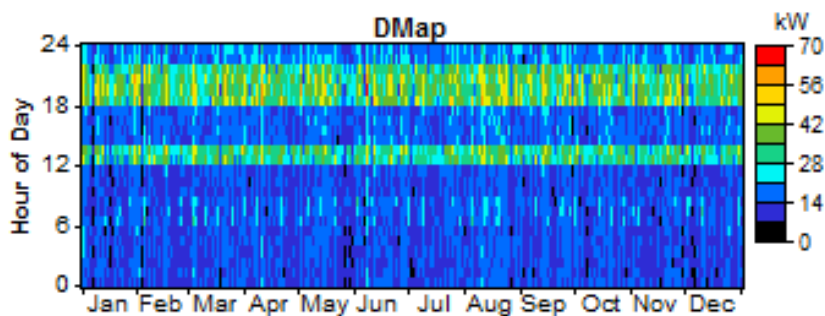


Figura 10 – Perfil de carga gerado pelo software

A carga primária gerada pelo HOMER, representada na figura 10, tem um período de maior consumo entre as 18h e 22h e um período de pouco consumo entre as 0h e 6h, quando se encontram somente ligados o frigorífico e diversos. O seu consumo energético é em média de 462 kWh/dia, com um pico de potência de 64.2 kW.

PV

O sistema fotovoltaico em estudo é fixo com uma inclinação de 19° e azimute 180° (Norte). O ângulo de inclinação seleccionado é o ângulo óptimo para Léua (PVGIS, 2015).

Considerou-se que os painéis fotovoltaicos produzem energia AC, uma vez que não é possível ter dois tipos de inversores ao mesmo tempo no HOMER e o conversor é o único equipamento que se pode seleccionar que converte energia DC em AC e vice-versa. Assim sendo, esta secção engloba os painéis solares, a estrutura de suporte, os inversores solares e o material eléctrico envolvente. Os custos de instalação operação de um sistema solar rondam os 30% e 20% dos seus custos totais, respectivamente. (Energy Informative, 2015)

Outros parâmetros definidos incluem o *derating factor*, tempo de vida e *ground reflectance*. O derating factor é um factor de escala que diminui a potência do sistema, de modo a que este se aproxime mais de uma situação real em que existem perdas relacionadas com os cabos, temperaturas, etc. Neste caso atribui-se o valor de 80%, para climas quentes o derating factor pode baixar até 70%. O ground reflectance definido é também o valor padrão de 20%.

Tabela 4 – Inputs PV

Tamanho kW	Capital €	O&M €/ano	Tempo de vida anos	Tamanhos da simulação kW
104	192 381	1733	20	0,55,105,125,150,200,250,300

Conversor

O conversor desempenha o papel equivalente ao inversor de baterias SI. São necessários vários clusters para responder ao pico de potência da carga, mas como o HOMER apenas permite a utilização de um conversor podemos considerá-lo equivalente a uma caixa multicluster, que aglomera todos os clusters.

Para diminuir os custos de instalação, os inversores de baterias e as baterias são montados em contentores. O custo de instalação com os contentores é cerca de 10% do custo dos equipamentos. Os custos de O&M destes inversores são baixos e considerados irrelevantes.

Tabela 5 – Inputs Conversor

Tamanho	Capital	O&M	Tempo de vida	Tamanhos da simulação
kW	€	€/ano	anos	kW
90	90 831	-	20	0,54,72,90

Bateria

A bateria a utilizar não existe na biblioteca do HOMER pelo que se criou uma com as propriedades da bateria anteriormente seleccionada através de informação fornecida pelo seu *datasheet*. O tipo de bateria escolhido foi OPzS (C10=3360.09 Ah) por ser a opção mais barata.

A tensão por barramento seleccionada de 48 V equivale a séries de 24 baterias de 2V. O valor mínimo da simulação é de 4 séries (96 baterias), correspondente a aproximadamente um dia de autonomia. Também se impôs que as baterias tivessem um tempo de vida de 20 anos, o que descarta todas as soluções que considerem necessário substituir baterias ao longo do tempo de vida do projecto.

Tabela 6 – Inputs Bateria

Tamanho	Capital	O&M	Tempo de vida	Tamanhos da simulação
Nº	€	€/ano	anos	strings
144	102 010	102.01	20	0,4,6,8,10

Gerador diesel

O gerador diesel funciona como um gerador standby, podendo funcionar no máximo um total de 30 000 horas.

Tabela 7 – Inputs Gerador

Tamanho	Capital	Substituição	O&M	Tempo de vida	Tamanhos da simulação
kW	€	€	€/ano	horas	kW
53.04	19 758	19 758	0.157	30 000	0,15,25,35,45,55,65,75

4.1.2. Recursos

Para o sistema em estudo os únicos recursos a utilizar são o solar e o diesel. O recurso solar, ou seja, a irradiância solar horizontal de Léua (11.653S, 20.441E) para os diferentes meses foi obtida através do PVGIS. A irradiância média anual é de 5.85 kWh/m²/dia.

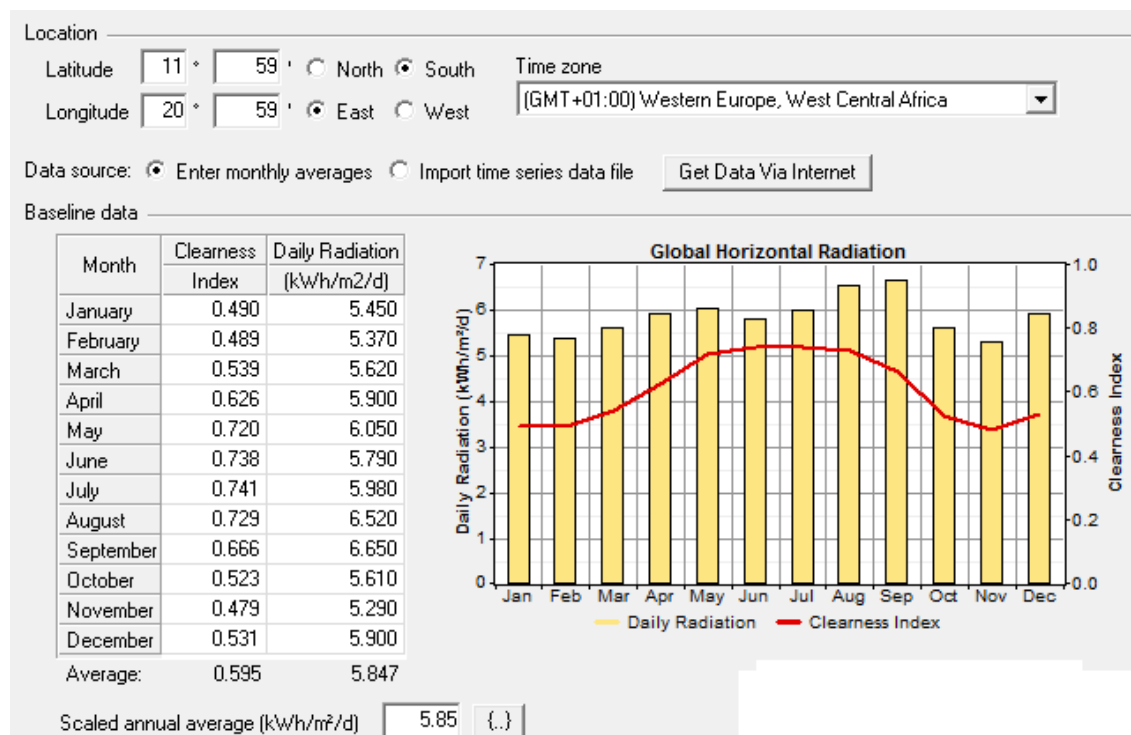


Figura 11 – Irradiância horizontal em Léua, Angola. Fonte: PVGIS

Relativamente ao diesel apenas é necessário introduzir como variável o seu preço (€/litro). Segundo o relatório do FMI sobre os subsídios aos combustíveis em Angola, o subsídio total ao diesel para produção eléctrica pode rondar os 0.88 €/L. Este custo não inclui o transporte do diesel até o local de consumo, o que pode agravar bastante dependendo do modo de transporte. Na tabela 8 registaram-se os valores do preço do diesel a utilizar como variáveis de sensibilidade.

Tabela 8 – Preço do diesel

Custo diesel €/L	Varição €/L	Preço do diesel €/L
0.88	0	0.88
	-0.50	0.38
	+0.50	1.38
	+1.50	2.38

4.1.3. Outros parâmetros

4.1.3.1. Parâmetros Económicos

Os parâmetros económicos introduzidos no HOMER incluem a taxa de juro real anual, o tempo de vida do projecto, custos fixos de capital e O&M do sistema e penalizações pela falha de capacidade, este último não será considerado.

A taxa de juro real é uma taxa de juro ajustada à qual se removeu os efeitos da inflação, de modo a reflectir o custo real dos fundos do devedor e a receita real do credor. Na realidade esta taxa trata-se mais de uma taxa de actualização ou taxa de descontos sem riscos, que possibilita ao software calcular os cash-flows futuros com a finalidade de calcular o valor actual líquido. Na África subsariana, sistemas híbridos de electrificação rural solar PV-diesel, esta taxa ronda os 10% (Anderson, Ræstad, & Sainju, 2012).

Para sistemas off-grid existe um mínimo de custos de O&M fixos, que incluem um operador local para O&M diária; segurança (guarda ou medidas de segurança que previnam furtos ou adulteração dos equipamentos); serviço pós-venda e seguros. Apesar destes custos poderem ser significativos, por falta de informação, não foram incluídos no projecto em estudo.

Tabela 9 – Inputs Económicos

Taxa de juro real anual	Tempo de vida projecto	Custos fixos de capital	Custos fixos de O&M
10%	20 anos	€ 199 550	-

4.1.1.1. Controlo do Sistema

As variáveis a introduzir no controlo do sistema são a resolução temporal de simulação, a estratégia de despacho e o controlo do gerador. O tempo de simulação considerado foi de 60 minutos, uma vez que não existem dados mais detalhados aglomera-se a informação em dados horários.

Tal como foi referido anteriormente existem duas alternativas de estratégias de despacho, LF e CC, que o HOMER avalia e categoriza de acordo com as variáveis introduzidas e condições impostas. Relativamente ao controlo do gerador, as opções fornecidas pelo HOMER não são relevantes para o caso de estudo.

4.1.1.2. Temperatura, Emissões e Limitações

A temperatura média anual de Léua ronda os 22°C. Os dados relativos às suas temperaturas mensais estão registados na tabela 10. A temperatura é relevante uma vez que é um factor que afecta com alguma relevância o output solar.

Tabela 10 – Temperaturas em Léua, Angola. Fonte: (World Weather Online, 2015)

Mês	Temperatura °C
Janeiro	23.0
Fevereiro	23.0
Março	24.0
Abril	23.0
Maio	21.5
Junho	19.5
Julho	17.5
Agosto	19.0
Setembro	22.5
Outubro	23.0
Novembro	22.5
Dezembro	22.4
Média	21.7

As emissões de CO₂ não são um objecto de estudo neste projecto nem terão qualquer impacto no custo total do sistema.

As limitações impostas ao sistema incluem: 10% falha anual de electricidade máxima; 0% penetração renovável mínima; reserva operacional – 10% da carga horária e 40% do output solar.

4.2. Variáveis da análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade permite avaliar como o sistema pode reagir a alterações exteriores. Para o caso em estudo considera-se mais relevante analisar o impacto da variação do preço do diesel, carga primária, falha de capacidade máxima e tempo de vida do projecto.

Não serão avaliadas mais variáveis de sensibilidade pois ao aumentar-se a complexidade da simulação aumenta-se por consequência o seu tempo de cálculo e muitas variáveis podem tornar a simulação um desafio para o software.

Tabela 11 – Inputs Sensibilidades

Preço diesel [€/L]	0.38,0.88,1.38,2.38
Carga primária [kWh/dia]	462,470,480
Falha de capacidade máxima [%]	0,5,10

Capítulo 5 – Resultados e Discussão

5.1. Comparação dos cenários otimizados economicamente

Neste capítulo apresentam-se os resultados da optimização, análise de sensibilidade e análise financeira. De acordo com a simulação efectuada pelo software, de seguida listam-se as diferentes arquitecturas possíveis para o sistema em estudo:

- Diesel (Cenário 1)
- PV/Diesel (Cenário 2)
- Diesel/Baterias/Conversor (Cenário 3)
- PV/Baterias/Conversor (Cenário 4)
- PV/Diesel/Baterias/Conversor (Cenário 5)

A tabela 12 apresenta os cenários ordenados do mais ao menos eficiente economicamente, em termos do seu VAL. Para os parâmetros de carga primária 470 kWh/dia, preço do diesel 0.88 €/L e falha de capacidade máxima 10%, seguidamente comparam-se os diferentes cenários com o objectivo de seleccionar a solução técnico-económica mais adequada ao caso de estudo.

Tabela 12 – Resultados da optimização obtidos pelo Homer

	PV (kW)	Diesel (kW)	Baterias (n°)	Estratégia despacho	Capital Inicial	Custo Total Actual	COE (€/kWh)	FR	Falha de capacidade	Diesel (L)
Cenário 1	105	15	144	LF	€ 555,877	€ 621,485	0.439	0.89	0.04	6,474
Cenário 2	-	35	-	CC	€ 212,588	€ 631,545	0.448	0.00	0.06	51,435
Cenário 3	125	-	192	CC	€ 621,289	€ 640,180	0.474	1.00	0.09	-
Cenário 4	55	35	-	CC	€ 314,328	€ 645,366	0.455	0.42	0.05	39,377
Cenário 5	-	35	96	LF	€ 335,093	€ 750,543	0.532	0.00	0.06	50,925

Custo Total Actual

O primário critério de comparação dos cenários otimizados é o custo total actual, ou seja, o valor corrente de todos os custos associados ao sistema durante todo o seu tempo de vida. Os valores da figura 12 são apresentados com o sinal negativo pois os cash flows calculados pelo software apenas incluem as despesas do sistema, uma vez que este apenas considera como receitas vendas de energia à rede.

O cenário 5 apresenta o custo total mais baixo de € -621,490, seguido pelo cenário 1 com € -631,550. O cenário 4 apresenta um custo um pouco mais elevado, relativamente próximo do cenário 2. Por último, o cenário 3 é o menos custo-eficiente com um custo total actual de € -750,540.

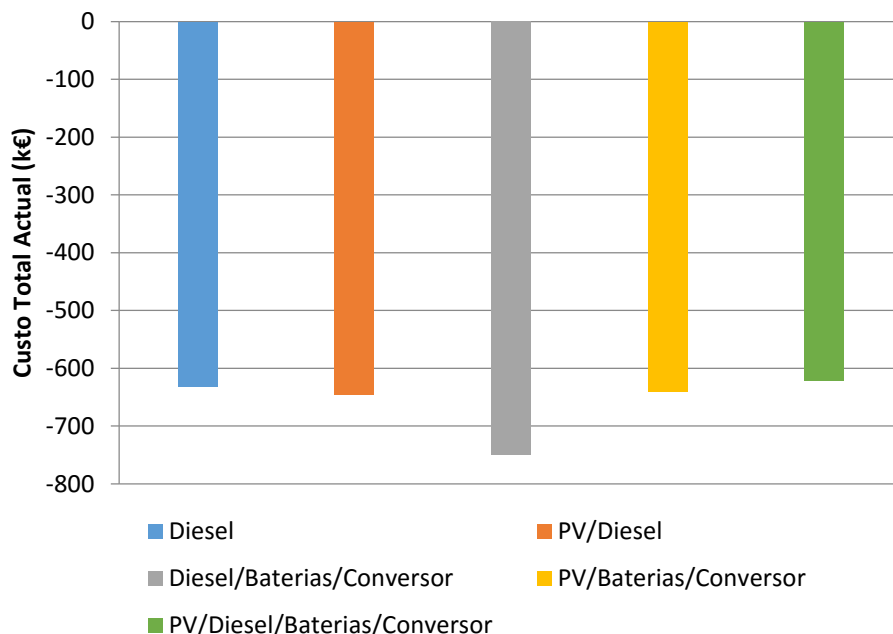


Figura 12 – Custo total actual dos cenários otimizados (k€)

Custo nivelado de energia

O custo nivelado de energia é o custo da electricidade útil produzida pelo sistema, ou seja, é o custo que o consumidor tem que pagar por cada kWh de electricidade de modo a que o sistema fique pago na sua totalidade no fim do tempo de vida do projecto. Também neste critério o cenário 5 tem um melhor desempenho, com um COE de 0.439 €/kWh. O cenário 2 e 4 trocam de posições, passando o cenário 4 a ter um pior desempenho, uma vez que o seu capital é bastante superior, principalmente devido ao seu maior número de baterias. O cenário 3 volta a ser o menos custo-eficiente e o que apresenta uma discrepância mais evidente relativamente aos restantes cenários.

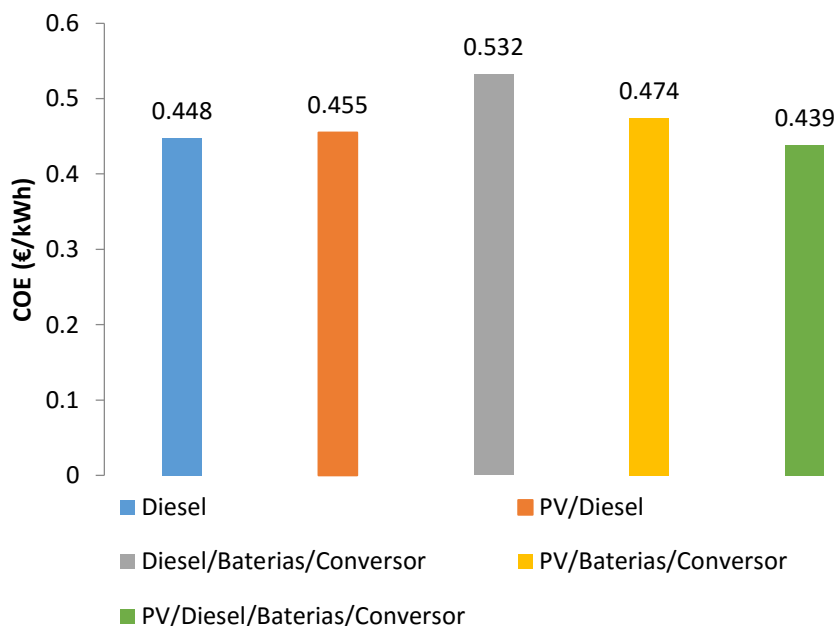


Figura 13 – COE dos cenários otimizados (€/kWh)

Consumo de diesel

O terceiro critério de comparação é o menor consumo de diesel, pois quanto menor for o consumo maior é a fracção renovável e menores são os custos de combustível. Os custos totais dos sistemas solares estão incluídos em grande parte no capital inicial enquanto os sistemas com geradores a diesel são mais caros quanto mais horas os geradores funcionarem e maior for o seu consumo de combustível.

No cenário 4 não existe consumo de combustível por ser o único cenário que não inclui um gerador. O menor consumo é de 6,474 litros por ano, correspondente ao cenário 5. Este baixo consumo deve-se ao facto de o cenário seguir uma estratégia de despacho LF e também ser o único que dispõe de um gerador de 15 kW quando todos os outros têm um gerador com um tamanho de 35 kW. O cenário 2 consome 39,377 litros por ano e os cenários 1 e 3 consomem à volta dos 51,000 litros por ano. A grande diferença entre os seus consumos deve-se ao facto de no cenário 2 a produção de energia não depender inteiramente do gerador a diesel.

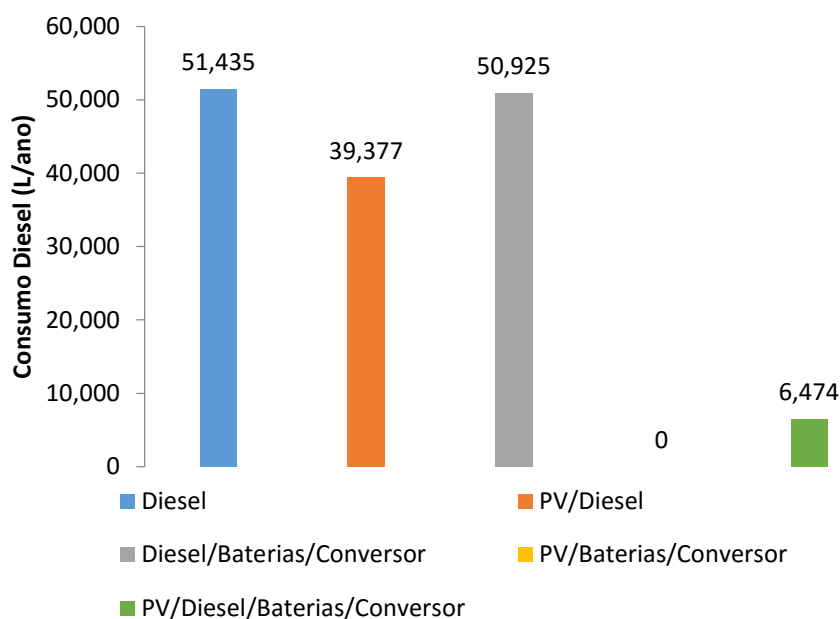


Figura 14 – Consumo de combustível dos cenários otimizados (L/ano)

Fracção da Falha de capacidade e Fracção renovável

A fracção da falha de capacidade e a fracção renovável podem ser considerados como critérios de contraste, analisados em conjunto conseguem demonstrar com maior facilidade as fragilidades e forças dos diferentes tipos de arquitecturas em estudo.

O cenário 4 é o único cenário com 100% de fracção renovável (FR), contudo é o que apresenta o valor mais elevado da falha de capacidade anual de 9%. Em contraste, os cenários 1 e 3 apresentam uma FR nula e uma falha de capacidade mais baixa em três pontos percentuais. Já o cenário 5 tem uma FR próxima dos 90% e a falha de capacidade mais baixa de 4%. O segundo cenário com a falha de capacidade mais baixa é o cenário 2, contudo a sua FR ronda os 42%.

A responsabilidade ambiental pode levar a preferir-se a selecção do cenário 4 devido à sua FR, mas com o seu VAL mais alto e a sua elevada falha de capacidade, esta escolha não seria a mais indicada. O cenário 5 combina uma elevada FR e a mais baixa falha de capacidade, sendo também por isso um sistema mais fiável.

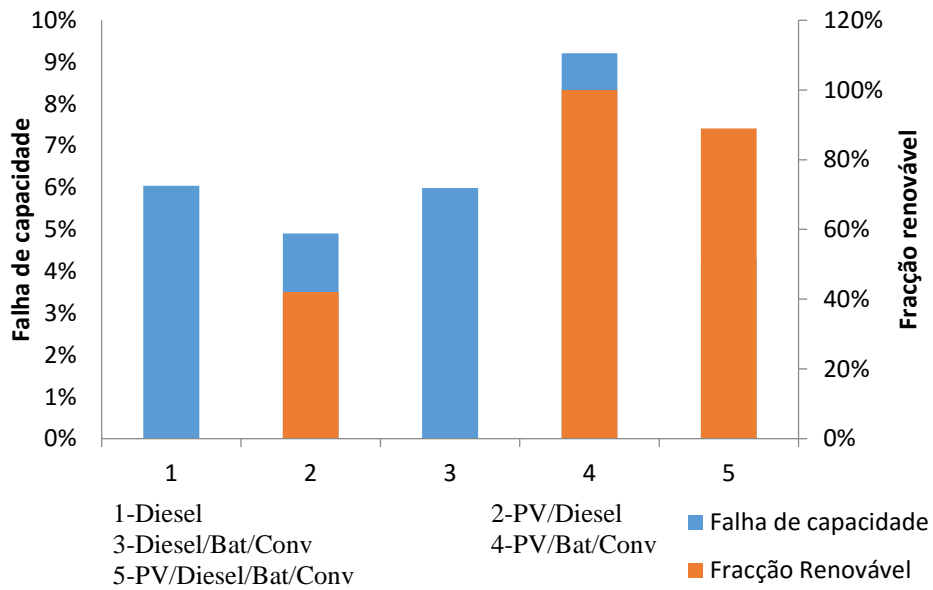


Figura 15 – FR e falha de capacidade máxima anual dos cenários otimizados (%)

Excesso de electricidade

O último critério de comparação é o excesso de electricidade, uma vez que se trata de um sistema off-grid e não se pode vender energia à rede, quanto menor a quantidade de energia excedente melhor para o sistema. De um ponto vista técnico também é favorável menor quantidade de excesso de electricidade.

O cenário 2 apresenta uma percentagem bastante significativa de excesso de electricidade, que se deve principalmente ao facto de não existirem baterias que possam armazenar o excesso de produção do fotovoltaico. Pode-se concluir que para esta arquitectura o PV está sobredimensionado. Os cenários 1 e 3 apresentam uma percentagem mínima de excesso de electricidade, uma vez que os geradores conseguem controlar o seu output. A pequena diferença que se nota entre o cenário 1 e 3 poderá ser responsabilidade do aspecto técnico do gerador funcionar apenas com um mínimo de 30% da sua carga, ou seja, uma vez que o cenário 3 tem o apoio de um banco de baterias, na eventualidade de a carga não alcançar a carga mínima, o gerador pode carregar as baterias com o excedente. Por último, o cenário 5 também apresenta uma percentagem baixa de excesso de electricidade de 2.3%.

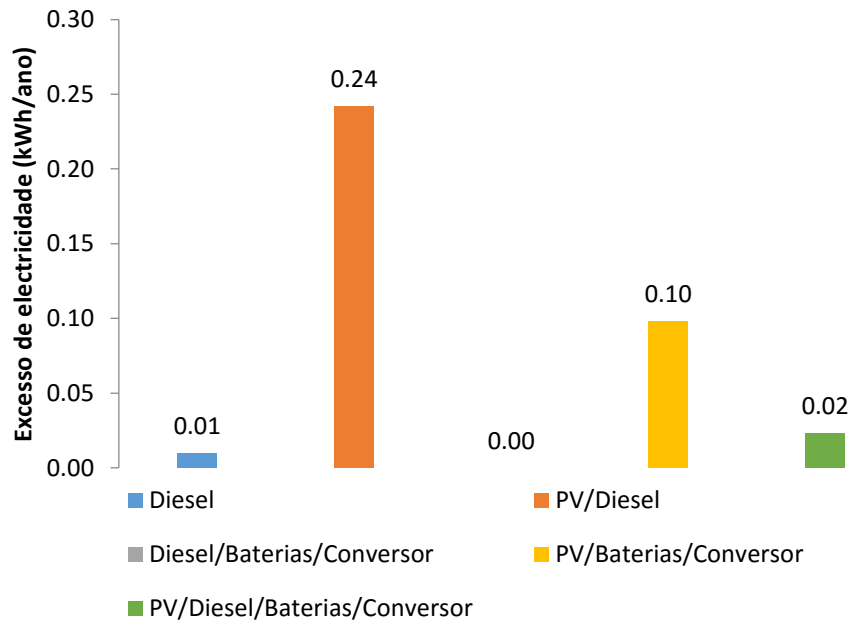


Figura 16 – Excesso de electricidade dos cenários otimizados (%)

Em todos os critérios, à excepção do excesso de electricidade, o cenário 5 apresenta um melhor desempenho tanto económico como técnico. Naturalmente o cenário 5 será o cenário seleccionado e analisado com maior detalhe de seguida.

5.2. Análise do sistema otimizado seleccionado

A simulação obteve 178 variações do cenário 5 possíveis para os parâmetros de 470 kWh/ano de carga primária, preço do diesel a 0.88 €/L e falha de capacidade máxima 10%. A tabela 13 é uma tabela truncada com as 20 configurações menos dispendiosas. A linha 1 é a opção correspondente ao cenário da secção anterior e a que será analisada em seguida.

Tabela 13 – Resultados truncados dos resultados otimizados do cenário seleccionado

Opções	PV kW	DG kW	Baterias nº	Conversor kW	Estratégia despacho	VAL €	COE €/kWh	FR	Carga insuf. kWh/ano	Diesel L/ano
1	105	15	144	54	LF	621,485	0.439	0.89	7,401	6,474
2	105	15	144	54	CC	623,986	0.44	0.89	6,732	6,845
3	55	25	96	54	LF	633,766	0.461	0.54	13,569	24,015
4	105	25	144	54	LF	634,884	0.439	0.88	2,575	7,678
5	105	15	144	72	LF	635,342	0.449	0.90	7,088	5,948
6	105	15	144	72	CC	637,650	0.449	0.90	6,496	6,292
7	105	25	144	54	CC	637,810	0.441	0.87	2,271	8,188
8	55	25	96	54	CC	642,852	0.465	0.53	12,278	25,491
9	105	35	144	54	LF	642,887	0.441	0.87	896	8,199
10	105	35	144	54	CC	646,038	0.443	0.86	752	8,826
11	105	25	144	72	LF	648,133	0.448	0.88	2,518	7,096
12	105	45	144	54	LF	648,236	0.444	0.87	198	8,437
13	105	25	144	72	CC	651,136	0.45	0.88	2,188	7,593
14	105	45	144	54	CC	651,782	0.446	0.85	128	9,163
15	55	25	96	72	LF	651,880	0.474	0.54	13,586	24,010
16	105	55	144	54	LF	652,674	0.447	0.86	37	8,600
17	105	15	144	90	LF	653,492	0.461	0.9	7,085	5,946
18	105	15	192	54	LF	654,509	0.462	0.9	7,244	6,316
19	105	15	144	90	CC	655,801	0.462	0.9	6,490	6,290
20	105	35	144	72	LF	655,836	0.45	0.88	865	7,597

Cash flow

O cash flow do projecto pode ser anualizado ou total, a tabela 14 apenas apresenta o cash flow total, resumindo todos os custos ao longo do tempo de vida do projecto. As figuras 17 e 18 demonstram a contribuição de cada componente e a contribuição de cada categoria de custo nos custos totais, respectivamente.

Tabela 14 – Sumário dos custos totais

Componente	Capital (€)	Substituição (€)	O&M (€)	Diesel (€)	Valor residual (€)	Total (€)
PV	194,231	0	14,896	0	0	209,1277
Gerador Diesel	5,588	1,286	642	48,499	-584	55,431
Baterias	102,010	0	868	0	0	102,878
Conversor	54,499	0	0	0	0	54,499
Outros	199,550	0	0	0	0	199,550
Sistema	555,877	1,286	16,046	48,499	-584	621,485

Os custos fixos de capital do sistema representam 36% dos custos de capital total, nestes custos incluem-se a instalação da rede de distribuição para as 100 casas; instalação dos contentores; instalação e licenças de contadores e preparação do terreno. De todos os componentes o PV é o que tem o maior impacto no capital, contudo a fracção de 35% inclui também o custo dos inversores solares, uma vez que o HOMER não permite a introdução de dois tipos de inversores. Os inversores solares correspondem a 10% dos custos do sistema solar, ou seja, contribuem em cerca de 3.5% dos custos de capital do sistema e os restantes 31.5% são referentes aos módulos fotovoltaicos e a estrutura fixa. O banco de baterias também é um custo significativo seguido pelo conversor. O gerador, em termos de custos de capital, é quase irrelevante, correspondendo a apenas 1% dos custos.

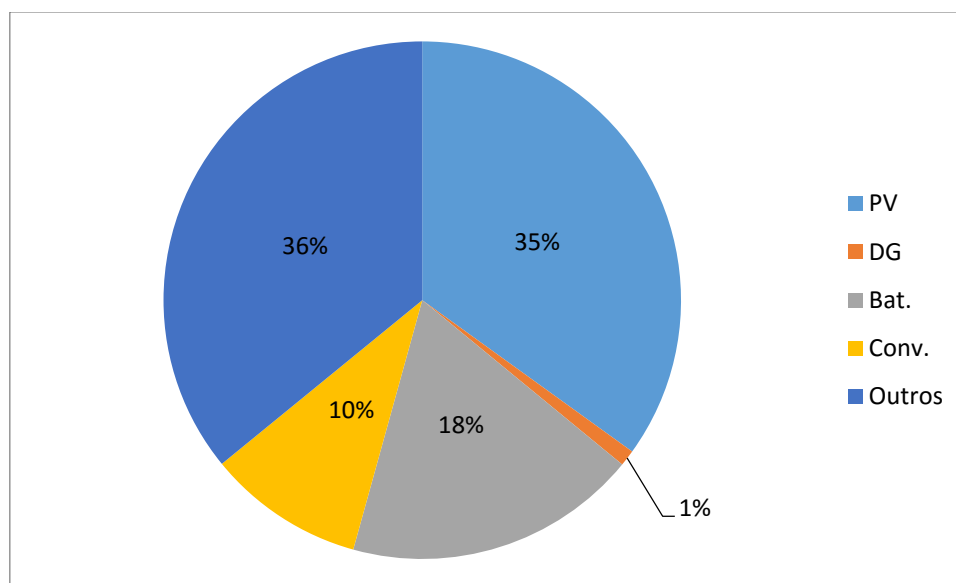


Figura 17 – Custos de capital por componentes

Analisando a figura 18, observa-se que a maior parte da despesa do sistema se realiza no início do projecto. Os restantes 10% dividem-se em custos de substituição, O&M e combustível. O primeiro corresponde apenas à substituição do gerador diesel, uma vez que este tem uma vida operacional de pouco mais de 15 anos. Os custos de O&M correspondem a 3% da despesa total e devem-se sobretudo à componente PV, o que é compreensível dada a fracção renovável existente no sistema. Por último, o custo do combustível é a maior despesa ao longo do projecto e um factor determinante para a selecção da arquitectura óptima do sistema. Apesar de o gerador não representar um grande investimento os custos do combustível podem tornar esta tecnologia bastante dispendiosa e com grandes desvantagens relativamente a opções que incluam energias renováveis.

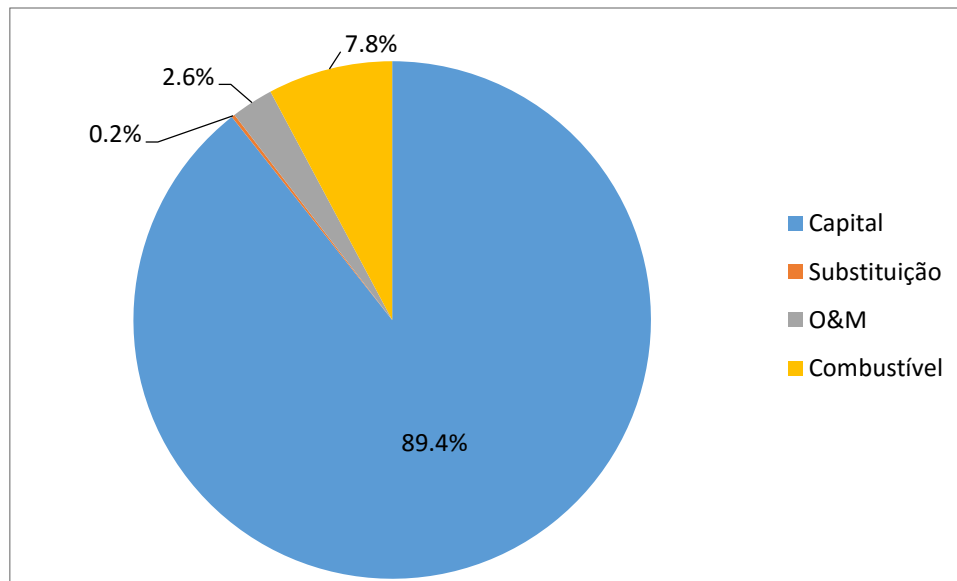


Figura 18 – Custos totais por tipo de custo

Energia eléctrica

A produção de energia eléctrica é responsabilidade do sistema fotovoltaico e do gerador. Tal como foi referido anteriormente, a fracção renovável é bastante elevada, cerca de 90%, o que se traduz numa elevada penetração PV. A figura 19, representa a contribuição mensal de cada componente e, previsivelmente, há uma maior contribuição do gerador nos meses de menor irradiância solar.

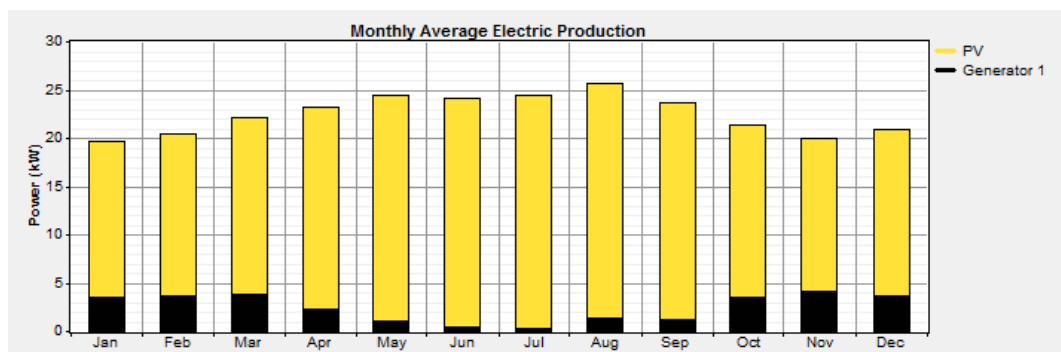


Figura 19 – Produção de energia eléctrica mensal

A figura 20 compara a produção e o consumo de energia eléctrica. A produção fotovoltaica corresponde a 89% (176,224 kWh/ano) da produção eléctrica total e os restantes 11% (21,182 kWh/ano) correspondem ao gerador a diesel. Da produção total são consumidos 166,132 kWh (84%) pela carga primária e os restantes 16% dividem-se em perdas por parte das baterias e conversor (13%) e excesso de electricidade (3%).

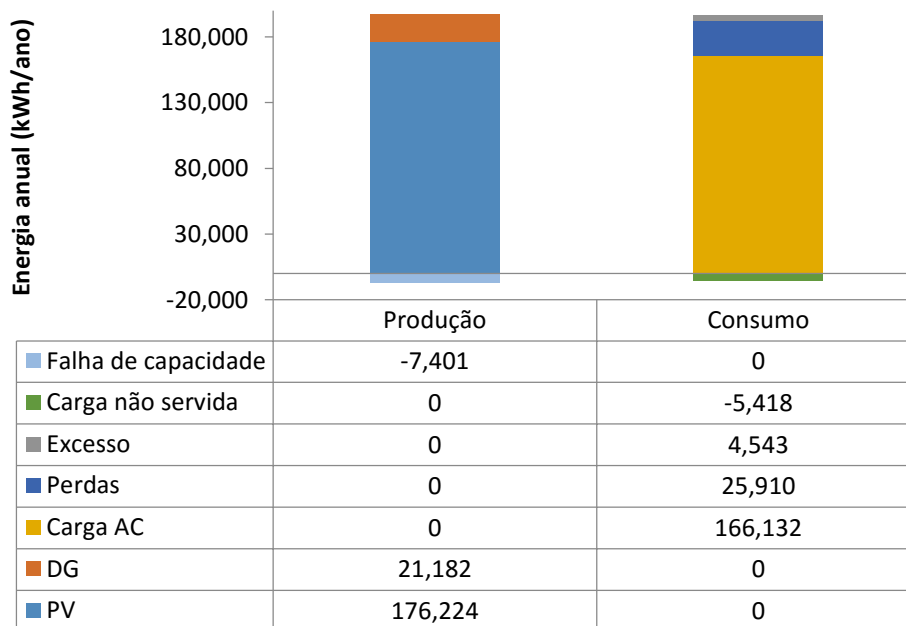


Figura 20 – Produção e consumo de energia eléctrica anual (kWh/ano)

O grande inconveniente da energia solar fotovoltaica, além da sua variabilidade, é o facto de não se conseguir garantir que a produção de energia ocorra ao mesmo tempo que o consumo. Mesmo existindo excesso de electricidade não significa que 100% da carga primária é satisfeita, tal como se pode observar pela quantidade de carga não servida (5,418 kWh/ano). O armazenamento consegue resolver grande parte deste problema, contudo esta solução aumenta significativamente o custo do sistema fotovoltaico, principalmente quando em comparação com outras tecnologias que não necessitem armazenamento como o caso do gerador. Neste caso, as baterias não são capazes de armazenar 4,543 kWh/ano da energia produzida que não é consumida e ainda existe uma falha de capacidade de cerca 7,401 kWh/ano. Ambos problemas poderiam ser mitigados com um aumento do tamanho do conversor, pois tanto o output fotovoltaico máximo como o pico de potência são superiores à potência nominal do conversor. O aumento do tamanho do gerador a diesel também poderia solucionar o problema da falha de capacidade. A falha de capacidade ocorre quando não existe potência suficiente para responder à carga primária existente e/ou reserva operacional.

PV

A produção fotovoltaica ocorre, aproximadamente, entre as 6h-17h ao longo do ano. Tal como se pode observar na figura 21, raras vezes se atinge o output máximo, sendo mais frequente um output entres os 60-70 kW, especialmente nos meses de maior irradiância solar. A figura também demonstra que esta produção é irregular e em certas ocasiões inexistente, mesmo no período diurno, como se pode observar pelas faixas negras no esquema de cor, mais notório nos meses de Janeiro, Fevereiro e Novembro. Por consequência, nestes meses a contribuição do gerador será maior, como se poderá verificar em seguida.

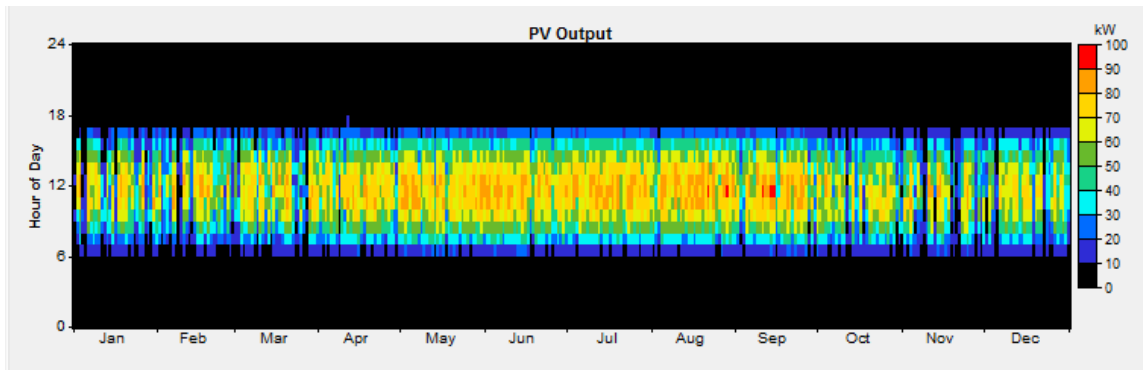


Figura 21 – Output mensal do PV

Tabela 15 – Resultados da matriz fotovoltaica

PV	
Capacidade Nominal	105 kW
Output médio	20.1 kW / 483 kWh/dia
Output máximo	91.1 kW
Factor de capacidade	19.2%
Horas em funcionamento	4,319 hr/ano
Custo levelizado	0.139 €/kWh

Gerador a diesel

O gerador funciona maioritariamente quando não existe produção fotovoltaica. O período entre as 18h-24h combina não só a inexistência de energia solar mas também o período de maior consumo energético, o que se traduz numa maior penetração do gerador e o seu funcionamento a 100% nesse mesmo período de tempo. Entre aproximadamente as 0h-6h o gerador diminui o seu output eléctrico relativamente ao período anterior e entre as 6h-9h apenas suporta a produção fotovoltaica com um output eléctrico mínimo. Nos meses com maior irradiância solar as baterias conseguem responder com alguma facilidade à carga primária nas horas em que não há sol e por isso, visto que o sistema funciona numa estratégia de despacho LF, o gerador funciona pouco tempo.

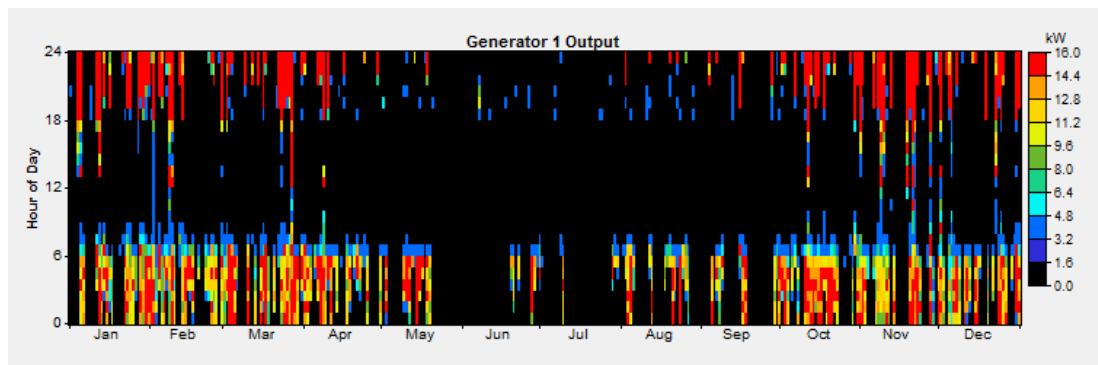


Figura 22 – Output mensal do gerador

Tabela 16 – Resultados do gerador

DG	
Horas de operação	1,946 hr/ano
Arranques	260 por ano
Vida operacional	15.4 anos
Factor de capacidade	16.1%
Output médio	10.9 kW
Output mínimo	4.5 kW
Output máximo	15 kW
Consumo combustível	6,474 L/ano
Consumo específico combustível	0.306 L/kWh
Eficiência eléctrica média	33.3%

Bateria

A figura 23 confirma o que foi dito anteriormente relativamente às baterias. A maior frequência de estado de carga das baterias é o seu estado de carga mínimo ou DOD de 40%. Entre Outubro e meados de Maio o estado de carga é mais ou menos uniforme, variando entre os 40 e 60%. No período entre as 0h-9h o estado de carga é maioritariamente 40%, pois a bateria carrega com o excedente da energia solar e descarrega entre o período de maior consumo entre as 18h-24h. Nos meses de maior irradiância solar o intervalo do estado de carga varia aproximadamente entre os 50% e 80%. Especialmente desde meados de Maio a meados de Junho e no mês de Julho, registam-se os estados de carga mais elevados, permanecendo grande parte do tempo acima dos 70%. Estes dados justificam a capacidade das baterias responderem à carga primária nestes meses em períodos de maior consumo em que não existe luz solar, tal como foi referido anteriormente.

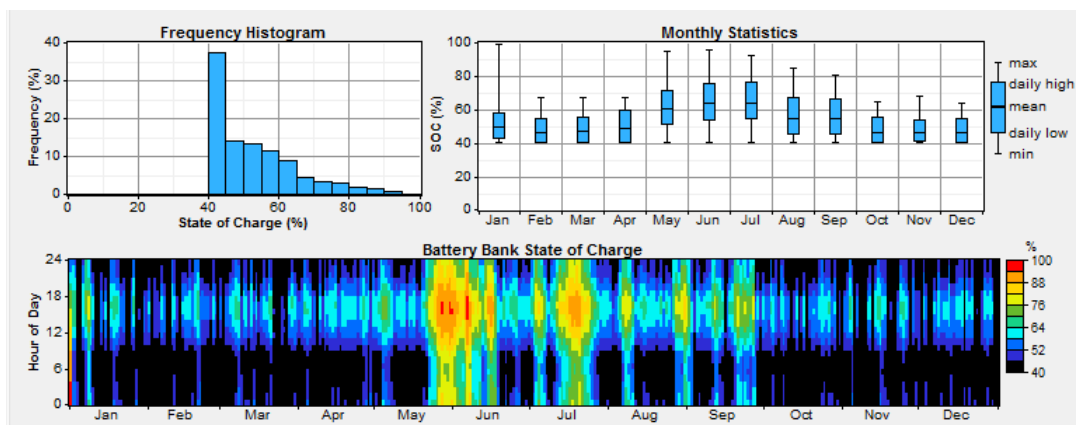


Figura 23 – Estado de carga mensal das baterias

Tabela 17 – Resultados da bateria

Bateria	
Nº em série	24
Nº em paralelo	6
Total	144
Tensão barramento	48 V
Capacidade Nominal	1,367 kWh
Capacidade útil	820 kWh
Autonomia	41.9 hr
Entrada de energia	100,367 kWh/ano
Saída de energia	81,060 kWh/ano
Perdas	18,486 kWh/ano

5.2. Selecção técnico-económica do sistema

O sistema optimizado analisado na secção anterior é a melhor opção económica da tabela truncada dos resultados da optimização. Contudo, do ponto de vista técnico existem soluções que podem ser um pouco melhores que merecem ser analisados com um pouco mais detalhe com o objectivo de se compreender melhor o sistema e tomar uma decisão mais informada.

A tabela 18 mostra seis opções, retiradas da tabela 12 truncada, com os menores consumos de combustível por ano. Em todas as opções tanto o tamanho do PV como o tamanho do gerador se mantém igual. Neste caso considera-se relevante comparar apenas o consumo do combustível e a relação falha de capacidade, carga não servida e excesso de electricidade das seis opções.

Tabela 18 – Resultados optimizados extraídos da tabela 12 em função do consumo de diesel

Opções	PV kW	DG kW	Baterias nº	Conversor kW	Estratégia despacho	VAL €	COE €/kWh	FR	Carga insuf. kWh/ano	Diesel L/ano
1	105	15	144	54	LF	621,485	0.439	0.89	7,401	6,474
2	105	15	144	72	LF	635,342	0.449	0.90	7,088	5,948
3	105	15	144	72	CC	637,650	0.449	0.90	6,496	6,292
4	105	15	144	90	LF	653,492	0.461	0.90	7,085	5,946
5	105	15	192	54	LF	654,509	0.462	0.90	7,244	6,316
6	105	15	144	90	CC	655,801	0.462	0.90	6,490	6,290

As opções 2 e 4 apresentam consumos praticamente iguais, com um pequeno aumento de 2 kWh/ano da opção 2 para a 4. Seguidamente, os cenários com menor consumo são, por ordem

crecente, o 6, 3 e 5, que rondam os 6,300 kWh/ano. A opção 1 apresenta o maior consumo de todos os cenários 6,474 kWh, um aumento de cerca a 9% relativamente às opções 2 e 4.

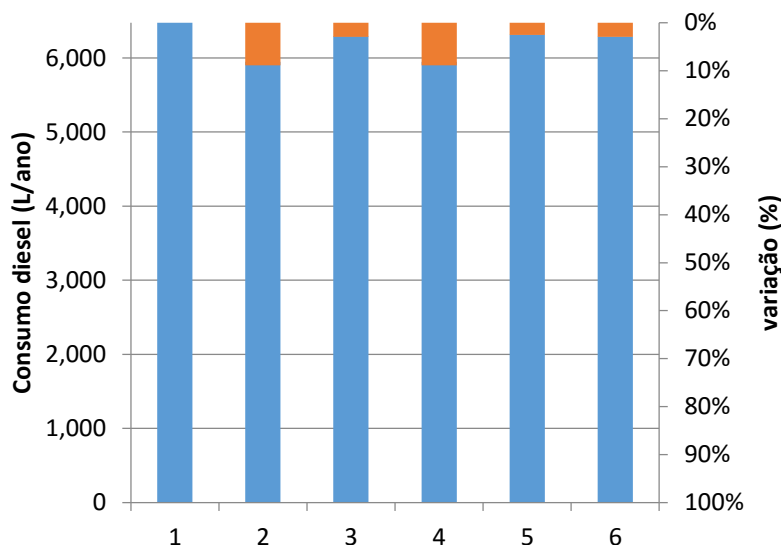


Figura 24 – Comparação do consumo de diesel dos diferentes sistemas

As opções 4 e 6 combinam a menor falha de capacidade e excesso de electricidade de todas as opções. As opções 2 e 4 apresentam aproximadamente o mesmo excesso de electricidade que as opções anteriores, mas tanto os seus valores de falha de capacidade como carga não servida são superiores em cerca de 500 kWh/ano e 300 kWh/ano, respectivamente. A opção 5 apenas difere das anteriores no excesso de electricidade, que praticamente duplica. Por último, a opção 6 é a que tem o pior desempenho em todas as categorias, notando-se uma maior variação no excesso de electricidade que é superior em quase 2.3x a todas as opções excepto a 5.

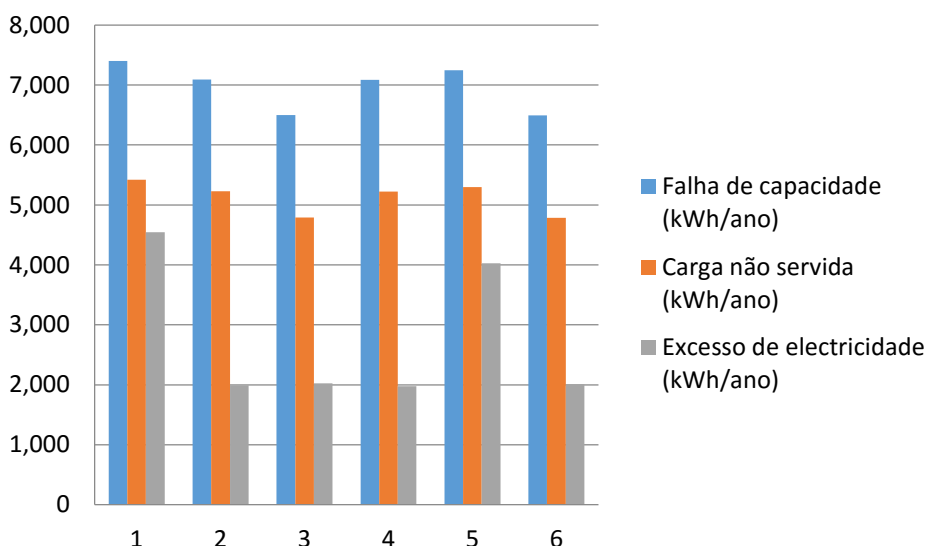


Figura 25 – Comparação da falha de capacidade, carga não servida e excesso de electricidade anual

Relativamente à opção seleccionada anteriormente (linha 1), os melhores casos (linhas 2 e 4) apenas variam no tamanho do conversor, 72 kW e 90 kW respectivamente. A pequena diferença entre os consumos não justifica o investimento adicional necessário para a opção 4. Economicamente, a opção 2 representa um investimento adicional de cerca de €14,000 relativamente à opção 1, que agrava o COE em apenas 0.01 €/kWh.

5.3. Análise de sensibilidade

A arquitectura do sistema optimizado depende de variáveis fixas que se podem alterar ao longo da vida do projecto, por essa razão é sempre uma mais valia observar o modo como este sistema pode reagir quando essas variáveis são alteradas. Realizaram-se quatro análises de sensibilidade diferentes utilizando as variáveis de sensibilidade definidas anteriormente, que se dividem nas categorias de carga primária, preço do diesel e falha de capacidade máxima anual. O HOMER apresenta os resultados da análise na forma de tabela ou gráfico. Recorreu-se a gráficos ‘plot de superfície’, ‘gráfico linear’ e ‘Tipo de sistema óptimo’ para suportar o registo das alterações ao design da arquitectura optimizada.

A figura 26 apresenta um gráfico de superfície com a capacidade PV e do gerador a variar com as variáveis de sensibilidade carga primária e preço do diesel, mantendo-se a falha de capacidade máxima fixa a 10%. À excepção do ponto em que a carga primária é 480 kWh/dia e o preço do diesel 1.38 €/L, os componentes não sofrem alterações no seu design relativamente à carga primária. Esta excepção deve-se à diminuição do número de baterias quando a carga é 480 kWh/dia, que é compensado com o gerador de 15 kW. O tamanho do gerador diminui com o aumento do preço do diesel, quando o preço do diesel é 0.38 €/L não existe capacidade PV e o gerador tem uma capacidade de 35 kW. A situação inverte-se quando o preço do diesel ultrapassa 1.10 €/L, passando a capacidade do gerador a ser nula e o PV indo dos 105 kW, capacidade aos 0.88 €/L, para os 125 kW. Quando o consumo é superior continua a ser mais vantajoso manter um gerador e uma menor capacidade PV até o preço do diesel atingir cerca dos 1.70 €/L.

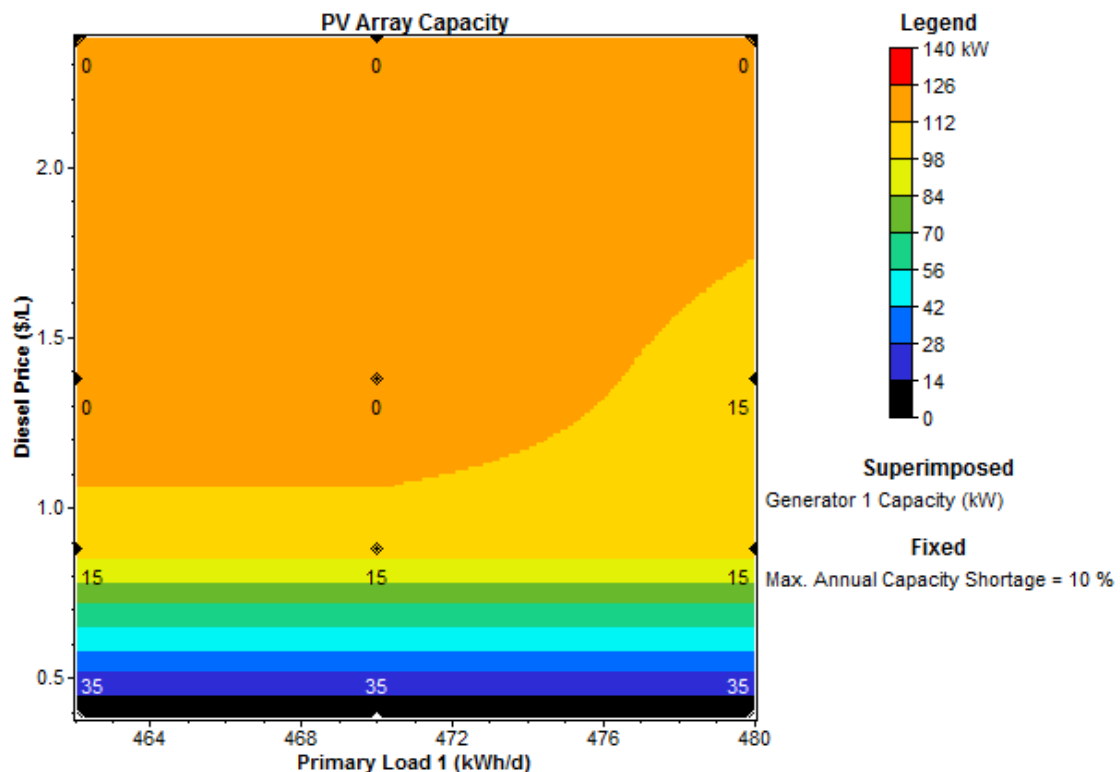


Figura 26 – Variação da capacidade do PV e do gerador com o preço do diesel e a carga primária

A figura 27 mostra a relação entre as mesmas variáveis, fixando agora a falha de capacidade máxima em 0% e o preço do diesel em 1.38 €/L. A capacidade PV apesar de aumentar a sua capacidade para 150 kW mantém-se constante enquanto o gerador aumenta de tamanho dos 462 kWh/dia para os 470 kWh/dia e só depois se mantém constante. Quando não se permite qualquer falha de capacidade o gerador faz sempre parte da arquitectura do sistema. O tamanho máximo do gerador aumenta para 55 kW e o seu valor mínimo para 35 kW.

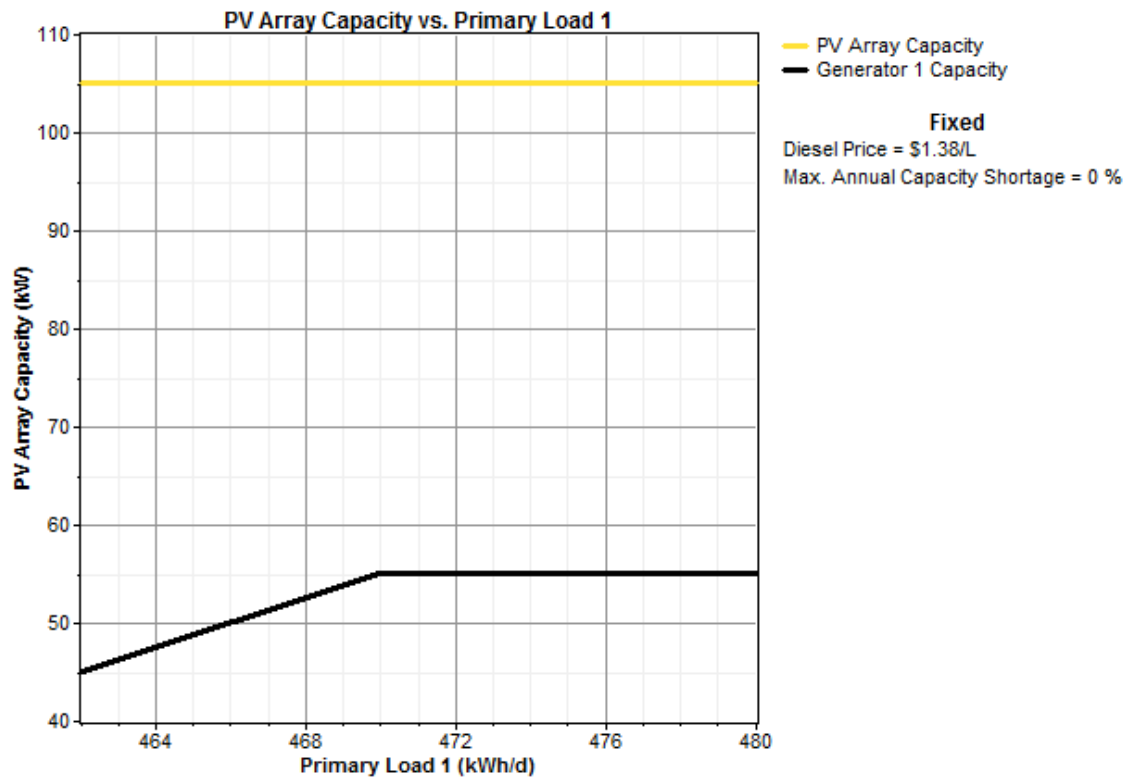


Figura 27 – Capacidade do PV e do gerador relativamente à carga primária

A figura 28 demonstra a variação da capacidade do conversor e o número de baterias com o preço do diesel e a carga primária, mantendo a falha de capacidade máxima fixa em 10%, num gráfico de superfície. A capacidade do conversor apresenta um comportamento muito semelhante ao da capacidade PV quando o preço diesel se situa entre os 0 €/L e 1.10 €/L. O próprio esquema de cores do gráfico de superfície ajuda a estabelecer essa relação. O conversor mantém o tamanho de 54 kW entre os valores de carga de 462 kWh/dia e 472 kWh/dia a partir do preço diesel de 0.88 €/L. Quando a carga primária ronda os 480 kWh/dia e o preço do diesel é superior a 2 €/L a capacidade do conversor é de 72 kW. Também tal como na figura 26 o número de baterias não sofre alteração com o aumento da carga primária com a excepção do ponto (1.38 €/L;480 kWh/dia), em que há uma diminuição do número de baterias de 192 baterias, quando a carga primária é 470 kWh/dia, para 144 baterias. O número de baterias aumenta com o aumento do preço do diesel, sendo o seu valor máximo 192 baterias.

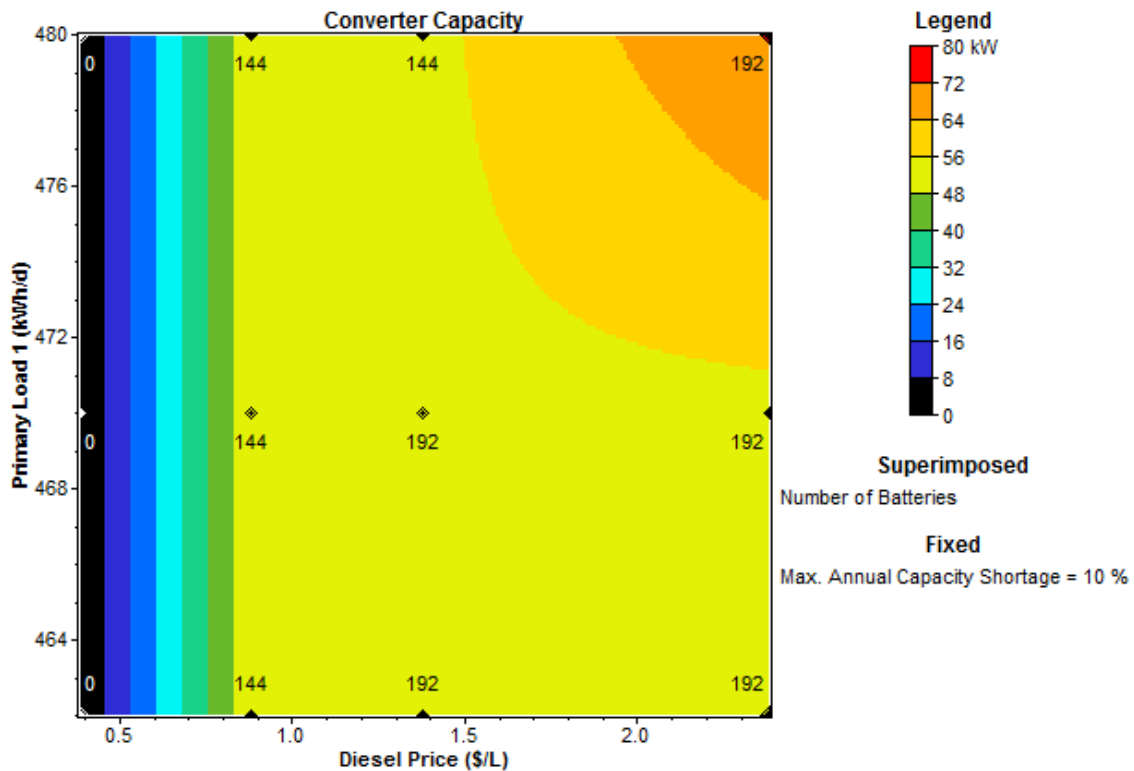


Figura 28 – Variação da capacidade do conversor e o número de baterias com a carga primária e o preço do diesel

As figuras 29 e 30 representam novamente a relação entre a capacidade do conversor e o número de baterias existente no sistema e a sua evolução com a variação do preço do diesel quando a falha de capacidade máxima é 0%. Na primeira figura a carga primária é fixa em 462 kWh/dia e até aos 0.88 €/L os dois equipamentos aumentam quase numa proporção semelhante, embora se observe que o aumento do preço do diesel impacte um pouco mais o design do conversor. Entre os 0.88 €/L e os 1.38 €/L os seus tamanhos mantêm-se constantes. A partir de 1.38 €/L a capacidade do conversor mantêm-se inalterada enquanto o número de baterias aumenta de 144 até 192 baterias. Na segunda figura a carga primária é fixa em 480 kWh/dia e a semelhança da variação do tamanho dos dois componentes é ainda mais óbvia. Ambos apresentam o mesmo comportamento relativamente à evolução do preço do diesel, existindo um aumento dos seus tamanhos mais pronunciado entre os 0 €/L e os 0.88 €/L do que entre os 1.38 €/L e 2.38 €/L. Entre os 0.88 €/L e 1.38 €/L nenhum dos componentes sofre alterações no seu tamanho (Conversor 54 kW e 144 baterias). Em ambas as figuras aos 2.38 €/L o tamanho do banco de baterias é de 192 baterias e o conversor aumenta de 54 kW aos 10% de falha de capacidade máxima anual para os 72 kW quando a falha de capacidade é 0%.

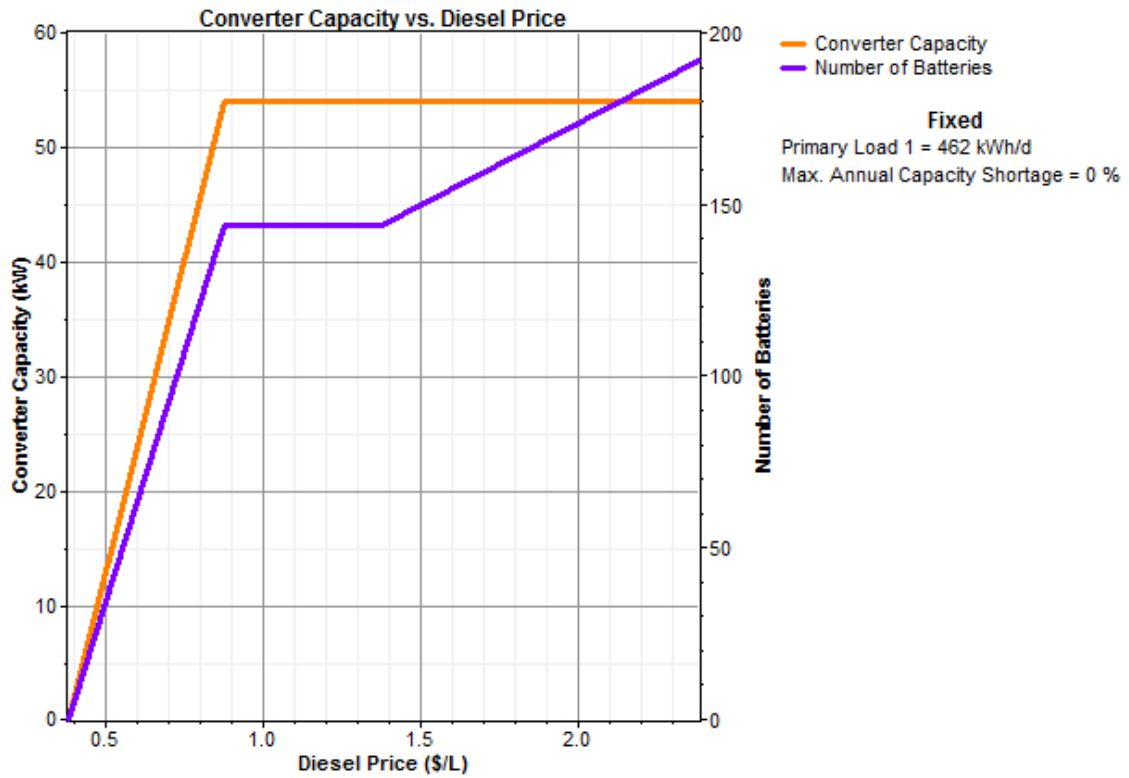


Figura 29 – Capacidade do conversor e do número de baterias relativamente ao preço do diesel (462 kWh/dia)

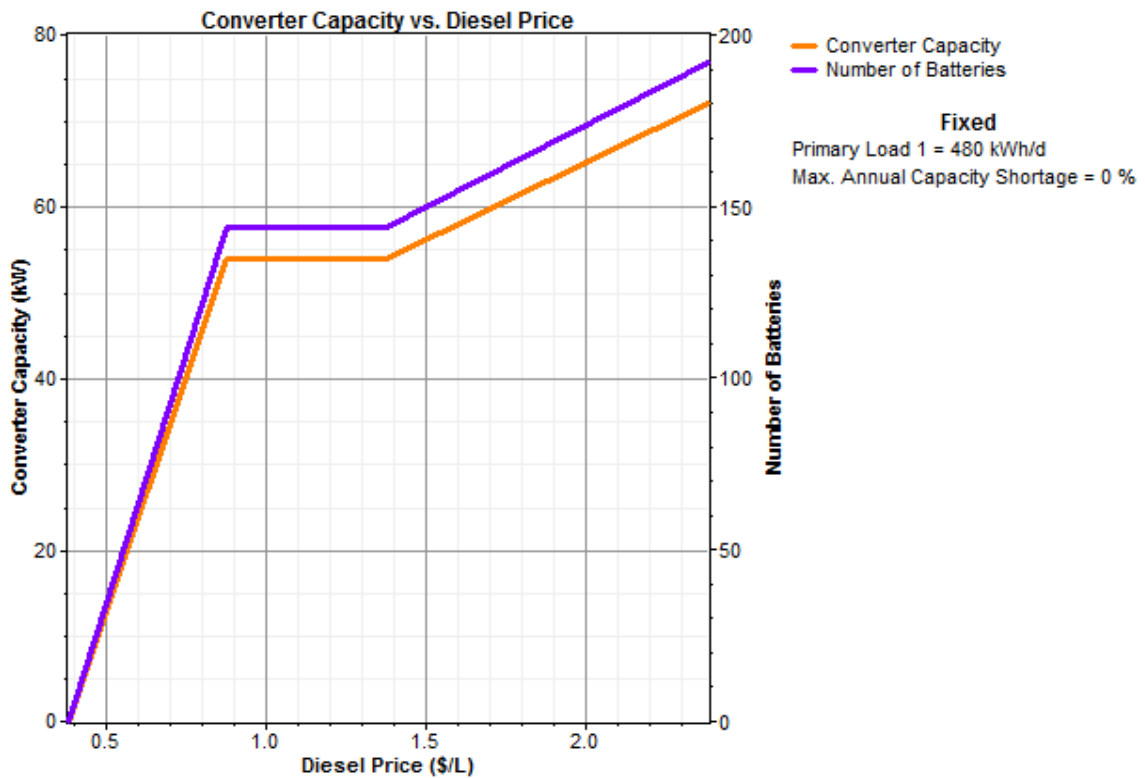


Figura 30 - Capacidade do conversor e do número de baterias relativamente ao preço do diesel (480 kWh/dia)

Depois de se analisar como as componentes reagem com a evolução da carga primária e do preço do diesel o passo seguinte é analisar como a arquitectura do sistema reage a diferentes níveis de falha de capacidade máxima anual. A figura 31 apresenta a arquitectura óptima do sistema com uma carga primária de 470 kWh/dia, de acordo com o preço do diesel praticado e a falha de capacidade máxima anual permitida. Se o preço do diesel não for superior a 0.60 €/L o sistema óptimo consiste apenas num gerador a diesel. A partir dos 0.88 €/L o sistema mais fiável, ou seja, quando a falha de capacidade ronda os 0%, a arquitectura óptima consiste num mix de PV, gerador e baterias. A arquitectura PV+Gerador só é a opção óptima quando a falha de capacidade máxima ronda os 5% e o preço do diesel ronda os 0.70 €/L. Quando os preços do diesel são suficientemente elevados e é permitida uma falha de capacidade anual significativa, no mínimo 5%, o sistema óptimo tem uma fracção renovável de 100% e apenas as baterias colmatam as horas em que o sistema solar fotovoltaico não está em funcionamento. Quanto maior for o preço do diesel menor a falha de capacidade máxima anual pode ser para que este tipo de sistema seja a solução óptima.

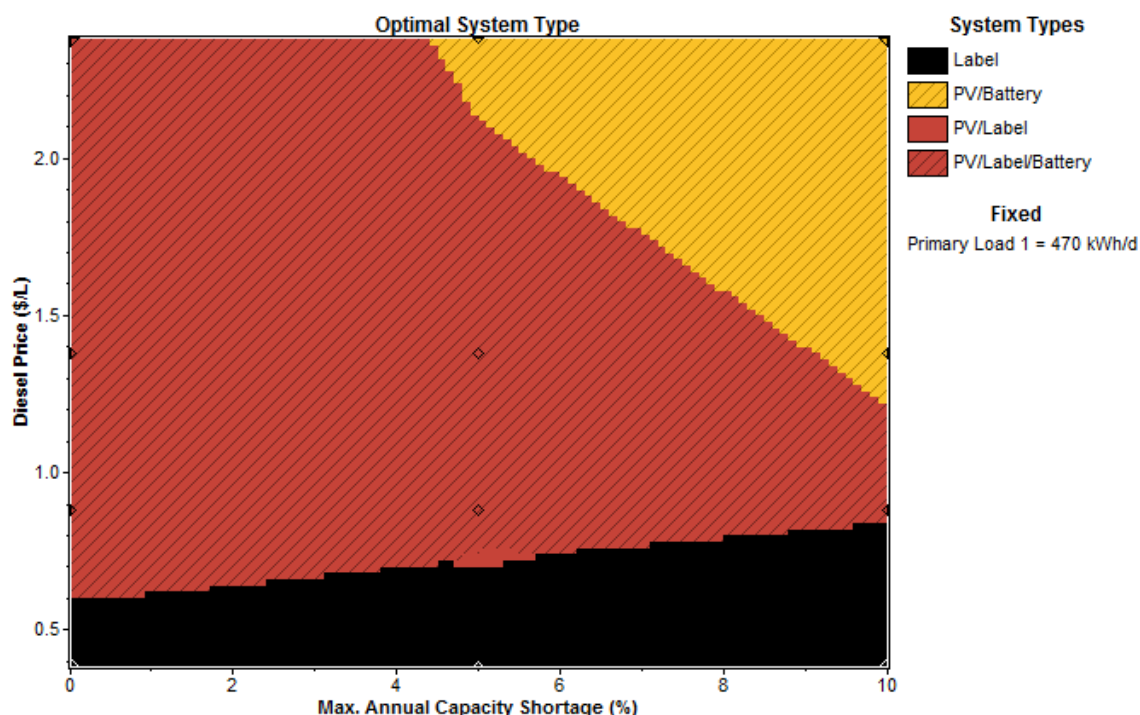


Figura 31 – Sistema óptimo de acordo com o preço do diesel e a falha de capacidade máxima anual

Seguidamente analisa-se como o custo presente líquido e o custo nivelado de electricidade variam com as variáveis de sensibilidade carga primária e preço do diesel. Mantendo a falha de capacidade fixa em 10% e o preço do diesel a 0.88 €/L, na figura 32 verifica-se que o custo nivelado da electricidade mais elevado ocorre quando a carga é 462 kWh/dia. Este custo diminui com o aumento da carga primária, pois o factor de carga também aumenta. Por outro lado, o custo presente líquido é menor quanto menor for a carga primária. O seu valor mínimo é de cerca de 617,00 € aos 462 kWh/dia, que aumenta para cerca de 628,000 € quando a carga é 480 kWh/dia. Quanto maior é a carga maior o tamanho do sistema, por consequência aumenta os custos tanto de capital como de O&M do sistema. A figura 33 apresenta a relação entre as mesmas variáveis económicas com o preço do diesel, fixando a falha de capacidade em 0% e a carga primária nos 470 kWh/dia. O aumento do preço do diesel implica um incremento tanto no custo nivelado de electricidade como no custo presente líquido do sistema, uma vez que este se trata de um custo anual do sistema. Comparando ambas as figuras, ao não se permitir nenhuma falha de capacidade, os custos também são mais elevados. O custo nivelado de electricidade aumenta de 0.439 €/kWh para 0.450 €/kWh e o custo presente líquido aumenta de cerca de 622,000 € para 650,000 €.

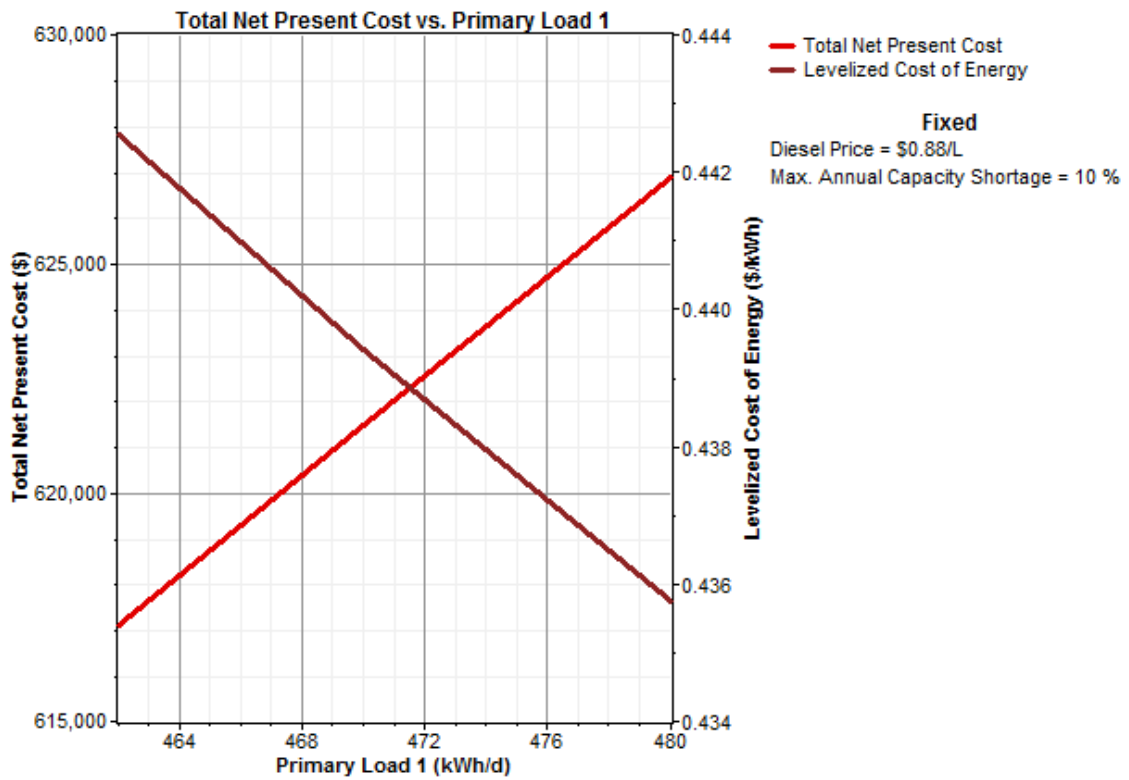


Figura 32 – Custo presente líquido e COE relativamente à carga primária (falha capacidade 10%)

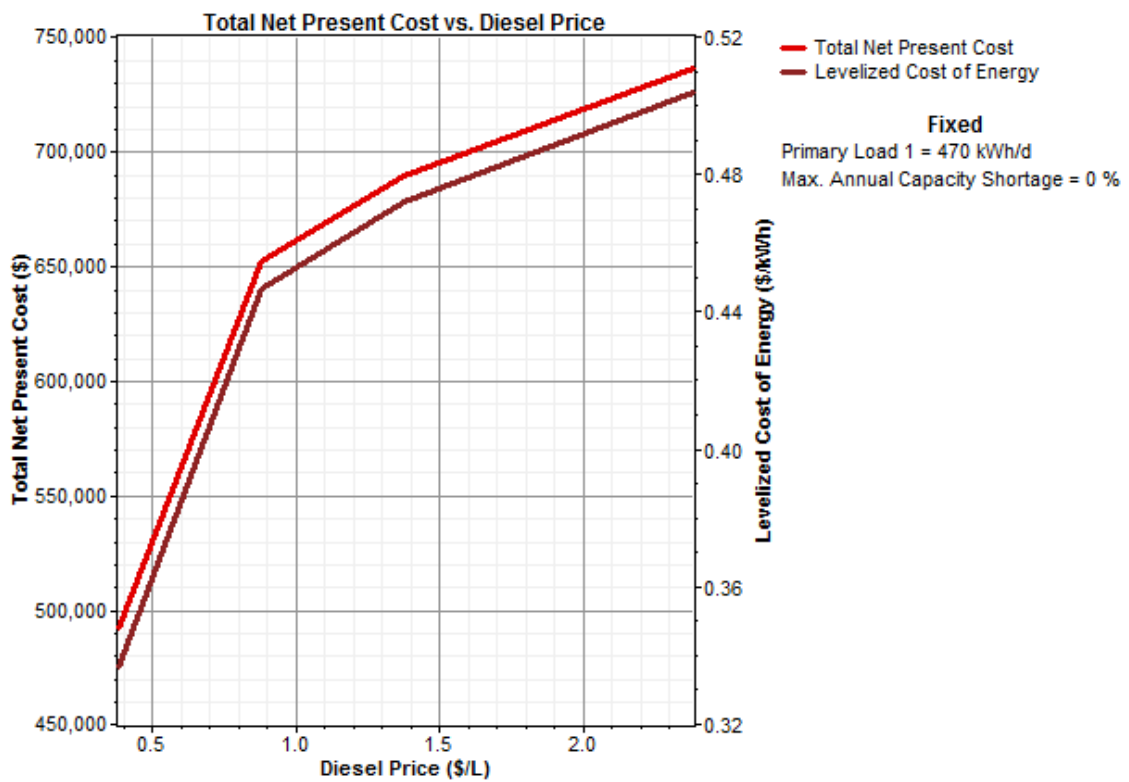


Figura 33 - Custo presente líquido e COE relativamente à carga primária (falha capacidade 0%)

Por último, analisa-se como a fracção renovável e o consumo anual de diesel variam com a falha de capacidade máxima anual. Observando a figura 34, onde a carga primária está fixa em 480 kWh/dia e o preço do diesel em 1.38 €/L, pode-se verificar que a fracção renovável depende do consumo de diesel, quando este diminui a fracção renovável aumenta e quando um se mantém constante o outro também se mantém constante, uma vez que o sistema segue uma estratégia de despacho LF. O valor mínimo de consumo de combustível de cerca de 7,100 L/ano ocorre entre o intervalo 5%-10% de falha de capacidade máxima. O consumo de combustível é maior quanto menor a falha de capacidade, pois tal como se observou anteriormente, as falhas de capacidade são originadas pela incapacidade do PV e as baterias responderem à totalidade da potência e ser necessário intervir com o gerador, único equipamento capaz de funcionar a qualquer hora do dia sem depender dos outros equipamentos.

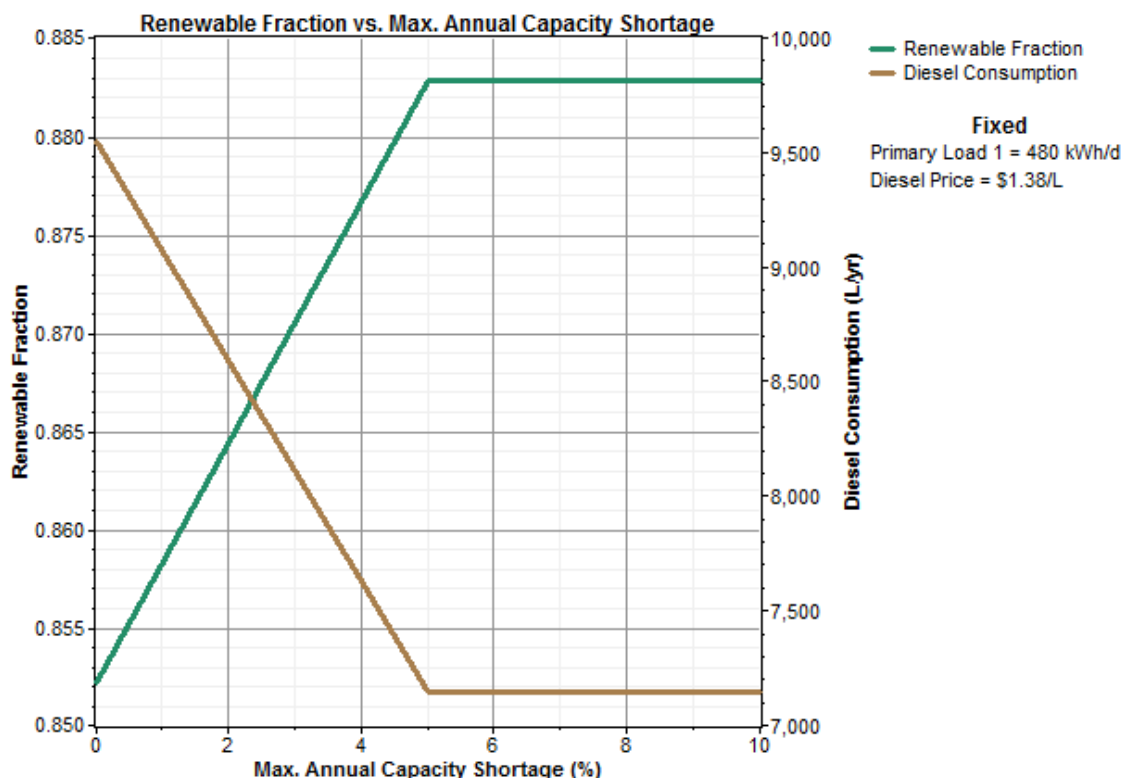


Figura 34 – FR e consumo anual do diesel anual relativamente à falha de capacidade máxima

5.4. Análise financeira

A análise financeira é fundamental para se avaliar a viabilidade de projectos e tomar decisões de investimento. Estas dependem fortemente dos próprios dados financeiros das empresas e os riscos que estas estão dispostas a correr. No caso de estudo apenas se apresentam os resultados obtidos e não se irá comentar sobre a qualidade do investimento.

Após a escolha da arquitectura é relevante analisar a o desempenho económico do sistema com o objectivo de determinar se o investimento terá retorno e detalhar com um pouco mais de rigor os cash-flows do sistema. O software de simulação não tem em consideração factores externos como a inflação e os impostos e as suas soluções apresentam valores fixos ao longo de todo o projecto, ou seja, não é possível observar uma evolução não só nos preços mas também na produção e consumo de energia. Fez-se esta análise com os valores fixos do preço do diesel 0.88 €/L, falha de capacidade máxima 10% e carga primária 470 kWh/dia e o tempo de vida do projecto é 20 anos.

Para facilitar a análise assumiu-se que o consumo de electricidade se mantém constante durante todo o projecto. Na realidade o consumo tem tendência a aumentar com o avançar dos anos e, tal como se observou na análise de sensibilidade, o custo da electricidade torna-se mais barato quanto maior o consumo energético, o que por sua vez pode levar ao melhoramento da sustentabilidade económica do projecto. Contudo, para existir um ganho económico com o crescimento do consumo energético, é necessária uma expansão do sistema que acompanhe esse mesmo crescimento. No seguinte capítulo discute-se com maior detalhe o que poderá acontecer no futuro com o aumento da procura e as possíveis repercussões para o sistema em estudo.

A receita do projecto será proveniente da venda de electricidade aos consumidores com um custo de 0.500 €/kWh. A tarifa de electricidade escolhida é superior à da solução apresentada pelo HOMER de modo a que o projecto seja considerado economicamente viável. Escolheu-se não avaliar o efeito da inflação neste projecto por falta de informação da taxa de inflação a longo prazo.

Considerou-se que uma tarifa de electricidade de 0.500 €/kWh tornaria o sistema economicamente viável, o que não significa que o sistema seja economicamente sustentável. Neste momento o governo angolano subvenciona cerca de 80% da factura eléctrica dos consumidores finais domésticos de famílias com rendimentos baixos (comunidades rurais que não possuem electrodomésticos e famílias que têm consumos inferiores a 200 kWh/mês) (RA, 2016). Contudo o preço médio da energia eléctrica em Angola ronda os Kz 15/kWh (RA, 2015), cerca de 0.09 €/kWh, o que equivale a um subsídio de cerca de 0.07 €/kWh. Com o passar do tempo é muito provável que o rendimento das famílias aumente com o acesso à electricidade, o que também possibilitaria aumentar a tarifa de electricidade e diminuir o encargo do governo.

Relativamente às despesas inclui-se o investimento inicial e os custos de operação (O&M; combustível; substituição de componentes e valor residual). Também se teve em consideração os impostos, a uma taxa de 20%, e uma taxa de actualização de 10%.

Tabela 19 – Cash-flow total do sistema seleccionado

	Total (€)
Capital	-555,877
Facturação	1,661,320.00
Custos de Operação	-179,039.8
Impostos (20%)	-152,054.24

Considerando que o investimento é realizado unicamente com capitais próprios da empresa, o projecto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior à taxa de actualização, o que implica que o VAL é positivo e o projecto é economicamente viável.

Tabela 20 – Resultados da análise financeira

VAL do Investimento	26,172.47 €
TIR do Investimento	10.71%
Payback (anos)	7.9

No caso particular da Resul, a taxa de actualização ou custo de oportunidade de capital considerado é 6% e a empresa apenas pondera investir se o projecto tiver uma TIR igual ou superior a 12% (comunicação privada, 2015). O custo de oportunidade influencia pouco a TIR e, de modo a que o projecto seja economicamente viável para a Resul, considera-se razoável aplicar uma taxa de actualização de 1.5% ao ano à tarifa de electricidade, visto que também será improvável que este valor se mantenha constante ao longo de 20 anos. O investimento seria ainda mais atractivo se fosse possível discutir com as autoridades angolanas uma isenção fiscal, que aumentaria a TIR de 12.17% para 13.53%.

Tabela 21 – Resultados da análise financeira (Resul)

	s/ isenção fiscal	c/ isenção fiscal
VAL do Investimento	317,552.91 €	412,051.26 €
TIR do Investimento	12.17%	13.53%
Payback (anos)	7.9	7.5

Comparando as tabelas 20 e 21 é possível observar o grande impacto que o custo de oportunidade tem no VAL do investimento. Quanto menor o custo de oportunidade mais valerá a pena investir no projecto.

O financiamento do projecto pode provir do próprio governo angolano ou de uma ou mais empresas privadas que sejam capazes de negociar com a entidade reguladora angolana subsídios aos equipamentos e custos de operação ou mesmo às tarifas de electricidade, que permitam baixar o preço da electricidade ao consumidor final para valores acessíveis aos seus rendimentos. Sem apoios governamentais dificilmente este tipo de projecto é economicamente sustentável, uma vez que as famílias a que o projecto se destina dificilmente poderão pagar grande parte da tarifa. Também é importante referir que as soluções híbridas off-grid são mais baratas para novas cargas, características de consumos baixos, do que extensões da rede eléctrica e, por esse mesmo motivo, são boas alternativas para o aumento das taxas de electrificação de países como Angola, especialmente em zonas remotas.

Capítulo 6 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Foi seleccionada uma solução para uma micro-rede off-grid em Léua, Angola, especificamente uma pequena povoação de 100 casas sem acesso à electricidade, utilizando o software de simulação HOMER. A metodologia desenvolvida neste trabalho inclui um pré-dimensionamento de um sistema híbrido constituído por PV, um gerador diesel e um banco de baterias, com o objectivo de auxiliar o utilizador do software na introdução das variáveis de simulação para o caso em estudo. A própria configuração da rede eléctrica e os equipamentos seleccionados também influenciam o dimensionamento do sistema e as variáveis de simulação.

A carga primária pode ser servida por cinco tipos de arquitecturas diferentes: exclusivamente gerador diesel; mix PV e gerador; mix gerador e baterias; mix PV e baterias ou mix PV, gerador e baterias. O sistema híbrido PV, gerador e baterias optimizado é a solução mais eficiente tanto a nível económico como técnico. Apesar de este tipo de sistemas representarem um investimento inicial mais elevado que as tecnologias tradicionais, os seus baixos custos de operação ao longo de todo o projecto tornam-nas mais vantajosas relativamente a soluções que, por exemplo, dependem inteiramente de produtos petrolíferos.

Quanto maior a carga primária menor será a tarifa de electricidade necessária cobrar aos consumidores para que o investimento tenha retorno. Relativamente ao preço do diesel, os fortes subsídios aos combustíveis existentes em Angola beneficiam um sistema consumidor de diesel. Mas os verdadeiros custos do diesel em sistemas off-grid, mesmo sem incluir os custos de transporte, favorecem fracções de energia renovável elevadas. Tendo em atenção a fiabilidade do sistema energético, se a falha de capacidade máxima anual for 0%, o sistema híbrido PV, gerador e baterias é a solução óptima se o preço do diesel for superior a 0.60 €/L.

O acesso à electricidade potencia o aumento do consumo energético com o passar do tempo, especialmente por se tratar de um projecto com um período de vida bastante longo. Inicialmente a procura amadurece lentamente à medida que os consumidores investem em electrodomésticos e fazem a transição de outros combustíveis utilizados para cozinhar e iluminação (Barnes, 2005). O aumento da procura, quando não é planeado, pode tornar-se uma grande limitação do sistema eléctrico e gerar o descontentamento da população por o sistema não ser capaz de satisfazer as suas necessidades energéticas. O sistema eléctrico é fortemente influenciado pelo aumento da procura de energia eléctrica mas a falta de literatura sobre o desenvolvimento das cargas rurais, quando estas passam a ter acesso à electricidade, dificulta o seu dimensionamento. Assumindo um valor razoável de um aumento de 5% ao ano do consumo energético da comunidade e que o diagrama de carga não se altera, ao fim de 20 anos o consumo aumenta de 470 kWh/dia para 1188 kWh/dia. A solução óptima, seleccionada para 470 kWh/dia e um custo diesel de 0.88 €/L, é capaz de responder à carga primária durante os três primeiros anos com uma falha de capacidade inferior a 10%. A rede montada precisa de ser actualizada para conseguir acompanhar o crescimento do consumo e assim, apesar de o upgrade da rede representar um investimento adicional, melhorar a sustentabilidade económica do projecto, pois o custo de electricidade diminui com o aumento do consumo. O investimento relacionado com a expansão do sistema eléctrico também diminui com o passar dos anos, devido à desvalorização dos equipamentos.

Na análise financeira, a tarifa de electricidade escolhida de 0.500 €/kWh não inclui custos de cobrança relativos a problemas de não pagamento e posterior suspensão do serviço nem custos relativos ao sistema tarifário, apenas os contadores e suas licenças mas não o modo de cobrança. Existem soluções de pré- e pós-pagamento, sendo que para este tipo de projecto talvez faça mais sentido soluções de pré-pagamento. Os pagamentos podem ser realizados em payshops ou via aplicação de telemóvel, por exemplo, para posteriormente serem transferidos como crédito de unidades de kWh para um smartcard ou código a introduzir nos contadores de pré-pagamento. O modo de cobrança aplicado pode ter um impacto relevante nos custos totais e deve-se analisar as diferentes opções e decidir a que melhor se enquadre no perfil dos consumidores.

Foi atingido o objectivo de otimizar um sistema híbrido off-grid viável para o caso de estudo. Conseguiu-se demonstrar que soluções híbridas são mais vantajosas em micro-redes off-grid que as soluções tradicionais.

Como trabalho futuro poderia ser vantajoso avaliar a actualização das tarifas de electricidade e o efeito da inflação na análise financeira e desenvolver um modelo de demand response, que ajude a evitar sobredimensionamentos do sistema relacionados com os picos de potência. A existência de um sistema de cobrança aos consumidores que incentivasse ao consumo diurno, praticando preços mais baixos nesse mesmo período, também poderia ajudar na redução dos custos de operação do sistema e diminuir o excesso de electricidade. Uma possível solução para tornar o sistema mais eficiente, relativamente ao excesso de electricidade, poderia passar pela implementação de bombas de água. Relativamente a um sistema de cobranças incentivador do consumo diurno, poderia ser vantajoso utilizar contadores TOU (time-of-use), uma vez que permite a cobrança de uma tarifa tri-horária (horas pico, horas cheia e horas de vazio). Em sistemas híbridos fotovoltaico-diesel-baterias faz mais sentido que as horas normalmente consideradas de cheia (entre as 7h/8h-16h/17h) sejam mais baratas que as horas de vazio, uma vez que é mais barato para o sistema o consumo ocorrer quando há produção fotovoltaica. Não só se diminui o excesso de electricidade como também se consegue poupar as baterias, aumentando a fiabilidade do sistema em caso de ocorrerem imprevistos na produção fotovoltaica.

Referências Bibliográficas

- Albright, G., Edie, J., & Al-Hallaj, S. (2012). *A Comparison of Lead Acid to Lithium-ion in Stationary Storage Applications*. AllCell Technologies LLC.
- Allen, M. (Outubro de 2015). *Single Phase vs. Three Phase Power: What you need to know?* Obtido de <https://www.linkedin.com>
- Anderson, R., Ræstad, M. J., & Sainju, P. (2012). *Policy Brief: Cost-benefit analysis of rural electrification*. NORPLAN.
- ARE. (s.d.). *Hybrid power systems based on renewable energies: a suitable and cost-competitive solution for rural electrification*.
- Banco BIC. (2015). *Angola: Imperativo - Acelerar a diversificação*. *Angola News*.
- Barnes, D. (2005). *Meeting the Challenge of Rural Electrification in Developing Nation: The Experience of Successful Programs*. ESMAP.
- Castellano, A., Kendall, A., Nikomarov, M., & Swemmer, T. (2015). *Brighter Africa - The growth potential of the sub-Saharan electricity sector*. McKinsey & Company.
- CEIC - UCAN. (2012). *Relatório Social de Angola*.
- CEIC - UCAN. (2013). *Relatório Económico de Angola*. Texto Editores.
- Dekker, J., Nthontho, M., Chowdhury, S., & Chowdhury, S. P. (29 de March de 2012). *Economic analysis of PV/diesel hybrid power systems in different climatic zones of South Africa*. *Electrical Power and Energy Systems* 40.
- Diesel Service & Supply. (Setembro de 2015). *The Importance of Rating a Generator Engine Correctly*. Obtido de Diesel Service & Supply.
- EIA. (2015). *Country Analysis Brief: Angola*.
- Energy Informative. (Outubro de 2015). *Solar Panel Cost*. Obtido de Energy Informative: <http://energyinformative.org>
- IMF. (2014). *Angola: Selected Issues Paper*.
- IMF. (2015). *Technical Assistant Report - Angola - Fuel price*. Washington, D.C.
- INE. (2014). *Censo 2014 - Resultados preliminares do recenseamento geral da população e da habitação de Angola de 2014*.
- Kelly, A. C., & Merritt, J. A. (November de 2014). *Hybrid Systems: A Review of Current and Future Feasibility*. *The Electricity Journal*, pp. Vol 27, Issue 9.
- Kempener, R., Skeer, J., Vinci, S., & Gielen, D. (2015). *Off-grid renewable energy systems: status and methodological issues*. IRENA.
- Lambert, T., Gilman, P., & Lilienthal, P. (2006). *Micropower System Modeling with HOMER*. In F. Farret, & M. Simões, *Integration of Alternative Sources of Energy* (p. chapter 15). John Wiley & Sons, Inc.
- Léna, G. (2013). *Rural Electrification with PV Hybrid Systems*.
- Microgrid Institute. (Outubro de 2015). *About microgrids*. Obtido de Microgrid Institute: <http://www.microgridinstitute.org/about-microgrids.html>

- Neves, D., Silva, C. A., & Connors, S. (25 de January de 2014). Design and implementation of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 31.
- PRAMAC. (2015). *Products/Serie GS/GSW*. Obtido de PRAMAC: <http://www.pramac.com>
- PVGIS. (2015). *Photovoltaic Geographical Information System*. Obtido de European Comission: <http://re.jrc.ec.europa.eu>
- RA. (Agosto de 2015). *Electricidade deverá subir entre 10 e 15 por cento*. Obtido de Rede Angola: <http://www.redeangola.info>
- RA. (Janeiro de 2016). *Responsável pelo Regulador do Sector Eléctrico fala sobre novas tarifas*. Obtido de Rede Angola: <http://www.redeangola.info>
- SMA. (Fevereiro de 2015). *Decentral Energy Concepts with Sunny Island*. Obtido de Solar Academy Downloads: <https://www.sma.de>
- SMA. (2015). *Products/battery inverter*. Obtido de SMA: <http://www.sma.de>
- SMA. (2015). *Products/solar inverters*. Obtido de SMA: <http://www.sma.de>
- SMA. (s.d.). Sunny Island. *Generator - White Paper*.
- SMA; AEE Solar. (October de 2012). Sunny Island Overview.
- Sobre Angola/Angola Global*. (Janeiro de 2016). Obtido de Angola Global: <http://www.angolaglobal.net>
- Sunlight. (2015). *RES OPzS Batteries*. Obtido de Sunlight : <http://www.systems-sunlight.com>
- Sunny Island 6.0H / 8.0H*. (Fevereiro de 2015). Obtido de SMA DE: <http://files.sma.de>
- Suntech. (2015). *Products*. Obtido de Suntech Power: <http://www.suntech-power.com>
- Sustainable energy for all. (2015). *Rapid Assessment Gap Analysis - Angola*.
- technomadia. (Setembro de 2015). *Lithium-ion battery advantages*. Obtido de PowerTech Systems: <http://www.powertechsystems.eu>
- Teklemichael, S. B. (2013). *Design and Analysing of an Off-Grid Hybrid Renewable Energy System to Supply Electricity for Rural Areas*. Stockholm: KTH Industrial Engineering and Management.
- Torero, M. (2014). *The Impact of Rural Electrification*. 11th Conference AFD PROPARCO/EUDN:Energy for Development.
- World Weather Online. (2015). *Leua Monthly Climate Average, Angola*. Obtido de <http://www.worldweatheronline.com>

Anexo A - Descrição Sistema Optimizado

Equipamento	Tamanho	Quantidade	Modelo
PV	250 W	420	STP250-20 Wd (Suntech)
Inversor Rede	25 kW	4	STP25000TL-30 (SMA)
Gerador diesel	15.7 kW	1	GSW22Y (PRAMAC)
Baterias	3361 Ah (C10)	144	RESOPzS3000 (Sunlight)
Inversor Baterias	6 kW	9	SI8.0H (SMA)
Multicluster Box	MCBox12	1	Multicluster System for 12 SI (SMA)
Contentor	250x1200x250 cm	1	-

Anexo B - Resultados do Pré-dimensionamento

Parâmetros

E_{anual}	462	kWh/dia
PSH	5.85	kWh/m ² /dia
P_m	250	W
P_{max}	64.20	kW
P_{nom}	6	kW
Autonomia	24	h
DOD	0.60	
V_{DC}	48	V
V_{pc}	2	V
C_{10}	3360.09	Ah
η_{inv}	0.98	η_{sist} 0.76
η_{cab}	0.95	
$\eta_{\text{inv.bat}}$	0.96	
η_{bat}	0.85	

PV

P_{PV}	608.14 kWh
P_{peak}	103.96 kWp
Sunny Design 3.0	
$N_{s,A}$	20
$N_{p,A}$	3
$N_{s,B}$	22
$N_{p,B}$	2
N	416
P	104 kWp

Inversor Rede - Sunny Design 3.0

Modelo	STP25000TL-30
Potência	25000 W
N	4
Factor P_{nom}	98%
Factor eficiência	98%
PR	87.90%

Inversor Baterias SI 8.0H

N_{SI}	12
MC_{box}	12
Clusters	4

Gerador

min	19.2	kW
máx	28.8	kW