



AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR DE ANGOLA

ALIANE DJANICE SEMEDO NAVAL DA SILVA

julho de 2023



AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR DE ANGOLA

ALIANE DJANICE SEMEDO NAVAL DA SILVA

Junho de 2023

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR DE ANGOLA

Aliane Djanice Semedo Naval da Silva
1171267

2023

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR DE ANGOLA

Aliane Djanice Semedo Naval da Silva
1171267

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação do Doutor Alexandre Silveira.

2023

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



JÚRI

Presidente

Doutora Ana Viana

Professora Coordenadora do Instituto Superior de Engenharia do Porto

Orientador

Doutor Alexandre Silveira

Professor Adjunto do Instituto Superior de Engenharia do Porto

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer à Deus pela minha resiliência e determinação que fez com que eu não desistisse mesmo quando tudo parecia estar perdido.

Agradeço ao meu orientador, Doutor Alexandre Silveira pela orientação e paciência até ao último minuto. Obrigada por todo ensinamento que prestou durante o processo desta dissertação.

Ao Prof. António Andrade, pela orientação e por todo o apoio que foi necessário para concluir a dissertação.

Agradeço e dedico este trabalho aos meus pais, à minha irmã e às minhas sobrinhas. Obrigada por toda motivação e apoio incansável que eu precisava para continuar e nunca desistir de alcançar todos os meus objetivos, esta conquista foi por vocês.

Em busca do meu sonho de concluir a licenciatura e mestrado em outro país, nos primeiros 5 anos encontrei diversas barreiras. Por isso, agradeço à minha avó, meus irmãos, tios, primos e amigos por nunca desistirem de mim, obrigada por me apoiarem durante essa jornada.

E por último, ao Daniel, por todo o apoio, incentivo, compreensão e por ter estado presente quando eu mais precisei.

Serei eternamente grata, muito obrigada a todos!



PALAVRAS-CHAVE

Angola; energia elétrica; energia fotovoltaica; potencial solar; sistema fotovoltaico; crescimento económico; sustentabilidade.

RESUMO

Nesta dissertação é abordada a importância da exploração do recurso solar para o aumento da eficiência energética, promoção do crescimento económico e sustentável de Angola.

Com intuito de avaliar o potencial solar de Angola, utilizando o software PVSyst, foram dimensionados dois sistemas fotovoltaicos residenciais para a capital de Angola, Luanda. Ambos os sistemas são acoplados à rede, um sem sistema de armazenamento e outro com sistema de armazenamento em baterias.

Inicialmente realizou-se uma pesquisa acerca da estrutura e funcionamento do sistema elétrico de Angola, seguida de uma abordagem mais teórica acerca das temáticas mais importantes sobre a energia fotovoltaica, nomeadamente, o seu princípio de funcionamento, os diversos sistemas fotovoltaicos e dos equipamentos mais utilizados.

Além da análise técnica dos sistemas dimensionados é feita uma avaliação económica dos sistemas, a fim de comprovar a sua viabilidade e comparar os custos associados aos sistemas FV dimensionados e os custos de obtenção dos combustíveis fósseis mais utilizados em Angola para alimentar os geradores elétricos. Para a determinação do custo total de investimento foi utilizado o PVSyst onde, foram contabilizados todos os custos associados aos sistemas.

Para a avaliação da rentabilidade financeira dos sistemas FV foram considerando dois cenários distintos utilizando um período de 20 anos. No primeiro cenário são utilizadas as tarifas mínimas praticadas em Angola para compra e venda de energia, enquanto no segundo cenário de análise económica procurou-se definir uma tarifa de energia que tornasse o investimento rentável e com um período de amortização considerável.

KEYWORDS

Angola; electric power; photovoltaic energy, photovoltaic system, economic growth, sustainability.

ABSTRACT

This dissertation is going to address the importance of the exploration of the solar resources to increase the energy efficiency, the promotion of the economy growth and sustainable of Angola.

With the aim to evaluate the Angola's solar potential, using the PvSyst software two residential photovoltaics systems were dimensioned for Angola's capital city, Luanda. Both systems are connected to the network, one of them without storage system and the other one with a battery storage system.

Initially researchers were made about the electrical structure and functioning of Angola, followed by a more theoretical approach to the issue of photovoltaic energy, in particular, its working principles, the various photovoltaic systems and the most used equipments.

Furthermore, in addition to the technical analysis of the dimensioned systems, an economic evaluation is carried out to prove its viability and compare the cost associated with the dimensioned FV systems and the cost to obtain the fossil fuels most used in Angola to power electric generators. Nevertheless, to determine the total investment cost was used the PvSyst where all costs associated with the systems were accounted.

To evaluate the financial profitability of the FV systems were considered two distinct scenarios using a period of 20 years. In the first scenario, the minimum tariffs practiced in Angola for the purchase and sale of energy are used, while in the second scenario, sought to define an energy tariff that would make the investment profitable with a considerable amortization period.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Lista Siglas

AC	<i>Alternating Current</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CTS	Condições de Teste Standard
DC	<i>Direct Current</i>
ENDE-EP	Empresa Nacional de Distribuição de Eletricidade
ENE-EPE	Empresa Nacional de Eletricidade
FER	Fonte de energias renováveis
FF	Fator de forma
FV	Fotovoltaica
IAM	<i>Incidence Angle Modifier</i>
IRSEA	Instituto Regulador dos Serviços de Eletricidade e de Água
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MINEA	Ministério da Energia e Águas
PRODEL-EP	Empresa Pública de Produção de Eletricidade
RNT	Rede Nacional de Transportes de Eletricidade
RNT-EP	Empresa Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
Kz	Kwanza
SEP	Sistema Elétrico Público
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
USD	<i>United States Dollar</i>
UV	Ultravioleta
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

Lista de Abreviaturas

F	importância da fatura em Kwanzas
pc	potência contratada em kVA
p	ponta máxima de 15 minutos consecutivos
W	consumo em kWh faturado no período
Voc	tensão em circuito aberto
I _{sc}	corrente de curto-circuito
I _{mpp}	Corrente para a potência máxima
V _{mpp}	Tensão para a potência máxima
P _{mpp}	ponto de potência máxima

Lista de Unidades

A	ampere
GW	gigawatt
°C	grau Celsius
kV	kilovolt
kW/ m ²	Kilowatt por metro ao quadrado
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
kWh/m ²	Kilowatt-hora por metro ao quadrado
kVA	Kilovolt-ampere
MW	megawatt
m ²	metro ao quadrado
MVA	megavolt-ampere
mm	milímetro
%	percentagem
km	quilómetro
km ²	quilómetro ao quadrado
V	volt

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1-ACESSO À ELETRICIDADE (% DA POPULAÇÃO) [ADAPTADA DE 5]	8
FIGURA 2-CONSUMO ENERGÉTICO POR SETOR [6]	9
FIGURA 3-COMPARAÇÃO DA TAXA DE ELETRIFICAÇÃO [6]	12
FIGURA 4-DISTRIBUIÇÃO DE CARGA POR SISTEMA ATÉ 2025 [6]	13
FIGURA 5-POTÊNCIA INSTALADA POR REGIÃO [6]	16
FIGURA 6-ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO ATUAL E FUTURA [14]	17
FIGURA 7-PARTILHA DE ELETRÕES [19]	20
FIGURA 8-MODELO DAS BANDAS [20]	21
FIGURA 9-PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA [21]	23
FIGURA 10-RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA [6]	28
FIGURA 11-EXIGÊNCIAS EM ENERGIA ESPECIFICADAS (CARGA) [ADAPTADA DE 27]	34
FIGURA 12-DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE MÓDULOS EM SÉRIE E STRINGS [27]	41
FIGURA 13-DIAGRAMA UNIFILAR [27]	42
FIGURA 14-DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE INVERSORES [27]	43
FIGURA 15- CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA SEM ARMAZENAMENTO [27]	44
FIGURA 16-PRODUÇÕES NORMALIZADAS POR KWP INSTALADO [27]	45
FIGURA 17-DIAGRAMA ANUAL DE PERDAS [27]	46
FIGURA 18- DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE MÓDULOS EM SÉRIE E STRINGS	49
FIGURA 19-DIAGRAMA UNIFILAR	50
FIGURA 20-DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE INVERSORES	50
FIGURA 21- CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA COM ARMAZENAMENTO [27]	52
FIGURA 22-PRODUÇÕES NORMALIZADAS POR KWP INSTALADO [27]	53
FIGURA 23-DIAGRAMA ANUAL DE PERDAS [27]	54
FIGURA 24-FLUXO DE CAIXA ACUMULADO DO SISTEMA PARA O SEGUNDO CENÁRIO DE ANÁLISE DO SISTEMA SEM BATERIA (EUR) [27]	67
FIGURA 25-FLUXO DE CAIXA ACUMULADO DO SISTEMA PARA O SEGUNDO CENÁRIO DE ANÁLISE SISTEMA COM BATERIA (EUR) [27]	71

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1-MATRIZ ENERGÉTICA DE ANGOLA [ADAPTADA DE 6].....	10
TABELA 2-PRINCIPAIS CENTROS PRODUTORES DA PRODEL [ADAPTADA DE 12]	17
TABELA 3-TARIFA DE CONSUMIDORES DE BAIXA TENSÃO [ADAPTADO DE 15]	19
TABELA 4-METEOROLOGIA MENSAL DA CIDADE DE LUANDA [ADAPTADA DE 27]	27
TABELA 5-NÚMERO DE PAINÉIS DO SISTEMA DE 7,56 KWP.....	36
TABELA 6-NÚMERO DE PAINÉIS DO SISTEMA DE 10,08 KWP	36
TABELA 7-NÚMERO DE INVERSORES DO SISTEMA DE 7,56 KWP	37
TABELA 8-NÚMERO DE INVERSORES DO SISTEMA DE 10,08 KWP	37
TABELA 9-NÚMERO MÁXIMO DE PAINÉIS PARA UM INVERSOR SUNNYBOY 2.5	38
TABELA 10-NÚMERO MÁXIMO DE PAINÉIS PARA UM INVERSOR GW5048-EM	38
TABELA 11-NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS EM SÉRIE PARA O SISTEMA SEM ARMAZENAMENTO	39
TABELA 12-CONFIGURAÇÃO FINAL DO GERADOR FOTOVOLTAICO PARA OS SISTEMAS.....	39
TABELA 13-CARACTERÍSTICA DO MÓDULO FV	42
TABELA 14-CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DO INVERSOR	43
TABELA 15-RESULTADOS SIMULAÇÃO SISTEMA SEM BATERIA.....	44
TABELA 16-BALANÇO DE ENERGIA	47
TABELA 17-PRODUÇÃO ENERGÉTICA SISTEMA LIGADO À REDE SEM BATERIA PARA OUTRAS LOCALIDADES	47
TABELA 18-CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DO INVERSOR	51
TABELA 19-CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA BATERIA 800 AH SOLAR 1/24	51
TABELA 20-RESULTADOS SIMULAÇÃO SISTEMA COM BATERIA.....	52
TABELA 21-BALANÇO DE ENERGIA	55
TABELA 22-SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS PARA SISTEMA FV EM LUANDA	56
TABELA 23-ORÇAMENTO DO SISTEMA LIGADO À REDE SEM ARMAZENAMENTO	63
TABELA 24-ORÇAMENTO DO SISTEMA LIGADO À REDE COM BATERIA.....	63
TABELA 25-RESULTADO DA ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO PARA O PRIMEIRO CENÁRIO DO SISTEMA SEM BATERIA (EUR) [ADAPTADO DE 27].....	66
TABELA 26- RESULTADO DA ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO PARA O SEGUNDO CENÁRIO DE ANÁLISE DO SISTEMA SEM BATERIA (EUR) [27]	68

TABELA 27-RESULTADO DA ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO PARA O PRIMEIRO CENÁRIO DE ANÁLISE DO SISTEMA COM BATERIA [27].....	69
TABELA 28-RESULTADO DA ANÁLISE FINANCEIRA DO INVESTIMENTO PARA O SEGUNDO CENÁRIO DE ANÁLISE DO SISTEMA COM BATERIA [27].....	70
TABELA 29-SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS PARA CADA UM DOS SISTEMAS ESTUDADOS	71
TABELA 30-COMPARAÇÃO ENTRE USO DE GERADOR ELÉTRICO E SISTEMA FV COM BATERIA	73

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Enquadramento Geral.....	1
1.2	Objetivos da Dissertação	2
1.3	Conteúdo da Dissertação	2
2	ENQUADRAMENTO TEÓRICO.....	7
2.1	Angola	7
2.1.1	Clima	7
2.1.2	Recursos Naturais	7
2.2	Sistema Elétrico em Angola	8
2.2.1	Previsões/Expetativas para o Sistema Elétrico de Angola.....	11
2.2.2	Legislação	14
2.2.3	Sistemas do Setor Elétrico	16
2.2.4	Cadeia de Gestão Elétrica	16
2.2.5	Tarifas de Eletricidade.....	19
2.3	Energia Fotovoltaica	20
2.3.1	Princípio de Funcionamento de uma célula solar.....	20
2.3.2	Módulo Fotovoltaico.....	23
2.3.3	Fatores que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos	24
2.4	Sistema fotovoltaico	25
2.4.1	Sistemas Ligados à Rede (On Grid)	25
2.4.2	Sistemas Isolados (Off Grid).....	26
2.4.3	Sistemas Híbridos.....	26
2.5	Potencial Solar de Angola	27
3	DESENVOLVIMENTO TÉCNICO.....	33
3.1	Projeto Técnico de um Sistema Fotovoltaico Residencial	33
3.1.1	Caracterização do Local de Instalação do Sistema FV	33
3.1.2	Análise do Consumo Energético	34
3.1.3	O Software PVsyst.....	35
3.1.4	Dimensionamento.....	35
3.1.5	Dimensionamento no Software	40
3.2	Sistema Ligado à Rede Sem Armazenamento	40
3.2.1	Seleção dos módulos fotovoltaicos	40
3.2.2	Seleção do inversor.....	42
3.2.3	Configuração final e Resultado da simulação	43

3.3	Sistema Ligado à Rede Com Armazenamento	48
3.3.1	Seleção dos módulos fotovoltaicos	48
3.3.2	Seleção dos inversores.....	49
3.3.3	Seleção das baterias.....	51
3.3.4	Resultado da simulação	51
3.4	Análise dos Resultados Obtidos	55
4	ESTUDO ECONÓMICO	61
4.1	Orçamento do sistema FV.....	63
4.2	Análise Económica do Projeto	64
4.2.1	Análise Financeira do Sistema FV sem Armazenamento.....	66
4.2.2	Análise do Sistema FV com Armazenamento	69
4.3	Resultados e Análise Económica.....	71
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	79
5.1	Conclusões	79
5.2	Sugestões de trabalhos futuros	80
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
6.1	Legislação	86
7	ANEXOS	91
7.1	Anexo A	91
7.2	Anexo B	93
7.3	Anexo C	94
7.4	Anexo D	95
7.5	Anexo E	96
7.6	Anexo F.....	97
7.7	Anexo G	98
7.8	Anexo H	99
7.9	Anexo I	100
7.10	Anexo J	101
7.11	Anexo K	102

INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento Geral

1.2 Objetivos da Dissertação

1.3 Conteúdo da Dissertação

1 INTRODUÇÃO

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito da unidade curricular de Dissertação Projeto e Estágio, que integra o segundo ano do Mestrado em Energias Sustentáveis, do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Nesta dissertação será feito um estudo de dimensionamento técnico e estudo económico de dois sistemas fotovoltaicos residenciais de forma a comprovar que Angola apresenta um potencial solar capaz de suprir as necessidades energéticas da população. Utilizando assim, um recurso energético mais sustentável e menos dispendioso quando bem dimensionado.

Neste primeiro capítulo é feito o enquadramento do tema da dissertação, a apresentação dos principais objetivos e da organização estrutural da presente dissertação.

1.1 Enquadramento Geral

Em Angola, atualmente com cerca de 33 milhões de habitantes, somente 43,7% da população tem acesso à energia elétrica, não há um sistema elétrico capacitado para gerar energia para toda a população. Estima-se um aumento considerável na procura pela eletricidade nas próximas décadas e tendo em conta o baixo índice de eletrificação do país nasce uma oportunidade para apostar em tecnologias de energias renováveis com objetivo de satisfazer a demanda.

O sol é uma enorme esfera de gás incandescente, onde no seu núcleo ocorrem reações termonucleares com temperaturas de 2 a 15 milhões de graus centígrados, que transformam hidrogénio em hélio libertando uma enorme quantidade de energia que atravessa o seu interior e irradia para o espaço sideral, sob forma de luz e calor [1].

Segundo Emílio Cometta “a quantidade de energia solar que atinge a terra em dez dias é equivalente a todas as reservas de combustível conhecidas” [2]. Fazendo com que esta energia seja a fonte de energia permanente mais abundante do planeta, a energia solar intercetada pelo planeta é muito superior à soma de todas as outras energias utilizadas.

Assim, com esta dissertação estuda-se de que forma se poderá aproveitar a energia proveniente do sol, apoiando-se na produção fotovoltaica como a solução mais eficiente e sustentável para o aumento da taxa de eletrificação de Angola.

1.2 Objetivos da Dissertação

O objetivo principal deste projeto é avaliar o potencial solar de Angola analisando a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos instalados em uma residência localizada em Luanda. Dada a complexidade inerente a este objetivo, sentiu-se a necessidade de o subdividir em múltiplas tarefas de realização mais simples, tais como:

- Dimensionar dois sistemas fotovoltaicos residenciais acoplados à rede, com e sem sistema de armazenamento em baterias;
- Fazer uma análise técnico-financeira dos sistemas fotovoltaicos.

1.3 Conteúdo da Dissertação

A dissertação divide-se em 4 partes distintas, na primeira parte do trabalho é feita uma descrição geral sobre Angola e o seu sector elétrico, é retratado o seu funcionamento, a estrutura do sistema atual e do cenário futuro.

A segunda parte da dissertação é a parte em que é feito um estudo mais didático e aprofundado sobre os temas a cerca da energia fotovoltaica. Descreve-se alguns elementos necessários para a compreensão da energia solar fotovoltaica, como o princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, os tipos de módulos e os principais tipos de sistemas fotovoltaicos com os equipamentos que os integram. Para complementar a análise teórica, é feita uma caracterização do recurso solar em Angola.

Na terceira fase identificam-se os possíveis sistemas a instalar, procede-se ao dimensionamento dos sistemas FV e apresentam-se os resultados obtidos através da simulação no PvSyst. Por fim, na quarta e última parte do trabalho é feito o estudo técnico e económico dos sistemas. São analisados os sistemas anteriormente dimensionados com o objetivo de selecionar o mais vantajoso para ser implementado em Angola.

ENQUADRAMENTO TEÓRICO

2.1 Angola

2.2 Sistema Elétrico em Angola

2.3 Energia Fotovoltaica

2.4 Sistema fotovoltaico

2.5 Potencial Solar de Angola

2 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

2.1 Angola

Angola é um dos 54 países do continente africano, situado na região ocidental, onde faz fronteira a norte com a República do Congo e a República Democrática do Congo, a leste com a Zâmbia, a sul com a Namíbia e a Oeste com o oceano atlântico. Possui uma extensão geográfica de 1.246.700 km², uma costa atlântica de 1.650 km e cerca de 4.837 km de fronteiras terrestres [3].

O estado angolano está dividido em 18 províncias, subdivididas em municípios (163) e as comunas (547). A capital de Angola é a província de Luanda com uma extensão de 2.417 km, sendo a menor província do país, porém com o maior número de habitantes.

2.1.1 Clima

O clima em Angola é fortemente caracterizado por duas estações: das chuvas, que é a estação mais quente que vai de outubro à abril, e a seca (conhecida por Cacimbo) entre os meses de maio à setembro, com temperaturas mais baixas. A estação chuvosa no verão é desencadeada pela zona de convergência intertropical (ZCIT), que é uma faixa de baixas pressões que cria fortes tempestades que caracterizam os intertrópicos [4]. Devido à localização na zona intertropical e subtropical do hemisfério Sul, à proximidade ao mar e as especificidades do seu relevo, Angola tem o seu clima influenciado por vários fatores dando origem às regiões climáticas distintas. Esta diversidade climática resulta num património natural riquíssimo em flora e fauna, possibilitando a prática de todo o tipo de atividade e exploração quando adequada.

2.1.2 Recursos Naturais

Para além do património natural, Angola possui um vasto e diversificado conjunto de recursos minerais, destacando-se o petróleo, gás natural, diamantes, fosfatos, substâncias betuminosas, ferro, cobre, magnésio, ouro e rochas ornamentais. O solo apresenta um grande potencial energético, estima-se que o seu subsolo possua 35 dos 45 minerais mais importantes do comércio mundial, porém, grande parte das riquezas do subsolo angolano está ainda por explorar. Em termos de recursos hídricos, possui um grande potencial hidroelétrico. Dos 4 principais rios de Angola o maior é o rio Kwanza, que dá o nome à moeda nacional, com 1000 km de longitude, é o rio que abastece a

barragem da Laúca, a seguir vem o o Kubango com 975 km, o Cunene com 800 km e, finalmente o Zaire com 150 km de longitude, sendo estes rios capazes de albergar as maiores barragens do país [3].

2.2 Sistema Elétrico em Angola

Angola, um país rico em recursos energéticos que ainda vive preso ao passado, tem como uma das principais fontes de energia os recursos de origem fóssil, uma solução finita e pouco sustentável. A exploração deste tipo de recurso tem sido excessiva ao longo dos anos e os problemas associados ao seu consumo tornam-se uma grande preocupação devido ao impacto ambiental do seu uso. Como a produção de combustíveis fósseis contribui para o aumento de emissão de gases de efeito estufa, a sociedade vê-se alertada para implementar estratégias e medidas que contrariem este crescimento, procurando assim fontes de energia mais sustentáveis e melhores para o meio ambiente.

A gestão de recursos energéticos é uma das principais preocupações do país. Em termos energéticos é correto afirmar que Angola possui diversidade e quantidade. Para além de inúmeros jazigos de petróleo, possui reservas de gás natural e apresenta um grande potencial para energias renováveis, porém, o setor elétrico de Angola não reflete as riquezas energéticas que o país possui.

De acordo aos dados apresentados pelo Banco Mundial, apenas 46,9% da população tem acesso à energia elétrica [5]. O gráfico apresentado na Figura 1 demonstra a evolução da taxa de eletrificação em Angola.

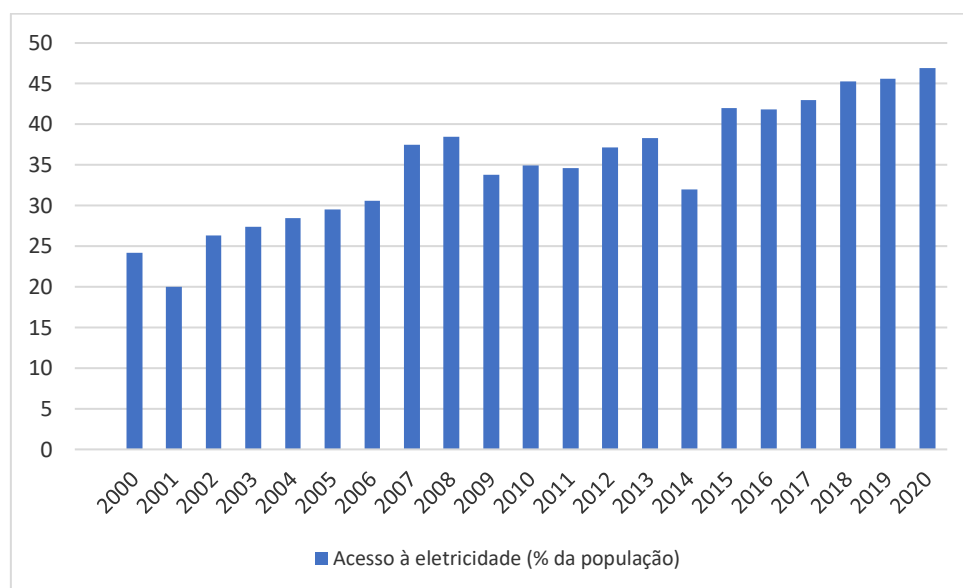


Figura 1-Acesso à eletricidade (% da população) [adaptada de 5]

Não obstante da baixa taxa de eletrificação, o fornecimento de energia é pouco regular. Há constantes falhas de distribuição para os poucos habitantes que têm acesso à eletricidade, sendo necessário recorrer a outras alternativas para a satisfação das necessidades energéticas. O uso de geradores de energia à base de combustíveis fósseis é uma dessas alternativas, que por sua vez têm um impacto negativo, tanto na saúde da população, no meio ambiente bem como para a economia do país.

Uma economia diversificada implica o pleno funcionamento de indústrias, um funcionamento que depende da energia produzida e distribuída. A produção de energia em Angola é insuficiente para a satisfação das necessidades dos consumidores quer domésticos, quer industriais, o que condiciona o desenvolvimento do sector industrial. Estima-se que o setor doméstico representa cerca de 41% do consumo energético, a seguir os serviços com 30% e indústrias com apenas 18%.

A estratégia de longo prazo “Angola 2025” aponta um crescimento de 25% do consumo de energia para atender a industrialização do país [6]. A meta de 25% de peso da indústria reflete a grande expectativa nos projetos mineiros e industriais para o país nos próximos anos, até 2025 espera-se que estes números aumentem, conforme é retratado na Figura 2 [6].

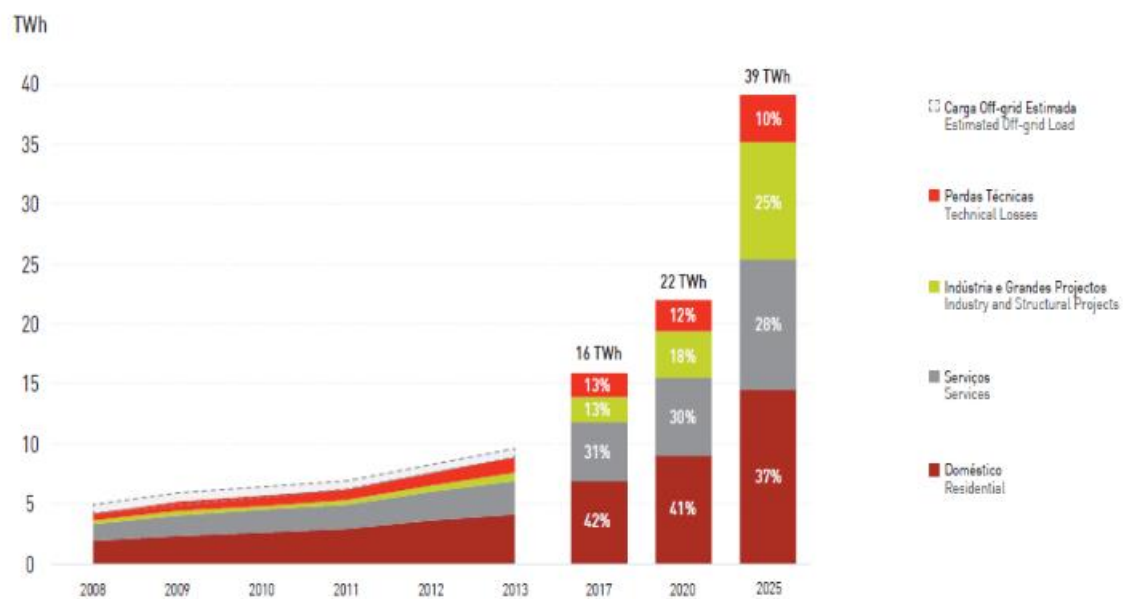


Figura 2-Consumo energético por setor [6]

Os países mais desenvolvidos industrialmente têm integrados nos seus sistemas de energia fontes renováveis por tornarem os sistemas energéticos mais completos, eficazes e eficientes. Angola é um país com grande potencial, porém com pouco investimento no setor de energias renováveis.

Devido a indisponibilidade energética que apresenta, a resolução dos problemas energéticos com base na utilização de fontes de energia renováveis tem de assumir um lugar prioritário nas tarefas do governo para que se obtenha uma economia forte, sustentável e menos dependente do petróleo. Pode-se afirmar que o maior entrave no desenvolvimento da economia angolana é a sua excessiva institucionalização a par da produção do petróleo [7].

A economia de Angola é fortemente dependente da produção e exportação de hidrocarbonetos, tornando-se vulnerável às oscilações do preço do petróleo bruto. O setor de petróleo bruto representa cerca de um terço do produto interno bruto (PIB) do país e mais de 90% do total das exportações. De acordo com o Grupo Banco Mundial, Angola é o segundo maior produtor de petróleo de África, a seguir à Nigéria, tendo como uma produção média anual de 1,147 milhões de barris de petróleo por dia [5].

A atual matriz energética de Angola demonstrada na Tabela 1, é constituída maioritariamente por duas fontes: a hídrica e térmica (de derivados de petróleo). Atualmente as centrais hidroelétricas representam 61% da energia elétrica produzida em Angola e as restantes energias renováveis não têm grande peso [6]. Entretanto, somente a energia hídrica não é suficiente para suprir as necessidades energéticas do país.

Tabela 1-Matriz energética de Angola [adaptada de 6]

Tipo de Produção	Potência Instalada	Peso
Hídrica	3,005 GW	61%
Térmica	1,866 GW	31%
Gás Natural	0,375 GW	7%
Energias Renováveis	0,063 GW	1%

A implementação da energia solar na matriz energética angolana irá contribuir para o aumento da eletrificação do país principalmente nas zonas rurais. Devido à falta de condições de vida, a população das zonas rurais é forçada a migrar para outras zonas, razão pela qual a capital do país, encontra-se sobrepovoada e cujas estruturas não suportam a população nela existente. Assim, a busca pela eletricidade da rede pública é grande e sobrecarrega a rede causando em muitos casos a quebra no fornecimento de energia elétrica.

O desenvolvimento do sector energético permitirá o desenvolvimento de outras áreas do país. A energia contribuirá para o desenvolvimento da atividade económica através da melhoria do ambiente produtivo (no sector de transporte e comunicações) e na diversificação da economia. O aumento do acesso à eletricidade nas povoações rurais, irá contribuir para a redução das migrações, desta forma, as zonas rurais deixarão de

estar despovoadas, permitindo a criação de condições de vida favoráveis e criar um melhor cenário para o desenvolvimento do sector agrícola angolano, abrindo assim um caminho para uma Angola economicamente diversificada.

Um país com capacidade de ser autossuficiente como Angola requer um sistema elétrico funcional. A indisponibilidade energética representa uma clara ameaça ao crescimento económico do país. Por esta razão, a resolução dos problemas energéticos tem de assumir um papel prioritário. O estado precisa de implementar mecanismos de incentivo e financiamento para atrair investidores privados nos planos de desenvolvimento do sector elétrico, pois somente o estado não será capaz de resolver todos os problemas.

A integração do investimento privado nos projetos do sector energético irá acelerar a eletrificação, melhorar a viabilidade dos projetos e reduzir o impacto ambiental dos combustíveis fósseis. Para além da grande dificuldade em estabilizar-se no mercado, muitos projetos FV não são avançados devido ao alto custo de investimento inicial e as baixas tarifas praticadas. A par disso, muitos especialistas como a ex diretora do departamento de energias renováveis de Angola, Sandra Cristóvão, defendem que há a necessidade de se criarem incentivos à produção FV com um regime de tarifas mais adequadas, criação de subsídios, créditos ao investimento, benefícios fiscais, acordos de compra/venda e créditos de redução de gases de efeito estufa, para que haja apostas nos projetos renováveis [8].

2.2.1 Previsões/Expetativas para o Sistema Elétrico de Angola

Prevê-se a implementação de uma estratégia de longo prazo para o desenvolvimento do setor energético, a estratégia denominada “Angola Energia 2025”, que estabelece um conjunto de objetivos para o sector elétrico, destacando como prioritário o aumento da taxa de eletrificação para 60% até 2025.

Na Figura 3 faz-se uma comparação entre Angola e países que integram FER e constata-se que para Angola posicionar-se entre os países mais eletrificados como Portugal e EUA, é fundamental um sistema eficiente e dotado das novas energias renováveis. Assim, o governo angolano aprovou a estratégia nacional para as novas energias renováveis com uma meta global de 800 MW e metas concretas para cada uma das principais fontes, biomassa, solar, eólico e mini-hídricas [6].

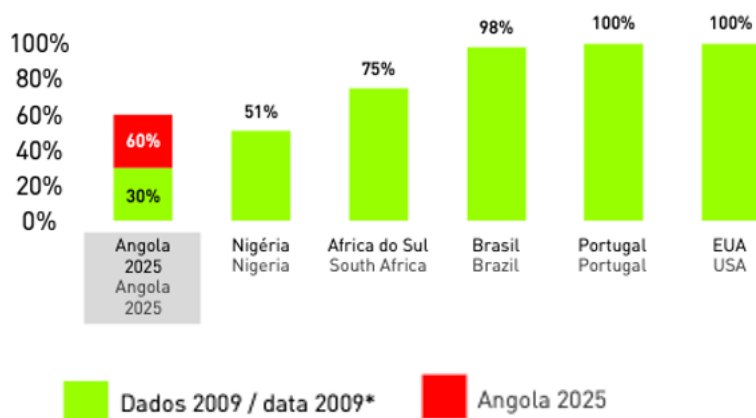


Figura 3-Comparação da taxa de eletrificação [6]

Consolidando os objetivos para 2025, destacam-se os seguintes [6]:

1. Potencializar o papel das energias renováveis, incluindo a geração com base em outros recursos endógenos ou agropecuários, biogás, etc.

A meta de 800 MW em FER conta com 500 MW de biomassa e 100 MW para cada uma das restantes fontes: eólica, solar e mini-hídricas.

2. Interligar e redimensionar as cargas dos Sistemas Norte, Centro, Sul e Leste;

A repartição de cargas entre os sistemas demonstrada na Figura 4, irá permitir um maior equilíbrio territorial. O sistema norte crescerá de 1 GW para 4,3 GW, mas verá o seu peso reduzir de 80% para 60%, para que o sistema centro tenha 19%, o sistema sul com 11%, o sistema leste com 7% e cabinda com 3%. Para a interligação dos sistemas Norte, Sul e Centro deverão ser implementadas novas tecnologias energéticas e construídas novas centrais.

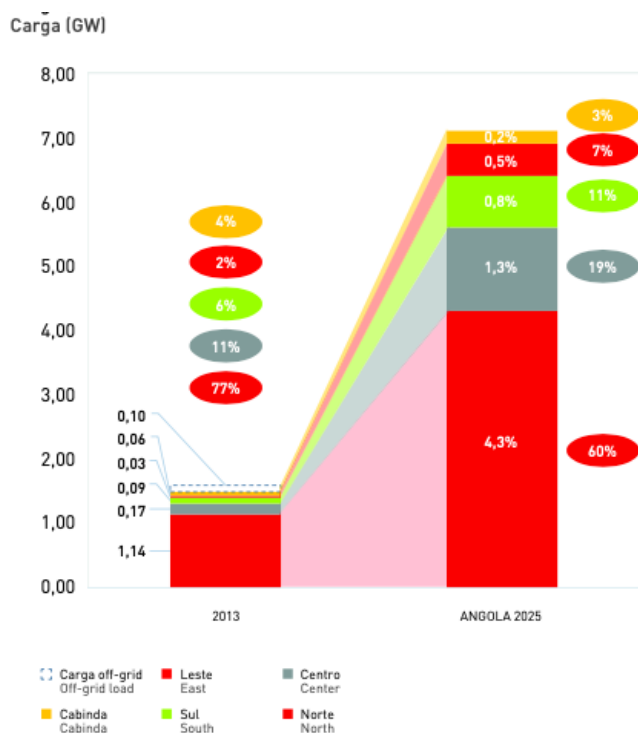


Figura 4-Distribuição de carga por sistema até 2025 [6]

3. Expandir a eletrificação das zonas rurais;

A eletrificação rural é uma medida de política estratégica de inclusão social, que servirá para promover o desenvolvimento humano em zonas mais carenciadas. Serão considerados 3 modelos de implementação para a eletrificação rural:

- A eletrificação rural por extensão da rede: o modelo de proposto baseia-se principalmente na construção de subestações de 60 kV a partir de subestações existentes ou planeadas de 220 kV.
- A eletrificação por sistemas isolados: assenta na eletrificação de 31 locais com recurso a sistemas isolados abastecidos por mini-hídricas, diesel ou solar.
- A eletrificação por sistemas individuais: este modelo inclui a criação de 500 aldeias solares [6].

Em Anexo A encontram-se os mapas seguindo os 3 modelos de eletrificação das zonas rurais.

2.2.2 Legislação

A estrutura legal do sector elétrico iniciou em 1996, com a publicação da Lei Geral de Eletricidade, aprovada pela Lei n.º 14-A/96, de 31 de Maio. Esta lei aliada à Política de Segurança Energética de Angola de 2011, permitiu abrir o caminho para a publicação dos novos regulamentos essenciais para o mercado de energia e a alteração da própria Lei Geral de Eletricidade.

Decreto Presidencial nº 76/26- Página 2 (2021): LEI GERAL DE ELECTRICIDADE

Objetivo: Na redação que lhe é dada pela Lei n.º 27/15, de 14 de dezembro, o Decreto Presidencial n.º 76/21 estabelece o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como se estabelece as bases de concessão de produção, transporte e distribuição de energia.

Durante o desenvolvimento dos princípios da Lei Geral de Eletricidade foi promovida a audição dos principais agentes do subsector de energia, de empresas públicas e privadas que atuam na cadeia de valor do mercado elétrico angolano, assim como direções do departamento ministerial com a superintendência da energia, como a direção nacional de energia elétrica, a direção nacional de eletrificação rural e local e a direção nacional de energias renováveis, criando assim a base do sistema elétrico nacional [9].

Composição do Sistema Elétrico Nacional: ARTIGO 3º. O Sistema Elétrico Nacional compreende o Sistema Elétrico Público (SEP) e o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) [9]. O Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) inclui a produção independente, a autoprodução, o abastecimento privativo próprio e o abastecimento privativo de sistemas elétricos isolados [9].

Tendo em conta que a produção independente contribui para o desenvolvimento das energias endógenas e renováveis, a lei Geral de Eletricidade introduz o conceito de produção independente de energia elétrica, com a possibilidade de interligar e injetar os seus excedentes ao Sistema Elétrico Público através da celebração de contrato de aquisição de energia. Assim, houve a necessidade de criar as regras de acesso à atividade de produção independente de energia elétrica em regime geral e instituir os regimes especiais para a produção independente renovável e de emergência para o cumprimento das metas da estratégia nacional para as novas energias renováveis.

Foi publicado o Decreto Presidencial nº. 43/21, de 17 de fevereiro, que aprovou o novo Regulamento da Produção Independente de Energia Elétrica. O Regulamento estabelece o regime jurídico aplicável à produção independente de eletricidade, e detalha as normas de carácter geral sobre esta matéria previstas na Lei Geral da Eletricidade - Lei n.º 14-A/96, de 31 de maio de 1996 (alterada pela Lei 27/15, de 14 de dezembro de 2015) [9].

Decreto Presidencial nº 43/21- Página 1 (2021): REGULAMENTO DE PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELECTRICA

Objetivo: ARTIGO 1°. O presente regulamento estabelece o regime jurídico aplicável à produção independente de eletricidade e as regras sobre a aquisição do seu excedente para o abastecimento público [10].

Âmbito de aplicação: ARTIGO 2°. O regulamento aplica-se a todas pessoas singulares e coletivas que exercem a atividade de produção independente de energia elétrica, destinada à satisfação própria e que estejam autorizadas a injetar os excedentes de energia no Sistema Elétrico Público (SEP).

Classificação e regimes de produção: ARTIGO 4°. Nos termos do regulamento, a produção de eletricidade independente pode assumir duas qualificações distintas: a produção independente em regime geral; e a produção independente em regime especial a qual, pode ser classificada como produção independente renovável ou produção independente de emergência. Considera-se produção independente renovável as unidades de produção independente com base exclusivamente em fontes renováveis e que cumpram os requisitos estabelecidos no artigo 12° do presente regulamento [10].

Requisitos para o acesso ao regime especial de produção: ARTIGO 12°. Para se proceder ao registo de uma unidade de produção independente renovável simples a pessoa singular ou coletiva, deve-se cumprir os seguintes requisitos [10]:

- Dispor, à data do pedido de registo, de uma instalação de utilização de energia elétrica e titularidade de contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador de eletricidade;
- Possuir instalação de produção cujo combustível é exclusivamente baseado em fontes renováveis;
- A potência instalada é inferior a 10 MW, a 200% da potência contratada de consumo e superior a 100 kW;
- A instalação de produção está interligada, diretamente ou através da rede nacional de transporte ou de distribuição respetiva, instalação de utilização.

O mesmo decreto ainda aprova como preço aplicável à fonte renovável o valor de 25 kwanzas por cada kWh para todas as fontes renováveis até à sua revisão pelo regulamento tarifário [10].

2.2.3 Sistemas do Setor Elétrico

O sector elétrico em Angola é caracterizado por uma potência instalada acima de 4,889 GW distribuída por regiões agrupadas em quadro sistemas independentes: o Sistema Norte, Sistema Central, Sistema Sul e Leste [6]. Como demonstrado na Figura 5, constata-se que o sistema norte é aquele que apresenta maior capacidade produtiva, sendo que este sistema também alimenta a região de Luanda. Em 2014 o sistema norte representava cerca de 78% do consumo total de eletricidade no país, segundo o censo de 2014, viviam mais de 6 milhões de habitantes em Luanda e verificava-se a maior concentração de indústrias e serviços do país. Até 2025 espera-se um aumento significativo na capacidade de produção principalmente nos outros sistemas, alicerçados na construção de novos aproveitamentos energéticos renováveis.

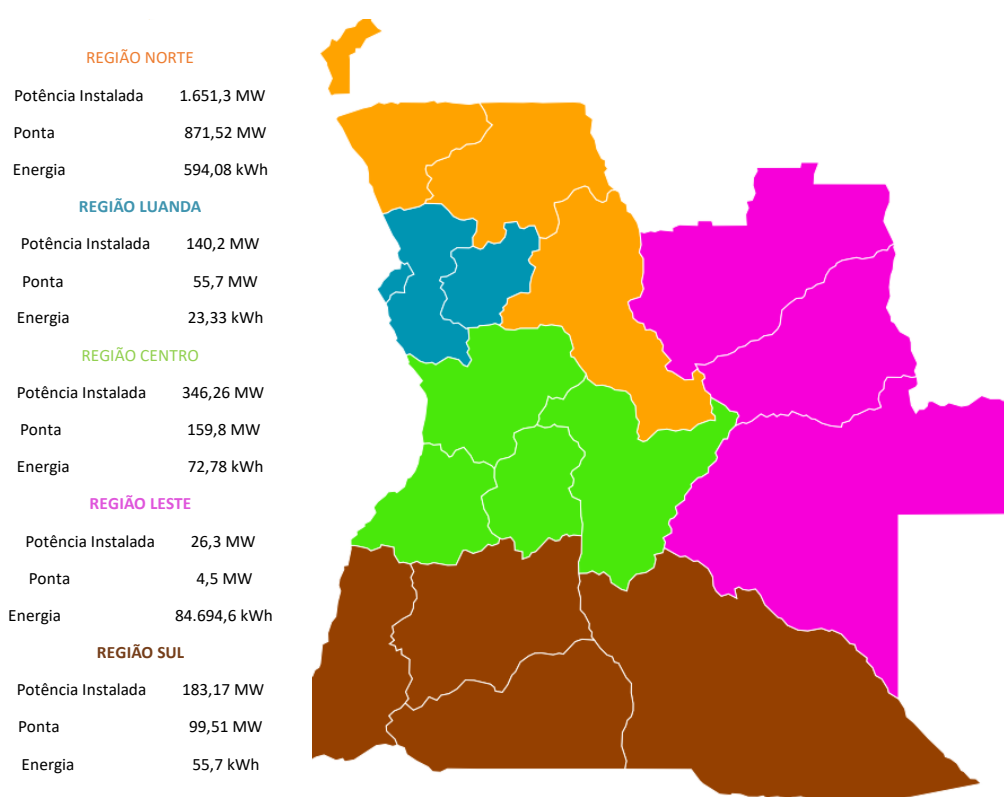


Figura 5-Potência instalada por região [6]

2.2.4 Cadeia de Gestão Elétrica

Como é retratado na Figura 6, a estrutura do setor elétrico encontra-se monopolizada por empresas públicas como a PRODEL, RNT e ENDE, num futuro próximo espera-se mais a participação do setor privado para a descentralização da cadeia energética.

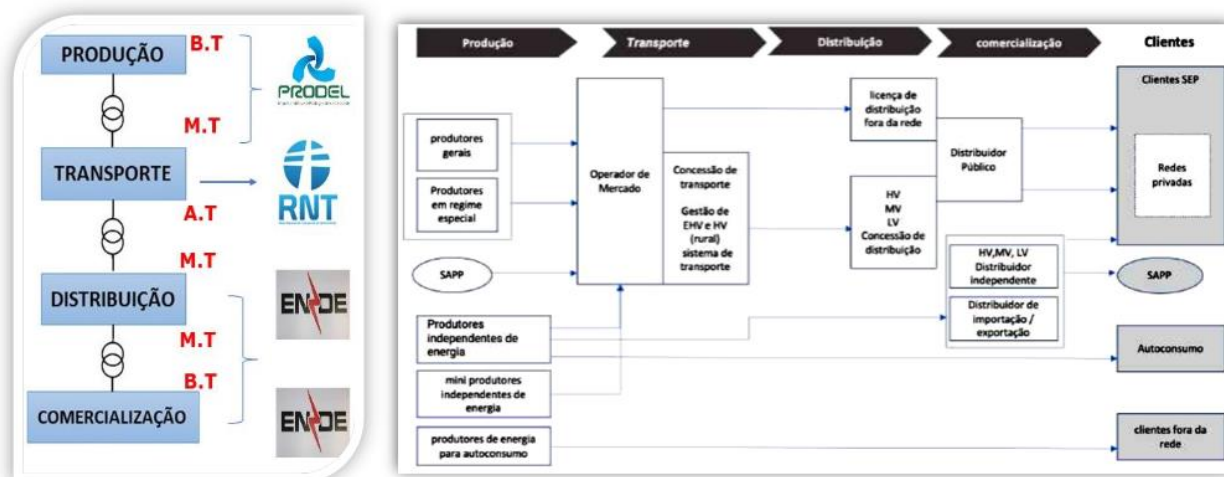


Figura 6-Estrutura do setor elétrico atual e futura [14]

2.2.4.1 Produção

A PRODEL é a entidade criada com objetivo principal de gerir a produção de energia elétrica no âmbito do Sistema Elétrico Público (SEP), nos termos e condições das respetivas concessões ou licenças [6]. As principais centrais da PRODEL encontram-se na tabela 2, baseiam-se em fontes térmicas e hidroelétricas.

Tabela 2-Principais centros produtores da Prodel [adaptada de 12]

Central produção	Ponta máx. produção (MW)
Capanda	441,00
Laúca	907,80
Cambambe	632,00
Soyo	240,90
CFL	41,00
Cazenga	15,90
Gove	31,40
Belém	0,00
Quileva	37,20
Matala	0,00
Xitoto III	39,60
Tchiumbwe Dala	6,70

As centrais foram instaladas estrategicamente em locais com grande concentração de carga com intuito de suprimir a demanda de energia elétrica da região, operando em ilha ou interligada no sistema. De acordo aos dados da PRODEL, até 2021, a produção hidroelétrica em termos de capacidade instalada caracterizava-se de acordo às tabelas expostas em Anexo B [12]. Em relação à produção térmica e de motores, a PRODEL tem enquadrado no seu parque de produção 7 centrais à turbina e 35 centrais que utilizam motores como máquinas primárias de acionamento dos rotores dos alternadores para gerar energia elétrica. O gasóleo, jet B e o gás natural são os combustíveis mais utilizados para a produção de energia elétrica nas centrais térmicas [13].

2.2.4.2 Transporte

A Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT-EP), atua como comprador único de toda a energia produzida no Sistema Elétrico Público (SEP), atua como entidade intermediária na compra e venda de energia entre produção e distribuição, fomentando a concorrência entre os diversos centros electroprodutores, de forma a minimizar o custo de produção de energia no país. Com um comprimento de linhas de 5.235,89 km, com capacidade total de transformação de 11.691,3 MVA e 38 subestações dentre as quais 2 postos de seccionamento [14], é um dos objetivos da estratégia 2025 aumentar o comprimento das linhas de transmissão com atualmente 5.235,89 km para 16.350 km até o ano de 2025. O número de subestações da RNT também aumentará de 36 em 2013 para 152 em 2025 [6].

2.2.4.3 Distribuição e Comercialização

A ENDE é responsável pela distribuição e comercialização de eletricidade a nível nacional no âmbito do Sistema Elétrico Público (SEP). Efetua a exploração e utilização das infraestruturas das redes de distribuição em alta, média e baixa tensão em regime de serviços públicos nos termos da Lei Geral de Eletricidade e seus Regulamentos [15].

Após o transporte da energia elétrica em alta tensão (AT) até às subestações dos centros de consumo, é feita a distribuição em várias linhas, cada uma delas destinada a alimentar uma zona. Das linhas de distribuição de AT são retiradas derivações para postos de transformação que transformam energia elétrica AT para baixa tensão (BT) de forma a ser entregue ao utilizador. A ENDE até o ano de 2019 tinha um total de 2.105.851 clientes, concentrados maioritariamente em Luanda [15].

2.2.5 Tarifas de Eletricidade

O tarifário de eletricidade em Angola é considerado o mais baixo da região austral do continente africano, onde a taxa ronda os 16 cêntimos, segundo o ministro da Energia e Águas, João Baptista Borges. [16] Angola tem tarifas de eletricidade baixas que impõem várias limitações no desempenho regular da empresa, bem como na reposição de materiais para acudir eventuais avarias. As categorias tarifárias aprovadas pelo Decreto Executivo nº 122/19 de 24 de maio, revogando o Decreto Executivo 705/15 de 30 de dezembro, são conforme a tabela 3.

Tabela 3-Tarifa de consumidores de baixa tensão [adaptado de 15]

Categoria Tarifária	Tensão	Potência	Preço (Kz)	Preço (€)
Doméstica Baixa Renda	<1 kV	=1,3 kVA	2,46 Kz/kWh	0,0044 €/kWh
Doméstica Social	<1 kV	=3,0 kVA	6,41 Kz/kWh	0,011 €/kWh
Doméstica Geral	<1 kV	>3,0 kVA e ≤9,9 kVA	10,89 Kz/kWh	0,019 €/kWh
Doméstica Especial	<1 kV	>3,0 kVA e ≥9,9 kVA	14,74 Kz/kWh	0,026 €/kWh

O sistema de faturação da ENDE permanece abaixo dos padrões, porque para além da baixa tarifa, a elevada dívida acumulada por parte dos clientes limita a capacidade da empresa de aumentar o acesso à eletricidade e a expansão da rede elétrica nacional.

2.3 Energia Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica consiste na geração de energia através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Quando os fótons da radiação solar incidem em uma lâmina de material semiconductor e fotossensível produzem energia elétrica, a este fenómeno dá-se o nome de efeito fotovoltaico. Este efeito foi experienciado pela primeira vez em 1839 por Edmund Becquerel, que produziu uma corrente elétrica ao expor à luz dois elétrodos de prata num eletrólito [17].

2.3.1 Princípio de Funcionamento de uma célula solar

Em 1877, W.G. Adams e R.E. Day construíram a primeira célula solar baseada em dois elétrodos de selénio que produziam uma corrente elétrica quando expostos à radiação, mas a eficiência destes sistemas era muito reduzida [25]. Só em 1954, nos Estados Unidos da América, D.M. Chapin e colaboradores do Bell Laboratory registavam a patente de uma célula solar em silício com uma eficiência de 4.5%. [18] Atualmente, a maioria das células solares ainda são à base de silício, uma vez que esta apresenta características únicas, nomeadamente a sua abundância no planeta e por ter vantagens económicas e técnicas.

O silício é um material semiconductor com 4 eletrões na camada de valência ligados por ligação covalente. O número de eletrões na última camada define quantos deles podem libertar-se do átomo em função da absorção de energia externa ou se esse átomo poderá ligar-se a outros por ligações covalentes. Num cristal de silício, cada átomo compartilha 4 eletrões com os vizinhos por ser um elemento tetravalente, de modo a haver 8 eletrões em torno de cada núcleo, tal como é demonstrado na Figura 7 [19].

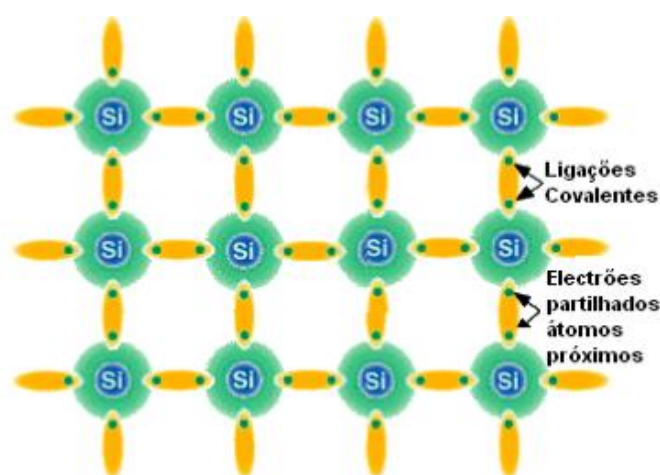


Figura 7-Partilha de eletrões [19]

Os materiais semicondutores são os mais adequados para uso em painéis FV pois são sólidos que possuem uma estrutura cristalina de condutividade elétrica intermédia que lhes permite transmitir e controlar a corrente elétrica. O tamanho da banda proibida define o comportamento elétrico dos materiais, condutores e isolantes. Os semicondutores possuem a capacidade de alterar a sua característica de material isolante para condutor com grande facilidade por possuírem uma banda proibida de pequena dimensão onde os eletrões livres podem deslocar-se da banda de valência para a banda de condução, quando recebem energia suficiente [19]. As propriedades elétricas de semicondutores podem ser explicadas a partir de dois modelos: o modelo das ligações e o modelo da banda.

2.3.1.1 Modelo das ligações

O modelo das ligações assenta na influência da temperatura na rutura das ligações covalentes que unem os átomos de silício para fundamentar o comportamento de semicondutores. A condutividade dos semicondutores varia com a alteração da temperatura, o que faz com que atinjam uma condutividade semelhante à dos metais. Em baixas temperaturas, as ligações permanecem estáveis e o silício se comporta como um isolante, já em temperaturas elevadas, algumas ligações se rompem e dá-se a condução por dois processos [20]:

- os eletrões de ligações quebradas tornam-se livres para se movimentar;
- outros eletrões vizinhos podem preencher o buraco criado pela rutura da ligação covalente, propagando-se, como se houvesse uma carga positiva.

2.3.1.2 Modelo das bandas

Na Figura 8 é retratado o modelo das bandas, que se traduz na quantidade de energia que os eletrões recebem para se tornarem livres e sair da camada de valência passando pela banda proibida, para a banda de condução que é onde, sob ação de um campo elétrico, se forma a corrente elétrica.[20]

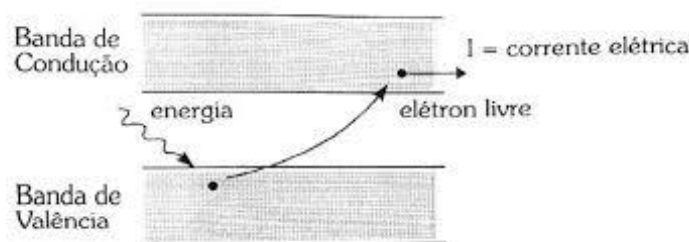


Figura 8-Modelo das bandas [20]

Assim, quando um fóton da radiação solar que contém energia superior à energia de ligação atinge um elétron da banda de valência, este ganha energia suficiente para se deslocar para a banda de condução, deixando um buraco no seu lugar, o qual se comporta como uma carga positiva. Neste caso, diz-se que o fóton criou um par elétron-buraco. A quantidade de energia necessária para que o elétron efetue essa transição é chamada de gap de energia.

Para além da variação de temperatura e energia, o grau de pureza é outro fator que condiciona a produção de corrente. O silício puro não produz energia elétrica devido ao facto de os elétrons presentes na banda de condução moverem-se até recombinarem-se aos buracos criados, pois, estes têm a carga positiva. Sabe-se que para existir corrente elétrica é necessário haver uma diferença de potencial entre as duas zonas da célula. Ao adicionar átomos de elementos diferentes alteramos significativamente as propriedades do cristal puro, criando duas camadas na célula de diferentes cargas. A este processo de alteração do grau de pureza dos semicondutores através da inserção de outros átomos diferentes denomina-se de dopagem [20].

2.3.1.3 Dopagem-Junção PN

Quando acrescentamos um elemento de 3 elétrons na camada de valência como o boro, obtemos o semicondutor do tipo “P”. Devido a diferença de números de elétrons, o boro ao associar-se ao silício estabelece uma ligação com um número insuficiente de elétrons, criando uma lacuna. A ausência deste elétron é considerada um buraco, comportando-se como uma carga positiva.

Já o fosforo que é um elemento de 5 elétrons na camada de valência, quando é adicionado cria a região “N”, criando um excesso de cargas negativas, onde os elétrons livres excedem as lacunas. Dos seus cinco elétrons, quatro se associam ao átomo de silício, e o quinto fica livre na estrutura do material [20].

Os materiais do tipo P e N são a base para construção dos dispositivos semicondutores, nenhuma potência pode ser produzida num semicondutor sem um meio para dar direccionalidade ao movimento de elétrons. Esta direccionalidade ao movimento de elétrons é dada pelo campo elétrico criado pela junção dos materiais P e N [20]. Numa célula solar, os elétrons e os buracos excitados pelos fótons da radiação solar, movem-se para os terminais negativo e positivo respetivamente, quando se estabelece ligação dos terminais a um circuito circulará uma corrente elétrica contínua (DC). À junção formada pela união dos materiais semicondutores do tipo p (muitos buracos e poucos elétrons) e do tipo n (muitos elétrons e poucos buracos), chama-se junção PN, tal junção é retratada na Figura 9 [21]:

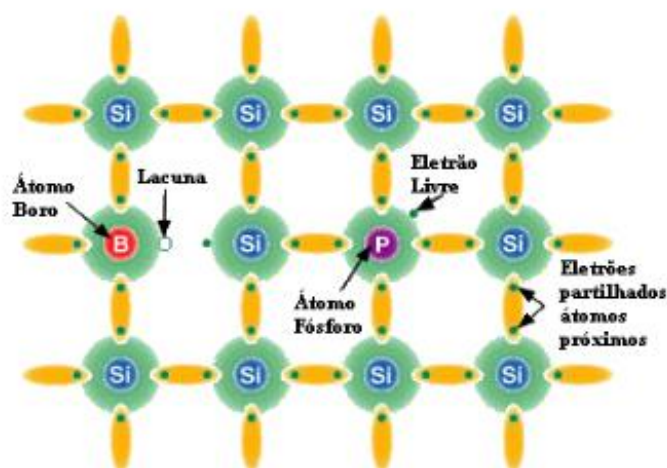


Figura 9-Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [21]

2.3.2 Módulo Fotovoltaico

A tecnologia fotovoltaica convencional baseia-se num dispositivo conhecido como módulo fotovoltaico que é um agrupamento de células FV. Como uma única célula fotovoltaica possui baixa tensão e corrente de saída, para se obter tensões e correntes de saídas adequadas para a sua utilização é feito o agrupamento de várias células formando um módulo fotovoltaico. De acordo à classificação estrutural do silício cristalino, os módulos apresentam-se repartidas por três tipos principais: silício monocristalino, silício multicristalino (ou policristalino) e fitas de silício [22]. Os módulos mais utilizados são os módulos monocristalino por possuírem maior eficiência.

2.3.2.1 Módulo fotovoltaico silício monocristalino (m-Si)

O Silício monocristalino tem uma estrutura cristalina com cada átomo em uma posição ordenada, apresentado um comportamento previsível e uniforme. Em termos de eficiência, as células monocristalinas (m-Si) individuais testadas em laboratório possuem atualmente um rendimento até 24%, bastante próximo do máximo rendimento teórico. Os melhores módulos disponíveis no mercado apresentam um rendimento em redor dos 16%. No entanto, é uma tecnologia mais cara devido ao processo de produção. É necessária uma grande quantidade de energia para o seu fabrico devido o uso de materiais em estado muito puro e com uma estrutura cristalina perfeita [22]. A maioria dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino são obtidos a partir de fatias de um único grande cristal, mergulhados em silício fundido [23]. Para formação dos módulos comercializáveis, as células são conectadas através de filamentos condutores e encapsuladas em folhas de acetato de vinil etileno (EVA), e então recebem uma

cobertura frontal de vidro temperado e uma proteção. Esse conjunto laminado é montado em um perfil metálico, geralmente em alumínio [24].

2.3.3 Fatores que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Temperatura: ao contrário do que se pensa, o dia perfeito para uma produção eficiente é um dia ensolarado com um clima mais típico para o inverno. As zonas climáticas com calor excessivo não são as mais favoráveis para instalação de painéis solares, pois o calor pode degradar as células solares e, consequentemente, provocar alterações significativas nos parâmetros característicos. Um aumento na temperatura provoca uma diminuição da tensão. A variação da curva I-V com a temperatura é a seguinte:

- A potência de saída diminui com o aumento da temperatura;
- A tensão de circuito aberto diminui com o aumento da temperatura;
- A corrente de curto-circuito varia muito pouco com o aumento da temperatura [20].

Radiação: pelo sol possuir movimento aparente no céu, de acordo com a hora e dia do ano, é preciso fazer o acompanhamento desses movimentos para se obter a maior intensidade luminosa. Devido ao elevado custo dos equipamentos que se movimentam em função do movimento do sol (trackers), os módulos são normalmente instalados em posição fixa, pelo que se torna essencial determinar a melhor inclinação para cada região de instalação. Sendo a radiação que incide no painel solar um dos fatores mais influentes para a potência produzida, a corrente elétrica numa célula solar aumenta com o aumento da irradiância solar. Os parâmetros da curva I-V alteram-se com a variação da radiação pela seguinte forma:

- A potência de saída diminui com a diminuição da radiação incidente;
- A tensão de circuito aberto diminui pouco com a diminuição da radiação incidente;
- A corrente de curto-circuito diminui com a diminuição da radiação incidente [20].

2.4 Sistema fotovoltaico

Os painéis solares são os principais componentes do sistema fotovoltaico. O painel é o componente do sistema responsável pelo processo de captação da irradiação solar e a sua transformação em energia elétrica [25]. Estes são formados por um conjunto de módulos, compostos por células fotovoltaicas conectadas em série (para aumentar a tensão) e em paralelo (para aumentar a corrente do sistema).

Entre as principais vantagens que advêm com os sistemas fotovoltaicos quando comparados com os sistemas de produção de eletricidade convencionais constam: o baixo custo de manutenção, a fiabilidade e durabilidade, a baixa taxa de poluição e a facilidade de instalação. As principais desvantagens são: o custo de instalação elevado, a indisponibilidade energética em determinados períodos e a forte dependência da radiação solar e condições climáticas.

Como a energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico varia de acordo ao período do dia e condições climáticas, é necessário prover alguma forma de armazenamento ou geração auxiliar de eletricidade. No caso de existir uma ligação à rede de distribuição elétrica no local, a solução mais simples consiste em injetar a energia excedente produzida na rede, deixando-a disponível para outros consumidores e em período noturno, em que o sistema não gerar energia elétrica, utilizar a eletricidade fornecida pela rede elétrica ou armazenada em baterias. Deste modo, os sistemas fotovoltaicos podem classificar-se em sistemas ligados à rede, sistemas isolados e sistemas híbridos [25].

2.4.1 Sistemas Ligados à Rede (On Grid)

Os sistemas ligados à rede são sistemas de produção em que parte ou a totalidade da energia elétrica gerada é injetada na rede elétrica pública. O painel fotovoltaico produz energia elétrica em corrente contínua e após convertê-la para corrente alternada, é injetada na rede de energia elétrica. Essa conversão é dada pela utilização do inversor de frequência, que realiza a interface entre o painel e a rede elétrica.[26] Após essa conversão, a energia proveniente do sol pode ser utilizada no local de consumo ou pode ainda ser transferida para a rede elétrica. O sistema On-Grid é composto basicamente por vários painéis fotovoltaicos conectados ao inversor e, posteriormente, à rede de energia elétrica. Esse sistema pode ou não apresentar sistema de armazenamento de energia. Os sistemas fotovoltaicos ligados à rede são constituídos basicamente pelos seguintes equipamentos [26]:

Painel FV: é o gerador elétrico, converte a radiação solar para energia elétrica, em corrente contínua.

Inversor: converte a corrente contínua gerada pelo painel fotovoltaico em corrente alternada. Esse equipamento é capaz de deixar a tensão e a frequência compatíveis com a rede elétrica da concessionária, ao qual o sistema está interligado. Este dispositivo geralmente incorpora um seguidor de ponto de máxima potência (MPPT), necessário para otimização da potência final produzida.

Medidor de energia bidirecional: tem a função de medir energia consumida da rede, bem como a energia injetada na rede. Se o sistema FV gerar menos energia elétrica do que a necessário no momento, a rede pública fornece, automaticamente, para que não haja falta de energia para o consumidor. De maneira contrária e complementar, o sistema FV, ao produzir mais energia do que a necessária, faz com que essa energia excedente seja injetada na rede elétrica da concessionária. E, nesse caso, o medidor bidirecional irá contabilizar o excedente de energia que é injetado na rede, gerando um crédito na conta de energia no final do mês [26].

2.4.2 Sistemas Isolados (Off Grid)

Os sistemas Off-Grid são sistemas autônomos não conectados à rede elétrica. Por estes sistemas não trabalharem em paralelo com a rede elétrica convencional, são capazes de serem utilizados em locais onde não existe fornecimento de energia através da rede pública de distribuição. Existem dois tipos de autônomos: com armazenamento e sem armazenamento [26].

Para além do painel FV e inversor, os principais equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico OFF-GRID convencional são os seguintes [26]:

Controladores de carga: equipamento que regula e protege a bateria de ser completamente descarregada ou sofra sobrecarga de tensão. Em sistemas isolados, esses controladores devem ser projetados de acordo com as características dos diferentes tipos de baterias. Quando a bateria atinge plena carga, os controladores devem interromper o fornecimento de energia e desconectar o gerador fotovoltaico, para que assim se preserve a vida útil das baterias.

Baterias: são acopladas nos sistemas isolados para o armazenamento do excedente de energia produzida pelo módulo fotovoltaico, de modo que o consumidor possa utilizar em outro momento. Existem vários tipos de baterias no mercado, como as baterias de chumbo-ácido, baterias de íões de lítio, baterias de níquel-cádmio, etc. [26].

2.4.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são a associação de sistemas fotovoltaicos com demais fontes de energia para proporcionar carga nas baterias na ausência de radiação solar. No entanto, é um sistema complexo, já que necessita integrar diversas formas de produção de energia elétrica, como motores à diesel ou gás, ou por geradores eólicos [26].

2.5 Potencial Solar de Angola

Angola está entre os países com melhores condições climáticas para aproveitamento da energia solar, o país apresenta um número elevado de horas de sol e poucos períodos de céu nublado, por isso os níveis de radiação solar são bastante elevados. A materialização dos projetos, de acordo com as decisões estratégicas de Angola 2025 poderão ter reflexos na matriz energética nacional. Para testar o conceito de uma aldeia 100% solar num local com maior racionalidade económica face aos elevados custos de transporte do diesel, foi criada a sede do Município de Rivungo no Cuando Cubango 100% à base e energia FV. Trata-se de uma aldeia alimentada por um sistema fotovoltaico com armazenamento, que em caso de sucesso esta solução poderá ser implementada a outras sedes distantes e com o mesmo potencial solar [6].

A tabela 4 demonstra os valores de irradiação horizontal total (GlobHor), irradiação difusa horizontal (DiffHor), temperatura ambiente (T_Amb) e incidência global no plano dos sensores (GlobInc) para a capital de Luanda [27].

Tabela 4-Meteorologia mensal da cidade de Luanda [adaptada de 27]

	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (C°)	GlobInc (kWh/m ²)
Janeiro	201,20	85,20	27,50	190,60
Fevereiro	173,30	76,50	27,00	169,00
Março	186,10	80,10	27,40	187,80
Abril	165,80	70,10	27,00	173,60
Maio	160,90	59,70	26,40	174,60
Junho	140,30	58,10	23,90	153,60
Julho	124,80	72,60	23,20	133,30
Agosto	128,40	82,60	23,70	133,40
Setembro	148,60	73,10	24,60	151,40
Outubro	169,20	79,50	26,10	167,10
Novembro	178,20	83,80	26,10	170,30
Dezembro	190,00	79,00	25,59	178,20
Ano	1966,80	900,30	25,70	1982,90

O país dispõe de um número médio anual entre 5800 e 6300 horas de sol no seu território. Este valor pode ser comparado ao de Portugal que possui aproximadamente 2200 a 3000 horas de sol por ano no seu território e é feito o aproveitamento deste recurso de forma eficiente. Esta comparação comprova que de facto Angola apresenta um grande potencial solar a ser explorado [28]. O valor médio da radiação solar global

no plano horizontal que incide em Angola está compreendido entre 1350 e 2070 kWh/m²/ano e com este elevado potencial, o recurso solar torna-se o maior e o mais uniformemente distribuído recurso renovável do país.

Por ser um país tropical, a utilização da energia solar é exequível em praticamente todo o território angolano, especialmente nas províncias do Namibe, Cunene e Cuando-Cubango, que apresentam os maiores valores de radiação global. Na Figura 10 verifica-se a distribuição de norte a sul de Angola em termos de radiação global horizontal [6].

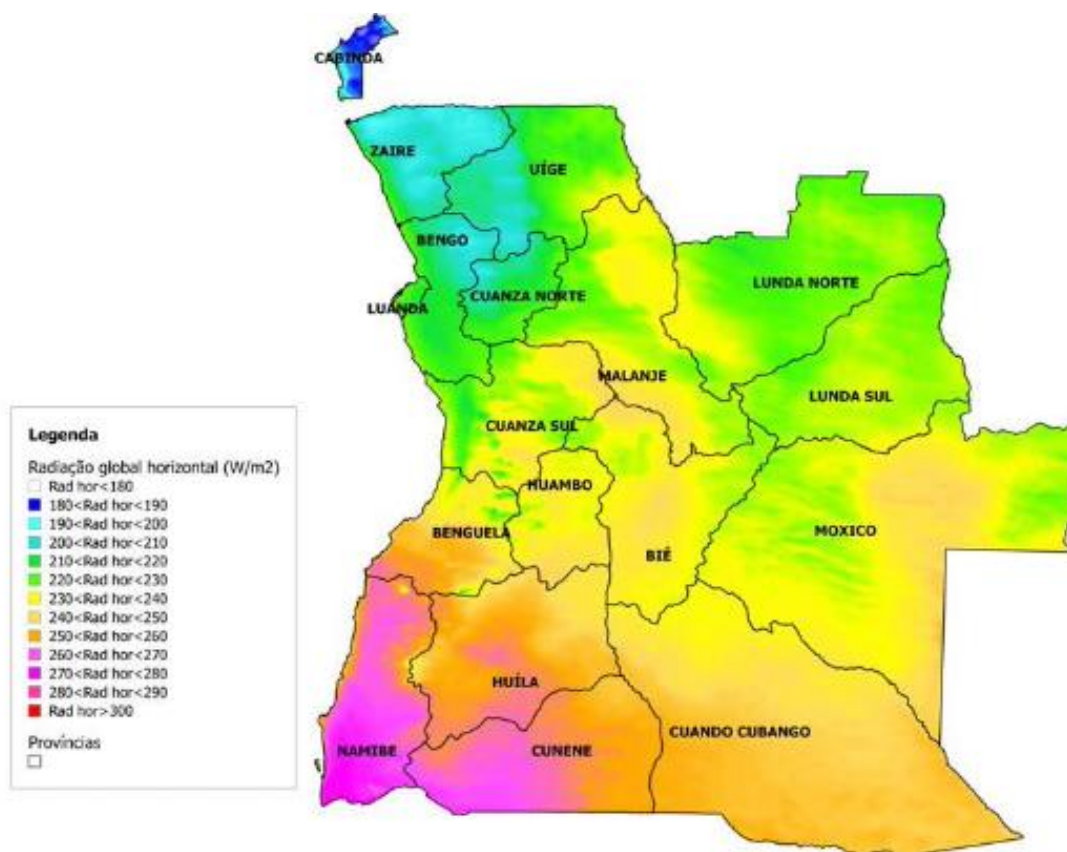


Figura 10-Radiação solar média [6]

A tecnologia mais adequada para aproveitamento do recurso solar em Angola é a produção de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos, sendo esta uma tecnologia renovável de curto período de instalação e menor custo de manutenção. A utilização de sistemas fotovoltaicos com/sem baterias, permite a substituição da geração térmica à base de combustíveis fósseis reduzindo assim os custos elevados da utilização de gásóleo.

Os projetos de média e grande escala no sistema leste e sistemas isolados apresentam em Angola custos nivelados inferiores a \$0,2/kWh e no sistema Centro e Sul, pode-se atingir custos menores a \$0,15/kWh e, se durante o período inicial os projetos forem

remunerados ao custo do gasóleo que é poupado, o custo nivelado desce para valores inferiores a \$0,1/kWh.

Com base nestes resultados, para Estratégia Angola 2025 estabeleceu-se uma meta de 500 MW para as energias renováveis com maior aposta na energia solar, deve-se instalar 100 MW de projetos solares até 2025. O planeamento da eletrificação rural permitiu identificar potencial para integrar 22 MW de projetos solares fotovoltaicos à nível da eletrificação rural: 10 MW nas aldeias solares, 10 MW de forma complementar ao gasóleo nas sedes de município eletrificadas por sistemas isolados e 2 MW no projeto 100% solar de Rivungo [6].

Em Anexo C é demonstrado o mapa com o atlas do recurso solar com os locais identificados com potencial para instalação de vários GW de projetos solares fotovoltaicos e os locais selecionados para a instalação dos restantes 78 MW ligados à rede, de forma a cumprir a meta de 100 MW. Estes locais encontram-se essencialmente no centro e sul do país e foram selecionados de acordo ao menor custo nivelado de energia [6].

DESENVOLVIMENTO TÉCNICO

- 3.1 Projeto Técnico de um Sistema Fotovoltaico Residencial
- 3.2 Sistema Ligado à Rede Sem Armazenamento
- 3.3 Sistema Ligado à Rede Com Armazenamento
- 3.4 Análise dos Resultados Obtidos

3 DESENVOLVIMENTO TÉCNICO

3.1 Projeto Técnico de um Sistema Fotovoltaico Residencial

O planeamento de um sistema fotovoltaico exige um estudo criterioso para a avaliação das condições básicas existentes no local de instalação. O estudo informará se o local em questão possuiu características favoráveis para a produção e aproveitamento da energia FV. Essa produção de energia não depende apenas da irradiação e da temperatura, outros fatores como a orientação e ângulo de inclinação dos módulos influenciam no aproveitamento da energia. Durante a fase de planeamento, com vista ao correto dimensionamento do sistema FV, é crucial fazer o registo de todos os dados necessários, dentre muitos constam os seguintes:

- Dados climáticos (médias diárias e mensais da radiação global incidente num plano horizontal, radiação global incidente num plano com orientação do ângulo ótimo e temperaturas);
- Posicionamento solar (altura e azimute);
- Ângulo ótimo da inclinação dos painéis FV;
- Produção energética desejada ou potência fotovoltaica a instalar;
- Área disponível para instalação dos módulos;
- Tipo de cobertura, características da estrutura e subestrutura, resistência estrutural;
- Dados sobre sombreamento das estruturas;
- Locais potenciais à instalação do gerador, das caixas de junção do contador, do interruptor de corte principal (DC) e do inversor;
- Comprimento dos cabos, rede de cablagem e método de implantação da canalização elétrica [27].

3.1.1 Caracterização do Local de Instalação do Sistema FV

O sistema fotovoltaico neste trabalho foi projetado para uma residência familiar que possuiu um consumo mensal estimado de 521 kWh/mês que abastece a casa principal constituída por onze compartimentos, o primeiro anexo com quatro compartimentos e o segundo anexo com cinco compartimentos. Pretende-se que o sistema FV seja instalado na cobertura do segundo anexo, que se trata de uma cobertura plana de cimento, sem obstruções e com uma área disponível de 149,76 m².

A residência localiza-se em Angola, na província de Luanda, município de belas, que possuiu em média uma irradiância de 210-220 W/m².

Para determinar a potência a instalar foi necessário avaliar o perfil de consumo da residência em estudo. O perfil de consumo, é um gráfico que representa a variação diária ou mensal da energia total utilizada. Os perfis variam de acordo com a utilização, ocupação, o clima local, o tipo de dias e estação do ano [29]. Seguindo o perfil de consumo, pretende-se projetar o sistema FV de modo que seja capaz suprir todo o consumo da residência.

3.1.2 Análise do Consumo Energético

No dimensionamento de sistemas FV para autoconsumo é importante aproximar o máximo possível a produção FV e o perfil de consumo pois quanto maior for a compatibilidade entre a produção e o consumo, mais eficiente será o sistema. Para se obter o perfil de consumo energético recorreu-se à análise das faturas de eletricidade para o período de 1 ano. A fatura em anexo D demonstra que a faturação é de formato simples, não especifica o preço da energia nos diferentes horários (horas de vazio, ponta e cheias), apenas é contabilizado o consumo ativo em kWh. A potência contratada da residência é de 13,20 kVA, que corresponde a um contrato de Baixa Tensão (BT) na categoria de doméstica especial (trifásica), conforme é demonstrado no tarifário de eletricidade apresentado na Tabela 3.

Tendo em conta as faturas elétricas, obteve-se como resultado o gráfico da Figura 11 que apresenta as exigências mensais em energia especificadas da residência tendo como consumo médio 521 kWh/mês.

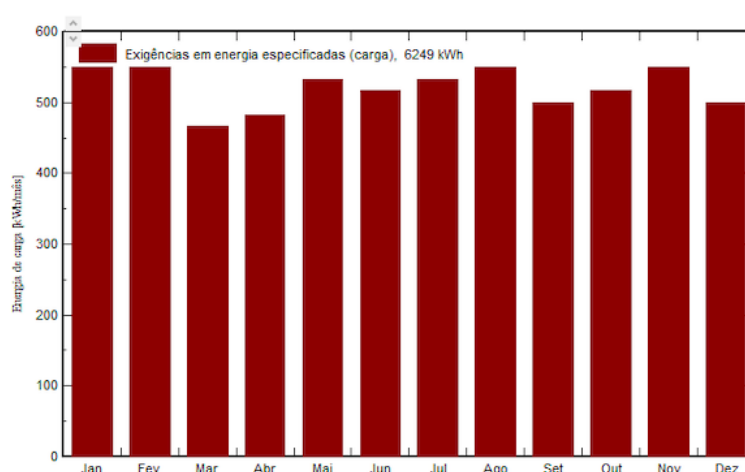


Figura 11-Exigências em energia especificadas (carga) [adaptada de 27]

Seguindo o consumo energético mensal da residência, foram dimensionados dois sistemas FV, um com e outro sem sistema de armazenamento, ambos ligados à rede elétrica. Para o dimensionamento foi utilizado o software PVsyst com base no método de cálculo lecionado pelo professor António Andrade, na unidade curricular de Energias Renováveis, módulo de Energia fotovoltaica do mestrado em Energias Sustentáveis do Instituto Superior de Engenharia do Porto [20].

3.1.3 O Software PVsyst

Para o dimensionamento do sistema foi utilizado o software PVsyst versão 7.3.2 Nesta versão o software possui na base de dados a radiação solar para apenas quatro cidades de Angola. A residência em estudo está localizada na província de Luanda cujo dados sobre a irradiação e orientação são fornecidos pelo software. O software foi desenvolvido pela Universidade de Genebra, em 1991, e permite a simulação de instalações fotovoltaicas isoladas, conectadas à rede, com e sem armazenamento, e para bombagem de água [27].

O software dimensiona o sistema de forma detalhada utilizando simulações horárias e permite ainda adicionar a opção de autoconsumo, sendo que simula qual a energia consumida em autoconsumo e energia injetada na rede. A base de dados possui uma informação meteorológica completa e permite especificar determinadas condições particulares, como a orientação dos módulos e a existência de sombreamentos. Quanto aos equipamentos, o programa inclui na base de dados painéis, baterias, inversores e reguladores de diferentes marcas e ainda há a possibilidade de inserir outros modelos que não estejam na base de dados.

3.1.4 Dimensionamento

O dimensionamento dos sistemas consistiu nos seguintes procedimentos [27]: definir a potência do sistema, selecionar o tipo de módulos, calcular o número de módulos, escolher o Inversor, calcular número máximo de módulos por fileira, número mínimo de módulos por fileira, número de fileiras em paralelo, configurar o gerador fotovoltaico e escolha da bateria.

1. Cálculo do número total de painéis

Para determinar o número de painéis fotovoltaicos para o sistema, primeiro foi necessário definir a potência do sistema (Pot do sistema) Definiu-se a potência dos sistemas tendo em conta a necessidade energética da residência e ao facto de que se pretende maximizar a produção de energia de modo que a quantidade de energia vendida rentabilize os sistemas.

Assim, optou-se por uma potência instalada de 7,56 kWp, para o sistema sem armazenamento e 10,08 kWp para o sistema com armazenamento. Todavia, esta potência poderia sofrer alterações aquando da análise de resultados energéticos e económicos.

Para além da potência do sistema, a potência dos painéis tem uma grande influencia no total de painéis a serem utilizado no sistema, uma vez que quanto maior for a potência do painel, menor será o número de painéis a serem utilizados, dada uma potência instalada do sistema. Desde modo, foram escolhidos painéis de 360 W para os dois sistemas pois os painéis nesta gama apresentam as características técnicas e económicas adequadas aos sistemas.

Chegou-se ao número de painéis a instalar através da equação 1.

$$N^{\circ} \text{ de painéis} = \frac{\text{Pot do sistema}}{\text{Pot do painel}} \quad (1)$$

Após os cálculos obteve-se como resultado os valores apresentados na tabela 5 e tabela 6 para o sistema sem e com armazenamento respetivamente.

Tabela 5-Número de painéis do sistema de 7,56 kWp

Parâmetros elétricos	Valor
Potência do sistema	7,56 kWp
Potência do painel	360 W
Número de painéis	21

Com o objetivo de diminuir a dependência pela energia da rede, considerou-se a possibilidade de integrar um sistema de armazenamento da energia FV produzida para posterior utilização. Assim, no sistema com armazenamento pretendeu-se aumentar a produção do sistema, tendo como potência instalada 10,08 kWp. Nesta potência contabilizou-se que parte da energia produzida será destinada ao consumidor, outra parte será armazenada em baterias e o restante injetado à rede elétrica.

Tabela 6-Número de painéis do sistema de 10,08 kWp

Parâmetros elétricos	Valor
Potência do sistema	10,08 kWp
Potência do painel	360 W
Número de painéis	28

2. Cálculo do número total de inversores

Sabendo a potência do sistema FV pretendida e as características do inversor escolhido, mais concretamente a potência de saída (AC) máxima do inversor ($Pot_{inv} AC \text{ máx}$), o número de inversores a instalar determina-se pela equação 2.

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{Pot \text{ do sistema}}{Pot_{inv} AC \text{ máx}} \quad (2)$$

A potência dos inversores determinará a quantidade de energia útil que sairá do painel para o consumidor final, o número de inversores a utilizar deve ser determinado de tal forma que a potência total dos inversores seja capaz de suportar a potência nominal do grupo FV. Os resultados obtidos são apresentados na tabela 7 e tabela 8 para o sistema sem e com armazenamento respetivamente.

Tabela 7-Número de inversores do sistema de 7,56 kWp

Parâmetros Elétricos	Valor
Potência do sistema	7,56 kWp
Potência AC máxima do inv	2500 W
Número de inversores	3

Para o sistema sem armazenamento foram definidos inversores de 2500 W e para o sistema com armazenamento inversores híbridos de 5000 W.

Tabela 8-Número de inversores do sistema de 10,08 kWp

Parâmetros elétricos	Valor
Potência do sistema	10,08 kWp
Potência AC máxima do inv	5000 W
Número de inversores	2

3. Cálculo do número máximo de painéis por inversor

O número máximo de painéis por cada inversor é determinado segundo a potência máxima de entrada DC do inversor. Um inversor é capaz de suportar vários painéis mesmo que a potência total destes sejam inferiores ou superiores à sua potência de entrada máxima ($Pot_{inv} DC \text{ máx}$). Nesse caso, o número de inversores calcula-se através da equação 3 .

$$N^{\circ} \text{ máximo de painéis por inversor} = \frac{Pot_{inv} \text{ DC máx}}{Pot \text{ do painel}} \quad (3)$$

Posto isto, nas tabelas abaixo encontram-se o número máximo de painéis suportados pelos inversores escolhidos.

Tabela 9-Número máximo de painéis para um inversor sunnyboy 2.5

Parâmetros elétricos	Valor
Potência DC máxima do inv	5000 W
Potência do painel	360 W
Número máximo de painéis	13

Tabela 10-Número máximo de painéis para um inversor GW5048-EM

Parâmetros elétricos	Valor
Potência DC máxima do inv	6500 W
Potência do painel	360 W
Número máximo de painéis	18

Um fator a ter em conta é que a soma das tensões dos módulos ligados em série não pode ultrapassar a tensão máxima de entrada do inversor para evitar que o inversor se danifique.

4. Cálculo do número máximo de módulos em série

Como os módulos são agrupados em série até perfazer os níveis de tensão necessários, para calcular o número máximo de módulos em série é necessário calcular a variação que a tensão do módulo (ΔV) pode sofrer em condições de temperaturas mínimas. Assim, recorrendo à equação 4 calcula-se a tensão de circuito aberto (V_{oc}) para uma temperatura mínima definida ($V_{oc}(-10^{\circ}\text{C})$) tendo em conta a tensão do circuito aberto nas condições de referência STC ($V_{oc}(\text{STC})$) onde é utilizada a temperatura padrão de 25°C .

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta V}{100}\right) \times V_{oc}(\text{STC}) \quad (4)$$

O número máximo de módulos em série calcula-se para a temperatura mínima do local. Tendo em conta a tensão de circuito aberto para a temperatura local mínima de -10°C e a tensão mínima do inversor (V_{inmin}), o cálculo é dado pela equação 5.

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos em série} = \left(\frac{V_{inmin}}{V_{oc}(-10^{\circ}\text{C})} \right) \quad (5)$$

O número máximo de módulos em série para o caso do sistema sem armazenamento é demonstrado na Tabela 11.

Tabela 11-Número máximo de módulos em série para o sistema sem armazenamento

Parâmetros elétricos	Valor
Coef. De temperatura da tensão (SPR-MAX2-360)	-0,1976 V
Tensão em circuito aberto (SPR-MAX2-360)	70,6 V
Tensão máxima DC (Sunny Boy 2.5)	600 V
Variação de temperatura (-10-25)	-35°C
Tensão de circuito aberto (-10°C)	77,5 V
Nº máximo de módulos em série	7

Por fim, após os cálculos o sistema apresenta uma configuração demonstrada na tabela abaixo. Estes valores obtidos serviram como base para o dimensionamento no software, uma vez que a configuração obtida no software (demonstradas na Figura 15 e na Figura 21) e os valores apresentados na Tabela 12 estão em concordância.

Tabela 12-Configuração final do gerador fotovoltaico para os sistemas

Parâmetros	Sistema sem armazenamento	Sistema com armazenamento
Nº de painéis	21	28
Nº de inversores	3	2
Nº máx de painéis em série	7	7

3.1.5 Dimensionamento no Software

O primeiro passo para iniciar o dimensionamento no software foi a escolha do tipo de sistema a instalar. Na interface do software escolheu-se o sistema acoplado à rede e de seguida inseriu-se a localização geográfica da residência para se obter os valores mais relevantes sobre a zona de instalação.

A orientação e inclinação ótimas são inseridas em seguida, para o caso de estudo foi definido um ângulo ótimo de 10 graus e azimute a 0 graus. A forma mais comum de encontrar a inclinação certa para instalar os painéis FV passa por incliná-los consoante a latitude onde estão localizados. Assim, o ângulo de inclinação dos módulos foi definido de acordo à latitude da zona de instalação onde apresenta uma perda de 0 % em relação ao ângulo ótimo. Já com 30 graus, há perda de -4,5 %, o que sugere que o valor definido (10%), é um valor ótimo para a província de Luanda, já em outras províncias a mesma situação não se verificou.

Depois de inseridas as informações sobre o local foi feita a configuração do sistema, definiu-se a potência nominal do sistema, escolheu-se o módulo e o inversor a utilizar. O critério de seleção dos equipamentos baseou-se tanto nas características técnicas, como no custo e na disponibilidade no mercado. Como a tecnologia FV apresenta um investimento elevado, os equipamentos foram selecionados com vista a reduzir os custos do sistema, mas assegurando-se sempre que estes garantam um funcionamento de qualidade e segurança.

3.2 Sistema Ligado à Rede Sem Armazenamento

A potência do sistema no software pode ser definida através da área disponível ou pelo consumo mensal da residência. Ao dimensionar os sistemas FV para além dos aspetos técnicos, os económicos apresentam um papel preponderante. Com um consumo médio de 521 kWh/mês, definiu-se uma potência nominal superior ao consumo da residência, para que a energia produzida pelo sistema para além de ser consumida pela residência, uma grande parte da mesma seja vendida à rede, de forma a rentabilizar o sistema. Visto que os sistemas fotovoltaicos apresentam um alto valor de investimento inicial, a remuneração da energia vendida ao longo dos anos deveria permitir o retorno do investimento inicial e gerar lucro no menor tempo possível. Assim, com o valor da potência nominal de 7,56 kWp, selecionou-se na base de dados do software, o modelo dos equipamentos a utilizar.

3.2.1 Seleção dos módulos fotovoltaicos

As características técnicas do módulo, têm um peso significativo no preço dos módulos pois quanto maior for a potência do módulo, maior será o seu custo. Com isso, a

potência do módulo escolhida foi de 360 W. A potência definida para o módulo determinou a quantidade de módulos necessários face ao valor da potência do sistema pois abaixo deste valor seriam necessários muitos mais módulos e acima disso mais inversores.

Na Figura 12 demonstra-se que num conjunto de módulos com potência nominal de 360 W, o número de módulos em série recomendado é entre 6 e 7 e o número de strings é de 3 a 4. Assim, foi definido um total de 21 módulos, com 7 módulos em série e 3 strings, ocupando uma área aproximada de 37 m².

The screenshot displays a software interface for configuring a solar sub-group. It includes sections for sub-group naming and orientation, module selection, and final system dimensioning.

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo

Nome: Grupo FV
 Oriente: Inclinação do plano fixa
 Inclinação: 10°
 Azimute: 0°

Ajuda para o dimensionamento

☐ Sem pré dim. Introduza Prom desejado: 6.0 kWp
☒ ou superfície disponível(módulos): 30 m²
☒ Redimensionar

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Filtro: Todos os módulos FV Aproxim. módulos necessários: 17
 SunPower 360 Wp 50V Si-mono SPR-MAX2-360 Desde 2021 Datasheets 2021 Abrir
☐ Utilizar otimizador
 Dimens. das tensões: Vmpp (60°C) 50.9 V
 Vco (-10°C) 77.6 V

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série: 7 entre 6 et 7
 Nr. strings: 3 entre 3 et 4
 Perdas sobre-pot. 0.0 %
 Rácio Prom 1.01 Ver dimension.

Condições de funcionamento

Vmpp (60°C) 356 V
 Vmpp (20°C) 416 V
 Vco (-10°C) 544 V

Irradiân. no plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 18.3 A
 Isc (STC) 19.5 A
 Isc (em STC) 19.5 A

☐ Max. dados ☒ STC
 Potênc. Máx. em funcionamento 7.6 kW
 (em 1095 W/m² e 50°C)
 Potência nom. grupo (STC) 7.6 kWp

Nº de módulos 21 Superfície 37 m²

Figura 12-Determinação do número de módulos em série e strings [27]

Para o sistema escolheu-se o módulo de silício monocristalino SPR-MAX2-360 de 360 W da marca SunPower, comercializado em uma loja internacional, já com o custo de transporte para o território angolano associado. Assim, a escolha do modelo adequado dependeu essencialmente do custo e das características técnicas como a sua eficiência e o coeficiente de temperatura. A temperatura tem um peso considerável nas perdas do sistema, portanto, é importante escolher um módulo que apresente um bom coeficiente térmico de potência, pois, quanto menor este coeficiente, menor será a influência da temperatura sobre o desempenho do módulo. A módulo escolhido possui um coeficiente térmico de potência (Gama) de -0,35%/°C. Esse valor revela que a potência de pico do módulo vai diminuir 0,35%, em relação à potência nominal, para cada aumento de 1°C na temperatura de operação das células fotovoltaicas. O fator de eficiência é igualmente importante porque traduz a produção instantânea do painel, ou seja, representa o potencial de conversão de luz solar em energia elétrica por metro quadrado.

As principais características do módulo são apresentadas na Tabela 13, o datasheet do painel encontra-se em Anexo E.

Tabela 13-Característica do módulo FV

Parâmetros elétricos	Valor
Potência nominal	360 W
Tensão no ponto de máxima potência (Vmpp)	59,1 V
Corrente no ponto de máxima potência (Impp)	6,09 A
Tensão circuito aberto (Voc)	70,6 V
Corrente curto-circuito (Isc)	6,50 A
Eficiência	20,4%
Coeficiente térmico de potência	-0,35%/°C

3.2.2 Seleção do inversor

Sabendo a quantidade de módulos, determina-se o número de inversores a utilizar, de tal forma que os inversores suportem a potência total dos módulos. Assim, determinou-se a potência do inversor através da potência total do sistema (7,56 kWp) e do fator de dimensionamento do modelo de inversor escolhido (1,5), o que sugere uma potência total para os inversores de 5 kW. Na Figura 13 é demonstra-se a distribuição dos painéis pelos inversores, a partir do diagrama unifilar.

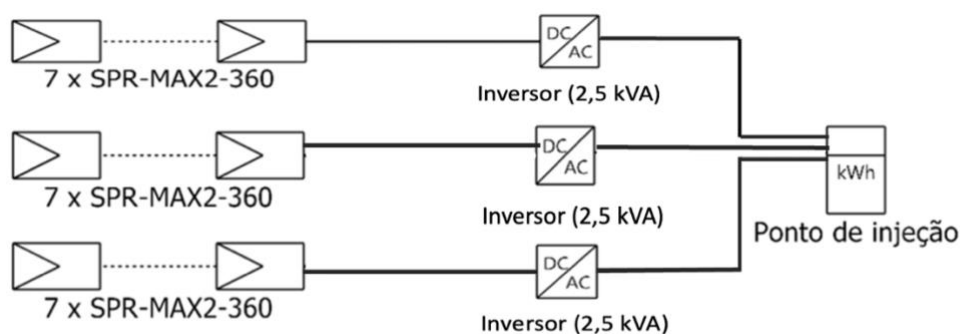


Figura 13-Diagrama Unifilar [27]

Tendo em conta o número de painéis de 360 W definidos para o sistema, ao adicionar um inversor de 5 kW resultaria num sub-dimensionamento do inversor, deste modo, foi escolhido um inversor com uma potência inferior. Assim, como se pode observar na Figura 14, para um sistema com 21 módulos de 360 W serão necessários 3 inversores de 2,5 kW para suportar a potência FV do sistema.

Figura 14-Determinação do número de inversores [27]

Dentre as limitadas opções importadas para Angola, escolheu-se o inversor de modelo Sunny Boy 2.5 do fabricante SMA, por apresentar as características necessárias para o projeto, como o preço, disponibilidade e qualidade técnica. As características principais deste inversor são mostradas na Tabela 14 e em Anexo F apresenta-se a datasheet.

Tabela 14-Características principais do inversor

Parâmetros elétricos	Valor
Potência nominal AC	2500 W
Corrente nominal AC	11 A
Tensão de funcionamento	260-480 V
Eficiência	97,2% / 96,7%

3.2.3 Configuração final e Resultado da simulação

Após a configuração do gerador fotovoltaico estar definida, o programa está pronto para iniciar a simulação. Foi então efetuada a simulação de um sistema acoplado à rede sem bateria com os principais dados demonstrado na Figura 15.

Definição de um sistema em rede, Variante VC2: "Sistema Sem Bateria II"

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: Grupo FV
 Oriente: Inclinação do plano fixa
 Inclinação: 10°
 Azimute: 0°

Ajuda para o dimensionamento
☐ Sem pré dim.
☒ Introduza Pnom desejado: 6,0 kWp
☐ ou superfície disponível(módulos): 30 m²

Seleção do módulo FV
 Disponíveis: Filtro: Todos os módulos FV
 Aproxim. módulos necessários: 17
 SunPower: 360 Wp 50V Si-mono SPR-MAX2-360 Desde 2021 Datasheets 2021
☐ Utilizar otimizador
 Dimens. das tensões: Vmpp (60°C) 50.9 V
 Vco (-10°C) 77.6 V

Seleção do inversor
 Disponíveis: Tensão de saída 230 V Mono 50Hz
 SMA: 2.5 kW 260 - 480 V TL 50/60 Hz Sunny Boy 2.5 Desde 2015
 N.º de inversores: 3
 Tensão de funcionamento: 260-480 V Potência global inv. 7.5 kWca
 Tensão máxima entrada: 600 V

Dimensionamento do grupo
Número de módulos e strings
 Mod. em série: 7 entre 6 et 7
 Nr. strings: 3 entre 3 et 4
 Perdas sobre pot. 0.0 %
 Rácio Pnom 1.01
 Nº de módulos 21 Superfície 37 m²

Condições de funcionamento
 Vmpp (60°C) 356 V
 Vmpp (20°C) 416 V
 Vco (-10°C) 544 V
 Irradiân. no plano 1000 W/m²
 Impp (STC) 18.3 A
 Isc (STC) 19.5 A
 Isc (em STC) 19.5 A

Resumo do sistema global
 Nr. de módulos 21
 Superfície módulos 37 m²
 N.º de inversores 3
 Potência nominal FV 7.6 kWp
 Potência AC nominal 7.5 kWAC
 Rácio Pnom 1.008

Potência nom. grupo (STC) 7.6 kWp

Sinopse do sistema **Diagrama unifilar** **Anular** **OK**

Figura 15- Configuração do sistema sem armazenamento [27]

Como resultados da simulação no software, o sistema configurado apresenta uma produção de 12560,53 kWh/ano, uma produção específica de 1661 kWh/kWp/ano e um índice de performance de 83,79 % como se apresenta na Tabela 15. O PVsyst fornece um relatório com um conjunto de informações para análise mais detalhada dos resultados da simulação com gráficos e balanços dos resultados principais. Em Anexo G apresenta-se o relatório da simulação criado pelo software.

Tabela 15-Resultados simulação sistema sem bateria

Resultados	Valor
Produção do sistema	12.560,53 kWh/ano
Produção específica	1661 kWh/kWp/ano
Índice de performance	83,79%

A produção do sistema é a produção estimada de energia após deduzidas todas as perdas, ou seja, é a energia útil à saída do inversor. O valor obtido para o sistema de 12.560,53 kWh/ano, é um valor aceitável já que satisfaz a demanda energética e permite que uma boa quantidade de energia seja injetada à rede. Já a produção específica de 1661 kWh/kWp/ano representa a quantidade de energia (kWh) produzida para cada kWp de potência dos painéis solares ao longo de um ano.

O gráfico presente na Figura 16 diz respeito às produções normalizadas por kWp instalado. Ao analisar a mesma figura, constata-se que os meses de Junho, Julho e Agosto correspondem aos meses de menor produção energética, isto porque estes meses correspondem à estação de inverno. Em relação às perdas do sistema, estas aumentam nos meses mais quentes, principalmente as perdas derivadas dos módulos fotovoltaicos, situação contrária à do índice de performance que aumenta nos meses menos quentes pois como já vimos no subcapítulo 2.3.3, a temperatura tem uma grande influência na eficiência dos módulos FV, fazendo com que nestes meses a eficiência seja ligeiramente maior.

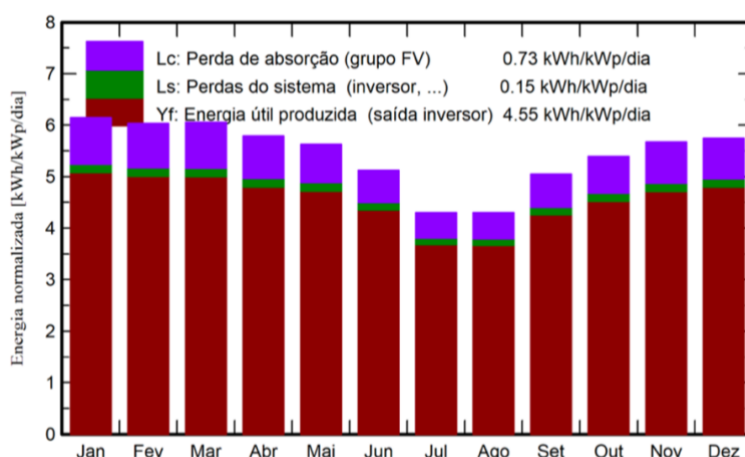


Figura 16-Produções normalizadas por kWp instalado [27]

O índice de performance é igualmente importante porque traduz o desempenho total anual do sistema, ou seja, representa o potencial do sistema de conversão da energia solar em energia elétrica. O índice de 83,79% é um valor favorável, já que aponta para perdas de 16,21%.

A Figura 17 demonstra o diagrama anual de perdas do sistema, nele demonstra-se o resultado da energia gerada anualmente considerando todas as perdas do sistema, como por exemplo, nível de irradiância, temperatura, qualidade dos módulos, perdas por mismatch de potência de módulos FV devido às possíveis diferenças na dopagem do silício policristalino, eficiência dos módulos, perdas óhmicas nos cabos, além da eficiência dos inversores. Das principais fontes de perdas do sistema FV, destacam-se no total das perdas a maior perda devido à temperatura do grupo, cerca de 9,2%, seguido das perdas no inversor que é cerca de 3,3% das perdas totais.

O fator de incidência IAM, "*Incidence Angle Modifier*", ou modificador do ângulo de incidência, que representa 2,2% das perdas, corresponde à diminuição da irradiância que realmente atinge a superfície das células PV, em relação à irradiância sob incidência normal. Essa perda deve-se principalmente aos reflexos na tampa de vidro do painel, que aumentam com o ângulo de incidência [27].

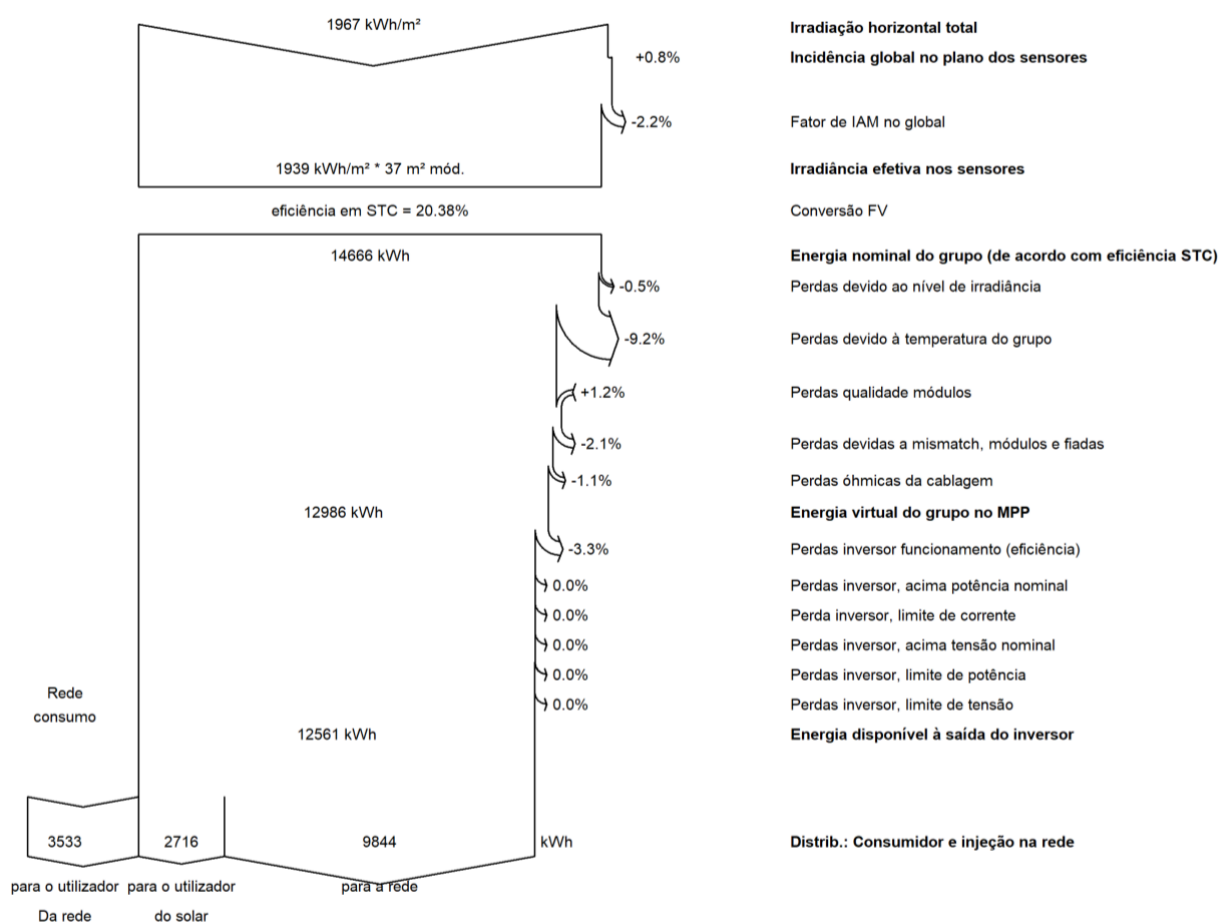


Figura 17-Diagrama anual de perdas [27]

Como se trata de um sistema FV ligado à rede, a energia utilizada pelo consumidor é proveniente tanto da produção FV como também da rede elétrica e a produção de energia FV excedente ao consumo é injetada na rede elétrica com a devida remuneração. O sistema FV produz anualmente 12.560,53 kWh/ano, mas apenas 2716,6 kWh servirão para autoconsumo juntamente com os 3533,4 kWh provenientes da rede pública, para satisfazer a exigência energética anual da residência de 6250 kWh. Os restantes 9843,9 kWp serão injetados na rede pública.

Na Tabela 16 apresenta-se o balanço de energia do sistema. Nela verifica-se que o mês mais eficiente é o mês de março porque há uma pequena diferença entre a irradiação horizontal total (GlobHor), com a incidência global no plano dos sensores (GlobInc) e o global efetivo corrigido para o (IAM) e sombras (GlobEff).

Uma possível explicação para este acontecimento é o equilíbrio entre a radiação solar e a temperatura ambiente, que não influencia negativamente o desempenho do painel. O mês com mais produção de energia é o mês de janeiro isto porque é o mês com maior intensidade da luz solar.

Tabela 16-Balanco de energia

	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	E_Sist kWh	E_Cons kWh	E_Solar kWh	E_Rede kWh	EFrRede kWh
Janeiro	201,20	85,20	27,50	190,60	185,80	1231,00	550,00	252,20	939,30	297,80
Fevereiro	173,30	76,50	27,00	169,00	165,30	1097,00	550,00	249,00	812,10	301,00
Março	186,10	80,10	27,40	187,80	183,90	1212,00	467,00	210,40	962,10	256,60
Abril	165,80	70,10	27,00	173,60	170,20	1128,00	483,00	207,00	883,30	276,00
Mai	160,90	59,70	26,40	174,60	171,50	1146,00	533,00	221,60	886,80	311,40
Junho	140,30	58,10	23,90	153,60	150,60	1022,00	517,00	210,90	777,50	306,10
Julho	124,80	72,60	23,20	133,30	130,30	894,00	533,00	218,60	645,50	314,40
Agosto	128,40	82,60	23,70	133,40	130,30	890,00	550,00	228,20	632,20	321,80
Setembro	148,60	73,10	24,60	151,40	148,20	1000,00	500,00	215,10	751,80	284,90
Outubro	169,20	79,50	26,10	167,10	163,40	1097,00	517,00	227,40	833,30	289,60
Novembro	178,20	83,80	26,10	170,30	165,70	1106,00	550,00	246,90	822,90	303,10
Dezembro	190,00	79,00	25,59	178,20	173,20	1164,00	500,00	229,30	897,30	270,70
Ano	1966,80	900,30	25,70	1982,90	1938,50	12986,00	6250,00	2716,60	9843,90	3533,40

Legenda: GlobHor representa a irradiação horizontal total, DiffHor é a irradiação difusa horizontal, T_Amb é a temperatura ambiente, GlobInc é a incidência global no plano dos sensores, GlobEff é o global efetivo corrigido para IAM e sombras, ESist é a energia efetiva à saída do grupo, E_Cons é a energia fornecida ao consumidor, E_Solar é a energia do sol, E_Rede é a energia injetada na rede e EFrRede é a energia fornecida pela rede.

Tendo em conta os resultados obtidos, foram efetuadas outras simulações do sistema com a mesma potência nominal para as outras cidades que apresentam os melhores valores de irradiação em Angola, com base nos respetivos ângulos de inclinação ótimo. Os resultados obtidos na simulação são demonstrados na Tabela 17.

Tabela 17-Produção Energética sistema ligado à rede sem bateria para outras localidades

Província	Ângulo ótimo	Produção FV	Desempenho
Quando Cubango	22°	15.078,00 kWh/ano	83,30%
Moxico	19°	14.354,00 kWh/ano	83,50%
Malange	17 °	12.569,00 kWh/ano	84,70%

Embora o sistema apresente uma eficiência considerável, ainda há uma certa dependência à rede elétrica que por sua vez não é muito fiável, daí surge a necessidade de um sistema com mais autonomia. Sendo assim, desenvolveu-se um sistema FV com armazenamento.

3.3 Sistema Ligado à Rede Com Armazenamento

Um sistema FV ligado à rede com armazenamento para além de possibilitar o autoconsumo permite armazenar em baterias a energia produzida que não for utilizada a fim de suprir o consumo da habitação nos períodos de baixa produção FV e de falha de energia da rede. A quantidade de energia que não for armazenada e nem consumida, será injetada na rede elétrica.

Determinou-se que a potência nominal deste sistema será maior que a potência definida para o sistema sem armazenamento de forma que se produza mais energia FV e mais energia seja vendida à rede, fazendo com que a remuneração recebida por esta energia englobe os custos de investimento que são maiores para este sistema. Então, o sistema foi dimensionado para uma potência nominal de 10,8 kWp utilizando os mesmos módulos fotovoltaicos da SunPower, mas com inversores diferentes dos utilizados no sistema sem armazenamento.

3.3.1 Seleção dos módulos fotovoltaicos

Como este sistema requer mais módulos, na Figura 18 demonstra-se que face ao valor da potência nominal, serão utilizados de 28 módulos com potência nominal de 360 W, distribuídos por 7 módulos em série e 4 fileiras (strings), que ocupam uma área aproximada de 49 m².

As características do módulo são apresentadas na Tabela 13 e o datasheet do painel encontra-se em Anexo E.

Definição de um sistema em rede, Variante VC3: "Sistema com Bateria I"

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo

Nome: Grupo FV

Orientação: **Inclinação do plano fixa** Inclinação: 10° Azimute: 0°

Ajuda para o dimensionamento

☐ Sem pré dim. Introduza Pnom desejado: 5.0 kWp

☒ Redimensionar ... ou superfície disponível(módulos): 25 m²

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Filtro: Todos os módulos FV Aproxim. módulos necessários: 14

SunPower 360 Wp 50V Si-mono SPR-MAX2-360 Desde 2021 Datasheets 2021

☐ Utilizar otimizador

Dimens. das tensões: Vmpp (60°C) 50.9 V Vco (-10°C) 77.6 V

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série: 7 entre 3 et 7

Nr. strings: 4 entre 4 et 5

Perdas sobre-pot. 0.0 %

Rácio Pnom 1.01

Condições de funcionamento

Vmpp (60°C) 356 V Vmpp (20°C) 416 V Vco (-10°C) 544 V

Irradiân. no plano 1000 W/m²

Imp (STC) 24.4 A Isc (STC) 26.0 A Isc (em STC) 26.0 A

☐ Max. dados ☒ STC

Potênc. Máx. em funcionamento (em 1095 W/m² e 50°C) 10.1 kW

Potência nom. grupo (STC) 10.1 kWp

Nº de módulos 28 Superfície 49 m²

Figura 18- Determinação do número de módulos em série e strings

3.3.2 Seleção dos inversores

Para este sistema foram utilizados dois inversores híbridos de 5 kW da GoodWE, de modelo GW5048-EM. Optou-se por utilizar este modelo pois dentre os equipamentos compatíveis com a bateria selecionada este apresentava as características técnicas desejadas para o projeto tal como o melhor preço. Cada inversor possui dois MPPTs (rastreador de ponto de máxima potência), uma tecnologia que é chave para a eficiência do sistema.

O MPPT monitoriza de forma contínua os parâmetros elétricos na sua entrada, fazendo ajustes para garantir que o aproveitamento da energia seja o máximo durante a conversão da corrente. Assim, o MPPT otimiza a energia para obter a melhor potência para funcionamento do painel. Na Figura 19 demonstra-se a distribuição dos painéis pelos inversores, a partir do diagrama unifilar.

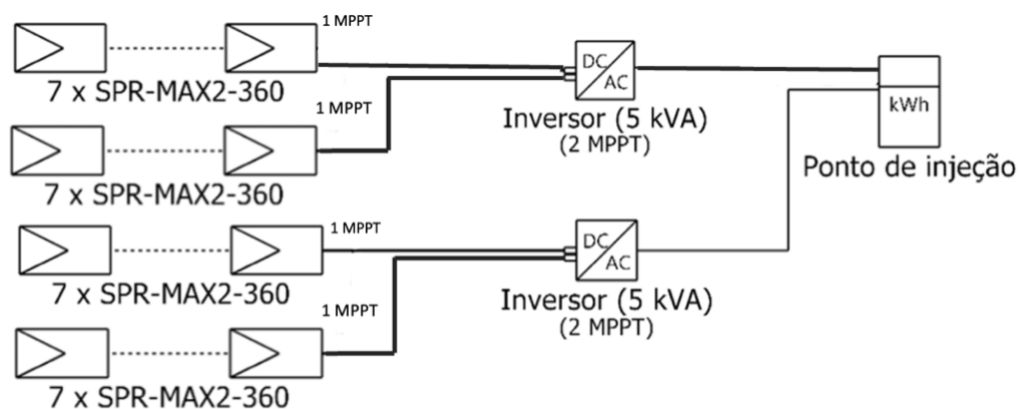


Figura 19-Diagrama Unifilar

Ao comparar o diagrama de perdas do sistema sem armazenamento demonstrado na Figura 17 e o do sistema com armazenamento apresentado na Figura 23 verifica-se que houve uma perda maior com o inversor utilizado no primeiro sistema, onde esse apresenta apenas 1 MPPT para os 3 strings de módulos. A diferença importante entre os inversores utilizados em cada sistema está justamente na forma como foram aplicados os MPPTs, enquanto no primeiro sistema a otimização de energia é feita simultaneamente em vários módulos (o que pode gerar perda de potência), no segundo o tratamento é individualizado e faz com que cada string beneficie do MPPT de forma independente.

Seleção do inversor

Disponíveis Tensão de saída 230 V Mono 50Hz ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz

Goodwe 5,0 kW 125 - 550 V TL 50/60 Hz GW5048-EM Desde 2021

Número de entradas MPPT 4 ☐ Tensão de funcionamento: 125-550 V Potência do inversor utilizada 10,0 kWca

☒ Utilize multi-MPPT Tensão máxima entrada: 550 V **inversor com 2 MPPT**

Não há partilha de potência entre MPPTs

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série 7 ☒ entre 3 et 7

Nr. strings 4 ☐ entre 4 et 5

Perdas sobre-pot. 0,0 %

Rácio Pnom 1.01

Nº de módulos 28 Superfície 49 m²

Condições de funcionamento

V _{mpp} (60°C)	356 V
V _{mpp} (20°C)	416 V
V _{co} (-10°C)	544 V

Irradiân. no plano 1000 W/m²

I _{mpp} (STC)	24,4 A
I _{sc} (STC)	26,0 A
I _{sc} (em STC)	26,0 A

☐ Max. dados ☒ STC

Potênc. Máx. em funcionamento 10,1 kW (em 1095 W/m² e 50°C)

Potência nom. grupo (STC) 10,1 kWp

Figura 20-Determinação do número de inversores

As características principais deste inversor são mostradas na tabela 8 e as informações mais detalhadas sobre o inversor encontram-se no datasheet em Anexo H.

Tabela 18-Características principais do inversor

Parâmetros Elétricos	Valor
Potência nominal AC	5000 W
Corrente máxima AC	22,8 A
Tensão de funcionamento	125-550 V
Eficiência	97,6%

3.3.3 Seleção das baterias

Para o sistema serão utilizadas baterias de lítio por serem as mais utilizadas para fins fotovoltaicos, pois apresentam maior eficiência e vida útil. O modelo escolhido é de fabricante LG de modelo RESU 10, com uma capacidade de 193 Ah e uma tensão de 51,8 V e 8,8 kWh. Pretende-se que o sistema tenha uma autonomia de cerca de 33,7 horas com isso, será constituído um conjunto de 3 baterias em paralelo com uma tensão de 52 V, capacidade total de 580 Ah permitindo o armazenamento de energia de 24 kWh.

As características principais das baterias são apresentadas na tabela 19 e em Anexo I apresenta-se o respetivo datasheet.

Tabela 19-Características principais da bateria 800 AH SOLAR 1/24

Tensão (V)	Capacidade (Ah-C10)	Potência (kWh)	Comprimento (mm)	Largura (mm)	Altura (mm)	Peso (Kg)
51,8	193	8,8	452	227	484	75

3.3.4 Resultado da simulação

Depois de configurado o gerador fotovoltaico dá-se início à simulação do sistema com os parâmetros demonstrados na Figura 21. Utilizando 2 inversores e 28 módulos (7 módulos em série e 4 strings), o sistema acoplado à rede com armazenamento obteve os resultados apresentados na Tabela 20. Em Anexo J encontra-se o relatório da simulação demonstrados com mais detalhes.

Definição de um sistema em rede, Variante VC3: "Sistema com Bateria 1"

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo

Nome: Grupo FV

Orientação: Inclinação do plano fixa

Inclinação: 10°

Azimute: 0°

Ajuda para o dimensionamento

☐ Sem pré dim. Introduza Pnom desejado 5.0 kWp

☒ Redimensionar ... ou superfície disponível(módulos) 25 m²

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Filtro: Todos os módulos FV

Aproxim. módulos necessários: 14

SunPower 360 Wp 50V Si-mono SPR-MAX2-360 Desde 2021 Datasheets 2021

☐ Utilizar otimizador

Dimens. das tensões: Vmpp (60°C) 50.9 V

Vco (-10°C) 77.6 V

Seleção do inversor

Disponíveis: Tensão de saída 230 V Mono 50Hz

Goodwe 5.0 kW 125 - 550 V TL 50/60 Hz GW5048-EM Desde 2021

Número de entradas MPPT 4

☒ Utilize multi-MPPT

Tensão de funcionamento: 125-550 V Potência do inversor utilizada 10.0 kWca

Tensão máxima entrada: 550 V **inversor com 2 MPPT**

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série 7 entre 3 et 7

Nr. strings 4 entre 4 et 5

Perdas sobre-pot. 0.0 %

Rácio Pnom 1.01

Condições de funcionamento

Irradiân. no plano 1000 W/m²

Vmpp (60°C) 356 V

Vmpp (20°C) 416 V

Vco (-10°C) 544 V

Imp (STC) 24.4 A

Isc (STC) 26.0 A

Isc (em STC) 26.0 A

Potênc. Máx. em funcionamento (em 1095 W/m² e 50°C) 10.1 kW

Potência nom. grupo (STC) 10.1 kWp

Lista dos sub-grupos

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
Grupo FV		
SunPower - SPR-MAX2-360	7	4
Goodwe - GW5048-EM	2	4

Resumo do sistema global

Nr. de módulos	28
Superfície módulos	49 m²
N.º de inversores	2
Potência nominal FV	10.1 kWp
Potência AC nominal	10.0 kWAC
Rácio Pnom	1.008

Figura 21- Configuração do sistema com armazenamento [27]

Este sistema com uma potência de 10,08 kWp resultou numa produção anual de 16.373,58 kWh um valor favorável já que supre a necessidade energética anual de 6248,86 kWh/ano e permite que uma boa quantidade de energia seja vendida à rede para gerar rendimento ao sistema. Ainda que o valor do rendimento e da produção específica tenha diminuído em relação ao sistema sem armazenamento, os valores obtidos são aceitáveis para o projeto.

Tabela 20-Resultados simulação sistema com bateria

Resultados	Valor
Produção do sistema	16.373,58 kWh/ano
Produção específica	1624 kWh/kWp/ano
Índice de performance	81,92%

O gráfico representado na Figura 22 diz respeito às produções diárias normalizadas por kWp instalado. Neste gráfico é possível verificar que há uma visível diminuição da produção FV nos meses de cacimbo, de maio à setembro, que correspondem aos meses menos quentes do ano. Já as perdas do sistema apresentam um comportamento contrário, há um ligeiro aumento no índice de performance dos sistemas nos meses do ano menos quente, o que significa que nestes meses o sistema tem um melhor funcionamento.

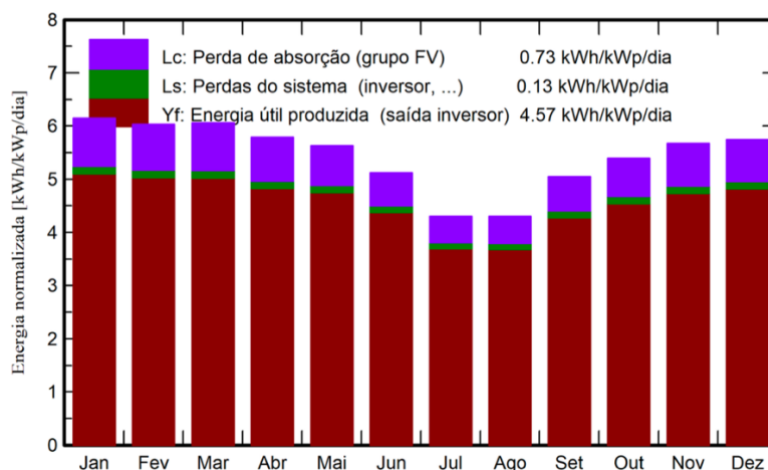


Figura 22-Produções normalizadas por kWp instalado [27]

O diagrama anual de perdas do sistema é mostrado na Figura 23 tendo um total de perdas de 18,08%, destaca-se a maior perda devido à temperatura do grupo em 9,25%, seguido das perdas no inversor que é cerca de 2,82% das perdas totais. Neste diagrama é demonstrado que após as perdas, parte da energia produzida pelo sistema, cerca de 23,1%, é armazenada nas baterias e os restantes 76,9% são divididos para autoconsumo e o restante é injetado na rede pública.

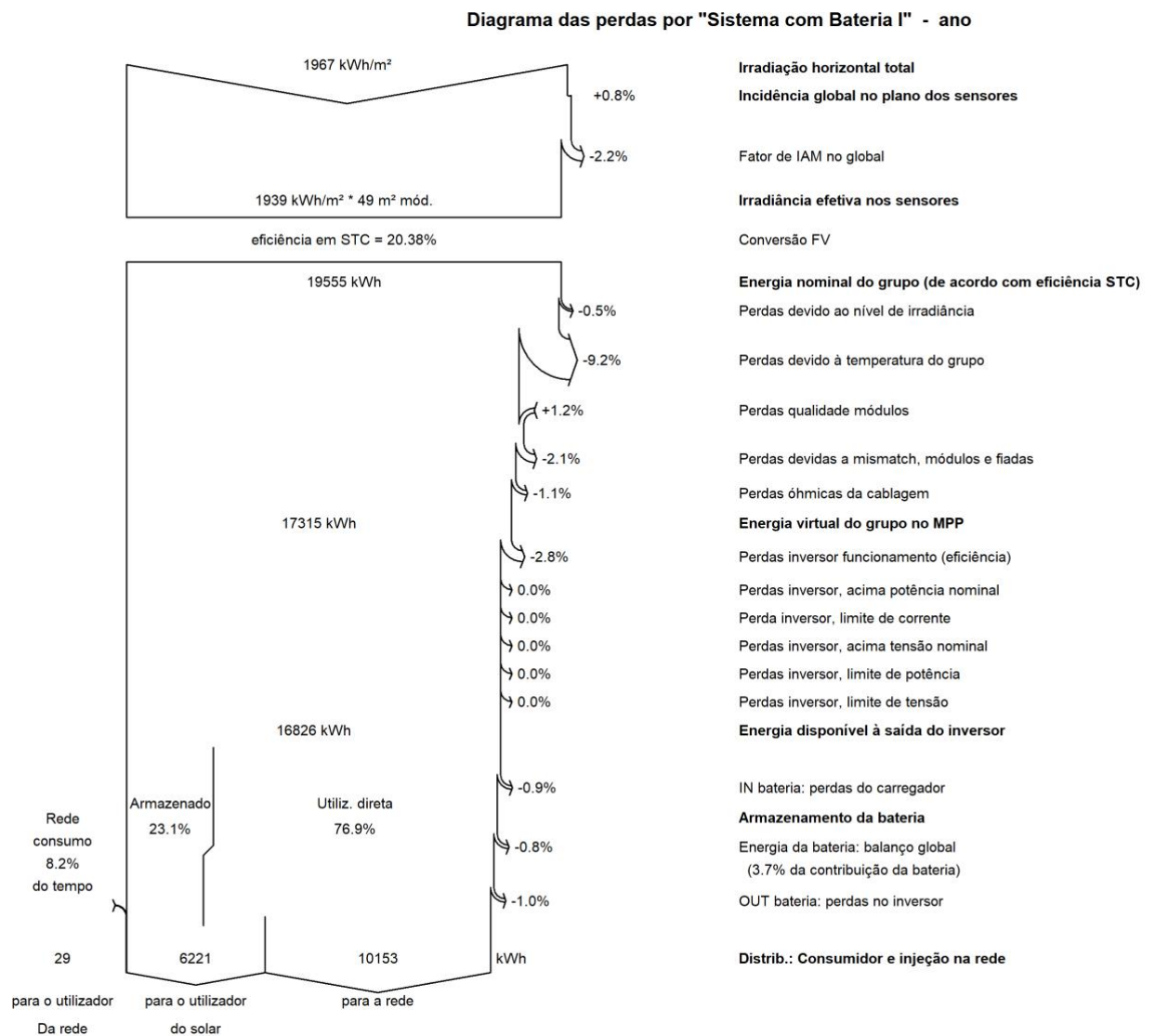


Figura 23-Diagrama anual de perdas [27]

Na Tabela 21 verifica-se o balanço de energia do sistema. O sistema FV produz anualmente 16.826 kWh, mas apenas 6221 kWh servirão para autoconsumo e 28,51 kWh serão provenientes da rede pública, para satisfazer a exigência energética anual da residência de 6250 kWh. Os restantes 10153 kWp serão injetados na rede pública.

Tabela 21-Balço de energia

	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	E_Sist kWh	E_Cons kWh	E_Solar kWh	E_Rede kWh	EFrRede kWh
Janeiro	201,20	85,20	27,50	190,60	185,80	1642,00	549,80	549,80	1001,00	0,00
Fevereiro	173,30	76,50	27,00	169,00	165,30	1462,00	549,70	526,30	860,00	23,44
Março	186,10	80,10	27,40	187,80	183,90	1616,00	467,20	467,20	1071,00	0,00
Abril	165,80	70,10	27,00	173,60	170,20	1504,00	483,10	483,10	945,00	0,00
Mai	160,90	59,70	26,40	174,60	171,50	152,00	532,70	532,70	913,00	0,00
Junho	140,30	58,10	23,90	153,60	150,60	1362,00	517,00	517,00	767,00	0,00
Julho	124,80	72,60	23,20	133,30	130,30	1191,00	532,70	532,70	583,00	0,00
Agosto	128,40	82,60	23,70	133,40	130,30	1187,00	549,80	549,80	562,00	0,00
Setembro	148,60	73,10	24,60	151,40	148,20	1334,00	499,70	499,70	758,00	0,00
Outubro	169,20	79,50	26,10	167,10	163,40	1462,00	517,10	517,10	867,00	0,00
Novembro	178,20	83,80	26,10	170,30	165,70	1474,00	550,10	545,00	858,00	5,07
Dezembro	190,00	79,00	25,59	178,20	173,20	1552,00	500,00	500,00	967,00	0,00
Ano	1966,80	900,30	25,70	1982,90	1938,50	17315,00	6248,90	6220,30	10153,00	28,51

A opção de integrar um sistema de armazenamento com baterias no sistema FV torna-se uma boa solução como resposta às constantes falhas de fornecimento de energia por parte da rede elétrica de Angola, diminuindo assim a dependência pela energia da rede. Ainda assim, a título de verificar qual dos dois sistemas dimensionados é o mais vantajoso para a realidade de Angola, no próximo capítulo serão analisados os aspetos técnicos e económicos dos sistemas.

3.4 Análise dos Resultados Obtidos

Ao analisar os resultados dos dois sistemas presentes na Tabela 22, verifica-se que não há grande diferença na quantidade de energia produzida nos dois sistemas, portanto nesta primeira análise o sistema o sistema sem armazenamento apresenta melhores valores em termos técnicos. Entretanto, após uma análise das condições de utilização e da análise financeira realizada no capítulo a seguir, estaremos mais capacitados para tomar a conclusões sobre a escolha do sistema que melhor se adequa às condições que o país oferece.

Tabela 22-Síntese dos resultados obtidos para sistema FV em Luanda

Sistema FV	Pot Instala da (kWp)	Módulos (und)	Invers or (und)	Baterias (und)	Energia Produzida (MWh/an o)	Eficiência do Sistema (%)
Sem Armazenamento	7,56	21	3	/	12,50	83,79
Com Armazenamento	10,80	28	2	3	16,30	81,92

ESTUDO ECONÓMICO

- 4.1 Orçamento do sistema FV
- 4.2 Análise Económica do Projeto
- 4.3 Resultados e Análise Económica

4 ESTUDO ECONÓMICO

A instalação fotovoltaica é uma solução de produção de energia mais sustentável, mas os consumidores, como em todos os investimentos, procuram sempre recuperar o capital investido. Num sistema solar a receita baseia-se na poupança energética e na remuneração proveniente da venda de energia. Para se proceder à avaliação financeira do investimento recorreu-se à análise dos critérios de rentabilidade apoiados no cash-flow, avaliando alguns dos seus indicadores. O cash-flow ao longo de um determinado período representa o saldo entre as entradas e as saídas de capital, ou seja, o cash-flow é caracterizado pelos movimentos monetários que compreendam os investimentos e as vendas, tendo já em conta os gastos efetivos existentes.

Com a análise económica pretende-se avaliar vários fatores, como o capital necessário a investir, poupança energética, preço de venda de energia entre outros, com o objetivo de aferir a viabilidade do projeto. Na análise da viabilidade económica do projeto, serão utilizados indicadores financeiros como o VAL (Valor Atual Líquido), ROI (Retorno sobre Investimento) e o Período de Retorno (PBP) que serão calculados através do mesmo software, o Pvsyst, seguindo as equações abaixo.

VAL

O VAL ou o valor atualizado líquido trata-se, primeiramente, de uma avaliação de todos os cash-flows envolvidos no projeto, positivos e negativos. O VAL trata-se de estimar todo o dinheiro que vamos gastar e receber com o projeto. Corresponde à diferença dos valores atualizados para um momento comum de todas as despesas e receitas inerentes ao projeto. Como todo investimento apenas gera cash-flow no futuro e ocorrem em momentos distintos no tempo, não os poderemos simplesmente adicionar, pois o dinheiro terá valores diferentes em função do tempo. Sendo assim, é necessário atualizar o valor de cada um dos cash-flows e compará-los com o valor do investimento. O VAL pode ser obtido pela equação 6 [30].

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (6)$$

Onde t corresponde ao ano, CF os cash-flows gerados pela empresa e I_t o investimento do ano t, e r a taxa de desconto ou taxa de atualização.

O VAL pode assumir valores negativos, nulo e positivo, sendo que um VAL negativo, informa-nos que o projeto não é viável porque não é capaz de gerar dinheiro suficiente para recuperar o investimento efetuado e remunerar os investidores à taxa por eles exigida. Se o VAL for nulo significa que o projeto é economicamente rentável, todo o investimento feito é recuperado e os investidores são totalmente remunerados à taxa exigida, apesar de o lucro puro ser nulo. Já um VAL positivo informa que o projeto é economicamente rentável, todo investimento feito é recuperado, os investidores são totalmente remunerados à taxa exigida e há um lucro puro igual ao valor do VAL obtido [31].

ROI

ROI é uma sigla em inglês para *Return On Investment*, que em português é significa "Retorno sobre Investimento", é utilizado como um indicador de retorno de investimentos que demonstra o quanto um investidor perde ou ganha com um determinado investimento. O ROI, é uma medida financeira de desempenho que compara todos os custos envolvidos num projeto. O ROI relaciona, por exemplo, o retorno das vendas após um investimento em marketing. A equação 7 calcula este indicador [32]:

$$ROI = \frac{\text{Ganhos do investimento} - \text{Custos do investimento}}{\text{Custos do investimento}} \quad (7)$$

PBP

O “*payback period*” ou prazo de recuperação na sua definição mais simples representa o período de retorno de um determinado investimento inicial. Representa o prazo de tempo decorrido até o investidor reembolsar o capital investido. Este retorno gerado deve pelo menos cobrir o investimento inicial e gerar caixa positiva no período final definido. O PBP dá a informação do tempo necessário até ser recuperado todo o investimento, acrescido de uma taxa de retorno adicional para suportar o risco do projeto. O cálculo do *payback* é feito através da equação 8 [30]:

$$PBP = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{n}} \quad (8)$$

4.1 Orçamento do sistema FV

Os custos associados ao projeto podem ser divididos em custos diretos e indiretos. O primeiro contabiliza os custos dos principais como os equipamentos (módulos FV, inversores, estruturas, baterias). Os equipamentos serão comprados em lojas internacionais e nacionais, já com os custos de transporte incluídos. Por não haver dados suficientes, o custo da instalação elétrica já englobará os custos de cablagem e outros equipamentos elétricos utilizados. Os custos indiretos, contabilizados serão as despesas e impostos associados ao desenvolvimento do projeto. Será ainda considerado o gasto com as operações de manutenção.

A tabela 23 demonstra o custo global aproximado do sistema FV sem armazenamento, onde o maior custo deste sistema são os painéis. A conversão de moeda de kwanzas para euros foi feita tendo em conta a taxa de câmbio do Banco Nacional de Angola (BNA) no dia 8 de Abril de 2023 em que 1kz equivalia a 0,0018€.

Tabela 23-Orçamento do sistema ligado à rede sem armazenamento

Componente	Quantidade	Custo unitário (€)	Custo total (€)	Custo total (Kz)
Módulo FV	21	247,00	5187,00	2.901.839
Inversor	3	880,00	2640,00	1.476.933
Instalação Elétrica			420,00	234.967
Total			8381,35	4.669.683

Os custos dos equipamentos para o sistema com armazenamento podem ser observados na tabela abaixo. No sistema com armazenamento, as baterias são o equipamento que apresentam o maior custo em relação aos restantes equipamentos, para uma autonomia de 33 horas, o custo total chega a ser 17.619€.

Tabela 24-Orçamento do sistema ligado à rede com bateria

Componente	Quantidade	Custo unitário (€)	Custo total (€)	Custo total (Kz)
Módulo	28	247,00	6916,00	3.868.924
Inversor	2	1558,00	3116,00	1.743.142
Bateria	3	5873,00	17.619,00	9.856.358
Instalação Elétrica			420,00	234.955
Total			28.071,00	15.703.379

No capítulo seguinte será analisado se os resultados financeiros obtidos com os sistemas serão suficientes para recuperar o valor investido e gerar lucro.

4.2 Análise Económica do Projeto

Na análise económica do projeto é analisada a receita do projeto FV proveniente da poupança energética e da remuneração com a venda de energia de forma a aferir a rentabilidade do projeto. De acordo ao Decreto Presidencial 43/21 de 17 de fevereiro, há a possibilidade de a energia excedente ser injetada na rede elétrica tendo como valor de remuneração 25 kwanzas por cada kWh.

Como foi dito anteriormente no capítulo das Tarifas de Eletricidade, a tarifa de eletricidade em Angola é das tarifas mais baixas de África, portanto, de forma a obter-se resultados mais apelativos, foram considerados dois cenários para a realização do estudo económico dos sistemas ligados à rede. Assim, foi considerado no primeiro cenário como valor remunerado pela energia injetada à rede, 25kz/kWh (0,045 €/kWh) e no segundo foi considerada uma tarifa elétrica mais adequada para os sistemas FV dimensionados.

A utilização das novas energias renováveis ainda é uma situação recente ao país, o que faz com que ainda não haja regulamentos com valor definitivos para esta realidade. No quadro legal e regime jurídico da área de energias renováveis, o decreto presidencial n.º 76/21 de 25 de março, aprova o regulamento das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de Energia Elétrica, estabelece os princípios gerais do regime jurídico e as bases de concessão das mesmas. Este decreto prevê a criação de um regulamento complementar que irá detalhar as condições de exercício da atividade de produção vinculada renovável, que entre outras coisas irá regular: os princípios e fórmulas para a remuneração da produção vinculada renovável [33]. A remuneração será baseada numa tarifa integral máxima pré-definida para cada tecnologia a estabelecer no regulamento.

Angola é um país com uma taxa de câmbio extremamente volátil. A fixação do de um valor baixo para a tarifa de compra de energia renovável a um produtor independente, em moeda forte (USD/Eur), pode criar o risco de a empresa distribuidora incorrer em perdas financeiras resultantes da flutuação das taxas de câmbio [34].

A lei do investimento privado n.º 10/18, de 26 de junho identifica como obstáculos para investimentos do sector privado, a falta de garantias por parte do estado angolano, carta de crédito em USD/EUR irrevogável favor da concessionária, garantias de pagamentos por fundos públicos em moeda estrangeira, entre outros. Ainda com a lei n.º 10/18, o estado garante aos investidores privados, por meio de serviços concentrados, com procedimentos expeditos e simplificados, os registos essenciais de natureza legal, fiscal e de segurança social, bem como técnicas de cobertura cambial como pagamentos antecipados, contrato forward, escolha da moeda de faturação e até mesmo

ajustamento tarifário, com intuito de cobrir impactos que podem ser causados pela depreciação cambial [34].

A lei n.º 1/14, de 6 de fevereiro e o regime jurídico aplicável às garantias do estado, estabelece no n.º 1 do art.º 17.º que a concessão de garantias pessoais pelo estado fundamenta-se em motivos de interesse público e de interesse para a economia nacional. As garantias têm como finalidades operações de crédito ou financeiras relativas aos programas ou projetos de interesse para a economia nacional [34].

A assembleia nacional de Angola fixa na lei anual do OGE ou em lei especial, o limite máximo das garantias pessoais a conceder pelo estado[34]. O contrato de concessão da central de produção vinculada renovável atribui os seguintes direitos: mecanismos de compensação em caso de variações cambiais e benefícios fiscais como reduções de impostos sobre rendimentos e importações. O regime jurídico aplicável apresenta algumas instruções para o pedido de contrato de concessão da central de produção vinculada renovável. Deve ser dirigido ao titular do departamento ministerial encarregue das finanças públicas, e deve conter os seguintes elementos:

- Apreciação da situação económico-financeira da entidade beneficiária e
- apresentação de indicadores de funcionamento em perspetiva evolutiva;
- Identificação da operação a garantir;
- Indicação de eventuais contragarantias a serem facultadas ao estado;
- Minuta do contrato de empréstimo ou da operação financeira;
- Plano de utilização do financiamento e esquema de reembolso;
- Estudo de viabilidade económica do projeto [34].

Para dimensionar um sistema FV e fazer a análise financeira, deve-se levar em consideração a tarifa da energia vendida à rede, pois só assim teremos noção se compensará fazer autoconsumo, vender toda energia produzida ou utilizar sistema de armazenamento. Como ainda não há valores definitivos para a remuneração da energia proveniente de sistemas FV, aliando-se aos regulamentos, para gerar resultados positivos dos indicadores financeiros, no segundo cenário da análise financeira do sistema FV foi considerada uma tarifa de venda de energia à rede elétrica com o valor de 0,27 €/kWh, equivalente a 156,01 kz/kWh, o que resulta numa diferença de 142 kz em relação ao valor pago pela compra de energia da rede pública.

Foi utilizado como valor pago pela compra de energia da rede a tarifa de eletricidade aplicada em Angola para residências na categoria de doméstica especial de 14 kz/kWh (0,026 €/kWh), valor aprovado pelo Decreto Executivo nº 122/19 de 24 de maio, revogando o Decreto Executivo 705/15 de 30 de dezembro.

A fim de concretizar a análise económica, definiu-se um período de investimento de 20 anos, uma taxa de inflação média anual de 3% para evolução da tarifa de eletricidade e para os custos de operação e manutenção (O&M).

4.2.1 Análise Financeira do Sistema FV sem Armazenamento

Para o primeiro cenário da análise económica do sistema sem armazenamento foram consideradas como tarifas de venda de energia 25 kz/kWh (0,045 €/kWh) para o valor remunerado pela energia injetada na rede e para a tarifa de consumo da rede elétrica 14 kz/kWh (0,026 €/kWh). Com estas tarifas aplicadas o sistema obteve valores baixos para o VAL (2381,25€) e ROI (28,9%) como se constata na tabela 25. Como esperado, o projeto apresentou um rendimento muito baixo durante os anos analisados, resultando num período de retorno de 16,3 anos.

Tabela 25-Resultado da análise financeira do investimento para o primeiro cenário do sistema sem bateria (EUR) [adaptado de 27]

Ano	Venda de eletricidade (€)	Custo de operação (€)	Lucro depois do imposto (€)	Poupança autoconsumo (€)	VAL (€)	% Amortecimento
0	0,00	0,00	0,00	0,00	-8247,00	0
1	443,00	100,00	343,00	71,00	-7833,00	5%
2	456,00	103,00	353,00	71,00	-7410,00	10,2%
3	470,00	106,00	364,00	71,00	-6975,00	15,4%
4	484,00	109,00	375,00	71,00	-6530,00	20,8%
5	499,00	113,00	386,00	71,00	-6073,00	26,4%
6	514,00	116,00	398,00	71,00	-5605,00	32%
7	529,00	119,00	410,00	71,00	-5125,00	37,9%
8	545,00	123,00	422,00	71,00	-4632,00	43,8%
9	561,00	127,00	434,00	71,00	-4127,00	50%
10	578,00	130,00	448,00	71,00	-3609,00	56,2%
11	595,00	134,00	461,00	71,00	-3077,00	62,7%
12	613,00	138,00	475,00	71,00	-2532,00	69,3%
13	632,00	143,00	489,00	71,00	-1972,00	76,1%
14	651,00	147,00	504,00	71,00	-1398,00	83%
15	670,00	151,00	519,00	71,00	-809,00	90,2%
16	690,00	156,00	534,00	71,00	-204,00	97,5%
17	711,00	160,00	550,00	71,00	417,00	105,1%
18	732,00	165,00	567,00	71,00	1055,00	112,8%
19	754,00	170,00	584,00	71,00	1709,00	120,7%
20	777,00	175,00	601,00	71,00	2381,00	128,9%
Total	11903,00	2687,00	9216,00	1412,00	2381,00	128,9%

A baixa tarifa de eletricidade de Angola faz com que alguns projetos renováveis não sejam viáveis, o que acaba por afastar investidores privados, importante para o desenvolvimento do sector energético. Portanto, de forma a perspetivar um cenário mais favorável para os projetos renováveis, foi analisado um segundo cenário para a realização do estudo económico do sistema tendo como valor da remuneração pela energia injetada à rede, 156 kz/kWh (0,27 €/kWh) e como tarifa de consumo da rede elétrica 14 kz/kWh (0,026 €/kWh). Considerou-se o mesmo período de investimento de 20 anos e a mesma taxa de inflação média anual para evolução da tarifa de eletricidade e os custos de O&M.

Em relação ao primeiro cenário, obtiveram-se melhores resultados, houve um aumento no VAL, ROI e como é apresentada na Figura 24, a evolução do cash-flow acumulado demonstra uma diminuição considerável do período de retorno do projeto.

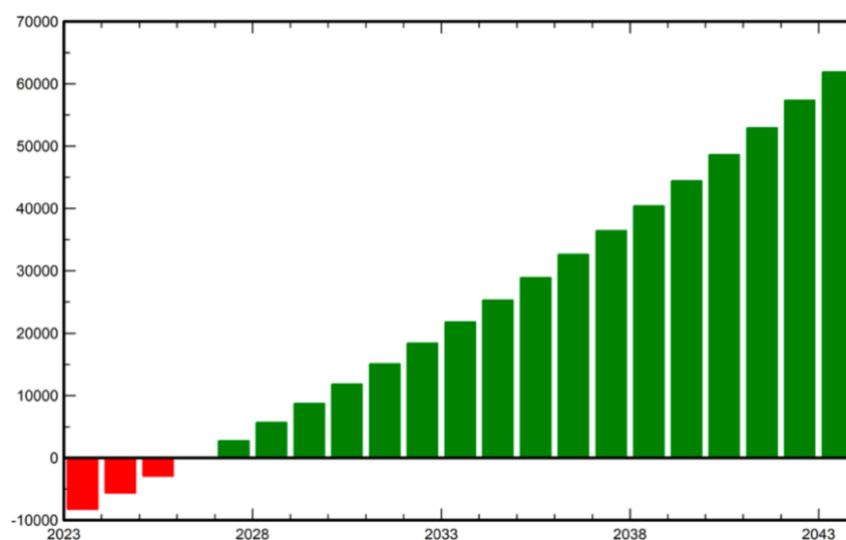


Figura 24-Fluxo de caixa acumulado do sistema para o segundo cenário de análise do sistema sem bateria (EUR) [27]

Como esperado, verificou-se uma melhoria dos resultados financeiros para o sistema, onde o VAL corresponde a 61.895,88 € e ROI de 750,5%, para um período de amortização de 3 anos, com resultados mais favoráveis conforme se verifica na tabela abaixo.

Tabela 26- Resultado da análise financeira do investimento para o segundo cenário de análise do sistema sem bateria (EUR) [27]

Ano	Venda de eletricidade (€)	Custo de operação (€)	Lucro depois do imposto (€)	Poupança autoconsumo (€)	VAL (€)	% Amortecimento
0	0,00	0,00	0,00	0,00	-8247,00	0,00
1	2658,00	100,00	2558,00	71,00	-5619,00	31,9%
2	2738,00	103,00	2635,00	71,00	-2913,00	64,7%
3	2820,00	106,00	2714,00	71,00	-129,00	98,4%
4	2904,00	109,00	2795,00	71,00	2737,00	133,2%
5	2991,00	113,00	2879,00	71,00	5686,00	168,9%
6	3081,00	116,00	2965,00	71,00	8722,00	205,8%
7	3174,00	119,00	3054,00	71,00	11847,00	243,6%
8	3269,00	123,00	3146,00	71,00	15063,00	282,7%
9	3367,00	127,00	3240,00	71,00	18374,00	322,8%
10	3468,00	130,00	3337,00	71,00	21782,00	364,1%
11	3572,00	134,00	3438,00	71,00	25290,00	406,7%
12	3679,00	138,00	3541,00	71,00	28902,00	450,4%
13	3789,00	143,00	3647,00	71,00	32619,00	495,5%
14	3903,00	147,00	3756,00	71,00	36446,00	541,9%
15	4020,00	151,00	3869,00	71,00	40386,00	589,7%
16	4141,00	156,00	3985,00	71,00	44441,00	638,9%
17	4265,00	160,00	4105,00	71,00	48616,00	689,5%
18	4393,00	165,00	4228,00	71,00	52915,00	741,6%
19	4525,00	170,00	4355,00	71,00	57340,00	795,3%
20	4661,00	175,00	4485,00	71,00	61896,00	850,5%
Total	71418,00	2687,00	68731,00	1412,00	61896,00	850,5%

4.2.2 Análise do Sistema FV com Armazenamento

Ao aplicar a tarifa de venda de energia à rede de 0,045 EUR/kWh e a tarifa de consumo de 0,026 EUR/kWh na análise do primeiro cenário, verificou-se que o sistema FV com armazenamento não é rentável durante o período analisado. Manteve-se a taxa de evolução das tarifas, a taxa das O&M e o período de investimento, resultando num VAL de -15.246,5€, ROI de -54,3% e um período de retorno superior a 20 anos.

Tabela 27-Resultado da análise financeira do investimento para o primeiro cenário de análise do sistema com bateria [27]

Ano	Venda de eletricidade (€)	Custo de operação (€)	Lucro depois do imposto (€)	Poupança autoconsumo (€)	VAL (€)	% Amortecimento
0	0,00	0,00	0,00	0,00	-28071,00	0,00
1	457,00	100,00	357,00	162,00	-27552,00	1,8%
2	471,00	103,00	368,00	162,00	-27023,00	3,7%
3	485,00	106,00	379,00	162,00	-26483,00	5,7%
4	499,00	119,00	390,00	162,00	-25931,00	7,6%
5	514,00	113,00	402,00	162,00	-25368,00	9,6%
6	530,00	116,00	414,00	162,00	-24792,00	11,7%
7	546,00	119,00	426,00	162,00	-24204,00	13,8%
8	562,00	123,00	439,00	162,00	-23604,00	15,9%
9	579,00	127,00	452,00	162,00	-22990,00	18,1%
10	596,00	130,00	466,00	162,00	-22362,00	20,3%
11	614,00	134,00	480,00	162,00	-21721,00	22,6%
12	632,00	138,00	494,00	162,00	-21065,00	25%
13	651,00	143,00	509,00	162,00	-20395,00	27,3%
14	671,00	147,00	524,00	162,00	-19709,00	29,8%
15	691,00	151,00	540,00	162,00	-19007,00	32,3%
16	712,00	156,00	556,00	162,00	-18289,00	34,8%
17	733,00	160,00	573,00	162,00	-17555,00	37,5%
18	755,00	165,00	590,00	162,00	-16803,00	40,1%
19	778,00	170,00	608,00	162,00	-16034,00	42,9%
20	801,00	175,00	626,00	162,00	-15246,00	45,7%
Total	12.277,00	2687,00	9590,00	3235,00	-15246,00	45,7%

Fazendo uma análise aos resultados presentes na Tabela 27, verifica-se que para o primeiro cenário de análise para o sistema com armazenamento, o custo do investimento é muito elevado em relação às tarifas aplicadas, o que resulta em valores de indicadores muito baixos em comparação ao sistema sem armazenamento. Como os resultados obtidos foram pouco satisfatórios, procedeu-se ao desenvolvimento do segundo cenário para analisar e comparar os possíveis resultados. No segundo cenário foi considerada a mesma taxa de inflação e período de investimento, mas foi aplicada a tarifa de venda de energia elétrica de 0,27 €/kWh. Tendo como resultado para o segundo cenário os valores apresentados na tabela 28.

Tabela 28-Resultado da análise financeira do investimento para o segundo cenário de análise do sistema com bateria [27]

Ano	Venda de eletricidade (€)	Custo de operação (€)	Lucro depois do imposto (€)	Poupança autoconsumo (€)	VAL (€)	% Amortecimento
0	0,00	0,00	0,00	0,00	-28071,00	0,00
1	2741,00	100,00	2641,00	162,00	-25268,00	10,00%
2	2824,00	103,00	2721,00	162,00	-22386,00	20,3%
3	2908,00	106,00	2802,00	162,00	-19422,00	30,8%
4	2996,00	119,00	2886,00	162,00	-16374,00	41,7%
5	3085,00	113,00	2973,00	162,00	-13239,00	52,8%
6	3178,00	116,00	3062,00	162,00	-10015,00	64,3%
7	3273,00	119,00	3154,00	162,00	-6699,00	76,1%
8	3372,00	123,00	3249,00	162,00	-3289,00	88,3%
9	3473,00	127,00	3346,00	162,00	219,00	100,8%
10	3577,00	130,00	3446,00	162,00	3827,00	113,6%
11	3684,00	134,00	3550,00	162,00	7538,00	126,9%
12	3795,00	138,00	3656,00	162,00	11356,00	140,5%
13	3909,00	143,00	3766,00	162,00	15284,00	154,4%
14	4026,00	147,00	3879,00	162,00	19325,00	168,8%
15	4147,00	151,00	3995,00	162,00	23482,00	183,7%
16	4271,00	156,00	4115,00	162,00	27759,00	198,9%
17	4399,00	160,00	4239,00	162,00	32159,00	214,6%
18	4531,00	165,00	4366,00	162,00	36686,00	230,7%
19	4667,00	170,00	4497,00	162,00	41345,00	247,3%
20	4807,00	175,00	4632,00	162,00	46138,00	264,4%
Total	73662,00	2687,00	70975,00	3235,00	46138,00	264,4%

Obteve-se um VAL de 46.138,31€, ROI de 164,4 % e um período de amortização de 8,9 anos. Em relação ao primeiro cenário, obteve-se um melhor resultado, um aumento no VAL e uma diminuição considerável do período de retorno. Na Figura 25 é apresentada a evolução do cash-flow acumulado do sistema com armazenamento para o segundo cenário.

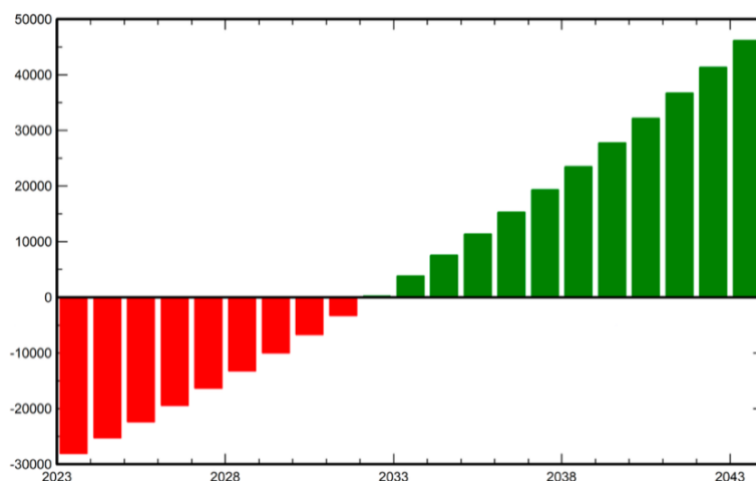


Figura 25-Fluxo de caixa acumulado do sistema para o segundo cenário de análise sistema com bateria (EUR) [27]

De forma a analisar todos os cenários desenvolvidos para os sistemas FV, na seguinte secção será feita uma síntese e análise crítica e comparativa para os resultados obtidos para cada situação.

4.3 Resultados e Análise Económica

Na tabela abaixo apresentam-se os resultados económicos obtidos no segundo cenário de análise para os dois sistemas dimensionadas.

Tabela 29-Síntese dos resultados obtidos para cada um dos sistemas estudados

	Custo Total (€)	VAL (€)	ROI (%)	PBP (anos)	Emissão (tCO ₂)
Sistema sem armazenamento	8381,35	61.895,88	750,50	3	15,44
Sistema com armazenamento	28.071,00	46.138,31	164,40	8,9	14,34

Ao analisar os dois sistemas acoplados à rede, com e sem armazenamento, parece ser imediata a escolha do sistema sem armazenamento devido ao menor custo de investimento e maior rendimento. Entretanto, é necessário analisar todos os detalhes: o facto de haver constantes falhas de energia da rede faz com que a dependência à rede pública nos dias de baixa produção FV seja um problema pois em períodos de blackouts nem a rede, nem o sistema FV, serão capazes de fornecer energia suficiente, criando a necessidade de haver um método alternativo para gerar eletricidade.

Na maior parte dos casos das residências em Angola, como o caso da residência em estudo, utilizam geradores à base de combustíveis fósseis para suprir as necessidades que advêm da falta de eletricidade. Como os blackouts em Angola podem durar cerca de dois dias, contabilizando o custo de aquisição de combustível para sustentar os dias sem eletricidade, torna-se mais favorável um sistema com armazenamento, que para além de ser uma alternativa aos blackouts é mais económica e mais sustentável do que a utilização de geradores elétricos, como iremos constatar nas próximas tabelas.

Devido ao elevado preço do combustível, os residentes apenas utilizam o gerador durante o período da noite até de manhã fazendo um total de 13 horas de utilização em um dia de blackout. Tendo em conta que a falha de energia pode ocorrer uma ou duas vezes por semana, projetando o melhor dos cenários, o período de utilização do gerador estimado (13h/dia), coincidindo com o número de blackouts, será de 6 dias por mês, o que equivale a 78 horas de utilização do gerador por mês.

Sabendo o total de combustível utilizado para abastecer o gerador durante o período de utilização saberemos o custo mensal para abastecer o gerador elétrico. De acordo aos dados recolhidos, a residência possui um gerador de 55 kVA, os detalhes do gerador encontram-se em anexo k. Com boa potência e baixo consumo, o tanque apresenta uma capacidade de cerca de 150 litros, o que faz com que sua autonomia seja para até 13 horas, tornando-o ideal para turnos prolongados. Em média, com essa potência o gerador consome 12 litros por hora de utilização [35]. Assim, para gerar uma autonomia de 13h por dia, serão necessários 156 litros. Desta forma, seguindo os cálculos estimados, temos 936 litros para os 6 dias num mês, equivalente à 11.232 litros por ano.

O próximo passo foi determinar a quantidade de CO₂ resultante da queima dos litros utilizados para a produção de energia elétrica. A queima do diesel provoca emissões de gases na atmosfera, dentre eles o CO₂. Durante o processo de combustão, para cada litro de óleo diesel queimado, são emitidos uma média de 3,2 kg de CO₂ na atmosfera [36]. Tendo como base a quantidade total de litros utilizados mensalmente na residência para produção de energia, chega-se a uma quantidade aproximada de emissões de: 11.232 litros x 3,2 kgCO₂ = 35.942,4 kg de emissões anuais de CO₂ na atmosfera provenientes do uso do gerador a diesel da residência.

Tendo em conta o preço do diesel é atualizado conforme a taxa de câmbio corrente e os preços internacionais do gasóleo, com base nessas avaliações, o preço do gasóleo em Angola aos 14 de Maio de 2023, é de 135 kz/litro [37].

O valor de 135 kz/litro resulta num total anual de 1.516.320 kz para a compra do combustível para abastecer o gerador.

Depois de reunidos todos os dados, na Tabela 30 é feita a comparação do sistema FV acoplado à rede com armazenamento e o sistema de rede pública com gerador elétrico.

Tabela 30-Comparação entre uso de gerador elétrico e sistema FV com bateria

	Custo investimento (€)	Custo manutenção (€/ano)	Custos adicionais (€/ano)	Proveito	Emissão kgCO ₂
Sistema FV com baterias	28.071,00	100,00	/	Poupança 3235€ Rendimento de 46.138,31€	14.445,00
Gerador elétrico	13.700,00	1014,94	Gasóleo 2717,78	/	35.942,40

O uso de geradores em residências e empresas, é uma prática adotada há vários anos. Os consumidores de energia elétrica em Angola optaram por utilizar geradores a diesel como única solução para a falta de energia, pois o alto valor do investimento de um sistema FV ainda deixava os consumidores céticos em relação à sua aquisição. Entretanto, os custos associados ao gerador podem ser mais dispendiosos que o sistema FV, devido à compra de combustível para abastecer os geradores e a manutenção corretiva e preventiva do gerador.

Sem contar que a utilização de geradores aumenta a quantidade de CO₂ emitida na atmosfera, conforme os cálculos mensurados, chegaram a 35.942,4 tCO₂, para apenas uma residência, contabilizando mais residências e empresas nas várias províncias do país, pode chegar a um total de emissão anual de 25.209,99 kt, isto em 2019.

Com isso, depois de analisados todos os fatores, os mais importantes serão levados em consideração para as conclusões finais.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

5.2 Sugestões de trabalhos futuros

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

A partir da análise dos resultados obtidos para a produção fotovoltaica nas cidades estudadas, é correto afirmar que Angola apresenta um potencial solar elevado e ao fazer o aproveitamento deste recurso, muitos dos problemas que o país apresenta no sector energético poderão ser resolvidos.

Na perspectiva financeira, o sistema FV dimensionado sem armazenamento seria a melhor opção por ser o menos dispendioso entre os sistemas fotovoltaicos dimensionados, mas conforme foi referido anteriormente, o sistema não pode ser dependente à rede devido às falhas de energia da rede. Tendo em conta este fator, do ponto de vista técnico, em termos de autoconsumo e autossuficiência, os resultados são mais favoráveis com a integração de baterias no sistema. Entretanto, com as atuais tarifas de compra e venda de energia elétrica praticadas em Angola, não existe viabilidade económica dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Por essa razão os sistemas deste projeto foram dimensionados de acordo com tarifas mais adequadas que tornam os sistemas FV dimensionados economicamente viáveis, com período de amortização de 3 a 8 anos. Prevê-se num futuro próximo um reajuste no sector elétrico onde haverá incentivos à produção FV com um regime de tarifas mais adequadas, que beneficiarão ainda mais a implementação do sistema FV com armazenamento pois, é a solução que melhor se adequa à realidade que Angola apresenta.

Dentre os dois sistemas dimensionados, o segundo sistema, com armazenamento, é a melhor opção devido à menor dependência da rede pública. A comparação feita entre o sistema FV com armazenamento e o sistema convencional com o uso de gerador à base de combustível fóssil, apresentada na Tabela 30, reforça a escolha do sistema FV pois, este sistema para além de permitir uma poupança anual na fatura de eletricidade, ainda permite um proveito a partir da remuneração da energia vendida. Sem falar de que em comparação aos outros sistemas de energia, o sistema solar é o que apresenta menor custo de manutenção.

Conclui-se então que o cenário mais favorável é a implementação de sistemas FV com armazenamento, isto visto numa perspectiva custo-benefício-sustentabilidade quando comparados ao sistema convencional. Assim, vê-se que muito do trabalho a ser feito parte da educação e consciencialização sobre o benefício das FER e o impacto negativo que o uso excessivo de combustível fóssil tem para o planeta. Voltando a nossa atenção para um lado também muito importante que é a sustentabilidade, os sistemas FV são menos poluentes, permitem uma economia de emissão de 166,1 tCO₂. Cada vez mais a

sociedade deve olhar para a preservação do planeta, do que para o valor gasto em alternativas mais sustentáveis. Criar um modelo energético sustentável do ponto de vista energia/ambiente tem custos, mas não há alternativa. Os investimentos em renováveis não devem ser entendidos como uma despesa, mas como uma oportunidade para assumirmos um compromisso com as gerações vindouras, no sentido de fornecer um serviço adequado conservando o meio ambiente.

5.2 Sugestões de trabalhos futuros

Para trabalhos futuros fica por concluir a parte prática do projeto, ou seja, a implementação dos sistemas e sua monitorização com vista a analisar a produção real de energia. Os valores de produção de energia elétrica anual dos sistemas dimensionados são valores estimados com base nos calculados do software, que podem divergir dos valores reais. As diferenças podem ser causadas devido a várias circunstâncias, assim, para um trabalho completo deve-se analisar os valores obtido no terreno e os obtidos pela simulação no PVsyst.

Outro aspeto a melhorar no trabalho é na parte dos resultados financeiros, para se obter melhores indicadores, deverá ser feita uma pesquisa de mercado mais aprofundada de modo a se obter equipamento mais económicos disponíveis no mercado angolano, para que assim se reduza os custos de investimento. Os investimentos nos sistemas fotovoltaicos têm um custo inicial elevado devido ao fato das tecnologias FV serem todas importadas. Ainda não há produção dos equipamentos em Angola para que haja competição de preços no mercado, causando a sua redução.

Um ponto também muito interessando que fica em falta é o estudo dos sistemas OFF-Grid. Como não se encontram interligados à rede elétrica convencional, os sistemas OFF-Grid podem ser utilizados em regiões carentes de rede de distribuição elétrica e que não podem ser conectadas com os principais centros de energia elétrica por dificuldades técnicas ou económicas. Estes sistemas isolados são uma boa opção para a eletrificação das zonas rurais pois, são constituídos por um banco de baterias que em período em que os sistemas não produz energia, utilizam a energia armazenada nas baterias, suprimindo assim as necessidades energéticas da zona.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CRESESB/CEPEL (Figura 10, Célula Solar, Esquema Básico., dados de 2008):<www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>
- [2] COMETTA, Emílio - "Energia solar: utilização e empregos práticos." São Paulo: HEMUS (1978)
- [3] TRAVELGEST, "Introdução a Angola: Geografia, Turismo e Cultura" [ps://www.botschaftangola.de/cultura/introducao-a-angola-geografia-turismo-e-cultura/](http://www.botschaftangola.de/cultura/introducao-a-angola-geografia-turismo-e-cultura/)
- [4] Huntley, Brian J. "Angola, Um Perfil: Fisiografia, Clima e Padrão de biodiversidade" http://www.unescolifeonland.com/fotos/gca/biodiversidadeangola_39a73_719217065cf16352f19c8.pdf
- [5] The world bank, "Angola Data" <https://data.worldbank.org/country/angola>
- [6] Ministério de Energia e Águas, "A visão de longo prazo Angola Energia 2025" (
- [7] Tchalyongo, Kim, "Falta de energia e água são obstáculos ao desenvolvimento de Angola"(2019) <https://www.voaportugues.com/a/energia-e-agua-sao-obstaculos-ao-desnevolvimetno-de-angola/5037024.html>
- [8] Jornal de Angola, "Angola quer aumentar produção de energias renováveis até 2025" (2018) <https://www.jornaldeangola.ao/ao/noticias/detalhes.php?id=412564>
- [11] Dumba, Dalton Eduardo, "Energia Solar Fotovoltaica Como Fonte Alternativa de Produção de Energia Elétrica Em Angola" (2015)
- [12] PRODEL-E.P, "Empresas Públicas de Angola " (2019), <https://igape.minfin.gov.ao/PortallGAPE/#!/participacoes-do-estado/empresas-publicas/5690/prodel>
- [13] Andrade, Adilson, "Análise do Sector eléctrico Angolano e estratégias para o futuro" (2020)
- [14] RNT Rede Nacional de Transporte de Electricidade(2021) <http://www.rnt.co.ao/pt/rede-de-transporte-de-electricidade/mapa-da-rede/>
- [15] ENDE E.P, Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade <https://ende.co.ao>
- [16] Mercado "Angola tem a tarifa de electricidade mais baixa da Região Austral"(2020) <https://mercado.co.ao/economia/angola-tem-a-tarifa-de-electricidade-mais-baixa-da-regiao-austral-CL863235>
- [17] E. Becquerel, Memoires sur les effets electriques produits sous l'influence des rayons, Comptes Rendues 9 (1839) 561
- [18] D.M. Chapin, C.S. Fuller, G.L. Pearson, "A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power", Journal of Applied Physics 25 (1954) 676;
- [19] Pereira, Jonathan, "Teoria dos Semicondutores" ["https://docente.ifrn.edu.br/jonathanpereira/disciplinas/eletronica-analogica/aula-2-teoria-de-semicondutores"](https://docente.ifrn.edu.br/jonathanpereira/disciplinas/eletronica-analogica/aula-2-teoria-de-semicondutores)

- [20] Andrade, António "Tecnologias FV (L1)" Apontamentos da Unidade Curricular Energias Renováveis 2 Módulo Energia Fotovoltaica, MES (2021)
- [21] HINRICHS,; OLIVEIRA FILHO, 2014 HINRICHS, Roger A.; KLEINBACH, Merlin; DOS REIS, Lineu Belico., Energia e Meio Ambiente (2010)
- [22] CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. "As energias solar e eólica no Brasil" (2013)
<<http://cresesb.cepel.br/download/casasolar/casasolar2013.pdf>>.
- [23] MACHADO, C.; MIRANDA, F. Energia Solar Fotovoltaica: Uma breve revisão. Revista virtual de química. Niterói, RJ, vol. 7, n. 1, p. 126-143, 14, out. 2014.
- [24] Portal Solar, "Passo a Passo da Fabricação do Pannel Solar" <https://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-pannel-solar.html>
- [25] PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica. Porto: Publindústria (2011)
- [26] PINHO, J.; GALDINO, M. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb (2014)
- [27] PVSyst Software <https://www.pvsyst.com>
- [28] MINEA- Ministério de Energia e Águas, " NATIONAL STRATEGY FOR THE NEW RENEWABLE ENERGIES"(2014)
- [29] Martín-Chivelet, N., & Montero-Gómez, D.. "Optimizing photovoltaic self-consumption in office buildings. Energy and Buildings" (2017), págs 71–80. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2017.05.073>
- [30] Mendes, Isabel Maia, "Dimensionamento de um Sistema de Energia Fotovoltaica para Autoconsumo" (2019)
- [31] Fonseca, L., "Indicadores Financeiros, Apontamentos da Unidade Curricular Engenharia de Operações e Mercado (2017)
- [32] Andrade, Tiago Branco, "Análise de Projectos de Investimento" Apontamentos da Unidade Curricular de ANÁLISE DE PROJECTOS DE INVESTIMENTO DE ENERGIA E AMBIENTE (2021)
- [33] Bulles, Marino Flávio, "Regulamentação das Energias Renováveis" IRSEA
- [34] Bulles, Marino Flávio, "Quadro Legal e Regulatório do Sector Eléctrico-Energias Renováveis"(2022)
- [35] Uva, Marcelo "Quantos litros de diesel consome um gerador?" <https://blog.superbid.net/quantos-litros-de-diesel-consome-um-gerador/> (2019)
- [36] CEIC "Angola: CO2 Emissions" <https://www.ceicdata.com/en/angola/environment-pollution/ao-co2-emissions>
- [37] Global Petrol Prices "Angola Preços do gasóleo, litro, 31-Outubro-2022" https://pt.globalpetrolprices.com/Angola/diesel_prices/

6.1 Legislação

- [9] Legislação -Lei geral de eletricidade Decreto Presidencial nº 76/26- Página 2 (2021):
LEI GERAL DE ELECTRICIDADE

- [10] Decreto Presidencial nº 43/21- Página 1 (2021): REGULAMENTO DE PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELECTRICA

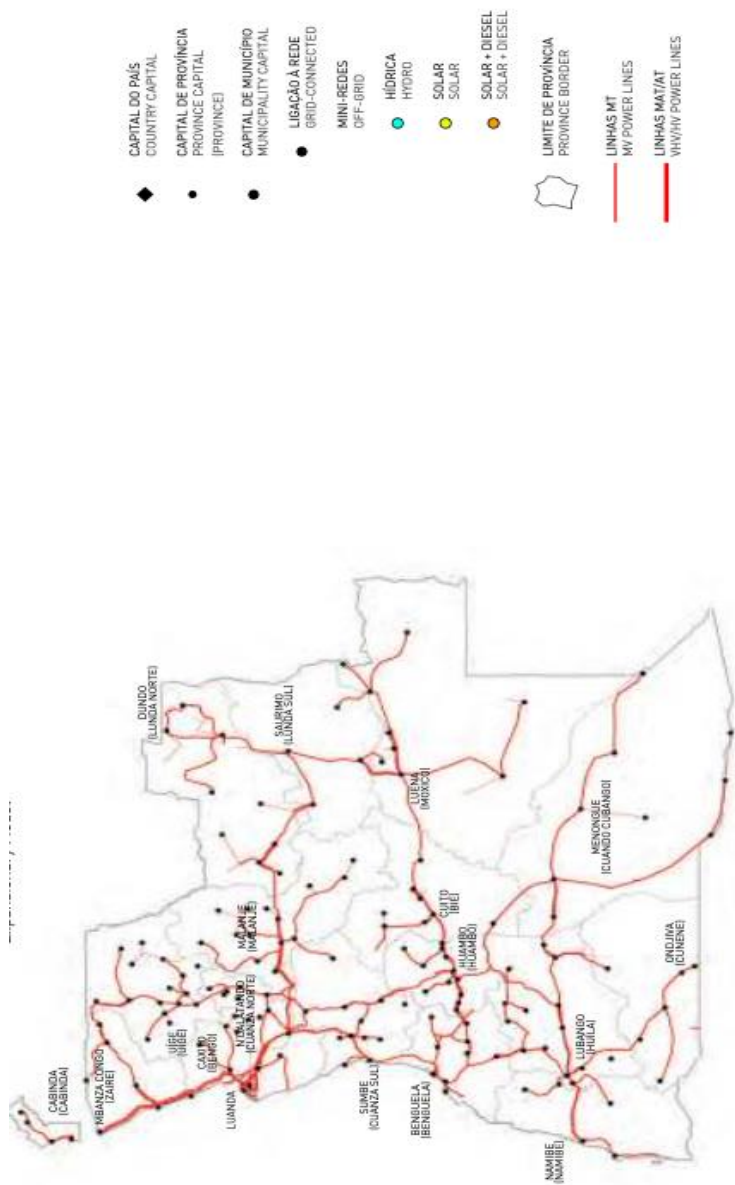
ANEXOS

7 ANEXOS

7.1 Anexo A

Modelos de eletrificação das zonas rurais

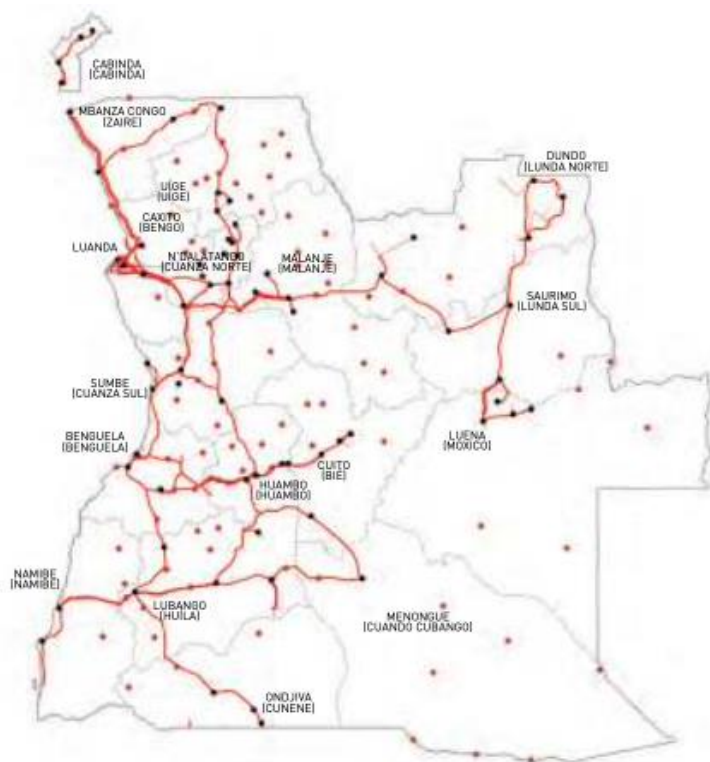
Modelo de extensão da rede



Modelo por Sistema Isolados



Modelo de Baixo Investimento



7.2 Anexo B

Características das centrais hidroelétricas

Características das centrais hidroelétricas da região norte [adaptada de 15]

Províncias	Central	Bacia hidrográfica	Grupos instalados	Capacidade instalada
Malanje	AH Capanda	Kwanza	4x130 MW	520 MW
Malanje	Laúca	Kwanza	6x334 MW	2004 MW
Kwanza Norte	AH Cambambe	Kwanza	4x65 MW	180 MW
Bengo	AH Mabubas	Dande	4x6,4 MW	25,6 MW
Uíge	AH Luquixe		2x0,45 MW	0,9 MW

Características das centrais hidroelétricas da região centro [adaptada de 15]

Províncias	Central	Bacia hidrográfica	Grupos instalados	Capacidade instalada
Benguela	AH Biópio	Catumbela	4x3,6 MW	14,4 MW
Benguela	AH Lomaum	Catumbela	2x10 MW+2x5 MW	50 MW
Huambo	AH Gove	Cunene	3x20 MW	60 MW

Características das centrais hidroelétricas da região sul [adaptada de 15]

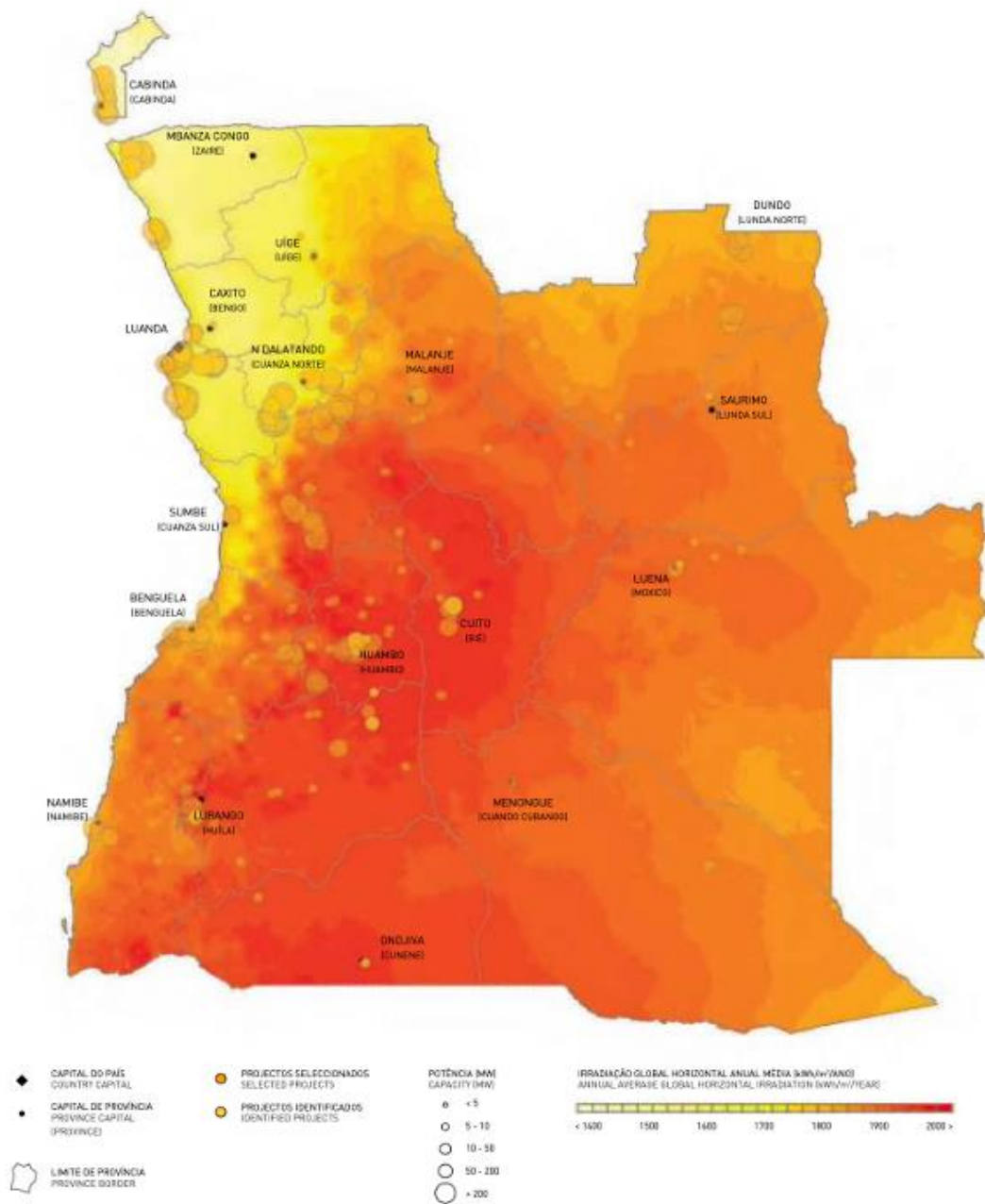
Províncias	Central	Bacia Hidrográfica	Grupos Instalados	Capacidade Instalada
Huíla	Matala	Cunene	3x13,6 MW	40,8 MW

Características das centrais hidroelétricas da região leste [adaptada de 15]

Províncias	Central	Bacia hidrográfica	Grupos instalados	Capacidade instalada
Lunda Norte	Luachimo	Congo	4x2,1 MW	8,4 MW

7.3 Anexo C

Atlas dos locais com potencial para instalação de projetos solares FV para cumprir a meta de 100 MW



7.4 Anexo D

Fatura elétrica da Residência

ENDE

ade-E.P.
Rua Postal 43, Luanda-Angola

Instalação: _____

Objeto de Ligação: _____

Número do Contribuinte: _____

Conta Contrato: _____

Unidade Comercial: CD Belas
Tarifa: BT - Doméstica Trifásica
Tipo de Consumo: Activo

Número de Factura: 310279884632
Documento Oficial: *310279884632
Potência Contratada: 13,20 KVA
Tipo de Cliente: Residencial

Período de Facturação: 25-08-2022 a 23-09-2022
Tipo de Leitura: Avença

	Consumo Anterior	Consumo Estimado
	550,00	500,00 kWh

Demonstrativo de Facturação	Qtd. Facturado	Preço Unitário	Valor AOA
Consumo Activo	500,00	14,74	7.370,00
Encargo de Potência	396,00	3,333333	1.320,00
Regime IVA Geral (14%)			1.216,60

Total AOA: 9.906,60

Mensagens

7.5 Anexo E

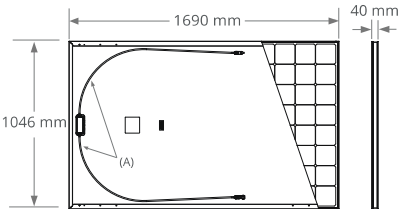
Datasheet do Módulo Fotovoltaico SPR-MAX2-360

MAXEON® 2 | 360 W Residential Solar Panel

Electrical Data			
	SPR-MAX2-360	SPR-MAX2-350	SPR-MAX2-340
Nominal Power (P _{nom}) ⁷	360 W	350 W	340 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	20.4%	19.8%	19.2%
Rated Voltage (V _{mpp})	59.1 V	57.9 V	56.6 V
Rated Current (I _{mpp})	6.09 A	6.05 A	6.00 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	70.6 V	70.3 V	70.0 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.50 A	6.48 A	6.46 A
Max. System Voltage	1000 V IEC		
Maximum Series Fuse	15 A		
Power Temp Coef.	-0.35% / ° C		
Voltage Temp Coef.	-197.6 mV / ° C		
Current Temp Coef.	2.6 mA / ° C		

Tests And Certifications	
Standard Tests ⁸	IEC 61215, IEC 61730 Class 1 fire rated per UNI 9177
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
EHS Compliance	RoHS (Pending), OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163 (Pending)
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ (Pending)
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1000 V: IEC 62804, PVEL 600 hr duration
Available Listings	TUV ⁹

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° C to +85° C
Impact Resistance	25 mm diameter hail at 23 m/s
Solar Cells	104 Monocrystalline Maxison Gen II
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, Staubli (MC4), 3 bypass diodes
Weight	19 kg
Design Load	Wind: 2660 Pa, 274 kg/m² front & back Snow: 4000 Pa, 408 kg/m² front
Max. Load ¹⁰	Wind: 4000 Pa, 408 kg/m² front & back Snow: 6000 Pa, 611 kg/m² front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)



FRAME PROFILE



A. Cable Length: 1200 mm +/-10 mm
B. LONG SIDE: 32 mm
SHORT SIDE: 24 mm

Please read the safety and installation guide.

1 SunPower 360 W, 20.4% efficient, compared to a Conventional Panel on same-sized arrays (260 W, 16% efficient, approx. 1.6 m²), 7.9% more energy per watt (based on PVsyst pan files for avg EU climate), 0.5%/yr slower degradation rate (Jordan, et. al. "Robust PV Degradation Methodology and Application," PVSC 2018).

2 DNV "SunPower Shading Study," 2013. Compared to a conventional front contact panel.

3 #1 rank in "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3". PVTech Power Magazine, 2015.

4 SunPower is rated #1 on Silicon Valley Toxics Coalition's Solar Scorecard.

5 Cradle to Cradle Certified is a multi-attribute certification program that assesses products and materials for safety to human and environmental health, design for future use cycles, and sustainable manufacturing.

6 Maxison2 and Maxison3 panels additionally contribute to LEED Materials and Resources credit categories.

7 Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: SOWS current, LACCS FF and Voltage.

8 Class C fire rating per IEC 61730.

9 Also certified under names SPR-EYY-XXX.

10 Calculated with a 1.5 Safety Factor.

Designed in USA
Made in Malaysia (Cells)
Modules Assembled in Mexico

Visit www.sunpowercorp.co.uk for more information.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

©2019 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo and MAXEON are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Cradle to Cradle Certified™ is a certification mark licensed by the Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

SUNPOWER®
MAXEON®

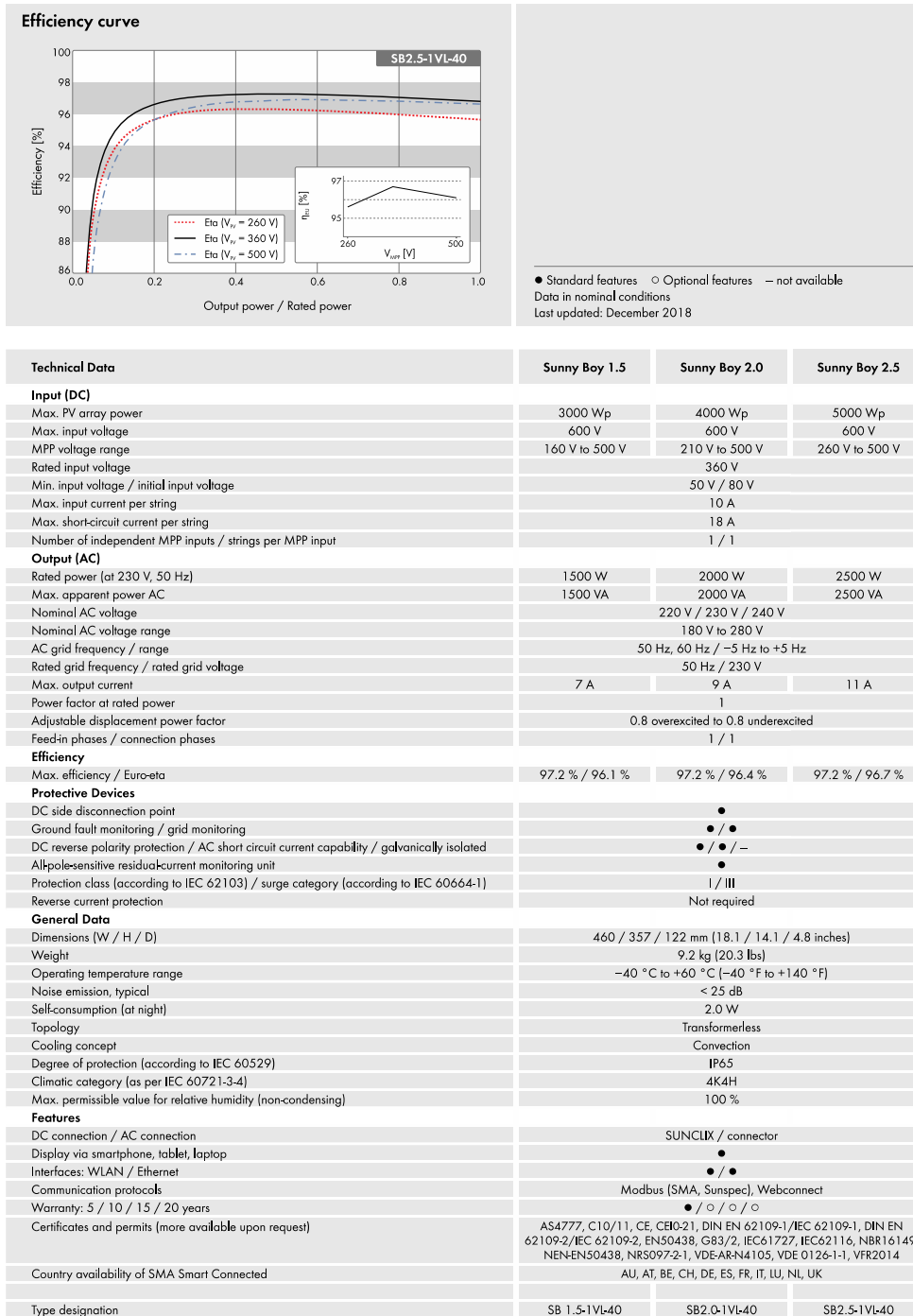
UK: 0 8082818718 | Other EU: 00 800 855 81111

532160 REV A / A4_EN

sunpowercorp.co.uk

7.6 Anexo F

Datasheet inversor Sunny Boy 2.5



7.7 Anexo G

Relatório simulação do sistema FV sem bateria



PVsyst V7.3.4

VC2, Data da simulação: 15/03/23 15:43
com v7.3.2

Projeto: Tese Aliane Naval 2023

Variante: Sistema Sem Bateria II

Aliane Silva (Portugal)

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 10 / 0 °

Horizonte

Sem horizonte

Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

Configuração dos sheds

Não há um desenho 3D definido

Modelos utilizados

Transposição Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Cicumsolar separado

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Valores mensais

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
550	550	467	483	533	517	533	550	500	517	550	500	6250	kWh/mês

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante

Generic

Modelo

SPR-MAX2-360

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária

360 Wp

Número de módulos FV

21 unidades

Nominal (STC)

7.56 kWp

Módulos

3 Strings x 7 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp

6.92 kWp

Umpp

372 V

I mpp

19 A

Potência FV total

Nominal (STC)

8 kWp

Total

21 módulos

Superfície módulos

37.1 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

Sunny Boy 2.5

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária

2.50 kWca

Número de inversores

3 unidades

Potência total

7.5 kWca

Tensão de funcionamento

260-480 V

Rácio Pnom (DC:AC)

1.01

Potência total inversor

Potência total

7.5 kWca

Número de inversores

3 unidades

Rácio Pnom

1.01

Perdas do grupo

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância

Uc (const.)

20.0 W/m²K

Uv (vento)

0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC

Res. global do grupo

331 mΩ

Fração perdas

1.5 % em STC

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas

-1.3 %

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas

2.0 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas

0.1 %

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

7.8 Anexo H

Datasheet Inversor híbrido da GoodWE de modelo GW5048-EM

Technical Data	GW3048-EM	GW3648-EM	GW5048-EM
Battery Input Data			
Battery Type	Li-Ion or Lead-acid*1	Li-Ion or Lead-acid*1	Li-Ion or Lead-acid*1
Nominal Battery Voltage (V)	48	48	48
Max. Charging Voltage (V)	≤60 (Configurable)	≤60 (Configurable)	≤60 (Configurable)
Max. Charging Current (A)*1	50	50	50
Max. Discharging Current (A)*1	50	50	50
Battery Capacity (Ah)*2	50~2000	50~2000	50~2000
Charging Strategy for Li-Ion Battery	Self-adaption to BMS	Self-adaption to BMS	Self-adaption to BMS
PV String Input Data			
Max. DC Input Power (W)	3900	4600	6500
Max. DC Input Voltage (V)*3	550	550	550
MPPT Range (V)	100~500	100~500	100~500
Start-up Voltage (V)*4	150	150	150
MPPT Range for Full Load (V)	280~500	170~500	230~500
Nominal DC Input Voltage (V)	360	360	360
Max. Input Current (A)	11	11/11	11/11
Max. Short Current (A)	13.8	13.8/13.8	13.8/13.8
No. of MPP Trackers	1	2	2
No. of Strings per MPP Tracker	1	1	1
AC Output Data (On-grid)			
Nominal Power Output to Utility Grid (W)	3000	3680	5000*5
Max. Apparent Power Output to Utility Grid (VA)*6	3000	3680	5000
Max. Apparent Power from Utility Grid (VA)	5300	5300	5300
Nominal Output Voltage (V)	230	230	230
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60	50/60	50/60
Max. AC Current Output to Utility Grid (A)	13.6	16	22.8*7
Max. AC Current From Utility Grid (A)	23.6	23.6	23.6
Output Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)		
Output THDI (@Nominal Output)	<3%	<3%	<3%
AC Output Data (Back-up)			
Max. Output Apparent Power (VA)	2300	2300	2300
Peak Output Apparent Power (VA)*8	3500, 10sec	3500, 10sec	3500, 10sec
Automatic Switch Time (ms)	10	10	10
Nominal Output Voltage (V)	230 (±2%)	230 (±2%)	230 (±2%)
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60 (±0.2%)	50/60 (±0.2%)	50/60 (±0.2%)
Max. Output Current (A)	10	10	10
Output THDv (@Linear Load)	<3%	<3%	<3%
Efficiency			
Max. Efficiency	97.6%	97.6%	97.6%
Max. Battery to Load Efficiency	94.5%	94.5%	94.5%
Euro Efficiency	97.0%	97.0%	97.0%
Protection			
Anti-islanding Protection	Integrated	Integrated	Integrated
PV String Input Reverse Polarity Protection	Integrated	Integrated	Integrated
Insulation Resistor Detection	Integrated	Integrated	Integrated
Residual Current Monitoring Unit	Integrated	Integrated	Integrated
Output Over Current Protection	Integrated	Integrated	Integrated
Output Short Protection	Integrated	Integrated	Integrated
Output Over Voltage Protection	Integrated	Integrated	Integrated
General Data			
Operating Temperature Range (°C)	-25~60	-25~60	-25~60
Relative Humidity	0~95%	0~95%	0~95%
Operating Altitude (m)	≤4000	≤4000	≤4000
Cooling	Natural Convection	Natural Convection	Natural Convection
Noise (dB)	<25	<25	<25
User Interface	LED & APP	LED & APP	LED & APP
Communication with BMS*9	RS485; CAN	RS485; CAN	RS485; CAN
Communication with Meter	RS485	RS485	RS485
Communication with Portal	Wi-Fi	Wi-Fi	Wi-Fi
Weight (kg)	16	17	17
Size (Width*Height*Depth mm)	347*432*175	347*432*175	347*432*175
Mounting	Wall Bracket	Wall Bracket	Wall Bracket
Protection Degree	IP65	IP65	IP65
Standby Self Consumption (W)	<13	<13	<13
Topology	High Frequency Isolation	High Frequency Isolation	High Frequency Isolation
Certifications & Standards			
Grid Regulation	AS/NZS 4777.2:2015, G83/2, G100, CEI 0-21, VDE4105-AR-N, VDE0126-1-1, NRS 097-2-1, RD1699, UNE206006, EN50438		
Safety Regulation	IEC/EN62109-1&2, IEC62040-1		
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-6-4, EN 61000-4-16, EN 61000-4-18, EN 61000-4-29		

*1: Lead-acid battery use refers to Approved Battery Options Statement.

The actual charge and discharge current also depends on the battery.

*2: Under off-grid mode, then battery capacity should be more than 100Ah.

*3: Maximum operating dc voltage is 530V.

*4: When there is no battery connected, inverter starts feeding in only if string voltage is higher than 200V.

*5: 4600 for VDE0126-1-1&VDE-AR-N4105 & CEI 0-21 (GW5048-EM).

*6: For CEI 0-21 GW3048-EM is 3300, GW3648-EM is 4050, GW5048-EM is 5100; for VDE-AR-N4105 GW5048-EM is 4600.

*7: 21.7A for AS4777.2.

*8: Can be reached only if PV and battery power is enough.

*9: The standard configuration is CAN.

7.9 Anexo I

Bateria LG RESU 10



LG Home Battery

CHANGE YOUR ENERGY, CHARGE YOUR LIFE





Models	48V		
	RESU6.5	RESU10	RESU12
Total Energy [kWh] ¹⁾	6.5	9.8	13.1
Usable Energy [kWh] ²⁾	5.9	8.8	11.7
Capacity [Ah]	126	189	252
Nominal Voltage [V]	51.8		
Voltage Range [V]	42.0-58.8		
Round-trip Efficiency [%] ³⁾	>95%	>95%	>95%
Max Power [kW]	4.2	5.0	5.0
Peak Power [kW] (for 3 sec.)	4.6	7.0	7.0 11.0 (Backup Mode)
Dimension [W x H x D, mm]	452 x 656 x 120	452 x 484 x 227	452 x 626 x 227
Weight [kg]	52	75	99
Installation Type	Floor-standing & Wall-mounted	Floor-standing & Wall-mounted	Floor-standing & Wall-mounted
Operational Temperature [°C]	-10-45	-10-45	-10-50
Enclosure Protection Rating	IP55		
Warranty	60% @10 years (Global)	60% @10 years (Global)	60% @10 years (Global)
Communication	CAN2.0B		
Certificates	Cell	UL1642	
	Product	UL1973/TUV(IEC 62619)/CE / FCC / RCM	TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM

1) Total Energy is measured at the initial stage of battery life under the condition as follows : Temperature 25°C
 2) Usable Energy is based on battery cell only
 3) Under specific condition
 • Compatible Inverter Brands : SMA, Ingeteam, GoodWe, Sungrow, Victron Energy, Selectronic - More brands to be added

7.10 Anexo J

Relatório simulação do sistema FV com bateria



PVsyst V7.3.4

VC3, Data da simulação: 05/05/23 01:51
com v7.3.4

Projeto: Tese Aliane Naval 2023

Variante: Sistema com Bateria I

Aliane Silva (Portugal)

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 10 / 0 °

Horizonte

Sem horizonte

Armazenamento

Tipo autoconsumo

Estratégia de carregamento

Quando excesso de energia solar está disponível A partir do momento em que há necessidade de potência

Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

Configuração dos sheds

Não há um desenho 3D definido

Sombras próximas

Sem sombras

Modelos utilizados

Transposição Perez

Difuso Perez, Meteonorm

Cicumsolar separado

Exigências do consumidor

Valores mensais

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
550	550	467	483	533	517	533	550	500	517	550	500	6250	kWh/mês

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante

Generic

Modelo

SPR-MAX2-360

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária 360 Wp

Número de módulos FV 28 unidades

Nominal (STC) 10.08 kWp

Módulos 4 Strings x 7 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 9.23 kWp

Ump 372 V

I mpp 25 A

Potência FV total

Nominal (STC) 10 kWp

Total 28 módulos

Superfície módulos 49.5 m²

Armazenamento da bateria

Bateria

Fabricante

Generic

Modelo

RESU 10 8.8 kWh

Conjunto de baterias

Número de unidades 3 em paralelo

Descarregamento min. SOC 20.0 %

Energia armazenada 24.2 kWh

Carregador da bateria

Modelo

Genérico

Potência máxima de carga 4.2 kWdc

Efic. Máx/Euro 97.0/95.0 %

Inversor Bateria-Rede

Modelo

Genérico

Potência máxima de descarga 0.8 kWca

Efic. Máx/Euro 97.0/95.0 %

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

GW5048-EM

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária 5.00 kWca

Número de inversores 4 * MPPT 50% 2 unidades

Potência total 10.0 kWca

Tensão de funcionamento 125-550 V

Rácio Pnom (DC:AC) 1.01

Não há partilha de potência entre MPPTs

Potência total inversor

Potência total 10 kWca

Número de inversores 2 unidades

Rácio Pnom 1.01

Características do conjunto de baterias

Tensão 52 V

Capacidade nominal 580 Ah (C10)

Temperatura Fixada 20 °C

7.11 Anexo K

Detalhes técnicos do gerador elétrico

Especificações	Und.	55
Stand-by	kVA	55
Prime	kVA	50
Motor		MWM
Modelo		D229-4 GG
Capacidade Tanque de combustível	L	105 a 150
Consumo de diesel em carga plena	L/h	12
Autonomia	h	9 a 13
Alternador		CRAMACO
Dimensões (A x B x C)	m	2,10 x 0,95 x 1,50
Peso	Kg	1.354
Quadro de comando		DIGITAL
Ruído a 1,5m	dB	85