



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE CIÊNCIAS
CENTRO DE PESQUISAS EM ENERGIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ACESSO UNIVERSAL À ENERGIA EM MOÇAMBIQUE:
ESTRATÉGIA PARA ATRAIR INVESTIMENTOS EM MINI-REDES**

Augusto de Sousa Fernando

Maputo

2025

UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE CIÊNCIAS
CENTRO DE PESQUISAS EM ENERGIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ACESSO UNIVERSAL À ENERGIA EM MOÇAMBIQUE:
ESTRATÉGIA PARA ATRAIR INVESTIMENTOS EM MINI-REDES**

Autor: Augusto de Sousa Fernando

Dissertação apresentada ao Centro de Pesquisas Energéticas da Faculdade de Ciências da Universidade Eduardo Mondlane, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em **Gestão de Sistemas de Energias Renováveis**

Aprovado, 1 de Julho de 2025, por:

Oponente: Prof. Doutor Valter Tito Manjate

Presidente do Júri: Prof. Doutor António José Leão

Supervisor: Prof. Doutor. José Chichava

Co-Supervisor 1: Prof. Doutor Jorge Nhambiu

Co-Supervisor 2: Prof. Doutor Gilberto Mahumane

Maputo, 1 Julho de 2025

DECLARAÇÃO DE COMPROMISSO DE HONRA

Eu, Augusto de Sousa Fernando, declaro, por minha honra, que esta Dissertação nunca foi apresentada, na sua essência, para a obtenção de um outro grau académico ou em qualquer outro âmbito, e que constitui resultado do meu trabalho individual. Mais declaro que esta Dissertação é apresentada em cumprimento dos requisitos para a obtenção do grau de Mestrado, na Universidade Eduardo Mondlane.

Maputo, Março de 2024

Augusto de Sousa Fernando

Dedicatória

Aos meus pais, Fernando Simione e Laurinda Mossiquene “*In Memoriam*”, à minha esposa, Aguy, e aos meus filhos Guto, Neto e Teo, que são a razão da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter permitido que eu tivesse saúde e determinação, para ultrapassar todos os obstáculos encontrados, ao longo da realização do meu Mestrado.

Agradeço aos meus filhos Guto, Neto e, em particular, ao Teo, pelo consentimento da minha “ausência”, como Pai, na busca do meu Mestrado.

À Aguy, minha esposa e eterna companheira, pelo seu amor incondicional, compreensão da minha dedicação ao meu Mestrado, principalmente por manter o nosso lar estável, enquanto eu investia tempo no meu Mestrado.

Aos meus Colegas e Docentes do Mestrado, pelo companheirismo, troca de experiências, que fortaleceram os meus conhecimentos e, acima de tudo, confirmaram que aprender é a única coisa de que a mente nunca se cansa, nunca tem medo e nunca se arrepende.

Agradeço aos meus Supervisores, Professores José Chichava, Jorge Nhambiu e Gilberto Mahumane, bem como ao meu irmão, Prof. Andrade Fernando Egas, por terem aceitado acompanhar-me neste projecto.

À todos que contribuíram na realização desta Dissertação, em particular para Somercha Smith, António Nhassengo e Pedro Cuamba (Electricidade de Moçambique), Edson Uamusse (Fundo de Energia), Álvaro Louveira (Banco de Moçambique) e Gerson Baza (Autoridade Reguladora de Energia), pela pronta resposta no fornecimento de dados e materiais sem os quais, não teria sido possível a concretização do presente Trabalho.

“Ninguém é tão grande que não possa aprender, nem tão
pequeno que não possa ensinar”

Esopo

RESUMO

A Estratégia Nacional de Electrificação, aprovada pelo Governo de Moçambique em 2018, estabelece que, no âmbito do programa visando o alcance do universal à electricidade, em 2030, 13% da população terá energia eléctrica através de Mini-redes, sendo que, até Dezembro de 2023, menos de 1% da população tinha acesso à energia eléctrica fornecida por estas infra-estruturas.

Para a expansão de Mini-redes, de entre outros aspectos, deve-se massificar a participação do Sector Privado, tendo em conta que a sua tarifa de viabilidade varia entre 4 e 13 vezes em relação à tarifa dos consumidores da Rede Eléctrica. No entanto, a participação do Sector Privado, está condicionada à aplicação da tarifa de viabilidade e, considerando que os consumidores das Mini-redes, têm baixa capacidade financeira, a aderência será muito baixa, inviabilizando a sua massificação.

O presente trabalho confirma que a tarifa de viabilidade das Mini-redes, em Moçambique, está muito acima da dos consumidores da Rede Eléctrica, e identifica uma forma sustentável dos seus Operadores, que consiste na prática da tarifa da Rede Eléctrica, de modo que não operem com prejuízos, devendo beneficiar-se de um subsídio.

Assim, atentas as limitações de ordem financeiras do Governo, no financiamento do subsídio às Mini-redes, o presente trabalho, apresenta uma metodologia para o seu apuramento, fonte do financiamento, através do subsídio cruzado entre os consumidores da Rede Eléctrica e das Mini-Redes, bem como os mecanismos de operacionalização do financiamento desse subsídio, desta forma, assegurando a atracção de investimentos em Mini-Redes em Moçambique.

Palavras-chave: Mini-redes, Sector Privado, Tarifa e Subsídios

ABSTRACT

The National Electrification Strategy approved by the Government of Mozambique in 2018 establishes that, to achieve universal access of electricity by 2030, 13% of the population will have electricity through Mini-grids, whereas by December 2023, less than 1% of the population had access to electricity supplied by Mini-grids. For the expansion of Mini-grids, among others, the participation of the private sector must be massified, bearing in mind that the feasibility tariff for Mini-grids varies between 4 and 13 times compared to the tariff of the main grid consumers. However, private sector participation is conditional on the application of the viability tariff and, considering that Mini-grid consumers have low financial capacity, take-up will be very low, making the massification of Mini-grids unfeasible. This study confirms that the viability tariff for Mini-grids in Mozambique is much higher than the main grid tariff and identifies a sustainable way for Mini-grid operators to practise the main grid tariff. For these operators not to operate at a loss, they must benefit from a subsidy. Considering the government's financial limitations in funding the subsidy for Mini-grids, this document presents the methodology for calculating the subsidy for Mini-grid Operators, the source of funding through cross-subsidies between the main grid and Mini-grids consumers, as well as the mechanisms for operationalising the funding of the cross-subsidy, thus ensuring the attraction of investment in Mini-grids in Mozambique.

Key words: *Mini-grids, Private Sector, Tariffs and Subsidies*

ÍNDICE

Capítulo 1: Introdução	1
1.1. Contextualização	1
1.2. Problema da Pesquisa.....	3
1.3. Fundamentação do Tema da Pesquisa.....	4
1.4. Estrutura da Dissertação.....	5
1.5. Objectivos.....	6
1.5.1. Geral	6
1.5.2. Específicos.....	6
Capítulo 2: Revisão de Literatura	7
2.1. Estudos e trabalhos anteriores no mundo	7
2.1.1. Tarifa das MR's e SSD's no mundo	7
2.1.2. Interligação das MR's com a REN no mundo	9
2.2. Ao nível de Moçambique	10
2.2.1. Tarifa das MR's e SSD's em Moçambique	10
2.2.2. Interligação das MR's e REN em Moçambique	12
2.3. Avaliação crítica da revisão de literatura	13
2.4. Conceitos básicos das Energias Renováveis	17
2.5. Energia Renovável no mundo	21
2.5.1. Energia Solar	21
2.5.2. Preços dos equipamentos sistemas solares	23
2.5.3. Energia Eólica.....	26
2.5.4. Mini-redes.....	28
2.5.5. Sistemas Solares Domésticos	34
2.6. Energia renovável em Moçambique.....	36
2.6.1. Potencial de Energia renovável em Moçambique	36
2.6.2. Projectos de energias renováveis ligados à REN.....	37
2.6.3. Mini-redes.....	39
2.7. Preços de outras fontes de energia	42
2.8. Indicadores Financeiros.....	43
2.8.1. Fluxo de Caixa.....	44
2.8.2. Valor Presente Líquido	45

2.8.3.	Período de Retorno do Investimento	45
2.8.4.	Taxa Interna de Retorno	46
2.8.5.	Taxa mínima de Atractividade	47
2.8.6.	Ponto crítico de vendas (Breakeven Point).....	47
Capítulo 3: Metodologia		49
3.1.	Pressupostos da Metodologia	49
3.2.	Viabilidade económica das MR's em Moçambique	50
3.2.1.	Dados para determinar a viabilidade económica das MR's	50
3.2.2.	Análise de sensibilidade	55
3.2.2.1.	Aumento das Receitas das MR's	55
3.2.2.2.	Investimento nas MR's	56
3.2.2.3.	Evolução da tarifa das MR's	56
3.2.2.4.	Taxa de Juro.....	57
3.2.2.5.	Tempo de vida das MR's.....	57
3.3.	Mecanismo de uniformização da tarifa das MR's e da REN	57
3.4.	Financiamento da uniformização das tarifas das MR's e da REN.....	59
3.5.	Operacionalização do financiamento da uniformização das tarifas	60
Capítulo 4: Resultados e Discussão		65
4.1.	Viabilidade económica das MR's e comparação das tarifas	65
4.2.	Análise de sensibilidade	66
4.3.	Mecanismo de uniformização da tarifa das MR's e da REN	69
4.4.	Financiamento da uniformização das tarifas das MR's e da REN.....	73
4.5.	Operacionalização do financiamento da uniformização das tarifas	76
Capítulo 5: Conclusões e Propostas de Futuros Trabalhos		82
5.1.	Conclusões	82
5.1.1.	Viabilidade económica das MR's.....	82
5.1.2.	Mecanismo de uniformização das tarifas das MR's e da REN	83
5.1.3.	Financiamento da uniformização das tarifas das MR's e da REN	84
5.1.4.	Operacionalização do financiamento da uniformização das tarifas	84
5.1.5.	Operacionalização das MR's antes e após a interligação com a REN	85
5.1.6.	Estratégia para atrair Investimentos em MR's	86

5.2. Limitações na elaboração do trabalho	86
5.3. Propostas para futuros trabalhos	87
5.3.1. Contribuição do subsídio cruzado no acesso universal	87
5.3.2. Compensação da MR's após a interligação com a REN	87
5.3.3. Projecções dos consumidores sem acesso a energia.....	88
Referências Bibliográficas	89
Anexos	97
Anexo - A: Isenções fiscais dos equipamentos das MR's	97
Anexo - B: Impacto dos preços dos equipamentos na tarifa da Mini-Redes.....	99
Anexo - C: Número de Consumidores das Mini-Redes em Moçambique	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1.1-1: Tarifas das diferentes categorias de MR's	8
Figura 2.4-1: Vista aérea da Solar de Bhadla, na Índia	17
Figura 2.4-2: Diagrama de funcionamento da tecnologia CSP	18
Figura 2.4-3: Perfil de produção das CF de Santo Amaro no dia 22-04-2024	19
Figura 2.4-4: Diagrama de uma central eólica, com um sistema de armazenamento	19
Figura 2.5-1: Electricidade produzida por fonte ao nível mundial	21
Figura 2.5.1-1: Potencial de energia solar no Mundo.....	22
Figura 2.5.1-2: Irradiação média anual e locais com potencial para grandes CF's	22
Figura 2.5.1-3: Capacidade instalada de Energia Solar no ano 2020, em África	23
Figura 2.5.2-1: Evolução dos preços dos PS's	24
Figura 2.5.2-2: Evolução dos custos das Baterias dos sistemas fotovoltaicos	25
Figura 2.5.2-3: Evolução dos Custos SSD's [USD/W].....	25
Figura 2.5.3-1: Potencial de energia eólica no Mundo	26
Figura 2.5.3-2: Regiões com potencial de projectos de energia eólica em África	27
Figura 2.5.3-3: Capacidade instalada de Energia Eólica no ano 2020, em África	27
Figura 2.5.4-1: Evolução da energia fotovoltaica no sector das MR's, entre 2009-2019	28
Figura 2.5.4-2: Componentes de uma Mini-rede.....	29
Figura 2.5.4-4: Número de MR's na Tanzânia	32
Figura 2.5.4-5: Capacidade Instalada de MR's na Tanzânia	32
Figura 2.5.4-6: Comparação dos custos de construção de MR's em África	33
Figura 2.5.5-1: Painel Solar de um SSD.....	34
Figura 2.5.5-2: Componentes de um SSD	34
Figura 2.5.5-3: Diagrama do SSD, com conversão de corrente contínua para alterna.....	35
Figura 2.5.5-4: Evolução das vendas dos Sistemas Solares Domésticos	36
Figura 2.6.1-1: Locais com potencial eólico em Moçambique	37
Figura 2.6.1-2: Locais com potencial fotovoltaico em Moçambique.....	37
Figura 2.6.2-1: Vista aérea da fase de construção da Central Solar de Mocuba	38
Figura 2.6.3-1: MR do FUNAE do Distrito de Muembe	39
Figura 2.6.3-2: Componentes da MR da ARC Power em Maqueze.....	40
Figura 2.6.3-3: Estimativa das opções de electrificação para o acesso universal em 2030.....	41
Figura 2.6.3-4: Vista nocturna da MR de Alto Changane, na Província de Gaza	42
Figura 3.1-1: Fluxograma da metodologia do trabalho	49

Figura 3.4-1: Fluxograma das etapas do financiamento do subsídio cruzado.....	60
Figura 3.5-1: Fluxograma da participação dos Fornecedores de energia na TAU	63
Figura 4.3-1: Projecção das novas MR's a serem instaladas até 2030.....	70
Figura 4.3-2: Comparação das projecções MR's a serem instaladas até 2030	71
Figura 4.3-3: Projecção dos consumidores da energia de MR's até 2030.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.2.1-1: Tarifário de energia eléctrica dos consumidores da REN	10
Tabela 2.2.1-2: Taxas mensais por consumidor sem contador nas MR's do FUNAE	11
Tabela 2.2.1-3: Termos de pagamento no uso dos SSD's em Moçambique	12
Tabela 2.3-1: Análise crítica dos cenários da interligação das MR's com a REN	15
Tabela 2.5.4-1: Mini-redes instaladas e planeadas pelas regiões do Mundo.....	31
Tabela 2.5.4-2: Sumário dos projectos de MR's instaladas e planeados no mundo	32
Tabela 3.2.1-1: Resumo dos custos de construção das MR's do FUNAE	52
Tabela 3.2.1-2: Principais dados para análise da viabilidade das MR's em Moçambique.....	53
Tabela 3.2.1-3: Resumo dos pressupostos para o cálculo da viabilidade das MR's	54
Tabela 4.1-1: Viabilidade de uma MR com taxa de juro de 24.1% e tarifa da REN	65
Tabela 4.2-1: Análise de sensibilidade da viabilidade de uma MR para um PRI de 20 anos ..	66
Tabela 4.2-2: Resumo das tarifas de viabilidade das MR's de 100 kW em 2023.....	67
Tabela 4.2-3: Projecção da tarifa da REN entre 2023 e 2030	67
Tabela 4.2-4: Projecção das tarifas de viabilidade das MR's entre 2023 e 2030	68
Tabela 4.3-1: Projecção das receitas dos Consumidores da REN	72
Tabela 4.3-2: Projecção das receitas e do subsídio para os Operadores das MR's	72
Tabela 4.4-1: Tarifa dos consumidores da REN com os subsídios para as MR's.....	74
Tabela 4.4-2: Valor do subsídio em excesso recebido pelas MR's [Milhões de MT]	74
Tabela 4.4-3: Valor final do Subsídio das MR's suportado pelos consumidores da REN.....	75
Tabela 4.5-1: Dados de energia dos fornecedores privados da EDM em 2023.....	76
Tabela 4.5-2: Estimativa de custo mensal de energia dos Fornecedores privados em 2023	77
Tabela 4.5-3: Subsídios das MR's para o ano 2024	78
Tabela 4.5-4: Comparticipação percentual na TAU por cada Fornecedor	78
Tabela 4.5-5: Novo custo de energia por Fornecedor incluindo os Subsídios	79
Tabela 4.5-6: Novo preço de venda à EDM, incluindo o Subsídios das MR's.....	79
Tabela 4.5-7: Incremento do preço de venda de energia à EDM com os subsídios.....	80
Tabela 4.5-8: Contribuição dos Fornecedores de Energia nos Subsídio para as MR's.....	80

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.5.4-1: Países com muitas MR's instaladas do mundo	30
Gráfico 4.2-1: Comparação das tarifas de viabilidade das MR's e da REN	69
Gráfico 4.4-1: Impacto do ajustamento tarifário no financiamento dos subsídios das MR's ..	76

LISTA DE ABREVIATURAS

AIM	Agência de Informação de Moçambique
ALER	Associação Lusófona de Energias Renováveis
AMER	Associação Moçambicana de Energias Renováveis
ARENE	Autoridade Reguladora de Energia
BM	Banco de Moçambique
CF's	Centrais Fotovoltaicas
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i> (Energia Solar Concentrada)
DGA	Direcção Geral das Alfândegas
ECA	<i>Economic Consulting Associates</i> (Associados de Consultoria Económica)
EDM	Electricidade de Moçambique
ENE	Estratégia Nacional de Electrificação
EUA	Estados Unidos da América
FUNAE	Fundo Nacional de Energia
GM	Governo de Moçambique
GWh	Giawatt-hora
HCB	Hidroeléctrica de Cahora Bassa
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IFC	<i>International Finance Corporation</i> (Corporação Financeira Internacional)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energias Renováveis)
IVA	Imposto de Valor Acrescentado
kfW	Banco Alemão de Investimento e Desenvolvimento
kWh	Kilowatt-hora
ME	Ministério da Energia
MEF	Ministério da Economia e Finanças
MIREME	Ministério dos Recursos Minerais e Energia
MMT	Milhões de Meticais
MR	Mini-rede
MT	Meticais
MUSD	Milhões de Dólares Americanos
PAYGO	<i>Pay-as-you-go</i> (Pagar conforme o uso)

PC	Parceiros de Cooperação
PCV	Ponto Crítico de Vendas
PS's	Painéis Solares
PEZFR	Plano de Electrificação das Zonas Fora da Rede
REN	Rede Eléctrica Nacional
SDR	Sistemas Dentro da Rede
SFR	Sistemas Fora da Rede
SP	Sector Privado
SSD	Sistemas Solares Domésticos
TAU	Taxa de Acesso Universal
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atractividade
TWh	Terawatt-hora
TWp	Terawatt-pico
UN	<i>United Nations</i> (Nações Unidas)
UNDP	<i>United Nations Development Programme</i> (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento)
USc	Cêntimos de Dólar Americano
USD	Dólar americano
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt

Capítulo 1: Introdução

Nas secções subsequentes procede-se à contextualização do tema em estudo, à explicitação do problema de investigação e à exposição da fundamentação teórica que sustenta a análise. Posteriormente, são delineados os objetivos a alcançar e apresentada a estrutura geral da dissertação.

1.1. Contextualização

O acesso universal à electricidade no continente africano, vai requerer a ligação de 90 milhões de pessoas por ano, representando o triplo da taxa de ligação dos últimos anos, pois é desta forma que será possível assegurar o fornecimento de electricidade a cerca 600 milhões de pessoas, representando 43% da população total africana sem acesso à electricidade, a maioria das quais na África Subsariana (IEA, 2024) e (WORLD BANK, 2024).

De acordo com IEA, (2024), países como o Gana, o Quénia e o Ruanda têm programas bem estruturados, visando alcançar o acesso universal em 2030, oferecendo experiências de sucesso que outros países. Quando ajustados à respectiva realidade, as referidas experiências podem trazer resultados satisfatórios, pese embora os constrangimentos da recente pandemia do COVID-19, que têm vindo a retardar os progressos realizados nos últimos anos, para aumentar o acesso à uma energia acessível, fiável, sustentável e moderna (COZZI, *et al.*, 2020).

Com o foco de assegurar o acesso universal a serviços de energia modernos, fiáveis e a preços acessíveis, para todos, até o ano 2030, alinhando com o Objectivo do Desenvolvimento Sustentável N.º 7 das Nações Unidas, o Governo de Moçambique (GM), com a apoio dos Parceiros de Cooperação (PC), tem estado a implementar vários programas, pois, de acordo com os seus dados (2000), a taxa de acesso à electricidade, no ano de 2000, era de apenas 5%, mas os programas de electrificação permitiram o seu aumento para 53%, em 2023 (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2024, p. 87) .

Esta taxa de acesso, considerando uma população de 31.6 milhões (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA, 2022), significa que cerca de 14.5 milhões de moçambicanos tinham acesso à electricidade, enquanto os remanescentes 17.1 milhões continuavam sem acesso ao recurso, sendo que a maior parte localiza-se nas zonas rurais, com uma taxa de 5% (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2023).

De acordo com a Associação Lusófona de Energias Renováveis (2024) e o Governo de Moçambique (2023), as zonas rurais, têm uma taxa de acesso de cerca de 8%, pelo que os desafios na electrificação são enormes, visto que os potenciais consumidores, considerado a distância em relação às fontes de produção de energia, bem como a dispersão da população, são necessários avultados recursos financeiros para a expansão da REN, sendo imperiosa a identificação de formas alternativas para o fornecimento de electricidade nas referidas zonas.

Em 1977, foi criada a empresa Electricidade de Moçambique (EDM) e, de acordo com Electricidade de Moçambique (2011), o principal objecto aquando da sua criação, era o de agregar todos os centros de produção de electricidade num corpo único, com a finalidade, de forma optimizada, satisfazer as necessidades de energia eléctrica para o desenvolvimento do País, bem como assumir o mandato do GM para expandir o acesso à electricidade, através de projectos de expansão da REN.

Para complementar os esforços da EDM, em 1997, ou seja, 20 anos após a sua criação, o GM, criou o Fundo de Energia (FUNAE) e, de acordo com Fundo de Energia (2023), de entre outras, a principal actividade consiste no fornecimento de energia eléctrica nas zonas rurais distantes da REN, com recurso a fontes de energias renováveis, destacando-se as mini-redes eléctricas (MR), nos locais com uma considerável densidade da população. Nos locais com dispersão populacional, recorre-se aos sistemas solares domésticos (SSD), cuja implementação é, na maioria, através do Sector Privado (SP), sob a coordenação do FUNAE.

Atento aos desafios para o acesso universal, o GM, aprovou a Estratégia Nacional de Electrificação (ENE), (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2018) e (MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS E ENERGIA, 2019), na qual uma das abordagens consiste na segregação dos consumidores em duas categorias, sendo a primeira dos consumidores dos Sistemas Dentro da Rede (SDR), os quais estão ligados à REN, recebendo energia fornecida pela rede eléctrica, cuja gestão é da responsabilidade da EDM. A segunda categoria é constituída pelos consumidores dos Sistemas Fora da Rede (SFR), sob a gestão do FUNAE, com uma forte participação do Sector Privado (SP).

É a combinação dos SDR e SFR que permitirá alcançar o acesso universal em 2030 e, de acordo com Governo de Moçambique (2023), quando se alcançar o acesso universal, 68% dos consumidores estarão ligados aos SDR, ou seja, com soluções através da REN, enquanto para os remanescentes 32%, correspondentes aos SFR, o fornecimento de energia, na proporção de

19 e 13%, será com recurso aos Sistemas Solares Domésticos (SSD) e Mini-redes (MR's), respectivamente, sendo que as MR's constituem uma parte essencial para o acesso universal (LIU e BAH, 2021).

Até Dezembro de 2022, os sistemas SFR forneciam energia a cerca de 319 mil consumidores (FUNDO DE ENERGIA, 2022), correspondendo a igual número de agregados familiares, pelo que, tomando como base que um agregado familiar tem, em média, 4.8 pessoas (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA, 2021), os SFR forneciam energia a cerca de 1.5 milhões de pessoas, o equivalente a 4.9% da população, para um horizonte de 31.6 milhões (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA, 2022).

Dos cerca de 319 mil consumidores dos SFR, apenas 7419, representando menos de 1%, beneficiavam-se de energia eléctrica fornecida pelas 97 MR's (UAMUSSE, 2024), pelo que a este ritmo, dificilmente será alcançada a meta de 13%, em 2030, estabelecida pelo GM, ao abrigo das metas das Nações Unidas, sendo que uma das alternativas, é o envolvimento do SP no financiamento e operação das MR's.

1.2. Problema da Pesquisa

Um dos constrangimentos para o financiamento das MR's, consiste na tarifa de venda da energia aos seus consumidores, que é elevada, comparativamente a dos consumidores da REN. Com efeito, segundo WORLD BANK, (2023), Soni, *et al.* (2020) e Antonanzas-Torres, *et al.* (2021), a tarifa de viabilidade de uma MR varia entre 38 e 68 USc/kWh (24 a 44 MT/kWh), contra uma tarifa de 8.44 MT/kWh, aplicada aos consumidores das MR's do FUNAE, sendo esta a mesma dos consumidores dos SDR, ou seja, da REN, (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2023), (UAMUSSE, 2024) e (MUNHEQUETE, 2022). Assumindo um câmbio de 64 MT por 1 USD, a tarifa do FUNAE, que é a mesma da REN, é cerca de 13 USc/kWh.

De acordo com Eberhar e Shkaratan (2012), secundado por Peters, Sievert e Toman (2019), um dos grandes constrangimentos do negócio das MR's, sobretudo, na maioria dos países da África Subsariana, onde se localiza Moçambique, são as tarifas que não reflectem os custos, devido à pressão institucional e política, para mantê-las baixas, na tentativa de proteger os respectivos consumidores, que têm baixo poder de compra (BHATTACHARYYA S. , 2006). Adicionalmente, existe um elevado risco de os projectos de MR's que, de entre outros, incluem as barreiras significativas, que desencorajam investimentos do SP nas MR's.

A maior parte das empresas nacionais, como é caso do FUNAE, pratica tarifas mais baixas do que os encargos que seriam necessários para a operação sustentável das MR's e, ainda que isto seja favorável para os consumidores, constitui um grande constrangimento na operação das MR's. Esta constatação confirmou-se num inquérito realizado aos potenciais investidores em MR's, em África, onde cerca de dois terços dos inquiridos manifestaram grande preocupação com relação às dificuldades em recuperar os elevados custos de implementação de projectos de energia, ao abrigo dos actuais regimes tarifários (BABAYOMI, *et al.*, 2023).

Nestas condições particularmente para Moçambique, não será possível atrair os investidores, em particular, o SP, sendo que a única forma para reverter este cenário é garantir que o mesmo pratique uma tarifa que reflecta os custos, que estão acima da tarifa da REN, ou outro mecanismo sustentável para atrair o SP no investimento para financiamento, construção e operação das MR's.

1.3. Fundamentação do Tema da Pesquisa

Na maioria dos casos, as MR's são construídas nas zonas rurais cujas populações têm uma baixa renda e irregular, pelo que, dificilmente terão recursos financeiros suficientes para suportar custos elevados da energia fornecida através de MR's. Uma das soluções é subsidiar a tarifa, para minimizar o impacto sobre os consumidores (BECK e MARTINOT, 2004).

Normalmente as MR's operam por vários anos até a chegada da REN, pelo que o subsídio a tarifa, deverá ocorrer durante a vigência das MR's (TENENBAUM, *et al.*, 2014), pressupondo uma fonte segura e constante para o seu financiamento visto que soluções como Orçamento do Estado ou Parceiros de Cooperação, dependem da disponibilidade orçamental ou do ciclo dos programas que na maioria dos casos são irregulares.

Neste contexto, dada a relevância por um lado, da massificação das MR's através do envolvimento do SP e por outro lado, a necessidade de subsidiar a tarifa da energia das MR's, a ser comercializada ao preço de viabilidade de modo que o negócio seja atractivo para o SP e, aceitável para os respectivos consumidores, é necessário elaborar uma estratégia que permita operacionalizar de forma sustentável esta operação que na essência é a **estratégia para atrair investimentos** em MR's nesta caso em Moçambique

Constitui ainda como fundamentação da pesquisa o facto de, mesmo com a criação das condições para a participação do SP, considerando que, paralelamente, estarão em curso outros

projectos de expansão da REN, no âmbito dos programas de electrificação, ocorre que, nalguns casos, a REN irá alcançar as zonas onde se encontram instaladas as MR's antes do fim do período de concessão atribuída aos respectivos operadores, ou seja, antes da recuperação do investimento efectuado para as referidas MR's.

Resumidamente, com os programas de electrificação, a REN vai alcançar as zonas cujo fornecimento de energia é através de MR's, com tarifas superiores àquela que é praticada na REN, pelo que é de se esperar um grande desconforto dos consumidores das MR's, podendo, de entre outros, resultar na migração dos referidos consumidores para os locais cuja energia eléctrica é da REN, com uma tarifa baixa, inviabilizando por completo a presença do SP nas MR's.

Para o sucesso da participação do SP neste processo, é igualmente imperioso definir-se, com antecedência, o futuro das MR's, com a expansão da REN, pois a falta de clareza, principalmente, na questão tarifária, bem como as questões da convivência após a chegada da REN nas zonas com as MR's, vai desincentivar a participação do SP no financiamento e operação das MR's, retardando a sua expansão e, conseqüentemente, comprometendo o acesso universal em 2030.

1.4. Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se estruturada em cinco capítulos interdependentes. O **Capítulo 1** é correspondente à Introdução, onde se apresenta a contextualização da investigação, o problema de pesquisa, a fundamentação do tema da pesquisa e a própria estrutura da dissertação. O **Capítulo 2** dedica-se à Revisão de Literatura, abordando os estudos e trabalhos anteriores no mundo e em Moçambique, avaliação crítica da revisão de literatura e os principais conceitos das energias renováveis.

No **Capítulo 3**, é apresentada a Metodologia adotada, destacando os pressupostos da metodologia, viabilidade económica das MR's com a respectiva análise de sensibilidade e os mecanismos para a uniformização das tarifas das MR's e a respectiva operacionalização. O **Capítulo 4** reúne os Resultados e a Discussão, nos quais são apresentados resultados obtidos e analisados com recurso da literatura consultada. Finalmente o **Capítulo 5** apresenta a Conclusão, destacando a síntese dos principais resultados, as contribuições do estudo, as limitações encontradas e propostas para trabalhos futuros.

1.5. Objectivos

1.5.1. Geral

Definir a estratégia para a atracção de investimentos para as MR's em Moçambique, para assegurar o acesso universal a serviços de energia modernos, fiáveis e a preços acessíveis para todos, até o ano 2030, alinhando com o Objectivo do Desenvolvimento Sustentável N.º 7 das Nações Unidas

1.5.2. Específicos

- i) Determinar a tarifa de viabilidade económica das MR's em Moçambique e compará-la com a tarifa da REN.
- ii) Identificar o mecanismo de uniformização da tarifa de viabilidade económica das MR's e a tarifa da REN.
- iii) Desenvolver uma metodologia de financiamento para a uniformização da tarifa de viabilidade das MR's e a tarifa da REN.
- iv) Identificar uma metodologia para operacionalizar o financiamento da uniformização da tarifa de viabilidade das MR's e a tarifa REN.

Capítulo 2: Revisão de Literatura

O presente capítulo dedica-se à Revisão de Literatura, com o objectivo de apresentar os principais conceitos, teorias e estudos que servem de base para a presente pesquisa. A revisão é essencial para compreender o estado da arte sobre o tema, identificar os contributos já existentes e evidenciar as lacunas que justificam a realização deste estudo.

Inicialmente, abordam-se os estudos e trabalhos anteriores ao nível mundial e em Moçambique seguindo-se da respectiva análise crítica destacando-se as lacunas identificadas. Em seguida, são apresentados os conceitos fundamentais relacionados às energias renováveis no mundo e em Moçambique, bem com os indicadores de viabilidade económica dos projectos, tendo em conta que a presente dissertação tem uma forte componente na viabilidade económica dos projectos.

2.1. Estudos e trabalhos anteriores no mundo

2.1.1. Tarifa das MR's e SSD's no mundo

Como mencionado na introdução do presente trabalho, o constrangimento na massificação das MR's, é a tarifa, pois, a que assegura viabilidade, é muito elevada comparativamente aquela que é aplicada na REN.

Com efeito, a tarifa que se aplica aos consumidores das MR's, depende de vários factores, destacando-se o investimento na aquisição dos equipamentos, tais como os PS's e os sistemas de conversão e armazenamento de electricidade, pois a maior parte dos países que utilizam esses equipamentos, não tem capacidade de produção local. Para o efeito, os Operadores das MR's recorrem à importação dos referidos equipamentos, sujeitando-se às taxas de importação que, em função das normas de cada país, podem representar 50% dos custos (AGENBROAD, *et al.*, 2018).

De acordo com World Bank (2024), o custo da energia de uma MR passou de 55USc/kWh, em 2018, para 38 USc/kWh, em 2022, e, por outro lado, Soni, *et al.* (2020, p. 106) e Antonanzas-Torres, *et al.* (2021) afirmam que a tarifa que permite recuperar os custos de uma MR, fornecendo energia para consumidores comerciais e industriais, varia entre 38 e 68 USc/kWh. Como se pode observar na Figura 2.1.1-1, as tarifas de viabilidade variam em função da tecnologia utilizada na construção das MR's, sendo que, para os consumidores domésticos (residências), com recurso a MR's de energia fotovoltaica com armazenamento, situa-se entre cerca de 80 e 120 USc/kWh.

Na Índia, por exemplo, a tarifa de viabilidade da MLINDA, que é um operador privado, detendo mais de 50 MR's em Jharkhand, está dividida em dois blocos, sendo o primeiro durante o período diurno (das 6h às 18h), com uma tarifa média de 32 USc/kWh, e o segundo período, que é durante a noite (das 18h às 6h), a tarifa duplica, passando a ser 64 USc/kWh (MCNAMARA, *et al.*, 2022).

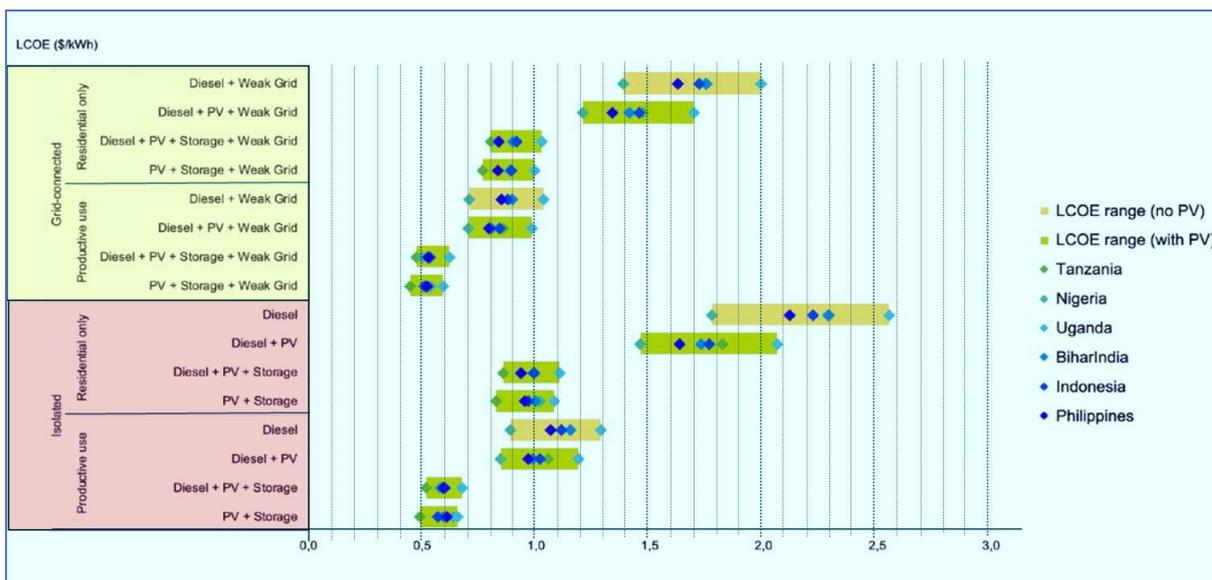


Figura 2.1.1-1: Tarifas das diferentes categorias de MR's
Fonte: Adaptado de (SONI, *et al.*, 2020)

Uma das formas de colmatar a elevado custo da energia produzida pelas MR's, é subsidiar a tarifa das MR's, minimizando desta forma, o impacto sobre os consumidores (BECK e MARTINOT, 2004). Considerando os constrangimentos financeiros que normalmente os governos enfrentam para financiar os subsídios, a alternativa adoptada, é o subsídio cruzado, como foi no caso da Índia, onde as tarifas de energia industrial, entre 2007 e 2015, aumentaram em 84%, de modo a subsidiar as tarifas de energia para a agricultura (BHATTACHARYYA e GANGULY, 2017), (REBER, *et. al*, 2018) e (BECK e MARTINOT, 2004).

O subsídio cruzado também ocorre em outros serviços públicos, como o saneamento. Em Buenos Aires, Argentina, consumidores não residenciais pagam de 2 a 6 vezes mais que os residenciais. No México, em 1998, consumidores chegavam a pagar entre 20% e 80% da tarifa não residencial, enquanto casas maiores pagavam até 4 vezes mais que domicílios menores, garantindo recursos para sustentar consumidores vulneráveis (CRUZ e RAMOS, 2015).

Relativamente ao preço dos SSD's, para um sistema básico, com capacidade de alimentar lâmpadas e pequenos aparelhos, tais como rádios, e de carregar telemóveis, custa cerca de 150 USD. Contudo, existem sistemas mais potentes com capacidade de alimentar electrodomésticos que necessitam de fornecimento contínuo de electricidade, como por exemplo, frigoríficos e podem custar até 1000 USD por unidade (IRENA, 2020).

2.1.2. Interligação das MR's com a REN no mundo

Como mencionado anteriormente, as MR's são instaladas em locais distantes da REN, funcionando como alternativa enquanto não se expande a REN. No entanto, durante a vigência da concessão das MR's, os projectos de expansão da REN continuarão sendo implementados, ao ponto de, em alguns casos, alcançarem-se os locais cujo fornecimento de electricidade é através das MR's e, nestas condições, é necessário determinar as opções de convivência, entre os dois sistemas, ou seja, deve-se clarificar o futuro das MR's, com a expansão da REN.

Um estudo efectuado no Cambodia, Sri Lanka e Indonésia, de acordo Tenenbaum, *et al.* (2018, p. x), da análise feita aos países em referência, constatou-se que, após a chegada da REN nos locais onde existiam MR's, e sumariamente foram adoptadas as seguintes quatro possíveis opções:

- i) Conversão das MR's em pequenos produtores, vendendo toda a energia à REN, ficando a responsabilidade de distribuição com o Operador da REN;
- ii) Conversão das MR's em distribuidores de energia e abandonado, por completo, a função de produção de energia;
- iii) Conversão das MR's em pequenos produtores, vendendo toda a energia à REN, com a manutenção das actividades de distribuição sob a responsabilidade das 'MR's;
- iv) Abandono das actividades pelas MR's, ficando o fornecimento de electricidade sob a responsabilidade do Operador da REN.

A implementação das primeiras três opções acima indicadas, que na essência consistem na interligação das MR's à REN, pode ser comercialmente viável, desde que, à priori, sejam estabelecidas algumas regras básicas, tais como custos de interligação acessíveis, bem como assegurar-se que a construção das MR's, tenha especificações técnicas à altura, para futura interligação com a REN (TENENBAUM, *et al.*, 2018, p. x).

De acordo com Tenenbaum, *et al.* (2018, p. x), é de se destacar ainda o estabelecimento de mecanismos de compensação dos activos dos investidores das MR's, caso optem pelo encerramento das suas operações, na sequência da chegada da REN. Na verdade, as MR's, estão a fazer a “pré-electrificação” pelo que é justo serem compensados e indemnizadas pelos seus activos e, eventualmente, pelos lucros cessantes.

2.2. Ao nível de Moçambique

2.2.1. Tarifa das MR's e SSD's em Moçambique

Em Moçambique, segundo Uamusse (2024) e Munhequete (2022), a tarifa aplicada aos seus consumidores das MR's é de 8.44 MT/kWh e, como anteriormente mencionado, é equivalente a 13 USc/kWh, sendo a mesma aplicada pela EDM aos consumidores com contadores convencionais da tarifa doméstica com o consumo mensal entre 301 e 500 kWh, bem como para os consumidores da tarifa doméstica, com contadores do sistema de pré-pagamento, vulgo CREDELEC (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2023). A Tabela 2.1.3-1, apresenta os detalhes das diferentes tarifas em vigor.

As tarifas indicadas na Tabela 2.2.1-1 abaixo, não incluem o Imposto sobre o Valor Acrescentado, vulgo IVA, pelo que, ao se adicionar o IVA, a tarifa dos consumidores no sistema de pré-pagamento passa de 7.64 para 8.44 MT/kWh. Importa mencionar que, de acordo com a Lei do IVA, para a electricidade o IVA é 62% dos 17%, o que é equivalente a 10.54% (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2023).

Tabela 2.2.1-1: Tarifário de energia eléctrica dos consumidores da REN

Consumos Registrados (kWh)	PREÇO DE VENDA POR CATEGORIA TARIFÁRIA				Taxa Fixa (MT)
	Tarifa Social (MT/kWh)	Tarifa Doméstica (MT/kWh)	Tarifa Agrícola (MT/kWh)	Tarifa Geral (MT/kWh)	
De 0 a 125	0.97				
De 0 a 300		6.00	3.69	9.32	233.37
De 301 a 500		8.49	5.26	13.31	233.37
Superior a 500		8.91	5.75	14.56	233.37
Pré-pagamento	0.97	7.64	5.11	13.34	

Fonte: Adaptado de (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2023)

No distrito de Chibuto, Localdade de Maqueze, existe uma MR financiada e operada pelo SP através da empresa ARC Power. Segundo Magalhães (2024), quando iniciaram as operações em Setembro de 2023, com 340 consumidores, a tarifa em vigor era de 64 MT/kWh.

Reconhecendo que a tarifa era bastante elevada, visto que correspondia a cerca de 7.6 vezes acima da tarifa da REN, juntamente com a BRILHO, que é um programa dos PC, com duração de 7 anos (2019-2026), com finalidade de catalisar o mercado de energia dos SFR em Moçambique, obteve-se um donativo, permitindo a redução da tarifa para cerca de metade, estando desde Maio de 2024, fixada em 35 MT/kWh, para um horizonte de 374 consumidores.

Existem algumas MR's do FUNAE cujos consumidores não têm contadores para a medição da energia consumida, pelo que para o pagamento da energia consumida, aplica-se uma taxa fixa em função do número de lâmpadas e de electrodomésticos existentes na residência ou estabelecimento do consumidor e, de acordo com Amade (2023), com base num documento emitido pelo FUNAE, em 2015, existem 3 categorias de consumidores como se indica na Tabela 2.2.1-2 abaixo.

Importa mencionar que nas MR's com capacidade inferior de 20kW, aos consumidores não é permitida ligação de electrodomésticos tais como ferro de engomar, fogão, pois, dado o seu elevado consumo, provocam sobrecarga no sistema e, nalguns casos, resulta no corte de energia geral na MR, com impacto negativo para todos consumidores (AMADE, 2023) (UAMUSSE, 2024).

Tabela 2.2.1-2: Taxas mensais por consumidor sem contador nas MR's do FUNAE

Número de lâmpadas e electrodomésticos	Taxa fixa mensal [MT]
Três (3) lâmpadas e uma (1) tomada	250 MT
Cinco (5) lâmpadas e uma (1) tomada	400 MT
Congelador ^(a)	800 MT

(a) A taxa ignora o número de lâmpadas e tomadas do consumidor

Fonte: (AMADE, 2023)

Para massificar a implementação de MR's, o GM aprovou o Regulamento de Acesso à Energia nas Zonas Fora da Rede (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2021) conforme o Decreto N.º 93/2021, e para a sua operacionalização, em Dezembro de 2022, a ARENE, aprovou o Regulamento Tarifário para MR's nas Zonas Fora da Rede (AUTORIDADE REGULADORA DE ENERGIA, 2023, p. 906), que, de entre outros aspectos, estabelece a metodologia tarifária a ser adoptada pelos operadores, incluindo os das MR's.

Relativamente aos SSD's, desde 2017, registou-se uma grande expansão deste mercado, com o aumento do número de empresas certificadas para o fornecimento dos referidos sistemas, sendo

todas empresas do SP. O mercado era dominado por cinco grandes empresas, as quais vendem o SSD no modelo PAYGO, bem como através do pronto pagamento. Das empresas que operam neste mercado destacam-se a SolarWorks!, ENGIE Energy Access, Ignite, Epsilon, Digitech e Uranus Solar (UAMUSSE, 2024).

Tabela 2.2.1-3: Termos de pagamento no uso dos SSD's em Moçambique

Empresa	Parâmetro	Descrição
SolarWorks!	Capacidade do SSD	30 W (3 lâmpadas, bateria e carregador)
	Pagamento inicial	595 MT
	Prestação mensal	295 MT
	Duração	30 meses
ENGIE Energy Access	Capacidade do SSD	<10 W (2 lâmpadas e carregador)
	Pagamento inicial	800 MT
	Prestação mensal	750 MT
	Duração	18 meses

Fonte: (FUNDO DE ENERGIA, 2022)

A maior parte dos beneficiários opta pelo modelo PAYGO, durante 1 a 3 anos e, a título de exemplo, os consumidores que se beneficiam de um SSD de 30W fornecido pela empresa SolarWorks, com capacidade de 3 lâmpadas e sistema de armazenamento, para além de um carregador para telemóvel, se optarem pelo modelo PAYGO, devem fazer um pagamento inicial de 595 MT e uma prestação mensal de 295 MT durante 30 meses, findos os quais o sistema passa para a titularidade do consumidor (UAMUSSE, 2024). A Tabela 2.2.1-3 acima, apresenta as condições para os SSD's fornecidos pelas empresas SolarWorks e ENGIE Energy Access.

2.2.2. Interligação das MR's e REN em Moçambique

Existem três casos, todos na província do Niassa, nomeadamente, nos distritos de Mecula, Muembe e Mavago, onde, entre 2012 e 2013, foram instaladas 3 MR's, no âmbito do programa de electrificação das Sedes Distritais. Contudo, cerca de 1 ano depois da entrada em operação das referidas MR's, a REN foi expandida até às sedes dos distritos acima mencionados.

Desde essa altura até à data da elaboração deste trabalho, ou seja, 10 anos depois, as referidas MR's, ainda não estão interligadas à REN e cada uma opera com consumidores próprios, existindo alguns casos cujos consumidores, por uma questão de conveniência, têm dois contratos, sendo um com o FUNAE e outro com a EDM (UAMUSSE, 2024).

Foi pensando na melhoria do quadro legal nas actividades de fornecimento de electricidade FR que o GM aprovou um Regulamento de Acesso à Energia, nas Zonas Fora de Rede (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2021, p. 1981) que, de entre outros, apresenta as linhas orientadoras para o caso da interligação das MR's com a REN e o N.º 3 do Artigo 22 determina que as condições de interligação das MR's, com a REN, devem contemplar as seguintes opções:

- a) preservação da concessão da mini-rede sem interligação;
- b) interligação à rede eléctrica nacional com a preservação da concessão da MR, permitindo-se ao concessionário da mini-rede a compra de energia ao concessionário da rede de distribuição de energia eléctrica;
- c) interligação à rede eléctrica nacional com a conversão da concessão da mini-rede em concessão para a produção, permitindo-se ao concessionário da MR a venda de energia ao concessionário da rede de distribuição e a transferência das infra-estruturas e instalações eléctricas de distribuição, bem como a actividade de comercialização, integrante da MR, para o concessionário da rede de distribuição de energia eléctrica;
- d) interligação à rede eléctrica nacional, com a extinção da concessão de MR e subcontratação do seu concessionário, para a gestão e operação das actividades de distribuição e comercialização de energia eléctrica;
- e) interligação à rede eléctrica nacional, com extinção da concessão e transferência total das actividades e das infra-estruturas e instalações eléctricas integrantes da mini-rede, para o concessionário da rede de distribuição de energia eléctrica ou outra entidade pública a indicar.

Como se pode observar, o Regulamento acima mencionado estabelece apenas os princípios a serem observados para a interligação das MR's com a REN. No entanto, não são abordadas as questões comerciais, sob o entendimento de que deveriam ser regulados por outros instrumentos legais, como é o caso Regulamento Tarifário para MR's, nas Zonas Fora da Rede, mas como anteriormente mencionado, o Regulamento em referência tem algumas lacunas, que podem ser cruciais para atracção de investidores nas MR's.

2.3. Avaliação crítica da revisão de literatura

Os subsídios disponíveis, na essência, aumentam as receitas das MR's ou diminuem os custos de energia dos consumidores e o financiamento pode ser do governo tal como constatado por Li, Wang e Yi (2018). Por sua vez, Tenenbaum, *et al.*, (2014) afirma que para além do governo, o financiamento é feito pelos parceiros de cooperação e dos clientes. Alguns países optam por

políticas para a utilização dos subsídios ou seus activos com é o caso da Índia onde o governo estabeleceu que os activos criados com subsídio, deve-se garantir que o benefício do subsídio de capital seja repassado aos consumidores.

Contudo, apesar dos autores acima mencionados reconhecerem que o financiamento dos subsídios pelos governos e/ou os parceiros de cooperação não é uma fonte segura, ou seja, é em função da disponibilidade dos fundos, não apresentam uma solução para colmatar este constrangimento.

Os governos estão cientes dos seus constrangimentos financeiros, pelo que alguns, adoptam o subsídio cruzado, como foi no caso da Índia, onde as tarifas de energia industrial, entre 2007 e 2015, aumentaram em 84%, de modo a subsidiar as tarifas de energia para a agricultura (BHATTACHARYYA e GANGULY, 2017), (REBER, *et. al*, 2018) e (BECK e MARTINOT, 2004). Este modelo é secundado por Tenenbaum, *et al.* (2018) tomando como exemplo o caso do Quênia os consumidores das MR's pagam a tarifa da REN tal como acontece em muitos países africanos (TENENBAUM, *et al.*, 2014). Contudo, a cobertura da diferença das duas tarifas, é feita através dos subsídios cruzados.

Nenhum destes autores investigou a base aumento tarifário para o subsídio cruzado, bem como a metodologia para operacionalizar o referido subsídio visto que este mecanismo, aumenta a tarifa para um considerável número de consumidores da rede, podendo gerar descontentamento pelo facto de estarem a pagar mais para beneficiarem outros consumidores.

Para o caso de Moçambique, da pesquisa efectuada, não foram identificados estudos sobre o subsídio cruzado. Ainda que esteja formalizada, o subsídio cruzado já ocorre entre os consumidores da REN, pois, tomando como de exemplo, os consumidores da cidade de Tete, que dista cerca de 140 km (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2017, p. 58) da Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB), que é a fonte de energia, têm a mesma tarifa em relação aos consumidores da cidade de Lichinga, mas que electricamente, localiza-se a 1238 km da HCB de acordo com Electricidade de Moçambique, (2017, p. 58).

Uma das questões relevantes é o futuro das MR's com a expansão da REN que constitui um elemento crítico para os investidores. De acordo Tenenbaum, *et al.* (2018, p. x) com base num estudo efectuado no Cambodia, Sri Lanka e Indonésia, existem vários cenários por se adoptar

e segundo Governo de Moçambique, (2021, p. 1981) são praticamente as mesmas que Moçambique adoptou, cuja análise crítica apresenta-se na tabela 2.3-1 abaixo.

Tabela 2.3-1: Análise crítica dos cenários da interligação das MR's com a REN

Cenários	Análise crítica
Preservação da concessão da MR rede sem interligação	Difícil de implementar , porque existirão das 2 redes (REN e MR) com tarifas diferentes o que vai criar descontentamento aos consumidores da MR que poderão migrar para a zona de concessão da REN, comprometendo o futuro da MR
Preservação da concessão da MR, com permissão para compra de energia ao concessionário da rede de distribuição da REN	Difícil de implementar , porque os consumidores estarão na mesma rede, mas com tarifas diferentes (REN e MR) com os consumidores da MR com energia da mesma qualidade, mas com preço elevado
Conversão da concessão da MR em concessão para produção com permissão de venda de energia ao concessionário da REN	Fácil de implementar , mas as negociações entre a MR e concessionário de distribuição podem ser difíceis pois a MR vai oferecer uma tarifa elevada e o concessionário da REN vai oferecer uma tarifa baixa
Extinção da concessão de MR e subcontratação para a gestão e operação das actividades de distribuição e comercialização de energia eléctrica	Fácil de implementar , mas as negociações entre a MR e concessionário da REN podem ser demoradas na discussão dos termos da compensação e comerciais entre o concessionário da REN e da MR
Extinção da concessão e transferência das actividades e dos activos para o concessionário da REN ou outra entidade a indicar	Fácil de implementar , desde que haja uma justa compensação ao concessionário da MR que poderá incluir eventualmente os lucros cessantes

Da tabela acima observa-se que o problema fulcral é em torno da tarifa e a convivência das MR's após a chegada da REN, justificando-se a necessidade de adopção de um princípio tarifário que acomoda os interesses dos consumidores e dos operadores das MR's. O desejável e para evitar constrangimentos no negócio das MR's bem como dos respectivos consumidores por conta da expansão da REN, é a uniformização das tarifas para além da compensação das MR's, matéria que será abordada mais adiante.

De acordo com Governo de Moçambique, (2021), o Regulamento de Acesso à Energia nas Zonas Fora da Rede, foi aprovado com finalidade dentre outros, expandir as MR's. Para a sua operacionalização, em Dezembro de 2022, a ARENE, aprovou o Regulamento Tarifário para MR's nas Zonas Fora da Rede (AUTORIDADE REGULADORA DE ENERGIA, 2023, p.

906), que, de entre outros aspectos, estabelece a metodologia tarifária a ser adoptada pelos operadores, incluindo os das MR's.

Na essência, o referido Regulamento Tarifário estabelece, no seu Artigo N.º 7 (AUTORIDADE REGULADORA DE ENERGIA, 2023, p. 906) que a tarifa é fixada tomando como base os custos da infra-estrutura aceites e nos proveitos permitidos, bem como uma remuneração adequada ao investimento efectuado. Para os casos em que os consumidores não tenham capacidade para pagar a tarifa calculada pelo Operador, a ARENE reserva-se o direito de estabelecer um limite máximo da tarifa a cobrar, alinhado com a capacidade de pagar dos referidos consumidores.

No entanto, o Regulamento acima indicado não é claro quanto aos mecanismos de compensação aos Operadores na eventualidade de a tarifa desejada estar acima da capacidade de pagar pelos respectivos consumidores e a ARENE, no uso das suas competências, estabelecer uma tarifa abaixo da tarifa de viabilidade apurada pelo Operador da MR. Nestas condições, o Operador da MR estará a operar em prejuízo, sem clareza dos mecanismos de compensação, sendo, portanto, uma barreira ao investimento privado nas MR's em Moçambique.

A ARC Power era o único investidor privado no negócio das MR's e como anteriormente mencionado, no início das suas operações, praticava uma tarifa de 64 MT/kWh aos consumidores da Localidade de Maqueze. Ciente de que esta tarifa constituía um desafio para os consumidores, com apoio de um dos parceiros de cooperação, obteve um donativo, permitindo a redução da tarifa para cerca de metade, estando desde Maio de 2024, fixada em 35 MT/kWh.

A Localidade de Maqueze é vizinha do Posto Administrativo de Alto Changane e estão separados pelo Rio Changane. Entretanto, em Alto Changane existe uma MR's que foi instalada pelo FUNAE cuja tarifa é de 8.44 MT/kWh, ou seja, cerca de 4 vezes mais baixa em relação a tarifa da MR de Maqueze. Considerando a proximidade das duas MR's (cerca de 8 km), é muito provável que os consumidores de Maqueze, reclamem o facto de estarem a pagar muito acima comparativamente aos consumidores de Alto Changane, constituindo um risco na continuidade das operações da ARC Power em Maqueze, o que fortifica ainda mais a necessidade de um mecanismo de uniformização das tarifas das MR's e REN.

2.4. Conceitos básicos das Energias Renováveis

As energias renováveis são aquelas que provêm de recursos naturais e são naturalmente reabastecidos, como o sol, vento, hídrica, marés e energia geotérmica. Estes recursos são utilizados como fontes energéticas para a produção de electricidade, sendo que, uma das principais características comuns das fontes energéticas renováveis é o facto de regenerarem-se num curto espaço de tempo. Estas fontes são consideradas inesgotáveis, para além de não produzirem emissões de gases de estufa e, conseqüentemente, danos ao meio ambiente.

Das fontes de energias renováveis existentes, a solar e a eólica são aquelas que apresentam um elevado estágio de desenvolvimento e, conseqüentemente, as mais utilizadas para a produção de electricidade, sendo que, em 2023, contribuíram com cerca de 13% da energia produzida no mundo (OUR WORLD IN DATA, 2024).



Figura 2.4-1: Vista aérea da Solar de Bhadla, na Índia
Fonte: (EV WIND, 2024)

A electricidade da energia solar é produzida pelos painéis solares (PS's), que são equipamentos essenciais para se gerar energia fotovoltaica. Os PS's, são compostos por células fotovoltaicas fabricadas a partir de materiais semicondutores, como o silício, que absorvem a luz do sol e geram energia eléctrica pelo efeito fotovoltaico. A Figura 2.4-1 acima, ilustra o Parque Solar de Bhadla, que é a maior central fotovoltaica do mundo, situada no deserto de Thar, no Rajastão, Índia, ocupando uma área de 56 km² e com uma capacidade total instalada de 2245MW.

A energia solar é também utilizada para a produção de energia eléctrica, através da tecnologia designada por *Concentrating Solar Power* (CSP) que, na essência, utiliza uma configuração de espelho para concentrar a energia solar numa torre que tem um receptor, e convertê-la em calor. Por sua vez, o calor é utilizado para produzir vapor que acciona uma turbina para produzir electricidade ou então como fonte energética de um processo industrial, conforme ilustrado na Figura 2.4-2 abaixo.

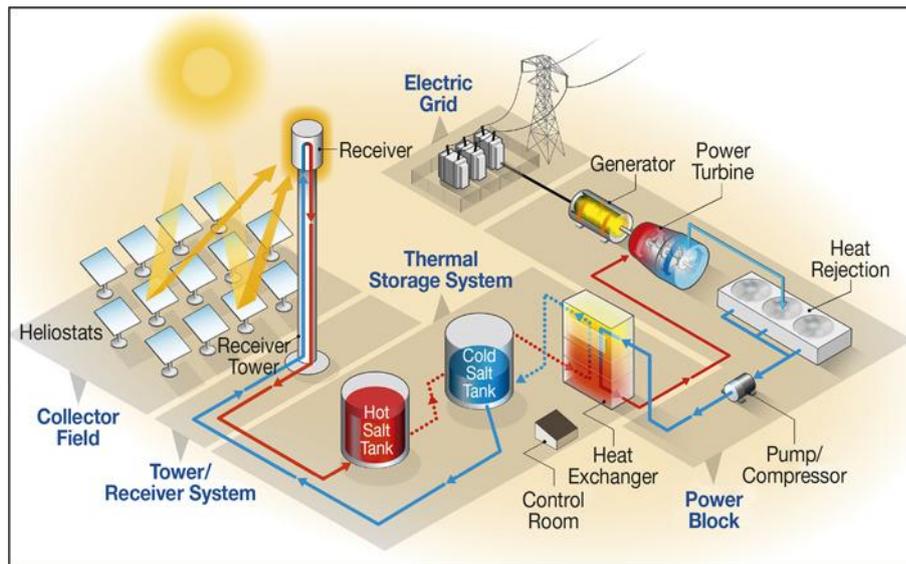


Figura 2.4-2: Diagrama de funcionamento da tecnologia CSP
Fonte: (KARATAIRI, 2018)

Um dos grandes constrangimentos da energia solar é a sua dependência da radiação solar, pelo que, em dias chuvosos ou com nebulosidade, registam-se intermitências na energia produzida. Sendo o sol a fonte energética, as centrais fotovoltaicas (CF) não operam durante o período nocturno, pelo que, como forma de mitigação, algumas CF's são equipadas com um sistema de armazenamento da electricidade, para posterior utilização, quando necessário.

A Figura 2.4-3, ilustra o perfil de produção no dia 22 de Abril de 2024, da CF de Santo Amaro, com capacidade de 500kW, em São Tomé e Príncipe. Como se pode constatar, entre as 11 e pouco, depois das 15 horas, a produção da referida CF, teve muitas intermitências, devido a períodos de nebulosidade que se registaram antes do período de chuvas torrenciais que ocorrem pouco depois das 15 horas, tendo-se prologando por algumas horas e, conseqüentemente, a produção de energia foi praticamente nula.

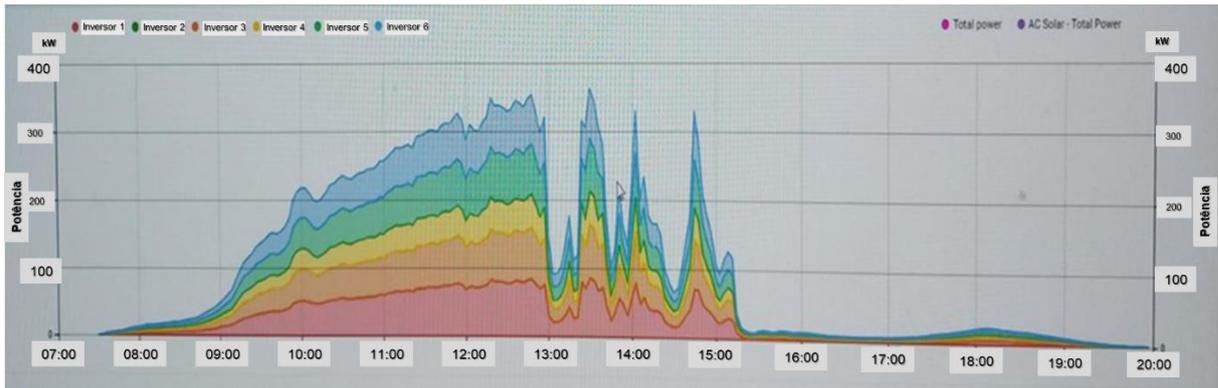


Figura 2.4-3: Perfil de produção das CF de Santo Amaro no dia 22-04-2024

Constitui igualmente constrangimento na produção de electricidade, a partir da energia solar, a área que é ocupada pelas CF's, pois é directamente proporcional à capacidade instalada, ou seja, quanto maior for a capacidade da CF, maior será a área por se ocupar, em detrimento de outras actividades fundamentais, como por exemplo a agricultura.

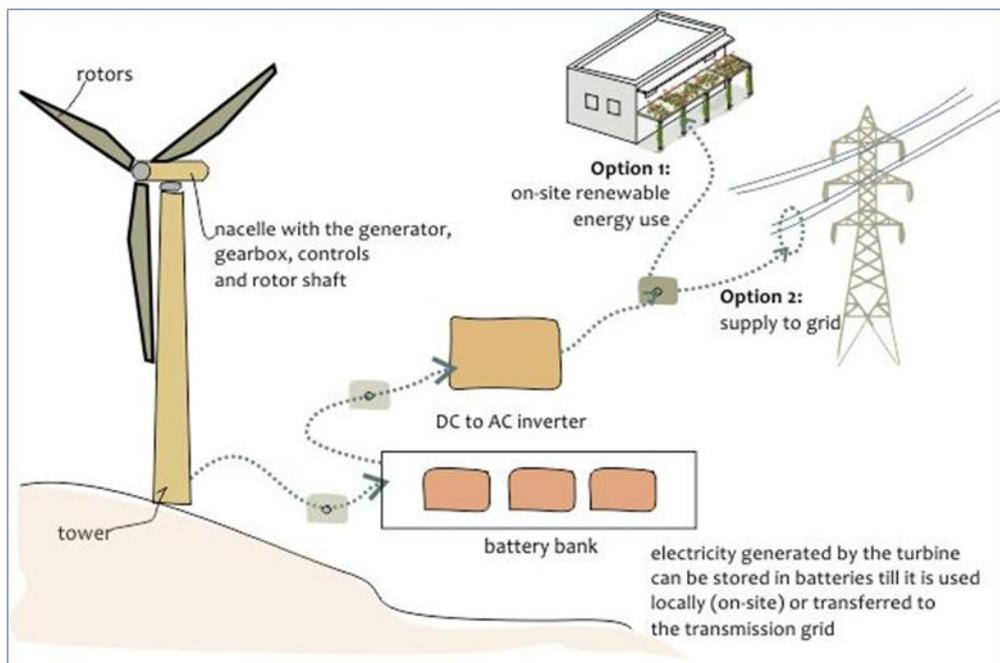


Figura 2.4-4: Diagrama de uma central eólica, com um sistema de armazenamento
Fonte: (NET ZERO ENERGY BUILDINGS, 2023)

Quanto à energia eólica, é a energia cinética proveniente da força de massas de ar em movimento (ventos), e é captada pelas hélices das turbinas dos aerogeradores, que giram a uma velocidade que varia entre 10 e 25 rotações por minuto (BRASIL ESCOLA, 2023) e é convertida em electricidade através dos aerogeradores. Os locais com uma velocidade média anual do vento de 7 m/s são considerados excelentes para a instalação de centrais eólicas.

Contudo, locais com velocidade de vento na ordem dos 5.5 m/s podem ser viáveis para centrais eólicas, na condição de utilizar turbinas eólicas projectadas especificamente para estas condições (RENEWABLES FIRST, 2024).

A produção da electricidade, a partir da energia eólica, tem também alguns constrangimentos, com destaque para as intermitências em função da velocidade do vento, bem como a impossibilidade de produzir electricidade nos momentos em que ela está abaixo dos requisitos mínimos para o seu funcionamento. À semelhança das CF's, as centrais eólicas, podem ser equipadas com sistemas de armazenamento, para permitir o fornecimento de electricidade, sempre que não possam operar, em particular, nos momentos em que o vento esteja em níveis baixos, para garantir a sua funcionalidade. A Figura 2.4-4 acima, ilustra uma central eólica com a possibilidade de ligação à REN ou a uma rede isolada.

Relativamente ao tempo de vida dos principais equipamentos para o caso das CF's, segundo Solar Reviews (2024), a maioria das empresas que produzem PS's fornece uma garantia de 25 anos para o tempo de vida dos seus produtos, não significando que, após os 25 anos, os referidos PS's deverão necessariamente de ser substituídos. No entanto, a sua capacidade de absorver a luz solar será reduzida, com impacto directo na energia produzida. Os 25 anos de vida dos PS's são também secundados por Energy Sage (2024) e Sunrun (2024), afirmando que muitos PS's instalados na década de 1980 ainda estão a funcionar com a capacidade esperada.

Quanto aos sistemas de conversão (inversores) e armazenamento (baterias), elementos fundamentais nas CF's e nas eólicas, sofrem considerável desgaste durante o tempo de vida útil, pelo que devem ser substituídos com alguma periodicidade. Segundo Luxpower (2023) e secundado por Goal Solar (2024), o tempo de vida dos inversores varia entre 10 e 15 anos, enquanto Schulte, *et al.* (2023), afirma que as baterias mais recentes podem durar até 30 anos, mas considerando as condições atmosféricas, em particular para na África Subsariana, 20 anos é o tempo mais realista.

Por sua vez, Brandt (2023) afirma que as baterias têm um tempo de vida que varia entre 5 e 15 anos, enquanto Solar.com (2024), considera que as baterias solares actualmente fabricadas têm uma vida de 10 a 15 anos, dependendo do modelo, da química, da utilização e da temperatura média da unidade, enquanto Schulte *et al.* (2023), considera um tempo de vida de 5 a 10 anos.

2.5. Energia Renovável no mundo

Ao nível mundial, as tecnologias mais usadas para a produção de electricidade são a eólica e solar, que têm estado a aumentar significativamente. Com efeito, segundo Our World in Data (2024), a produção eólica passou de 346 TWh, em 2010, para 2304 TWh, em 2023, representando um crescimento de cerca de 7 vezes em relação ao ano de 2010. Por seu lado, a produção da energia solar, que em 2010 foi de 32 TWh, passou para 1630 TWh, em 2023, ou seja, um crescimento em mais de 50 vezes, comparativamente com o ano 2010. A evolução do consumo de energia no mundo, com destaque para a renovável, indica-se na Figura 2.5-1.

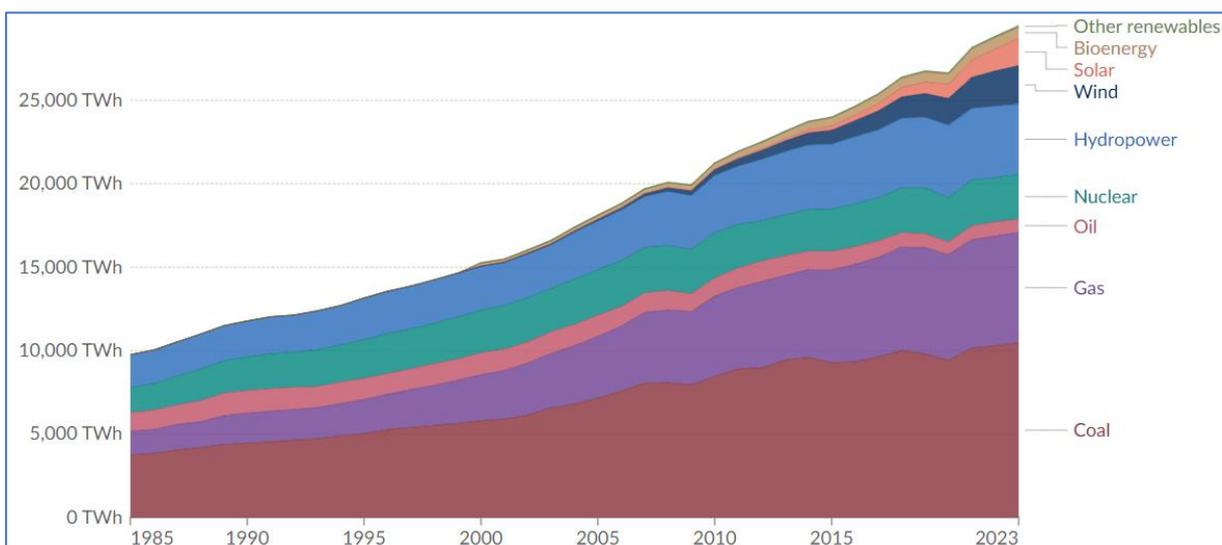


Figura 2.5-1: Electricidade produzida por fonte ao nível mundial
Fonte: (OUR WORLD IN DATA, 2024)

Ao nível mundial, a energia fotovoltaica é a que está tendo cada vez maior aplicabilidade nos projectos de fornecimento de electricidade, destacando a China, com uma capacidade instalada de 392GW, que lidera a lista dos 5 países com maior produção de energia solar, seguido dos Estados Unidos da América (111GW), Japão (78.8GW), Alemanha (66.5GW) e a Índia (62.8GW) de capacidade instalada (ENGENHARIA, 2023). Importa mencionar que a maioria da energia produzida mundialmente pelas CF's é injectada nas respectivas REN's, enquanto a remanescente é utilizada no fornecimento de electricidade, através das MR's e SSD's.

2.5.1. Energia Solar

Como se pode constatar na Figura 2.5.1-1, ainda que com baixo índice de aproveitamento, o continente africano, Austrália e o sudoeste da Ásia são as regiões com maior potencial de energia solar no mundo e, seguramente, nos próximos tempos haverá um melhor aproveitamento deste potencial.

De acordo com IRENA (2022), a irradiação solar média anual, que incide sobre o continente africano, é de cerca de 2.1 kWh/m², sendo que a maioria dos países do Norte de África, África Ocidental e Austral tem uma média superior média anual superior a 2.2 kWh/m² com se pode observar na Figura 2.5.1-2 abaixo. Com este nível de irradiação, ainda de acordo com IRENA (2022), estima-se que o potencial solar do continente africano é da ordem dos 7900GW.

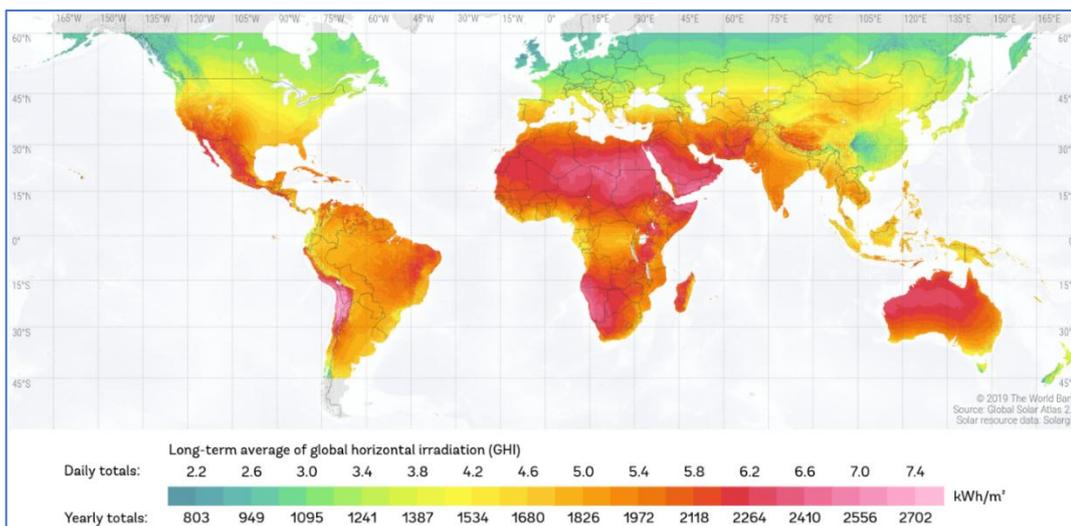


Figura 2.5.1-1: Potencial de energia solar no Mundo
 Fonte: (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2023)

Contudo, apesar deste enorme potencial, a energia fotovoltaica, através de centrais de grande capacidade, está sendo implementada em muito poucos países, destacando-se a África do Sul e o Egito, que são os dois maiores produtores de energia solar em África, contribuindo com mais de 75% da capacidade solar instalada em 2020 (IRENA, 2022).

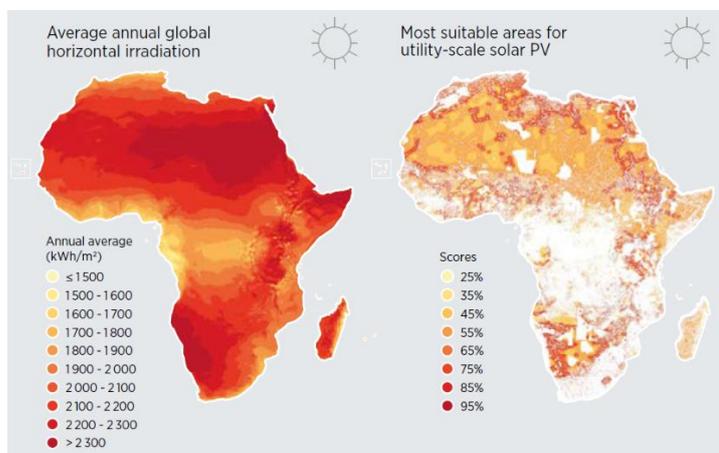


Figura 2.5.1-2: Irradiação média anual e locais com potencial para grandes CF's
 Fonte: (IRENA, 2022)

Com efeito, de acordo com Statista (2024), em 2022, a África do Sul tinha uma capacidade instalada de 6326MW, seguindo-se o Egipto e Marrocos, com 1724 e 858MW, respectivamente. Da lista consta a Namíbia com uma capacidade instalada de 176MW.

Dados recentes indicam que Marrocos como ilustrado na Figura 2.5.1-3 abaixo, é o que detém a maior central de África de produção de energia eléctrica com recurso à energia solar, através da Central de *Noor Solar Complex*, com uma capacidade 510MW. Seguem-se as centrais de *Solar Capital De Aar Project*, na África do Sul, e *Benban Solar Project*, no Egipto, com uma capacidade instalada de 175 e 165.5MW, respectivamente (POWER TECHNOLOGY, 2024).

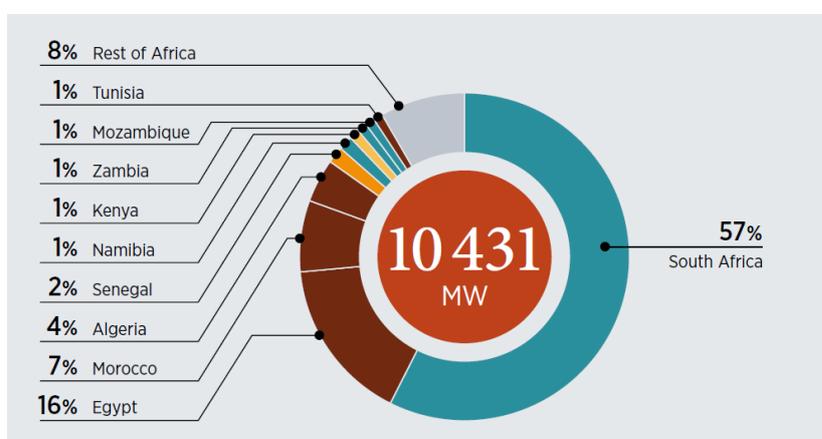


Figura 2.5.1-3: Capacidade instalada de Energia Solar no ano 2020, em África
Fonte: (IRENA, 2022)

2.5.2. Preços dos equipamentos sistemas solares

O custo dos equipamentos para a construção das CF's, com destaque para os PS's e inversores, tem grande impacto no custo total da implementação das referidas centrais, sendo que, no caso de contemplarem a capacidade de armazenamento, o investimento é ainda mais elevado, em consequência do custo das baterias e inversores, que são equipamentos fundamentais para o seu funcionamento, em particular, no armazenamento da energia produzida.

Contudo, nos últimos anos, com a evolução da tecnologia, os custos dos referidos equipamentos têm estado a registar uma redução substancial, pois, segundo Our World in Data (2023), nos primórdios da tecnologia solar, no ano de 1975, a média mundial dos preços dos PS's era de 125.82, tendo passado para 2.32 USD/W, em 2010. Os dados recentes referentes a 2022, indicam preços dos PS's na ordem dos 0.26 USD/W, significando que entre 2010 e 2022, os custos reduziram, em média, cerca de 17% por ano.

Por sua vez, Avenston (2023), afirma que, em 1975, os PS's custavam cerca de 115.3 USD/W e em 2010 (35 anos mais tarde), o custo baixou para 2.15 USD/W. Os dados referentes ao ano de 2021 indicam que o custo baixou ainda mais, situando-se nos 0.27 USD/W, representando uma redução significativa de quase 90% nos últimos 10 anos. A redução dos custos, entre 1975 e 2021, corresponde a uma média de 12% ao ano.

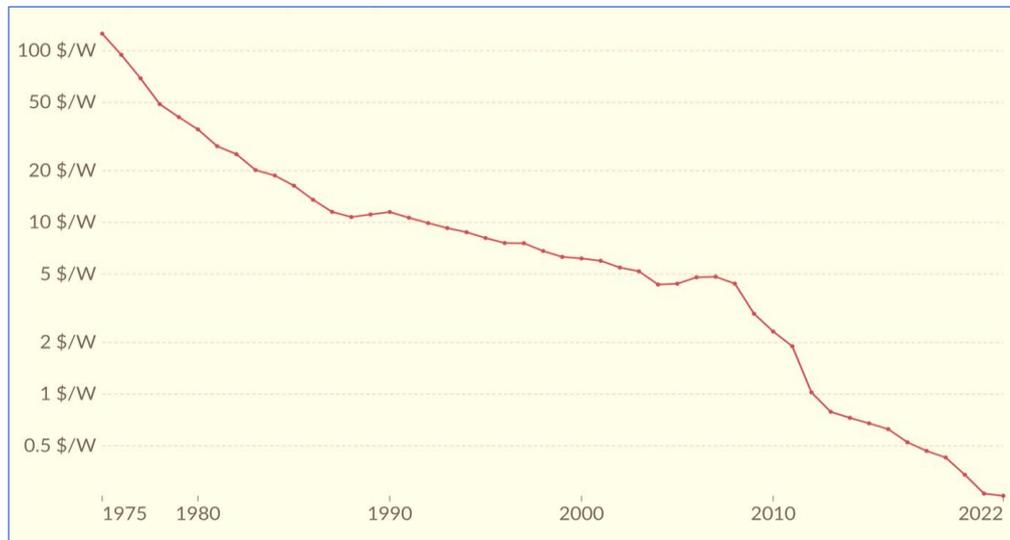


Figura 2.5.2-1: Evolução dos preços dos PS's
Fonte: (OUR WORLD IN DATA, 2023)

O preço das baterias da tecnologia de lítio baixou 97% nas últimas três décadas, pois, como se pode constatar na Figura 2.5.2-2 abaixo, uma bateria de 1kWh, que custava 7500 USD, em 1991, cerca de 20 anos mais tarde, a mesma bateria passou a custar apenas 181 USD, ou seja, uma redução de 41 vezes, o equivalente a uma média de 13% ao ano. O que é promissor é o facto de os preços continuarem a baixar acentuadamente, tendo o custo caído para cerca de metade entre 2014 e 2018 (RITCHIE, 2023).

Segundo Colthorpe (2023), os preços das baterias reduziram em média cerca de 14% em relação aos níveis de 2022, atingindo um mínimo histórico de US139/kWh em 2023. Esta redução foi impulsionada pela dinâmica da queda dos preços das matérias-primas e dos componentes e pelo aumento da capacidade de produção, face à crescente procura.

Ainda de acordo com Colthorpe (2023), apesar das boas notícias, já não se prevê que os preços médios das baterias desçam abaixo dos 100 USD/kWh, até 2024, com perspectivas de que aconteça em 2025, com preços na ordem dos 113 USD/kWh, esperando-se que uma drástica redução dos preços, para cerca de 80 USD/kWh, em 2030. A tendência decrescente dos preços

das baterias é igualmente afirmada por Saborit, *et al.* (2024), esperando-se preços de 75 USD/kWh, em 2030.



Figura 2.5.2-2: Evolução dos custos das Baterias dos sistemas fotovoltaicos
Fonte: (RITCHIE, 2023)

No que se refere aos SSD's e como ilustrado na Figura 2.5.2-3 abaixo, a tendência da redução dos preços é a mesma, pois o preço de instalação dos PS's para os SSD's reduziu em cerca de 26% na última década, tendo passado de 5.7 USD/W, em 2012, para 4.2 USD/W em 2022 (CLADCO, 2024).

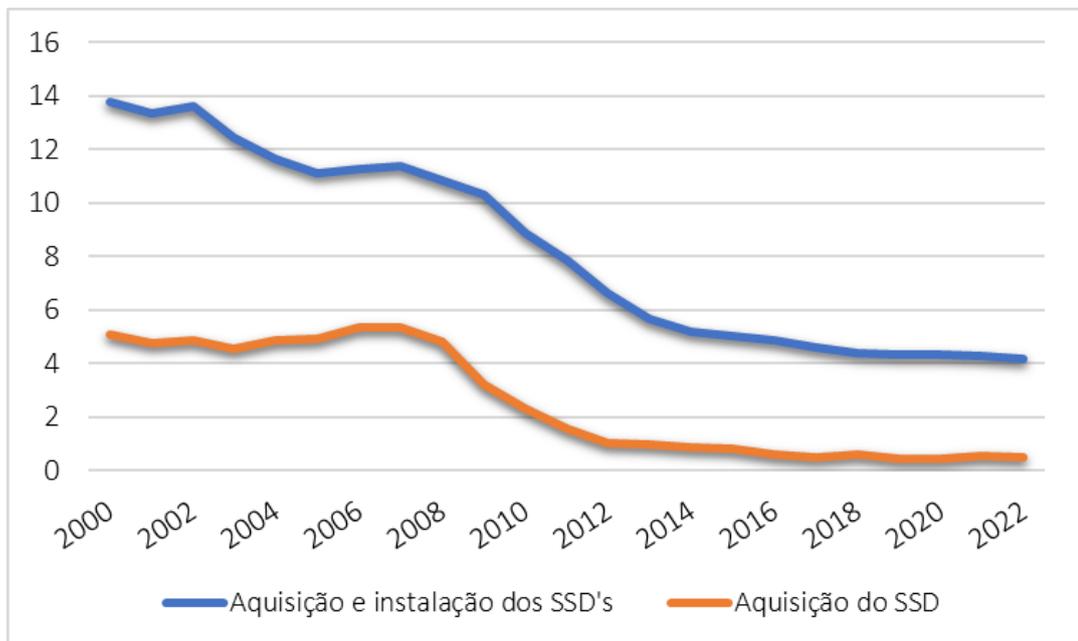


Figura 2.5.2-3: Evolução dos Custos SSD's [USD/W]
Fonte: Adaptado de (CLADCO, 2024)

Os preços de aquisição dos SSD's (PS's e baterias) reduziram cerca de 52% na última década, situando-se nos 0.49 USD/W, em 2022, depois de ter estado nos 1.03 USD/W, em 2012, como se pode observar, também na Figura 2.3.2-3. No global, os preços dos SSD's registam uma redução de cerca de 90% desde o ano 2000 (CLADCO, 2024). Analisando a evolução dos preços, observa-se que, entre ano de 2000 e 2021, registou-se uma redução média anual de 13%.

2.5.3. Energia Eólica

As regiões com elevado potencial eólico no mundo, como se pode observar na Figura 2.5.3-1 abaixo, localizam-se na Europa, destacando-se a zona costeira de países como Irlanda, Reino Unido, Islândia, Dinamarca, Holanda, Noruega, Suécia e Finlândia (GLOBAL WIND ATLAS, 2023). Cumulativamente, até 2022 a capacidade instalada mundialmente de energia eólica era de 906GW, com a China a contribuir com cerca de 43.7%, o equivalente a 396GW. A lista dos países com elevada capacidade instalada de centrais eólicas inclui os Estados Unidos da América (EUA) e Alemanha com 144 e 66GW (STATISTA, 2024).

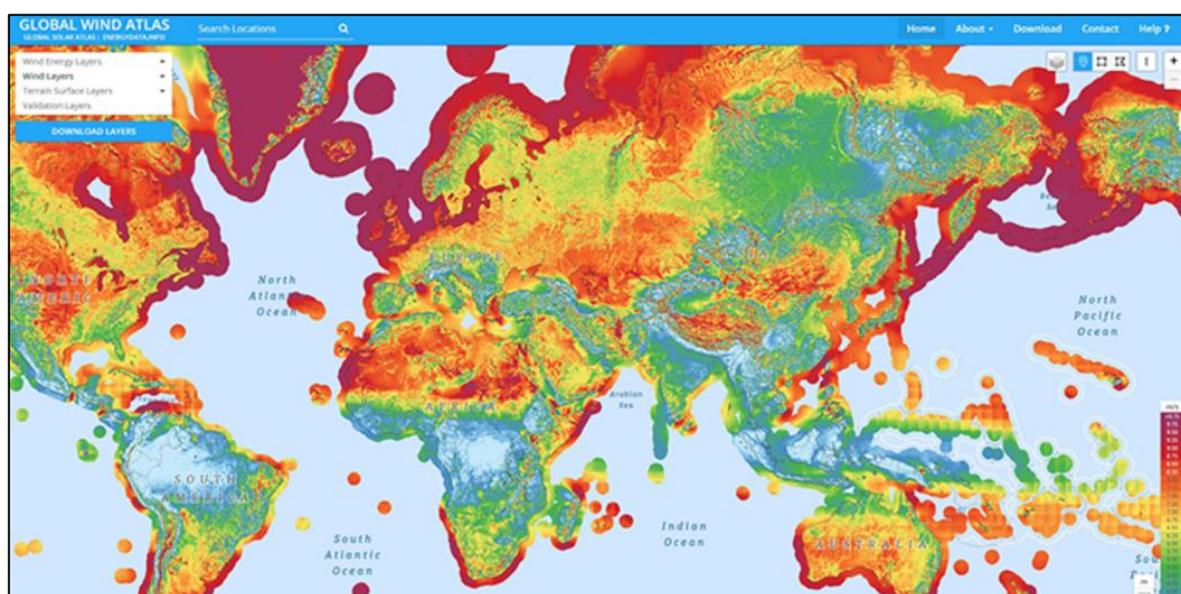


Figura 2.5.3-1: Potencial de energia eólica no Mundo
Fonte: (GLOBAL WIND ATLAS, 2023)

Quanto ao continente africano, de acordo com IRENA (2022), estima-se que o potencial técnico da produção de energia eólica é da ordem dos 461GW, sendo que os países com maior potencial são a Argélia, Etiópia, Namíbia e Mauritânia. Adicionalmente, a zona costeira da Namíbia e África do Sul, bem como a costa sul e norte de Madagáscar, apresentam ventos com requisitos mínimos para o desenvolvimento de parques eólicos de produção de electricidade (GLOBAL

WIND ATLAS, 2023). A Figura 2.5.3-2 abaixo apresenta as regiões da África com potencialidade de produção de energia eléctrica, com recurso às fontes eólicas.

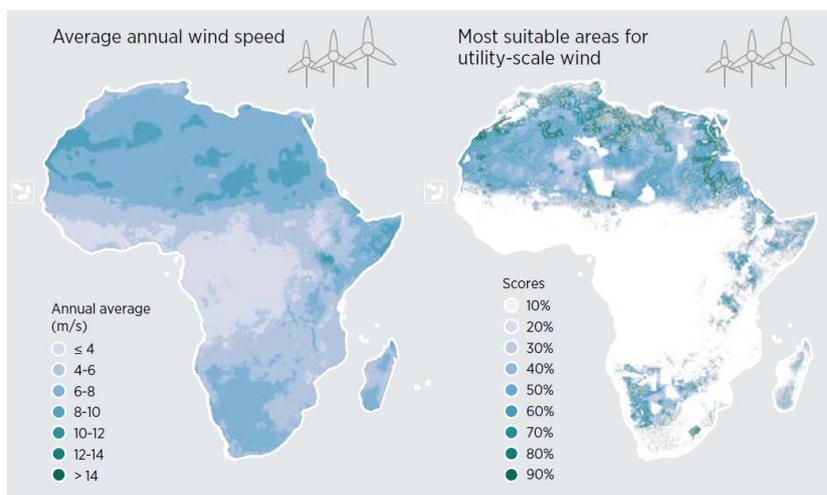


Figura 2.5.3-2: Regiões com potencial de projectos de energia eólica em África
 Fonte: (IRENA, 2022)

Apesar do potencial avaliado em 461GW em África, somente cerca de 6.5GW, equivalentes a 1.4%, estão instalados com referência a 2020, sendo que a África do Sul, Marrocos e Egipto contribuíram 41, 22 e 21%, respectivamente, totalizado cerca de 5.5GW, o equivalente a 84% do total da capacidade. Dos países com elevado potencial, a Etiópia contribui com 5%, que é a mesma contribuição do Quénia, seguido pela Tunísia, com 4%, e os restantes países africanos com os remanescentes 2% (IRENA, 2022). Os detalhes ilustram-se Figura 2.5.3-3 abaixo.

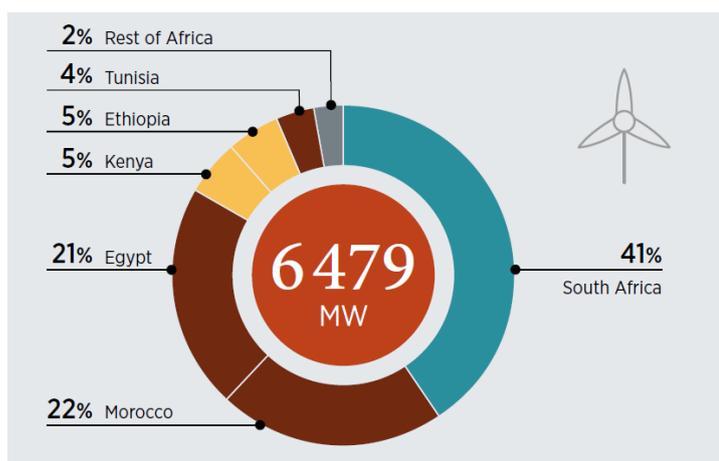


Figura 2.5.3-3: Capacidade instalada de Energia Eólica no ano 2020, em África
 Fonte: (IRENA, 2022)

O Egipto é um dos países africanos com metas ambiciosas para a produção eólica, pois, em 2022, de acordo com Owenergy (2024), passou a ter o segundo maior mercado eólico em

África, com uma capacidade de 1643MW com planos para acrescentar mais 10GW de energia eólica no Golfo do Suez, o que constituirá um dos maiores parques eólicos do mundo.

Importa mencionar que, em 2022, a África do Sul continuou na liderança na produção eólica no continente africano, com uma capacidade instalada de cerca de 3100MW, como resultado de um programa de Produtores Independentes de Energia Renovável, que atraiu investimento privado e promoveu a concorrência no sector (AOWENERGY, 2024).

2.5.4. Mini-redes

As MR's podem ser definidas como um ou mais geradores de electricidade e, nalguns casos, com sistemas de armazenamento, ligados a uma rede de distribuição que fornece electricidade a um considerável número de clientes e, normalmente, fornecem electricidade ao nível local, utilizando redes de distribuição isoladas. De acordo com LIU e BAH (2021), as MR's constituem uma parte essencial para o acesso universal, sendo, portanto, um veículo importante para acelerar o acesso à electricidade em comunidades rurais remotas que, em condições normais, teriam de esperar muito tempo para beneficiarem-se da electricidade fornecida pela REN (ODARMO, *et al.*, 2017).

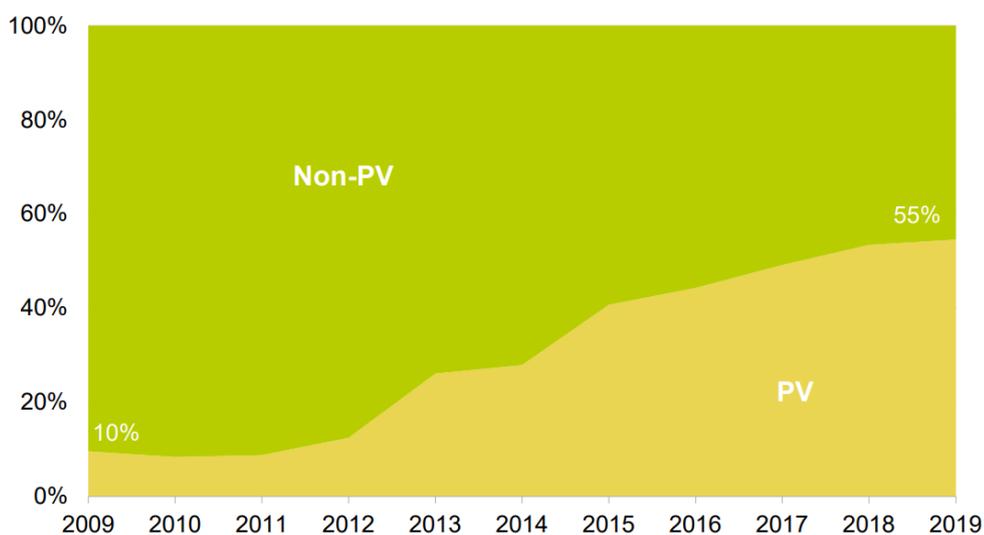


Figura 2.5.4-1: Evolução da energia fotovoltaica no sector das MR's, entre 2009-2019
Fonte: (SONI, *et al.*, 2020, 2020)

Normalmente, as MR's são alimentadas por diferentes fontes renováveis, tais como solar, hídrica, eólica, sendo que ultimamente, como se pode observar na Figura 2.5.4-1 acima, a energia solar tem estado a ganhar espaço com o desenvolvimento da tecnologia dos sistemas fotovoltaicos. Existem alguns casos onde, por indisponibilidade de recursos ou de infra-

estruturas para o uso de fontes renováveis, as MR's operam com recurso a geradores à diesel, sendo, no entanto, uma solução onerosa, em virtude dos elevados custos de operação, principalmente para a aquisição do diesel, para além do negativo impacto ao meio ambiente.

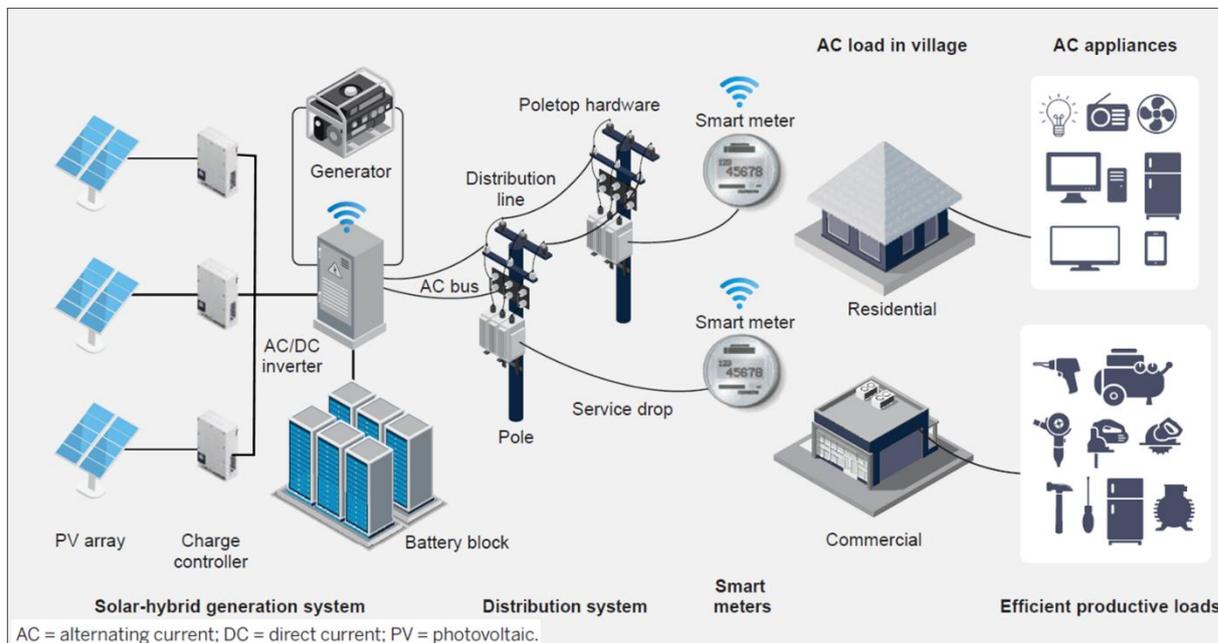


Figura 2.5.4-2: Componentes de uma Mini-rede
Fonte: (WORLD BANK, 2022)

Normalmente, as MR's baseados em sistemas solares, como ilustrado na Figura 2.5.4-2 acima detalhando, as componentes de uma MR, contemplam um gerador à diesel, que opera durante os períodos de fraca radiação solar, como é o caso da época chuvosa ou nas situações de nebulosidade, que se prolongam por muito tempo. Nestes casos, o gerador opera por algum tempo, fornecendo energia apenas para o carregamento das baterias e permitido um contínuo fornecimento de electricidade aos consumidores da respectiva MR.

A primeira geração das MR's foi desenvolvida há cerca de 130 anos, e foi fundamental para o desenvolvimento inicial e industrialização da maioria das economias modernas, como da Espanha, da Suécia, do Reino Unido e dos EUA. A segunda geração de MR's baseia-se em pequenos sistemas isolados, geralmente construídos por comunidades, para fornecer electricidade nas zonas com baixa densidade populacional e baixa procura, principalmente em zonas rurais que ainda não foram alcançadas pela REN ou onde seria demasiado caro estendê-la (WORLD BANK, 2022, p. 18).

Quanto à terceira geração das MR's, tem como base tecnologias mais modulares, especialmente a produção solar fotovoltaica, associadas a um grupo gerador à diesel, baterias ou ambos. Esta

tecnologia está bastante massificada na maior parte do continente africano, sendo que a tecnologia emergente é constituída pelas MR's híbridas solares (WORLD BANK, 2022).

As MR's têm sido solução para o fornecimento de electricidade às populações distantes da REN e, de acordo com World Bank (2022), cerca de 48 milhões de pessoas em todo o mundo, beneficiam-se da electricidade produzida através das MR's e, considerando os projectos em fase de desenvolvimento, espera-se que nos próximos anos sejam abrangidas mais de 35 milhões de pessoas. Por seu turno, Day e Kurdziel (2019, p. 2) estima que 47 milhões de pessoas se beneficiam da energia produzida por cerca de 19 mil MR's, ao nível mundial, fortificando ainda mais a pertinência das MR's nas soluções de fornecimento de energia ao nível mundial.

De acordo com Deshmukh e Gambhir (2013, p. 3), nas últimas duas décadas, as MR's têm estado a tomar um papel de relevo em muitos países, destacando o Brasil, o Camboja, a China, a Índia, o Nepal, o Sri Lanka e a Tanzânia. No entanto, ainda que tenha havido alguns programas de MR's bem-sucedidos, também se registaram alguns fracassos, pois a ausência de um forte apoio institucional, associado à combinação com questões técnicas, económicas e sociais resultaram no fracasso de muitos sistemas de MR's. Para que as MR's desempenhem um papel significativo no aumento do acesso a electricidade fiável e a preços acessíveis, é essencial um apoio político bastante forte.

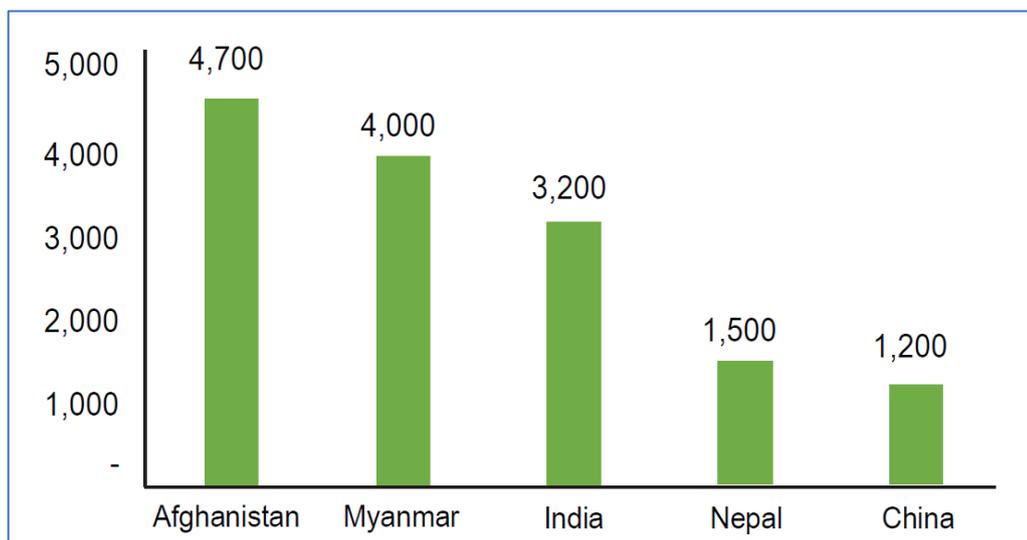


Gráfico 2.5.4-1: Países com muitas MR's instaladas do mundo

Fonte: (ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM, 2023)

Dados actualizados em 2022, indicam a existência de 21500 MR's, fornecendo energia a cerca de 48 milhões de pessoas, sendo que o sul do continente asiático, com destaque para Afeganistão, Myanmar, Índia, Nepal e China, lidera o mundo em termos de número de MR's

instaladas, com cerca de 42% do total (ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM, 2023, p. 1), como se ilustra no Gráfico 2.5.4-1 acima. Importa mencionar que Afeganistão e Myanmar, com 4700 e 4000 MR's instaladas, respectivamente, detêm cerca de 41% das MR's instaladas ao nível mundial (ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM, 2023, p. 2). Dos países com muitas MR's, a China, a Rússia e os EUA estão entre os 10 principais países por número de MR's em funcionamento (SONI, *et al.*, 2020, 2020, p. 187).

A capacidade combinada instalada das MR's, ao nível mundial, ascende os 7GW, contudo a capacidade disponível é, certamente, inferior, tomando em consideração que parte significativa das MR's é hídrica e não funciona na sua capacidade total, dada a dependência do regime hidrológico dos respectivos rios. Prevê-se um aumento da capacidade em cerca de 2.7GW, tomando como base os projectos de MR's em fase de planeamento, dos quais, cerca de 99%, serão solares ou híbridas (WORLD BANK, 2022).

Tabela 2.5.4-1: Mini-redes instaladas e planeadas pelas regiões do Mundo

Região	Instalado				Planeado
	N.º de Mini-Redes	Ligações [Milhões]	População [Milhões]	Capacidade [MW]	N.º de Mini-Redes
Sul da Ásia	9 592	2	12	407	19 035
Este da Ásia e Pacífico	7 227	2	6	1530	789
África	3 174	6	27	1960	9 006
Europa e Ásia Central	624	<1	1	1110	226
EUA e Canadá	615	<1	1	1738	198
América Latina e Caraíbas	286	<1	2	380	88
Médio Oriente e Norte de África	39	<1	<1	40	11

Fonte: Adaptado de: (WORLD BANK, 2022)

Ainda de acordo com World Bank (2022), tecnologicamente, a energia solar com as MR's solares ou híbridas e com uma tendência cada vez mais crescente, detêm cerca de 51% da tecnologia, seguida pelas que são alimentadas por fontes hídricas, com 35%. As MR's baseadas em fontes de combustível fóssil representam 10%, enquanto as outras tecnologias de produção, incluindo a eólica, contribuem com 5%.

Com cerca de 2GW, como se pode observar na Tabela 2.5.4-1 acima, o continente africano detém a maior capacidade instalada de MR's de todas as regiões, seguida pelos EUA e Canadá, com 1.8GW e Ásia Oriental e Pacífico, com 1.5GW. Em termos de população beneficiária, a África lidera com 27 milhões de pessoas, seguida da Ásia e América Latina, com 18 e 2 milhões de pessoas, respectivamente (WORLD BANK, 2022)

Na África Austral, até 2019, a Tanzânia era o País com o maior número de MR's em operação comercial, totalizando 209 unidades, uma capacidade agregada de 232MW (Figuras 2.5.4-4, e 2.5.4-5 abaixo), representando cerca de 15% da capacidade total do país que era de 146MW. Destes projectos, quase um terço são MR's solares ou híbridas solares (SONI, *et al.*, 2020, 2020). No entanto, no que concerne à capacidade instalada, as MR's com fontes energéticas renováveis, representando cerca de 56%, são ofuscadas por projectos à gasóleo, mais antigos e que foram instalados antes do ano 2013.

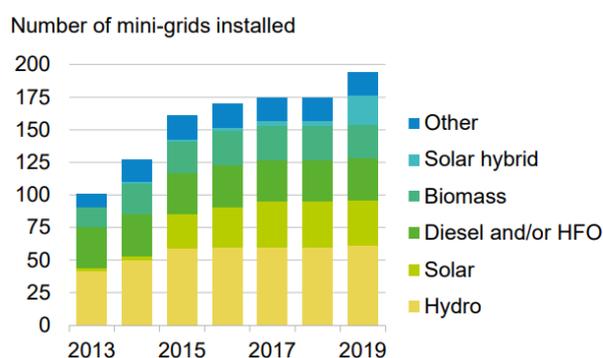


Figura 2.5.4-3: Número de MR's na Tanzânia

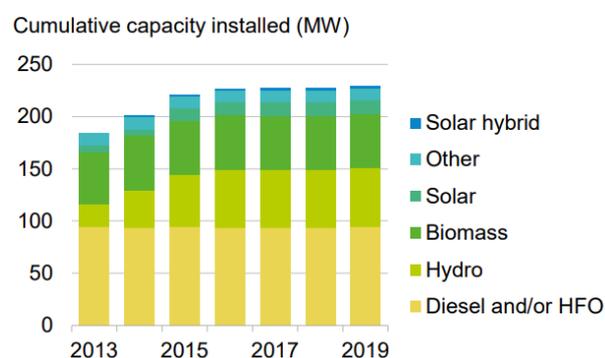


Figura 2.5.4-4: Capacidade Instalada de MR's na Tanzânia

Fonte: (SONI, *et al.*, 2020, 2020)

De acordo com Economic Consulting Associates (2023), a África tem a maior percentagem de MR's planeadas, sendo a Tanzânia, Quênia, Uganda, Nigéria e o Gana, alguns dos países com estruturas e políticas de apoio para expandir o acesso à energia, através de MR's. Para o caso da Nigéria, de acordo com IFC (2024), a respectiva Agência de Electrificação Rural planeia desenvolver 10 mil MR's, até 2023, servindo 14% da sua população, com investimentos do SP.

Tabela 2.5.4-2: Sumário dos projectos de MR's instaladas e planeados no mundo

Totals calculated	Number of mini grids	Number of connections (millions)	Number of people (millions)	Average capital cost (US\$/kW)	Total capacity (MW)	Total investment (US\$, millions)
Global totals: installed	21,557	10.3	47.9	3,955	7,224	28,571
Global totals: planned	29,353	8.0	35.4	3,501	2,657	9,304
Grand total	50,910	18.3	83.2	3,833	9,881	37,874

Fonte: (WORLD BANK, 2022)

Por outro lado, a World Bank (2022) afirma que a Ásia é que detêm o maior número de MR's planeadas, com cerca de 20 mil, facto que é secundado por Energy Sector Management Assistance Program (2023, p. 2), que indica que a Índia lidera a lista dos países com muitos

projectos de MR's, com 18900 unidades, seguindo-se a Nigéria com 2700, podendo-se afirmar que a Ásia será o continente com mais projectos de MR's nos próximos anos (Tabela 2.5.4-1 acima).

O custo de construção de uma MR é da ordem dos 3955 UDS/kW. No entanto, com a evolução da tecnologia e consequente redução dos custos, espera-se que as MR's planeadas sejam construídas a um custo de 3501 USD/kW (WORLD BANK, 2022), para servir 8 milhões de pessoas, elevando o número de beneficiários para 18.3 milhões de pessoas. Cerca de 22 mil MR's em operação apresentam uma média de 477 consumidores por MR, enquanto das 29 mil planeadas, a média é de 273 consumidores por MR (WORLD BANK, 2022).

Para o continente africano, os custos de instalação das MR's têm uma grande variação e, segundo Economic Consulting Associates (2020, p. 29), os dados mostram que ainda existe uma grande diferença entre os investidores com custos que se situam entre 4000 e 11000 USD/kW. Os equipamentos para a produção de energia (PS's, baterias e conversores) e os da rede de distribuição representam a maior parte dos custos cuja média para um estudo realizado para 12 países é de 45 e 22%, respectivamente, como se ilustra na Figura 2.5.4-6 a abaixo.

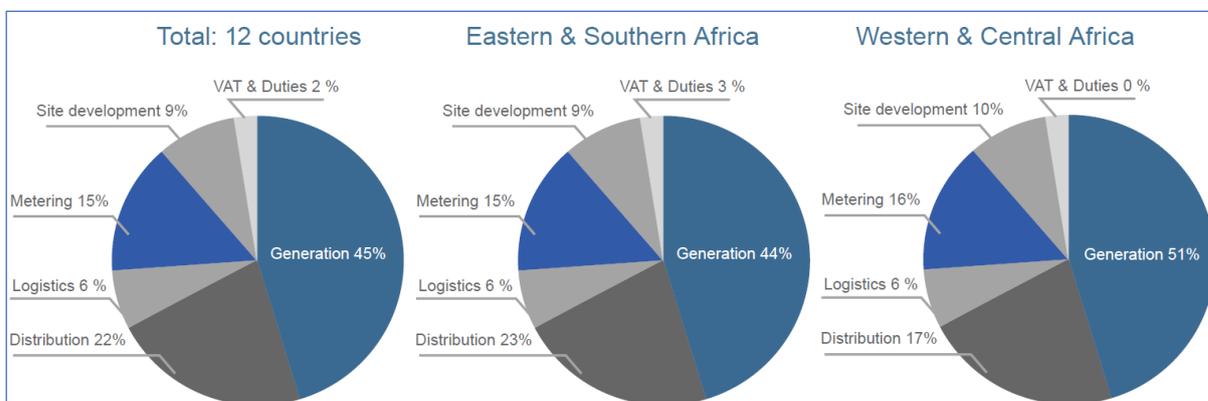


Figura 2.5.4-5: Comparação dos custos de construção de MR's em África
 Fonte: (ECONOMIC CONSULTING ASSOCIATES, 2020)

Estima-se que cerca de 733 milhões de pessoas seja o potencial da população ao nível mundial que podem beneficiar da electricidade fornecida com recurso às MR's e, de acordo com UNPD (2023), cerca de 77%, o equivalente a 567 milhões de pessoas que presentemente não têm acesso à electricidade, localizando-se na África sub-Sahariana.

Considerando que a maioria dos governos não tem recursos suficientes para o financiamento das MR's, é necessário o envolvimento do SP para a sua massificação. Contudo, o grande

desafio é a mobilização do SP, pois, de acordo com UNPD (2023), existem muitas barreiras no processo, retardando o envolvimento do SP, exceptuando os casos onde os financiamentos são donativos ou fundos dos respectivos governos, no âmbito dos programas de electrificação.

2.5.5. Sistemas Solares Domésticos

O SSD é um sistema de fornecimento autónomo e em pequena escala de electricidade para residências, que estão distantes da rede ou que não têm acesso fiável à energia. A electricidade produzida na maior parte dos SSD's é com recurso a pequenos PS's e é armazenada numa bateria para o consumo, principalmente durante a noite ou em dias nublados, como ilustrado nas Figuras 2.5.5-1 e 2.5.5-2 abaixo.

Estes sistemas destacam-se relativamente às outras opções tais como sistemas eólicos, hidroeléctricos, geotérmicos e de marés, devido ao seu potencial em grande escala, em latitudes inferiores a 45° norte ou sul do equador, onde a irradiação solar diária é mais constante ao longo do ano e, coincidentemente, são as regiões onde vive a maior parte da população do mundo, com grandes carências de electricidade (EHSANUL, *et al.*, 2017).

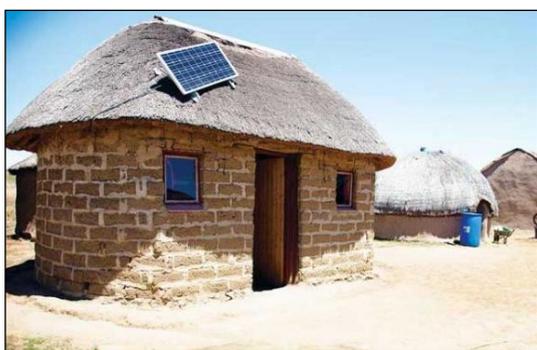


Figura 2.5.5-1: Painel Solar de um SSD
Fonte: (SAUR ENERGY, 2023)



Figura 2.5.5-2: Componentes de um SSD
Fonte: (SUNFINE SOLUTIONS, 2022)

Grande parte dos SSD é utilizada nas zonas rurais, sendo que a electricidade produzida normalmente com uma tensão nominal de 12 V (PHADKE, *et al.*, 2015), destina-se para a iluminação, carregamento de telemóveis e outros electrodomésticos com baixo consumo de energia. Importa mencionar que os SSD são de fácil instalação e, normalmente, são fornecidos com os componentes básicos, tais como as lâmpadas, interruptores para além do painel solar e do sistema de armazenamento, como ilustrado na Figura 2.5.5-2 acima.

O módulo fotovoltaico dos SSD é, normalmente, colocado no telhado de uma casa, num ângulo para recolher o máximo de luz solar (PHADKE, *et al.*, 2015). Existem SSD com capacidade

de fornecer electricidade a electrodomésticos que funcionam em corrente alterna, como por exemplo, televisores, computadores, geleiras, pelo que, para o efeito, os referidos sistemas incluem um inversor para converter a corrente contínua produzida pelos PS's e armazenada nas baterias, para posterior fornecimento aos referidos electrodomésticos, como se ilustra na Figura 2.5.5-3 abaixo.

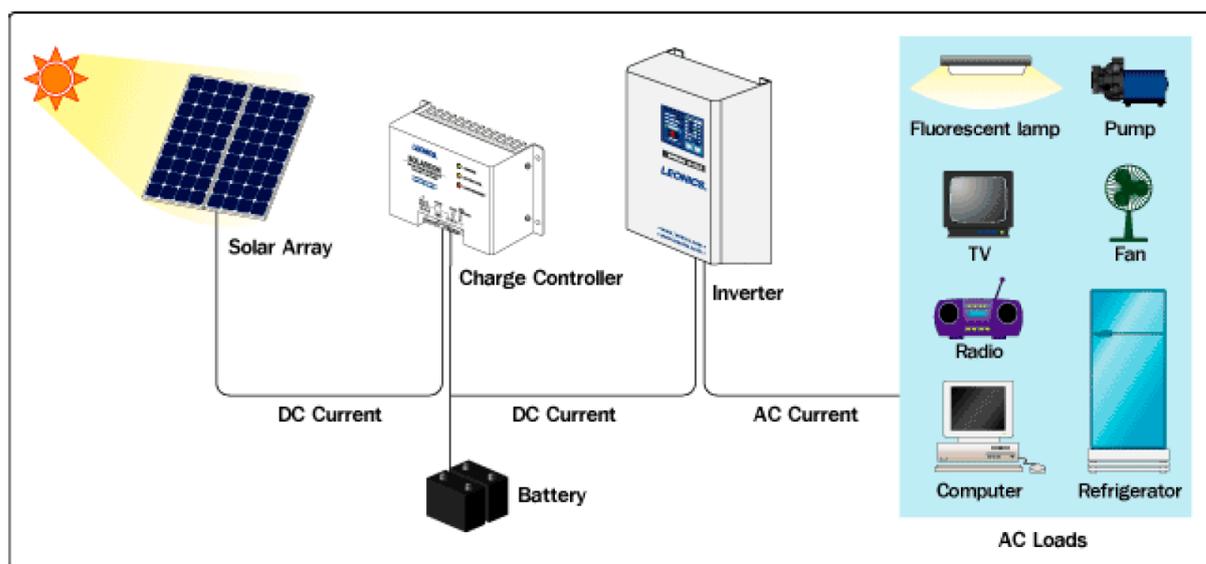


Figura 2.5.5-3: Diagrama do SSD, com conversão de corrente contínua para alterna
Fonte: (PHADKE, *et al.*, 2015)

A maior parte dos SSD's é financiada no regime “*pay-as-you-go*” (PAYGO), que é um sistema de crédito, que permite que os consumidores efectuem uma série de pagamentos semanais ou mensais, pela utilização do SSD, em vez de pagarem antecipadamente por todo o sistema, o que é vantajoso para os consumidores com baixa liquidez financeira, pelo que, uma vez terminado o pagamento, o sistema passa para a titularidade do consumidor.

A opção PAYGO tem sido uma alternativa no acesso à electricidade, de tal forma que, entre 2013 e 2018, mais de 8 milhões de pessoas na África-subariana beneficiaram-se de electricidade fornecida por estes sistemas. Foram igualmente implementados sistemas similares no Sul da Ásia e na América Latina. Até 2016, a capacidade instalada dos SSD era de 34 MW, tendo crescido para 40.6 MW, em 2017 (IRENA, 2020).

Ainda de acordo IRENA (2020), como se pode constatar na Figura 2.5.5-4 abaixo, após a introdução dos SSD's, os volumes de vendas registam uma trajectória ascendente desde 2010, com taxas de crescimento anual de 133%, entre 2010 e 2015. Contudo, em consequência de alguns problemas do mercado, registou-se um declínio nas vendas até 2017, mas desde essa

altura, o crescimento das vendas anuais dos SSD's, estabilizou em 10%, denotando sinais de um mercado em maturação.

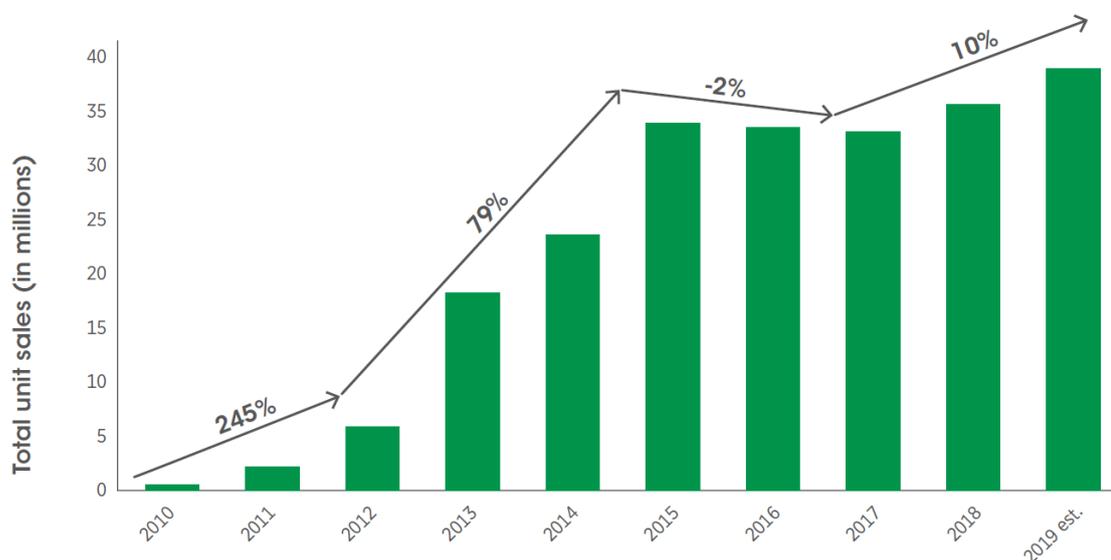


Figura 2.5.5-4: Evolução das vendas dos Sistemas Solares Domésticos
Fonte: (IRENA, 2020)

Até 2016, segundo IRENA (2020), África detinha a maior parte dos SSD's, com cerca de 760 mil unidades instaladas, representando 96% do total instalado, sendo que as restantes estão instaladas na Ásia (20 mil) e América Latina (10 mil), respectivamente. Importa mencionar que, mundialmente, seis empresas, nomeadamente Azuri, BBOXX, d.light, Fenix, M-KOPA e Off-Grid Electric dominam o mercado dos SSD's, com cerca de 90% das unidades instaladas (IRENA, 2020).

2.6. Energia renovável em Moçambique

2.6.1. Potencial de Energia renovável em Moçambique

Em 2014, o GM elaborou, através do então Ministério da Energia (ME), o Atlas das Energias Renováveis de Moçambique, que visava dar resposta e concretizar os objectivos da Política e da Estratégia para as Energias Novas e Renováveis, no que diz respeito ao mapeamento dos recursos renováveis e identificação de locais de projectos renováveis, para a produção de energia eléctrica (Ministério de Energia, 2014).

De acordo com o Atlas, foi mapeado o potencial hídrico, eólico, solar, biomassa, geotérmico e marítimo, tendo se constatado que a energia solar é a que apresenta o maior potencial, seguindo, depois, a hídrica e a eólica.

Importa mencionar que as províncias com o melhor potencial eólico são Maputo, Gaza, Tete e Manica (Figura 2.6.1-1 abaixo), onde a velocidade média do vento registada supera os 7 m/s e, coincidentemente, os locais com o referido potencial estão próximos da REN, representando, uma grande vantagem, no que se refere à integração com a rede dos respectivos projectos.

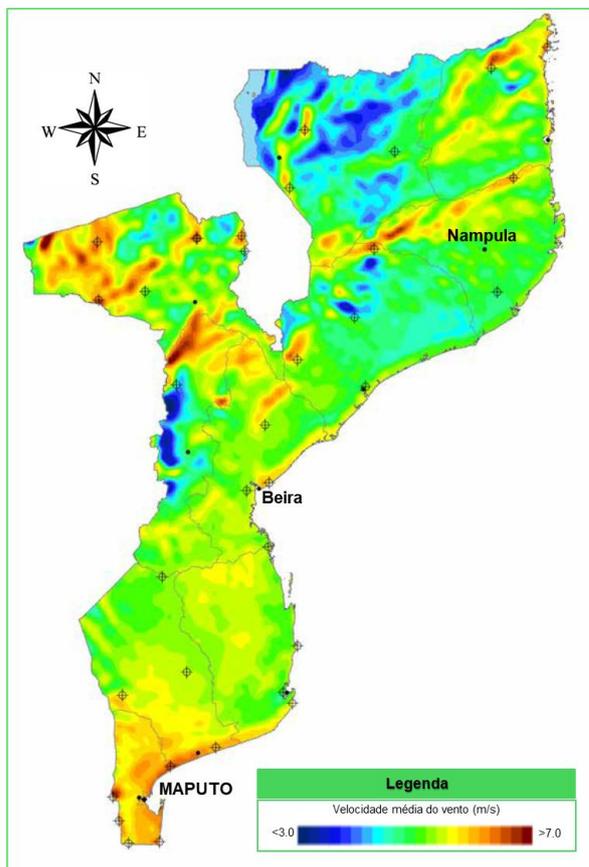


Figura 2.6.1-1: Locais com potencial eólico em Moçambique

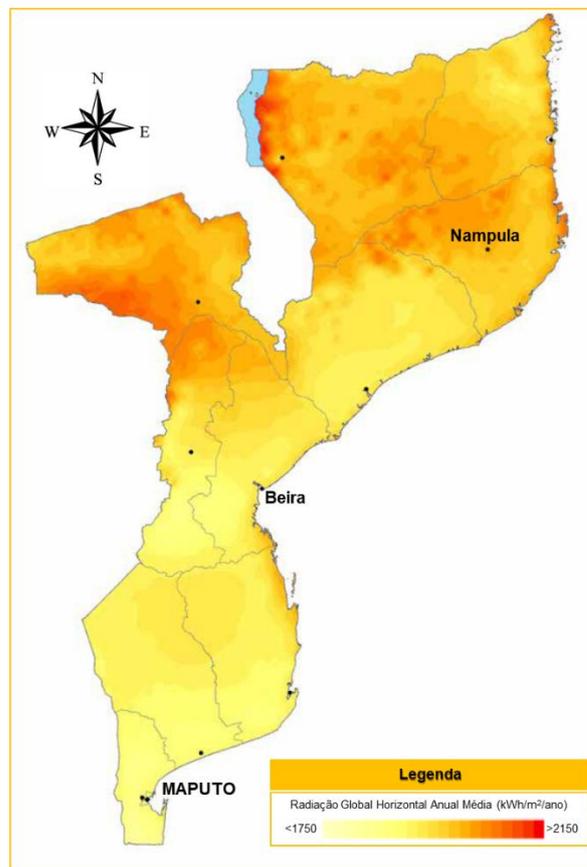


Figura 2.6.1-2: Locais com potencial fotovoltaico em Moçambique

Fonte: Adaptado de (MINISTÉRIO DE ENERGIA, 2014)

A energia fotovoltaica é o principal recurso renovável de Moçambique, com um potencial de 23 TWh e, segundo Ministério de Energia (2014), na altura da elaboração do Atlas, foram estudados 189 locais próximos das subestações, com área suficiente para a instalação de 2.7GW sem armazenamento. Como se pode constatar na Figura 2.6.1-2 acima, as Regiões Centro e Norte são as que apresentam um grande potencial de energia fotovoltaica.

2.6.2. Projectos de energias renováveis ligados à REN

Como mencionado anteriormente, do potencial existente em Moçambique, a energia solar é que está sendo explorada e, de acordo com Utchavo (2024), até Agosto de 2024, foram construídas e estão em operação comercial as CF's de Mocuba (41MW), na província da Zambézia e

Tetereane (19MW), na província do Niassa, distrito de Cuamba. No mesmo período, estava na fase final de construção a CF de Metoro (41MW), na província de Cabo Delgado.

A capacidade total dos projectos de CF's em carteira, um pouco por todo o País, ascende os 3000MW e, até 2025, espera-se o início de construção das CF's de Dondo, na província de Sofala, e Manje e Lichinga, na província do Niassa, que, no total, deverão adicionar 90MW, contribuindo para a disponibilidade de energia renovável para o País (UTCHAVO, 2024). Refira-se que os projectos de centrais fotovoltaicas recentemente construídas, não têm capacidade de armazenamento da energia produzida, salvo a Central de Tetereane, equipada com uma bateria de 7MWh (UTCHAVO, 2024), para efeitos de estabilização, pelo que a disponibilidade de energia é apenas durante o período diurno.



Figura 2.6.2-1: Vista aérea da fase de construção da Central Solar de Mocuba
Fonte: (NORFUND, 2023)

Quanto ao potencial eólico, de acordo com Agência de Informação de Moçambique (2024), no distrito da Namaacha vai ser implementado o Projecto da Central Eólica da Namaacha, com capacidade de 120MW, cujo ponto de interligação com a REN será a subestação de Boane, na província de Maputo, com um investimento de 270 MUSD, através do SP. Ainda no mesmo distrito, segundo a Associação Moçambicana de Energias Renováveis (2023), a empresa eleQtra está a desenvolver o Parque Eólico de Namaacha que, numa primeira fase, vai fornecer 30MW com perspectivas de expansão até 120 MW.

A Figura 2.6.2-1 acima, ilustra a Central Solar de Mocuba (CESOM), a primeira e maior, que estava em operação comercial em Moçambique, desde Agosto de 2019. Com uma capacidade de 40MWp, a CESOM localiza-se do distrito de Mocuba, província da Zambézia, e toda a energia produzida é injectada na subestação de 220/110/33 kV, que se localiza igualmente no mesmo distrito (NORFUND, 2023).

2.6.3. Mini-redes

Na altura da elaboração deste trabalho, de acordo com Enegia para Todos, (2024), existiam em todo País 79 MR's fotovoltaicas em operação, cuja capacidade varia entre 4 e 550kW (UAMUSSE 2024). A capacidade total instalada é de aproximadamente 3.5MW, sendo que as de maior capacidade localizam-se nos distritos de Mecula, Muembe (Figura 2.6.3-1 abaixo) e Mavago, na província do Niassa, com uma capacidade de 350, 400 e 550kW respectivamente. Destas MR's, com a excepção da que está instalada na Localidade de Maqueze, no distrito de Chibuto, na província de Gaza, que é detida por um Operador Privado denominando ArcPower, as restantes estão sob a gestão do FUNAE (UAMUSSE, 2024).



Figura 2.6.3-1: MR do FUNAE do Distrito de Muembe

O FUNAE tem em carteira a implementação de 28 MR's, dos quais 12 estavam em fase de construção e as restantes 16 em fase de finalização do processo de contratação dos empreiteiros para o início das obras. Com a conclusão destas MR's, a capacidade instalada adicional será de 4.3MW, dos quais 1.8MW em construção e os remanescentes 2.5MW na fase de contratação dos empreiteiros (UAMUSSE, 2024).

Com referência a 31 de Dezembro de 2023, as 77 MR's em operação fornecem energia a 7763 consumidores, sendo que a MR da ARC Power (Figura 2.6.3-2 abaixo) contribui com 275 consumidores, o equivalente a cerca de 3.5% do total. Espera-se que, com a conclusão dos projectos em carteira, sejam adicionados cerca de 9500 consumidores, dos quais 59% resultam dos projectos em construção e os remanescentes 41% dos projectos em fase de contratação dos empreiteiros (UAMUSSE, 2024).



Figura 2.6.3-2: Componentes da MR da ARC Power em Maqueze

Existe divergência nos dados dos consumidores com acesso à energia a partir de MR's, pois, se, por um lado, o FUNAE indica a existência 7763 consumidores, por outro lado, o Plano de Electrificação das Zonas Fora da Rede (PEZFR) (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2023), reporta a existência de 27822 consumidores. Importa observar que os dados do PEZFR se referem ao ano de 2020, enquanto os dados do FUNAE, são de 2023, pelo que é de se esperar que os dados deste (2020), período de referência do PEZFR, tenham números de consumidores ainda mais baixos.

Segundo Governo de Moçambique (2023, p. 3537) e Associação Lusófona de Energias Renováveis (2023), em 2030, 13% da população de Moçambique, correspondente a cerca de 5 milhões de pessoas (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA, 2023), terá acesso à

energia com recurso às MR's, sendo que esta cifra é equivalente à aproximadamente um milhão de consumidores ou agregados familiares como se pode observar na Figura 2.6.3-3 acima.

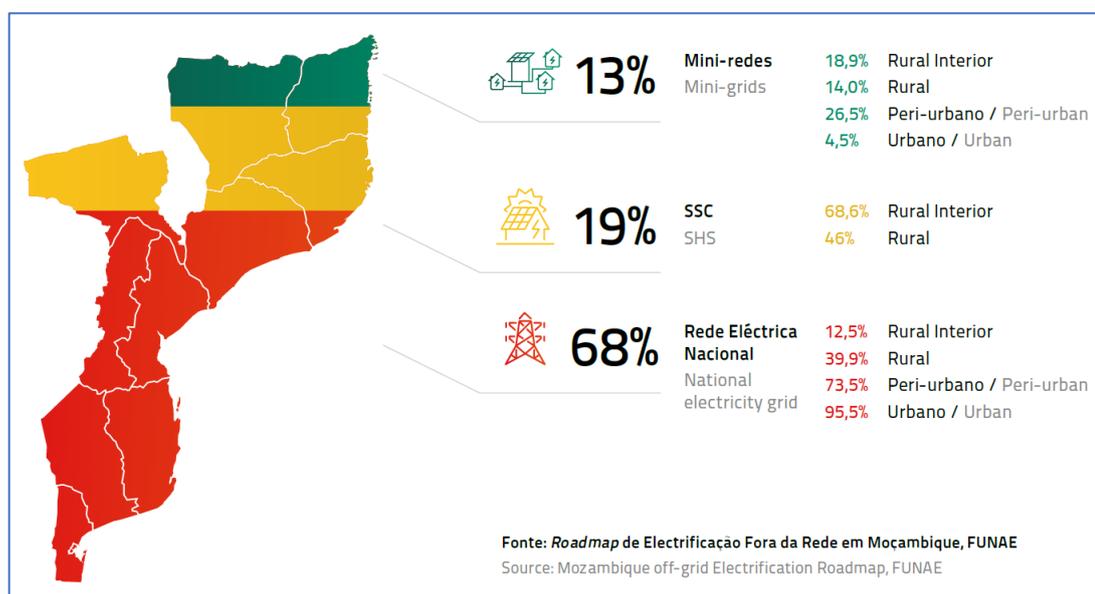


Figura 2.6.3-3: Estimativa das opções de electrificação para o acesso universal em 2030
Fonte: (ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2023)

Para o mesmo período, a REN irá contribuir com 68% da taxa de acesso que, em termos de consumidores, representa 5.2 milhões, o que é equivalente a cerca de 26.8 milhões de pessoas (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA, 2023). A contribuição dos SSD, por sua vez, será de 19% da taxa de acesso, que corresponde a 7.4 milhões de pessoas, o equivalente a 1.5 milhões de agregados familiares ou consumidores.

Em Moçambique, as MR's fornecem electricidade aos hospitais, escolas, actividades comerciais, edificios governamentais, para além dos consumidores domésticos. Depois de ter implementado MR's de baixa capacidade (20-60kW), ultimamente, o FUNAE tem estado a construir MR's com uma potência instalada de 100 a 200kW, com capacidade de fornecer energia a aproximadamente 500 a 1000 consumidores, respectivamente. Refira-se que o FUNAE tem algumas MR's hídricas, nos locais com potencial para o efeito (UAMUSSE, 2024).

A Localidade de Maqueze situa-se na margem sul do rio Changane e, na margem norte do mesmo rio, localiza-se Alto Changane, que é a sede do Posto Administrativo com o mesmo nome, onde o FUNAE construiu uma MR para responder à demanda de electricidade e, à semelhança das outras MR's sob a sua gestão, a tarifa aplicada aos respectivos consumidores é

de 8.44 MT/kWh. A capacidade da MR de Alto Changane (Figura 2.6.3-4 abaixo) é de 100kW, contando actualmente com cerca de 300 consumidores, (UAMUSSE, 2024).



Figura 2.6.3-4: Vista nocturna da MR de Alto Changane, na Província de Gaza
Fonte: (FUNDO DE ENERGIA, 2022)

Das MR's em operação no País, todas são das categorias 2 e 3 (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2021), sendo que a categoria 3 é que detêm a maior parte das MR's. O custo de construção de uma MR's, em Moçambique, está avaliado em 12 000 USD/kW (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2023), ressaltando que se trata de um custo médio, pois, para os locais de difícil acesso, o custo é ainda maior. Por outro lado, na fase de colecta de dados, apurou-se que o custo médio das MR's recentemente construídas, é muito próximo do indicado anteriormente, situando-se na ordem dos 12250 USD/kW (UAMUSSE, 2024).

2.7. Preços de outras fontes de energia

Existe uma diferença entre os conceitos de Preço de Energia e Tarifa de Energia. De acordo com Manso de Sousa (2024), o Preço de Energia refere-se ao valor a aplicar, que resulta da negociação entre os Concessionários que fornecem energia aos consumidores finais, e os Produtores Independentes, com termos e condições específicos. No que se refere à Tarifa de Energia, o valor resulta da fixação administrativa e, normalmente, por lei, pelas autoridades competentes e, por conseguinte, sem espaço de negociação entre o Consumidor final e o Concessionário (MANSO de SOUSA, 2024).

Manso de Sousa (2024) afirma ainda que, mundialmente, a procura de energia eléctrica tem estado a aumentar, em consequência da industrialização e dos programas de electrificação nos Países em vias de desenvolvimento, como é o caso de Moçambique. Paralelamente, o custo de energia, tem estado igualmente a aumentar, devido, entre outros, ao imperativo da expansão da Infra-estrutura da rede de Transporte e Distribuição, bem como de novas fontes de produção de energia, para colmatar com o crescimento da procura de energia.

Segundo Yum (2024), a capacidade de investimento Público nos países em vias de desenvolvimento é limitada e o quadro legal para atrair o capital privado é também deficitário, pelo que a percepção de risco associado a tais projectos de investimento é ainda elevado, encarecendo os custos de capital e tornando ainda maior os desafios ao cada vez mais elevado volume de investimento em infra-estruturas eléctricas e seus respectivos programas de desenvolvimento.

Muito recentemente, Moçambique adoptou uma estratégia de transição energética, que tem o gás natural como energia de transição e a potenciação de recursos energéticos renováveis, para promover a industrialização verde, maximizando a transformação dos minerais críticos, alguns já em exploração entre nós. Neste contexto, torna-se determinante que os recursos naturais energéticos (ex. gás, hídrico) possam assegurar a disponibilidade e fiabilidade de energia, a preços competitivos, para a industrialização e atracção de investimentos, em particular, de capital privado (YUM, 2024).

É dentro de todo este contexto que, presentemente, o preço da energia de uma central à gás natural de ciclo aberto situa-se na ordem dos 13 a 14 USc/kWh, enquanto uma central fotovoltaica, sem armazenamento, está na ordem dos 9 a 11 USc/kWh. O preço de energia de uma central hidroeléctrica, dependendo da complexidade, varia entre os 7 e 10 USc/kWh e, considerando que são centrais com elevado tempo de vida, uma central hidroeléctrica construída há mais de 40 anos (praticamente amortizada), o preço de energia pode facilmente situar-se nos 1.5 a 3 USc/kWh. Por sua vez, o preço de energia de uma central térmica de emergência (fuel ou diesel) pode alcançar facilmente os 35 USc/kWh (MANSO de SOUSA, 2024).

2.8. Indicadores Financeiros

Pretende-se, neste capítulo, apresentar os principais indicadores financeiros de base, para a avaliação da viabilidade económica e financeira dos projectos e, sempre que necessário,

apresentar as fórmulas de cálculo. Os principais indicadores financeiros para a avaliação da viabilidade dos projectos são os seguintes:

- Fluxo de Caixa;
- Valor Presente Líquido (VPL);
- Período de Retorno do Investimento (PRI);
- Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Taxa Mínima de Atractividade; e
- Ponto crítico de vendas (Breakeven Point).

2.8.1. Fluxo de Caixa

O termo Fluxo de Caixa (em inglês, *Cash-Flow*) consiste na projecção, para períodos futuros, de todas as entradas e saídas de recursos financeiros da empresa ou um de investimento, com o objectivo de apurar o saldo de caixa para o período em análise, pelo que, com os dados do fluxo de caixa, os gestores terão elementos suficientes para obterem uma resposta clara sobre as possibilidades de sucesso do investimento, o que lhes permitirá tomar medidas em tempo útil.

Para Barros (1995), o conceito de *Cash-Flow* de um projecto pode ser dividido em duas partes, sendo a primeira o *Cash-Flow* de investimento, que regista os pagamentos em dinheiro, associados à despesa na fase da implementação dos projectos (antes da operação comercial), bem como os recebimentos em dinheiro, associados na fase de extinção do projecto. Por sua vez, a segunda parte refere-se ao *Cash-Flow* de exploração, o qual regista todos recebimentos líquidos de pagamentos em dinheiro, durante a operação comercial do projecto.

Geralmente e por uma questão de utilidade prática, os fluxos medidos não são rigorosamente de caixa, mas antes as transacções de exploração do projecto em análise, que se traduzam em fluxos monetários no curto prazo, pelo que, desta forma, este conceito passa a incluir as vendas e os custos e não os recebimentos e os pagamentos. No cálculo dos fluxos de caixa excluem-se os custos que não representam movimentos monetários, tais como as amortizações de instalações e equipamentos. O cálculo do Fluxo de Caixa é com base na equação 1 abaixo.

$$CF = RL + AA - RE_x \quad (1)$$

Onde: CF = <i>Cash-flow</i> ; RL = Resultados líquidos; AA = Amortizações e outros ajustamentos de valor efectuados aos activos e RE_x = Resultados extraordinários.
--

Quando numa organização ou projecto existem problemas de tesouraria, significa que os fluxos de caixa estão numa situação crítica e, tipicamente, nestas situações a saída de dinheiro é mais rápida ou imediata do que as entradas.

2.8.2. Valor Presente Líquido

Trata-se de um indicador da análise de investimento mais conhecido e utilizado pelos investidores e como é indicado pelo seu próprio nome. O Valor Presente Líquido (VPL) de acordo com a equação 2 abaixo é, basicamente, o somatório de todos os valores de um fluxo de caixa na data zero, ou seja, na data do início do investimento (SOUZA e CLEMENTE, 2012).

$$V_{PL} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (2)$$

Onde: V_{PL} = Valor presente líquido; FC = fluxo de caixa; t = momento em que o fluxo de caixa ocorreu; i = taxa de desconto (ou taxa mínima de atractividade) e n = número de período

De acordo com Soares, *et al.* (2015), a decisão sobre a viabilidade do projecto, com base no VPL, obedece aos seguintes três critérios:

- **Inferior a zero** - O projecto não é viável e deve ser rejeitado ou reajustado, pois os fluxos de caixa gerados não permitem cobrir o investimento e nem retribuir o mínimo exigido pelos investidores.
- **Igual a zero** - O projecto é economicamente viável, visto que o VPL consegue cobrir o investimento inicial e os investidores obtêm o retorno do mínimo exigido. Entretanto, há que ter muito cuidado com o projecto, visto que tem grande probabilidade de se tornar inviável.
- **Superior a zero** - Aceitar o projecto pois é economicamente viável e os fluxos de caixa gerados cobrem o investimento inicial e ainda gerem um excedente financeiro e os investidores terão o retorno exigido.

2.8.3. Período de Retorno do Investimento

O Período de Retorno do Investimento (PRI), também conhecido por *Payback*, é um cálculo do tempo que levará para um investimento se pagar e, de acordo com Bordeaux-Rêgo, *et al.* (2013), o investidor estabelece um prazo máximo para a recuperação do seu investimento, o que servirá de base para a análise da viabilidade do projecto. Ademais, considerando a dinâmica do mercado, com mudanças contínuas e, algumas vezes, acentuadas, não se pode aguardar por

períodos longos para a recuperação do investimento, daí a necessidade do apuramento do PRI (SOUZA e CLEMENTE, 2004, p. 91).

Existem duas formas de calcular este indicador, sendo a primeira o *Payback* simples e a segunda, *Payback* descontado. Segundo Bordeaux-Rêgo, *et al.*, (2013), a diferença entre os dois, reside no facto de o *Payback* simples ser uma medida incorrecta em termos de matemática financeira, pois não considera o valor do dinheiro no tempo, enquanto o *Payback* descontado resolve essa questão, pois utiliza uma taxa de desconto em cada um dos fluxos de caixa futuros.

A decisão sobre a viabilidade do projecto, com base no *Payback*, obedece aos seguintes dois critérios:

- ***Payback* inferior ao tempo de vida do projecto** – Aceitar o projecto, porque consegue recuperar o custo do investimento dentro do seu tempo de vida útil.
- ***Payback* superior ao tempo de vida do projecto** – Rejeitar o projecto, porque não consegue recuperar o custo do investimento dentro do seu tempo de vida útil.

A avaliação da viabilidade do projecto, com base no *Payback* Simples ou Descontando, tem, de entre outras, a vantagem de consistir numa fórmula simples e fácil de usar, bem como oferecer uma previsão de riscos, que envolvem a empresa, para além de ser interessante em projectos que possuem vida limitada.

2.8.4. Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno (TIR) de um investimento, é a taxa que torna o fluxo de caixa operacional ao valor a ser investido no projecto, ou seja, a TIR é a taxa que torna o VPL a zero e, de forma sumária, é o parâmetro que indica a rentabilidade de um investimento para um determinado período (GITMAN e ZUTTER, 2015).

$$0 = VPL = \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} \quad (3)$$

Onde: <i>VPL</i> = Valor Presente Líquido; <i>n</i> = número de períodos; <i>FC</i> = Fluxo de Caixa e <i>TIR</i> = Taxa Interna de Retorno

De acordo Lima (2019), a TIR é designada taxa interna porque depende somente dos fluxos de caixa do projecto e não de taxas oferecidas pelo mercado. Em linhas gerais, quanto maior a TIR, melhor será o projecto e o seu cálculo é feito com base na equação 3 acima.

A avaliação económica, com recurso ao TIR, tem como principais vantagens, de entre outras, o facto de o seu resultado representar uma forma fácil de comunicar informação em relação a uma proposta de investimento, bem como ser possível calcular com muito pouca informação, pois recorre apenas ao fluxo de caixa.

No entanto, o recurso ao TIR possui desvantagens, de entre outras, o facto de não medir o valor absoluto pelo investimento ou de retorno, significando que, ao utilizar a TIR isoladamente, pode acabar favorecendo um investimento que possua uma taxa de retorno maior. Porém o valor real deste retorno pode ser pequeno.

De acordo com Gitman e Zutter (2015), a decisão da viabilidade de um investimento obedece aos seguintes critérios:

- TIR superior ao custo do capital, aceitar o projecto.
- TIR inferior ao custo do capital, rejeitar o projecto.

2.8.5. Taxa mínima de Atractividade

A Taxa Mínima de Atractividade (TMA) é um conceito muito importante, aplicado na análise de investimentos, pois, segundo Filho e Cury (2018), trata-se de uma taxa de juros que representa o mínimo que o investidor se propõe a ganhar quando aplica os seus recursos num determinado projecto, ou o máximo que uma entidade está disposta a pagar quando faz um financiamento. Resumidamente, a TMA corresponde à taxa mínima de retorno de um projecto, abaixo da qual, os investidores, quer individuais, quer corporativos, não a devem considerar atractiva para remunerar o capital a ser investido.

2.8.6. Ponto crítico de vendas (Breakeven Point)

O Ponto Crítico de Vendas (PCV) também em inglês conhecido por *Breakeven Point*, representa a quantidade de bens e serviços que uma empresa tem de vender de modo que o valor total dos proveitos obtidos com as vendas iguala o total de custos fixos e os variáveis, que são suportados pela empresa, para produzir e comercializar essa mesma quantidade.

Para determinar o PCV deve-se identificar os custos fixos e variáveis e, de acordo com Lima (2019), os custos fixos são todos aqueles que não se alteram em função da variação do nível de

produção, enquanto os custos variáveis são os custos e despesas que se alteram em função do nível de produção. O cálculo do PCV é com base na equação 4 abaixo.

$$Q_0 = \frac{CF}{P - CVu} \quad (4)$$

Onde: Q_0 = Ponto crítico de vendas; CF = Custos fixos; P = Preço e CVu = Custo variável unitário

O PCV é também definido em termos de valor, correspondendo ao montante de vendas, necessário para cobrir os custos totais, ou seja, se a empresa vender as quantidades apuradas no PCV, ela não obtém lucro ou prejuízo, isto quer dizer que ela está no ponto de equilíbrio, significando que os lucros são nulos, tornando-se positivos para quantidades superiores e negativos para quantidades inferiores.

Capítulo 3: Metodologia

O presente capítulo tem como objectivo apresentar, de forma detalhada, os procedimentos metodológicos adotados na realização desta pesquisa. A definição da metodologia foi orientada pela natureza do problema investigado procurando-se o responder a cada um dos objectivos específicos da presente dissertação. É igualmente apresentada a principal ferramenta utilizada para o tratamento dos dados da pesquisa, bem como a metodologia utilizada para a colecta dos respectivos dados.

3.1. Pressupostos da Metodologia

A presente metodologia apresenta os métodos que foram utilizados na realização do trabalho, tendo como referência os objectivos específicos designadamente, (i) viabilidade económica das MR's e comparação das tarifas das MR's e da REN, (ii) mecanismo para uniformização da tarifa das MR's e da tarifa da REN (iii) metodologia para o financiamento da uniformização das tarifas e (iv) metodologia para operacionalizar o financiamento da uniformização das tarifas.

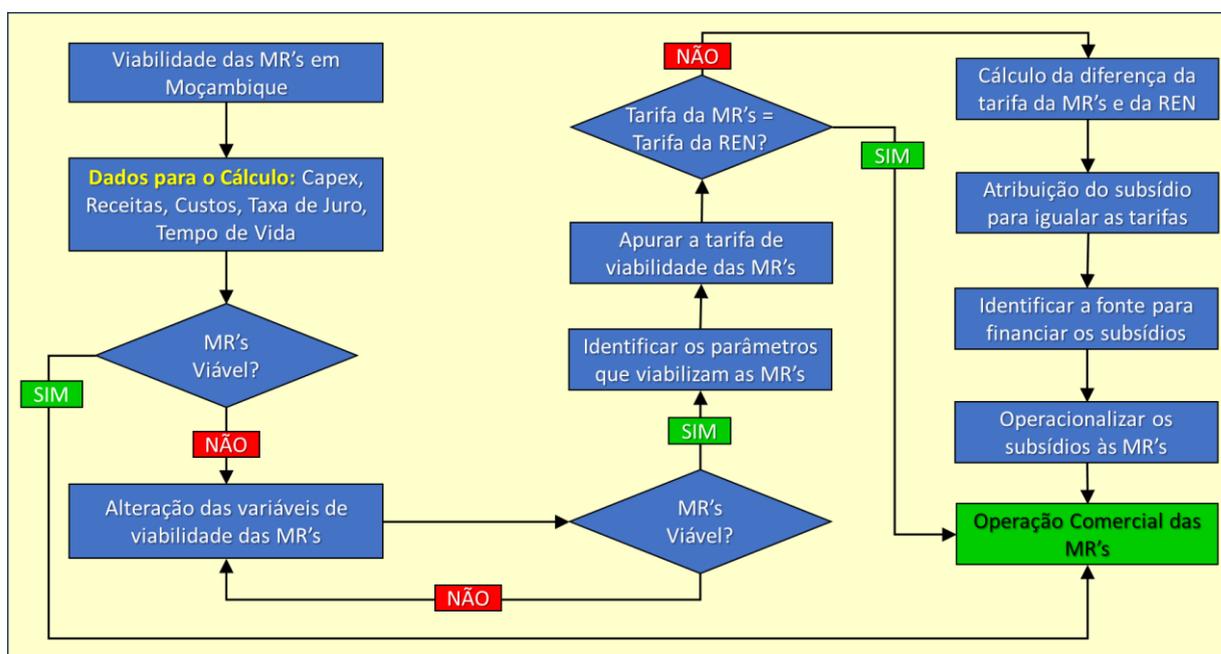


Figura 3.1-1: Fluxograma da metodologia do trabalho

Como ferramenta de trabalho será desenhado um modelo com recurso ao *Microsoft Excel* onde serão feitas todas projeções das MR's e respectivos consumidores, cálculo dos indicadores de viabilidade económica, nomeadamente PRI, VPL, IRP e TIR. Ainda que na revisão da literatura dos indicadores de viabilidade tenham sido analisados Taxa Mínima de Atractividade e Ponto

crítico de vendas, não farão parte da análise em virtude de não serem relevantes no trabalho que se pretende desenvolver.

Assumiu-se que as MR's por se analisar passaram por um escrutínio técnico, tendo-se concluído que a sua operacionalidade é tecnicamente viável, faltando apenas a viabilidade económica, que é objecto do presente trabalho. Esta metodologia foi elaborada obedecendo ao fluxograma que se indica na Figura 3.1-1 acima.

3.2. Viabilidade económica das MR's em Moçambique

3.2.1. Dados para determinar a viabilidade económica das MR's

De acordo com Lima (2019), para a avaliação da viabilidade de projectos, pode-se recorrer a indicadores específicos, nomeadamente, PRI, VPL, IRP e TIR. Por outro lado, Lorenzet (2013), considera que, para análise da viabilidade de um investimento, para além do PRI, VPL e TRI, recorre-se, também, à Taxa Mínima de Atractividade (TMA), contribuindo para sustentar a decisão a tomar. No entanto, para o cálculo dos indicadores acima referidos, é determinante a obtenção, no mínimo, os seguintes dados:

- Investimento Inicial;
- Receitas previstas do projecto;
- Custos fixos e variáveis;
- Taxa de actualização;
- Taxa de juros do financiamento; e
- Tempo de vida do projecto.

Para a obtenção dos dados do Investimento Inicial, Receitas Previstas e Custo fixos e variáveis, foi contactado o FUNAE, na sua qualidade de instituição detentora da maioria das MR's existentes em Moçambique, sendo, portanto, uma boa base de colecta de informação para determinar a sua viabilidade económica.

A taxa de actualização depende de vários factores, tais como o custo de oportunidade dos capitais próprios, risco económico e financeiro do projecto, bem como a taxa de inflação esperada para o futuro, pelo que, dada a complexidade do seu apuramento, para efeitos de viabilidade dos projectos, é normal assumir a taxa de actualização como sendo igual a taxa de juros (MUENDANE, 2023).

Por sua vez, para a taxa de juros, considerou-se que para a construção das MR's, os investidores irão recorrer ao financiamento dos Bancos Comerciais moçambicanos, sendo que, a taxa de juros de referência, também conhecida por “prime rate”, é determinada pelo Banco de Moçambique (BM) e será assumida como taxa de juros do financiamento.

O investimento nas MR's, para além os painéis solares, baterias, inversores e rede eléctrica, incluem, de entre outros, meios de funcionamento, sobretudo, para a operação e manutenção, tais como viaturas e equipamentos informáticos, os quais, durante o tempo de vida do projecto, carecem de reinvestimentos, sendo de 5 em 5 anos, para as viaturas e de 4 em 4 anos, para os equipamentos informáticos (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2013).

Relativamente ao tempo de vida do projecto, neste caso das MR's, é importante ter em atenção três componentes críticos para a sua funcionalidade, designadamente, os painéis solares, baterias e inversores, sendo que os PS's são os que apresentam um elevado tempo de vida, avaliado em 25 anos (ENERGY SAGE, 2024), SUNRUN, (2024) e (SOLAR REVIEWS, 2024).

As baterias são dos componentes que sofrem desgaste durante o período de utilização e para Schulte, *et al.* (2023). As baterias mais recentes podem durar até 30 anos, mas considerando as condições atmosféricas, em particular as da África Subsariana, 20 anos é o tempo mais realista.

Por sua vez, Brandt (2023) e Schulte, *et al.* (2023) afirmam que as baterias têm um tempo de vida que varia entre 5 e 15 anos, enquanto Solar.com (2024) considera que as baterias para os sistemas fotovoltaicos, actualmente fabricadas, têm uma vida de 10 a 15 anos, dependendo do modelo, da química, da utilização e da temperatura média da unidade.

Para além das baterias, os inversores sofrem igualmente desgaste ao longo do tempo de funcionamento, sendo que o seu tempo de vida varia entre 10 e 15 anos (LUXPOWER, 2023) e (GOAL SOLAR, 2024), pelo que carecem de substituição, caso o tempo de vida das MR's seja superior ao tempo de vida dos inversores e das baterias. Para efeitos do presente trabalho, assume-se como tempo de vida das baterias e inversores 10 anos.

Para o presente trabalho, procurou-se maximizar os componentes que têm um tempo de vida elevado, que são os PS's com 25 anos, pelo que, na análise de viabilidade, o tempo de vida das MR's será de 25 anos. No entanto, considerando que as baterias e inversores têm um tempo de

vida de apenas 10 anos, serão necessários reinvestimentos nestes equipamentos no décimo e vigésimo ano da operação, de modo a alcançar os 25 anos do tempo de vida nas MR's.

Ainda que, de acordo com Governo de Moçambique (2021, p. 1976), o prazo de concessão das MR's é, no máximo, de 30 anos, o mais provável é o investidor optar por uma concessão que coincide com os 25 anos do tempo de vida da sua MR, pois, optando por uma concessão de 30 anos, 25 anos após a entrada em funcionamento da MR, haverá a necessidade de reinvestir nos PS's que funcionarão mais 5 anos, até completar os 30 anos da concessão.

Findo o período da concessão, em condições normais, a MR, reverte-se a favor do Estado moçambicano e, tecnicamente, os PS's estarão em condições de funcionar por mais 20 anos, o que, do ponto de vista do Investidor (Concessionário), é um prejuízo, fortificando ainda mais o princípio do tempo de vida das MR's ser de 25 anos, que é o tempo de vida dos PS's.

A análise da viabilidade no presente trabalho foi feita considerando o investimento numa MR com uma potência de 100kW, com a capacidade de fornecer energia, no máximo, a 500 consumidores e que, normalmente, iniciam as suas operações com um total de 100, atingindo a capacidade máxima cinco anos mais tarde (UAMUSSE, 2024). Estes dados pressupõem a ligação, em média, de 100 consumidores por ano, até ao 5.º ano de operação, sendo que o custo médio para a construção de uma MR de 100kW indica-se na Tabela 3.2.1-1 abaixo.

Tabela 3.2.1-1: Resumo dos custos de construção das MR's do FUNAE

Mini-Rede	Custos [Milhões de MT]		
	Equipamentos	Edifícios	Total
Mapulanguene	68.4	16.78	85.18
Chintholo	51.76	21.01	72.77
Chipera	60.06	17.24	77.3
Média	60.07	18.34	78.42

Fonte: (UAMUSSE, 2024)

Um dos principais elementos desta dissertação é o número de MR's planeadas até 2030 e, como explicado no capítulo 2.2.3, existe divergência nos dados dos consumidores das MR's, pois, segundo Governo de Moçambique (2023, p. 3537) e a Associação Lusófona de Energias Renováveis (2023), em 2030, as MR's, deverão servir 13% da população de Moçambique (5 milhões de pessoas), o equivalente a cerca de 1 milhão de consumidores. As MR's de 100kW, que são as mais usadas pelo FUNAE, têm capacidade de 500 consumidores (UAMUSSE, 2024),

pelo que, para fornecer energia a 1 milhão de consumidores, seriam necessárias cerca de 2000 MR's de 100kW.

Sendo assim, fez-se uma avaliação dos dados acima, tomando em consideração os dados das projecções de MR's para o acesso universal em África, onde se planeia a construção de 9000 MR's (WORLD BANK, 2022). Conforme o explicado no Anexo C, espera-se que a contribuição das MR's, para o acesso universal em Moçambique, seja de 3.2%, correspondendo a 250 mil consumidores, que é equivalente a 1.25 milhões de beneficiários, sendo necessárias, para o efeito, 500 MR's de 100 kW.

Os projectos de electrificação, através da expansão da REN, têm beneficiado de isenções fiscais na importação dos equipamentos, pelo que, ao se apurar a viabilidade das MR's, na análise de sensibilidade, também será tomado em consideração um cenário com isenções fiscais, pois, todas as MR's enquadram-se no âmbito dos programas de electrificação, pelo que faz sentido que, também, beneficiem de isenções fiscais na importação dos equipamentos, à semelhança dos projectos da REN. As fontes dos principais dados para o cálculo da viabilidade das MR's, apresentam-se na Tabela 3.2.1-2 abaixo.

Tabela 3.2.1-2: Principais dados para análise da viabilidade das MR's em Moçambique

Dado	Fonte da informação
Investimento Inicial	Custo das MR's construídas pelo FUNAE nos últimos 5 anos
Receitas previstas	FUNAE
Custos fixos e variáveis	FUNAE
Taxa de Juro	Banco de Moçambique
Tempo de vida do projecto	Tempo de vida dos equipamentos mais onerosos das MR's

Como parte da viabilidade económica, foram tomados em consideração elementos tais como, custos de funcionamento das MR's, ajustamento tarifário, durante o tempo de vida do projecto, pois, têm impacto nas receitas das MR's, ressalvando que as receitas foram, numa primeira fase, calculadas considerando a venda de energia com tarifa dos consumidores domésticos da REN, que é a mesma aplicada pelo FUNAE aos seus consumidores.

Outros elementos considerados no apuramento da viabilidade económica é a Margem de Contribuição, que é um indicador económico-financeiro que, com exactidão, determina se a receita de um investimento ou empresa é suficiente para pagar os custos e as despesas fixas e, ainda assim, produzir lucro (DIAS, 1992).

Tomou-se igualmente em consideração o Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC), que é uma obrigação fiscal que incide sobre os rendimentos obtidos, mesmo quando provenientes de actos ilícitos (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2018). Na Tabela 3 abaixo, apresentam-se a lista, bem como os pressupostos assumidos no apuramento da viabilidade económica das MR's do FUANE.

Como um indicador de referência, para a análise da viabilidade, escolheu-se o PRI, tendo em conta que determina, com exactidão, o tempo necessário para o projecto pagar o investimento efectuado, pois a expectativa de qualquer investidor é recuperar o investimento num curto espaço de tempo.

No entanto, um reduzido PRI, considerando que o aumento do número de consumidores é limitado pela capacidade da MR, a recuperação do investimento, num curto espaço de tempo (reduzido PRI), implica um grande volume de receitas, sendo que a única forma que pode garantir isso é aplicando uma tarifa de venda elevada, não sendo recomendável devido ao impacto negativo nos consumidores.

Sendo assim, assumiu-se um PRI de 20 anos, ou seja, para um projecto com um tempo de vida de 25 anos, o investidor deverá em 20 anos, recuperar o seu investimento e, caso não, tem ainda 5 anos para fazê-lo. O resumo dos principais pressupostos para o cálculo da viabilidade das MR's apresenta-se na Tabela 3.2.1-3 abaixo.

Tabela 3.2.1-3: Resumo dos pressupostos para o cálculo da viabilidade das MR's

Parâmetro	Valor	Fonte
Tempo de vida da MR	25 anos	(SCHULTE, et al. 2023)
Taxa de Juro Bancário	24.10%	(BANCO DE MOÇAMBIQUE, 2023)
Isenções fiscais	24.30%	Anexo A
Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas	32%	(GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2018)
Capitais próprios dos Accionistas	20%	Autor
Margem de Contribuição	10%	Autor
Consumidores no início da operação da MR	100	(UAMUSSE, 2024)
Máximo de consumidores a ligar na MR	500	(UAMUSSE, 2024)
No. anos para atingir a capacidade máxima da MR	5	(UAMUSSE, 2024)
Consumo médio por consumidor da REN	50 kWh/mês	(EDM, 2023)
Consumo médio por consumidor da MR	35 kWh/mês	(UAMUSSE, 2024)
Ajustamento tarifário anual	10%	(ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2012 e 2023)
Número de trabalhadores por cada MR	2	(UAMUSSE, 2024)
Remuneração mensal de cada trabalhador	30 000 MT	(UAMUSSE, 2024)
Viaturas para as operações da MR	1	(UAMUSSE, 2024)
Outros Custos operacionais das MR's	15%	(UAMUSSE, 2024)

Com base nos dados acima apresentados, calcularam-se os quatro indicadores principais de viabilidade, designadamente o VPL, TIR, IRP e PRI que, de acordo com Agmdog (2023), o projecto considera-se viável quando, cumulativamente, cumprir as seguintes condições:

- VPL: > 0 ;
- TIR: $>$ que a taxa de actualização;
- IRP: > 1 ; e
- Payback: Inferior ao tempo de vida do projecto.

Do cálculo, tomou-se como um dos elementos de referência a tarifa aplicada aos consumidores das MR's do FUNAE (8.44 MT/kWh), tendo se constatado que as referidas MR's, não cumprem as condições de viabilidade e, de entre outros, o PRI do projecto está acima dos 25 anos. que é o tempo de vida das MR's. Resumidamente, nas condições actuais, em que a tarifa de venda da energia aos consumidores é de 8.44 MT/kWh, a operação das MR's do FUANE é inviável. A viabilidade das MR's em Moçambique passa pela aplicação de uma tarifa superior da que é actualmente praticada, com se poderá constatar na fase de discussão dos resultados.

3.2.2. Análise de sensibilidade

Tendo-se constatado a inviabilidade da operação das MR's em Moçambique nas condições actuais, identificaram-se os principais elementos que influenciam os quatros indicadores de viabilidade (VPL, TIR, IRP e PRI), de modo a reverter o cenário. Neste processo, observou-se que o aumento das receitas melhora os indicadores de viabilidade, acontecendo o mesmo quanto mais baixo o investimento e/ou as taxas de juros ou na combinação dos três cenários. Um outro elemento com impacto nos indicadores de viabilidade é o tempo de vida do projecto.

3.2.2.1. Aumento das Receitas das MR's

A análise do aumento das receitas foi feita da combinação do aumento do número de consumidores e do ajustamento em alta da tarifa. No entanto, o aumento de consumidores teve um elemento condicionante, que é a capacidade máxima das MR's e, como anteriormente mencionado, são 500 consumidores, ressalvando-se que o referido aumento ocorre até ao 5.º ano de operação, altura que se atinge a capacidade máxima das MR's de 100kW (UAMUSSE, 2024).

Neste contexto, nos anos subsequentes, o aumento das receitas, teve como base apenas o ajustamento tarifário de 10% ao ano, que é a média do ajustamento da tarifa da REN. Com

efeito, de acordo com Electricidade de Moçambique (2013), a tarifa em vigor, em 2012, era de 3.01 MT/kWh, tendo passado para 8.44 MT/kWh, em 2018, a mesma tarifa que vigorava em 2023 (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2024).

3.2.2.2. Investimento nas MR's

Os principais equipamentos das MR's são importados e, assumindo que os projectos inerentes à construção de MR's são implementados com base em concursos públicos, nos quais os concorrentes oferecem os melhores preços do mercado, existe pouco espaço de manobra para reduzir o preço dos equipamentos do lado dos fabricantes.

No entanto, considerando que os equipamentos importados estão sujeitos ao pagamento de obrigações fiscais, com o consequente agravamento do custo final, considerou-se a possibilidade de os projectos das MR's beneficiarem de algumas isenções fiscais, à semelhança dos projectos de electrificação rural, através da REN, permitindo, desta forma, a redução do valor do investimento. Neste contexto, assumiu-se que as MR's irão beneficiar de isenções fiscais de 24.3%, sendo que os detalhes para o apuramento desta taxa constam do Anexo A.

3.2.2.3. Evolução da tarifa das MR's

Considerou-se que a tarifa das MR's a serem construídas terão uma redução em relação à tarifa do ano anterior, pois, como explicado no capítulo 2.2.2, os preços dos principais equipamentos das MR's, nomeadamente, as PS's e inversores têm estado a reduzir nos últimos anos. Como explicado no Anexo B, o preço dos equipamentos acima indicados representa cerca de 44% do investimento das MR's, enquanto os equipamentos de distribuição e medição correspondem a 38%, sendo que a parte remanescente refere-se a outras componentes, tais como Logística, Impostos e outros custos para a implementação do projecto.

Da análise feita no Anexo B, considerando a redução do custo dos principais equipamentos e, consequentemente, o investimento das MR's terá impacto na tarifa. Com efeito, na presente dissertação será considerada uma redução média anual da tarifa das MR's de 5%, que corresponde à redução dos custos da respectiva construção, como explicado no Anexo B. Esta redução da tarifa, será aplicada nas MR's que serão construídas até ao alcance do acesso universal em 2030.

3.2.2.4. Taxa de Juro

A taxa de juros é fixada pelo BM e, para o presente trabalho, como ponto de partida, ignorou-se o “spread” que, na essência, é uma margem dos Bancos Comerciais nos empréstimos concedidos aos seus clientes, tendo-se assumido uma taxa de juros de 24.1% (BANCO DE MOÇAMBIQUE, 2023). Foram considerados cenários de agravamento e redução da taxa de juros, sendo que no cenário de agravamento, assumiu-se a taxa de juros de 30%, que foi a taxa mais alta registada entre os anos 2016 e 2017 (TRADING ECONOMICS, 2023).

No que se refere ao cenário de redução, assumiram-se duas taxas de juros sendo a primeira de 15%, que é da Linha de Crédito Banco Comercial e de Investimentos (BCI), denominada Eco Ambiental, com a finalidade de financiar projectos de produção de energia dos SFR baseados em energias renováveis (BANCO COMERCIAL E DE INVESTIMENTOS, 2023). Na fase de colecta de dados, o BCI estava a preparar uma linha de financiamento com uma taxa de juros de 8.5%, também para os projectos de energias renováveis, pelo que esta taxa de juros, será um dos cenários na análise de sensibilidade.

3.2.2.5. Tempo de vida das MR's

Analisou-se a possibilidade do aumento do tempo de concessão, pois tem impacto no aumento das receitas e, conseqüentemente, ainda que forma indirecta, na melhoria do VPL. Contudo, a legislação determina que o tempo de concessão das MR's é, no máximo, de 30 anos (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2021, p. 1976) e, normalmente, finda a concessão, o estado apropria-se das infra-estruturas do concessionário, neste caso, das MR's em causa, pelo que o tempo de vida não poderá ser acima de 30 anos. Importa recordar que, como explanado anteriormente, o tempo de vida e, conseqüentemente, o período da concessão, assumiu-se como sendo de 25 anos, que é o tempo de vida dos PS's nas MR's.

3.3. Mecanismo de uniformização da tarifa das MR's e da REN

Tendo se constatado que com a tarifa em vigor de 8.44 MT/kWh, as MR's do FUANE são inviáveis, foram feitas simulações para se apurarem as tarifas de viabilidade, pois, como explicado anteriormente, existem muitas variáveis que concorrem para a viabilidade das MR's do FUNAE. Contudo, considerando que a tarifa de viabilidade das MR's é superior à da REN, foi necessário encontrar-se uma forma de uniformizar a tarifa da REN, que é a mesma aplicada pelo FUNAE e a tarifa de viabilidade das MR's.

Como anteriormente mencionado, os consumidores das zonas servidas pelas MR's têm características semelhantes às das zonas rurais beneficiárias dos projectos de electrificação rural através da REN, pelo que faz sentido que haja um tratamento igual entre os consumidores das MR's e da REN, pois, de acordo com Governo de Moçambique (2018), todos os cidadãos gozam dos mesmos direitos, facto que é secundado pelo do Objectivo N.º 7 dos Objectivos de Desenvolvimento Sustentável, que estabelece a necessidade de assegurar o acesso de energia para todos, com preços acessíveis (UN, 2023).

Os princípios acima indicados sugerem que deve existir uma similaridade entre as tarifas praticadas pelas MR's e pela REN. De facto, este princípio está sendo aplicado pelo FUNAE, pois, como anteriormente mencionado, a tarifa em vigor para os consumidores das MR's, que é de 8.44 MT/kWh, é a mesma dos consumidores da REN. No entanto, ao se aplicar o princípio de tarifa das MR's semelhante às das REN, os operadores irão incorrer em prejuízo, pois a tarifa que viabiliza os investimentos efectuados é muito mais alta, comparativamente à da REN.

Uma das formas de assegurar a uniformização das tarifas, sem prejudicar os operadores das MR's, é a atribuição de subsídios ou descontos para compensar o prejuízo anteriormente indicado, minimizando, desta forma, o impacto na tarifa dos consumidores (BECK e MARTINOT, 2004). Normalmente, os subsídios são suportados pelos Governos, mas reconhecendo as dificuldades financeiras enfrentadas pelos Governos dos países em desenvolvimento, no geral, e o GM, em particular, deve-se identificar outras fontes sustentáveis de financiamento dos subsídios.

Analisou-se a possibilidade de se recorrer aos fundos dos PC, tais como Banco Mundial, Banco Africano de Desenvolvimento, União Europeia, kfW, entre outros, pois, estas instituições, participam activamente nos programas de electrificação em Moçambique. Contudo, da análise efectuada, constatou-se não ser uma solução sustentável, pois, os PC têm programas específicos, com um ciclo de vida claramente definido e com orçamentos que variam de programa para programa, pelo que existirão períodos em que os fundos poderão estar abaixo das necessidades ou não estarem disponíveis, comprometendo a sustentabilidade da uniformização das tarifas, através dos subsídios.

O subsídio cruzado entre os consumidores, que é uma estratégia mundialmente utilizada, foi o que se mostrou mais sustentável, para assegurar a uniformização das tarifas das MR's. Na essência, o subsídio cruzado consiste em elevar o preço de um produto ou serviço a um grupo

de clientes, gerando, dessa forma, um *superavit* (excesso das receitas sobre as despesas), que permite reduzir o preço do mesmo, bem para outro segmento económico. Normalmente, com esse subsídio, o segmento económico com a renda mais alta, paga um preço mais alto, como foi no caso da Índia, onde as tarifas de energia industrial, entre 2007 e 2015, aumentaram em 84%, de modo a subsidiar as tarifas de energia para a agricultura (BHATTACHARYYA e GANGULY, 2017), (REBER, *et. al*, 2018) e (BECK e MARTINOT, 2004).

No caso vertente, o subsídio cruzado adoptado, consistiu em os consumidores da REN subsidiarem os das MR's, à semelhança do que já acontece entre os consumidores da REN. A título de exemplo, os consumidores da cidade de Tete, que dista cerca de 140 km (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2017, p. 58) da HCB, que é a fonte de energia, têm a mesma tarifa em relação aos consumidores da cidade de Lichinga, mas que electricamente, localiza-se a 1238 km da HCB (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2017, p. 58). Na essência, ao abrigo do princípio do subsídio cruzado, os consumidores da REN deverão pagar um pouco mais, como forma a gerar receitas para o financiar, para os consumidores das MR's.

3.4. Financiamento da uniformização das tarifas das MR's e da REN

Como anteriormente mencionado, o subsídio cruzado será financiado pelos consumidores da REN e, na essência, vai implicar um agravamento da tarifa a eles aplicada, posando a gerar recursos para financiar o subsídio às MR's, para o que foi necessário implementar as etapas que se indicam na Figura 3.4-1 abaixo.

Na primeira etapa, será feita a projecção dos consumidores da REN, MR's e SSD's, até 2030, enquanto na segunda e terceira etapas, será feito o cálculo das receitas dos consumidores da REN e MR's, respectivamente, com base na tarifa em vigor para a REN, que é a mesma para as MR's. Na quarta etapa será apurada a tarifa de viabilidade das MR's, para posterior cálculo das receitas resultantes da referida tarifa.

Conhecida a receita das MR's, com base na tarifa da REN e a tarifa de viabilidade, na quinta etapa vai-se apurar o subsídio para as MR's, que consistirá na diferença entre a receita relativa à tarifa de viabilidade das MR's e a das MR's, com a da REN. Com o apuramento do subsídio para as MR's acima mencionado, na sexta etapa, será adicionado a receita dos consumidores da REN, apurada na segunda etapa, obtendo-se uma nova receita dos consumidores da REN.

Posteriormente, na sétima etapa vai-se calcular a nova tarifa dos consumidores domésticos da REN, que permite gerar a nova receita apurada na sexta etapa. A nova tarifa da REN será superior em relação à tarifa da segunda etapa, pois inclui o subsídio para as MR's. A última etapa consiste na aplicação da tarifa apurada na sétima etapa para todos consumidores da REN e das MR's.

Ao se aplicar as etapas acima indicadas, constatou-se a necessidade de os operadores das MR's terem de devolver a receita em excesso. Com efeito, o cálculo dos subsídios foi feito com base na tarifa da REN e, entretanto, considerando que, no final do processo, todos os consumidores pagam a mesma tarifa, que é superior àquela que foi a base do subsídio, resulta uma receita em excesso à favor dos operadores das MR's, que deve ser devolvida à entidade que será responsável por este processo, como se constatará durante a discussão dos resultados.

A Figura 3.4-1, apresenta, de forma sumária, as diferentes etapas para gerar recursos para financiar o subsídio às MR's.

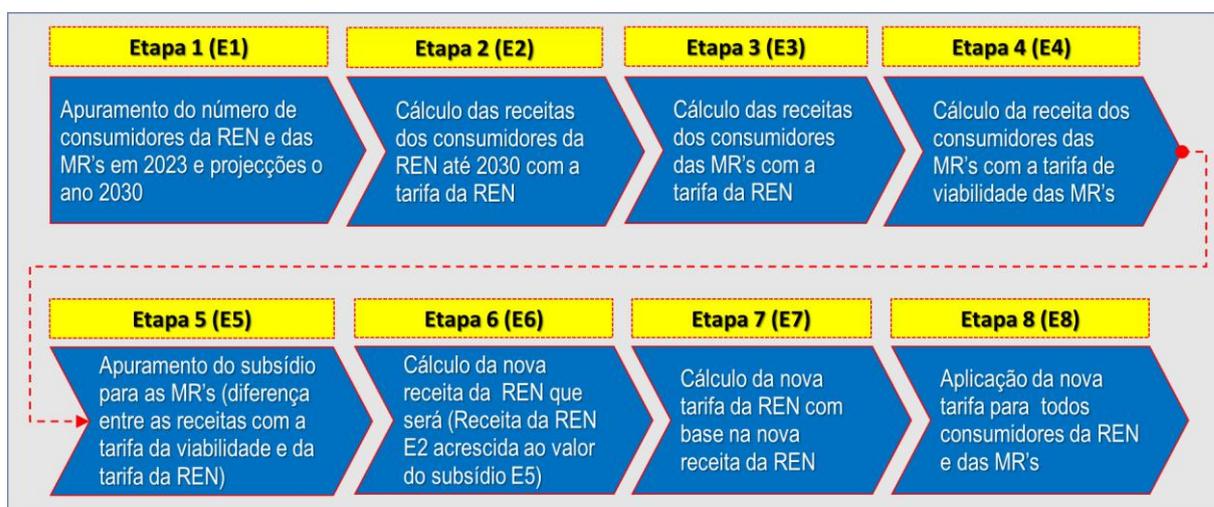


Figura 3.4-1: Fluxograma das etapas do financiamento do subsídio cruzado

3.5. Operacionalização do financiamento da uniformização das tarifas

Considerando que o subsídio cruzado, por um lado, envolve a EDM, na qualidade de concessionário da REN e, por conseguinte, é responsável pelos respectivos consumidores cuja parte da receita será a fonte dos subsídios e, por outro lado, os operadores das MR's, que deverão ser na maioria do SP, a melhor forma é ter um dispositivo legal para a operacionalização do financiamento do subsídio cruzado. Mesmo que os intervenientes fossem entidades detidas pelo Estado, ou com participação maioritária do Estado, seria necessário

regular o mecanismo dos subsídios, reforçando a necessidade de um dispositivo legal para o efeito.

O artigo 42 da Lei de Electricidade (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2022, p. 1143) estabelece as taxas pelo fornecimento de energia eléctrica, que devem ser suportadas por todos os que realizam a actividade de fornecimento de energia eléctrica, tendo sido previamente definidas, entre outras, a Taxa de Acesso Universal (TAU), cujo valor e a periodicidade do seu pagamento serão definidos em regulamento próprio (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2022, p. 1143).

Aquando da realização deste trabalho, no Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) estava em processo de elaboração o Regulamento da TAU e ainda não tinha sido concluída a metodologia para o estabelecimento da referida taxa, pelo que, para o presente trabalho, foi desenvolvida uma metodologia específica para a TAU.

O pagamento da TAU, com recursos próprios dos Fornecedores, vai depender do valor em causa, pois, sendo um valor acessível, os Fornecedores poderão encontrar formas de alocar parte dos seus proveitos, para cumprir com este requisito legal. No entanto, se o valor da TAU não estiver ao alcance dos Fornecedores, estes terão de identificar outra forma, sendo que a mais provável é o aumento do preço de venda aos seus consumidores e, para o caso de Moçambique, seria o aumento do preço de venda entre o Fornecedor e a EDM.

Um aumento do preço de venda entre o Fornecedor e a EDM terá, naturalmente, impacto nas finanças desta, que, por sua vez, irá repassar o custo aos seus consumidores, como forma de equilibrar as suas contas. A título de exemplo, se o preço acordado entre o Fornecedor e a EDM tiver sido 4 MT/kWh, o Fornecedor ajustará o preço de venda à EDM para 5 MT/kWh, sendo que a diferença entre as duas tarifas (1 MT/kWh) será a componente da TAU, pelo que, considerando a tarifa em vigor, de 8.44 MT/kWh para os consumidores domésticos, como forma de repassar este custo, haveria a necessidade de reajustar a tarifa de venda da EDM para os seus consumidores em 1 MT, que é a componente da TAU, passando para 9.44 MT/kWh.

A EDM por sua vez, depois da cobrança da energia fornecida aos seus consumidores, irá proceder ao pagamento da energia ao respectivo Fornecedor, incluindo a componente da TAU (receita correspondente a tarifa de 1 MT/kWh), cabendo ao Fornecedor canalizar a respectiva receita, referente à TAU, para a entidade competente em matérias dos subsídios das MR's.

Este procedimento é semelhante ao aplicado no âmbito das taxas de rádio e de lixo, que são parte da factura de energia dos consumidores e, uma vez cobradas, a EDM repassa os montante respectivos às entidades beneficiárias, sendo que a única diferença, para se evitarem convulsões sociais derivados do aumento da tarifa dos consumidores para o financiamento dos subsídios das MR's, a componente da TAU estaria incorporada na tarifa de venda entre o Fornecedor de energia e a EDM, ou seja, na factura do consumidor não haverá nenhuma rubrica referente à TAU. No entanto, a operacionalização deste processo está condicionada ao ajuste da tarifa de venda ao consumidor final pela EDM.

Em Moçambique, existem vários Fornecedores de energia e com tendência crescente, como resultado dos novos projectos de produção de energia, pelo que é necessário identificar uma forma de participação de todos os Fornecedores no pagamento da TAU. Para o efeito, sugere-se que seja de forma proporcional ao custo da energia fornecida por cada um dos Fornecedores.

A título de exemplo, se o valor do subsídio apurado for de 152 MMT e se a Central Térmica de Ressano Garcia (CTRG) contribuir com 27% do custo total da energia fornecida, então a sua contribuição na TAU será de 41 Mil Milhões de MT, significando que os remanescentes 111 Mil Milhões deverão ser suportados pelos restantes Fornecedores.

O cálculo da TAU obedecerá a sete etapas, com a primeira das quais a consistir no apuramento do subsídio, conforme a explanação feita no Capítulo 3.4, seguindo-se a segunda etapa, com a obtenção do volume e o custo de energia da EDM por cada um dos Fornecedores no ano imediatamente anterior ao período do cálculo. Com base no custo e volume da energia de cada Fornecedor, na terceira etapa, será calculado o preço unitário da energia que, na essência, é o preço acordado entre o Fornecedor e a EDM, antes da inclusão da TAU.

Na quarta etapa será calculado o peso percentual do custo da energia fornecida, em relação ao custo total, permitindo que, na quinta etapa, seja apurado o valor da contribuição na TAU, para cada Fornecedor, com base no peso percentual do seu custo de energia, como mencionando anteriormente. Este custo, na sexta etapa, será adicionando ao custo da energia do respectivo Fornecedor, de forma que na sétima etapa, com base no volume de energia, seja calculado o novo preço de venda com a EDM, que acomoda a participação na TAU de cada um dos Fornecedores e deverá vigorar entre as partes (Fornecedor e a EDM).

Na Figura 3.5-1 abaixo, apresenta-se, de forma sumária, as etapas para a comparticipação dos Fornecedores na TAU.

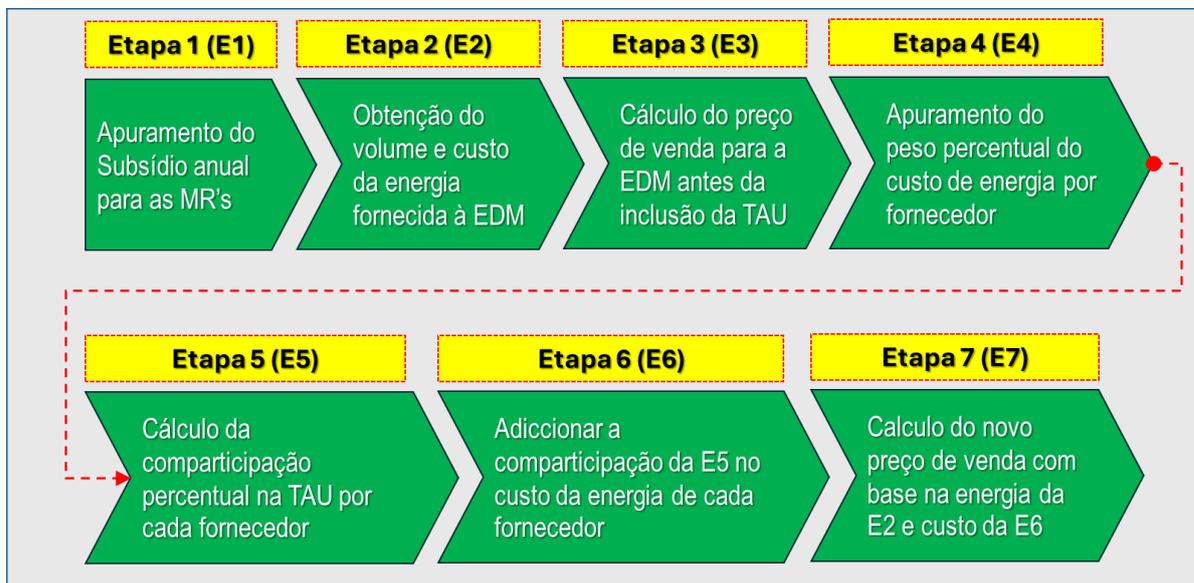


Figura 3.5-1: Fluxograma da comparticipação dos Fornecedores de energia na TAU

Cumpridas as etapas acima indicadas, constata-se que o preço de venda de energia apurado na etapa 7 (preço de venda de energia acrescido aos subsídios para as MR's) é superior ao apurado na etapa 3 (preço de venda de energia excluindo os subsídios para as MR's), pelo que a diferença entre estes preços será a TAU a ser suportada pelo Fornecedor.

Considerando que os volumes de energia variam ano após ano, a TAU será também variável, sendo que o seu apuramento, para um determinado ano, será com base nos dados de energia e o custo do ano imediatamente anterior. No entanto, considerando que a TAU será aplicada para o ano subsequente, foi assumida uma taxa de correcção calculada como a taxa de média do crescimento das vendas de energia dos últimos cinco anos. Como exemplo, para a TAU de 2024 seria calculada em finais de 2023, sendo que para a taxa de correcção são considerados os dados de 2018 a 2022.

Propõe-se que a operacionalização da TAU seja feita pela ARENE, na sua qualidade responsável pela aprovação de tarifas de energia (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2017, p. 1000). Com efeito, no final de cada ano, com base nos dados históricos dos anos anteriores, a ARENE irá calcular a TAU a ser suportada por cada Fornecedor de energia no ano seguinte. O valor da TAU dos vários Fornecedores poderá ser depositado numa conta bancária, cujos termos

e condições de funcionamento serão determinados pelo GOM, sob proposta da ARENE e dos intervenientes neste processo.

De igual forma, conhecidas as projecções dos consumidores para os anos subsequentes das MR's, bem como o respectivo valor do subsídio total, em função do número de consumidores, no final de cada ano, a ARENE irá calcular o valor do subsídio devido a cada MR, o qual será pago com recurso `a TAU anteriormente calculado. A periodicidade de pagamento será estabelecida pela ARENE e, para a sua operacionalização, deverá existir um Regulamento tal como preconizado na Lei de Electricidade, como anteriormente mencionado.

Capítulo 4: Resultados e Discussão

O presente capítulo tem como finalidade apresentar e discutir os resultados obtidos nesta investigação, em alinhamento com os objectivos específicos previamente estabelecidos, de modo a verificar em que medida foram alcançados. A discussão é conduzida com base no referencial teórico, com especial enfoque na viabilidade económica de projetos. Para o efeito, os resultados são organizados em duas etapas sendo que na primeira, procede-se à descrição dos principais dados obtidos enquanto na segunda, realiza-se a análise crítica e interpretativa desses resultados, fundamentada na literatura existente, com ênfase na viabilidade económica de projetos.

4.1. Viabilidade económica das MR's e comparação das tarifas

Calculou-se a viabilidade das MR's do FUNAE, tomando como base a tarifa de 8.44 MT/kWh, bem como os outros pressupostos anteriormente indicados e, como se indica na Tabela 4.1-1 abaixo, os resultados indicam que com a tarifa em vigor, as MR's do FUNAE não cumprem nenhum dos indicadores de viabilidade mencionados anteriormente, nomeadamente, $VPL > 0$, $TIR >$ que a Taxa de actualização, $IRP > 1$ e $PRI <$ inferior ao tempo de vida do projecto (AGMDOG, 2023) e (LIMA, 2019).

Tabela 4.1-1: Viabilidade de uma MR com taxa de juro de 24.1% e tarifa da REN

Indicador de Viabilidade	Tarifa do FUNAE/REN
Tarifa [MT/kWh]	8.44
Valor Presente Líquido (VPL) [Milhões de MT]	-67.92
Taxa Interna de Retorno (TIR)	-6.00%
Índice de Rentabilidade do Projecto (IRP)	-0.04
Prazo de Recuperação do Investimento (PRI) [Anos]	> 25 anos

As tarifas, de acordo com Deshmukh, *et al.* (2013) e Babayomi, *et al.* (2023), ainda que sejam acessíveis aos consumidores, devem permitir, pelo menos, gerar receitas adequadas à altura de fazer face as despesas directas das MR's e outras responsabilidades, para além de gerar um lucro adequado e recuperar os custos para que estes sejam plenamente comerciais, pelo que, nas presentes condições, a tarifa aplicada pelo FUNAE, nas suas MR's, não cumpre com o princípio dos autores acima indicados.

O facto de a tarifa da REN não permitir a viabilidade das MR's está em conformidade com World Bank (2023), Soni, *et al.* (2020) e Antonanzas-Torres, *et al.* (2021), que constataram que a tarifa de viabilidade das MR's está acima da tarifa da REN, pois varia entre 38 e 68 USc/kWh,

o equivalente a cerca de 24 a 44 MT/kWh, respectivamente. Esta variação das tarifas, como anteriormente mencionado, é influenciada por vários factores, de entre outros, a taxa de juros e isenções fiscais, que variam em função dos termos e condições impostas por cada País.

A constatação de que a tarifa da MR's está abaixo da tarifa de viabilidade, está em consonância com a tarifa que está sendo aplicada aos consumidores da localidade de Maqueze pela ARC Power, na qualidade de Operador Provado de uma MR, pois, no início das suas operações, a tarifa que vigorava era de 64 MT/kWh (MAGALHÃES, 2024), o equivalente a cerca de 8 vezes a tarifa da REN. Mais tarde, a ARC Power obteve um donativo que permitiu baixá-la para 35 MT/kWh (MAGALHÃES, 2024), mas mesmo assim, ainda é cerca de 4 vezes acima da tarifa da REN.

4.2. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade, consistiu na alteração da taxa de juros de financiamento considerando que as MR's, sendo projectos de energias renováveis, são ilegíveis à linha de financiamento da Linha de Crédito do Banco Comercial e de Investimentos (BCI), denominada Eco Ambiental, como anteriormente mencionado. Adicionalmente, assumiram-se cenários de isenções fiscais, à semelhança de outros projectos de electrificação e os resultados indicam-se na Tabela 4.2-1 abaixo.

Tabela 4.2-1: Análise de sensibilidade da viabilidade de uma MR para um PRI de 20 anos

Indicador de Viabilidade Económica da MR	Taxa de Juro							
	30.0%		24.1%		15.0%		8.5%	
	Isenções Fiscais		Isenções Fiscais		Isenções Fiscais		Isenções Fiscais	
	0.0%	24.3%	0.0%	24.3%	0.0%	24.3%	0.0%	24.3%
Tarifa [MT/kWh]	161.43	135.35	115.86	98.15	63.51	55.43	39.68	35.97
VAL [Milhões de MT]	2.32	1.94	4.78	4.04	14.96	12.98	35.71	32.05
TIR	30.5%	30.5%	25.0%	25.0%	16.8%	16.9%	11.5%	11.7%
IRP	1.03	1.03	1.06	1.06	1.19	1.20	1.45	1.49
PRI [Anos]	20							

As taxas de juros de 15 e 8.5%, como anteriormente mencionado, resultam de uma linha de financiamento da Linha de Crédito Banco Comercial e de Investimentos (BCI), denominada Eco Ambiental, pelo que, sendo a taxa de juros um dos elementos que concorre na redução da tarifa, é fundamental o estabelecimento de políticas de taxa de juros bonificada, para projectos de energias renováveis, no geral, e MR's, em particular. Por sua vez, as isenções fiscais, contribuem na redução da tarifa das MR's, pelo que se deve legislar nesse sentido, pois, até à

data da realização deste trabalho, somente os projectos de expansão da REN é que tinham isenções fiscais.

Tabela 4.2-2: Resumo das tarifas de viabilidade das MR's de 100 kW em 2023

Taxa de Juro	Isenções Fiscais	Tarifa [MT/kWh]	Comparação com a tarifa da REN (8.44 MT/kWh)	
			a)	%
30.0%	0.0%	161.43	19.13	1813%
	24.3%	135.35	16.04	1504%
24.1%	0.0%	115.86	13.73	1273%
	24.3%	98.15	11.63	1063%
18.0%	0.0%	63.51	7.53	653%
	24.3%	55.43	6.57	557%
12.0%	0.0%	39.68	4.70	370%
	24.3%	35.97	4.26	326%

a) Número de vezes é que a tarifa de viabilidade das MR's é superior a tarifa da REN

A Tabela 4.2-2 acima, apresenta a magnitude da diferença entre a tarifa em vigor nas MR's do FUNAE (8.44 MT/kWh) e as tarifas de viabilidade resultantes da análise de sensibilidade para um PRI de 20 anos. Os resultados mostram que a tarifa de viabilidade, com financiamento, com uma taxa de juros comercial, sem isenções fiscais, é cerca de 14 vezes acima relativamente à tarifa da REN, sendo, portanto insustentável a sua aplicação.

Para melhor avaliação, foram feitas projecções das tarifas de viabilidade até 2030, considerando que a tarifa dos consumidores da REN será a base de comparação com as da viabilidade das MR's. Como ponto de partida, foram feitas as projecções das tarifas da REN, entre 2023 e 2030, e os resultados indicam-se na Tabela 4.2-3 abaixo. Importa mencionar que nas projecções da tarifa da REN, foi assumido um ajustamento médio anual de 10%, que é a média do ajustamento tarifário da EDM nos últimos 10 anos, conforme explicado.

Tabela 4.2-3: Projecção da tarifa da REN entre 2023 e 2030

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tarifa [MT/kWh]	8.44	9.28	10.21	11.23	12.36	13.59	14.95	16.45

Para as MR's construídas nos anos subsequentes a 2023 e até 2030, assumiu-se que a tarifa de venda, no respectivo ano de entrada em operação comercial, será 5% abaixo em relação ao ano anterior, tomando em consideração a redução dos preços dos equipamentos das MR's, como explicado anteriormente. Assumiu-se que a redução dos preços dos equipamentos das MR's, terá um impacto directo na tarifa das MR's, pelo que foi feita a projecção das tarifas de

viabilidade das MR's, considerando a análise de sensibilidade, que consiste na variação da taxa de juros e isenções fiscais e os resultados são apresentados na Tabela 4.2-4 abaixo.

Tabela 4.2-4: Projecção das tarifas de viabilidade das MR's entre 2023 e 2030

Tarifa	Taxa de Juro	Isenções Fiscais	Anos							
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
[MT/kWh]	30.0%	0%	161.43	153.36	145.69	138.41	131.49	124.91	118.67	112.74
		24.3%	135.35	128.59	122.16	116.05	110.25	104.73	99.50	94.52
	24.1%	0%	115.86	110.06	104.56	99.33	94.37	89.65	85.17	80.91
		24.3%	98.15	93.25	88.58	84.15	79.95	75.95	72.15	68.54
	15.0%	0%	63.51	60.34	57.32	54.46	51.73	49.15	46.69	44.35
		24.3%	55.43	52.66	50.03	47.53	45.15	42.89	40.75	38.71
	8.5%	0%	39.68	37.70	35.81	34.02	32.32	30.70	29.17	27.71
		24.3%	35.97	34.17	32.46	30.84	29.29	27.83	26.44	25.12

Nas projecções das tarifas das MR's, entre 2023 e 2030, observa-se a redução da tarifa de viabilidade e, a título de exemplo, para o cenário de financiamento, com uma taxa de juros de 15%, com isenções fiscais, a tarifa apurada em 2023 é de 55.43 MT/kWh e em 2030 baixa para 38.71 MT/kWh, uma redução equivalente cerca de 30%. Esta redução é consequência do pressuposto da redução dos preços dos equipamentos das MR's (COLTHORPE, 2023) e (RITCHIE, 2023).

Com base nas projecções das tarifas de viabilidade das MR's e das tarifas da REN, entre 2023 e 2030, fez-se uma comparação entre elas, considerado os diferentes cenários da análise de sensibilidade, nomeadamente, a alteração da taxa de juros e o impacto das isenções fiscais, pelo que os resultados são apresentados na Figura 4.2-1 abaixo.

Da comparação da ordem de grandeza, entre as tarifas de viabilidade das MR's, constata-se que, nos primeiros anos, as tarifas de viabilidade são muito mais altas, alcançando níveis de 14 vezes acima da tarifa da REN, no cenário de financiamento, com a taxa de juros de 24.1%, sem isenções fiscais. No entanto, no decorrer do tempo, regista-se uma redução alcançando níveis cerca de 5 vezes no cenário acima indicado, como se pode constatar Gráfico 4.2-1.

Este comportamento é resultado, por um lado, da redução da tarifa das MR's, como consequência da redução dos preços dos equipamentos, e, por outro lado, dos ajustamentos da tarifa da REN em 10% ao ano. Resumidamente, regista-se um aumento da tarifa da REN e redução da tarifa de viabilidade das MR's. Constata-se, igualmente, que, quanto mais baixa for

a taxa de juros e benefício de isenções fiscais, a ordem de grandeza da tarifa de viabilidade é muito baixa, o que reforça a necessidade do estabelecimento de políticas de taxa de juros e isenções fiscais.

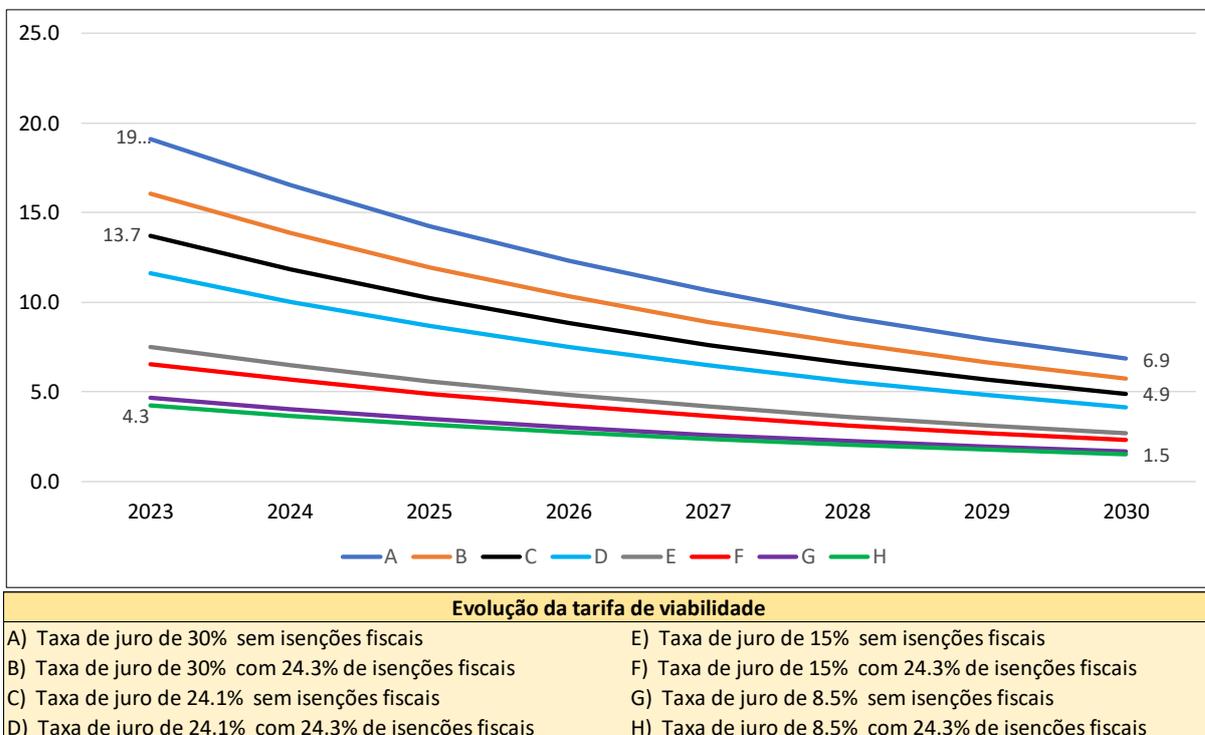


Gráfico 4.2-1: Comparação das tarifas de viabilidade das MR's e da REN

4.3. Mecanismo de uniformização da tarifa das MR's e da REN

Como mencionado na metodologia, para a uniformização das tarifas das MR's e da REN, optou-se pela atribuição de um subsídio aos operadores das MR's. Para efeito, calculou-se o valor do subsídio em cada um dos cenários e, como condição primária, apurou-se o número de consumidores domésticos da REN e das MR's, com referência a 2023. Foram igualmente feitas as respectivas projecções dos referidos consumidores, bem como as receitas das REN e das MR's, até 2030, com base nas tarifas apuradas no capítulo anterior.

Constataram-se algumas discrepâncias nas projecções do número de consumidores das MR's, pois, segundo Governo de Moçambique (2023), secundado pela Associação Lusófona de Energias Renováveis (2023), em 2030, a taxa de acesso, através das MR's, será de 13%, ou seja, 5 milhões de pessoas, equivalente a cerca de 1 milhões de consumidores, pelo que, para MR's de 100 kW com capacidade de 500 consumidores, seriam necessárias cerca de 2000 MR's (UAMUSSE, 2024).

A construção de 2000 MR's, até 2030, em Moçambique, é discutível, pois África tinha 3174 MR's (WORLD BANK, 2022), enquanto em Moçambique, para o período, tinha 79 MR's (UAMUSSE 2024), correspondentes a 2.5% das MR's existentes em África. Para o alcance do Acesso Universal em 2030, estão planeadas cerca de 9000 MR's em África (WORLD BANK, 2022), enquanto Moçambique, com base nos dados acima, planeia 2000 MR's.

Importa mencionar que Moçambique não faz parte da lista dos 5 países com maior número de MR's planeadas em África, que é liderado por Nigéria, com 2700, seguindo-se, subsequentemente, a Tanzânia, Senegal e Etiópia, com 1500, 1200 e 600 MR's, respectivamente (WORLD BANK, 2022). Neste contexto, com base nos potenciais locais para a instalação de MR's (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2023), como explicado no Anexo C, o Autor assumiu a instalação de 69 MR's por ano, alcançando um máximo de 500 MR's em 2030, para fornecer energia a 3.2% da população, correspondendo a 250 mil consumidores. As projecções do número das MR's, indicam-se na Figura 4.3-1 abaixo.

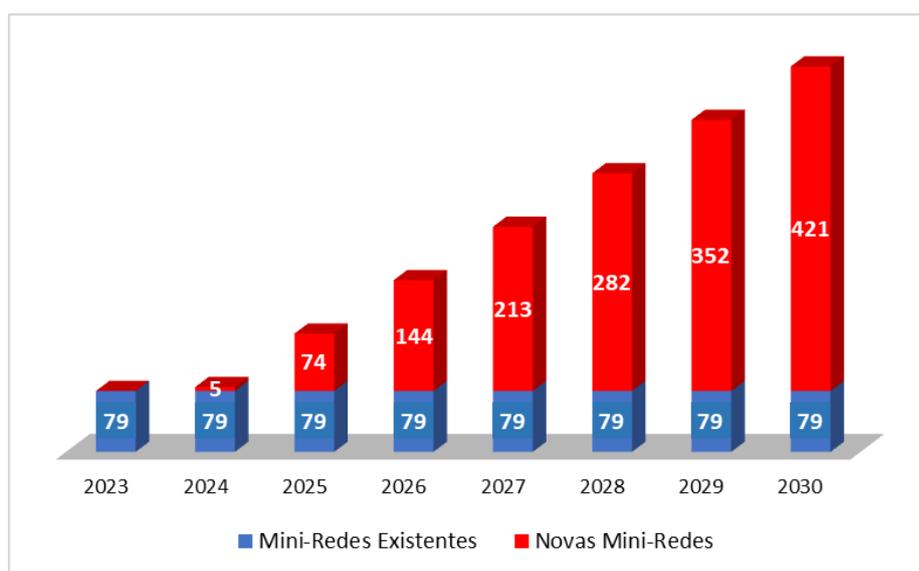


Figura 4.3-1: Projecção das novas MR's a serem instaladas até 2030

As projecções das MR's, com base na explanação anterior, que assume um máximo de 500 MR's em 2030, bem como o planeado pelo GM, que estima que 13% da população que terá acesso à energia de MR's (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2023) e (ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2023), são apresentadas na Figura 4.3-2 abaixo, contemplando igualmente as projecções do Autor.

Com o apuramento do número de MR's com o pressuposto de 500 consumidores por cada instalação, fez-se a projecção dos consumidores das MR's, REN e dos SSD's cujos resultados

indicam-se na Figura 4.3-3 abaixo, que igualmente apresenta os dados dos SSD's, cujas projecções, constam no Anexo C.

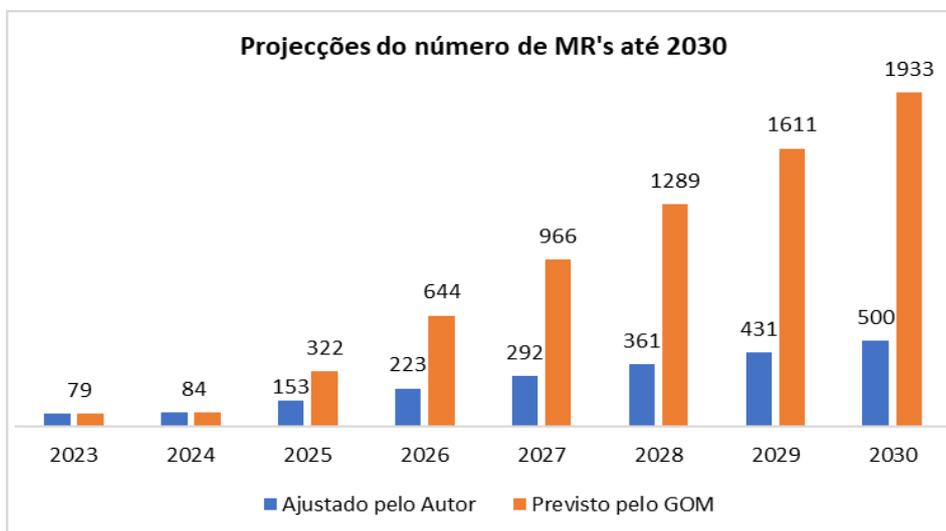


Figura 4.3-2: Comparação das projecções MR's a serem instaladas até 2030
 Fonte: Autor e (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2023)

Seguidamente, calcularam-se as receitas da REN e das MR's, ressalvando que, para o caso das receitas das REN, assumiu-se uma tarifa com ajustamento anual de 10%, conforme explicado anteriormente e os resultados das projecções das receitas da REN indicam-se na Tabela 4.3-1 abaixo.

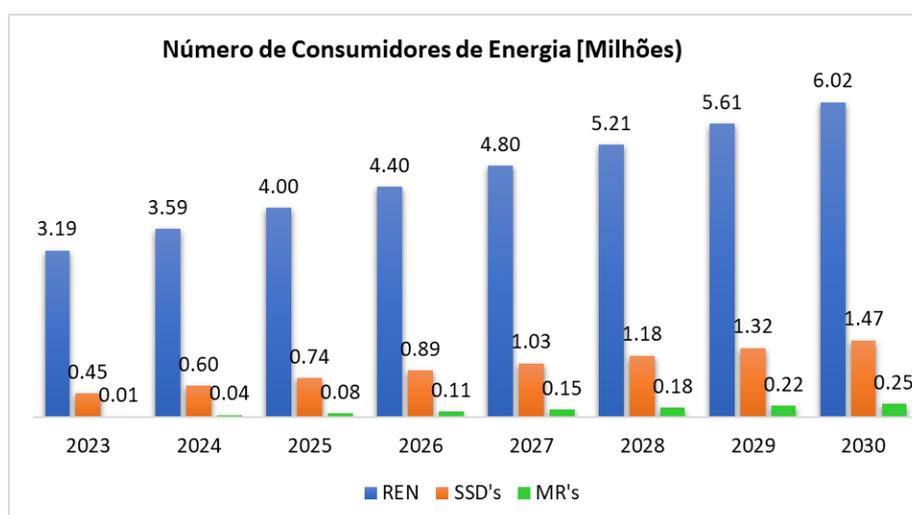


Figura 4.3-3: Projectão dos consumidores da energia de MR's até 2030

Relativamente às receitas das MR's, para o seu cálculo foram feitas duas projecções, sendo que na primeira, foi aplicada a tarifa dos consumidores da REN, com os ajustamentos explicados anteriormente. Na segunda projecção tomou-se como base a tarifa de viabilidade das MR's, em

função dos pressupostos da análise de sensibilidade, que consistiu na alteração da taxa de juros e isenções fiscais. Adicionalmente, as tarifas das MR's têm uma redução de 5% ao ano, em consequência da redução dos preços dos equipamentos, tal como explicado anteriormente e os detalhes constam no Anexo B.

Tabela 4.3-1: Projecção das receitas dos Consumidores da REN

	Anos							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Consumidores da REN	3,208,749	3,610,018	4,011,288	4,412,557	4,813,826	5,215,096	5,616,365	6,017,635
Tarifa da REN [MT/kWh]	8.44	9.28	10.21	11.23	12.36	13.59	14.95	16.45
Receitas [Milhões MT]	1,354	1,676	2,048	2,478	2,974	3,544	4,199	4,949

Conhecida a evolução do número de consumidores das MR's, a tarifa de viabilidade destas, resultante da análise de sensibilidade e da tarifa da REN, apuraram-se as respectivas receitas e, subsequentemente, o subsídio para as MR's. Como exemplo, o número de consumidores das MR's, em 2024, está estimado em cerca de 42 mil e, com a tarifa da REN, a receita seria 13.7 MMT. Entretanto, para a tarifa de viabilidade das MR's, no mesmo ano, para uma taxa de juros de 24.1%, com isenções fiscais (93.25 MT/kWh), a receita está estimada em 141.1 MMT, pelo que, se as MR's aplicarem a tarifa da REN, deverão ser subsidiados em aproximadamente 127.5 MMT, que é a diferença entre as duas receitas.

Tabela 4.3-2: Projecção das receitas e do subsídio para os Operadores das MR's

Taxa de Juro	Isenções Fiscais	Anos	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Consumidores das MR's	7,419	42,073	76,728	111,382	146,037	180,691	215,346	250,000
		Tarifa da REN [MT/kWh]	8.44	9.28	10.21	11.23	12.36	13.59	14.95	16.45
		Receitas [MMT]	2.19	13.67	27.43	43.79	63.16	85.96	112.69	143.91
30.0%	0.0%	Tarifa das MR's [MT/kWh]	161.43	153.36	145.69	138.41	131.49	124.91	118.67	112.74
		Receitas [MMT]	41.9	232.1	432.0	643.1	866.9	1,105.1	1,359.6	1,632.3
		Subsídio por receber [MMT]	39.7	218.5	404.6	599.3	803.8	1,019.2	1,246.9	1,488.4
	24.3%	Tarifa das MR's [MT/kWh]	135.35	128.59	122.16	116.05	110.25	104.73	99.50	94.52
		Receitas [MMT]	35.1	194.6	362.2	539.2	726.9	926.6	1,139.9	1,368.6
		Subsídio por receber [MMT]	33.0	181.0	334.8	495.4	663.7	840.6	1,027.2	1,224.7
24.1%	0.0%	Tarifa das MR's [MT/kWh]	115.86	110.06	104.56	99.33	94.37	89.65	85.17	80.91
		Receitas [MMT]	30.1	166.6	310.1	461.6	622.2	793.1	975.7	1,171.4
		Subsídio por receber [MMT]	27.9	152.9	282.6	417.8	559.0	707.2	863.0	1,027.5
	24.3%	Tarifa das MR's [MT/kWh]	98.15	93.25	88.58	84.15	79.95	75.95	72.15	68.54
		Receitas [MMT]	25.5	141.1	262.7	391.0	527.1	671.9	826.6	992.4
		Subsídio por receber [MMT]	23.3	127.5	235.3	347.2	463.9	586.0	713.9	848.5
15.0%	0.0%	Tarifa de viabilidade [MT/kWh]	63.51	60.34	57.32	54.46	51.73	49.15	46.69	44.35
		Receitas [MMT]	16.5	91.3	170.0	253.0	341.1	434.8	534.9	642.2
		Subsídio por receber [MMT]	14.3	77.7	142.6	209.2	277.9	348.8	422.2	498.3
	24.3%	Tarifa de viabilidade [MT/kWh]	55.43	52.66	50.03	47.53	45.15	42.89	40.75	38.71
		Receitas [MMT]	14.4	79.7	148.4	220.8	297.7	379.5	466.8	560.5
		Subsídio por receber [MMT]	12.2	66.0	120.9	177.0	234.5	293.5	354.1	416.6
8.5%	0.0%	Tarifa de viabilidade [MT/kWh]	39.68	37.70	35.81	34.02	32.32	30.70	29.17	27.71
		Receitas [Milhões MT]	10.3	57.1	106.2	158.1	213.1	271.6	334.2	401.2
		Subsídio por receber [MMT]	8.1	43.4	78.8	114.3	149.9	185.7	221.5	257.3
	24.3%	Tarifa de viabilidade [MT/kWh]	35.97	34.17	32.46	30.84	29.29	27.83	26.44	25.12
		Receitas [Milhões MT]	9.3	51.7	96.3	143.3	193.1	246.2	302.9	363.7
		Subsídio por receber [MMT]	7.1	38.0	68.8	99.5	130.0	160.3	190.2	219.7

Recorrendo à mesma analogia, aplicando-se a tarifa de viabilidade sem isenções fiscais (110.06 MT/kWh), para o mesmo número de consumidores, obtêm-se uma receita de 166.6 MMT, o que pressupõe um subsídio de 152.9 MMT. A Tabela 4.3-2 acima, apresenta a projecção das receitas e do subsídio para os Operadores das MR's.

Para o financiamento do subsídio das MR's, cujos consumidores em 2030 são estimados em 3.2% da população, propõe-se que seja através do subsídio cruzado, entre os consumidores das REN e das MR's, pois os consumidores das REN estão sob a gestão da EDM, que é a empresa pública, em conformidade com Beck e Martinot, (2004), que afirmam que a maioria dos subsídios é disponibilizada pelas Agências dos Governos e empresas públicas.

4.4. Financiamento da uniformização das tarifas das MR's e da REN

Para o financiamento da uniformização das tarifas que, na essência, é o financiamento do subsídio cruzado, adicionou-se na receita dos consumidores da REN o valor do subsídio apurado na Tabela 4.3-2. Desta forma, como os consumidores da REN devem subsidiar as MR's, com base na nova receita (subsídio das MR's adicionando a receita da REN), calculou-se a tarifa necessária para gerar essa receita, tomando como base os consumidores REN, como se apresenta na Tabela 4.4-1 abaixo.

Para melhor compreensão da explanação anterior, a receita dos consumidores da REN, em 2024, está avaliada em 1675.8 MMT, para uma tarifa de 9.28 MT/kWh, pelo que, se se adicionar o subsídio das MR's ao cenário da taxa de juros de 24.1%, com isenções fiscais (127.5 MMT), a receita da REN passa a ser de 1803.2 MMT. Neste contexto, a tarifa da REN necessária para gerar esta receita, com a mesma base de consumidores da REN (cerca de 3.6 milhões), passa de 9.28 para 9.99 MT/kWh, representando um incremento tarifário de 7.61%.

Na mesma analogia, para o cenário de financiamento, sem isenções fiscais, a tarifa passa de 9.28 para 9.52 MT/kWh, ou seja, um incremento de cerca de 2.59%. A mesma análise quando feita para o cenário de taxa de juros de 8.5%, com isenções fiscais, a tarifa passa de 9.28 para 9.49 MT/kWh, correspondente a um incremento na ordem dos 2.27%. Os detalhes da nova tarifa da REN, com subsídios para as MR's, indicam-se na Tabela 4.3-3 abaixo.

Resumidamente, e como se pode observar na Tabela 4.4-1 abaixo, para o cenário de financiamento das MR's, em 2024, com uma taxa de juros de 24.1%, com isenções fiscais, ajustando-se a tarifa dos consumidores da REN em 7.61%, é possível gerar 127.5 MMT, para

subsidiar cerca de 42 mil consumidores das MR's. Esta análise pode ser feita para os diferentes cenários apresentados na Tabela em referência.

Tabela 4.4-1: Tarifa dos consumidores da REN com os subsídios para as MR's

Taxa de Juro	Isenções Fiscais	Anos	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		No. de Consumidores da REN	3,208,749	3,610,018	4,011,288	4,412,557	4,813,826	5,215,096	5,616,365	6,017,635
		No. de Consumidores de MR's	7,419	42,073	76,728	111,382	146,037	180,691	215,346	250,000
		Receita da RNT [MMT]	1,354.1	1,675.8	2,048.2	2,478.5	2,974.2	3,544.4	4,198.8	4,948.7
		Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.44	9.28	10.21	11.23	12.36	13.59	14.95	16.45
30.0%	0.0%	Subsídio por receber [MMT]	39.7	218.5	404.6	599.3	803.8	1,019.2	1,246.9	1,488.4
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,393.8	1,894.2	2,452.9	3,077.8	3,778.0	4,563.5	5,445.7	6,437.0
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.69	10.49	12.23	13.95	15.70	17.50	19.39	21.39
		Incremento tarifário	2.93%	13.04%	19.75%	24.18%	27.02%	28.75%	29.70%	30.08%
	24.3%	Subsídio por receber [MMT]	33.0	181.0	334.8	495.4	663.7	840.6	1,027.2	1,224.7
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,387.0	1,856.7	2,383.1	2,973.9	3,637.9	4,385.0	5,226.0	6,173.3
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.65	10.29	11.88	13.48	15.11	16.82	18.61	20.52
		Incremento tarifário	2.43%	10.80%	16.35%	19.99%	22.32%	23.72%	24.46%	24.75%
24.1%	0.0%	Subsídio por receber [MMT]	27.9	152.9	282.6	417.8	559.0	707.2	863.0	1,027.5
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,382.0	1,828.7	2,330.9	2,896.2	3,533.2	4,251.5	5,061.8	5,976.2
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.61	10.13	11.62	13.13	14.68	16.30	18.03	19.86
		Incremento tarifário	2.06%	9.13%	13.80%	16.86%	18.80%	19.95%	20.55%	20.76%
	24.3%	Subsídio por receber [MMT]	23.3	127.5	235.3	347.2	463.9	586.0	713.9	848.5
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,377.4	1,803.2	2,283.5	2,825.7	3,438.2	4,130.3	4,912.7	5,797.2
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.59	9.99	11.39	12.81	14.28	15.84	17.49	19.27
		Incremento tarifário	1.72%	7.61%	11.49%	14.01%	15.60%	16.53%	17.00%	17.15%
15.0%	0.0%	Subsídio por receber [MMT]	14.3	77.7	142.6	209.2	277.9	348.8	422.2	498.3
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,368.4	1,753.4	2,190.8	2,687.7	3,252.1	3,893.2	4,621.0	5,446.9
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.53	9.71	10.92	12.18	13.51	14.93	16.46	18.10
		Incremento tarifário	1.06%	4.63%	6.96%	8.44%	9.34%	9.84%	10.06%	10.07%
	24.3%	Subsídio por receber [MMT]	12.2	66.0	120.9	177.0	234.5	293.5	354.1	416.6
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,366.3	1,741.8	2,169.2	2,655.5	3,208.7	3,837.9	4,552.9	5,365.2
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.52	9.65	10.82	12.04	13.33	14.72	16.21	17.83
		Incremento tarifário	0.90%	3.94%	5.90%	7.14%	7.88%	8.28%	8.43%	8.42%
8.5%	0.0%	Subsídio por receber [MMT]	8.1	43.4	78.8	114.3	149.9	185.7	221.5	257.3
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,362.2	1,719.2	2,127.0	2,592.7	3,124.1	3,730.0	4,420.3	5,205.9
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.49	9.52	10.61	11.75	12.98	14.30	15.74	17.30
		Incremento tarifário	0.60%	2.59%	3.85%	4.61%	5.04%	5.24%	5.27%	5.20%
	24.3%	Subsídio por receber [MMT]	7.1	38.0	68.8	99.5	130.0	160.3	190.2	219.7
		Nova Receita da RNT [MMT]	1,361.2	1,713.8	2,117.1	2,577.9	3,104.2	3,704.6	4,389.0	5,168.4
		Nova Tarifa da RNT [MT/kWh]	8.48	9.49	10.56	11.68	12.90	14.21	15.63	17.18
		Incremento tarifário	0.53%	2.27%	3.36%	4.01%	4.37%	4.52%	4.53%	4.44%

Tabela 4.4-2: Valor do subsídio em excesso recebido pelas MR's [Milhões de MT]

Taxa de Juro	Isenções Fiscais	Subsídio em excesso [MMT]							
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
30.0%	0.0%	1.21	1.78	5.42	10.59	17.07	24.72	33.47	43.28
	24.3%	1.00	1.48	4.48	8.75	14.09	20.39	27.57	35.61
24.1%	0.0%	1.67	1.25	3.78	7.38	11.87	17.15	23.16	29.88
	24.3%	1.39	1.04	3.15	6.14	9.85	14.21	19.16	24.68
15.0%	0.0%	2.15	0.63	1.91	3.70	5.90	8.46	11.33	14.49
	24.3%	1.99	0.54	1.62	3.13	4.98	7.12	9.51	12.11
8.5%	0.0%	2.56	0.35	1.05	2.02	3.18	4.50	5.94	7.48
	24.3%	2.30	0.31	0.92	1.76	2.76	3.89	5.11	6.39

Ainda tomando como exemplo o cenário de 2024, em que o financiamento é feito a uma taxa de juros de 24.1%, com isenções fiscais, observa-se que a nova tarifa de todos consumidores

(MR's e REN) passa a ser de 9.76 MT/kWh, pelo que, considerando que o cálculo do subsídio das MR's, no cenário acima indicado, teve como base a tarifa inicial da REN de 9.28 MT/kWh, mas a tarifa final é que acomoda o subsídio, é de 9.99 MT/kWh.

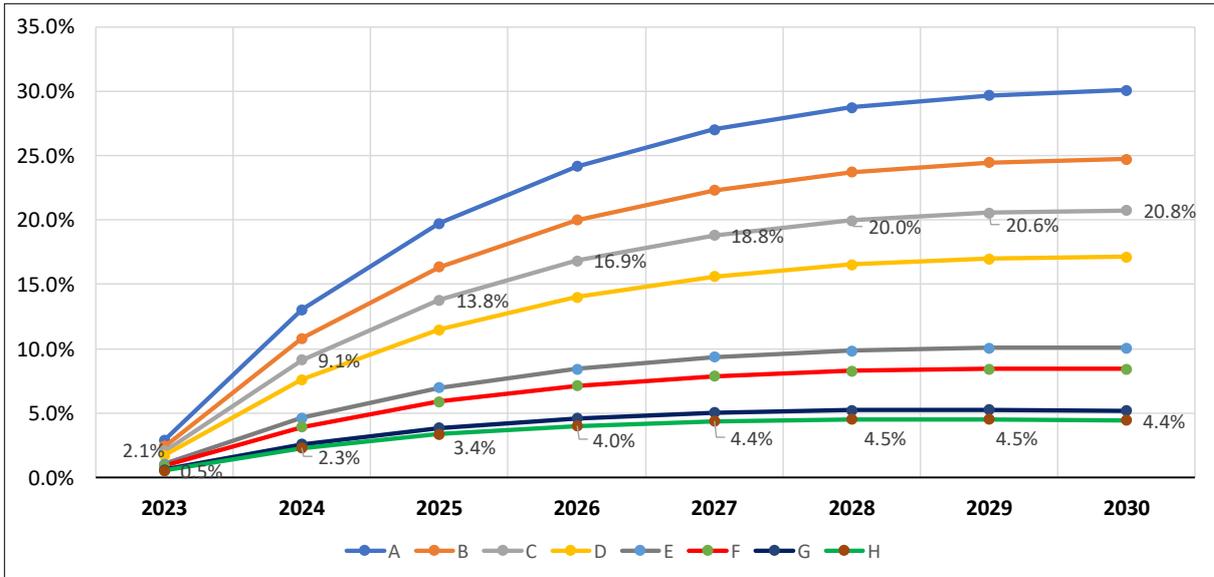
Neste contexto, ao aplicar esta tarifa, as MR's, beneficiam-se de um subsídio em excesso, correspondente a 0.71 MT/kWh, que é diferença entre as duas tarifas e está avaliado em 1.04 MMT. Os detalhes do subsídio recebido em excesso pelas MR's e que deve ser devolvido à entidade competente, apresenta-se na Tabela 4.4-2 acima. Seguidamente, calculou-se o valor final do subsídio para as MR's, com a dedução do valor em excesso recebido, pelo que o subsídio em cada um dos cenários da análise de sensibilidade é indicado na Tabela 4.4-3 abaixo.

Tabela 4.4-3: Valor final do Subsídio das MR's suportado pelos consumidores da REN

Taxa de Juro	Isenções Fiscais	Valor Final do Subsídio das MR's [MMT]							
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
30.0%	0.0%	38.5	210.4	387.5	571.5	763.5	965.0	1177.2	1401.7
	24.3%	32.0	174.3	320.7	472.4	630.5	795.9	969.8	1153.3
24.1%	0.0%	26.2	142.7	262.3	385.8	514.1	648.0	788.4	936.0
	24.3%	21.9	119.0	218.3	320.7	426.7	536.9	652.0	772.6
15.0%	0.0%	12.1	65.3	119.0	173.4	228.9	285.5	343.6	403.2
	24.3%	10.2	54.7	99.2	144.2	189.6	235.6	282.4	329.9
8.5%	0.0%	5.6	29.0	51.8	73.9	95.2	115.6	135.1	153.5
	24.3%	4.8	25.2	44.6	63.2	80.9	97.4	112.8	126.8

Considerando que o subsídio para as MR's implica um ajustamento da tarifa dos consumidores da REN, é importante avaliar o impacto do agravamento da tarifa nos diferentes cenários da análise de sensibilidade e os resultados indicam-se no Gráfico 4.4-1 abaixo.

Da análise do impacto do subsídio cruzado na tarifa da REN, que é a mesma das MR's, como se pode observar no Gráfico 4.4-1 acima, constata-se que, quanto menor for a taxa de juros para o financiamento das MR's, menor é o impacto sobre o ajustamento tarifário aos consumidores da REN. O impacto é ainda mais reduzido quando as MR's em referência beneficiam isenções fiscais na importação dos equipamentos para a sua construção, fortificando, mais uma vez, a necessidade de uma política de taxa de juros bonificada, bem como isenções fiscais aos equipamentos das MR's.



Cenários do cálculo da tarifa de viabilidade	
A) Taxa de juro de 30% sem isenções fiscais	E) Taxa de juro de 15% sem isenções fiscais
B) Taxa de juro de 30% com 24.3% de isenções fiscais	F) Taxa de juro de 15% com 24.3% de isenções fiscais
C) Taxa de juro de 24.1% sem isenções fiscais	G) Taxa de juro de 8.5% sem isenções fiscais
D) Taxa de juro de 24.1% com 24.3% de isenções fiscais	H) Taxa de juro de 8.5% com 24.3% de isenções fiscais

Gráfico 4.4-1: Impacto do ajustamento tarifário no financiamento dos subsídios das MR's

4.5. Operacionalização do financiamento da uniformização das tarifas

Como descrito na Metodologia no capítulo 3.4, a primeira etapa consistirá no apuramento do subsídio e este exercício, já foi feito, tendo sido apresentados os resultados na Tabela 4.3-2, com as projecções dos subsídios até 2030. A segunda etapa, consiste na obtenção dos dados da quantidade e custo da energia fornecida à EDM, ressaltando que terão de ser dados históricos, pois é difícil fazer as projecções, principalmente dos custos de energia que dependem de muitas variáveis, de entre as quais, o comportamento do consumo de energia no futuro.

Tabela 4.5-1: Dados de energia dos fornecedores privados da EDM em 2023

Nome dos Fornecedores de energia para a EDM em 2023	Fonte energética	Energia [GWh]		Peso
		Anual	Mensal	
HCB	Hídrica	4,885	407.1	66.0%
Central Térmica de Ressano Garcia	Gás	1,136	94.7	15.4%
Gigawatt	Gás	856	71.3	11.6%
Kuvaninga	Gás	282	23.5	3.8%
KarPower - Nacala	Fuel	153	12.7	2.1%
Central Solar de Mocuba	Solar	67	5.6	0.9%
Central Solar de Teterane	Solar	17	1.4	0.2%
Total		7,397	616.4	100%

Fonte: (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2024)

Os volumes e custos de energia necessários para esta etapa, como mencionado no capítulo 3.5, devem ser a do ano imediatamente anterior ao ano do apuramento, ou seja, como o presente trabalho foi realizado no ano de 2024 os dados das energias deverão ser referentes a 2023.

Considerando que este exercício é para o apuramento da TAU e, como explicado anteriormente, é suportado pelos fornecedores, no presente caso, assumiu-se que somente os fornecedores privados é que são ilegíveis ao pagamento da referida taxa. Este pressuposto, fundamenta-se pelo facto de a produção própria da EDM estar coberta pela concessão da própria EDM, que contempla a produção, transporte, distribuição e comercialização, enquanto cada um dos privados, tem concessão individual para produção de energia. Os dados de energia para o período de 2023, apresentam-se na Tabela 4.5-1 acima.

A etapa seguinte consiste no apuramento do custo mensal de energia e, com efeito, o custo anual de aquisição de energia, em 2023, foi de 35 322 MMT (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2024), o que, mensalmente, representa 2 943 MMT, o equivalente a 46 MUSD. Este custo, para além da componente de energia adquirida aos produtores privados, inclui custos de combustível para a produção própria da EDM, taxas de trânsito de energia vulgo “*wheeling charges*”, serviços de regulação energética prestados pela Eskom, bem como, “*back-up supply*”, “*standby charge*” entre outros (SMITH, 2024).

Tabela 4.5-2: Estimativa de custo mensal de energia dos Fornecedores privados em 2023

Nome dos Fornecedores de energia para a EDM em 2023	Energia [GWh]	Preço		Custo		
		[USc/kWh]	[MT/kWh]	MUSD	MMT	Peso
HCB	407	2.0	1.3	8.1	521	21.8%
Central Térmica de Ressano Garcia	95	13.0	8.3	12.3	788	32.9%
Gigawatt	71	13.0	8.3	9.3	593	24.8%
Kuvananga	24	13.0	8.3	3.1	196	8.2%
KarPower - Nacala	13	30.0	19.2	3.8	245	10.2%
Central Solar de Mocuba	6	11.0	7.0	0.6	39	1.6%
Central Solar de Teterane	1	11.0	7.0	0.2	10	0.4%
Total	616			37.4	2,392	100%

Considerando que os detalhes destes custos não são públicos, com base nos preços de energia das diferentes fontes de produção de energia indicados no capítulo 2.4 da metodologia, o autor calculou o custo da energia dos fornecedores privados em 2023 e os resultados indicam-se na Tabela 4.5-2 acima. Importa mencionar que dos Fornecedores abaixo indicados, a KarPower – Nacala, é uma central de emergência através de uma central flutuante ancorada na baía de Nacala desde 2015, motivo pelo qual o preço de energia é o mais elevado de todos.

Tabela 4.5-3: Subsídios das MR's para o ano 2024

Taxa de Juro	Isenções Fiscais	Valor Final do Subsídio das MR's [MMT]							
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
30.0%	0.0%	38.5	210.4	387.5	571.5	763.5	965.0	1177.2	1401.7
	24.3%	32.0	174.3	320.7	472.4	630.5	795.9	969.8	1153.3
24.10%	0%	26.2	142.7	262.3	385.8	514.1	648.0	788.4	936.0
	23.7%	21.9	119.0	218.3	320.7	426.7	536.9	652.0	772.6
15.0%	0%	12.1	65.3	119.0	173.4	228.9	285.5	343.6	403.2
	23.7%	10.2	54.7	99.2	144.2	189.6	235.6	282.4	329.9
8.50%	0%	5.6	29.0	51.8	73.9	95.2	115.6	135.1	153.5
	23.7%	4.8	25.2	44.6	63.2	80.9	97.4	112.8	126.8

Para complementar esta análise, são necessários os dados dos subsídios para as MR's referentes a 2024 e este exercício foi feito, cujos resultados constam da Tabela 4.5-2, que igualmente inclui subsídios até 2030. Visto que a presente análise se circunscreve apenas para o ano 2024, os resultados apresentam-se na Tabela 4.5-3 acima.

Conhecido peso percentual do custo de energia por cada Fornecedor, em 2023, bem como os subsídios em 2024, para os diferentes cenários de viabilidade das MR's, calculou-se a participação de cada Fornecedor na TAU. Para o caso de financiamento com a taxa de juros de 24.1%, sem isenções fiscais, o subsídio está avaliado em 142.7 MMT e a HCB deverá participar com 21.8%, o equivalente a 31.1 MMT. A mesma análise feita para a Gigawatt, cuja participação é de 41.4 MMT, equivalente a 24.8%. Os detalhes dos diferentes cenários apresentam-se na Tabela 4.5-4 a abaixo.

Tabela 4.5-4: Comparticipação percentual na TAU por cada Fornecedor

Taxa de Juro de financiamento das MR's		30.0%		24.1%		15.0%		8.5%		
Isenções Fiscais		0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%	
Subsídio para as MR's [MMT]		210.4	174.3	142.7	119.0	65.3	54.7	29.0	25.2	
Contribuição dos Fornecedores de Energia [MMT]	HCB	21.8%	45.8	38.0	31.1	25.9	14.2	11.9	6.3	5.5
	Central Térmica de Ressano Garcia	32.9%	69.3	57.4	47.0	39.2	21.5	18.0	9.6	8.3
	Gigawatt	24.8%	52.2	43.2	35.4	29.5	16.2	13.6	7.2	6.2
	Kuvananga	8.2%	17.2	14.3	11.7	9.7	5.3	4.5	2.4	2.1
	KarPower - Nacala	10.2%	21.5	17.8	14.6	12.2	6.7	5.6	3.0	2.6
	Central Solar de Mocuba	1.6%	3.5	2.9	2.3	2.0	1.1	0.9	0.5	0.4
	Central Solar de Teteane	0.4%	0.9	0.7	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1

Seguidamente, conhecida a participação na TAU, adicionou-se este valor ao custo da energia fornecida à EDM, que consta da Tabela 4.5-4 abaixo, com o objectivo de obter o novo custo por cada Fornecedor, que contempla a TAU que, como foi anteriormente mencionando, corresponde ao subsídio às MR's.

Tomando como exemplo a HCB, que em 2023 forneceu, mensalmente, em média, 407 GWh, com um custo estimado de 521 MMT, ao preço de 1.28 US\$/kWh, pelo que se a este custo, adicionarmos 31.1 MMT, correspondentes à comparticipação da HCB na TAU no cenário de financiamento com a taxa de juros de 24.1%, sem isenções fiscais (Tabela 4.5-4), o custo da energia da HCB passará para 552 MMT, como se pode observar na Tabela 4.5-5 abaixo, que abrange os custos de energia dos outros Fornecedores, incluindo os subsídios.

Tabela 4.5-5: Novo custo de energia por Fornecedor incluindo os Subsídios

Taxa de Juro de financiamento das MR's		Custo	30.0%		24.1%		15.0%		8.5%	
Isenções Fiscais		Inicial	0%	23.7%	0%	23.7%	0%	23.7%	0%	23.7%
Subsídio para as MR's [MMT]		[MMT]	210.4	174.3	142.7	119.0	65.3	54.7	29.0	25.2
Novo custo de Energia Incluindo Subsídios [MMT]	HCB	521.1	566.9	559.1	552.2	547.0	535.3	533.0	527.4	526.6
	Central Térmica de Ressano Garcia	787.9	857.2	845.3	834.9	827.1	809.4	805.9	797.5	796.2
	Gigawatt	593.4	645.6	636.7	628.8	623.0	609.6	607.0	600.6	599.7
	Kuvaninga	195.6	212.8	209.9	207.3	205.3	201.0	200.1	198.0	197.7
	KarPower - Nacala	244.7	266.2	262.5	259.3	256.9	251.4	250.3	247.7	247.3
	Central Solar de Mocuba	39.3	42.7	42.1	41.6	41.2	40.3	40.2	39.7	39.7
Central Solar de Teteane	9.9	10.8	10.6	10.5	10.4	10.2	10.1	10.0	10.0	

Conhecido o novo custo, a última etapa, é o cálculo do novo preço, ou seja, para os mesmos volumes de energia fornecida à EDM, qual é que deveria ser o preço de venda para a EDM, com base no custo de energia apurado na Tabela 4.5-5 acima. Com efeito, tomando ainda o exemplo da HCB (cenário de financiamento com a taxa de juros de 24.1%, sem isenções fiscais), o novo custo que inclui os subsídios é de 552 MMT, para o mesmo volume de energia indicado na Tabela 4.5-1, que são 407 GWh, o preço unitário que deve ser praticado entre a HCB e a EDM passa dos iniciais 1.28 para 1.36 MT/kWh. Os restantes preços de venda à EDM entre os diversos Fornecedores e a EDM apresentam-se na Tabela 4.5-6 abaixo.

Tabela 4.5-6: Novo preço de venda à EDM, incluindo o Subsídios das MR's

Taxa de Juro de financiamento das MR's		30.0%		24.1%		15.0%		8.5%	
Isenções Fiscais		0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%
Subsídio para as MR's [MMT]		210.4	174.3	142.7	119.0	65.3	54.7	29.0	25.2
Novo preço de venda a EDM Incluindo Subsídios [MT/kWh]	HCB	1.39	1.37	1.36	1.34	1.31	1.31	1.30	1.29
	Central Térmica de Ressano Garcia	9.05	8.93	8.82	8.73	8.55	8.51	8.42	8.41
	Gigawatt	9.05	8.93	8.82	8.73	8.55	8.51	8.42	8.41
	Kuvaninga	9.05	8.93	8.82	8.73	8.55	8.51	8.42	8.41
	KarPower - Nacala	20.89	20.60	20.35	20.16	19.72	19.64	19.43	19.40
	Central Solar de Mocuba	7.66	7.55	7.46	7.39	7.23	7.20	7.13	7.11
Central Solar de Teteane	7.66	7.55	7.46	7.39	7.23	7.20	7.13	7.11	

A Tabela 4.5-6 acima apresenta o novo preço de venda da energia dos diferentes Fornecedores para a EDM e porque acomoda a comparticipação da TAU, evidentemente que é superior ao preço sem a componente da TAU. Em termos percentuais, os resultados relativos ao incremento no preço de venda entre os Fornecedores e a EDM, são apresentados na Tabela 4.5-7 abaixo.

Tabela 4.5-7: Incremento do preço de venda de energia à EDM com os subsídios

Taxa de Juro de financiamento das MR's		30.0%		24.1%		15.0%		8.5%	
Isenções Fiscais		0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%
Subsídio para as MR's [MMT]		210.4	174.3	142.7	119.0	65.3	54.7	29.0	25.2
Incremento do preço de venda à EDM	HCB								
	Central Térmica de Ressano Garcia								
	Gigawatt								
	Kuvaninga	8.8%	7.3%	6.0%	5.0%	2.7%	2.3%	1.2%	1.1%
	KarPower - Nacala								
	Central Solar de Mocuba								
	Central Solar de Teteane								

Os resultados da Tabela 4.5-7 acima, referem-se ao cenário em que a TAU é suportada na totalidade pelo ajustamento do preço de venda do Fornecedor à EDM. No entanto, considerando um cenário em que os Fornecedores deverão assumir parte do subsídio para as MR's, regista-se uma redução do nível de ajuste do preço de venda do Fornecedor para a EDM.

Fazendo uma análise de sensibilidade, se, por exemplo, os Fornecedores contribuírem com 5% do subsídio para as MR's, o ajustamento do preço de venda para a EDM, no caso do financiamento das MR's com uma taxa de juros de 24.1%, sem isenções fiscais, passa de 8.8 para 8.4%. A mesma analogia para o financiamento, com uma taxa de juros de 8.5%, com isenções fiscais, o ajustamento da tarifa de venda para a EDM passa de 1.1 para 1.0%. A Tabela 4.5-8 abaixo, apresentam os resultados da contribuição dos Fornecedores em 5, 15 e 20% dos subsídios para os diferentes cenários de taxa de juro e isenções fiscais.

Tabela 4.5-8: Contribuição dos Fornecedores de Energia nos Subsídio para as MR's

Taxa de Juro de financiamento das MR's		30.0%		24.1%		15.0%		8.5%	
Isenções Fiscais		0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%	0%	24.3%
Impacto do ajustamento do preço de venda de energia para a EDM	Sem contribuição do Fornecedor	8.8%	7.3%	6.0%	5.0%	2.7%	2.3%	1.2%	1.1%
	Com contribuição do Fornecedor (5%)	8.4%	6.9%	5.7%	4.7%	2.6%	2.2%	1.2%	1.0%
	Com contribuição do Fornecedor (15%)	7.5%	6.2%	5.1%	4.2%	2.3%	1.9%	1.0%	0.9%
	Com contribuição do Fornecedor (20%)	7.0%	5.8%	4.8%	4.0%	2.2%	1.8%	1.0%	0.8%

Visto que o subsídio cruzado, entre os consumidores da REN e os das MR's, foi identificado como a fonte para o financiamento dos respectivos subsídios, para efeitos de operacionalização, vai-se recorrer à TAU que, nos termos a Lei, deve ser suportada pelos Fornecedores de Energia. Na eventualidade dos Fornecedores não tiverem recursos financeiros para a TAU, identificou-

se a opção de ajuste do preço de venda da energia para a EDM que, por sua vez, iria repassar ao consumidor final.

A Tabela 4.5-8 acima, que apresenta os resultados da simulação da TAU, através do ajustamento do preço de venda dos Fornecedores para a EDM, mostra que, quanto mais baixa for a taxa de juros do financiamento das MR's, menor é o ajustamento do preço de venda para a EDM. Com efeito, para uma taxa de juros de 24.1%, sem isenções fiscais, o ajustamento do preço de venda seria de 6.0%, contra 1.1% para o cenário de financiamento com uma taxa de juros de 8.5% com isenções fiscais.

No caso de os Fornecedores contribuírem no custo dos subsídios, observa-se uma redução do impacto no ajustamento do preço de venda entre os Fornecedores e a EDM, pois, como demonstrado Tabela 4.5-8, uma contribuição dos Fornecedores em 15% do custo dos subsídios, para o cenário de financiamento das MR's, com uma taxa de 24.1%, sem isenções fiscais, o impacto do ajuste do preço, entre o Fornecedor e a EDM, passa de 6.0 para 5.1%.

Quanto maior for a contribuição dos Fornecedores, menor será o impacto no ajustamento do preço de venda para a EDM, sugerindo que os Fornecedores devem contribuir com parte do custo dos subsídios, com o remanescente a ser coberto pelo ajustamento do preço de venda para a EDM que, por sua vez, repassará ao consumidor final.

Observa-se igualmente que, quanto mais baixa for a taxa de juros do financiamento das MR's, por força dos baixos subsídios a serem atribuídos, o impacto do ajustamento do preço de venda para a EDM é ainda mais baixo. A mesma analogia é aplicável para os diferentes cenários com financiamento, com isenções fiscais, reforçando a necessidade dos projectos de MR's beneficiarem de taxas de juros bonificadas, bem como a atribuição de subsídios na importação dos equipamentos das MR's.

Capítulo 5: Conclusões e Propostas de Futuros Trabalhos

O presente capítulo tem como objetivo apresentar as conclusões decorrentes da investigação realizada. Estas resultam da análise crítica dos dados em articulação com os objetivos da pesquisa e com o referencial teórico previamente discutido. O capítulo sintetiza os principais contributos do estudo para o alcance do acesso universal até 2030, evidenciando as respostas encontradas para o problema de pesquisa. Adicionalmente, são apresentadas as limitações identificadas durante a elaboração do trabalho, bem como sugestões para investigações futuras, de modo a ampliar a compreensão e a aplicabilidade do tema.

5.1. Conclusões

5.1.1. Viabilidade económica das MR's

Tomando como base os custos de construção das MR's do FUNAE, cuja média está avaliada em cerca de 78 MMT por cada instalação, considerando que os investimentos desta magnitude são implementados com recurso a financiamento bancário, onde para o caso de Moçambique, a taxa de juros é da ordem dos 24.1%, com a tarifa de 8.44 MT/kWh, que é aplicada pelo FUNAE, conclui-se que a operação das MR's, nestas condições, não é economicamente viável, ou seja, é uma operação que não recupera os custos do investimento efectuado.

Como mencionado na Secção 3.1, um projecto é considerado economicamente viável quando, cumulativamente, cumpre quatro critérios, nomeadamente $VPL > 0$, $TIR >$ taxa de actualização, $IRP > 1$ e $PRI <$ tempo de vida do projecto, pelo que para as MR's do FUNAE, assumindo um financiamento com uma taxa de juros de 24.1%, sem isenções fiscais, com referência ao ano 2023, somente uma tarifa de, pelo menos, 115.86 MT/kWh, ou seja, cerca de 14 vezes acima em relação à que é aplicada pelo FUNAE, garante a viabilidade económica das MR's. Reduzindo a taxa de juros para 8.5%, sem isenções fiscais, a tarifa baixa para 39.68 MT/kWh, o equivalente a cerca de 5 vezes acima da tarifa da REN.

Constatou-se que os principais equipamentos das MR's, nomeadamente, PS's, baterias e inversores, representam cerca de 45% dos custos da construção, pelo que, sendo equipamentos importados, deveriam beneficiar de isenções fiscais na ordem dos 24.3%, à semelhança dos equipamentos dos projectos de electrificação da REN, pois em Moçambique, as MR's, são infra-estruturas típicas de electrificação rural. Caso as MR's beneficiassem de isenções fiscais, a tarifa de viabilidade baixaria para 98.15 e 35.97 MT/kWh, para os casos de financiamento

com taxa de juros de 24.1 e 8.5%, respectivamente, continuando, mesmo assim, muito acima da tarifa da REN.

Esta conclusão está em consonância com World Bank (2023), Soni, *et al.* (2020) e Antonanzas-Torres, *et al.* (2021), que afirmam que a tarifa de viabilidade de uma MR, varia entre 38 e 68 USc/kWh (24 a 44 MT/kWh), contra uma tarifa de 8.44 MT/kWh, equivalente a 13 USc/kWh, aplicada aos consumidores das MR's do FUNAE em Moçambique, (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2023), (UAMUSSE, 2024) e (MUNHEQUETE, 2022).

A conclusão de que as tarifas das MR's do FUNAE são inviáveis, confirma-se na MR da ARC Power, na localidade de Maqueze, operada pelo SP, cuja tarifa aplicada no início das operações, em Setembro de 2023, foi de 64 MT/kWh (MAGALHÃES, 2024), o equivalente a cerca de 8 vezes a tarifa da REN. Mais tarde, ciente de que a tarifa aplicada não estava ao alcance dos seus consumidores, a ARC Power obteve um donativo para subsidiar a tarifa, permitindo a redução para 35 MT/kWh (MAGALHÃES, 2024), mas mesmo assim é cerca de 4 vezes acima da tarifa da REN.

Dos cenários analisados, constatou-se que a tarifa de viabilidade com financiamento das MR's, cuja taxa de juros varia entre 8.5 e 15%, bem como as isenções fiscais na importação dos equipamentos das MR's, são elementos que asseguram uma tarifa semelhante à dos estudos acima indicados. Desta forma, conclui-se ser necessário o estabelecimento de políticas e instrumentos legislativos, para taxas de juros do financiamento das MR's, bem como isenções fiscais na importação dos equipamentos, à semelhança do que acontece nos projectos de electrificação que estão sendo implementados pela EDM.

5.1.2. Mecanismo de uniformização das tarifas das MR's e da REN

Considerando que, por um lado, a tarifa de viabilidade das MR's é superior à que está sendo aplicada na REN, e, por outro lado, a necessidade de uniformização das tarifas das MR's e da REN que, na essência consiste na manutenção do princípio de os consumidores das MR's beneficiarem da tarifa da REN, conclui-se que, para a uniformização das tarifas, é necessária a atribuição de um subsídio aos Operadores da MR's, de modo que não sejam prejudicados nas suas operações, sendo, no entanto, necessário estabelecer uma fonte segura para o financiamento dos subsídios para esse grupo de Operadores.

5.1.3. Financiamento da uniformização das tarifas das MR's e da REN

Reconhecendo as dificuldades financeiras enfrentadas pelo GM e, por conseguinte, a limitação na mobilização de recursos de forma contínua e suficientes, para os referidos subsídios, para além de que os fundos dos PC's que apoiam o GM nos programas de electrificação não têm sido com regularidade, em virtude de dependerem das políticas dos respectivos países ou organizações, conclui-se que a melhor fonte de financiamento é o subsídio cruzado entre os consumidores da REN e das MR's.

Conclui-se ainda que o subsídio cruzado, ainda que não esteja formalmente estabelecido, está sendo aplicado no sistema tarifário dos consumidores da REN, os quais, independentemente da sua localização geográfica em relação às fontes de produção, beneficiam da mesma tarifa, ou seja, a tarifa dos consumidores da REN distantes das fontes de produção, deveria incorporar os custos da infra-estrutura eléctrica para o transporte de energia, e conseqüentemente, a sua tarifa seria elevada, pelo que a única forma de beneficiarem da mesma tarifa, é por via do subsídio cruzado, sendo que este princípio pode ser expandido para os consumidores das MR's, cuja tarifa de viabilidade é elevada em relação à da REN.

5.1.4. Operacionalização do financiamento da uniformização das tarifas

Para operacionalizar o subsídio cruzado, conclui-se que a melhor forma é através do recurso ao Artigo 42 da Lei de Electricidade (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2022, p. 1143), preceito por força do qual os Fornecedores de energia devem pagar, de entre outras, a TAU.

Na eventualidade de os Fornecedores não estarem financeiramente aptos para suportar, com os recursos próprios, os custos da TAU, terão de ajustar o preço de venda para a EDM, na proporção do subsídio para as MR's e, por sua vez, a EDM irá repassar o custo ao consumidor final, que será diluído sob a forma de subsídio cruzado, entre os consumidores das REN. Para minimizar o impacto do incremento do preço de venda para a EDM, conclui-se ser necessário um esforço financeiro dos Fornecedores na comparticipação do financiamento dos subsídios às MR's.

Conclui-se que este mecanismo de financiamento dos subsídios e, conseqüentemente, da TAU é vantajoso, pelo facto de ser uma fonte segura, pois os Fornecedores de energia sempre existirão para garantir o fornecimento de energia aos consumidores da REN no âmbito do acesso universal, ou seja, não existe nenhum risco de ausência da fonte de subsídios para viabilizar a sustentabilidade das MR's.

5.1.5. Operacionalização das MR's antes e após a interligação com a REN

Com a implementação dos princípios anteriormente mencionados, conclui-se que as MR's, devem, a partir do primeiro dia da operação comercial, aplicar a tarifa da REN, pois estarão garantidos recursos para o financiamento dos respectivos subsídios, permitindo, desta forma, que os Operadores das MR's não tenham prejuízos, visto que estarão a praticar uma tarifa abaixo daquela que viabiliza a operação. Adicionalmente, esta forma de operar as MR's tem as seguintes vantagens:

(i) Minimizar a insatisfação dos consumidores das MR's

A uniformização das tarifas, permite que não haja diferenças tarifárias entre os consumidores com as mesmas características, pois os consumidores das MR's têm as mesmas características com os da REN nas zonas rurais, ao abrigo dos projectos de electrificação.

Uma eventual diferenciação das tarifas, com as MR's a aplicarem as tarifas de viabilidade económica que são elevadas em relação à REN, traria uma insatisfação dos consumidores das MR's, pois estariam a beneficiar de uma energia de qualidade relativamente baixa em relação à REN, mas com uma tarifa muito elevada. Ademais, os consumidores beneficiários das MR's, no geral, têm um baixo poder de compra, dificultando ainda mais a capacidade de pagamento da energia com uma tarifa elevada.

(ii) Facilidade de interligação das MR's com REN

Como as duas redes (MR's e REN) terão a mesma tarifa, na eventualidade de a REN alcançar a zona das MR's antes do fim da respectiva concessão, para a interligação das duas redes, haverá a necessidade de eventuais compensações aos Operadores das MR's, sendo que a tarifa aplicável aos consumidores não fará parte dos aspectos da negociação, em virtude de ser a mesma nas MR's e na REN.

Adicionalmente, nos seus planos de investimento dos Operadores das MR's, não haverá a necessidade de incluir o sistema de venda de energia, pois poderão utilizar o sistema da EDM, que está amplamente difundido, sujeito a uma negociação dos termos e condições entre as duas partes (EDM e Operadores das MR's). Esta solução tornará ainda mais fácil a interligação com a REN, pois as MR's estarão, desde o início das suas operações, integradas no sistema da REN operado pela EDM.

5.1.6. Estratégia para atrair Investimentos em MR's

Confirmada que a tarifa de viabilidade das MR's é muito superior que a tarifa aplicada aos consumidores das MR's do FUANE, que é a mesma da REN, e que, sob o ponto de vista do tratamento igual aos consumidores, justifica-se que haja um tratamento indiferenciado dos consumidores da REN e dos das MR's. Considerando que a presença de qualquer investidor em qualquer negócio, está sujeita a que o investimento tenha um retorno aceitável e, para o caso das MR's, a tarifa é um factor determinante, a estratégia para atrair investimentos em MR's passa pela manutenção da aplicação da mesma tarifa para os consumidores das MR's e da REN.

Considerando que os investidores das MR's, ao aplicarem a tarifa da REN, que é mais baixa em relação à tarifa de viabilidade e, conseqüentemente, estarão a operar com prejuízos, é necessário atribuir-se um subsídio durante a vigência das suas operações. O financiamento dos subsídios deverá ser através de um mecanismo que assegure recursos financeiros permanentes, para não inviabilizar as operações dos investidores, pelo que se conclui que o subsídio cruzado entre os consumidores da REN e das MR's é a melhor forma de financiamento dos subsídios.

Tendo em conta que o subsídio cruzado implica o ajustamento, em alta, da tarifa dos consumidores da REN, para reduzir o impacto no referido ajustamento tarifário, como parte da estratégia, é necessário que os investidores beneficiem de isenções fiscais na importação dos equipamentos que representam 24.3% do custo. Adicionalmente, ainda como estratégia, é necessária a adopção de taxas de juros bonificadas, para os investimentos em MR's, visto contribuírem na redução da tarifa de viabilidade e, conseqüentemente, no impacto nos subsídios cruzados.

A Lei de Electricidade, através da TAU, que inclui a Taxa de Fornecimento que deve ser paga pelos Fornecedores de energia, foi a melhor forma identificada para o financiamento do subsídio cruzado e, conseqüentemente, da TAU, pois o alcance do acesso universal vai exigir cada vez mais Fornecedores de energia para responder à procura de energia pelos consumidores, pelo que, desta forma, estará assegurada a fonte e, conseqüente, o pagamento da TAU.

5.2. Limitações na elaboração do trabalho

Um dos grandes constrangimentos enfrentado na elaboração deste trabalho foi a obtenção de informação com a qualidade desejada, pelo que, algumas vezes, houve a necessidade de recorrer a entrevistas para obter informação que, em condições normais, deveria ser de domínio público. A tarifa de venda de energia do FUNAE, nas suas MR's, é um dos exemplos que, em condições

normais, deveria estar disponível nas fontes oficiais, mas no presente trabalho, recorreu-se a entrevistas e recibos de compra de energia de alguns dos consumidores do FUNAE.

Não existem relatórios, bases dados ou outras fontes fidedignas com informação consolidada sobre o número de consumidores que beneficiam da energia fornecida pelas MR's do FUNAE e SSD's, que foi um dado fundamental para a elaboração do presente trabalho. Foi igualmente uma limitante as projecções do número de consumidores e MR's, pois os documentos e relatórios oficiais apresentam números muito acima da média dos países africanos com maior penetração de MR's, pelo que houve a necessidade de se estimar um número razoável de MR's a serem implementadas até 2030.

5.3. Propostas para futuros trabalhos

5.3.1. Contribuição do subsídio cruzado no acesso universal

Como abordado ao longo desta dissertação, a sustentabilidade das MR's, que têm uma tarifa alta em relação à da REN, passa pela atribuição de subsídios aos seus Operadores, de forma que possam praticar a tarifa da REN sem prejuízos e, para o financiamento dos subsídios, propôs-se o princípio do subsídio cruzado entre os consumidores das MR's e da REN.

Nos moldes em que está previsto nesta dissertação, o subsídio cruzado beneficia apenas aos consumidores das MR's. No entanto, considerando que o objectivo final é o alcance do acesso universal, é importante estabelecer mecanismos, de forma que os consumidores sem acesso à electricidade, em particular, aqueles cuja base serão os SSD's, sejam também beneficiários do subsídio cruzado.

Neste contexto, propõe-se a elaboração um estudo, com o objectivo de determinar como é que o subsídio cruzado deve abranger aos potenciais consumidores das MR's e dos SSD's, como forma de contribuir para o alcance do acesso universal, pelo que, como parte do estudo, devem-se preparar, com alguma exactidão, as projecções dos consumidores sem acesso à energia, visto que os dados existentes nas Instituições competentes carecerem de algum aferimento.

5.3.2. Compensação da MR's após a interligação com a REN

Os programas de expansão da REN irão, em alguns casos, alcançar os locais com energia a partir das MR's, e a conseqüente interligação entre as duas redes. Para estes casos está prevista a *“interligação à rede eléctrica nacional, com extinção da concessão e transferência total das actividades e das infra-estruturas e instalações eléctricas integrantes da mini-rede para o*

concessionário da rede de distribuição de energia eléctrica ou outra entidade pública a indicar” (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2021).

Propõe-se a elaboração de um estudo que deve, claramente, indicar os termos e condições de compensação às MR's após a interligação com a REN, pois será um elemento determinante para a atracção dos investidores, visto que terão clareza do futuro dos seus investimentos após a interligação com a REN, concorrendo para as acções tendentes ao alcance do acesso universal.

5.3.3. Projecções dos consumidores sem acesso a energia

Durante a elaboração do trabalho constatou-se uma discrepância nos dados do acesso à energia com recurso às MR's. É que os dados existentes apresentam projecções inalcançáveis até 2030. No período da elaboração do trabalho existiam apenas 79 MR's e as projecções indicam que, em 2030, a taxa de acesso a partir das MR's será de 13% e, da explanação anteriormente feita, para a satisfação desta demanda, Moçambique deverá construir cerca de 2000 MR's e, para o mesmo período, África planeia a implementação de 9000 MR's.

Recomenda-se a elaboração de um estudo para avaliar o potencial de consumidores que poderão beneficia-se da energia a partir das MR's até 2030, permitido uma melhor programação na mobilização de recursos financeiros, para a sua implementação, bem como criação de uma base sólida para a participação do SP. Desta forma será possível apurar o diferencial dos consumidores, cuja energia será fornecida pela REN e SSD's e o conseqüente aprimoramento dos planos para a sua materialização.

Referências Bibliográficas

1. AGENBROAD, J., CARLIN, K., ERNET, K. e DOIG, S. **Minigrids in the Money: Six Ways to Reduce Minigrid Costs by 60% for Rural Electrification**. Basalt, Colorado, United States: Rocky Mountain Institute, 2018;
- Agência de Informação de Moçambique. **Obras da Central Eólica de Namaacha arrancam no segundo semestre**. Disponível em: <https://aimnews.org/2024/05/07/obras-da-central-eolica-de-namaacha-arrancam-no-segundo-semester/> Acesso em: 21 Outubro de 2024;
 - AGMDOG. **Indicadores mais usados para viabilidade financeira**. Disponível em: <https://www.agmdoc.com.br/indicadores-mais-usados-para-viabilidade-financeira/>. Acesso em: 25 Setembro 2023;
 - AMADE, Sulemane (Comunicação pessoal. 11 de Agosto 2023);
 - ANTONANZAS-TORRES, F.; ANTONANZAS, J.; BLANCO-FERNANDEZ, J. State-of-the-Art of Mini Grids for Rural Electrification in West Africa. **energies**. Basel, February 2021;
 - AOWENERGY. **Africa wind power holds potential to light up**. Disponível em: <https://aowenergy.com/articles/africas-wind-power-holds-potential-to-light-u>. Acesso em 4 de Junho 2024;
 - ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Electrificação rural em Moçambique: como encontrar as aldeias certas?** Disponível em: <https://www.aler-renovaveis.org/pt/comunicacao/noticias/electrificacao-rural-em-mocambique-como-encontrar-as-aldeias-certas/> Acesso em: 29 Fevereiro 2024;
 - ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Resumo: Renováveis em Moçambique 2022**. Disponível em: <https://www.aler-renovaveis.org/pt/actividades/publicacoes/resumos-de-mercado/resumo-renovaveis-em-mocambique-2022/> Acesso em: 15 Novembro 2023;
 - ASSOCIAÇÃO MOÇAMBICANA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. Disponível em: <https://amer.org.mz/10102/> Acesso em: 26 de Maio 2023;
 - AUTORIDADE REGULADORA DE ENERGIA. **Regulamento Tarifário para Mini-Redes nas Zonas Fora da Rede**. Imprensa Nacional de Moçambique, Maputo, Dezembro 2022;
 - AVENSTON. **History of solar energy prices**. Disponível em: <https://avenston.com/en/articles/pv-cost-history/> . Acesso em: 28 Dezembro 2023;
 - BABAYOMI, O.; OLUBAYO, B.; DENWIGWE, I.; SOMEFUN, T.; ADEDOJA, O.; SOMEFUN, C.; . . . ATTAH, A. (2023). A review of renewable off-grid mini-grids in Sub-Saharan Africa. **Frontiers in Energy Research**. Lausanne, January 2023;
 - BANCO COMERCIAL E DE INVESTIMENTOS. **Lançamento da Linha de Crédito BCI Eco Ambiental**. Disponível em: <https://www.bci.co.mz/bci-lanca-linha-de-credito-eco-ambiental/> Acesso em: 10 Novembro 2023;

- BANCO DE MOÇAMBIQUE. **Taxa de Juro**. Disponível em: <https://www.bancomoc.mz/>. Acesso em: 8 Novembro 2023;
- BARROS, C. **Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos**. Lisboa: Edições Sílabo, 1995;
- BECK, F.; MARTINOT, E. Renewable Energy Policies and Barriers. **ScienceDirect**. Amsterdam, 2004;
- BHATTACHARYYA, R.; GANGULY, A. Cross subsidy removal in electricity pricing in India. **ScienceDirect**. Amsterdam, p. 181-190, Janeiro, 2017;
- BHATTACHARYYA, S. Renewable energies and the poor: niche or nexus?: **ScienceDirect**. Amsterdam. v.34, p.659-663, April, 2006;
- BORDEAUX-RÊGO, R., PAULO, G., SPRITZER, I. e ZOTES, L. **Viabilidade econômico-financeira de projectos**. Rio Janeiro: EDITORA FGV, 2013;
- BRANDT, D. **How Long Do Solar Batteries Last?** Disponível em: <https://greenbuildingelements.com/how-long-do-solar-batteries-last/>. Acesso em: 12 Fevereiro 2023;
- BRASIL ESCOLA. **Energia eólica**. Disponível em: <https://brasilescola.uol.com.br/fisica/energia-eolica.htm>. Acesso em: 23 de Maio 2023;
- CLADCO. **Solar Panel Prices Over Time**. Disponível em: <https://www.cladco.co.uk/blog/post/solar-panel-prices-over-time>. Acesso em: 14 de Outubro 2024;
- COLTHORPE, A. **LFP cell average falls below US\$100/kWh as battery pack prices drop to record low in 2023**. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/lfp-cell-average-falls-below-us100-kwh-as-battery-pack-prices-drop-to-record-low-in-2023/>. Acesso em: 28 Dezembro 2023;
- COZZI, L.; CONTEJEAN, A.; SAMANTAR, J.; DASGUPTA, A.; ROUGET, A.; ARBOLEYA, L. **The Covid-19 crisis is reversing progress on energy access in Africa**. International Energy Agency, 2020;
- CRUZ, K.; RAMOS, F. **Evidências de subsídio cruzado no setor de saneamento básico Nacional e suas consequências**. SciELO, São Paulo, 2015;
- DAY, T. e KURDZIEL, M. The role of renewable energy mini-grids in Kenya's electricity sector. **Ambition to Action**. Cologne. 2019;
- DESHMUKH, R.; CARVALHO, J.; GAMBHIR, A. **Sustainable Development of Renewable Energy Mini-grids for Energy Access: A Framework for Policy Design**. Berkeley, Lawrence Berkeley National Laboratory, March 2013;
- DIAS, I. **Algumas Observações Sobre a Margem de Contribuição**. São Paulo: Editora da FGV, 1992;

- ECONOMIC CONSULTING ASSOCIATES. **Benchmarking Africa's Minigrids**. Africa Minigrid Developers Association. 2020;
- EHSANUL, K., KIM, K. e SZULEJKO, J. Social Impacts of Solar Home Systems in Rural Areas: A Case Study in Bangladesh. **Energies**. Basel. 2017;
- ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE. **História dos 30 Anos da Electricidade de Moçambique**. Elográfico. Maputo. 2011;
- ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE. **Manual de Caracterização da Rede de Transporte**. Maputo, 2017;
- ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE. **Relatório Anual de Estatística - 2012**. Maputo, 2013;
- ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE. **Relatório Anual de Estatística - 2023**. Maputo, 2024;
- ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE. **Relatório e Contas 2023**. Maputo, 2024;
- ENERGIA PARA TODOS. **Energia para todos**. Disponível em: <https://energiaparatodos.co.mz/>. Acesso em: 23 de Abril 2024;
- ENERGY SAGE. **How long do solar panels last?** Disponível em: <https://www.energysage.com/solar/how-long-do-solar-panels-last/>. Acesso em: 6 Junho 2024;
- ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. **Energy Storage for Mini Grids**. Washington. 2023;
- ENGENHARIA. **Países líderes em energia solar**. Disponível em: <https://engenharia360.com/paises-lideres-em-energia-solar/>. Acesso em: 23 de Maio 2023;
- EV WIND. Disponível em: <https://www.evwind.es/2024/04/14/the-largest-photovoltaic-plant-in-the-world-in-india-bhadla-solar-park-has-2245-mw-10-million-solar-panels-and-occupies-an-area-of-5-thousand-hectares/97841>. Acesso em 23 de Agosto 2024;
- FILHO, J., e CURY, M. **Análise de projectos de investimento**. EDITORA FGV Rio de Janeiro. 2018;
- FUNDO DE ENERGIA. **Desempenho do Sector Fora da Rede**. Maputo, Dezembro 2022;
- GLOBAL WIND ATLAS. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en>. Acesso em 20 de Junho 2023;
- GIMO, Abílio (Comunicação pessoal. 9 de Dezembro, 2024);
- GITMAN, L. e ZUTTER, C. **Principles of Managerial Finance**, Harlow, Pearson Education Limited, 2015
- GOAL SOLAR. **What is the Life Expectancy of a Solar Inverter?** Disponível em: <https://www.goalsolar.com.au/what-is-the-life-expectancy-of-a-solar-inverter/>. Acesso em: 21 Setembro 2024;

- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Decreto No. 51/2018 Altera e Republica o Regulamento do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 31 de Agosto 2018;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Decreto No. 72/2013 - Aprova o Regime de Amortizações.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 23 Dezembro 2013;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Lei No. 11/2017 - Lei que cria a Autoridade Reguladora de Energia.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 2017;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Lei No. 12/2022 - Lei de Electricidade.** Maputo: Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 11 de Julho 2022;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Lei No. 27/2022 que Aprova o texto da Pauta Aduaneira e as respectivas Instruções Preliminares.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 29 de Dezembro 2022;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Plano de Electrificação das Zonas Fora da Rede.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 14 de Dezembro 2023;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Regulamento de Acesso à Energia nas Zonas Fora da Rede.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 10 de Dezembro 2021;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Resolução No. 24/2000 que aprova a Estratégia de Energia.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 2000;
- GOVERNO DE MOÇAMBIQUE. **Resolução No. 49/2018 que aprova a Estratégia Nacional de Electrificação 2018-2030.** Imprensa Nacional de Moçambique. Maputo, 31 de Dezembro 2018;
- IEA. **Africa Energy Outlook 2022.** Disponível em: <https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022/key-findings>. Acesso em: 19 de Setembro de 2024;
- IFC. **Investors Forecast Bright Future for Mini-Grids in Africa.** Disponível em: <https://www.ifc.org/en/stories/2020/africa-mini-grids>. Acesso em 4 de Junho 2024;
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA. **Inquérito sobre Orçamento Familiar – IOF 2019/20.** Maputo, Setembro 2021;
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA. Disponível em: <http://www.ine.gov.mz/>. Acesso em: 21 de Outubro 2022;
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA. Disponível em: <https://www.ine.gov.mz/web/guest/censo-2017>. Acesso em: 14 de Novembro 2023;
- IRENA. **Pay as you go Models.** Abu Dhabi. 2020;
- IRENA. **Renewable Energy Market Analysis.** Abu Dhabi. 2022;
- KARATAIRI, E. **Improving the efficiency of concentrating solar power systems.** MRS Bulletin, pp. 920-921. 10 de Dezembro 2018;

- LI, F; WANG, W.; YI, Z. Cross-Subsidies and Government Transfers: Impacts on Electricity Service Quality in Colombia: Evidence from rural Sierra Leone. **Sustainability**. Switzerland, April 2018;
- LIMA, F. **Viabilidade Económica e Financeira de Projectos**. Editora FERP. Rio de Janeiro, 2019;
- LIU, Y.; BAH, Z. Enabling development impact of solar mini-grids through the community engagement: Evidence from rural Sierra Leone. **ScienceDirect**. Amsterdam v.154, July 2021;
- LORENZET, L. **Análise de Viabilidade de Investimento de uma Empresa do Ramo de Distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC)**. Monografia apresentada como requisito para a obtenção do Grau de Bacharel em Ciências Contábeis, Universidade de Caxias do Sul, Caixas do Sul, 2013;
- LUXPOWER. **How Long do Solar Inverters Last?** Disponível em: <https://luxpowertek.com/blog/how-long-do-solar-inverters-last>. Acesso em: 12 Fevereiro 2023;
- MAGALHÃES, Joaquim (Comunicação pessoal. 15 de Julho, 2023);
- MANSO de SOUSA, Adérito. (Comunicação pessoal. 26 de Outubro, 2024);
- MCNAMARA, M., PLUTSHACK, V., PHILLIPS, J. e POINDEXTER, N. **Can Time-of-Use Tariffs Increase the Financial Viability of Mini-Grids?** Nicholas Institute for Environmental Policy. Durham. 2022;
- MINISTÉRIO DE ENERGIA. **Atlas das Energias Renováveis de Moçambique**. Creative Minds. Maputo. 2014;
- MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS E ENERGIA. **Projecto de Energia para Todos**. Maputo, 2019;
- MOTTA, R. e CALÔBA, G. **Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais**. Atlas. São Paulo. 2002;
- MUENDANE, Cardoso (Comunicação pessoal, 14 Agosto, 2023);
- MUNHEQUETE, B. **Análise do Impacto das Mini-Redes de Geração Fotovoltaica á luz do Programa Energia para Todos até 2030 Caso de Estudo: FUNDO DE ENERGIA**. Dissertação apresentada para obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão de Energias Renováveis na Universidade Técnica de Moçambique. Maputo, 2022;
- NET ZERO ENERGY BUILDINGS. Disponível em: <https://nzebnew.pivotaldesign.biz/knowledge-centre/renewable-energy/wind/> Acesso em: 25 de Maio 2023;
- NORFUND. Disponível em: <https://www.norfund.no/central-solar-de-mocuba-2/> Acesso em: 24 de Maio 2023;

- ODARMO, L., SAWE, E., SAWI, M., KATYENGA, M. e LEE, A. **Accelerating mini-grid deployment in sub-Saharan Africa: lessons from Tanzania**. World Resources Institute. Washington. 2017;
- OUR WORLD IN DATA. **Electricity Mix**. Disponível em: <https://ourworldindata.org/electricity-mix>. Acesso em: 13 de Outubro 2024;
- OUR WORLD IN DATA. **Solar (photovoltaic) panel prices**. Disponível em: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>. Acesso em 28 Dezembro 2023;
- OUR WORLD IN DATA. **The price of batteries has declined by 97% in the last three decades**. Disponível em: <https://ourworldindata.org/battery-price-decline>. Acesso em 28 Dezembro 2023;
- PETERS, J.; SIEVERT, M. e TOMAN, M. **Rural electrification through mini-grids: Challenges ahead**. Ruhr Economic Papers. Essen. 2018;
- PHADKE, A., JACOBSON, A., PARK, W., LEE, G., ALSTONE, P. e KHARE, A. **Powering a Home with Just 25 Watts of Solar PV: Super-Efficient Appliances Can Enable Expanded Off-Grid Energy Service Using Small Solar Power Systems**. Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley. 2015;
- POWER TECHNOLOGY. **The biggest solar projects in Africa**. Disponível em: <https://www.power-technology.com/features/the-biggest-solar-projects-in-africa/?cf-view>. Acesso em: 6 de Março 2024;
- REBER, T.; BOOTH, S.; CUTLER, D.; LI, X.; SALASVICH, J. **Tariff Considerations for Micro-Grids in Sub-Saharan Africa**. USAID. National Renewable Energy Laboratory. Denver, February 2018;
- RENEWABLES FIRST. Disponível em: <https://renewablesfirst.co.uk/renewable-energy-technologies/windpower/windpower-learning-centre/wind-turbine-fundamentals/>. Acesso em 7 de Março 2024;
- RITCHIE, H. The price of batteries has declined by 97% in the last three decades. Disponível em: <https://ourworldindata.org/battery-price-decline>. Acesso em: 28 Dezembro 2023;
- SABORIT, I., HAYEK, N., VISWANATHAN, B., ANAGBAH, M., GRSIC, M., CLAYDON, N., . . . BARRADAS, A. **State of The Global Mini-grids Market 2024**. Sustainable Energy for All. Vienna. 2024;
- SAUR ENERGY. Disponível em: <https://www.saurenergy.com/solar-energy-articles/rural-electrification-in-india-under-prime-minister-narendra-modi>. Acesso em: 11 de Fevereiro 2023;
- SCHULTE, J.; FIGGENER, J.; WOERNER, P.; BROERING, H.; SAUER, D. Forecast-based charging strategy to prolong the lifetime of lithium-ion batteries in standalone PV battery systems in Sub-Saharan Africa. **ScienceDirect**. Amsterdam. v.258, p.130-142, July 2023;
- SMITH, Somercha (Comunicação pessoal. 1 de Junho, 2023);

- SOARES, I., MOREIRA, J., PINHO, C. e COUTO, J. **Decisões de Investimento**. Edições Sílabo. Lisboa. 2015;
- SOLAR REVIEWS. **How long do solar panels actually last?** Disponível em: <https://www.solarreviews.com/blog/how-long-do-solar-panels-last>. Acesso em: 6 Junho 2024;
- SOLAR.COM. **How Long Does a Solar Battery Last?** Disponível em: <https://www.solar.com/learn/how-long-does-a-solar-battery-last/>. Acesso em: 19 Setembro 2024;
- SONI, R.; KAWAHARA, T.; KIM, J.; VASDEV, A.; GOMBER, V.; STUBBE, R.; . . . WILSHIRE, M. **Global Mini-grids Market Report 2020**. Bloomberg Finance L.P. California, 2020;
- SOUZA, A. e CLEMENTE, A. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos**. Atlas. São Paulo. 2012;
- STATISTA. **Leading countries in solar energy capacity in Africa 2023**. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1278125/leading-countries-in-solar-energy-capacity-in-africa/>. Acesso em: 6 de Março de 2024;
- SUNFINE SOLUTIONS. Disponível em: <https://www.sunfire.co.za/product/home-solar-system/>. Acesso em: 13 de Setembro de 2022;
- SUNRUN. Disponível em: <https://www.sunrun.com/go-solar-center/solar-articles/how-long-do-solar-panels-really-last>. Acesso em 6: de Junho de 2024;
- TENENBAUM, B.; GREACEN, C.; VAGHELA, D. (2018). **Mini Grids and the Arrival of the Main Grid: Lessons from Cambodia, Sri Lanka, and Indonesia**. Energy Sector Management Assistance Program. Washington, 2018;
- TENENBAUM, B.; GREACEN, C.; SIYAMBALAPITIYA, T; KNUCKLES, J. (2014). **Mini How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa**. World Bank. Washington, 2014;
- TRADING ECONOMICS. **Moçambique - Taxa De Juro**. Disponível em: <https://pt.tradingeconomics.com/mozambique/interest-rate>. Acesso em: 8 Novembro 2022;
- UAMUSSE, Edson (Comunicação pessoal. 20 de Junho, 2024);
- UN. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals/goal7>. Acesso em: 26 de Julho de 2023;
- UNPD. **The Africa Minigrids Program (AMP) is UNDP's most ambitious energy access program to date**. United Nations Development Programme. Disponível em: <https://www.undp.org/energy/our-flagship-initiatives/africa-minigrids-program>. Acesso em: 16 de Junho 2023;
- UTCHAVO, Olga (Comunicação pessoal. 28 de Agosto, 2024);
- WORLD BANK. **Mini Grid Deployment for Half a Billion People**. Energy Sector Management Assistance Program. Washington, 2022;

- **WORLD BANK. New Partnership Aims to Connect 300 Million to Electricity by 2030.** Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2024/04/17/new-partnership-aims-to-connect-300-million-to-electricity-by-2030>. Acesso em 21 Setembro 2024;
- **WORLD BANK. Solar Mini Grids Could Power Half a Billion People by 2030 – if Action is Taken Now.** Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/09/27/solar-mini-grids-could-power-half-a-billion-people-by-2030-if-action-is-taken-now>. Acesso em: 24 Maio 2024;
- YUM, Carlos. (Comunicação pessoal. 10 de Dezembro, 2024);

Anexos

Anexo - A: Isenções fiscais dos equipamentos das MR's

Os projectos de electrificação, através da expansão da REN, têm beneficiado de isenções fiscais na importação dos equipamentos, pelo que, considerando que as MR's, à semelhança dos projectos de electrificação, visam expandir o acesso à energia, justifica-se que também tenham isenções fiscais na importação dos equipamentos.

Neste contexto, para o apuramento das isenções fiscais, identificaram-se os componentes e equipamentos para a construção das MR's que devem ser importados. Seguidamente, de acordo com o Governo de Moçambique (2022), que regula a Pauta Aduaneira, em função da posição pautal, apurou-se a respectiva taxa aplicável para os direitos aduaneiros, bem como o Imposto sobre Valor Acrescentado (IVA), como se indica na Tabela A1 abaixo.

Componentes e equipamentos da Mini-Rede	Código Pautal	Direitos aduaneiros	IVA
Paineis Solares	85414300	7.5%	16.0%
Baterias para Armazenamento de energia	85078000	7.5%	16.0%
Inversores de corrente contínua para corrente alterna	85044000	5.0%	16.0%
Cabos electricos para a rede de baixa tensão	73129000	7.5%	16.0%
Condutores Eléctricos	85441900	7.5%	16.0%
Isoladores para os condutores	85469000	7.5%	16.0%
Postes de Energia	44183000	7.5%	16.0%
Contadores de Energia	90283000	7.5%	16.0%

Tabela A1: Código Pautal e obrigações fiscais dos equipamentos das MR's

Fonte: (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2022)

O cálculo das obrigações fiscais contempla os direitos aduaneiros e o IVA, sendo que os direitos aduaneiros incidem sobre o custo do bem importado. Por exemplo, como se pode observar na Tabela A2 abaixo, se um determinado bem tiver custado 100 MT e a taxa dos direitos aduaneiros for de 7.5%, então o custo, incluindo os direitos será de 107.5 MT (GIMO, 2024). Ainda de acordo com Gimo (2024), sobre os 107.5 MT, incide o IVA que, em Moçambique, é de 16%, pelo que o custo total, incluindo o IVA, será de 124.7 MT, representando um incremento no custo final do bem em referência de 24.7% ,que é o valor que não é pago em caso de isenções fiscais.

Componentes e equipamentos da Mini-Rede	Custo dos componentes e equipamentos [MT]			Peso das Obrigações Fiscais
	Unitário	Incluindo os Direitos Aduaneiros	Incluindo IVA	
Painéis Solares	100	107.5	124.7	24.7%
Baterias para Armazenamento de energia	100	107.5	124.7	24.7%
Inversores de corrente contínua para corrente alterna	100	105.0	121.8	21.8%
Cabos electricos para a rede de baixa tensão	100	107.5	124.7	24.7%
Condutores Eléctricos	100	107.5	124.7	24.7%
Isoladores para os condutores	100	107.5	124.7	24.7%
Postes de Energia	100	107.5	124.7	24.7%
Contadores de Energia	100	107.5	124.7	24.7%
Média das obrigações fiscais				24.3%

Tabela A2: Metodologia do apuramento das isenções fiscais para as MR's

Com base na taxa aplicável para os direitos aduaneiros e IVA, como indicado na Tabela A2, calculou-se o peso das obrigações fiscais de cada um dos componentes e equipamentos MR's para seguidamente, calcular-se média das obrigações fiscais de todos componentes e equipamentos das MR's, que se situa nos 24.3%. Assim sendo, na análise de sensibilidade do cálculo da viabilidade das MR's será utilizada a taxa de 24.3% para as isenções fiscais.

Anexo - B: Impacto dos preços dos equipamentos na tarifa da Mini-Redes

O custo dos equipamentos, tais com PS's, baterias, inversores e rede de distribuição tem grande impacto no custo total da implementação das Mini-redes (MR's) e, de acordo com Economic Consulting Associates (2020), num estudo realizado em 12 Países da África, a média dos custos dos equipamentos acima indicados é da ordem dos 45% do total dos custos para a construção de uma MR.

Tem se observado que os custos dos equipamentos em referência, nos últimos anos, com a evolução tecnológica têm estado a registar uma redução substancial e, segundo Our World in Data (2023), nos primórdios da tecnologia solar, em 1975, a média mundial dos preços dos PS's era de 125.82, tendo passado para 2.32 USD/W, em 2010. Os dados recentes, referentes a 2022, indicam preços dos PS's na ordem dos 0.26 USD/W, pelo que, entre 2010 e 2022, os custos reduziram em média cerca de 17% por ano.

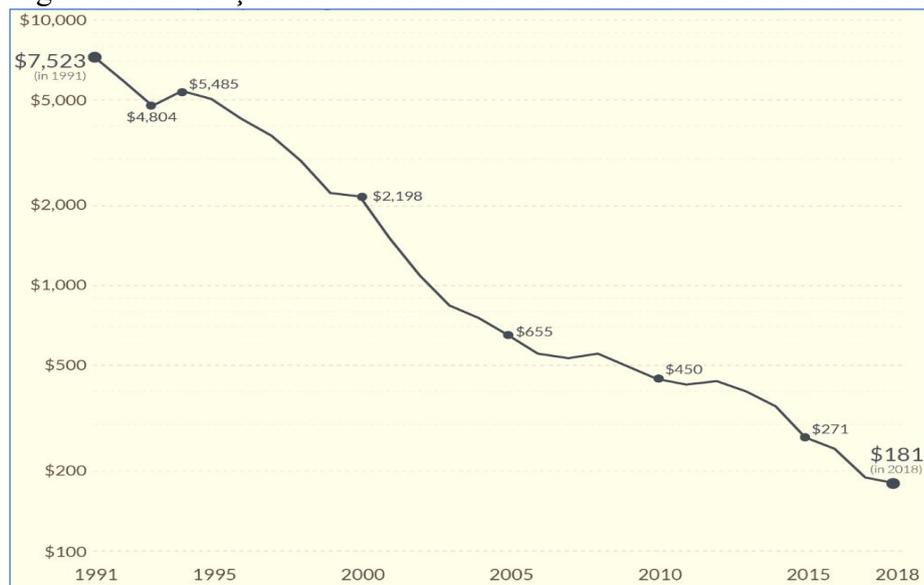
Por sua vez, Avenston (2023) afirma que, em 1975, os PS's custavam cerca de 115.3 USD/W e, em 2010 (35 anos mais tarde), o custo baixou para 2.15 USD/W. Os dados de 2021, indicam que o custo baixou ainda mais, situando-se nos 0.27 USD/W e representando uma redução significativa de quase 90%, nos últimos 10 anos, ou seja, entre 2010 e 2021, a redução dos custos foi também na ordem dos 17% por ano.

O preço das baterias da tecnologia de lítio baixou 97%, nas últimas três décadas, pois, uma bateria de 1kWh, que custava 7500 USD, em 1991, em 2018 (cerca de 20 anos mais tarde), a mesma bateria passou a custar apenas 181 USD, o que representa uma redução de 41 vezes, correspondendo a uma redução em média de 13% ao ano. O que é promissor é o facto de os preços continuarem a baixar acentuadamente, tendo o custo caído para cerca de metade, entre 2014 e 2018 (RITCHIE, 2023).

Segundo Colthorpe (2023), os preços das baterias reduziram, em média, cerca de 14% em relação aos níveis de 2022, atingindo um mínimo histórico de US139/kWh, em 2023. Esta redução foi impulsionada pela dinâmica da queda dos preços das matérias-primas e dos componentes e pelo aumento da capacidade de produção, face à crescente procura.

Com base nos dados acima indicados, constata-se que a redução, nos últimos 20 anos dos preços dos sistemas relevantes para o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos incluindo as MR's, é da ordem de 13 a 17% e espera-se similar tendência nos próximos anos.

Figura B1: Evolução dos custos das Baterias dos sistemas fotovoltaicos



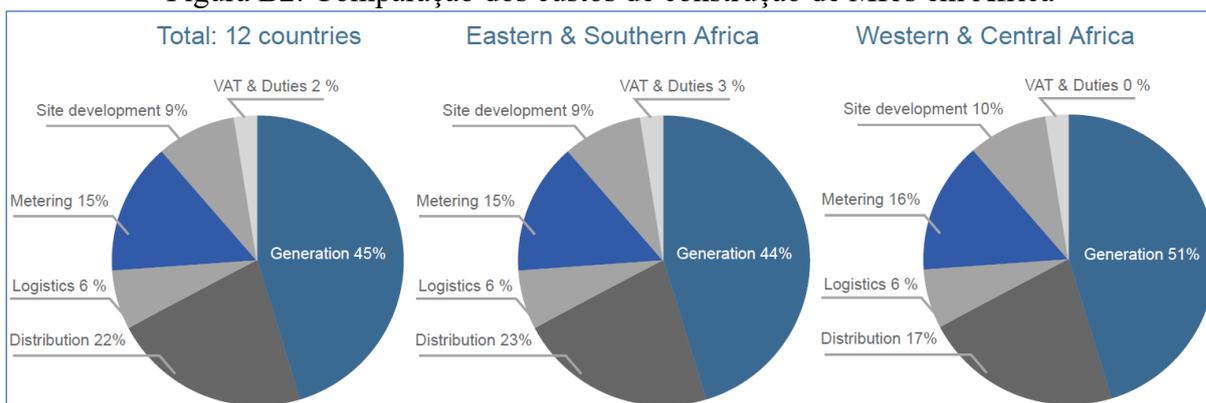
Fonte: (RITCHIE, 2023)

Para o presente trabalho, no que se refere aos custos dos PS's, inversores e baterias, vai-se assumir que a redução dos preços será de 15% ao ano, durante o período da análise, que é até 2030. No entanto, quanto aos restantes custos, tais como taxas aduaneiras, impostos, custos de desenvolvimento, logística, equipamentos de medição e rede de distribuição de energia, entre outros, os custos associados, serão considerados constantes, pois entende-se que a sua variação é mínima.

Com base nestes pressupostos, deve-se determinar o impacto da redução dos custos dos equipamentos acima indicados nos custos totais de construção das MR's que, por sua vez, terão impacto na tarifa de venda ao consumidor final e, para o efeito, esta análise será feita tomando como base os Economic Consulting Associates (2020), em que se indicam as diferentes componentes dos custos para a construção de MR's em África, com destaque para *Eastern & Southern Africa* onde se localiza Moçambique.

Assumido as percentagens da Figura B2, que compara os custos de construção de MR's em África, para a região *Eastern & Southern Africa*, tomando como exemplo uma MR com um investimento de 78 MMT, a componente de produção de energia (PS's, inversores e as baterias), o que representa 44% do total, é equivalente a 34.5 MMT, enquanto a componente de distribuição e os equipamentos de medição têm um custo de 20 MMT, equivalentes a 38%. A parte remanescente refere-se a outras componentes, tais como, Logística, Impostos e outros custos para a implementação do projecto. Os detalhes dos custos, apresentam-se na Figura B2.

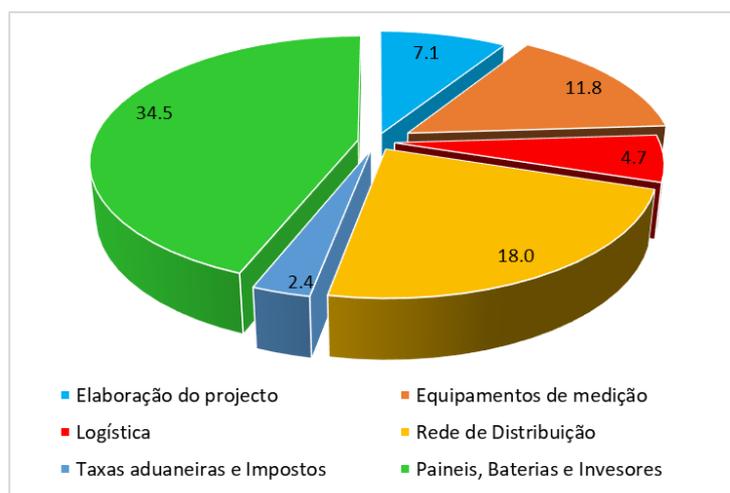
Figura B2: Comparação dos custos de construção de MR's em África



Fonte: (ECONOMIC CONSULTING ASSOCIATES, 2020)

Tomando com exemplo uma MR, cujo investimento é de 78 MMT, assumindo as percentagens dos custos de construção de MR's do *Eastern & Southern Africa* (ECONOMIC CONSULTING ASSOCIATES, 2020), o custo de cada uma das componentes indica-se na Figura B3.

Figura B3: Composição dos custos de uma MR em MMT



Fonte: Adaptado de (ECONOMIC CONSULTING ASSOCIATES, 2020)

Para uma MR com um investimento de 78 MMT, com referência em 2023, o custo dos PS's, inversores e baterias, com um peso de 44%, equivale a 34.5 MMT. Assumido uma redução média anual de 15% dos custos desta componente, em 2024, o custo passaria para 29.3 MMT e, mais tarde, em 2030, o custo estará na ordem dos 11.1 MMT. A projecção dos custos até 2030, no pressuposto de que somente os custos dos PS's, inversores e baterias é que registam uma redução de 15% ao ano e os restantes são constantes, indica-se na Tabela B1 abaixo.

Como se pode constatar na Tabela B1, uma MR de 78 milhões de MT, em 2023, a redução de 15% ao ano do custo dos PS's, inversores e baterias, em 2024, contribui com 6.6% da redução do custo total da MR, na condição de se manterem constantes os restantes custos, como indicado anteriormente e mantendo o raciocínio, a redução dos custos de construção de uma MR entre 2023 e 2030, será na ordem dos 5%.

Tabela B1: Projecção dos custos de uma MR [MUSD]

Componente	Anos							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Elaboração do projecto	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
Equipamentos de medição	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8
Logística	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Rede de Distribuição	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Taxas aduaneiras e Impostos	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Paineis, Baterias e Inversores	34.5	29.33	24.93	21.19	18.01	15.31	13.01	11.06
TOTAL	78.42	73.24	68.84	65.11	61.93	59.23	56.93	54.98
Varição		-6.6%	-6.0%	-5.4%	-4.9%	-4.4%	-3.9%	-3.4%
Varição média	-4.9%							

Concluindo, considerando que a redução dos custos da construção das MR's terá impacto na redução da tarifa, para o presente trabalho será considerada uma redução média anual da tarifa das MR's de 5%, que corresponde à redução dos custos da respectiva construção.

Anexo - C: Número de Consumidores das Mini-Redes em Moçambique

Um dos dados importantes para este trabalho é a validação do número de consumidores que serão servidos pelas Mini-redes (MR's) até 2030. Com efeito, segundo Governo De Moçambique (2023) e Associação Lusófona De Energias Renováveis (2023), em 2030, 13% da população de Moçambique, correspondente a cerca de 5 milhões de pessoas (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA, 2023), terá acesso à energia com recurso a MR's, sendo que esta cifra é equivalente à aproximadamente um milhão de consumidores ou agregados familiares. Ainda de acordo com as mesmas fontes, a REN e os SSD deverão fornecer energia a 68 e 19% da população moçambicana em 2030.

Tabela C1: Consumidores e População com acesso a energia em 2030

Categoria	População	Consumidores	Peso
REN	26,308,589	5,261,718	68%
MR's	5,029,583	1,005,917	13%
SSD	7,350,929	1,470,186	19%
Total	38,689,102	7,737,820	100%

Fonte: Adaptado de (ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2023)

Para o mesmo período, a REN irá contribuir com 68% da taxa de acesso que, em termos de consumidores, representa 5.2 milhões, o que é equivalente a cerca de 26.8 milhões de pessoas (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA, 2023). A contribuição dos SSD, por sua vez, será de 19% da taxa de acesso, que corresponde a 7.4 milhões de pessoas, o equivalente a 1.5 milhões de agregados familiares ou consumidores.

Considerando 1 milhão de consumidores das MR's, em 2030, pode-se calcular o número de MR's necessárias para responder à demanda, pelo que, assumindo que as MR's de 100kW têm capacidade de fornecer energia a aproximadamente 500 consumidores (UAMUSSE, 2024), conclui-se que para 1 milhão de consumidores, serão necessárias cerca 2000 MR's, para satisfazer a demanda.

Este dado carece de algum aferimento pois, de acordo com World Bank (2022), no Relatório publicado em 2022, África tinha 3174 MR's, enquanto em Moçambique, para o mesmo período em análise, existiam 79 MR's, correspondente a 2.5% das MR's existentes em África. Ainda de acordo com World Bank (2022), para o alcance do Acesso Universal em 2030, estão

planeadas cerca de 9000 MR's em África e, por seu lado, Moçambique assumindo 1 milhão de consumidores, para o que serão necessárias cerca de 2000 MR's para o mesmo período.

A quantidade de MR's necessárias para o acesso universal em Moçambique corresponde a cerca de 22% das MR's planeadas para África, cifra que é extremamente alta para a sua implementação. Ademais, na lista mundial dos com maior número de MR's planeadas, no continente africano é liderada pela Nigéria, Tanzânia, Senegal e Etiópia com 2700, 1500, 1200 e 600 MR's, respectivamente (WORLD BANK, 2022), o que vem a fortificar o facto de o número de MR's para Moçambique ser extremamente alto.

De acordo com Governo De Moçambique (2023), que aprova o Plano de Electrificação das Zonas Fora da Rede que, dentre outros, identifica as áreas com potencial para a construção de MR's a serem exploradas em regime de concessão, foram identificados 165 Povoados em 7 províncias com potencialidade de instalação de MR's, representando uma média de cerca de 24 MR's por província.

A identificação dos povoados acima indicados, segundo Uamusse (2024), envolveu técnicos do FUNAE, bem como dos Serviços Provinciais de Infra-estruturas, que têm conhecimento aprimorado dos Distritos e Povoados identificados, pelo que é de se esperar que a informação providenciada tenha a qualidade desejada. Contudo, o levantamento dos Povoados exclui 3 províncias, nomeadamente, Inhambane, Gaza e Maputo, importando realçar a Cidade de Maputo, que detêm estatuto de Província e não faz e nem fará parte do levantamento, por ser de uma área urbana, com uma taxa de acesso a electricidade de 99.97% (GOVERNO DE MOÇAMBIQUE, 2023).

Assumindo a média de 24 MR's por província, se se incluir as províncias em falta (Inhambane, Gaza e Maputo), totalizando 10 províncias, estima-se um total de 240 locais com potencialidade de construção de MR's. No entanto, tratando-se de uma estimativa de forma muito conservadora, assumiu-se uma margem de erro de cerca 100%, pelo que o número de Povoados para a construção de MR's passou para 500 Povoados.

Considerando as MR's de 100kW, que têm capacidade de fornecer energia a 500 consumidores, as 500MR's deverão fornecer energia a aproximadamente 250 mil consumidores, o equivalente a cerca de 1.25 milhões de beneficiários, representando cerca 3.2% da taxa de acesso em 2030, com base em MR's. No entanto, é necessário ajustar-se a taxa de acesso pois, se inicialmente

as MR's deveriam fornecer 1 milhão de consumidores, com o ajustamento para 250 mil consumidores, deve-se realocar os remanescentes 750 mil consumidores.

Foram considerados dois cenários, sendo o primeiro assumir que os 750 mil consumidores passariam para a REN, passando a taxa de acesso da REN a ser 77.8%, mantendo-se os 19 e os 3.2% da taxa de acesso dos SSD e das MR's, respectivamente, como se indica na Tabela C2.

Tabela C2: População e Consumidores com acesso a energia em 2030

Categoria	População	Consumidores	Peso
REN	30,088,173	6,017,635	77.8%
MR's	1,250,000	250,000	3.2%
SSD	7,350,929	1,470,186	19.0%
Total	38,689,102	7,737,820	100%

Fonte: Adaptado de (ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2023)

No segundo cenário, metade dos 750 mil consumidores passaram para a REN e a parte remanescente passou para os SSD, pelo que a taxa de acesso passou a ser 87.3 e 9.5% para a REN e SSD, respectivamente, mantendo-se os 3.2% das MR's como se indica na Tabela C3.

Tabela C3: Ajustamento dos Consumidores com acesso a energia em 2030

Categoria	População	Consumidores	Peso
REN	33,763,637	6,752,727	87.3%
MR's	1,250,000	250,000	3.2%
SSD	3,675,465	735,093	9.5%
Total	38,689,102	7,737,820	100%

Fonte: Adaptado de (ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2023)

Ao se ajustar o número de consumidores das MR's que, na essência, consistiu na redução de cerca de 1 milhão para 250 mil consumidores, o fornecimento de energia para os 750 mil consumidores, que constituem a diferença, é muito provável que seja repartido pela REN e os SSD's, pelo que, para as análises subsequentes, será assumido o cenário da Tabela C3, onde a repartição dos consumidores é por igual.

À 31 de Dezembro de 2023, existiam cerca de 3.22 milhões de consumidores, sendo 3.20 milhões da REN (ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE, 2023), 7 419 das MR's, incluindo os do Operador Privado em Maqueze (UAMUSSE, 2024), e 412 mil dos SSD's (ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2024). Para avaliar o esforço

necessário para o acesso universal, na Tabela C4, apresenta-se o resumo dos consumidores em 2023 e 2030.

Resumidamente, a contribuição das MR's no acesso universal será de 3.2%, correspondendo a 250 mil consumidores, que é equivalente a 1.25 milhões de beneficiários e, para o efeito, serão necessárias 500 MR's com uma potência de 100kW, com a capacidade de fornecer energia a cerca de 500 consumidores por MR

Tabela C4: Consumidores com acesso a energia em 2023 e 2030

Categoria	Anos			
	2023		2030	
	Consumidores	Peso	Consumidores	Peso
REN	3 208 749	88.4%	6,752,727	87.3%
MR's	7 419	0.2%	250,000	3.2%
SSD	412 000	11.4%	735,093	9.5%
Total	3 628 168	100%	7,737,820	100%