



**Isata Teixeira  
Lemba**

**PLANEAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
NAMIBE (ANGOLA): a inserção das energias  
renováveis na busca de um mix energético  
sustentável**



**Isata Teixeira  
Lemba**

**PLANEAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
NAMIBE (ANGOLA): a inserção das energias  
renováveis na busca de um mix energético  
sustentável**

Tese apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutor em Sistemas Energéticos e Alterações Climáticas, realizada sob a orientação científica da Doutora Marta Alexandra da Costa Ferreira Dias, Professora Auxiliar do Departamento de Economia, Gestão, Engenharia Industrial e Turismo da Universidade de Aveiro, e da Doutora Margarita Matias Robaina, Professora Auxiliar do Departamento de Economia, Gestão, Engenharia Industrial e Turismo da Universidade de Aveiro.

Dedico este trabalho ao meu Irmão (Domingos), à minha Mãe (Joana) e ao meu Pai (Teixeira), todos *in memoriam*.

Os meus guias imortais...!

## **o júri**

presidente

**Prof. Doutor Armando da Costa Duarte**  
professor catedrático da Universidade de Aveiro

**Prof. Doutor Nuno Miguel dos Santos Carvalho Figueiredo**  
investigador da Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra

**Prof. Doutor José Villar**  
investigador sénior do INESC TEC - Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores,  
Tecnologia e Ciência

**Prof. Doutora Mónica Alexandra Vilar Ribeiro de Meireles**  
professora auxiliar do ISCTE - Instituto Universitário de Lisboa

**Prof. Doutor Joaquim José Borges Gouveia**  
professor catedrático convidado aposentado da Universidade de Aveiro

**Prof. Doutora Marta Alexandra da Costa Ferreira Dias**  
professora auxiliar da Universidade de Aveiro

## **agradecimentos**

A todos aqueles que acreditaram em mim e não se cansaram de me apoiar nesta odisséia, o meu muito obrigado! Agradeço a Deus pelo dom da vida. Aos meus irmãos, amigos, família, muito obrigado. Um agradecimento especial à minha querida esposa (Isabel), meu amor, minha companheira, por ser o meu suporte seguro, muitíssimo obrigado. Igualmente, o meu muito obrigado para as minhas prezadas filhas (Atasy, Bendy, Joana, Joasifânia), meus grandes amores, pela força e energia positiva transmitida. E ao meu sobrinho (Fonseca) e cunhado (Morais), muito obrigado por tudo.

Ao Professor Doutor Joaquim Borges Gouveia, por ter sido fundamental na compreensão dos desígnios deste trabalho e ter sido o primeiro orientador, igualmente para a Professora Doutora Alexandra Monteiro, pela coorientação inicial, muito obrigado. De igual modo, estendo os meus agradecimentos à Professora Doutora Paula Ferreira pelas ideias debatidas na fase inicial da tese.

Às minhas Orientadoras Professoras Doutoras Marta Ferreira Dias e Margarita Robaina, por terem sido uma equipa fundamental, coesa, decisiva e motivadora. Nos momentos mais conturbados mostraram-me a porta de saída e o caminho seguro para seguir em frente. O meu muito obrigado.

Ao Instituto Nacional de Gestão de Bolsas de Estudos de Angola (INAGBE), pelo apoio financeiro nos primeiros anos da formação, o que não deixo de agradecer. Igualmente agradeço ao pessoal da ENDE-EP, PRODEL-EP (Centrais do Xitoto e Aeroporto) e ao chefe do extinto Departamento Provincial da Energia e Águas do Namibe (Eng.º Nilton), pela disponibilidade de dados.

À direção da Escola Superior Politécnica do Namibe, e à Reitoria da Universidade Mandume Ya Ndemufayo, pela autorização concedida para a formação, muito obrigado.

## palavras-chave

Fontes de energias renováveis, energia elétrica, política energética.

## resumo

O desenvolvimento socioeconómico de qualquer região requer a utilização de energia elétrica para o funcionamento dos diversos setores da economia. Por vezes a energia é escassa, não apenas por falta de recursos energéticos, mas igualmente porque a política energética não é adequada ou é inexistente.

O setor da energia de Angola e da província do Namibe (Angola), em particular, enfrenta muitas dificuldades no atendimento das necessidades energéticas à sua população. A produção é reduzida, no entanto, possui alguns recursos energéticos com pouca ou nenhuma contribuição para o aumento da produção de energia elétrica. O fraco desenvolvimento do setor da energia, pode inviabilizar a concretização dos projetos constantes do plano diretor do Governo da província e conseqüentemente comprometer, desta feita, o desenvolvimento socioeconómico da província.

Os objetivos deste trabalho podem dividir-se em 3 (três). Primeiramente a caracterização do setor da energia, em segundo a proposta de um *mix* energético que garanta a segurança do abastecimento de energia elétrica, a proteção ambiental e permita o desenvolvimento económico de modo sustentável, e concludentemente a proposta de soluções para a definição de políticas energéticas que fomentem a utilização de fontes de energias renováveis para a província do Namibe (Angola).

Este trabalho começa por descrever os projetos propostos pelo Governo Provincial do Namibe no seu plano diretor para o desenvolvimento socioeconómico no período 2013–2017. O papel da energia elétrica é descrito como crucial no desenvolvimento desses projetos.

Prossegue com a contextualização do setor da energia, tornando evidente as dificuldades existentes em satisfazer as necessidades energéticas. São apresentadas as projeções do consumo de energia para o período 2020–2040, de forma a prever a necessária oferta energética, tendo em consideração as projeções da população do Namibe feitas pelo Instituto Nacional de Estatísticas de Angola (INE) para mesmo período.

Com ajuda do programa LEAP (Long-range Energy Alternative and Planning System) foram criados os cenários energéticos para a projeção da oferta de energia elétrica e foram calculadas e analisadas as emissões de gases de efeito estufa para o período 2014–2040. Igualmente, foi feita uma análise económica referente aos custos de produção de energia elétrica de cada tecnologia e ao custo de emissão de dióxido de carbono por cenário.

**keywords**

Renewable energy sources, electricity, energy policy.

**abstract**

The socioeconomic development of any region requires the use of electricity for the operation of the various sectors of the economy. Sometimes energy is scarce, not only because of a lack of energy resources, but also because energy policy is inadequate or nonexistent.

The energy sector in Angola and in the province of Namibe (Angola), in particular, faces many difficulties in meeting the energy needs of its population. Production is reduced; however, it has some energy resources with little or no contribution to the increase the production of electricity. The weak development of the energy sector may make it unfeasible to implement the projects contained in the provincial government's master plan and consequently jeopardize the province's socio-economic development.

The objectives of this thesis work may be divided into three parts. First, the characterization of the energy sector, secondly the proposal of an energy mix that guarantees the safety of the electric energy supply, environmental protection and allows economic development in a sustainable way, and the proposal of solutions for the definition of energy policies that encourage the use of renewable energy sources for the province of Namibe (Angola).

This thesis work begins by describing the projects proposed by the Namibe Provincial Government in its master plan for socioeconomic development for the period 2013-2017. The role of electricity is described as crucial in the development of these projects.

It continues with the contextualization of the energy sector, making evident the difficulties in meeting the energy needs. Projections of energy consumption for the period 2020-2040 are presented in order to predict the necessary energy supply, considering the projections of the Namibe population made by INE (National Statistics Institute of Angola) for the same period.

With the help of the LEAP program (Long-range Energy Alternative and Planning System), the energy scenarios for the projection of electricity supply were created and the greenhouse gas emissions for the period 2014-2040 were calculated and analyzed. Likewise, an economic analysis was made regarding the costs of producing electricity of each technology and the cost of carbon dioxide emissions per scenario.

## ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS .....	xii
LISTA DE TABELAS E QUADROS.....	xiii
LISTA DE ACRÓNIMOS .....	xiv
LISTA DE SÍMBOLOS .....	xv
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1    Enquadramento do tema .....	1
1.1.1    Localização geográfica da província do Namibe .....	1
1.1.2    Perspetivas de desenvolvimento da província do Namibe .....	1
1.1.3    O papel da energia elétrica para o desenvolvimento da província do Namibe .....	3
1.2    Objetivos.....	4
1.2.1    Objetivo geral .....	4
1.2.2    Objetivos específicos.....	4
1.3    Metodologia.....	5
1.3.1    LEAP .....	6
1.4    Estrutura da Tese .....	8
1.5    Trabalhos relativos ao doutoramento .....	10
CAPÍTULO 2.....	13
CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO DE ANGOLA .....	13
2.1    Introdução.....	13
2.2    Caracterização do setor elétrico de Angola.....	13
2.2.1    Potência instalada em Angola.....	14
2.2.2    Energia distribuída em Angola.....	15
2.2.3    População abastecida .....	17
2.2.4    Dificuldades do setor elétrico de Angola .....	18
2.2.5    Perspetivas futuras para o Setor da Energia de Angola.....	18
2.3    Setor elétrico no Namibe .....	21
2.3.1    População abastecida .....	22
2.3.2    Dificuldades do setor da energia no Namibe.....	23
2.3.3    Perspetivas para o setor da energia .....	23
2.4    Conclusões.....	24
CAPÍTULO 3.....	27



CONTEXTUALIZAÇÃO DA TEMÁTICA E REVISÃO DA LITERATURA .....	27
3.1 Introdução.....	27
3.2 Situação energética no mundo .....	27
3.2.1 Problemática ambiental .....	28
3.2.2 Segurança do abastecimento .....	32
3.2.3 Volatilidade dos preços de combustíveis fósseis .....	34
3.3 Situação energética em África .....	38
3.3.1 Fontes de energia em África.....	40
3.3.2 Potencial de energias em África .....	41
3.3.3 Perspetivas do setor energético em África.....	43
3.4 Planeamento energético: Revisão da literatura.....	53
3.4.1 Modelos para o planeamento energético .....	58
3.5 Conclusões.....	64
CAPÍTULO 4.....	67
ENERGIA ELÉTRICA PARA O PERÍODO DE 2020–2040 .....	67
4.1 Introdução.....	67
4.2 Projeção do crescimento da população da província do Namibe .....	67
4.3 Previsão do consumo de energia elétrica .....	68
4.3.1 Consumo de energia elétrica per capita em Angola.....	68
4.3.2 Angola no contexto da SADC .....	69
4.3.3 Projeção de consumo de energia elétrica para a província do Namibe.....	71
4.4 Caracterização de recursos energéticos .....	72
4.4.1 Recurso hídrico .....	72
4.4.2 Recurso eólico.....	74
4.4.3 Recurso da biomassa .....	75
4.4.4 Recurso Solar.....	75
4.4.5 Recurso fóssil.....	76
4.4.5.1 Gasóleo .....	76
4.4.5.2 Gás natural .....	78
4.6 Cenários de evolução do sistema elétrico do Namibe .....	79
4.6.1 Ano Base.....	80
4.6.2 Ano de Referência.....	82
4.6.3 Cenários energéticos.....	82
4.6.3.1 Cenário A.....	83

4.6.3.2	Cenário B.....	84
4.6.3.3	Cenário C.....	86
4.6.3.4	Cenário D.....	87
4.6.4	Análise da capacidade de potência instalada por cenário .....	88
4.6.5	Análise da produção de energia prevista dos cenários .....	91
4.6.6	Análise das emissões de gases de efeito estufa.....	94
4.6.7	Análise económica dos cenários.....	97
4.7	Conclusões.....	101
CAPÍTULO 5.....		103
POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA A PROVÍNCIA DO NAMIBE.....		103
5.1	Introdução.....	103
5.2	Barreiras às fontes renováveis de energia .....	103
5.3	Oportunidades para as energias renováveis.....	109
5.3.1	Agricultura e pecuária .....	110
5.3.2	Combate à desertificação .....	111
5.3.3	Turismo .....	111
5.3.4	Emprego.....	112
5.4	Políticas de incentivo às fontes de energias renováveis .....	114
5.4.1	Definição de políticas de incentivo às fontes de energias renováveis para a província do Namibe.....	120
5.4.1.1	Criação de legislação que regula o uso das fontes de energias renováveis .....	124
5.4.1.2	Fomento de planeamento energético, com maior aposta nas fontes de energias renováveis.....	124
5.4.1.3	Disseminação das fontes de energias renováveis.....	125
5.4.1.4	Criação de centro de formação e pesquisa para as fontes de energias renováveis .....	125
5.4.1.5	Criação de parcerias regionais incentivadoras ao uso das fontes de energias renováveis.....	126
5.4.1.6	Criação de linha de crédito pelos Bancos públicos ou privados .....	126
5.4.1.7	Redução ou isenção de impostos aduaneiros .....	126
5.4.1.8	Aplicação do sistema de tarifas Feed-in.....	127
5.5	Conclusões.....	127
CAPÍTULO 6.....		129
CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO.....		129

6.1	Conclusões.....	129
6.2	Contribuições esperadas .....	131
6.3	Recomendações para trabalhos futuros.....	132
	REFERÊNCIAS .....	135
	APÊNDICES.....	151
	Apêndice A – Visão Geral do Cenário A (Resultados da simulação do LEAP) .....	151
	Apêndice B – Visão Geral do Cenário B (Resultados da simulação do LEAP) .....	152
	Apêndice C – Visão Geral do Cenário C (Resultados da simulação do LEAP).....	153
	Apêndice D – Visão Geral do Cenário D (Resultados da simulação do LEAP).....	154
	Apêndice E – Resultados do LEAP para o cenário A (em tabela).....	150
	Apêndice F – Resultados do LEAP para o cenário B (em tabela).....	151
	Apêndice G – Resultados do LEAP para o cenário C (em tabela).....	153
	Apêndice H – Resultados do LEAP para o cenário D (em tabela) .....	155

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Potência instalada por sistema elétrico no período 2012–2018.....	15
Figura 2.2 – Energia distribuída no período 2012–2017.....	16
Figura 3.1 – Evolução do preço de petróleo no período 2000–2018. ....	35
Figura 3.2 – Evolução do preço de gás natural no período 2000–2018.....	36
Figura 3.3 – Evolução do preço de carvão no período 2000–2018. ....	37
Figura 4.1 – Mapa das velocidades do vento em Angola, a uma altitude de 50 m. ....	75
Figura 4.2 – Mapa da irradiação solar horizontal de Angola.....	76
Figura 4.3 – Evolução da capacidade instalada no período 2014–2040.....	89
Figura 4.4 – Evolução da produção e do consumo de energia no período 2014–2040. ...	92
Figura 4.5 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa no período 2014–2040 por cenário.....	95

## LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 2.1 – População com e sem acesso à energia elétrica, 2014 e 2017. ....	17
Tabela 2.2 – Sistema electroprodutor do Namibe em 2018.....	21
Tabela 4.1 – População prevista e taxa de crescimento para Angola e Namibe no período 2014–2040.....	67
Tabela 4.2 – População, consumo de eletricidade <i>per capita</i> e taxa de acesso à eletricidade dos países da SADC.....	70
Tabela 4.3 – Previsão da população e do consumo de energia elétrica para o Namibe, 2020–2040.....	71
Tabela 4.4 – Fontes de energia elétrica no ano base 2014.....	82
Tabela 4.5 – Processos das fontes de energia elétrica do cenário A no ano de referência 2040. ....	83
Tabela 4.5.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão de GEE no cenário A, período 2014–2040.....	84
Tabela 4.6 – Fontes de energia elétrica do cenário B no ano de referência 2040. ....	85
Tabela 4.6.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão dos GEE no cenário B, período 2014–2040.....	85
Tabela 4.7 – Fontes de energia elétrica do Cenário C no ano de referência 2040. ....	86
Tabela 4.7.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão dos GEE no cenário C, período 2014–2040.....	87
Tabela 4.8 – Fontes de energia elétrica do Cenário D no ano de ano de referência 2040. ....	88
Tabela 4.8.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão dos GEE no cenário D, período 2014–2040.....	88
Tabela 4.9 – Custos de produção de energia elétrica por tecnologia, de emissão do CO <sub>2</sub> por cenário, e o total por cenário, no ano 2040, para a província do Namibe. ....	100
Quadro 5.1 – Dificuldades no desenvolvimento de fontes de energias renováveis em África. ....	108

## LISTA DE ACRÓNIMOS

AH	Aproveitamento hidroelétrico
AT	Alta tensão
BEI	Banco europeu de investimento
BMI	Business monitor international
BT	Baixa tensão
CLSG	Projeto de interconexão entre Costa do Marfim, Libéria, Serra Leoa e Guiné
COP21	21ª Conferência das Partes
DPEAN	Direção Provincial de Energia e Águas do Namibe
ENDE-EP	Empresa Nacional de Distribuição de Eletricidade
ENE	Empresa Nacional de Eletricidade
EUA	Estados Unidos da América
FV	Fotovoltaica
GEE	Gases de efeito estufa
GPL	Gases de petróleo liquefeitos
IEA	International Energy Agency
INE	Instituto Nacional de Estatística de Angola
IPCC	Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas
LEAP	Long Range Energy Alternatives Planning (Sistema de Planeamento de Longo prazo de Alternativas Energéticas)
MINEA	Ministério de Energia e Águas de Angola
MT	Média tensão
NRT-EP	Empresa Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
PAG	Potencial de aquecimento global
PIB	Produto Interno Bruto
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PRODEL-EP	Empresa Pública de Produção de Eletricidade
SADC	Southern Africa Development Community (Comunidade para o Desenvolvimento da África Austral)
SEP	Sistema Elétrico Público
UE	União Europeia

## LISTA DE SÍMBOLOS

AOA	Kwanza (moeda nacional de Angola)
°C	Graus Celsius
CH <sub>4</sub>	Metano
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> eq	Dióxido de carbono equivalente
Gt	Gigatonelada(s)
GtCO <sub>2</sub>	Gigatonelada(s) de dióxido de carbono equivalente
GW	Gigawatt(s)
GWh	Gigawatt(s)-hora
km	Quilómetro(s)
km <sup>2</sup>	Quilómetro(s) quadrado(s)
kV	Quilovolt(s)
kWh	Quilowatt(s)-hora
kWh/m <sup>2</sup>	Quilowatt(s)-hora por metro quadrado
m/s	Metro(s) por segundo
MBtu	Milhão de unidades térmicas britânicas
MW	Megawatt(s)
MWh	Megawatt(s)-hora
MWh/capita	Megawatt(s)-hora per capita
N <sub>2</sub> O	Óxido nitroso
ppm	Partes por milhão
t	Tonelada(s)
tCO <sub>2</sub>	Tonelada(s) de dióxido de carbono equivalente
TWh	Terawatt(s)-hora
US\$	Dólar(es) Norte Americano

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUÇÃO**

### **1.1 Enquadramento do tema**

A energia elétrica é essencial para o desenvolvimento de qualquer país ou região. No caso de Angola, e em particular da província do Namibe, a taxa de acesso à energia elétrica é muito baixa. Apenas cerca de 30% da população de Angola tinha acesso à energia elétrica em 2017, e para o Namibe, no mesmo ano a taxa foi de 32% [1], privando-se a maioria da população do desfrute de todos os bens e serviços proporcionados pela energia elétrica. O maior desafio que se coloca à província do Namibe consiste na forma como serão atendidas as suas necessidades energéticas para as próximas décadas.

#### **1.1.1 Localização geográfica da província do Namibe**

A província do Namibe situa-se no litoral Sul de Angola, cuja capital é a cidade de Moçâmedes. Sendo limitada ao Norte pela província de Benguela, ao Leste pelas províncias da Huíla e do Cunene, ao Oeste pelo oceano Atlântico e ao Sul pela República da Namíbia. Tem uma área aproximada de 56389 km<sup>2</sup> e uma fronteira marítima atlântica de cerca de 420 km [2]. Localiza-se entre os paralelos 13° 30' e 17° 15' de latitude Sul e, meridianos 11° 45' e 13° 30' de longitude Este. A província do Namibe está administrativamente dividida em 5 municípios e 14 comunas e a sua população foi estimada em cerca de 549875 habitantes em 2017 [3].

#### **1.1.2 Perspetivas de desenvolvimento da província do Namibe**

O Governo Provincial do Namibe, no seu Plano diretor de desenvolvimento socioeconómico para o período de 2013 a 2017 [2], objetiva o desenvolvimento de infraestruturas fundamentais, com o relançamento da indústria piscatória; o alargamento do Porto comercial; o relançamento das indústrias de mármore e de gesso; o desenvolvimento de culturas agrícolas de mediterrâneos e subtropicais; a exploração de potencialidades turísticas; o alargamento de áreas urbanas



visando a construção de residências; o desenvolvimento de projetos de combate à desertificação.

O mesmo plano faz destaque ao aumento da capacidade energética com a construção de mais centrais termoelétricas e a reabilitação de outras. Este aumento conta ainda com a energia que provirá do parque eólico no município de Tômbwa, da barragem de Baynes no rio Cunene e da central híbrida gásóleo-solar fotovoltaica do Tômbwa. Destas obras anunciadas apenas a última está em fase avançada de execução, e todos os projetos são de âmbito nacional [4]–[7]. O governo local não tem nenhuma decisão direta sobre os referidos projetos.

Neste mesmo plano do Governo Provincial do Namibe [2], pode-se verificar que vilas como a Bibala, o Virei, o Camucuiu, a Lucira, o Bentiaba, o Cainde, a Lola, o Caitou e Capangombe, em que até aqui as únicas fontes de energia elétrica foram os grupos de geradores a gásóleo, continuarão a ser abastecidas pelo mesmo tipo de fontes. No entanto, vêm aumentadas as suas capacidades de produção de energia elétrica, implicando assim um aumento no consumo de combustíveis fósseis.

O setor elétrico na província do Namibe, não se desenvolveu em função de crescimento demográfico e habitacional que a província foi conhecendo durante as últimas três décadas. Têm-se verificado cortes constantes no fornecimento de energia elétrica. Como solução fazem-se restrições de fornecimento para algumas áreas, a fim de manter o fornecimento em outras consideradas prioritárias. Problemas desta natureza são verificados em outras cidades de Angola, inclusive em Luanda [8], [9]. Dadas as constantes falhas no fornecimento de energia elétrica, muitas empresas e munícipes singulares têm adquirido os seus geradores a gásóleo ou a gasolina para suprir as suas necessidades [10]. Contudo, esta utilização carece da regulamentação necessária ao seu funcionamento.

Atualmente a província do Namibe é abastecida de energia elétrica a partir das seguintes fontes:

- a) Barragem hidroelétrica da Matala, província da Huíla, que dista a cerca de 360 quilómetros (km) de Moçâmedes;
- b) Centrais termoelétricas a gasóleo do Xitoto II e III, do Aeroporto e do Tômbwa;
- c) Grupos geradores, em algumas sedes de municípios e comunas, sob o controlo das respetivas Administrações.

Os grupos geradores que normalmente abastecem as pequenas vilas consomem derivados de petróleo para a produção de energia elétrica. Por possuírem pouca potência estas fontes funcionam de acordo com restrições no fornecimento de energia elétrica. Das 8 horas até às 15 horas a sua produção é destinada às empresas de serviços administrativos do Estado, e das 18 horas às 23 horas a sua produção é destinada ao consumo doméstico e às instituições de ensino, postos de polícia e postos de saúde. Estes grupos geradores localizam-se nas proximidades dos consumidores, e para além das emissões de gases com efeitos nefastos ao meio ambiente, também são fonte de poluição sonora.

### **1.1.3 O papel da energia elétrica para o desenvolvimento da província do Namibe**

A energia elétrica constitui um fator-chave para um rápido desenvolvimento económico de um determinado país [11]. Todos os setores de produção, em particular a agricultura, a pecuária, a indústria, os serviços públicos e o comércio, que fomentam o crescimento económico e consequentemente o desenvolvimento socioeconómico, necessitam de energia para garantir as suas funcionalidades. A energia elétrica facilita a atividade económica e o desenvolvimento de serviços públicos, incluindo serviços de saúde, educação e infraestruturas [12]. A falta de acesso aos serviços energéticos modernos é considerada como pobreza energética, e constitui um desafio global para o desenvolvimento [12]. Nesta vertente o governo do Namibe, onde a maioria da população ainda não tem acesso à energia elétrica, deve considerar a energia elétrica como um elemento fundamental para alcançar os objetivos constantes no seu plano diretor, e igualmente o acesso a energia deve constituir uma condição essencial para uma

melhoria no nível de vida da população. A energia sempre desempenhou um papel fundamental no desenvolvimento das sociedades [13], e é isso que se deve esperar na província do Namibe.

Essa energia deve ser eficiente, ininterrupta, capaz de satisfazer a procura, e na sua produção, no seu transporte e na sua distribuição deve-se considerar não só a preservação do meio ambiente como também a racionalização dos recursos naturais. Diante desta temática, o setor elétrico da província do Namibe ainda enfrenta diversas dificuldades em dar resposta à constante procura de energia, uma vez que a sua produção é reduzida e as fontes de produção continuam a não ser sustentáveis, no que se refere à proteção do meio ambiente e à segurança do fornecimento de energia elétrica.

## **1.2 Objetivos**

Para dar solução ao problema em estudo foram definidos o objetivo geral e os objetivos específicos, descritos de seguida.

### **1.2.1 Objetivo geral**

Definir o *mix* energético que garanta a segurança do abastecimento de energia elétrica, a proteção ambiental e permita o desenvolvimento socioeconómico de modo sustentável para a província do Namibe.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- (1) Caracterizar o estado atual do setor da energia do Namibe;
- (2) Determinar as necessidades de consumo de energia elétrica para as próximas décadas;
- (3) Identificar os recursos energéticos com maior disponibilidade para o Namibe, que garantam a segurança do abastecimento, a proteção ambiental, a competitividade de forma racional;
- (4) Determinar o balanço energético visando a oferta face à procura de energia elétrica;
- (5) Definir as políticas energéticas que assegurem a inserção das energias renováveis no *mix* energético da província do Namibe.

### 1.3 Metodologia

Para a realização deste trabalho os dados foram obtidos a partir de *sites* oficiais de instituições públicas e privadas, artigos científicos e relatórios. Para a modelação dos dados recorreu-se ao *software* LEAP (Long-range Energy Alternative and Planning System).

Iniciou-se a pesquisa recorrendo ao plano diretor do governo local, e a constatação do problema energético foi evidenciada a partir dos relatórios disponibilizados pela Direção Provincial da Energia e Águas do Namibe (DPEAN), e através do *site* oficial do Ministério da Energia e Águas de Angola (MINEA). Essas informações serviram de ponto de partida para a pesquisa em várias revistas científicas que são disponibilizadas nas plataformas da Web of Science e Scopus, e em relatórios oficiais de empresas públicas e privadas, a fim de se perceber como o problema é tratado em outras regiões do mundo, sobretudo em África.

Conforme consta do ponto 4.3.2, deste trabalho, o consumo de energia elétrica registado em Angola no ano de 2016 foi de 0,32 Megawatt-hora (MWh) *per capita*, um valor em cerca de 3,4 vezes inferior ao valor médio registado nos países que integram a mesma região, denominada de SADC (Southern Africa Development Community). Face a isso viu-se a necessidade de se comparar os consumos de energia *per capita* de toda a região para se encontrar um melhor enquadramento para Angola e o Namibe, em particular. Desta feita, recorreu-se a média do consumo *per capita* dos países da SADC com a taxa de acesso à eletricidade acima de 50%, e esta serviu de referência na estimação dos consumos de energia para a província do Namibe, no período 2020–2040. Os dados da população foram obtidos a partir da projeção da população do Namibe do Instituto Nacional de Estatísticas de Angola (INE) para o período 2014–2050, e os de consumo de energia *per capita*, da população e da taxa de acesso à eletricidade da SADC foram obtidos a partir dos *sites* da International Energy Agency (IEA), Populationf.inf, The Global Economy e Worldometeres. A fatorização deste valor médio do consumo *per capita* pela população esperada permitiu projetar os

consumos de energia elétrica requeridos para a província do Namibe para o período 2020–2040.

Usou-se o *software* LEAP na criação de cenários energéticos futuros e no cálculo de emissões de gases de efeito estufa na produção de energia elétrica para o período 2020–2040 nos cenários energéticos considerados.

A seleção de tecnologias de produção de energia elétrica que integram cada cenário energético gerado, pelo LEAP, foi feita tendo em conta as propostas dos governos local e central, e a proposta sugerida para este trabalho (de aumentar a produção de energia elétrica a partir das fontes de energia renováveis visando a mitigação das alterações climáticas, a limitação da utilização de recursos energéticos fósseis, a garantia da segurança do abastecimento, e a promoção de acesso à energia elétrica para a maioria da população). De igual modo, iniciou-se com a identificação dos recursos energéticos de maior disponibilidade quer localmente quer a nível nacional, dado o seu potencial para integrarem os cenários energéticos propostos.

As propostas das políticas energéticas foram baseadas na modelação de políticas já implementadas com sucesso em outros países africanos como por exemplo Marrocos [14], [15], Gana [16], [17], África do Sul [16], Quénia [16], Camarões [18] e Nigéria [19], [20], de acordo com o tratamento feito no ponto 5.4, deste trabalho.

### **1.3.1 LEAP**

O LEAP foi desenvolvido pelo Instituto Ambiental de Estocolmo (SEI), e adotado por milhares de organizações em mais de 190 países. Nos seus utilizadores incluem-se agências governamentais, académicos, organizações não-governamentais, empresas de consultoria e serviços de energia, e tem sido usado em escalas que vão desde cidades e estados até aplicativos nacionais, regionais e do mundo [21].

O LEAP é uma ferramenta de modelagem de energia-ambiente fundamentada em cenários. Os cenários baseiam-se em contabilizar de forma abrangente, o modo como a energia é produzida, convertida e consumida numa determinada região ou

economia, sob um conjunto de hipóteses acerca da população, desenvolvimento económico e tecnológico e custos, entre outras. Possui estruturas flexíveis e permite uma análise rica em especificações tecnológicas e detalhes que podem ser escolhidos pelo utilizador [21].

Com o LEAP, o utilizador pode ir além da contabilidade simples, para construir simulações sofisticadas e estruturas de dados. Ao contrário dos modelos macroeconómicos, o LEAP não procura estimar o impacto das políticas energéticas sobre o emprego ou o produto interno bruto (PIB), embora esses modelos possam ser executados em conjunto com o LEAP. Da mesma forma, o LEAP não gera automaticamente cenários ótimos ou de equilíbrio de mercado, embora possa ser usado para identificar cenários de menor custo. As vantagens do LEAP são a sua flexibilidade e facilidade de uso, que permitem que os tomadores de decisão se movam rapidamente das ideias políticas para a análise de políticas, sem ter que recorrer a modelos mais complexos [21].

O LEAP tem várias finalidades, tais como banco de dados, ferramenta de previsão e de análise de políticas. Na qualidade de banco de dados fornece um sistema abrangente para manter a informação energética; na função de ferramenta de previsão, permite ao utilizador fazer projeções de oferta e procura de energia num horizonte de planeamento de longo prazo e; como ferramenta de análise de políticas, simula e avalia os efeitos físicos, económicos e ambientais de projetos, investimentos e ações de energia alternativa [21].

Para este trabalho, dado o seu objetivo, optou-se pela ferramenta LEAP pela sua flexibilidade e facilidade de uso, e por permitir que mesmo com poucas variáveis relativas à população, ao consumo, à produção e à potência instalada de fontes, fosse possível estimar a oferta energética e o cálculo das emissões de gases de efeito estufa (GEE) que são dados fulcrais deste trabalho. A pouca disponibilidade de dados para o Namibe levou a que esta fosse a escolha óbvia.

O LEAP tem sido aplicado em vários países e vários contextos. Na China foi usado para simular a procura de energia e as tendências das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) no período de 2009 a 2050 [22]. Em Pequim, China, foi utilizado

para analisar a procura energética e as principais emissões de GEE no cenário de compartilhamento de transporte de passageiros no período de 2016 a 2020 [23]. Na cidade de Xiamen, na China, foi utilizado para analisar as futuras tendências das emissões de GEE no período de 2015 a 2050 [24]. Na Turquia foi explorada a eficiência energética e o potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub> na indústria siderúrgica [25]. No Paquistão foi usado para analisar as seleções da política de suprimentos e os pressupostos de procura energética para o futuro sistema de geração de energia com base em economia, tecnicismo e implicações ambientais implícitas [26]. Noutro trabalho realizado para o Paquistão permitiu analisar a política energética de energia renovável e definir as formas de garantir um futuro aumento da oferta energética [27]. No Gana foi usado para analisar as emissões de GEE na utilização moderada e alta de bioenergia para o transporte, a geração de energia e para combustível residencial [28]. No Brasil, permitiu propor diferentes cenários socioeconómicos, desenvolvidos no contexto do projeto de promoção de geração de eletricidade com base em fontes de energias renováveis, onde foram mencionados cenários e tendências futuras na geração de energia e foram projetadas igualmente a procura e a oferta de energia elétrica até 2030 [29]. Para a cidade de Teerão, no Irão, o LEAP foi aplicado na análise de geração de energia elétrica e das emissões de GEE [30]. Na Índia foi usado para analisar os efeitos do uso das fontes de energias renováveis em sistemas de fornecimento de energia elétrica e foram estimadas as emissões de CO<sub>2</sub> ao desenvolver vários cenários relativos a menor abordagem de custo [31]. Foi igualmente aplicado na Indonésia e na Tailândia para desenvolver diferentes cenários de políticas de fontes de energias renováveis no período 2010 a 2050 [32]. Na África serviu para analisar e projetar a procura de energia e as emissões de GEE sob estratégias alternativas para o período 2010 a 2040 [33].

#### **1.4 Estrutura da Tese**

A tese está estruturada em seis capítulos. No presente capítulo foi feito um enquadramento do tema, bem como descritos os objetivos, a metodologia, a estrutura da tese e os trabalhos efetuados no âmbito do doutoramento. Os restantes capítulos são descritos a seguir.

Capítulo 2. CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO DE ANGOLA: Faz uma abordagem sobre o setor elétrico, começando por uma contextualização do potencial energético de Angola e depois do Namibe. Faz igualmente uma abordagem sobre as características da população abastecida, sobre as dificuldades do setor da energia e sobre as perspetivas para o desenvolvimento do setor da energia em Angola, e no Namibe em particular.

Capítulo 3. CONTEXTUALIZAÇÃO DA TEMÁTICA E REVISÃO DA LITERATURA: Faz uma abordagem sobre as recentes contribuições da literatura relativamente aos atuais desafios do setor da energia a nível mundial, em particular, sobre as alterações climáticas, a segurança do abastecimento de energia e a volatilidade dos preços de combustíveis fósseis. Faz ainda uma descrição sobre a situação energética e das perspetivas para o desenvolvimento do setor da energia em alguns países do mundo e de África, em particular. Por fim descreve alguns trabalhos realizados onde a ferramenta LEAP foi utilizada e o seu respetivo contexto, e igualmente faz abordagem sobre o planeamento de energia elétrica, com foco às fontes de energias renováveis.

Capítulo 4. NECESSIDADES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O PERÍODO DE 2020–2040: Com base nos objetivos definidos e na metodologia usada é proposta a composição do *mix* energético sustentável para a província do Namibe, com o objetivo de aumentar a oferta energética, reduzir a emissão de gases de efeito estufa, aumentar a eficiência energética e garantir a segurança no abastecimento de energia elétrica. Neste capítulo faz-se a previsão do consumo de energia elétrica para o período 2020–2040, a partir da relação estabelecida entre a população projetada para o mesmo período e a média de consumo *per capita* dos seis países de topo da SADC, em termos de acesso à eletricidade registado em 2016. Com ajuda do LEAP foram criados quatro cenários para a oferta energética no período de 2020 a 2040, sendo igualmente calculadas as emissões de GEE decorrentes para o mesmo período. Também é de realçar que neste capítulo foram feitos os cálculos dos custos de produção de energia e da emissão de GEE. A partir da análise feita por cenário foi possível determinar o cenário mais sustentável no que concerne a diversificação das fontes, a minimização das



emissões dos GEE e os custos de produção de energia elétrica e de emissão de GEE.

Capítulo 5. POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA A PROVÍNCIA DO NAMIBE: O objetivo do capítulo 5 é a proposta de medidas de política energética visando a incorporação de fontes de energias renováveis no *mix* energético do Namibe. Começa-se por fazer uma descrição das barreiras que noutros países se têm deparado na inserção de energias renováveis. São descritas igualmente oportunidades de energias renováveis para a província do Namibe, e por último é exposta a proposta de política energética para a província do Namibe, baseada igualmente em experiências que conheceram resultados positivos noutros países.

Capítulo 6. CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO: Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões da tese, as contribuições da pesquisa e as recomendações para trabalhos futuros.

### **1.5 Trabalhos relativos ao doutoramento**

No âmbito do doutoramento foram realizadas as seguintes tarefas:

(a) participação com apresentação em quatro conferências internacionais, conforme a seguinte lista de artigos:

- As fontes de energias renováveis no contexto de assentamento dos criadores de gado no Namibe (Angola). III Congresso Internacional de Educação, Ambiente e Desenvolvimento (CIEAD), Leiria (Portugal). Novembro de 2018.
- Políticas energéticas com enfoque ao incentivo às fontes de energias renováveis no Namibe (Angola). 8º Congresso Luso-Moçambicano de Engenharia (CLME2017), Maputo (Moçambique). Setembro de 2017.
- Políticas energéticas com enfoque ao incentivo às fontes de energias renováveis no Namibe (Angola). 6º Encontro Latino-Americano de Economia da Energia (ELAEE 2017), Rio de Janeiro (Brasil). Abril de 2017.

- Ensaio sobre o planeamento energético da Província do Namibe numa ótica de sustentabilidade. II Conferência da Universidade Mandume Ya Ndemufayo, Namibe (Angola). Agosto de 2014.

(b) Dois artigos submetidos e aceites para as conferências:

- As fontes de energias renováveis face aos desafios energéticos no Namibe (Angola) para as próximas décadas. XXI Encontro da Rede de Estudos Ambientais de Países de Língua Portuguesa (REALP). Namibe (Angola). Maio de 2019.
- Contextualization of renewable energy in Africa. ICEER2019 - 6th International Conference on Energy and Environment Research: Energy and environment: challenges towards circular economy. Aveiro (Portugal). Julho de 2019.

(c) Submissão de três artigos para a publicação em revista científica, a saber:

- Electric energy planning in Namibe (Angola): the insertion of renewable energies in search of a sustainable energy mix. Em revisão na Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Challenges and planning in the energy sector in Africa – a literature review. Submetido na Energy-for-sustainable-development.
- Renewable energy policy in Africa and policy options for renewable electricity – the case of Namibe (Angola). Aceite como capítulo no livro Interdisciplinary Approaches to Public Policy and Sustainability.



## **CAPÍTULO 2**

### **CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO DE ANGOLA**

#### **2.1 Introdução**

A caracterização do setor elétrico de Angola e do Namibe, em particular, permitiu mostrar o estado em que se encontra o setor como ponto de partida para o trabalho de investigação posterior. A realidade aqui apresentada fez com que o trabalho subsequente se focasse no sentido de se encontrarem as medidas mais adequadas para a melhoria do setor da energia.

#### **2.2 Caracterização do setor elétrico de Angola**

O Ministério da Energia e Águas de Angola é o órgão de tutela de energias em Angola e tem as suas representações em todas as províncias. Para a produção, o transporte, a distribuição e comercialização de energia elétrica existia uma única empresa encarregue para o efeito, a Empresa Nacional de Eletricidade (ENE). À luz do Decreto Presidencial nº 305/14 de 20 de novembro, e com a divisão em segmentos, a ENE foi extinguida e passaram a existir três empresas estatais para o setor da energia, nomeadamente a Empresa Pública de Produção de Eletricidade (PRODEL-EP) [34]; a Empresa Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT-EP) [35] e a Empresa Nacional de Distribuição de Eletricidade (ENDE-EP) [36].

- A PRODEL-EP está vocacionada para a produção de energia elétrica no âmbito do Sistema Elétrico Público (SEP), nos termos e condições das respetivas concessões ou licenças [34].
- A RNT-EP está vocacionada para o transporte de energia elétrica através da exploração da Rede Nacional de Transporte, que compreende a rede de Muito Alta Tensão (MAT), a rede de interligação, as instalações de despacho nacional e os bens e direitos conexos, em paralelo com a função de operador de mercado como comprador único, nos termos da concessão da lei geral da eletricidade e seus regulamentos [35].

- A ENDE–EP está vocacionada para a distribuição e comercialização de energia elétrica a nível de Angola, no âmbito do Sistema Elétrico Público (SEP), através da exploração das infraestruturas das redes de distribuição em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), em regime de serviços públicos nos termos da Lei Geral de Eletricidade e seus Regulamentos [36].

Angola possui cinco sistemas elétricos, designados por sistemas operacionais elétricos Norte, Centro, Sul, Leste e Cabinda. Os três primeiros são tidos como os principais. Não existe interligação entre estes sistemas [4], [8], [9], mas, no entanto, os projetos em cursos apontam para 2019 a interligação dos principais sistemas elétricos (Norte–Centro–Sul). As três empresas públicas desenvolvem as suas atividades nestes sistemas elétricos.

O 8º Conselho Consultivo do Ministério da energia e águas de Angola, realizado em Saurimo nos dias 11 e 12 de setembro de 2018, evidenciou o estado do setor da energia de Angola, bem como definiu as metas a serem alcançadas para o desenvolvimento do referido setor [37]. Foram abordadas questões referentes às fontes de geração de energia, de potência instalada, potência disponível, a energia produzida, a energia distribuída e a população abastecida, entre outras questões. Recorrendo ao histórico dos anos anteriores e juntando-se ao quadro dos pontos tratados nesse conselho consultivo foi possível analisar a evolução do setor em termos destes elementos abordados.

### **2.2.1 Potência instalada em Angola**

O quadro electroprodutor de Angola até a realização do 8º Conselho Consultivo do MINEA contava com duas naturezas de fontes de geração, a hídrica e a térmica, cujas potências instaladas são de 2662,12 Megawatts (MW) e 1746,99 MW, respetivamente, totalizam uma potência instalada acumulada de 4409,11 MW, em 2018 [38]. A figura 2.1 mostra a evolução da potência instalada no período de 2012–2018 nos respetivos sistemas elétricos.

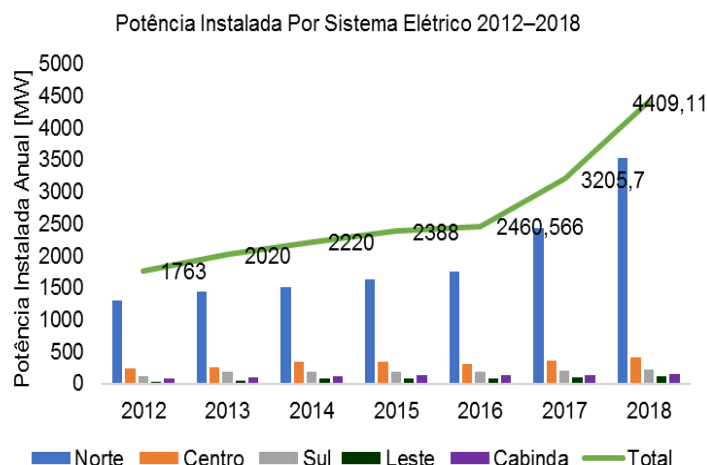


Figura 2.1 – Potência instalada por sistema elétrico no período 2012–2018.  
 Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da PRODEL–EP [38].

Em todos os sistemas elétricos verificou-se um aumento nas potências instaladas no período de 2012–2018. O maior aumento da potência instalada foi verificado em 2018, fruto da entrada em funcionamento de novos ativos em centros electroprodutores, com maior relevância de duas turbinas de 334 MW cada no aproveitamento hidroelétrico de Laúca, de duas turbinas de 125 MW cada do ciclo combinado do Soyo, de centrais térmicas de Quileva com 92,3 M, de Belém de 50 MW, de Morro Bento de 50 MW, de Xitoto III com 28 MW de potência [38].

O sistema elétrico Norte possui uma potência instalada de 3521,44 MW, detendo a maior potência instalada [38]. Isto justifica-se pelo facto de nesse sistema estarem localizados os maiores aproveitamentos hidroelétricos de Angola, no caso Capanda, Cambambe e Laúca, que garantem uma potência hídrica de 2508,50 MW a este sistema elétrico. O sistema elétrico Leste é o que menos tem potência instalada, com apenas 106,90 MW, dos quais 90,48 MW são de centrais térmicas alimentadas a gásóleo. O sistema elétrico Sul teve um aumento considerável de potência em 2017 e 2018 fruto do investimento feito no centro electroprodutor do Namibe.

### 2.2.2 Energia distribuída em Angola

A figura 2.2 mostra a evolução da energia distribuída em Angola no período de 2012–2018 [1]. Considerou-se a energia distribuída em vez de energia consumida pelo facto de ser difícil pela ENDE–EP ter o controlo efetivo dos consumos. O

fator mais importante e de difícil controlo consiste nos contratos de avença que a ENDE-EP tem com os seus clientes, que reside apenas em o cliente pagar à ENDE-EP um determinado valor predefinido pela ENDE-EP sem a necessidade de se fazer leitura de consumo de energia.

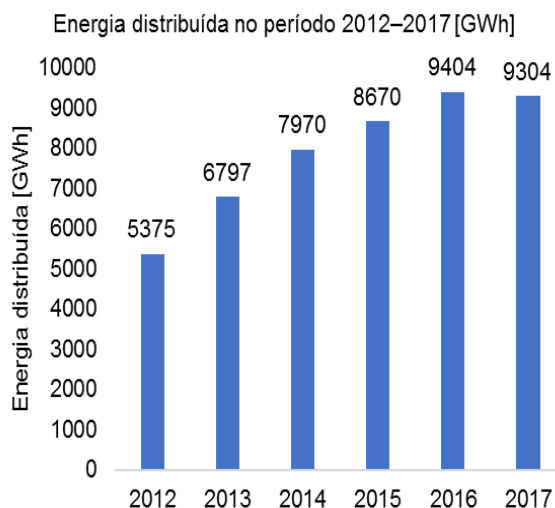


Figura 2.2 – Energia distribuída no período 2012–2017.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ENDE-EP [1].

Desde 2012 a 2016 a produção foi aumentando, o que faz com que a energia distribuída também tenha aumentado. Contudo, em 2017 a energia distribuída sofreu uma ligeira diminuição comparada com o ano anterior. Isto foi motivado pelas perturbações registadas na produção de energia nos aproveitamentos hidroelétricos de Capanda e Cambambe por razões de enchimento da albufeira do aproveitamento hidroelétrico de Laúca, uma vez que todos estes foram construídos no mesmo rio, o Cuanza [38]. Igualmente as estiagens que aconteceram em 2017 contribuíram negativamente na produção registada no referido ano [38]. Espera-se que em 2018 a energia distribuída tenha sido superior à registada em 2016 pelo facto de existir um incremento da potência instalada de 1203,41 MW e por não se terem verificado perturbações nos principais aproveitamentos hidroelétricos ao longo de 2018. E obviamente, o sistema elétrico Norte, anualmente, tem registado a maior distribuição de energia.

### 2.2.3 População abastecida

Angola tem uma superfície territorial de 1246700 km<sup>2</sup>, a sua população foi estimada em 25,789 milhões de habitantes no ano de 2014, dos quais cerca de 62,64% estava a viver nas zonas urbanas, e 32% tinha acesso à energia elétrica [39]. Em 2017 estes valores passaram para 28,36 milhões de habitantes [40], sendo que 61% da população estava a viver em zonas urbanas, e 30% teve acesso à energia elétrica distribuída pela ENDE-EP [1]. Na tabela 2.1 está apresentada a evolução da população e do acesso à energia elétrica nos anos 2014 e 2017 [1], [39]–[41].

Tabela 2.1 – População com e sem acesso à energia elétrica, 2014 e 2017.  
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do INE e ENDE-EP [1], [39]–[41].

	2014	2017
População estimada [Habitantes]	25789024	28359634
População abastecida [Habitantes]	8235650	8507890
Acesso à eletricidade [%]	32	30

De 2014 para 2017 apenas cerca de 272240 novos habitantes beneficiaram do fornecimento de energia elétrica distribuída pela ENDE-EP, o que fez um acumulado de 8507890 beneficiados, mas a diferença do crescimento da população foi de 2570610 habitantes. Isto mostra que o ritmo do crescimento demográfico não é acompanhado com o crescimento no abastecimento de energia elétrica à população. Este facto pode apresentar-se como um obstáculo ao desenvolvimento e crescimento do país.

Ainda que a maior parte da população angolana viva nas zonas urbanas, mas mesmo assim a maioria não tem beneficiado da energia elétrica distribuída pela ENDE-EP. Face a isto, a maioria das empresas localizadas nas cidades e algumas pessoas singulares dispõem dos seus próprios geradores elétricos, de modo a compensar a falta ou o descontínuo fornecimento de energia pública [9]. No entanto, não existem dados estatísticos disponíveis para estes casos nem sobre os geradores elétricos que abastecem energia elétrica para as sedes municipais e comunais.



#### **2.2.4 Dificuldades do setor elétrico de Angola**

As empresas criadas em 2014, a PRODEL-EP, a NRT-EP e a ENDE-EP surgiram para descentralizar a gestão que antes estava a cargo da ENE, no entanto os problemas herdados da gestão anterior ainda prevalecem, nomeadamente:

- Falta de interligação dos sistemas elétricos.
- Reduzido investimento privado no setor da energia.
- Baixa capacidade de produção de energia elétrica em todos sistemas elétricos.
- Falta de diversificação das fontes: a energia elétrica é produzida apenas por fontes termoelétricas e hidroelétricas.
- As infraestruturas elétricas são insuficientes para responder à procura de energia.

#### **2.2.5 Perspetivas futuras para o Setor da Energia de Angola**

As dificuldades patentes e os desafios impostos pela procura energética fizeram com que relativamente ao setor da energia o governo estabelecesse algumas metas e elaborasse alguns projetos de melhoria na produção e na distribuição de energia. Face a isto já existem alguns projetos em curso e outros perspetivados para dois marcos importantes, o ano de 2022 e o de 2025.

No que se refere à ENDE-EP estabeleceu-se como meta alcançar a taxa de eletrificação de 50% ao nível do país até 2022 [1]. No entanto, em 2017 algumas províncias como as de Lunda Norte, Uíge, Lunda Sul, Cunene, Cuando Cubango e Bié, as suas taxas de acesso à energia elétrica variaram de 13% a 7% [1]. Isto representa um grande desafio para a ENDE-EP, cuja taxa mínima definida como meta de eletrificação por província em 2022 ser de 25%, e com o incremento previsto em outras províncias já com taxas superiores a esta, se espera alcançar uma taxa média de 50% de eletrificação para todo o país [1]. Neste mesmo ano em que se prevê alcançar a taxa de eletrificação de 50%, a população está projetada para 33 milhões de habitantes [40], o que significa que 16,5 milhões

destes habitantes deverão beneficiar do abastecimento de energia elétrica. A ENDE-EP, no entanto, não define a quantidade de energia que deverá distribuir à população para que a referida meta seja alcançada.

Quanto à PRODEL-EP, a fim de alcançar os desígnios de eletrificação de Angola em 50%, tem em curso alguns projetos para aumentar a produção de energia elétrica nos próximos anos. Destes projetos destacam-se as sete centrais híbridas gásóleo-solar fotovoltaica, sendo que corresponde a 3 MW de gásóleo e 2 MW de solar fotovoltaica (FV) já em execução nas localidades de Belize-Dinge (Cabinda), Sanza Pombo (Uíge), Longonjo (Huambo), Londuimbale (Huambo), Bocoio (Benguela), Tômbwa (Namibe) e Xangongo (Cunene) [6], [38]. A construção destes projetos está a cargo da empresa chinesa Dongfang, no âmbito do contrato celebrado com o MINEA. Igualmente, a mesma empresa está a executar a instalação de três centrais térmicas com a potência de 20 MW cada nas cidades de Luena, Saurimo e Kuito [6], [38]. Nesta ótica a PRODEL-EP visa aumentar a potência instalada em 95 MW a partir das centrais híbridas gásóleo-solar FV e das três centrais térmicas, com 35 MW e 60 MW de potência, respetivamente.

No sistema Norte recaem os importantes projetos perspectivados que devem ser concluídos antes de 2025, a fim de se atingir a meta de 9,9 gigawatts (GW) de potência instalada [42]. O maior destaque vai para o aproveitamento hidroelétrico de Caculo-Cabaça, com construção faseada, onde na primeira fase se prevê a instalação de 1000 MW de potência até 2025 e as restantes potências para os anos posteriores, até totalizar 2172 MW [43]. Outros projetos neste sistema são as instalações de duas turbinas a gás com potência de 360 MW cada, que poderão operar com outro tipo de combustível como gás butano ou gásóleo, para além do gás natural [43].

No sistema elétrico Centro o destaque vai para a construção de dois aproveitamentos hidroelétricos no rio Queve, denominados de Balalunga com 220 MW de potência e de Cafula com uma potência de 400 MW, mas este último para ser concluído depois de 2025 [43]. No rio Catumbela serão erguidos igualmente dois aproveitamentos hidroelétricos, o de Loumaum 2 com 160 MW de potência e

o de Calengue com cerca de 200 MW de potência [43]. Nos rios Cutato, Cune e Cunhinga serão concebidos alguns projetos hidrotérmicos com potências que poderão variar de 200 MW a 450 MW em função da procura no ano de 2025 [43]. Ainda neste sistema prevê-se a construção de uma fonte hidrotérmica com 300 MW de potência, cujo combustível será a biomassa [43].

No sistema Sul continuam em perspectivas os projetos hidroelétricos de Jamba Ya Mina, Jamba Ya Oma e Baynes com 227 MW, 78 MW e 600 MW de potências, respetivamente, constando este último de um projeto conjunto entre a República de Angola e a República da Namíbia, com benefícios semelhantes para ambos países [43]. Este sistema será reforçado com turbinas até 80 MW de potência total.

No sistema Leste está prevista, nas Lundas, a construção de sistema hidroelétrico de Luapasso, construído por três empreendimentos com uma potência total de 80 MW [43]. No Luena (Moxico) prevê-se a construção de centrais térmicas com 80 MW de potência total. Este sistema abrange as províncias de Lunda Norte, Lunda Sul e Moxico, cuja taxa de eletrificação em 2017 variou de 12% a 15% [42]. É um dos sistemas que deve merecer maiores investimentos para que a meta da taxa mínima provincial, de 25% em 2022, seja alcançada de acordo com os desígnios do órgão central de tutela das energias.

O sistema Cabinda vai conhecer um incremento no seu sistema electroprodutor de 40 MW de potência em cada um dos dois ciclos combinados já existentes, que serão destinados a operar em regime de *backup* [43]. Este sistema engloba apenas a província de mesmo nome (Cabinda), cuja taxa de eletrificação em 2017 foi de 41% [1]. Os investimentos propostos visam assegurar o fornecimento de energia em caso de manutenção ou avaria das fontes já existentes. Contudo, muitos habitantes dessa província ainda continuarão a não usufruir dos serviços prestados pela PRODEL-EP e ENDE-EP.

Outros projetos, perspectivados ainda no âmbito do cumprimento do programa de eletrificação para o ano de 2025, consistem na licitação para a construção de quatro pequenos aproveitamentos hidroelétricos no Sistema Elétrico Leste,

denominados de Quedas do Vuka na Lunda Norte com 44 MW de potência, Luacano B no Moxico com 15 MW de potência, Quedas de Kaquima, e Rápidos de M'Pupa com 4 MW, e 5 MW de potências respetivamente, os dois no Cuando Cubango e um aproveitamento hidroelétrico denominado Cutato na Huila com 7 MW de potência [6].

### 2.3 Setor elétrico no Namibe

O setor elétrico da província do Namibe está dividido entre empresas estatais a PORDEL-EP e a ENDE-EP, que vieram substituir a ENE. A RNT-EP apenas tem a sua representação na direção Regional Sul, situada no Lubango. As duas empresas públicas exercem as suas atividades nas cidades de Moçâmedes e do Tômbwa e nas vilas de Bibala e de Caraculo [5], [44]. Nas vilas de Virei e de Camucuo, e nas sedes comunais, o abastecimento de energia elétrica está a cargo das administrações locais [5], [44]. Para a geração de energia elétrica em 2018 a província do Namibe contou com a fonte hídrica e a térmica [5], conforme a tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Sistema electroprodutor do Namibe em 2018.  
Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados da GPIESTN [5].

Município	Designação das Fontes	Potência Instalada [MW]	Potência Disponível [MW]
Moçâmedes	AH da Matala	40,8	9
	CT do Aeroporto	11,69	6,5
	CT do Xitoto II	10,2	5,5
	CT do Xitoto III	56	25,2
Tômbwa	7 Grupos Geradores	9,2	2,4
Bibala	6 Geradores	0,888	0,888
Camucuo	4 Geradores	1,152	1,152
Virei	2 Grupos Geradores	0,96	0,96
Total		130,89	51,6

A cidade de Moçâmedes é abastecida pela turbina de 25,2 MW de potência de Xitoto III [5]. As outras centrais térmicas (CT) têm entrado em atividades apenas nas horas de ponta ou na altura de manutenção das turbinas [5]. Todas essas fontes de geração usam o gásóleo como combustível, embora a princípio a turbina tenha sido destinada para o uso de gás natural.

A outra turbina com igual potência instalada no Xitoto III tem abastecido a cidade do Lubango, que dista a cerca de 180 km de Moçâmedes, a fim de minimizar a baixa oferta que se tem registado no Lubango, devido as obras de reabilitação e modernização que decorrem no aproveitamento hidroelétrico (AH) da Matala [5], [45]. A par disso, os 9 MW de potência que eram disponibilizados a partir do AH da Matala para o Moçâmedes deixaram de os fornecer no ano de 2018, até que as obras sejam concluídas [5], [45].

As fontes de energia sob o domínio da PRODEL-EP, em 2014, correspondiam a 25,2 MW de potência disponível [46], e em 2018 passaram a corresponder a 49,488 MW de potência disponível, sendo 12 MW em regime de *back-up*, para casos de ponta ou de manutenção [5]. Isto representou uma evolução na potência instalada na ordem de 96,38%.

Basicamente as fontes termoelétricas a gásóleo e os grupos geradores distribuídos em algumas sedes municipais e comunais, são as únicas fontes de geração que forneceram energia elétrica para a província do Namibe no ano de 2018, uma vez que a hídrica não produziu energia elétrica para Moçâmedes.

### **2.3.1 População abastecida**

A projeção para a população do Namibe em 2017 foi de 549857 habitantes [3], e apenas 32% desta população teve acesso à energia elétrica fornecida pela ENDE-EP [1]. Estes valores eram de 495326 habitantes e 30,78% em 2014, respetivamente [41]. Isto representa um aumento de 15,4% nos habitantes beneficiados pelo fornecimento de energia elétrica pela ENDE-EP e Administrações locais. No entanto, o incremento da potência disponível foi na ordem de 96,38% no mesmo período, embora isto, a oferta continua a ser reduzida face à procura. Para minimizar esta situação, algumas das residências sem acesso à energia da rede elétrica, em número não controlado pelas administrações ou pelo setor da energia, são abastecidas por geradores elétricos de pessoas singulares, como foi frisado no ponto 1.1.2, deste trabalho.

### **2.3.2 Dificuldades do setor da energia no Namibe**

O setor elétrico da província do Namibe ainda enfrenta muitas dificuldades, tais como:

- As perdas de energia no transporte, pela distância e pelo estado obsoleto da rede;
- A existência de algumas conexões irregulares na rede de distribuição;
- A baixa capacidade de produção de energia resultando numa fraca oferta face à crescente procura;
- A dependência dos derivados de petróleo para a produção de energia;
- Falta de um planeamento energético local eficiente. As decisões que envolvem altos investimentos são tomadas a nível central pelo Ministério da tutela. Um exemplo a destacar é a da turbina instalada no Xitoto III que tem servido para fornecimento de energia elétrica ao Lubango, enquanto a maioria da população do Namibe ainda não tem acesso à eletricidade;
- Localidades dispersas pelo território que dificulta a interligação.

### **2.3.3 Perspetivas para o setor da energia**

Com base no memorandum do setor da energia do Namibe [44], o setor apontava como perspectivas de médio prazo as seguintes ações mais importantes:

- O aumento da capacidade de produção com a reabilitação da central térmica do Xitoto I;
- A ampliação da potência de instalação da central termoelétrica de Aeroporto;
- A implementação de obras de extensão das redes elétricas.

Localmente não há gestão de projetos de maior realce. Os projetos mais importantes são determinados a partir do MINEA, mais especificamente no caso de parque eólico, de central híbrido gásóleo-solar fotovoltaica e do aproveitamento hidroelétrico de Baynes. Pelo que se pode notar o setor da energia do Namibe limita-se apenas à execução de projetos de menor impacto

para a melhoria da sua área de jurisdição, como as que constam no seu memorandum, mencionado anteriormente.

## **2.4 Conclusões**

O setor da energia do Namibe é dependente das decisões do ministério de tutela. Os projetos locais não trazem melhorias significativas para o setor da energia por serem de investimento reduzido. Para além disso, praticamente parece não existir planeamento energético a nível da província.

As fontes de energia em Angola são fundamentalmente recursos hídricos, gasóleo e gás natural. Projetos referentes ao uso de recursos solares estão em curso, numa fase experimental, mas estes projetos funcionarão em regime híbrido, juntamente com o gasóleo. Os recursos hídricos e o gasóleo ainda vão prevalecer como os dominantes para os próximos anos, como se nota nos projetos em curso ou perspetivados pelo ministério de tutela. O uso de gás natural ainda é muito limitado em Angola: no caso de Moçâmedes (Namibe), embora se tenham instalado as turbinas a gás natural, é o gasóleo que tem servido de combustível para a produção de energia elétrica. O uso de gás natural requer infraestruturas adequadas, desde o transporte até o armazenamento, e essas condições parecem ainda não estão criadas para a província do Namibe, e em muitas outras partes de Angola.

A não diversificação de fontes de energia pode pôr em risco a segurança no abastecimento. As fontes hidroelétricas dependem do caudal do rio que é condicionado pelas alterações climáticas e pelas estações do ano. Um exemplo a baixa produção registada em 2017 por razões das estiagens que ocorreram no referido ano. Por outro lado, as fontes termoelétricas dependem dos derivados de petróleo, que por sua vez estão condicionados por outros fatores como a volatilidade de preços de petróleo no mercado mundial, e por ser um recurso esgotável e emissor de gases com implicações negativas para o meio ambiente.

Assim sendo, as fontes de energia existentes parecem incapazes de satisfazer não só a procura energética no momento atual, bem como a futura procura, tendo

em vista o plano de desenvolvimento da província. Muitos habitantes mesmo vivendo em zonas urbanas não têm acesso à energia da rede, e em alguns casos para os que o têm, a energia não apresenta a qualidade desejada. Ocorrem interrupções na rede nas horas de pico, que se agravam quando a linha de energia proveniente do aproveitamento hidroelétrico da Matala fica fora de serviço.

Os problemas de energia em Angola são praticamente da mesma natureza para todo seu território. As cidades principais ainda se debatem com a pouca oferta de energia. Nas sedes municipais, que são as cidades secundárias, na sua maioria, a principal fonte de energia é a térmica, que funciona com limitações. Há necessidade de se rever a política energética do país.

Os investimentos para o setor da energia devem ser sustentáveis, numa ótica de:

- (a) Diversificação das fontes de energia;
- (b) Uso racional dos recursos intervenientes nos processos de produção, transporte e distribuição de energia;
- (c) Promoção do desenvolvimento socioeconómico;
- (d) Minimização dos impactos ambientais;
- (e) Perceção de que o acesso à energia é um direito para todo cidadão;
- (f) Garantia da segurança do abastecimento.





## CAPÍTULO 3

### CONTEXTUALIZAÇÃO DA TEMÁTICA E REVISÃO DA LITERATURA

#### 3.1 Introdução

O desenvolvimento de um país está intimamente relacionado com o consumo de energia elétrica [47]. Geralmente, os países desenvolvidos têm um consumo de energia *per capita* superior ao dos países em desenvolvimento. Nota que nos países da União Europeia (UE), em média, por habitante, o consumo de eletricidade foi de 5908,35 quilowatt-hora (kWh) *per capita*, os da América do Norte (13241,32 kWh *per capita*), os da América Latina e Caribe (2128,82 kWh *per capita*), os do Sul da Ásia (707,50 kWh *per capita*) e os da África Subsaariana (482,87 kWh *per capita*), conforme o registo de 2014 [48]. Nos países em desenvolvimento ainda há dificuldades no que tange ao acesso aos serviços de energia elétrica. De qualquer modo, todos os países se encontram preocupados com o setor da energia, embora com tendências diferentes, pelas implicações advindas dos recursos energéticos que são utilizados para a geração de energia elétrica.

#### 3.2 Situação energética no mundo

O combustível mais usado para a produção da energia elétrica é o fóssil. No entanto a expansão do consumo de energia nos países desenvolvidos e nos emergentes levantou duas grandes preocupações: o esgotamento dos recursos energéticos fósseis, como o petróleo e, conseqüentemente a preocupação ambiental no que tange à questão do aquecimento global devido ao aumento das emissões de gases de efeito estufa, onde os combustíveis fósseis têm maior contribuição [13]. Mas a estas duas preocupações junta-se uma outra: a volatilidade dos preços a que estão sujeitos os combustíveis fósseis no mercado mundial. Todas estas situações podem comprometer a segurança do abastecimento de energia elétrica em quaisquer uma dessas sociedades. Diante disso, os países desenvolvidos querem manter o ritmo de desenvolvimento alcançado, e focam-se na substituição das tecnologias fósseis por tecnologias menos agressivas ao meio ambiente, enquanto para os países em

desenvolvimento, como é caso do continente africano, a preocupação prende-se com o aumento da sua oferta de energia de forma a que as suas populações tenham acesso à energia elétrica.

Estes desafios requerem uma boa planificação energética e o delineamento de uma boa política energética. Face a estes desafios muitos países estão a melhorar os seus modelos energéticos de forma a que os mesmos garantam a segurança do abastecimento, o crescimento socioeconómico, a proteção ambiental e o incremento no acesso à energia elétrica.

### **3.2.1 Problemática ambiental**

Os efeitos das alterações climáticas e a necessidade de uma melhor qualidade de vida criaram um foco maior em acessibilidade, confiabilidade e sustentabilidade de sistemas energéticos modernos, fazendo com que nos dias de hoje seja desejável a consciência ambiental [49]. Isto fará com que os objetivos ambientais sejam colocados no topo das prioridades mundiais, nacionais e pessoais [50].

As atividades antrópicas, em especial as que utilizam combustíveis fósseis, vêm influenciando a ocorrência de fenómenos relacionados com as alterações climáticas [50]. O setor da energia é tido como o maior emissor de gases de efeito estufa, seguido da agricultura, em pequenas percentagens [51]. Os gases emitidos na utilização de combustíveis fósseis intensificam o efeito estufa, modificando o modo com que a energia solar interage com a atmosfera, provocando o aquecimento global com graves consequências, tais como frequência de seca ou de inundação em algumas áreas, a subida do nível do mar, a extinção de algumas espécies de animais e plantas, e pondo em risco a própria sobrevivência humana na Terra. Todos países do mundo estão sujeitos aos impactos das alterações climáticas, mas salienta-se que os países mais pobres e menos desenvolvidas serão os mais vulneráveis, como por exemplo alguns países das Ilhas do Pacífico, do Sul asiático e de África Subsaariana, dada a alta exposição aos riscos e às vulnerabilidades (sociais, económicas, físicas e políticas) a que estão sujeitos, o que se agrava ainda mais por estes carecerem de resiliência aos referidos impactos [52], [53].

Observações efetuadas por cientistas do clima evidenciaram que ao longo do século passado, houve um aumento significativo das concentrações de CO<sub>2</sub> na atmosfera, em 280 partes por milhão (ppm), comparadas com os valores da era pré-industrial [51]. No ano de 2015 registou-se uma concentração de CO<sub>2</sub> em cerca de 399 ppm, o que representou um crescimento médio anual de 2 ppm nos últimos dez anos, havendo igualmente um aumento de concentração em outros gases como o metano (CH<sub>4</sub>) e o óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) [51]. Desde a Revolução industrial, as emissões de CO<sub>2</sub> provenientes da combustão de fósseis aumentaram drasticamente de quase zero para mais de 32 gigatoneladas de dióxido de carbono (GtCO<sub>2</sub>) em 2014 [51].

No período de 2014–2016 as emissões globais de CO<sub>2</sub> atingiram cerca de 32,1 gigatoneladas (Gt), mantendo-se estáveis durante os três anos consecutivos [54]. Houve uma diminuição de emissões de CO<sub>2</sub> nos Estados Unidos da América (EUA) e na China, considerados os maiores consumidores de energia e também os maiores emissores de CO<sub>2</sub>, e na Europa as emissões mantiveram-se estáveis, e em contrapartida houve um aumento de emissões de CO<sub>2</sub> na maioria do resto do mundo, para o mesmo período [54]. Nota-se uma tendência de aumento dos níveis de emissões de CO<sub>2</sub> resultantes da oxidação do carbono nos combustíveis durante a combustão na produção de energia elétrica nos países em desenvolvimento.

Alguns compromissos vêm sendo assumidos para combater o ritmo de crescimento atual das emissões de gases de efeito estufa com o objetivo de adaptar e mitigar os impactos ambientais devidos às alterações climáticas. O primeiro compromisso tratou-se do Protocolo de Quioto, assinado em 1997, que comprometeu os países industrializados participantes em reduzir as emissões de gases em cerca de 5%, em relação aos níveis de 1990, durante o período de 2008–2012 [51]. O referido Protocolo estabeleceu três mecanismos de flexibilidade, que deviam permitir a esses países cumprir com as exigências de redução de emissões, que são (1) Comércio de emissões: as Partes do Anexo I deviam comercializar uma porção das suas quotas de emissão, convertendo a sua quota de emissão em licenças de emissão transacionáveis; (2)

Implementação conjunta: estabelecia a possibilidade de transferência de quotas de emissão, entre países com objetivos quantificados, do Anexo I, por via da concretização de projetos públicos ou privados que deviam contribuir para a redução de emissões no outro país; (3) Mecanismo de desenvolvimento limpo: havia estabelecido a possibilidade de obtenção de créditos de emissão, por via da concretização de projetos públicos privados que deviam contribuir para a redução de emissões em países em vias de desenvolvimento. Todavia, o mesmo Protocolo enfrentou algumas barreiras na sua implementação. Apesar de ter contado com uma maior participação e ter sido assinado por 192 partes, os EUA permaneceram de fora da jurisdição do Protocolo, e os países em desenvolvimento não tiveram metas de emissões definidas [51]. Isto esteve na base do não cumprimento na íntegra do Protocolo de Quioto.

Um dos mais importantes compromissos na agenda internacional foi o Acordo de Paris adotado na 21ª Conferência das Partes (COP21) sobre as alterações climáticas, em dezembro de 2015, por 196 nações [51], [55]. O Acordo tem como objetivo, a longo prazo, manter o aumento da temperatura média global a menos de 2°C acima dos níveis pré-industriais e promover esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais [51], [55]. Para se alcançar este objetivo necessariamente as emissões globais provenientes de geração de energia à base do consumo de combustíveis fósseis devem cair até ao ano de 2050, de mais de 13 GtCO<sub>2</sub> atuais para 1,4 GtCO<sub>2</sub> [55]. Isto vai exigir quatro mudanças na geração de energia à base do carvão e gás, nomeadamente [55]: (i) eliminação das tecnologias de centrais de carvão pouco eficientes além de 2030; (ii) Redução de geração de gás sem balanço, para geração de gás como *back-up* para a geração eólica e solar; (iii) Aceleração e expansão da captura e armazenamento de carbono; (iv) exploração de esforços tendentes à redução das emissões advindas dos equipamentos de captação e armazenamento de carbono, por estes operarem com combustível fóssil adicional.

Em dezembro de 2018 realizou-se a 24ª Conferência das Partes (COP24) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas, em Katowice (Polónia), a fim de se colocar em prática o Acordo de Paris 2015 [56].

Nesta Conferência fez-se saber, por meio de conhecimentos científicos e socioeconómicos, que a limitação do aquecimento global a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais seria a aposta certa, pois traz claros benefícios para a Humanidade, em matéria de proteção ambiental. Com esta limitação pretende-se que até 2030 pelo menos 45% das emissões de dióxido de carbono sejam reduzidas, em relação aos níveis de 2010, e igualmente até ao ano de 2050, as emissões globais de dióxido de carbono atinjam o *net zero* (redução a 100%) [56]. Mas para tal, são exigidas importantes transições em vários setores, sobretudo no da energia. Será necessária uma redução significativa no uso de carvão, para perto de zero por cento, na sua participação na geração de energia elétrica, e, por conseguinte, a opção por fontes de energias renováveis numa participação de 75 a 80% na geração de energia elétrica, a nível mundial, até 2050 [56].

Em África, o país mais emissor é a África do Sul que emitiu cerca de 415,6 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, em 2017, provenientes da combustão de petróleo, carvão e gás [57]. Mas este valor tem vindo a diminuir comparado com os anos anteriores, por exemplo em 2008 o seu registo foi de 447,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, um valor superior em cerca de 7,68% em relação ao emitido em 2017 [57]. Noutros países do mesmo continente, as emissões têm aumentado para o mesmo período (2008–2017), embora com níveis de emissões abaixo da África do Sul: no caso o Egito de 170,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> para 217,3 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, representando um aumento em cerca de 102%; a Argélia de 90,8 milhões de toneladas para 128,1 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, um acréscimo de aproximadamente 41%; e Marrocos de 48,6 milhões de toneladas para 58,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, um aumento de emissões de 20,37% aproximadamente [57].

As fontes de energias renováveis são apontadas como uma via para poder contribuir para a mitigação das alterações climáticas, podendo ser uma solução de recurso, face às emissões de CO<sub>2</sub> por recursos fósseis. Para além disso, são tidas como uma indústria promissora que podia assumir-se como força motriz para reativar e desenvolver a economia de um determinado país [11].

### **3.2.2 Segurança do abastecimento**

O fornecimento sustentável de energia é visto como um fator relevante para o crescimento económico contínuo de qualquer sociedade [27]. Para que isto aconteça é imprescindível que cada país, região ou comunidade, adote uma política energética focada na segurança do fornecimento de energia elétrica.

A segurança do abastecimento de energia elétrica é considerada como um aspeto indispensável da estabilidade económica e de segurança mundial nos dias de hoje [58]. As definições atribuídas à segurança energética têm variado dependendo de cada investigador, mas todas elas têm como cerne a ausência, a proteção ou a adaptação de ameaças que são causadas ou têm impacto na cadeia de fornecimento de energia elétrica [59].

Muitos países, a fim de garantirem a segurança do abastecimento de energia têm apostado na diversificação das fontes de energia elétrica com menos impactos sobre o meio ambiente [60]. Outros têm apostado na diversificação do mercado de aquisição dos recursos energéticos fósseis para que cheguem com maior segurança aos centros de geração de energia elétrica. Muitos recursos fósseis são adquiridos em países com certa instabilidade política o que se torna uma ameaça à segurança energética para os países importadores.

Por exemplo, o Japão vive de importações de recursos energéticos em cerca de 96% de suas necessidades nacionais. Após o Tsunami e o acidente na central nuclear em Fukushima em março de 2011, associado às questões globais sobre as alterações climáticas e a segurança energética, tem-se visto na obrigação de apostar na promoção de fontes de energias renováveis, sendo as mais visadas a biomassa, seguida de eólica e solar [61].

Singapura tem apostado na importação de gás natural e na implementação de fontes de energias renováveis, com o propósito de garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica e igualmente para diminuir a pegada do carbono e a dependência das importações de combustíveis fósseis [62].

A matriz elétrica do Brasil é dominada pela forte participação de hidroelétrica, representando dois terços da capacidade de potência instalada. Mas em 2000 e 2001 e posteriormente em 2014 e 2015 secas extremas assolaram o Sudeste, Centro-Oeste e o Nordeste daquele país, provocando uma crise energética e evidenciando assim a insegurança da fonte hidroelétrica para o Brasil [63]. Diante desta vulnerabilidade e com a previsão de aumento do consumo de energia, o Brasil viu como solução a diversificação das fontes de energia, apostando no desenvolvimento de fontes de energias renováveis, como a solar, a eólica e a biomassa. Mas para que tudo isso se concretize foi recomendada a adoção de políticas visadas em proporcionar um ambiente político favorável e a consciencialização pública para o desenvolvimento de tecnologias renováveis emergentes de modos a torná-las mais competitivas comparadas às fontes de geração de energia convencionais. Uma outra estratégia prende-se em apoiar os fabricantes e os investidores nacionais em pesquisas e desenvolvimento considerados cruciais para o alcance das metas concernentes à segurança do abastecimento [63].

Um outro exemplo é o caso da China que pretende reduzir a sua forte dependência do Estreito de Malaca, a fim de salvaguardar o fornecimento de petróleo importado. Para tal projetou a construção de um oleoduto que vai ligar o Paquistão e a China no contexto de fornecimento de petróleo à China [58]. A China também depende de importação de carvão e de gás natural. Tanto o petróleo como o carvão e o gás natural são recursos energéticos importados, não garantem a segurança do abastecimento, e também há o risco de uma potencial instabilidade nos países onde estes recursos são adquiridos [64]. Para garantir a segurança do abastecimento energético a China optou por diversificar o mercado de aquisição destes recursos energéticos [11], [64]. O petróleo e o carvão já vinham sendo adquiridos em vários países, enquanto o gás natural que dependia apenas da sua aquisição à Rússia, também vê o seu mercado de aquisição a estender-se para a Ásia Central [64].

Os Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento são tidos como vulneráveis aos impactos e efeitos das alterações climáticas, dada as suas localizações geográficas, que lhes faz sujeitar às calamidades naturais e ao aumento de nível



do mar. O seu recurso energético predominante é o combustível fóssil, o que ameaça a segurança energética destes países. Para garantirem a segurança energética tiveram de traçar algumas políticas visando a implementação de fontes sustentáveis de energia. No caso de Fuji projetou aumentar a quota de fontes de energias renováveis para 81% até 2020, igualmente Maurícia projetou atingir a quota de 35% em 2025 das mesmas fontes [65].

Alguns países apesar de utilizarem pouco as fontes de energias renováveis, comparados com outros países desenvolvidos, como é o caso dos EUA, têm vindo a debater a diversificação energética e a promoção de fontes de energias renováveis face às preocupações como a segurança do aprovisionamento, às limitações e às flutuações dos preços dos combustíveis fósseis, e às ameaças de alterações climáticas [60].

### **3.2.3 Volatilidade dos preços de combustíveis fósseis**

A volatilidade dos preços é outra questão preocupante associada aos combustíveis fósseis. Em muitos países em desenvolvimento os combustíveis são subsidiados pelo Estado para se atenuar os custos de produção de energia, uma vez que os retornos da comercialização da energia não são compensatórios. Por exemplo, na Nigéria os derivados de petróleo são subsidiados pelo Governo o que acarreta uma despesa para o orçamento nacional daquele país [66], acontecendo algo semelhante em Angola com a subvenção a 100% dos derivados de petróleo para a produção de eletricidade. O retorno da comercialização tem sido reduzido, o que não é compensatório, face ao elevado custo de produção de eletricidade [67].

Um dos recursos importantes no mercado da energia é o petróleo, pela participação dos seus derivados na produção de energia elétrica, mas o mesmo está sujeito a volatilidade dos preços no mercado mundial. Em meados de 2014 o petróleo estava a ser comercializado no mercado mundial a preços acima de US\$100,00 por barril de Brent e caiu bruscamente para abaixo de US\$50,00 no início de 2015, após um longo período de preços altos e relativamente estáveis [52]. Já em 2016 começou a ser comercializado acima de US\$50,00 e na primeira

semana de outubro de 2018 o barril de Brent chegou a ser vendido em cerca de US\$86,50 e na segunda semana de novembro do mesmo ano teve uma descida, e foi vendido a US\$64,66 [68], [69]. No entanto, prevê-se que o preço do petróleo no mercado mundial continue a aumentar de forma gradual. As projeções dos preços de petróleo para 2020 apontam para a comercialização do barril de Brent perto de US\$80,00, embora em outubro de 2018 já tenha sido vendido acima deste preço, passando para US\$113,00 por barril de Brent em 2030 e para US\$128,00 por barril de Brent em 2040, como preços exigidos no mercado mundial a fim de equilibrar a oferta e a procura [70]. A figura 3.1 mostra a evolução do preço médio anual do petróleo (barril de Brent) ao longo do período 2000–2018 [71]. Embora tenha conhecido períodos de baixa de preços, em alguns anos, a tendência é de aumento, numa taxa média anual de cerca 5,2%, no intervalo 2000–2018.

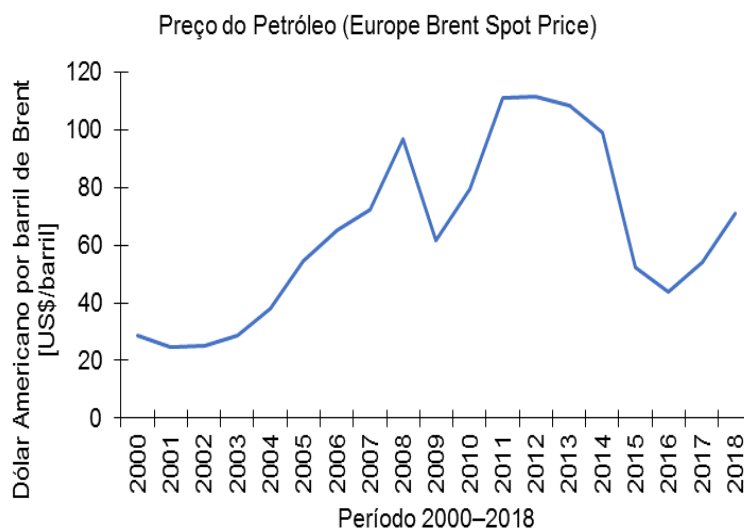


Figura 3.1 – Evolução do preço de petróleo no período 2000–2018.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da EIA [71].

Outros combustíveis fósseis que têm muita influência no setor da energia são o gás natural e o carvão, que também estão sujeitos a volatilidade de preços no mercado mundial, embora em menor escala. Os preços do gás natural sofreram uma redução que dependeu de fatores regionais e dos mecanismos de preços de gás já existentes [52]. Nos Estados Unidos o gás natural estava a ser comercializado, em meados de 2014, a preços de US\$4,00 por milhão de unidades térmicas britânicas (MBtu), e no início de 2015 foi comercializado a

menos de US\$3,00/MBtu, de agosto a outubro de 2018 os preços sofreram oscilações que foram de US\$2,75 a US\$3,20/MBtu [72]. Na Alemanha, os preços de importação de gás natural foram abaixo de US\$8,50/MBtu no verão de 2014 [52] e nos meados de 2017 atingiram valores mínimos de US\$4,98/MBtu [73]. A evolução dos preços médios anuais de gás natural nos EUA e na Alemanha é apresentada na figura 3.2. De forma geral, verificou-se um decréscimo nos preços nos dois países [57]. Para os EUA a taxa média anual de decréscimo, no período 2007–2018, foi de aproximadamente 4%, enquanto para a Alemanha para o mesmo período foi cerca de 3,5%.

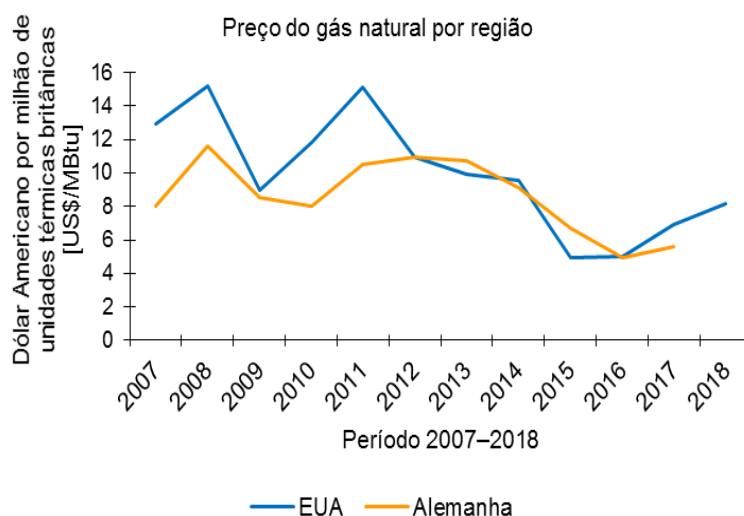


Figura 3.2 – Evolução do preço de gás natural no período 2000–2018.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da BP [57].

Quanto ao carvão, no Noroeste da Europa reduziram de US\$73,00 por tonelada nos meados de 2014 para cerca de US\$60,00/tonelada no início de 2015 [52] e em 2017 subiu para US\$84,51 [74]. A figura 3.3 apresenta a evolução de preços médios anuais de carvão em quatro regiões do mundo, nomeadamente China, EUA, Japão e Noroeste da Europa, para período de 2001 a 2017 [57]. As taxas médias anuais de crescimento dos preços nas referidas regiões foram aproximadamente de 7% para a China, 1,5% nos EUA, 6% no Japão e 5% para o Noroeste da Europa. O preço de carvão foi sempre relativamente alto no Japão e no Nordeste da Europa, enquanto na China houve muitas oscilações nesse mesmo período.

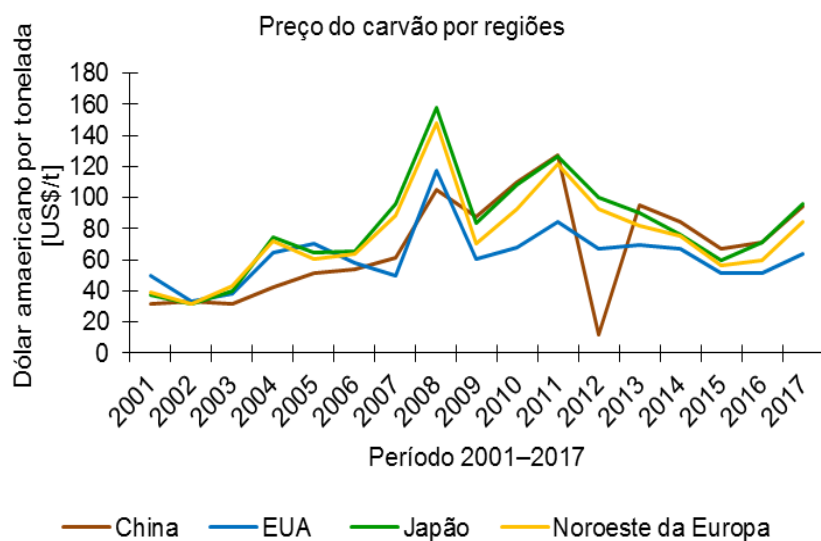


Figura 3.3 – Evolução do preço de carvão no período 2000–2018.  
 Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da BP [57].

A queda de preços de combustíveis fósseis, a partir de meados de 2014, teve um impacto grande no mercado internacional, mas de formas distintas para os importadores e os exportadores. Para os países exportadores de petróleo e gás sentiram-se obrigados a reduzir de forma significativa os investimentos planejados, tiveram de revisar os seus orçamentos governamentais pelo facto de as suas expectativas de crescimento económico terem sido cortadas [52]. No entanto os países importadores sentiram-se aliviados com os menores preços de petróleo, tendo aproveitado a implementação de reformas de subsídios de combustíveis fósseis [52]. Essa queda de preços de combustíveis fósseis também não foi bem vista no mercado das tecnologias de energias renováveis, trazendo um receio de enfraquecimento na oposta dessas tecnologias [52].

Diante da limitação dos recursos fósseis, relacionada com a volatilidade dos preços dos combustíveis e dos graves problemas ambientais, exigem-se novas opções de tecnologias energéticas sustentáveis, que utilizem fontes de energias renováveis [17]. Com as previsões de preços do petróleo no mercado mundial de tendência de subida para os próximos anos, uma outra das questões encorajadoras e motivadoras na aposta às fontes de energias renováveis prende-se com a sua integração no período de 2010–2015, tendo-se verificado uma

redução dos custos de instalações de energias solar fotovoltaica e eólica, em dois terços e 30% em média, respetivamente, no referido período [55].

Podem ser apontados como exemplo alguns países onde já se evidenciou a redução de custos de instalação, como o caso de Marrocos, em que a geração eólica *onshore* atingiu o mínimo histórico em 2015 por US\$30,00 por MWh; na tecnologia solar fotovoltaica os custos mínimos de US\$30,00 por MWh foram alcançados em Maio de 2016 no Dubai e pelo mesmo valor em Agosto do mesmo ano no Chile [55]. Essas mesmas tecnologias têm tendência para baixar futuramente os seus custos, e de forma mais rápida. Prevê-se que os mercados com recursos abundantes e que apresentem políticas seguras, principalmente nas condições regulatórias e de financiamento, os custos das tecnologias solares e eólicas serão mais baixos ainda futuramente, e numa velocidade superior a que foram projetados [55]. Atingindo esta meta as tecnologias renováveis passarão a ter competitividade em custos com os combustíveis fósseis, sendo isso fulcral para o objetivo de descarbonização do sistema elétrico mundial.

### **3.3 Situação energética em África**

Considera-se que toda a economia avançada exigiu um acesso seguro à energia moderna para sustentar o seu desenvolvimento e a crescente prosperidade [75]. Uma energia moderna de alta qualidade e confiável fornece serviços como a iluminação, o aquecimento, o resfriamento, o transporte, a comunicação, proporciona uma qualidade de vida melhor e traz rendimentos mais elevados [75]. Nesta ótica, Tessema et al. [76] realça que o acesso à energia elétrica influencia profundamente a vida das comunidades rurais, e é igualmente fundamental para todos os aspetos do bem-estar humano, incluindo o acesso à água potável, cuidados de saúde, educação e produtividade agrícola. Para a grande maioria dos africanos, a falta de acesso aos serviços modernos constitui o grande obstáculo para o alcance do bem-estar e no sentido mais amplo constitui uma barreira para se atingir os objetivos do desenvolvimento do continente. O acesso à energia pelas comunidades mais pobres pode marcar uma diferença significativa na luta contra a pobreza [77], o que ainda não tem acontecido em muitos países

africanos. O acesso à energia elétrica é um desafio ainda não conquistado na África subsaariana [75].

A nível mundial, aproximadamente 2,7 mil milhões de habitantes não usufruem de energia eficiente e limpa e 1,2 mil milhões de habitantes não têm acesso à energia elétrica, sendo que cerca de 84% destes residem na África subsaariana e no Sudeste asiático [76]. E segundo Kaygusuz [78] o maior desafio no que concerne ao acesso a energia está na África Subsaariana onde apenas 31% de população tem acesso, e na situação de excetuar-se a África do Sul esta taxa baixa para 28% o que é muito preocupante. Estima-se que desta população com acesso à energia elétrica 20% viva em áreas rurais [75].

Aponta-se o caso da Etiópia em que mais de 50% da população não tem acesso aos serviços energéticos modernos [79]. Embora, o Governo daquele país tenha apostado na melhoria gradual do acesso à energia elétrica, algumas políticas delineadas para o efeito apresentam-se como obstáculo ao alcance do referido desígnio. A população é maioritariamente pobre, não consegue pagar o custo das linhas de distribuição da rede elétrica até às suas residências, o que devia ser uma tarefa por conta da empresa concessionária de energia [79]. Um outro problema que limita o acesso à energia elétrica prende-se com o facto dos contratos que a Etiópia tem com Djibouti, desde 2011 e Sudão, desde 2012, em disponibilizar 80 MW e 100 MW de potência para estes países, respetivamente, apesar da maioria da população continuar dependente do combustível tradicional (lenha) para satisfazer as suas necessidades, tais como aquecimento e cocção dos alimentos [79].

A Nigéria é detentora de um grande potencial em recursos energéticos convencionais e renováveis, mas apesar disso, a procura de energia é significativamente maior comparada com a oferta energética [80]. Na Nigéria apenas 10% dos domicílios rurais e 40% da população total do país tem acesso à energia elétrica [80], o que representa uma taxa muito reduzida.

Na Namíbia a maioria da população vive de forma dispersa pelo imenso território e dessa maioria, muitos habitantes não têm acesso à eletricidade, que continua a

ser um privilégio das zonas urbanas [81]. A maior preocupação da Namíbia deve consistir nas políticas de eletrificação das zonas rurais.

Na África Ocidental as taxas de acesso à energia elétrica variam de 20% na Libéria para acima de 70% no Gana. E a taxa mais elevada deve-se ao projeto de Esquema Nacional de Eletrificação lançado em 1989. Na África Central as taxas de acesso variam de 3% na República Centro Africana a 66% na Guiné Equatorial [75].

O setor da energia na maioria dos países africanos é financiado normalmente através dos orçamentos nacionais, todavia estes não são geralmente suficientes para melhorar as redes de transmissão e distribuição, a fim de expandir o acesso à energia elétrica [82].

### **3.3.1 Fontes de energia em África**

O Norte de África é caracterizado por uma elevada dependência do petróleo e do gás, quer para exportações, no caso de países como Argélia, Líbia e Egito, quer para as importações no caso de Marrocos. Na África Austral nota-se uma acentuada dependência de energia da biomassa tradicional (lenha, carvão vegetal), exceto a África do Sul que é fortemente depende do carvão mineral [83], [84].

No caso de Moçambique quase toda a energia elétrica produzida é hídrica, representando 99,9% do *mix* de energia [85]. Prevê-se uma alteração neste quadro com a inserção de fontes que usam o carvão e o gás natural para a produção de energia elétrica. Até ao ano de 2023 a hídrica deverá representar 93,7% do *mix* energético [85].

Já no Botswana a principal fonte de energia é o carvão mineral devido a sua abundância e a pronta disponibilidade [86].

Na Namíbia as principais fontes são as térmicas a carvão mineral (Central de Energia Van Eck), a central hidroelétrica (nas quedas de Ruacana, Cunene–Angola) e a central a gásóleo (Paratus em Walvis Bay) [81].

Os países como África do Sul, Botswana, Moçambique, Zimbabwe e Suazilândia que possuem grandes reservas de carvão mineral usam este recurso energético para a produção de energia elétrica, com maior destaque para a África do Sul que possui aproximadamente 90% destas reservas do continente africano e que mais uso faz deste recurso [83]. E nas comunidades onde não se tem acesso à energia elétrica, a fonte de energia para a cozinha e o aquecimento baseia-se na biomassa tradicional (lenha).

O *mix* energético nos países de África subsaariana é dominado pelas fontes de combustíveis fósseis, emissoras de GEE [87]. A geração de energia elétrica com base em fontes limpas, com a exceção da hídrica, ainda é insignificante nos países de África Subsaariana.

### **3.3.2 Potencial de energias em África**

De acordo com os padrões globais, África não é um continente caracterizado por ventos, embora haja algumas áreas com recursos eólicos excelentes, no caso das montanhas Atlas e Costa do Atlântico Noroeste, a área do Gape da África do Sul, as áreas costeiras do Egito, e as montanhas etíopes [88]. Mas alguns destes países localizados em regiões de abundantes ventos, acima referenciados, também não têm feito um aproveitamento considerável do potencial eólico [88]. No ano de 2012 o Egito já tinha uma capacidade de instalação de 550 MW; Marrocos (291 MW); Etiópia (81 MW); Tunísia (104 MW); Cabo verde (24 MW) e outras regiões (24 MW). E em 2013, destes cinco países, apenas a Etiópia viu o seu potencial aumentar em 90 MW, totalizando até ao final de 2013 uma capacidade de instalação de 171 MW, sendo que os outros países mantiveram as capacidades de instalação do ano anterior. Embora a Etiópia se tenha destacado no aumento da sua potência de instalação, não tem aproveitado o abundante recurso eólico que possui para a geração de energia elétrica, apenas o fazendo de forma limitada para o bombeamento de águas [79]. Em 2015 a África do Sul superou os cinco países que eram de topo na exploração de energia eólica, com uma potência instalada acumulada de 1079 MW, seguida por Marrocos (834 MW), Egito (750 MW), Etiópia (324 MW) e Tunísia (240 MW). Em 2017 as potências instaladas destes países evoluíram para o seguinte quadro: África do Sul (2094



MW), Marrocos (934 MW), Egito (750 MW), Etiópia (324 MW) e Tunísia (245 MW). O Egito e a Etiópia permaneceram com mesma a potência acumulada desde 2015, e destaca-se a evolução que a África do Sul teve, um incremento na ordem de 94% aproximadamente, para o referido período [89].

No que se refere ao potencial hídrico, o mais substancial para a geração de energia elétrica é encontrado em Angola, Moçambique e Zâmbia [83]. Moçambique além do recurso hídrico possui outros recursos energéticos naturais como gás natural, carvão mineral, solar, ventos e petróleo [85].

O Botswana possui um potencial rico em recurso solar e matéria-prima para biomassa como sorgo doce para o aproveitamento de biocombustíveis, mas, no entanto, baseia o seu consumo energético na importação de energia a partir da África do Sul [86].

A Namíbia possui um potencial em recursos energéticos endógenos como a biomassa, os ventos e o sol, que podem ser aproveitados para a geração de energia elétrica, havendo já produtores independentes que estão a apostar na exploração destes recursos para fins energéticos [81].

No que se refere ao gás natural, dos 20 principais países mundiais com as maiores reservas provadas em 2016, constam quatro países de África, nomeadamente a Nigéria, detentora de 5,2 de triliões de metros cúbicos, ocupando o décimo lugar a nível mundial e o primeiro em África. Seguem-se desta lista a Argélia com 4,2 triliões de metros cúbicos, o Egito com 1,8 triliões de metros cúbicos, e a Líbia com 1,4 triliões de metros cúbicos [90]. Sendo o Egito o país que mais faz o uso do gás natural para fins de geração de eletricidade, em 2016 foram geradas 137,5 terawatts-hora (TWh) de energia elétrica, provenientes de gás natural e em 2017 a geração aumentou para 149,9 TWh. Igualmente, a África do Sul, embora não constando dos países com maiores reservas mundiais, posicionou-se em segundo lugar em África no uso de gás natural para fins de geração de energia elétrica, em 2016 a produção foi de 1,7 TWh e em 2017 foi de 1,9 TWh de energia elétrica [91].

Quanto ao recurso solar, os mapas solares indicam a África como detentora de abundante radiação solar, principalmente as suas regiões Norte e Sul [92]. Até 2017 a potência instalada para o aproveitamento da energia proveniente do recurso solar foi de 4155 MW [93]. A África do Sul lidera o número dos poucos países que apostaram na energia solar, tem uma potência instalada de 2486 MW, conforme o registo de 2017. Seguem-se a Argélia com 425 MW, Marrocos com 205,5 MW e o Egito com 189 MW de potência instalada acumulada para o referido ano [93].

África possui um potencial significativo de recursos energéticos, seja de combustíveis fósseis como de recursos renováveis. O potencial de recursos renováveis, com exceção da hídrica, permanece praticamente inexplorado [33]. Os progressos realizados na vertente de aproveitamento de energia renovável, no caso a solar fotovoltaica, são muito lentos [16], e o continente continua submetido numa pobreza energética (falta de acesso aos serviços modernos de energia). Apenas África do Sul, Marrocos e Egito têm feito maior aproveitamento dos seus abundantes recursos solares e eólicos para fins energéticos. Face ao potencial do recurso solar que a África possui admite-se que bem aproveitado ultrapassaria a capacidade da oferta energética para atender as necessidades de toda África [94].

### **3.3.3 Perspetivas do setor energético em África**

O acesso à energia elétrica continua a ser um grande problema para os países de África. O principal desafio permanece na África Subsaariana, em particular nas áreas rurais, que se caracterizam por baixa taxa de acesso aos serviços energéticos modernos [84]. Khennas [84] defende a implementação de estratégias que consistem nas opções energéticas descentralizadas para a maioria das áreas rurais e também no fortalecimento dos sistemas de energia particularmente através de interconexões de regiões e aponta o caso de países como a República Democrática do Congo, a Etiópia e Guiné como potências para a exportação de energia hidroelétrica, e isto devia contribuir para a redução significativa dos custos de investimento de capital e nos custos operacionais. No entanto, por falta de estratégias tem contribuído pela não implementação dessa

interconexão regional. Isto traduz-se pelas dificuldades existentes em muitos países de África Subsaariana na elaboração e implementação de um planeamento energético. A falta de uma visão para promover as fontes de energias renováveis e a eficiência energética é verificada na África Central, embora sendo uma região rica em quase todos os recursos energéticos, a maioria da sua população permanece sem acesso à energia elétrica [95].

Os recursos energéticos endógenos e naturais existem em África, mas não são aproveitados para garantirem a segurança energética e a sustentabilidade, que na maioria dos países necessita para o seu desenvolvimento. As fontes mais usadas para a produção de energia elétrica, na maioria de países de África, são as que geram energia a partir da queima de combustíveis fósseis, e demonstram serem pouco sustentáveis tanto no ponto de vista ambiental como no ponto de vista da segurança do abastecimento de energia. Identicamente a produção destas fontes é reduzida. A definição de estratégias, por meio de um planeamento energético, visando diminuir a pobreza energética é essencial.

Autores como Prasad et al. [96] consideram o planeamento energético como um dos pilares para a elaboração de políticas para o desenvolvimento sustentável de um determinado país. E de acordo com os mesmos autores podem ser apontados vários critérios que norteiam o planeamento energético [96] tais como:

- (a) Ambientais, que consistem na redução dos gases com efeito de estufa, poluição do ar, esgotamento dos recursos naturais;
- (b) Económicos, que consistem na redução da dependência de combustíveis fósseis e no aumento de investimento local em fontes de energias renováveis e em projetos de eficiência energética geradores de negócios e riquezas;
- (c) Sociais, visando a melhoria da saúde humana, a criação de postos de trabalho, ao maior conforto e à participação dos cidadãos nos processos de tomada de decisão;
- (d) Técnicos e geopolíticos. Apesar dos responsáveis pela tomada de decisões políticas finais para um sistema nacional de energia serem ministros e funcionários governamentais, eles devem guiar-se por trabalhos

dos técnicos de planeamento de energia, para fazerem judiciosas decisões.

Salienta-se que o planeamento energético requer um equilíbrio entre a oferta de energia e a procura de energia; e alerta-se que na escolha de modelos de energia, a primeira consideração para o técnico de planeamento energético consiste em saber se os valores determinados terão qualquer significado económico e se o modelo escolhido é apropriado para a região em estudo [96]. Nesta ótica, alguns países africanos definiram as suas estratégias para aumentarem as suas ofertas energéticas, embora alguns de formas diferentes.

No Norte de África as políticas traçadas estão direcionadas à minimização do uso de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica. Por exemplo, com o intuito de se libertarem da dependência das importações de combustíveis fósseis no caso de Marrocos e da Tunísia, por um lado, e por outro da Líbia, Argélia e do Egito, estes países redefiniram as suas estratégias no que concerne às políticas energéticas, valorizando a adoção de fontes de energias renováveis, como a eólica, a solar, a geotérmica, a hídrica e a nuclear [97].

Marrocos, que possui abundantes recursos energéticos renováveis como o vento e o sol, é, no entanto, extremamente dependente de importações de recursos energéticos fósseis, sendo as suas necessidades energéticas atendidas em cerca de 96% [14], [15]. O Governo de Marrocos, a fim de minimizar essa dependência dos combustíveis fósseis, definiu algumas estratégias, como o Plano Nacional de Energias e o Plano Nacional de Ações Prioritárias, de modo a acautelar a segurança energética, a proteção ambiental, o crescimento económico e a responsabilidade social, durante o período de transição de fontes convencionais para fontes de energias renováveis. Esta última estratégia assenta em quatro eixos, nomeadamente (a) segurança do abastecimento com diversificação de tipos de combustível e origens; (b) acesso à energia para todos os segmentos da sociedade a preços competitivos; (c) promoção das fontes de energias renováveis e eficiência energética; (d) integração energética regional de mercados de energias entre a Europa e o Mediterrâneo [14], [15].

Marrocos representa um bom exemplo no cumprimento destas metas, pelos vários investimentos que têm sido feitos na vertente de desenvolvimento de fontes de energias renováveis. Projetou a inserção de 20% até ao ano de 2020 [98], e com o sucesso alcançado nos projetos até aqui implementados, esta inserção poderá atingir 42% até ao ano de 2020. Outra fase de projeção feita indica que até 2025 a taxa a ser alcançada será de 50% em fontes de energias renováveis a integrarem o *mix* energético daquele país [92]. Relativamente aos vários projetos em construção naquele país, destacam-se os quatro projetos de energia solar concentrada, sendo o maior, o parque solar de 500 MW, que está sendo desenvolvido por um consórcio liderado pela empresa saudita ACWA; a construção da primeira planta de calha parabólica de 160 MW, que terá três horas de armazenamento térmico; a construção de complexo de energia solar com dois projetos de 100 MW e 200 MW, respetivamente [98]. O grande progresso alcançado por Marrocos em explorar o seu potencial de fontes de energias renováveis a nível de África, deve-se aos investimentos substanciais realizados no desenvolvimento de energia eólica, energia solar fotovoltaica (FV) e projetos de energia solar térmica [88].

Argélia é detentora de grandes reservas de fontes de energia, com maior destaque aos hidrocarbonetos e energia solar [99]. Mas dadas as preocupações com o meio ambiente e a necessidade de fornecer energia elétrica para atender a sua população, e também para exportar para a Europa, no âmbito do projeto MENA (Middle East and North Africa), tem em curso alguns projetos de desenvolvimento de fontes de energias renováveis, embora ainda num estágio primário [99]. Para o efeito, definiu tarefas consideradas imprescindíveis na concretização destes projetos, que são a educação da população concernente a importância das fontes de energias renováveis e a implementação de uma legislação energética especial para promoção de fontes de energia limpa em setores públicos e privados [99]. Um dos mais importantes projetos em curso é o solar Hassi R´mel, que poderá desempenhar um papel crucial na implementação de tecnologia de energia renovável na região MENA. Tem desenvolvido alguns programas e a par disto estabeleceu algumas metas nacionais relativas às fontes de energias renováveis, designadamente o desenvolvimento contínuo das fontes

solar e eólica, e tendo como objetivo atingir uma cota de energia renovável no fornecimento de energia primária de 5% que era previsto até 2015; 10% até 2020; 20% até 2030 e 35% até 2040 [100].

A África do Sul está empenhada no crescimento económico, e uma componente chave para alcançar esta meta consiste no fornecimento e expansão da energia elétrica, tornando a energia acessível a todos os seus cidadãos, atendendo também às indústrias. No entanto, pretende-se que a mesma energia venha a proteger a saúde dos cidadãos e o meio ambiente, e defenda os compromissos internacionais no que diz respeito às emissões de gases de efeito estufa [101]. A África do Sul está provida de recursos adequados para geração de eletricidade a partir das fontes de energias renováveis a fim de minimizar o défice de energia e a pesada pegada de carbono, mas, no entanto, requer uma estratégia clara para com as fontes de energias renováveis, e recursos humanos, antes de tudo, para que a indústria possa avançar de forma sustentável [102]. Este facto levou a África do Sul a dar grandes passos que consistem na criação de centros de pesquisas orientados para o estudo de energias e no fomento da indústria de desenvolvimento tecnológico e inovação [83]. Estes passos podem representar uma base de sustentabilidade e segurança uma vez que as tecnologias passam a ser fabricadas localmente. Em 2011 a África do Sul implementou uma estratégia que consistiu num contrato de compra de energia proveniente de fontes de energias renováveis de produtores privados. Esta mesma estratégia estabeleceu como meta o ano de 2020 para os produtores privados aumentarem a sua participação na oferta energética com uma potência instalada acumulada de 8000 MW [98]. Essa medida enquadra-se na política de atrair o setor privado para o investimento na oferta energética daquele país.

Na Namíbia prevê-se a inserção de fontes de energias a gás natural, que até ao ano de 2022 devem representar 75,7% do *mix* energético do território namibiano, e destaca-se também o projeto conjunto com Angola que está sendo desenvolvido sobre a viabilidade de construção de um aproveitamento hidroelétrico de Baynes no rio Cunene [81].

Quanto ao Botswana, considerado como um dos países mais ricos de África em termos de rendimento *per capita* e do forte crescimento da sua economia, o que implica o aumento constante de procura de energia elétrica, previa-se no ano de 2015 uma participação de 15% de fontes de energias renováveis na geração de energia elétrica, que até ao ano de 2030 deverá atingir os 30% no seu *mix* energético [86].

Em Moçambique prevê-se um aumento de consumo líquido de energia de 9,9% ao ano num período de 10 anos, a partir de 14,2 TWh em 2014 para 33,2 TWh em 2023 [85]. Estima-se que a procura tenha crescido a uma taxa média anual de 11,4% entre 2014 a 2018. Para o desenvolvimento do setor da energia, a fim de responder a este desafio, Moçambique deve contar com alguns financiadores importantes tais como o Banco Mundial, a União Europeia e Banco Africano de Desenvolvimento [85]. As grandes dificuldades para o setor da energia consistem na imensa extensão territorial e no afastamento das comunidades agravadas pela pobreza. Mais de 54% da população é pobre, o que limita o setor da energia em aumentar os preços de eletricidade [85]. As outras inquietações são apontadas pela frágil instabilidade política, pelo ambiente comercial por vezes hostil e à elevada corrupção, e ainda pela altíssima dependência da energia hidroelétrica em que o período sem chuvas pode perigar a produção de energia elétrica. Apesar de ser um país exportador de energia para Suazilândia, Botsuana, Zimbabué, ainda importa energia da África do Sul e a elevados preços [85]. No entanto, o governo daquele país deliberou a indústria do setor da energia para os investidores privados em participarem na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e comprometeu-se com o desenvolvimento de fontes de energias renováveis como solares, eólicas e das ondas do mar [85].

Outros projetos de relevo no contexto africano têm sido executados graças aos investimentos estrangeiros, com destaque ao Banco Europeu de Investimento (BEI) que tem financiado diversos projetos de fontes de energias renováveis em vários países africanos. Exemplo disto é o caso do projeto Khi Solar na África do Sul com um financiamento de 50 milhões de Euros para aplicação de tecnologia de armazenamento de calor proveniente do sol para geração de energia [103]; o

BEI gere uma contribuição de 25 milhões de Euros investidos como capital próprio no projeto de construção de um parque eólico de 300 MW junto ao Lago Turkana, no Quênia [103]; e igualmente financia o projeto de interconexão CLSG, de alta tensão para a exportação de energia renovável de baixo custo, ao longo de 1300 km, a fim de conectar Costa do Marfim, Libéria, Serra Leoa e a Guiné [103].

Um outro aspeto a frisar no desenvolvimento das fontes de energias renováveis em África é a contribuição que as organizações não-governamentais têm prestado na implementação de muitos projetos com sistemas solares fotovoltaicos para fornecimento de energia elétrica a escolas ou a postos de saúde para a conservação de medicamentos em comunidades sem rede elétrica, em oposição à despreocupação dos governos na eletrificação das referidas localidades [88].

Também existem casos em que os projetos são elaborados e não são executados, como é o caso da Nigéria. O governo nigeriano, face ao fenómeno global das alterações climáticas e à escassez de recursos convencionais, tencionou desenvolver sistemas de energias mais sustentáveis para atender ao crescimento e ao desenvolvimento económico [80]. Em 2003, o Governo Federal da Nigéria havia aprovado a política nacional de energia para desenvolver a exploração de todos os recursos energéticos, cujos elementos-chave consistiram em desenvolver, promover e aproveitar as fontes de energias renováveis e os recursos daquele país; promover o fornecimento de energia descentralizada, especialmente nas zonas rurais, com base nos recursos renováveis; promover métodos eficientes no uso de energia de biomassa; desencorajar o uso de madeira como combustível [87]. Mas a referida política não foi bem-sucedida por falta de diretrizes para a sua implementação, permanecendo a existência de fraco aproveitamento das fontes de energias renováveis para diversificar o seu *mix* energético. A falta de infraestruturas foi igualmente um fator apontado para o fracasso na implementação da referida política [87]. São vistas como soluções a adoção de políticas efetivas e dos marcos regulatórios para o desenvolvimento de fontes de energias renováveis na Nigéria, a fim de diversificar o seu *mix* energético e garantir a segurança do abastecimento, e ainda são sugeridas algumas medidas tais como primar pela extensão da rede elétrica nas zonas



urbanas, a combinação de energia elétrica da rede centralizada com a da rede descentralizada de fontes de energias renováveis como mini hídricas, solar FV e pequenos sistemas eólicos para as zonas rurais próximas das linhas de transporte de energia elétrica, enquanto nas zonas rurais mais afastadas a opção ideal deve consistir na implementação de redes isoladas [104].

O acesso à eletricidade pode garantir o desenvolvimento e melhorar a qualidade de vida nos países africanos à semelhança do que foi acontecendo nos países desenvolvidos. No entanto a eletrificação da maioria dos países em desenvolvimento deve ser significativamente diferente da eletrificação dos países desenvolvidos, uma vez que têm diferentes paradigmas sociais e de energia. Comparando as taxas de eletrificação dos países em desenvolvimento com os países desenvolvidos, onde se destaca a África Subsaariana como a que menos tem acesso a eletricidade com apenas 26%, enquanto os países desenvolvidos têm uma taxa de 99,5% [105]. Os mesmos autores Pillot et al. [105] defendem que, se as fontes de energias renováveis representam, principalmente, alternativas ambientais e de recursos nos países desenvolvidos, são acima de tudo também uma alternativa econômica sustentável e viável nos países em desenvolvimento.

Outros autores como Sokona et al. [77] admitem a necessidade de se avaliarem as práticas e os processos existentes com a finalidade de se desenvolverem modelos, políticas e arranjos institucionais que levem em conta o contexto do problema e as condições de todo continente africano. Ainda os mesmos autores Sokona et al. [77] alertam os países em desenvolvimento para que façam opções energéticas de um modo mais cauteloso observando as questões das mudanças climáticas que visem o desenvolvimento social e econômico. Os combustíveis fósseis, inequivocamente, impulsionaram o progresso humano para níveis extraordinários, mas, no entanto, isto tem custos ambientais e sociais consideráveis, e os países que precisam de se desenvolver devem seguir outro caminho, o das fontes de energias renováveis. Quanto aos combustíveis fósseis, no caso particular do petróleo e gás natural, surge um outro problema que é a flutuação de preços de combustíveis fósseis no mercado mundial. É necessário

avaliar alguns requisitos específicos antes de um determinado recurso ser considerado útil para a produção de energia elétrica, no que tange aos custos, à poluição ambiental, à robustez tecnológica, à estabilidade de fornecimento de combustível e à eficiência de fornecimento de energia [106].

Em países com populações dispersas e em zonas recônditas a extensão da rede elétrica para abastecimento desta população poderia tornar-se onerosa e inviável. No caso da Argélia, dado as pequenas aldeias localizadas em áreas remotas e montanhosas e às bases militares em sítios não permanentes, verificou-se que a extensão da rede não seria a melhor solução, em contrapartida da descentralização de geração de energia a partir de fontes de energias renováveis, em que se podem incluir os sistemas híbridos de energia, como a eólica-solar FV-gasóleo, eólica-gasóleo, solar FV-gasóleo e outros, com ou sem opção de *backup* de bateria [107]. Uma vez devidamente otimizados, os sistemas híbridos tornam-se rentáveis e confiáveis em comparação com sistemas de única fonte de energia [107]. Países como a Etiópia, dadas as grandes dificuldades em expandir a rede elétrica a todas escolas rurais, optaram pela implementação de sistemas híbridos solar fotovoltaico-gasóleo, para manter o fornecimento de energia uma vez que o sistema solar FV é descontínuo, tendo como vantagem adicional a minimização dos custos associados, uma vez que o sistema gasóleo operando de forma independente tem custos elevados seja para a sua manutenção ou para os combustíveis [108].

A África é potencialmente rica em recurso energético solar, com uma exposição de luz solar brilhante em média de mais de 320 dias por ano e com níveis de irradiação média de quase 2000 kWh/m<sup>2</sup>, na maioria dos países. Até 2013 apenas 280 MW de potência de energia solar fotovoltaica havia sido instalada na África Subsaariana, e em 2017 com maior contribuição de África do Sul a potência instalada acumulada passou para 3280 MW [93]. Espera-se que essa potência aumente contando com os projetos em construção, com destaque ao de Nzema, no Gana, de 155 MW de potência e o da África do Sul com 150 MW de potência [75]. As tecnologias solares ainda desempenham um papel limitado na África Subsaariana, embora estejam a ganhar atenção em muitos países dessa região.

As tecnologias solares estão sendo consideradas como muito competitivas em aplicações para redes isoladas ou em pequenas redes elétricas, e onde a principal alternativa seja a geração de energia à base dos derivados do petróleo [75]. Isto traz uma vantagem para a sua implementação em várias regiões de África comparada com as outras fontes de energias renováveis.

A África Subsaariana para superar a crise energética em que se encontra e para poder atender ao rápido aumento da procura energética vai precisar, até 2040, de 385 gigawatts (GW) de capacidade de geração de energia elétrica, incluindo a geração centralizada, as redes isoladas e os sistemas de *backups* de energia [75]. A chegada a esta meta vai depender do desenvolvimento de três áreas da política energética, nomeadamente: aumento de investimento em oferta energética; melhoria da gestão dos recursos naturais e das receitas associadas e; uma cooperação regional mais profunda e coesa. E salienta-se que o ritmo de mudança será definido pela qualidade e integridade das instituições públicas envolvidas, bem como pela transparência e responsabilidade das suas operações [75].

As fontes de energias renováveis são o pilar para o desenvolvimento sustentável, elas estabelecem o equilíbrio entre as necessidades energéticas, a proteção ambiental e a economia [100]. Tosam & Mbih [109] sustentam que as perspectivas para o crescimento económico a longo prazo em África assentam no desenvolvimento de fontes alternativas e de energias renováveis, como a solar e a eólica, juntamente com o desenvolvimento sustentável da agricultura, o desenvolvimento de infraestruturas e água potável, e o desenvolvimento de gás natural. Estas fontes de energias renováveis para além de promoverem o crescimento económico, tendem a ser mais baratas e mais acessíveis para as comunidades e famílias e contribuem para a melhoria da eficiência energética, minimizam a desflorestação, garantindo desta forma a proteção ambiental e a redução do dióxido de carbono atmosférico, proporcionando assim um ambiente saudável para todos [109]. Por outro, o uso de fontes de energias renováveis prolonga a vida útil das fontes fósseis, aumenta o emprego, tem efeitos

amortecedores sobre o preço de energia, reduz a poluição local e regional e aumenta a segurança do abastecimento energético [100].

### **3.4 Planeamento energético: Revisão da literatura**

A baixa taxa de acesso à eletricidade que se verifica em Angola, e no Namibe em particular, tem sido justificada, tanto pela baixa oferta energética como pelo crescimento demográfico [110]. A estes fatores pode-se acrescentar a falta de investimentos significativos, e a falta de um planeamento energético para ajudar na tomada de decisões de determinadas medidas substanciais concernentes ao melhoramento do setor da energia.

Para a província do Namibe, segundo o que se conseguiu apurar, não existe literatura alguma que trata com objetividade o planeamento energético a nível local. As decisões que envolvem investimentos avultados sempre foram tomadas a nível do governo central, ou seja, pelo órgão central do MINEA. Esta forma de gestão pode contribuir no sentido do setor da energia do Namibe não se sentir motivado para o desenvolvimento de importantes projetos no espaço de sua jurisdição. E quanto a Angola, em geral, notou-se a existência de pouca literatura recente para o setor da energia. Da escassa literatura recente existente, teve-se acesso a dois principais planos e um manual de energias desenvolvidos pelo MINEA, designadamente: o Plano de ação do setor da energia e águas 2013–2017 [111], o Plano de ação do setor da energia e águas 2017–2022 [112] e, o livro intitulado Angola Energia 2025 – Visão de longo prazo para o sector elétrico [110].

- O plano de ação do setor da energia e águas 2013–2017 foi elaborado no âmbito da estratégia de segurança energética de Angola e visava igualmente a universalização do acesso à energia elétrica, ao seu uso eficiente e sua sustentabilidade da atividade económica, entre outros objetivos [111]. O plano de segurança energética abarcava quatro princípios de orientação estratégicas [111]: (a) estabilização da energia como alavanca para o desenvolvimento económico, isso seria possível com a garantia de uma oferta de qualidade e com custos controlados como

fonte de competitividade do tecido empresarial; (b) Promoção do abastecimento universal de energia, para isso o foco principal era o desenvolvimento de infraestruturas e o fornecimento de energia a preços acessíveis para toda população abastecida; (c) incentivação da eficiência do funcionamento do setor da energia, visava a promoção da qualidade dos serviços e a garantia do equilíbrio financeiro; (d) promoção do equilíbrio da sociedade e da economia, a intenção consistia na mitigação das assimetrias sociais e geográficas e, o desenvolvimento de um *mix* energético diversificado. Ainda neste plano de ação previa-se, até 2016, a instalação de potência acumulada de 5000 MW, igualmente a interligação dos sistemas elétricos Norte e Centro, e a operacionalidade do sistema elétrico Leste.

- O plano de ação do setor da energia e águas 2017–2022, visa promover o desenvolvimento sustentável e diversificado, com inclusão económica e social, e redução das desigualdades [112]. Este mesmo plano assenta em três programas fundamentais [112], nomeadamente: (a) expansão do acesso à energia elétrica; (b) otimização e gestão sustentável do setor elétrico e; (c) participação privada no setor da energia elétrica. No que diz respeito ao acesso à energia elétrica, o seu objetivo consiste em alcançar 50% de eletrificação para toda Angola, até 2022. Tem-se como prioridades: a eletrificação de algumas capitais das províncias (abrange o Moçâmedes, face ao recente aumento da sua capacidade de produção); a eletrificação rural e municipal (para a província do Namibe foram apenas contemplados dois projetos de eletrificação: a vila da Bibala e a construção de uma linha de alta tensão, de 60 kilovolts (kV), entre Moçâmedes e Tômbwa). No que tange a otimização e gestão sustentável pretende-se assegurar a manutenção e disponibilidade da geração existente, e otimizar a localização e disponibilidade da geração térmica, a fim de garantir 30% de cobertura de consumo nos momentos de ponta. As principais prioridades para este programa são: o estudo de viabilidade de engenharia e rede para a criação de centrais térmicas oceânicas (no Namibe e Lobito) e, o estudo de viabilidade técnico-económica da realocação de turbinas para Luena

e Luau. Sobre a participação privada, projeta-se que até 2022 a potência instalada acumulada deve atingir os 7,5 GW. Para tal, o setor privado foi chamado a participar no desenvolvimento de projetos relacionados com médias e grandes fontes hidroelétricas, como também, em novas centrais térmicas a gás natural.

- O Angola Energia 2025, é um livro que aborda o setor da energia numa visão a longo prazo [110]. Assenta-se em seis eixos estratégicos principais da política de segurança energética de Angola [110]: (a) crescimento do parque de geração; (b) potencialização do papel das fontes de energias renováveis; (c) expansão da eletrificação; (d) revisão tarifária e sustentabilidade económico-financeira; (e) reestruturação e reforço dos operadores; e (f) promoção da entrada de capital e *know-how* privado. Neste livro, reconhece-se que a eletrificação plena do território é incompatível face as questões técnicas e financeiras, e como solução projetou-se atingir a meta de apenas 60% de eletrificação de Angola, até 2025. Para o efeito, foram estudadas três alternativas: (a) o modelo de baixo rendimento (fundamentado na expansão da rede com minimização de investimento. Neste modelo tem-se como alvo a eletrificação de todas capitais das províncias e apenas 74 sedes municipais, das 164 existentes); (b) modelo expansionista (baseado na expansão da rede para todas as sedes municipais, através de linha de alta tensão de 60 kV) e; (c) modelo de equilíbrio ou economicista (considera-se próximo do expansionista, mas este opta por sistemas isolados, quando estes forem necessários, no caso as alternativas mini-hídricas competitivas. Os sistemas isolados, cujas zonas de atuação são as mais distantes ou ainda nas questões de zonas distantes e fora da rede elétrica, em referência as zonas rurais). Quanto à oferta, para se atingir a taxa de 60% de eletrificação, conta-se com os projetos de geração já referenciados no capítulo 2, deste trabalho, e mais alguns projetos de pequenas dimensões. Os projetos hidroelétricos de relevo estão maioritariamente situados no sistema elétrico Norte.

Destes planos de ações e do manual, podemos concluir que todos convergem para um aumento da taxa de eletrificação, com maior destaque para as capitais das províncias e as sedes municipais, sobretudo àquelas com elevada população. Os mesmos, embora defendam a minimização das assimetrias em todo território de Angola, não apresentam soluções coerentes para todas as localidades de Angola, sobretudo as que estão situadas mais distantes da rede elétrica. Por outro lado, a definição de prioridades na atribuição e desenvolvimento destes projetos, demonstra a ambiguidade no que diz respeito a redução das assimetrias existentes em Angola, pois a prioridade estabelece um estatuto privilegiado para algumas localidades em detrimento de outras. Por exemplo, na província do Namibe as prioridades só recaem sobre as cidades de Moçâmedes e Tômbwa e, a vila da Bibala, enquanto as outras localidades não se encontram abrangidas nestes planos de ações nem no manual Angola Energias 2025. As sedes municipais da província do Namibe estão distantes umas das outras, igualmente as suas sedes comunais. O abastecimento da energia elétrica é a base da queima do gásóleo, e a maior parte da população não usufrui da energia elétrica. Um planeamento de energia elétrica local seria importante, permitiria a identificação das fontes endógenas e de maior disponibilidade, para dar solução adequada à necessidade energética existente na província do Namibe. E isto, sim, devia minimizar as assimetrias regionais, no que concerne a política do MINEA sobre a eletrificação de Angola.

Em muitos casos, quando as políticas energéticas anunciadas não têm uma abordagem integrada do planeamento de energia que recorra ao uso de ferramentas de modelação, é suscetível o surgimento de alguns problemas na implementação das mesmas ou na sua consistência, é o caso concreto registado no Paquistão [113]. Vários estudos foram feitos de planeamento energético para o Paquistão, sem, no entanto, ter uma abordagem integrada de planeamento, e notou-se a falta do aproveitamento adequado dos recursos energéticos autóctones, e igualmente a falta de infraestruturas [113]. Para algumas das políticas energéticas apresentadas para o setor da energia do Namibe nem sempre foram tidas em consideração determinadas situações. No caso recente da instalação da turbina de 25 MW de potência (no Xitoto III, Moçâmedes), em 2018,

por falta de infraestrutura (expansão da rede elétrica) para as populações locais carentes, esta passou a fornecer energia elétrica para o Lubango, que dista a cerca de 180 km de Moçâmedes. Caso houvesse planeamento, a instalação desta turbina, provavelmente, obedeceria a outros critérios, para além da definição da população alvo, igualmente a criação de infraestruturas para o fornecimento da energia a esta população seria primordial.

Muitos países têm feito planeamento energético a fim de nortear melhor as suas decisões de políticas energéticas. O planeamento é um processo complexo, visa equilibrar a oferta e a procura. A oferta deve estar de acordo com a procura em qualquer momento, caso a oferta for inferior ocorrerão interrupções de fornecimento de energia elétrica no sistema [66]. Um dos fatores importantes no planeamento energético é o horizonte de tempo em que as tarefas planeadas devem ser executadas. O planeamento pode ser feito para curto, médio e longo prazo, e deve-se preceder a programação de investimentos a curto prazo [66]. Ainda, para este aspeto, defende-se que para a eletrificação rural, o planeamento não deve ocorrer mais distante de um período entre 10 e 20 anos, para facilitar a limitação das incertezas em relação aos parâmetros e hipóteses, e ao longo de cinco anos sugere que haja uma revisão no planeamento em curso [66]. A escolha do horizonte temporal pode ter um impacto nas decisões de investimentos: planeamento a curto prazo podia justificar-se em caso de optar por um investimento menos oneroso, a fim de se obter um retorno do investimento em poucos anos; e para um planeamento longínquo, seria para implementação de medidas paliativas, tidas como pré-eletrificação, em comunidades para as quais o planeamento é feito num estágio posterior [66].

Para Karunanithia et al. [114], consideram o planeamento energético como um processo de desenvolvimento de políticas de longo prazo para um sistema energético local, nacional, regional e até mesmo mundial, a fim de promover um desenvolvimento sustentável. Os autores definem como objetivo principal do modelo de planeamento energético a análise de impacto ambiental e económico em várias estratégias energéticas. No entanto, o planeamento requer analisar o efeito do gerenciamento do lado da procura e da oferta, de forma a resultar em



benefícios económicos e ambientais, e igualmente na melhoria da confiabilidade do sistema [114].

Ouedraogo [115] alerta para a necessidade urgente de se aumentar e melhorar a capacidade do setor da energia em África. Neste contexto, salienta que todas as opções de fornecimento de energia para atender à procura são possíveis num planeamento de sistema de energia que garanta as decisões relacionadas as políticas e investimentos afins [115]. Igualmente considera a previsão da procura de energia elétrica como um pré-requisito para o planeamento de sistemas de energia [115].

### **3.4.1 Modelos para o planeamento energético**

Muitos modelos de planeamento energético têm sido desenvolvidos para auxiliarem os decisores de políticas energéticas a tomarem as medidas sobre a oferta e a procura de energia. Estes modelos são ferramentas que ajudam a identificar a melhor combinação de opções de fornecimento para curto, médio e longo prazo [66]. A utilização dessas ferramentas depende daquilo que o planificador pretende obter. Existem numerosas ferramentas de modelagem para a previsão de energia a longo prazo, e podem ser divididas em sete categorias principais, como se refere Ouedraogo [33], destacando-se as seguintes, de acordo as suas categorias: (1) simulação (RAMSES, BALMOREL, LEAP, WASP); (2) cenários (MARKAL/TIMES, MESSAGE, LEAP); (3) equilíbrio (MARKAL, PRIMES), (4) *top-down* (ENPEP-BALANCE, LEAP); (5) *bottom-up* (HOMER, RAMSES, MARKAL/TIMES, MESSAGE); (6) otimização da operação (BALMOREL, MESSAGE, RAMSES); otimização de investimentos (MESSAGE, MARKAL/TIMES, RETScreen). São modelos que fornecem discernimentos sobre como os sistemas de energia podem evoluir no futuro, mas que não exigem uma ferramenta específica para uma tarefa específica [33].

Para este trabalho foi escolhida a ferramenta LEAP, conforme foi justificado no ponto 1.3.1, deste trabalho, e ainda reforçada com a ideia de Ouedraogo [115] no que diz respeito a países em desenvolvimento, sobretudo os de África, por estes países não possuírem informações suficientes que garantam a qualidade de

séries temporais, que são exigidas em outras ferramentas de modelação. Nestes casos a utilização do LEAP, cuja estrutura de modelagem energética requer dados estatísticos detalhados apenas para o ano base, é aconselhável. Face a isto, a seguir, são descritos alguns trabalhos baseados nesta ferramenta, sobretudo, os relacionados com a projeção da oferta energética e/ou com análise das emissões de GEE em alguns países, e suas implicações nas políticas energéticas dos referidos países.

Zhou et al. [22], no seu estudo sobre a análise do potencial da China na transição para o desenvolvimento de baixo carbono usou o LEAP para simular a procura energética e as tendências de emissões de CO<sub>2</sub> até 2050, daquele país. Para o efeito foram criados três cenários, o habitual, o de baixo carbono e o de economia integrada de baixo carbono. As previsões indicaram que as emissões de CO<sub>2</sub> até 2050 diminuirão em 19,6% para o cenário de baixo carbono, e 42,9% para o cenário de economia integrada de baixo carbono, respetivamente, comparados ao cenário habitual. Para que uma redução substancial nas emissões de CO<sub>2</sub> aconteça, foi recomendado o estabelecimento de uma estratégia de desenvolvimento de baixo carbono a longo prazo. Esta estratégia consiste na melhoria da eficiência energética, na otimização da estrutura energética, na implantação de tecnologias de baixo carbono, e no estabelecimento de instrumentos económicos baseados no mercado (eliminação de subsídios à energia limpa).

Lin et al. [24], o trabalho desenvolvido por eles baseou-se no estudo sobre o pico das emissões urbanas de CO<sub>2</sub> e outros GEE na cidade de Xiamen (China) para o período 2015–2050. Foram considerados vários setores de emissões no caso da energia, processos industriais, processos agrícolas, eliminação de resíduos e florestas, que foram incluídos no modelo LEAP. Criaram-se três cenários, o habitual, o de emissão controlada e o de mitigação reforçada. As simulações feitas mostraram que a cidade de Xiamen atingirá o pico das suas emissões totais de CO<sub>2</sub> e GEE em 2039 sob o cenário de emissões controladas, e em 2034 para o cenário de mitigação reforçada, enquanto para o cenário habitual o estudo não foi conclusivo. Os principais obstáculos para a redução de CO<sub>2</sub> e GEE para a

cidade de Xiamen são atribuídos a falta de condições favoráveis para o desenvolvimento em grande escala de fontes de energias renováveis, e o fator preço de gás natural, relativamente alto.

Perwez et al. [26], utilizaram o LEAP para analisar políticas de fornecimento de energia e os pressupostos da procura energética no Paquistão para o período de 2011–2030, baseado na economia, tecnicidade e implicações ambientais. Foram criados três cenários, o habitual, o de novo carvão e o de futuro verde. No mesmo trabalho o LEAP foi usado como uma ferramenta de modelagem de contabilidade de energia que combina a procura com a tecnologia de geração de energia elétrica do lado da oferta, e descreve os impactos do sistema incluindo geração de eletricidade por fonte, custo de produção de eletricidade a diferentes taxas de desconto e potencial de emissão de GEE. Os resultados dos referidos cenários são comparados em termos da procura e da oferta de energia elétrica projetada, da análise do presente custo líquido e das reduções de emissões de GEE, juntamente com análise de sensibilidade para o estudo do efeito de variáveis de parâmetros no custo total. Revelou-se que a substituição de soluções autóctones e relativamente ricas em recursos e com baixo teor de carbono poderia resultar em eletricidade relativamente mais barata e mais limpa para o Paquistão. Igualmente, uma estratégia dupla de investimento (investindo em infraestruturas de fontes de energias renováveis e intensificando as políticas de conservação de energia elétrica) pode ser implementada por meio de incentivos especiais e num ambiente de crescimento preferencial.

Aized et al. [27], depois de várias políticas energéticas falhadas elaboradas pelos governos, passados e/ou em exercício na altura, do Paquistão, recorreu-se à ferramenta LEAP a fim de analisar a política de fontes de energia renovável, de modos a encontrar as formas mais adequadas de garantir o fornecimento para o período de 2012–2030. Neste estudo foram criados quatro cenários, o habitual, o Paquistão verde, o nuclear e o de otimização. Destes cenários criados, o de Paquistão verde, que é integrado por tecnologias de energias renováveis, com custos mínimos de operação e externalidades, mostrou ser a opção mais

adequada para, no futuro, atender as necessidades energéticas de modo sustentável.

O trabalho desenvolvido por Kemausuor, et al. [28] consiste na avaliação da dependência da energia das fontes de biomassa, através da produção de biogás, biocombustíveis líquidos e de energia elétrica para os futuros cenários energéticos no Gana, para o período de 2015–2030. Nesse mesmo estudo recorreu-se ao LEAP para a análise do uso moderado e alto de bioenergia para o transporte, geração de eletricidade e combustível residencial, tendo sido criados três cenários para o efeito. Os resultados obtidos indicam que a inserção da bioenergia no *mix* energético poderia reduzir as emissões de GEE em cerca de 6 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes até 2030, o que representaria uma redução de 14%, aproximadamente, comparado ao cenário habitual. Igualmente se viu que o etanol de primeira geração apresenta uma desvantagem no que respeita a área de seu cultivo, para o caso estudado, seria necessário a alocação de mais de 580 mil hectares de terras agrícolas.

No estudo realizado por Andrade et al. [29], baseado sobre a tendência de evolução da matriz energética brasileira, onde são expostos os cenários prováveis de mitigação dos GEE, foi também utilizada a ferramenta LEAP. Os resultados obtidos vislumbram possibilidades de cenários futuros e tendências na geração de energia, além de projeções de procura e de oferta de energia elétrica no período de 2010–2030. Nestes cenários destaca-se a promoção da combinação de fontes de energias renováveis e de eficiência energética, que permitem ao Brasil ter um desempenho diferenciado na produção e uso de energia. Desta forma, o referido estudo mostrou que a produção de energia, no Brasil, de 1 TWh equivale a emissão de oito vezes menos de CO<sub>2</sub> que a mesma produção de energia nos Estados Unidos da América, cinco vezes menos que na Europa, e igualmente doze vezes menos que na China. Os elementos fornecidos pelo LEAP permitiram refletir sobre as interferências socioeconômicas que o setor elétrico brasileiro deve considerar e elaborar, e igualmente examinar a tendência da evolução até 2030.

O LEAP foi usado por Nojedehi [30], a fim de estimar as emissões energéticas e

não-energéticas da cidade de Teerão (Irão), para o período de 2012–2035. Os resultados mostraram que dos dois cenários criados, o habitual e o de gestão de resíduos sustentáveis, o último apresenta a redução dos GEE. Igualmente mostrou que a central de gás de aterro sanitário podia fornecer cerca de 0,5 GWh de energia em 2016, com uma tendência incremental que em 2035 poderá atingir os 0,9 GWh, o que poderá representar um atendimento de 1,77% da procura energética para o Teerão, naquele ano.

Na avaliação dos efeitos do uso de fontes de energias renováveis nos sistemas de fornecimento de energia elétrica e na estimacão de emissões de CO<sub>2</sub> através do desenvolvimento de vários cenários sob a abordagem de menor custo, para o período de 2010–2050, na Índia, foi utilizada a ferramenta LEAP, por Kumar e Madlener [31]. Os resultados mostraram que num cenário de tecnologia acelerada de energias renováveis, a energia gerada pelas fontes de energias renováveis terá uma participacão de 23% no *mix* energético e 74% das emissões de CO<sub>2</sub> poderão ser reduzidas até 2050, comparados ao cenário habitual. Todavia, se este cenário de tecnologia acelerada de energias renováveis for combinado com o potencial máximo de poupança de energia, a participacão de fontes de energias renováveis na produçãõ de energia elétrica poderá elevar-se para 36%, mas a reduçãõ das emissões permanecerá em 74%.

Um outro estudo feito por Kumar [32], consistiu na estimacão e análise do potencial das fontes de energias renováveis existente no *mix* energético de dois países asiáticos, no caso Indonésia e Tailândia. Foi usado o LEAP para desenvolver diferentes cenários de políticas de energias renováveis para o período de 2010–2050. Os resultados da simulacão mostraram custos diferentes de produçãõ de energia nos dois países, com menores custos para a Indonésia. Os autores, recomendam que a expansãõ da participacão das fontes de energias renováveis no *mix* energético nestes dois países pode trazer amplos benefícios socioeconómicos. Os resultados mostraram uma grande proporçãõ de inserçãõ de fontes de energias renováveis até 2050, no *mix* energético de cada país, sendo 40% para Indonésia e 39% para Tailândia. Desse modo, para 2050 prevê-

se a redução de emissão de CO<sub>2</sub> em cerca de 81% para a Indonésia e em 88% para a Tailândia.

O LEAP foi usado por Ouedraogo [33], para analisar e projetar a procura energética e as emissões relacionadas sob estratégias alternativas para o período de 2010–2040, em África. Os resultados permitiram definir as políticas de aceleração do acesso à energia elétrica, promoção das fontes de energias renováveis, eficiência energética e suas implicações ambientais. Ainda no mesmo estudo, foram fornecidos alguns discernimentos de política e igualmente identificou as sinergias e as compreensões relacionadas ao potencial de políticas energéticas para promover o acesso universal à energia, a possibilidade de transição para as fontes de energias renováveis, bem como a mitigação das mudanças climáticas, rumo a um desenvolvimento sustentável [33]. Um outro estudo desenvolvido por Ouedraogo [115], teve, igualmente, como suporte a ferramenta LEAP na criação de cenários (habitual, de energias renováveis e de eficiência energética) que permitiram a análise quantitativa do estado de geração e previsão da composição do perfil de geração futura e do potencial de aquecimento global associado. O cenário habitual mostrou não ser sustentável, pois apresenta uma oferta insuficiente para atender à crescente procura energética até 2040. O cenário de energias renováveis, mostrou igualmente não ser sustentável, por estar dominado pela biomassa, que tem como consequência o aumento de GEE. O cenário de eficiência energética, tanto do lado da oferta quanto da procura, apresentou-se como o mais viável. Do lado da oferta reduziu as perdas de energia na geração, no transporte e na distribuição, e igualmente reduziu as emissões de GEE. Do lado da procura reduziu a intensidade energética dos consumos [115].

O constante aumento da procura de energia elétrica exige novos investimentos em capacidade de geração de forma regular. Para isso, o planeamento eficiente das novas unidades de geração constitui um problema de otimização que deve responder a quatro questões básicas, que devem garantir a adequação necessária entre a capacidade de geração instalada e o crescimento da procura. Estas questões são: (a) quais os tipos de tecnologias de geração serão

adicionados à rede elétrica, (b) qual é o tamanho de cada fonte de geração, (c) onde serão localizadas as fontes de geração, e (d) quando serão implementadas as novas unidades de geração [116]. Ainda Ouedraogo [33] na sua abordagem sobre o futuro das energias em África, enfatiza que o planeamento a longo prazo da oferta e procura da energia elétrica em África é uma questão de extrema importância, devido ao aumento constante das necessidades energéticas.

Face às necessidades energéticas prevaletentes em Angola, e no Namibe, em particular, torna-se relevante o planeamento de energia elétrica a longo prazo, isto permitiria uma melhor implementação dos projetos. Em 2017, a taxa de habitantes na província do Namibe sem acesso à eletricidade foi de 68%, e tende a crescer ao longo dos anos, o que representará um aumento da procura energética. A correspondência da oferta com as exigências da procura em cada momento é uma tarefa muito dispendiosa em termos de investimentos, e perante este obstáculo, uma implementação de projetos, de forma faseada e graduada, seria uma opção acertada.

### **3.5 Conclusões**

A questão energética tem sido debatida mundialmente, e os aspetos abordados têm-se direcionado à segurança do abastecimento, à proteção ambiental e ao desenvolvimento socioeconómico. Muitos países procuram solucionar esse desafio recorrendo às fontes de energias renováveis, que para além de diversificar as matrizes energéticas destes países a fim de garantirem a segurança do abastecimento energético, são também boas fontes para a mitigação das alterações climáticas, e aos poucos têm-se tornado competitivas em algumas regiões do mundo.

A África possui um grande potencial energético. É detentora de vários recursos energéticos tanto de natureza fóssil como de energia limpa. Dos seus recursos fósseis destacam-se o petróleo, o carvão mineral, o gás natural, e quanto aos recursos energéticos limpos possui o hídrico, o solar e o eólico, embora este último apenas em poucos países. No entanto, há ainda um fraco aproveitamento dos mesmos para a produção de energia elétrica.

Os países em desenvolvimento, em particular os de África Subsaariana, foram identificados como sendo os que têm uma taxa muito baixa de acesso aos serviços modernos de energia [117]. As suas políticas energéticas são fracas ou praticamente inexistentes para o desenvolvimento do setor da energia. Apesar disso, algumas perspetivas abrem-se em África, embora de forma tímida, para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis. Exemplo disso são alguns países como Marrocos, Argélia, Gana, Quênia e África do Sul, que têm ambiciosos projetos de sistemas solares fotovoltaicos para aumentar a capacidade de geração de elétrica e garantir a segurança do abastecimento.





## CAPÍTULO 4

### ENERGIA ELÉTRICA PARA O PERÍODO DE 2020–2040

#### 4.1 Introdução

A determinação da oferta energética para o período 2020–2040 para a província do Namibe passa pela projeção de crescimento da sua população e consequentemente pela previsão de consumos de energia elétrica. Esses dois elementos são fundamentais para o planeamento elétrico que se pretende a fim de se atender as necessidades energéticas futuras do Namibe.

#### 4.2 Projeção do crescimento da população da província do Namibe

O INE publicou a projeção da população de Angola e do Namibe, em particular, para o período de 2014–2050. A mesma projeção foi baseada em tendências passadas e em hipóteses sobre o comportamento futuro das componentes demográficas tais com a mortalidade, a natalidade e a migração [3], [40]. Os valores previstos podem ser consultados na tabela 4.1, e foram limitados para 2040, por ser o ano de referência para este trabalho.

Tabela 4.1 – População prevista e taxa de crescimento para Angola e Namibe no período 2014–2040.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do INE [3], [40].

Ano	População Prevista [Milhões de Habitantes]		Taxa média de crescimento [%]	
	Angola	Namibe	Angola	Namibe
2014	25,789024	0,495326	–	–
2020	31,127674	0,608649	3,2	3,5
2025	36,170961	0,716596	3,0	3,3
2030	41,777194	0,835795	2,9	3,1
2035	47,870396	0,964302	2,8	2,9
2040	54,343997	1,100773	2,6	2,7

De acordo com os dados do Censo da população realizado em 2014, pelo INE, a população de Angola foi estimada em 25789024 habitantes [41]. De modo geral, para o período de 2014 para 2040, a população de Angola passará de 25789024 habitantes para 54343997 habitantes [40], que corresponde a uma taxa média de crescimento demográfico anual de aproximadamente 2,9%, no intervalo de 26

anos. A população do Namibe representou 1,92% da população total de Angola no ano de 2014 [41]. Tendo em conta dados apresentados na tabela 4.1, no ano de 2040 é prevista, para a província do Namibe, uma população de 1100773 habitantes [3], o que representa uma taxa média de crescimento anual de 3% aproximadamente, no período de 2014 a 2040. Essa expansão demográfica trará como consequências o aumento em:

- a) Agregados familiares;
- b) Domicílios;
- c) Infraestruturas;
- d) Consumo de bens e serviços.

Este facto irá afetar o sector da energia, pelo aumento da procura, o que obrigará à expansão das fontes de energia e/ou o aumento da capacidade de produção; à expansão das linhas de transporte e transmissão e ao aumento de ligações domiciliárias à rede elétrica. Neste contexto, um primeiro passo para a proposta do *mix* energético a usar de futuro deve ser a previsão dos consumos de energia no período de 2020–2040.

### **4.3 Previsão do consumo de energia elétrica**

Na literatura existem vários métodos para a previsão dos consumos de energia elétrica, alguns muito exigentes em termos de dados e variáveis necessárias. Para países em desenvolvimento, como o caso de Angola, a escassez de trabalhos de investigação nesta vertente dificulta os estudos comparativos, pois muitas variáveis são complexas de serem trabalhadas. Diante desta dificuldade, neste trabalho a opção foi a análise do consumo de energia elétrica *per capita* de Angola, do Namibe e da Comunidade do Desenvolvimento da África Austral de que Angola faz parte. Com base nestes elementos foi possível encontrar um padrão para definir a futura procura energética.

#### **4.3.1 Consumo de energia elétrica per capita em Angola**

Um dos indicadores de desenvolvimento sustentável de um determinado país é o seu consumo de energia elétrica *per capita*. Ao fazer a previsão de consumo de

energia para as próximas décadas é importante ter-se em conta a quantidade de energia elétrica que deve ser consumida, em média, por cada indivíduo que integra a comunidade ou região.

A produção de energia elétrica em Angola e na província do Namibe, em particular, ainda é muito baixa, um dos fatores que faz com que a maioria da população esteja privada do acesso à energia elétrica. Este facto implica que o consumo de energia *per capita* de Angola seja igualmente baixo. Em 2014 o consumo *per capita* de Angola foi de 0,309 MWh/capita [4], [41], e em 2017 foi de 0,328 MWh/capita [40], [44]. Houve apenas um ligeiro incremento de 6%.

No entanto, é importante conhecer as taxas de acesso à energia elétrica e os respetivos consumos de energia elétrica *per capita* de alguns países de África, sobretudo da região em que Angola se encontra circunscrita. A partir destes elementos pode ser possível retirar lições daqueles países com melhor posicionamento, a fim de nortear a projeção de consumos que se pretende fazer para a província do Namibe.

#### **4.3.2 Angola no contexto da SADC**

A SADC (Southern Africa Development Community) é uma organização intergovernamental dedicada à cooperação regional com o objetivo principal de estabelecer a paz, a segurança e o desenvolvimento dos países integrantes. É constituída por 15 países de África Austral, nomeadamente: África do Sul, Angola, Botswana, República Democrática do Congo, Lesoto, Madagáscar, Malawi, Maurícia, Moçambique, Namíbia, Seicheles, Suazilândia, Tanzânia, Zâmbia e Zimbabué [118].

O acesso à energia elétrica é um dos grandes desafios não só para Angola, mas para grande parte do continente africano e por isso importa saber qual a situação dos outros membros da SADC nesta matéria, nomeadamente quais são os seus consumos de eletricidade *per capita*. A tabela 4.2 apresenta os respetivos indicadores registados em 2016 para os países da SADC [40], [119]–[124].

Tabela 4.2 – População, consumo de eletricidade *per capita* e taxa de acesso à eletricidade dos países da SADC.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de INE, The Global Economy, World Bank Group, Populationof.net, IEA, WorldData.inf e Worldometers [40], [119]–[124].

Países da SADC	População de [Milhões habitantes]	Eletricidade Por População [MWh/Capita]	População com Acesso à Eletricidade [%]
África do Sul	56,015	4,03	84,20
Angola	28,813	0,32	40,52
Botswana	2,250	1,69	60,69
Congo, República Democrática	78,736	0,10	17,15
Lesoto	2,204	0,34	29,73
Madagáscar	24,895	0,06	22,90
Malawi	18,092	0,11	11,00
Maurícia	1,262	2,12	98,78
Moçambique	28,829	0,41	24,20
Namíbia	2,480	1,58	51,78
Seicheles	0,094	3,37	100,00
Suazilândia	1,343	1,08	65,79
Tanzânia	55,572	0,11	32,80
Zâmbia	16,591	0,67	27,20
Zimbabué	16,150	0,46	38,15

Quanto ao acesso de energia elétrica à população, conforme os registos de 2016, Angola teve uma taxa de 40,52%, que no contexto da SADC a coloca na sétima posição da tabela abaixo de países como Seicheles, Maurícia, África do Sul, Suazilândia, Botswana e Namíbia, respetivamente. No cômputo geral, para aquele mesmo ano, apenas seis países desta região (África do Sul, Botswana, Maurícia, Namíbia, Seicheles e Suazilândia) tiveram uma taxa de acesso à energia elétrica acima de 50%.

Quanto ao consumo de energia elétrica *per capita*, conforme o histórico de 2016, em Angola correspondeu a 0,32 MWh *per capita*. Este valor permitiu colocar Angola na décima primeira posição do quadro geral dos quinze países membros da SADC, abaixo de países como África do Sul com 4,03 MWh *per capita*, ou Lesoto com 0,34 MWh *per capita*. A média de consumo de energia elétrica *per*

*capita* de países da SADC em 2016 foi de 1,10 MWh *per capita*, o que representa um valor cerca de três vezes superior ao consumo de energia elétrica *per capita* de Angola.

### 4.3.3 Projeção de consumo de energia elétrica para a província do Namibe

A média do consumo de energia elétrica *per capita* dos países da SADC, no ano de 2016, cuja taxa de acesso à energia elétrica se revela superior a 50%, foi de 2,31 MWh *per capita*. Tomou-se esta média como indicador e como fator de projeção de consumo de energia elétrica para a província do Namibe.

Para o ano de 2040, é prevista para o Namibe uma população de cerca de 1100773 habitantes, esperando que o consumo de energia elétrica *per capita* seja aproximadamente de 2,31 MWh. Pode-se considerar que no ano 2040 o consumo de energia elétrica previsto para a província do Namibe seja de 2542786 MWh, isto é, equivalente a 2543 GWh aproximadamente, o que representará um aumento em 1450,48% do consumo de energia registado em 2014.

Assim sendo, os consumos previstos para o Namibe no período 2020–2040 estão apresentados na tabela 4.3, considerando o valor médio de consumo de energia elétrica *per capita* dos seis países da SADC melhores posicionados em termos do acesso à eletricidade.

Tabela 4.3 – Previsão da população e do consumo de energia elétrica para o Namibe, 2020–2040.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do INE [3].

Ano	População prevista [Milhões de Habitantes]	Energia prevista para o consumo [MWh]	Taxa de crescimento do consumo [%]
<b>2014</b>	0,495326	1144203	–
<b>2020</b>	0,608649	1405979	3,5
<b>2025</b>	0,716596	1655337	3,3
<b>2030</b>	0,835795	1930686	3,1
<b>2035</b>	0,964302	2227538	2,9
<b>2040</b>	1,100773	2542786	2,7

Para o ano de 2014 a província do Namibe consumiu em cerca de 164000 MWh de energia elétrica [44], [125], o que representou 14,33% dos 1144203 MWh que podia consumir, caso os consumos por habitante correspondessem à média do consumo de energia elétrica *per capita* que se tomou como padrão para este

trabalho. Considerando o mesmo fator de projeção de consumos de energia elétrica e igualmente em função da expansão demográfica, para 2020 prevê-se o consumo de 1405979 MWh de forma a responder às necessidades previstas. Ao compararmos o consumo registado em 2014 com o projetado para 2040 nota-se que no ano final o incremento deverá ser de aproximadamente 15,50 vezes superior ao de 2014. Para o período 2020–2040, a taxa média de crescimento anual do consumo de energia elétrica será de 3% aproximadamente. A taxa média anual da evolução da população no referido período vai corresponder ao mesmo valor, o que poderá significar um aumento das exigências de necessidades energéticas na mesma ordem do crescimento da população, a fim de equilibrar a oferta e a procura. Para esta situação há necessidade de se conhecer o lado da oferta energética e quais os recursos energéticos que podem fazer parte da matriz energética.

#### **4.4 Caracterização de recursos energéticos**

Torna-se relevante fazer uma caracterização dos recursos endógenos para aferir do potencial energético da província do Namibe. Este panorama vai permitir identificar os recursos energéticos disponíveis que deverão garantir o atendimento das necessidades energéticas projetadas até 2040.

##### **4.4.1 Recurso hídrico**

O recurso hídrico de Angola é de muita importância na geração de eletricidade tendo em conta o seu potencial hídrico baseado nos maiores rios de Angola, que são: o Cuanza; o Longa; o Queve; o N'Gunza, o Quicombo, o Evale, o Balambo, o Catumbela, o Cunene e o Cubango [126]. O potencial hidro energético é caracterizado da seguinte maneira [126]:

- O rio Cuanza ocupa uma área de 147738 Km<sup>2</sup> com uma capacidade potencial de 8199 MW que corresponderia a 34746 gigawatts-hora (GWh). No entanto, com o potencial dos aproveitamentos hidroelétricos de Cambambe de 180 MW, de Capanda com 520 MW e de Laúca com 1002 MW fazem um total de 1702 MW de potência instalada, o que representa um aproveitamento de 20,76% da capacidade do potencial total. Espera-se

que até 2022 com a conclusão de outras fases do aproveitamento hidroelétrico de Laúca de 1068 MW para totalizarem os 2070 MW previstos e a construção do aproveitamento hidroelétrico de Caculo-Cabaça de 2172 MW, o potencial instalado nesse rio seja elevado para 4942 MW, o que poderá representar um aproveitamento de 60,28% do potencial total do rio.

- O rio Longa ocupa uma área de 23320 Km<sup>2</sup> com uma capacidade potencial de 1190 MW (4796 GWh) e não é aproveitado ainda na geração de eletricidade.
- O rio Queve ocupa uma área de 23000 Km<sup>2</sup> com uma capacidade potencial de 3020 MW (11786 GWh) e não é aproveitado na geração de eletricidade. Existe a previsão de construção de dois aproveitamentos hidroelétricos até 2025, o de Balalunga com 220 MW de potência e de Cafula com uma potência de 400 MW [43]. Com estes dois projetos, o potencial instalado será de 620 MW, o que poderá representar um aproveitamento em cerca de 20,53% do potencial do rio.
- Os rios N´Gunza, Quicombo, Evale e Balambo ocupam uma área de 17270 Km<sup>2</sup> com uma capacidade potencial de 1086 MW (3488 GWh) e não são aproveitados na geração de energia elétrica.
- O rio Catumbela ocupa uma área de 16640 Km<sup>2</sup> com uma capacidade do potencial de 1930 MW (10660 GWh) e tem instalada uma capacidade de 49 MW que representa 3% da sua capacidade potencial total. Consta, para este rio, conforme os projetos de aumento da capacidade de geração de eletricidade, de dois aproveitamentos hidroelétricos, o de Loumaum 2 com 160 MW e o de Calengue com 200 MW de potência a serem implementados até 2025 [43]. Com estes dois projetos a capacidade de instalação será de 409 MW, que vai corresponder a 21,19% da exploração do potencial previsto desse recurso hídrico.
- O rio Cunene ocupa uma área de 128600 Km<sup>2</sup> com uma capacidade potencial de 2492 MW (6225 GWh) e tem instalada uma capacidade de 41 MW que representa 2% da capacidade potencial total disponível. Apenas constam dos projetos as construções de aproveitamentos hidroelétricos de Jamba Ya Mina (227 MW), Jamba Ya Oma (78 MW) e de Baynes (600



MW). Se esses três projetos forem concretizados, a potência instalada prevê-se que seja de 946 MW, o que poderá representar um aproveitamento de 37,96% do potencial energético total do rio.

- O rio Cubango ocupa uma área de 148860 Km<sup>2</sup>. Sua capacidade potencial é de 350 MW (592 GWh). O seu potencial permanece inexplorado no que se refere à geração de eletricidade.

Em suma, todos os maiores rios de Angola ocupam uma área de 505428 Km<sup>2</sup> com uma capacidade potencial de 18267 MW (72293 GWh) [126], e têm uma capacidade instalada de 1792 MW que representa somente 9,81% da capacidade total, o que mostra o desaproveitamento desse potencial.

A província do Namibe dispõe de um rio com um curso regular de águas, o rio Cunene, que serve de limite fronteiro com a República da Namíbia. Neste rio foi construído o aproveitamento hidroelétrico da Matala, província da Huíla, cuja potência instalada é de 41 MW, da qual tem disponibilizada 9 MW de potência para a cidade de Moçâmedes. No entanto, há previsão para a construção do aproveitamento hidroelétrico de Baynes, um projeto regional entre as Repúblicas de Angola e da Namíbia [4], [43], e espera-se que a província do Namibe seja contemplada com este empreendimento no abastecimento de energia elétrica.

#### **4.4.2 Recurso eólico**

Para a província do Namibe, apenas no Tômbwa, Sudoeste de Angola, ocorrem ventos com médias de velocidades anuais de 4 a 8 m/s a 50 metros de altura, preenchendo os requisitos necessários para a produção de energia eólica, figura 4.1 [127]. Nas restantes regiões as velocidades dos ventos são inferiores a 4 m/s [127]. Está prevista a construção do parque eólico no município do Tômbwa com a capacidade de 100 MW de potência [2], [7], [128]. No entanto, decorrem trabalhos de recolha de informações sobre temperaturas, ventos e humidade relativa em três localidades distintas onde foram erguidas cinco torres, das quais uma em Moçâmedes, duas no Tômbwa e duas na Baía dos Tigres onde o referido projeto está localizado [7].

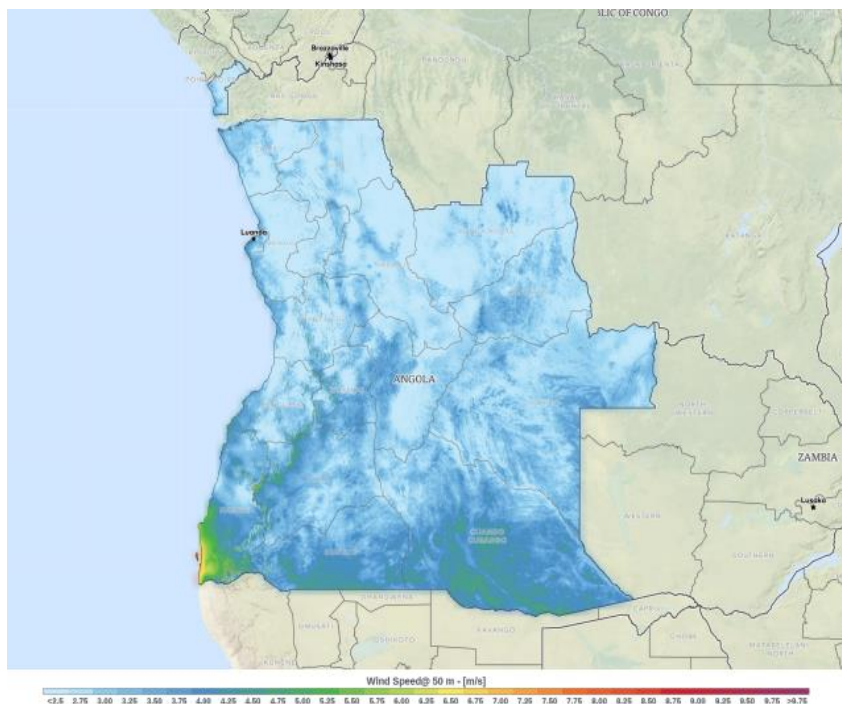


Figura 4.1 – Mapa das velocidades do vento em Angola, a uma altitude de 50 m.  
Fonte: GWA [127].

#### 4.4.3 Recurso da biomassa

A maior parte da extensão da província do Namibe é desértica, exceto as regiões que fazem fronteira com as províncias de Benguela e Huíla, o que reduz o seu potencial florestal. Contudo, o potencial de biomassa nesta região inclui igualmente os resíduos sólidos urbanos, resíduos industriais, resíduos de origem animal, e ainda a palha para o aproveitamento na produção de energia elétrica.

#### 4.4.4 Recurso Solar

A irradiação solar anual em média varia entre os 2000 e os 2400 kWh/m<sup>2</sup>, conforme está ilustrado na figura 4.2 [129], o que representa um potencial energético considerável para a produção de energia elétrica.

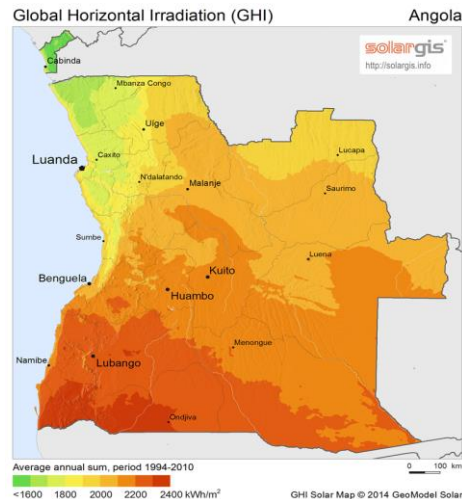


Figura 4.2 – Mapa da irradiação solar horizontal de Angola.  
 Fonte: SolarGis [129].

A província do Namibe é a que apresenta maior potencial energético solar comparada a outras regiões de Angola. Tem uma vasta extensão territorial desértica, sobretudo a parte do litoral, onde praticamente os seus terrenos ainda não são explorados economicamente. Isto pode representar uma vantagem na implementação de um projeto de exploração de energia renovável para fins de produção de energia elétrica, uma vez que projetos deste tipo requerem um espaço geográfico considerável. As regiões desérticas apresentam menores impactos ambientais no processo de implementação deste tipo de projetos já que não há destruição significativa da flora e da fauna, e igualmente são regiões de raros conflitos de terras, no caso do deserto do Namibe.

#### 4.4.5 Recurso fóssil

Um dos recursos dominantes na matriz energética de Angola é o fóssil, em particular o petróleo, no seu derivado gasóleo, que era usado para a geração de energia elétrica a partir das centrais térmicas até ao ano 2017. Com a exploração do gás natural em Angola foi necessário fazer o uso do mesmo para fins de geração de energia elétrica e de calor.

##### 4.4.5.1 Gasóleo

O gasóleo é um dos derivados de petróleo mais importante no setor da energia de Angola, em particular do Namibe. O governo de Angola tem subsidiado o gasóleo

usado para a produção de energia elétrica. Angola é um país produtor de petróleo, em 1976 a produção de petróleo diária era apenas de 100 mil barris de Brent [130]. Desde então a sua produção tem aumentado, tendo atingido o pico em 2008, com uma média de produção de petróleo diária de cerca de 1,9 milhões barris de Brent [131]. Nestes últimos anos a sua produção diária tem estado a baixar dadas as exigentes políticas do mercado mundial de petróleo [132]. Ainda assim, Angola é um dos maiores produtores de petróleo em África, alternado com a Nigéria o lugar cimeiro em África [133], [134]. As reservas provadas e prováveis do petróleo de Angola em 2013 foram estimadas em cerca de 12667 milhões de barris em função das descobertas efetuadas em águas rasas, profundas e ultra-profundas [135].

No entanto Angola vive de importações de derivados de petróleo, fruto da fraca capacidade de transformar o petróleo bruto em derivados energéticos para abastecer o mercado doméstico. A refinaria situada em Luanda, a única que Angola possui, após a sua ampliação em 1973, havia sido projetada para transformar cerca de 30 mil barris de Brent diários, em derivados como gasóleo, gasolina, jet, fuel, GPL (gás liquefeito de petróleo) para atender as necessidades domésticas [130]. Face ao crescimento demográfico e às exigências da industrialização, as necessidades foram aumentando e a refinaria de Luanda mostrou-se incapaz de abastecer o mercado doméstico, por isso tem-se recorrido às importações. O custo do barril de petróleo conheceu uma queda no mercado mundial no período de 2008 a 2016. O barril de Brent de petróleo passou de mais de US\$167,00 em 2008 para perto de US\$30,00 em 2016 [132], mas em 2018 voltou a ascender atingindo o máximo na primeira semana de Outubro com uma cotação de US\$86,40 por barril de Brent [68], [69]. Apesar disso, Angola embora produtor de petróleo, como vive de importações dos derivados de petróleo, teve de ajustar o preço dos derivados no mercado doméstico, passando o litro de gasóleo de AOA40,00 para AOA50,00 em 2014 [136] e em 2016 para AOA135,00 [137], que vigorou até pelo menos o ano de 2018. Ao invés de baixar houve aumento nos custos dos derivados de petróleo para o mercado doméstico de Angola, durante o período das oscilações do preço no mercado mundial. Angola ainda poderá conhecer um outro aumento dos preços dos combustíveis no ano de

2019, caso cumpra com a proposta do Fundo Monetário Internacional (FMI) em eliminar os subsídios que o Governo tem atribuído à Sonangol (Sociedade Nacional de combustíveis de Angola) com a finalidade de manter os preços baixos [138]. A se concretizar essa proposta os preços de gasóleo e gasolina serão ajustados em 100%, passando para AOA270,00 o litro de gasóleo, e o de gasolina para AOA320,00 [138].

Perante este facto, nota-se que o gasóleo é um recurso de importação que está sujeito à volatilidade dos preços. É ainda um recurso energético não seguro, um recurso esgotável, um emissor de GEE, e em algumas ocasiões as regiões mais distantes de Luanda não têm tido o acesso no momento oportuno dadas as dificuldades de transporte e distribuição desse recurso.

#### **4.4.5.2 Gás natural**

O Ministério dos Petróleos de Angola, face aos problemas ambientais associados à exploração do petróleo, decidiu, em 2012, explorar e aproveitar o gás natural para fins energéticos [139]. Essa decisão permitiu dar solução a duas questões essenciais que são a mitigação das emissões de GEE, resultantes da queima deste recurso durante o processo de extração do petróleo como dantes era procedido, e igualmente o aproveitamento do mesmo recurso, ora desperdiçado, para fins energéticos no mercado doméstico e internacional. O gás natural deixou de ser queimado durante o processo de extração do petróleo.

Foi assim que o Governo de Angola aprovou o projeto de exploração de gás natural liquefeito (LNG) denominado Angola LNG, localizado no Soyo, província do Zaire. O Projeto é integrado pelas empresas Sonangol com 22,8% de ações, a Chevron a maior acionista com 36,4% de ações, a BP, ENI e a Total, estas três últimas com 13,6% de ações cada [139]. O Projeto tem como foco a recolha e processamento de gás associado com a finalidade de produção e comercialização de gás natural e de líquidos de gás natural. Estima-se que o potencial do projeto é de produzir aproximadamente 28 milhões de metros cúbicos de gás limpo por dia [139]. O primeiro carregamento de gás natural foi de 160 mil metros cúbicos, aconteceu em 2013 e foi exportado para o Brasil [139]. Em 2014 por razões

técnicas o projeto conheceu uma paralisação [139], e veio apenas a retomar o seu normal funcionamento em 2016.

Os benefícios deste projeto já começam a ser sentidos pelo setor da energia, para a geração de eletricidade. Como exemplo temos a execução de um projeto de ciclo combinado, pelo MINEA, cujo combustível a ser usado é o gás natural para a geração de eletricidade e calor, igualmente localizado no Soyo [140]. A potência de instalação prevista para o referido ciclo combinado é de 750 MW [140], que deverá reforçar a capacidade de produção no sistema elétrico Norte, onde o projeto está localizado. Numa primeira fase, este projeto de ciclo combinado, já tem instalada 50% da potência prevista, o que tem contribuído para o aumento da oferta de energia elétrica no sistema elétrico Norte [38].

O gás natural é um recurso nacional, sendo explorado em offshore em Angola. As suas reservas foram estimadas em cerca de 10 triliões de pés cúbicos [139]. A fábrica de processamento está no Soyo, província do Zaire, Norte de Angola. É um recurso com menos custos associados à sua aquisição comparado ao gasóleo. No caso do Namibe, embora o gás natural não seja um recurso local, é menos inseguro do que o gasóleo, é um recurso não importado e é menos agressivo ao meio ambiente. A preocupação do governo local deve focar-se na criação de condições para garantir a segurança deste recurso, no que tange principalmente às infraestruturas para o armazenamento do referido recurso energético.

#### **4.6 Cenários de evolução do sistema elétrico do Namibe**

A província de Namibe conta com apenas duas fontes no seu sistema electroprodutor. Uma dessas fontes é a hídrica e localiza-se na Matala, província da Huíla, a uma distância a cerca de 360 km da cidade de Moçâmedes (Namibe), da qual tem sido disponibilizada 9 MW de potência. A outra fonte é a termoelétrica, com que em 2018 contava com 42,6 MW de potência disponibilizada, cujo combustível consumido é o gasóleo [5]. A fonte termoelétrica é a dominante no sistema electroprodutor, tendo representado 100% da produção

de energia elétrica no ano de 2018, fruto da indisponibilidade da fonte hídrica por questões de reabilitação e modernização [5], [45].

A produção de energia elétrica a partir das fontes que constituem o sistema electroprodutor do Namibe sempre foi reduzida. Em 2014 não foi possível atender as necessidades energéticas da população, tendo-se registado que 69,22% da população do Namibe não tinha acesso à energia elétrica da rede. A situação tem-se agravado, sendo que 68% da população não tinha acesso à eletricidade em 2017 [1]. O setor da energia do Namibe mostrou não ter investimentos significativos para aumentar a capacidade de instalação, nem para expandir a rede de distribuição de energia elétrica a fim de satisfazer a procura, justificada em parte pelo crescimento demográfico [44], [46]. Face a esta realidade urge a necessidade de se encontrarem alternativas que visem o incremento da oferta de energia para que a maioria da população tenha acesso a este insumo primordial, que é a energia elétrica. Essas alternativas devem precisamente passar pela criação de cenários de evolução do sistema elétrico para saber-se ao certo as medidas de produção energética mais adequadas.

Neste trabalho utilizou-se o *software* LEAP para a criação de cenários, conforme foi justificado nos pontos 1.3.1 e 3.4.1, deste trabalho. O LEAP requer a definição de dois anos relevantes que limitam o período pelo qual se deve desenvolver o planeamento no setor da energia elétrica. O ano inicial é tido como ano base e o final como ano de referência. Para os cenários aqui tratados foram considerados os seguintes anos: 2014 como ano base e 2040 como ano de referência.

#### **4.6.1 Ano Base**

O ano de 2014 foi escolhido como ano base pelas seguintes razões: (i) foi o ano em que o Instituto Nacional de Estatísticas de Angola (INE) realizou o primeiro censo da população, após a independência [41]; (ii) a partir deste censo foi possível obter os dados da província do Namibe, e de Angola em geral, sobre o número de habitantes residentes, a taxa da população com acesso à energia elétrica da rede, o número de residências e a média de indivíduos por agregado familiar; (iii) igualmente neste ano se tem o histórico de consumo e produção de

energia saído do 5º Conselho Consultivo do MINEA [4]. Essas informações reportadas de 2014, tanto pelo INE como pelo MINEA constituíram os principais dados de entrada do LEAP, que foram fundamentais para a criação de cenários energéticos. Em suma, 2014 é o ano, dos mais recentes, que reúne mais informações oficiais acerca das varáveis que foram usadas no LEAP, como o próprio programa assim o exige.

Para todos os cenários, no ano base 2014, a potência instalada foi de 34,20 MW para todas as fontes que fornecem energia elétrica à província do Namibe e a energia elétrica produzida foi de 164700 MWh [44], [125]. Neste mesmo ano, a população da província do Namibe foi estimada em 495326 habitantes, sendo 63,73% residente nas cidades, mas apenas 30,78% da população total da província teve acesso à energia elétrica, o número de agregados familiares foi de 97018 e verificou-se uma média de 5 indivíduos por agregado familiar [41].

Os consumos de energia elétrica devem ser desagregados por tipo de consumidor (doméstico, industrial e agrícola), a fim de se identificar melhor as necessidades energéticas requeridas, por forma a se poder daí projetar a produção de energia para satisfazer as mesmas necessidades. Na província do Namibe os consumos não se encontram desagregados por consumidor, os consumos registados pelo setor da energia do Namibe são gerais, o que torna uma tarefa complexa saber ao certo a energia necessária para atender cada um dos utilizadores de energia. Por isso, as projeções de consumos, bem como as projeções de produção de energia, apresentadas neste trabalho, referem-se aos consumos e às produções de energia de modo geral.

Para o balanço energético aqui tratado teve-se em conta apenas a energia elétrica. Quanto às energias para fins de cocção e aquecimento provenientes de lenha (biomassa) e gases de petróleo liquefeitos (GPL) não existe nenhuma informação.

As emissões aqui apresentadas, por uso de gasóleo e do gás natural para a produção de energia elétrica, foram obtidas com base nos fatores de emissão



padrão sugeridos pelo Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC) que o próprio *software* LEAP já fornece.

Os processos que representam as duas centrais de geração de energia elétrica no ano base 2014 estão apresentadas na tabela 4.4 [125].

Tabela 4.4 – Fontes de energia elétrica no ano base 2014.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados DPEAN [125].

Tipo de Central	Potência instalada em 2014 [MW]	Energia Produzida em 2014 [MWh]
Termoelétrica a gasóleo	25,2	130840
Hidroelétrica	9	33860
Total	34,2	164700

#### 4.6.2 Ano de Referência

O ano de referência foi considerado o de 2040, para permitir que o planeamento seja feito num longo período, isto é, num espaço temporal de 20 anos, ou seja de 2020 a 2040. Neste ano prevê-se uma população residente na província do Namibe de cerca de 1100773 habitantes [3], e um consumo de energia elétrica de 2542786 Megawatts-hora (MWh). Por falta de informação atual sobre a desagregação de consumo de energia por consumidores, também não foi possível prever a desagregação dos mesmos para o ano de referência 2040. Desta forma, a produção de energia projetada será para a satisfação de consumos totais anuais ao longo do período 2020–2040.

A partir de 2020 fez-se a inserção de outras fontes de energia, tal como a eólica, a solar fotovoltaica, a termoelétrica a gás natural e igualmente ao aumento da capacidade de instalação da hídrica, nos respetivos cenários. A inserção foi feita, inicialmente em pequena escala, e evoluiu gradualmente até ao ano 2040, conforme será apresentado nos respetivos cenários.

#### 4.6.3 Cenários energéticos

Foram elaborados quatro cenários energéticos, designadamente Cenário A, Cenário B, Cenário C e Cenário D, que são descritos nos pontos 4.6.3.1, 4.6.3.2, 4.6.3.3 e 4.6.3.4. Na elaboração dos mesmos teve-se em conta os dados a respeito dos anos base e de referência sobre a população residente, fontes de

energia, energia consumida e produzida, e tendo em conta as perspetivas dos governos local e central, assim como a proposta deste trabalho de aumentar a produção de energia elétrica a partir das fontes de energia renováveis visando a mitigação das alterações climáticas, a limitação da utilização de recursos energéticos fósseis, a garantia da segurança do abastecimento, e a promoção de acesso à energia elétrica para a maioria da população.

#### 4.6.3.1 Cenário A

Neste cenário a natureza das fontes é a existente atualmente, ou seja, a termoelétrica a gásóleo e a hídrica. Foi considerado um aumento da capacidade da termoelétrica, cuja potência de instalação projetada é de 600 MW, após simulação no LEAP, para conseguir responder às necessidades projetadas em 2040, conforme os apêndices A e E, deste trabalho. A hídrica permanece com a mesma capacidade de oferta energética até ao ano de referência 2040. Estas hipóteses levaram em conta o facto de, no plano governamental local, as perspetivas apontarem apenas para um aumento da utilização de fontes termoelétricas a gásóleo [2]. Na tabela 4.5 constam os processos que representam as duas fontes de energia elétrica no ano de referência 2040.

Tabela 4.5 – Processos das fontes de energia elétrica do cenário A no ano de referência 2040.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Tipo de Central	Potência prevista em 2040 [MW]	Produção prevista em 2040 [MWh]
Termoelétrica a gásóleo	600	2518640
Hidroelétrica	9	34120
Total	609	2552750

A capacidade de instalação (MW), a produção de energia elétrica (GWh) e a emissão de GEE (Mil toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalentes) previstas e os seus históricos, para o cenário A, após a simulação do LEAP, são apresentadas na tabela 4.5.1.

Tabela 4.5.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão de GEE no cenário A, período 2014–2040.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Ano	Potência Instalada [MW]			Produção de Energia [GWh]			Emissão de GEE [Mil tonCO <sub>2</sub> eq]	
	Termoelétrica à gasóleo	Hidroelétrica	Total	Termoelétrica à gasóleo	Hidroelétrica	Total		
Histórico	2014	25,20	9,00	34,20	130,84	33,86	164,70	34,29
	2015	25,20	9,00	34,20	130,66	9,49	140,15	34,24
	2016	25,20	9,00	34,20	138,22	26,56	164,78	36,22
	2017	35,20	9,00	44,20	177,30	34,28	211,58	46,47
Previsão	2018	42,60	(*)	42,60	227,92	(*)	227,92	59,73
	2020	50,00	9,00	59,00	271,46	33,98	305,44	71,14
	2025	187,50	9,00	196,50	777,32	38,71	816,04	203,72
	2030	325,00	9,00	334,00	1.306,93	40,70	1.347,62	342,51
	2035	462,50	9,00	471,50	1.886,85	39,90	1.926,75	494,50
	2040	600,00	9,00	609,00	2.518,64	34,12	2.552,75	660,07

(\*) Fora de serviço

#### 4.6.3.2 Cenário B

Tendo em consideração os projetos de âmbito nacional, fez-se um aumento da capacidade hídrica e a inserção das fontes eólica e solar. Em 2040 pretende-se que 100 MW de potência sejam disponibilizados do aproveitamento hidroelétrico de Baynes [4], [6], [128], [141] fazendo um total de 109 MW de potência da hídrica disponibilizada para a província do Namibe. Aqui são também integradas as fontes eólica e solar fotovoltaica, dois projetos de âmbito nacional. A fonte eólica localiza-se na Baía dos Tigres, município do Tômbwa (Namibe), com uma capacidade prevista de 100 MW de potência instalada [4], [6], [128], [141], e a fonte solar fotovoltaica localiza-se no Tômbwa com uma capacidade prevista de 2 MW de potência instalada, que irá operar em regime híbrido com a térmica a gasóleo [5], [6]. Neste cenário a fonte termoelétrica a gasóleo terá uma potência de instalação de 500 MW, resultante da simulação do LEAP, como consta nos apêndices B e F, deste trabalho. O total da potência instalada neste cenário é de 711 MW, e a produção de energia elétrica prevista a partir destas fontes é de

2579830 MWh, no ano de referência 2040. Os processos que representam as quatro centrais de geração de energia elétrica estão na tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Fontes de energia elétrica do cenário B no ano de referência 2040.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Tipo de Central	Potência prevista em 2040 [MW]	Produção prevista em 2040 [MWh]
Termoelétrica a gásóleo	500	2069510
Hidroelétrica	109	317270
Eólica	100	188140
Solar FV	2	4900
Total	711	2579830

Depois da simulação do LEAP, os resultados do histórico e da previsão da capacidade de instalação, da produção de energia elétrica e da emissão de GEE para o cenário B são apresentados na tabela 4.6.1.

Tabela 4.6.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão dos GEE no cenário B, período 2014–2040.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Ano	Potência Instalada [MW]					Produção de Energia [MWh]					Emissão de GEE [Mil tonCO <sub>2</sub> eq]	
	Termoelétrica à gásóleo	Hidroelétrica	Eólica	Solar FV	Total	Termoelétrica à gásóleo	Hidroelétrica	Eólica	Solar FV	Total		
Histórico	2014	25,20	9,00	-	-	34,20	130,84	33,86	-	-	164,70	34,29
	2015	25,20	9,00	-	-	34,20	130,66	9,49	-	-	140,15	34,24
	2016	25,20	9,00	-	-	34,20	138,22	26,56	-	-	164,78	36,22
	2017	35,20	9,00	-	-	44,20	177,30	34,28	-	-	211,58	46,47
Previsão	2018	42,60	(*)	-	-	42,60	227,92	(*)	-	-	227,92	59,73
	2020	50,00	9,00	9,09	2,00	70,09	265,27	31,22	16,85	1,12	314,46	69,52
	2025	162,50	34,00	31,82	2,00	230,32	687,08	91,78	50,16	2,04	831,06	180,07
	2030	275,00	59,00	54,55	2,00	390,55	1.119,66	157,63	90,01	3,21	1.370,51	293,44
	2035	387,50	84,00	77,27	2,00	550,77	1.581,42	232,61	136,44	4,31	1.954,78	414,45
	2040	500,00	109,00	100,00	2,00	711,00	2.069,51	317,27	188,14	4,90	2.579,83	542,37

(\*) Fora de serviço

### 4.6.3.3 Cenário C

Neste cenário o destaque vai para o aumento da participação da fonte solar fotovoltaica para a produção de energia elétrica, cuja capacidade prevista é de 300 MW de potência instalada em 2040, obtida a partir da simulação do LEAP, tendo em consideração as potências de outras fontes de energia já constantes no cenário anterior, como se pode constatar nos apêndices C e G, deste trabalho. Neste cenário as capacidades projetadas das fontes hídrica e eólica no cenário B mantêm-se inalteradas, conforme consta dos projetos do governo central. A capacidade da termoelétrica a gásóleo é reduzida face ao aumento da potência instalada da fonte solar fotovoltaica. O propósito da aposta em sistema solar fotovoltaico prende-se com facto de ser necessária a mitigação dos gases de efeito estufa, e igualmente ser relevante a diversificação das fontes de energia elétrica e garantir o acesso à energia elétrica para a população da província do Namibe. A capacidade de instalação total prevista em 2040 para este cenário é de 839 MW de potência, cuja produção de energia prevista é de 2543100 MWh para o mesmo ano. Neste caso, os processos que representam as diversas centrais de geração de energia elétrica estão na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Fontes de energia elétrica do Cenário C no ano de referência 2040.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Tipo de Central	Potência prevista em 2040 [MW]	Produção prevista em 2040 [MWh]
Termoelétrica a gásóleo	330	1213020
Hidroelétrica	109	400990
Eólica	100	145160
Solar FV	300	783930
Total	839	2543100

A capacidade de instalação, a produção de energia elétrica e a emissão de GEE previstas e os respetivos históricos, resultante da simulação do LEAP, para o cenário C são dadas na tabela 4.7.1.

Tabela 4.7.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão dos GEE no cenário C, período 2014–2040.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Ano	Potência Instalada [MW]					Produção de Energia [GWh]					Emissão de GEE [Mil tonCO <sub>2</sub> eq]	
	Termoelétrica à gasóleo	Hidroelétrica	Eólica	Solar FV	Total	Termoelétrica à gasóleo	Hidroelétrica	Eólica	Solar FV	Total		
Histórico	2014	25,20	9,00	-	-	34,20	130,84	33,86	-	-	164,70	34,29
	2015	25,20	9,00	-	-	34,20	130,66	9,49	-	-	140,15	34,24
	2016	25,20	9,00	-	-	34,20	138,22	26,56	-	-	164,78	36,22
	2017	35,20	9,00	-	-	44,20	177,30	34,28	-	-	211,58	46,47
Previsão	2018	42,60	(*)	-	-	42,60	227,92	(*)	-	-	227,92	59,73
	2020	50,00	9,00	9,09	27,27	95,36	254,24	34,00	28,08	50,54	366,86	66,63
	2025	120,00	34,00	31,82	95,45	281,27	526,78	105,75	50,99	158,06	841,57	138,06
	2030	190,00	59,00	54,55	163,64	467,18	781,77	190,45	80,35	353,56	1.406,13	204,88
	2035	260,00	84,00	77,27	231,82	653,09	1.021,37	291,26	116,02	616,46	2.045,12	267,68
	2040	330,00	109,00	100,00	300,00	839,00	1.213,02	400,99	145,16	783,93	2.543,10	317,90

(\*) Fora de serviço

#### 4.6.3.4 Cenário D

Dada a intermitência das fontes eólica e solar fotovoltaica, e sobretudo a solar, foi necessário criar um quarto cenário, o D. Neste cenário é prevista a inserção de fonte termoelétrica a gás natural, para limitar o aumento de termoelétrica a gasóleo e minimizar as emissões de GEE. No ano de referência 2040, deste cenário, a capacidade de instalação total prevista é de 879 MW de potência e a produção de energia elétrica total prevista é de 2553250 MWh. Os resultados gerais da simulação do LEAP constam nos apêndices D e H. Os processos que representam as diversas centrais de geração de energia elétrica estão na tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Fontes de energia elétrica do Cenário D no ano de ano de referência 2040.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Tipo de Central	Potência prevista em 2040 [MW]	Produção prevista em 2040 [MWh]
Termoelétrica a gásóleo	50	60360
Hidroelétrica	109	343870
Eólica	100	153290
Solar FV	300	721440
Turbina a Gás Natural	320	1274300
<b>Total</b>	<b>879</b>	<b>2553250</b>

Na tabela 4.8.1 são apresentados o histórico e a previsão da capacidade de instalação, da produção de energia elétrica e da emissão do GEE para o cenário D, resultantes da simulação do LEAP.

Tabela 4.8.1 – Histórico e previsão da potência instalada, da produção de energia elétrica e da emissão dos GEE no cenário D, período 2014–2040.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Ano	Potência Instalada [MW]						Produção de Energia [GWh]						Emissão de GEE [Mil tonCO <sub>2</sub> eq]	
	Termoelétrica a gásóleo	Hidroelétrica	Eólica	Solar FV	Gás Natural	Total	Termoelétrica a gásóleo	Hidroelétrica	Eólica	Solar FV	Gás Natural	Total		
Histórico	2014	25,20	9,00	-	-	-	34,20	130,84	33,86	-	-	-	164,70	34,29
	2015	25,20	9,00	-	-	-	34,20	130,66	9,49	-	-	-	140,15	34,24
	2016	25,20	9,00	-	-	-	34,20	138,22	26,56	-	-	-	164,78	36,22
	2017	35,20	9,00	-	-	-	44,20	177,30	34,28	-	-	-	211,58	46,47
Previsão	2018	42,60	(*)	-	-	-	42,60	227,92	(*)	-	-	-	227,92	59,73
	2020	50,00	9,00	9,09	27,27	29,09	124,45	197,61	31,09	3,03	15,14	24,22	271,09	56,69
	2025	50,00	34,00	31,82	95,45	101,82	313,09	226,50	93,73	19,07	95,37	152,60	587,28	90,22
	2030	50,00	59,00	54,55	163,64	174,55	501,73	232,40	164,88	51,10	255,51	408,81	1.112,69	143,58
	2035	50,00	84,00	77,27	231,82	247,27	690,36	209,88	247,95	103,68	518,39	829,42	1.909,32	222,74
	2040	50,00	109,00	100,00	300,00	320,00	879,00	60,36	343,87	153,29	721,44	1.274,30	2.553,25	273,52

(\*) Fora de serviço

#### 4.6.4 Análise da capacidade de potência instalada por cenário

Em todos os cenários a potência instalada permaneceu constante desde o ano base até 2016, por falta de investimentos significativos em fontes de geração de energia. Apenas em 2017 houve um incremento de 10 MW na potência instalada de termoelétrica a gásóleo, passando de 25,2 MW para 35,2 MW. Igualmente a

potência térmica disponibilizada foi aumentada em 2018, passando para 42,6 MW, mas a potência fornecida pela hídrica foi nula. Os outros anos conheceram um aumento da potência instalada como resultado da simulação do LEAP, em consonância com a potência que deve ser requerida para produzir a energia projetada para o ano de 2040, conforme consta nos apêndices E, F, G e H, deste trabalho. Do ano de 2020 a 2040 as potências instaladas surgiram como resultado do LEAP pelo facto de não haver informação sobre a estratégia do Governo local ou central para a implementação de aumento da capacidade de produção. Depois de 2018 os cenários diferem nas potências instaladas, dada a natureza de fontes de energia elétrica que integram os respetivos cenários. Essas potências instaladas sugeridas pelo LEAP, em cada cenário, podem servir de guia norteador das capacidades de instalação a ser inseridas ao longo do período de planificação, para que possam dar resposta à procura prevista em cada ano. Na figura 4.3 está apresentada a evolução da potência instalada para cada cenário no período de 2014–2040. O cenário D é o que possui maior capacidade de potência instalada, enquanto o cenário A é o que apresenta menor capacidade, mas, no entanto, as suas eficiências permitem uma capacidade de oferta próxima à requerida no ano de referência. Todos cenários vão requerer investimentos significativos em infraestruturas para fazer face à oferta exigida para 2040.

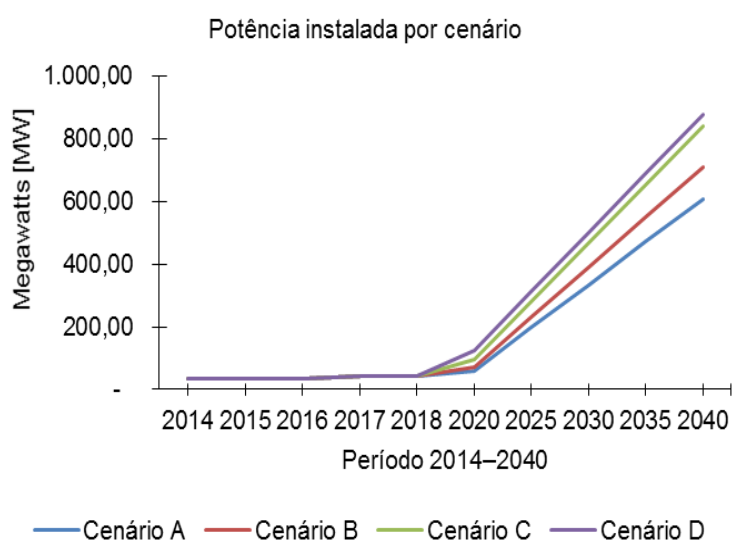


Figura 4.3 – Evolução da capacidade instalada no período 2014–2040.  
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da PRODEL–EP e da simulação do LEAP.



No cenário A, tabela 4.5.1, o aumento da potência instalada da termoelétrica a gasóleo é gradual até 2040, tendo alcançado os 600 MW. No entanto, a potência instalada total das duas fontes electroprodutoras é de 609 MW. De 2018 para 2040 espera-se um acréscimo de 1308,45% de potência instalada da fonte termoelétrica para poder produzir a energia necessária no ano de referência (2040).

Para o cenário B, tabela 4.6.1, a potência de instalação projetada para cada fonte é implementada por fases, e difere do cenário A, depois do ano de 2018, em que são incorporadas as fontes solar e eólica, e aumentada a capacidade hídrica. Por meio de simulação no LEAP, a fonte a gasóleo sofreu uma diminuição em 16,67% no ano 2040 na sua capacidade de instalação, comparada com a capacidade no mesmo ano do cenário A, devido ao surgimento da fonte eólica e da fonte solar, bem como do aumento da hídrica.

O cenário C, tabela 4.7.1, difere do cenário A e B depois de 2018, em que é aumentada a potência da fonte solar fotovoltaica. A fonte solar fotovoltaica para este cenário representará 35,76% da potência instalada acumulada para 2040. A inserção da fonte solar fotovoltaica permitiu a redução da potência instalada projetada da fonte termoelétrica a gasóleo em relação aos cenários anteriores para o ano de referência 2040, que era um dos objetivos da introdução de renováveis no *mix* energético, de forma mais significativa. Neste cenário a capacidade de potência instalada das fontes de energias renováveis (incluindo a hídrica), no ano de referência, vai representar cerca de 61% da potência total projetada.

O cenário D, tabela 4.8.1, à semelhança dos cenários B e C, também difere do cenário A depois de 2018 em que é projetada a inserção de fontes eólica, solar fotovoltaica, termoelétrica a gás natural e o aumento da fonte hídrica. Este cenário conta com cinco fontes de energia elétrica, sendo, por isso o *mix* energético mais diversificado. Verifica-se que para o período 2020–2040 a potência instalada da fonte termoelétrica a gasóleo ficou inalterável, enquanto as outras fontes sofreram um aumento gradual nas suas potências no referido período. Para este cenário tem-se 879 MW como total de potência instalada projetada para o ano de 2040 a

fim de produzir a energia requerida para o referido ano, sendo 36,4% da termoelétrica a gás natural, 34,13% da solar fotovoltaica, 12,4% da hídrica, 11,38% da eólica e 5,69% da termoelétrica a gasóleo.

#### **4.6.5 Análise da produção de energia prevista dos cenários**

A produção de energia elétrica foi projetada para dar resposta satisfatória às necessidades energéticas requeridas no ano de referência 2040. Conforme a estimativa feita, no ponto 4.3.3, o consumo de energia elétrica esperado em 2040 é acerca de 2542786 MWh, foi nesta ótica em que todos cenários foram simulados para se obter uma produção de energia elétrica igual ou aproximada para os respetivos cenários.

Em todos os cenários o histórico da produção de energia em 2014 foi de 164700 MWh, em 2015 foi de 140150 MWh, o que representou uma redução de 14,91% comparado ao ano de 2014, fruto da baixa produção das duas fontes, e com maior destaque para a hídrica, cuja redução sofrida foi perto de 60% em relação ao ano anterior. A fonte hídrica ao longo das últimas duas décadas sofreu algumas perturbações por fatores de estiagens e de ordem técnica (equipamentos obsoletos). Este último fator levou à sua reabilitação e modernização no ano de 2018; em 2016 a produção de energia foi de 164780 MWh, superando a produção de 2015 e a de 2014, ligeiramente em 80 MWh; em 2017 o registo foi de 211580 MWh, o que representa um aumento de 28,4% comparado ao ano anterior, fruto do aumento da capacidade de potência térmica instalada nesse ano; esperava-se que em 2018 a produção fosse de 227920 MWh proveniente apenas da fonte termoelétrica. Depois de 2018 cada cenário apresenta uma previsão de produção de energia, cuja evolução é gradual, fruto do LEAP, e esta evolução difere de um cenário para o outro. A natureza das fontes é diferente e, portanto, as suas eficiências e as suas disponibilidades também são diferentes de uma fonte de geração para a outra. Por sua vez a porção de produção por ano para cada fonte de energia gerada pelo LEAP difere de um cenário para o outro, razão pela qual depois de 2018 até 2040 se tem previsões diferentes de produção de energia para os diferentes cenários. A figura 4.4 mostra o histórico e a projeção da produção e do consumo de energia para o período 2014–2040. O

consumo previsto mostra ser superior à produção no ano de 2020, o que significa a não existência de equilíbrio entre a procura e a oferta no referido ano. Mas a produção vai aumentando, a cada cenário, de forma gradual, na medida que os cenários vão aumentando as suas capacidades de potências instaladas, até que se verifica o equilíbrio no ano 2040.

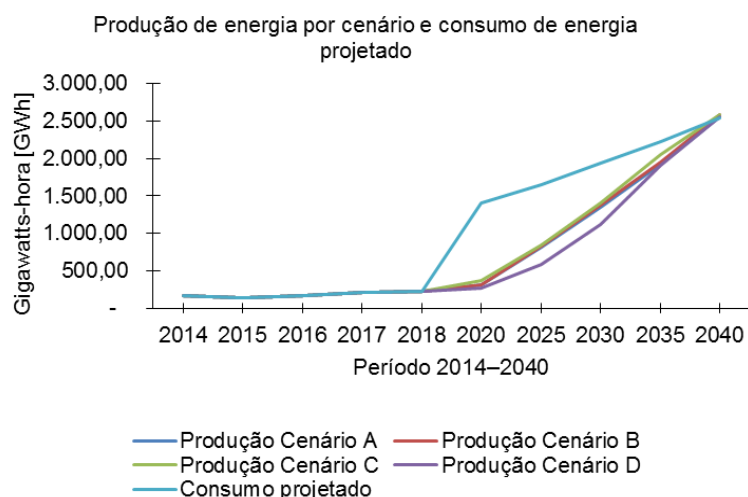


Figura 4.4 – Evolução da produção e do consumo de energia no período 2014–2040.  
 Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da PRODEL–EP e da simulação do LEAP.

No cenário A, tabela 4.5.1, a produção de energia a partir da fonte termoelétrica, aposta do Governo local, conheceu uma evolução gradual ao longo de 2014–2040. A produção a partir da fonte hídrica não sofreu perturbações consideráveis, exceto em 2016 e 2018, pois a capacidade de potência permanece inalterável até 2040. Para este cenário a produção de energia prevista para 2040 é de 2552750 MWh, a fim de atender as necessidades energéticas requeridas no referido ano, sendo 98,66% a base do gásóleo e 1,34% a base da hídrica.

No cenário B, tabela 4.6.1, a produção de energia elétrica é feita a partir das fontes termoelétrica, hídrica, eólica e solar. Depois de 2018 a previsão de produção de energia difere do cenário A. No que concerne à fonte termoelétrica a sua produção tem uma ligeira diminuição comparada à do cenário A da mesma fonte, mas ainda assim, neste cenário continua a representar a fonte com maior produção de energia elétrica. Para este cenário prevê-se que a produção de energia elétrica total seja de 2579830 MWh, a fim de atender aos consumos

energéticos requeridos para o ano de 2040. Todas as fontes de produção deste cenário, depois de 2018, têm uma evolução faseada fruto da simulação do LEAP.

Para o cenário C, tabela 4.7.1, a produção de energia elétrica resulta das fontes a gásóleo, da hídrica, da eólica e da solar fotovoltaica. A produção de energia elétrica neste cenário difere de outros cenários depois de 2018 e evolui gradualmente até 2040. A termoelétrica a gásóleo representará 47,7% da produção total prevista para o ano de 2040, enquanto as fontes limpas representarão 52,3% da produção de energia elétrica total prevista para o mesmo ano. Neste cenário destaca-se a fonte solar fotovoltaica que teve maior evolução na geração de energia prevista com uma participação de 30,83% em 2040, enquanto no cenário anterior a sua participação foi apenas de 0,19%.

O cenário D, tabela 4.8.1, apresenta uma produção de energia elétrica proveniente de cinco fontes de energia elétrica. À semelhança dos cenários B e C, também difere do cenário A depois de 2018, onde se nota a inserção de mais fontes de energia elétrica para poder atender à procura energética requerida no ano de 2040. Durante o período de 2018–2040 a evolução da produção de energia elétrica projetada é por fase, resultante da simulação do LEAP. Neste cenário a energia elétrica total prevista é de 2553250 MWh. A produção da fonte termoelétrica a gásóleo foi projetada com limitações, e em compensação surgiu a fonte termoelétrica a gás natural dado aos menores impactos ambientais que esta fonte causa comparada com a fonte a gásóleo, e por outro para diversificar o *mix* energético no âmbito de garantir a segurança do abastecimento.

Em função do consumo de energia elétrica previsto para o período 2014–2040, e da produção de energia elétrica apresentadas por cada cenário acima (figura 4.4), as necessidades energéticas começam a ser atendidas satisfatoriamente a partir de 2035, mas só em 2040 todos os cenários conseguem alcançar uma produção que satisfaça os consumos de energia elétrica requeridos para o referido ano.

#### 4.6.6 Análise das emissões de gases de efeito estufa

No processo de produção de energia elétrica à base de combustíveis fósseis, no caso de gasóleo e gás natural propostos nestes cenários, há sempre emissões de gases resultantes da queima destes combustíveis fósseis, que podem ter consequências de efeito estufa, no caso o dióxido de carbono, metano e óxido nitroso que são responsáveis pelo aumento das temperaturas na atmosfera [51]. Estes são os principais gases de efeito estufa que o LEAP tem incorporado na sua estrutura, cujo o potencial de aquecimento global (PAG) de cada elemento para 20 anos é de 1 tCO<sub>2</sub>eq/t, 56 tCO<sub>2</sub>eq/t e 280 tCO<sub>2</sub>eq/t, e até 100 anos é de 1 tCO<sub>2</sub>eq/t, 21 tCO<sub>2</sub>eq/t e 310 tCO<sub>2</sub>eq/t, respetivamente.

Em todos os cenários, as emissões de GEE foram iguais a 34,29 mil tCO<sub>2</sub>eq em 2014, 34,24 mil tCO<sub>2</sub>eq em 2015, 36,22 mil tCO<sub>2</sub>eq em 2016, 46,47 mil tCO<sub>2</sub>eq em 2017 e prevê-se que sejam iguais a 65,50 mil tCO<sub>2</sub>eq em 2018. Isto justifica-se pelo facto de neste período de 2014 a 2018 estes dados serem considerados como históricos da emissão de GEE durante o processo de produção de energia elétrica a base de combustível fóssil, no referido período. Em 2015 houve uma ligeira diminuição de emissão de GEE comparadas ao ano anterior, pelo facto de em 2015 a produção de energia a base do gasóleo ser inferior à de 2014. Depois de 2018 até ao ano de referência 2040 os cenários apresentam variação no tipo de fontes que os integram, e a capacidade de produção de energia elétrica a base de combustíveis fósseis difere de um cenário para o outro, razão pela qual os gases emitidos durante o processo de produção de energia elétrica tem valores diferentes de um cenário para o outro. Em todos os cenários a evolução das emissões de GEE é gradual, pois a produção de energia a base do combustível fóssil também foi gradual, fruto da simulação do LEAP.

A figura 4.5 representa a evolução das emissões de gases de efeito estufa no período de 2014–2040 por cenário, conforme as tabelas 4.5.1, 4.6.1, 4.7.1 e 4.8.1. Os dados resultam da simulação do *software* LEAP, tendo em conta os fatores de emissão padrão sugerido pelo Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC).

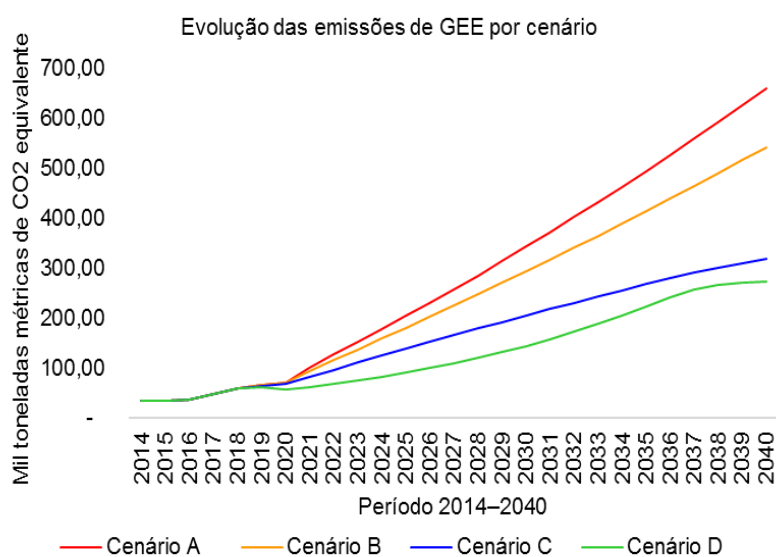


Figura 4.5 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa no período 2014–2040 por cenário. Fonte: Elaboração própria a partir dos dados resultantes da simulação do LEAP.

Para o ano de referência 2040 as emissões de GEE projetadas serão de 660070 tCO<sub>2</sub>eq para o cenário A, 542370 tCO<sub>2</sub>eq para o cenário B, 317900 tCO<sub>2</sub>eq para o cenário C e de 273520 tCO<sub>2</sub>eq para o cenário D.

O cenário A é o que mais emitirá gases de efeito estufa ao longo do período previsto durante o processo de produção de energia elétrica. No ano de referência 2040 prevê-se que as emissões de GEE sejam 19,25 vezes superiores às emitidas no ano base 2014. É o cenário em que se regista maior produção de energia elétrica à base de gasóleo, representando 98,67% do global da produção de energia elétrica prevista para o ano de referência 2040.

No cenário B, já com o aumento da capacidade de produção da energia a partir das fontes hídrica e eólica, nota-se uma diminuição da produção de energia a base do gasóleo, implicando uma redução na emissão de gases de efeito estufa em relação ao cenário A. No ano de referência as emissões de GEE previstas serão 15,82 vezes superiores às emissões emitidas em 2014.

No cenário C, a inserção da fonte solar fotovoltaica permitiu a redução da participação da termoelétrica a gasóleo. Como consequência as emissões tiveram uma redução considerável, comparativamente aos cenários A e B. No entanto as

emissões de GEE previstas no ano de referência serão de 9,27 vezes superiores às emitidas no ano 2014.

No cenário D, fez-se a inserção de fonte termoelétrica a gás natural com o desígnio de minimizar o aumento da produção de energia elétrica a base de gasóleo. Notou-se uma diminuição de emissões de GEE no ano de referência 2040 comparado as emissões de cenários anteriores. No entanto as emissões de GEE previstas em 2040 serão 7,98 vezes superiores às emitidas no ano base 2014, e vão representar uma redução cerca de 59% em relação ao cenário A, para o mesmo ano. Um aspeto a salientar prende-se com o facto de neste cenário D a produção de energia elétrica prevista a base de combustíveis fósseis no ano de referência 2040 corresponder a uma parcela de 52,27% em relação a produção a base das fontes limpas, enquanto no cenário C a produção prevista a base dos combustíveis fósseis corresponder uma parcela de 47,70%. Apesar disso, o cenário D é o que menos emite emissões de GEE fruto da substituição de gasóleo por gás natural, por este último ser menos emissor de GEE.

As emissões de GEE registadas em Angola no ano de 2014, pelo uso de combustíveis fósseis para fins diversos foram de 19,3 Megatoneladas (Mt) de CO<sub>2</sub>eq, numa ordem de 0,8t por pessoa anualmente [51]. Esta média foi considerada bastante baixa comparada à das emissões *per capita* dos países industrializados ou até mesmo à média mundial (4,47t *per capita*) [51]. Mas estimam-se que em 2030 as emissões de GEE para Angola serão de aproximadamente 2 toneladas de CO<sub>2</sub>eq *per capita* [142], o que pode representar um aumento numa taxa média anual cerca de 6%, de tCO<sub>2</sub>eq *per capita*, no período de 2014 a 2030. Embora este valor não seja superior à média mundial registada em 2014, e pelo facto das questões de alterações climáticas são globais, muitas das ações para se combater este fenómeno, no caso de mitigação das emissões de GEE, devem ser desenvolvidas localmente. Diante dessa preocupação, Angola adotou algumas medidas de prevenção para a mitigação dos GEE. Uma dessas medidas, que parece ser a mais importante, consiste na redução da queima de gás associado à produção de petróleo em 75%, anualmente. Isto evitará as emissões de CO<sub>2</sub>eq em cerca de 9 milhões de

toneladas por ano [142]. Esta percentagem de gás natural evitada da queima terá como finalidade a geração de eletricidade. Uma outra medida para minimizar as emissões de GEE, o governo de Angola compromete-se na geração de eletricidade a partir das fontes hídricas, que se incluem as mini-hídricas para a eletrificação rural [142]. De modo geral a medida do governo de Angola é acertada, mas é preciso especificar que em algumas regiões de Angola não é possível a aposta em mini-hídricas, por exemplo na província do Namibe pelas suas características hidrográficas, sem rios com caudais permanentes. Para casos como o da província do Namibe, o recurso energético para geração de eletricidade, além do solar, eólico e hídrico, seria o gás natural em detrimento do gasóleo para a mitigação dos GEE.

#### **4.6.7 Análise económica dos cenários**

Foram considerados dois custos importantes para a análise económica dos cenários criados neste trabalho: o custo de produção por tecnologia e o custo da emissão de GEE.

No que se refere aos custos de produção foi preciso recorrer aos custos nivelados das tecnologias de geração que o MINEA definiu nos seus projetos de energia até 2025 [67], [110]. Isto porque apenas se tem a informação sobre os custos projetados para os investimentos do parque eólico do Tômbwa e do aproveitamento hidroelétrico do Baynes. O parque eólico do Tômbwa está orçado em 176,6 milhões de Euros [7], enquanto o aproveitamento hidroelétrico de Baynes está em 1,2 mil milhões de Euros, dos quais 70% deste valor de investimento será financiado por bancos, e os restantes 30% serão repartidos em 50% para ambos países (Angola e Namíbia) [143]–[145].

O custo nivelado da geração de uma tecnologia é a razão entre os custos totais de uma planta genérica (incluindo os custos de capital e operacionais) e a quantidade total de energia que se espera que seja gerada durante a vida útil da central de produção (fonte geradora) [146]. No entanto os custos e produtos futuros são descontados, quando comparados aos custos e produtos atuais [146]. Os custos nivelados de geração correspondem àqueles apenas gerados pelo



proprietário ou operador do ativo de geração, e não cobrem os custos relativos ao balanceamento do sistema e ao investimento da rede ou impacto de qualidade [146]. Considera-se o custo nivelado de eletricidade como uma medida resumida conveniente da competitividade geral de diferentes tecnologias geradoras, ou seja, representa o custo por megawatt-hora de construir e operar uma central geradora durante uma vida financeira e o ciclo de trabalho assumidos [147]. Os principais insumos para o cálculo do custo nivelado de eletricidade incluem os custos de capital, de combustível, operações fixas e manutenção, de financiamento e de taxa de utilização assumida para cada tipo de tecnologia. No entanto, para as tecnologias de geração como a solar e a eólica por estarem isentas de custos de combustíveis, e por terem custos de operação e manutenção relativamente baixos, comparados com as outras tecnologias, os seus custos nivelados de eletricidade não sofrem muitas mudanças em relação aos custos de capital estimado da capacidade de geração [147].

O custo nivelado da eletricidade é tido como o preço que deve ser recebido por unidade de produção como pagamento pela produção da energia para se atingir um retorno financeiro especificado, ou seja o preço que o projeto deve ganhar por megawatt-hora para equilibrar a produção [148]. O cálculo do custo nivelado da eletricidade padroniza as unidades de medição dos custos do ciclo de vida da produção da eletricidade, facilitando deste modo a comparação do custo de produção de um megawatt por cada tecnologia [148].

As recentes informações sobre os custos nivelados da produção de energia em Angola, calculados por tecnologias, pelo MINEA, indicam que os valores variam por tecnologias. A térmica a gasóleo foi avaliada em 220 US\$/MWh [67]; a hidroelétrica varia entre 100 a 600 US\$/MWh [149], de acordo a capacidade da potência a ser instalada; a térmica a gás natural por 153 US\$/MWh [149]; a eólica por 135 US\$/MWh [149] e; a solar fotovoltaica em 55 US\$/MWh [149] revelando ser a menos onerosa. Face a estes custos nivelados e a produção de energia prevista para 2040 foram feitos alguns cálculos que permitiram a determinação do custo de geração de energia elétrica por tecnologia energética, conforme consta na tabela 4.9. Os custos de geração da energia elétrica compreendem uma parte

fundamental da análise do mercado da energia, a partir deles se pode definir importantes políticas energéticas [146].

Quanto ao custo de CO<sub>2</sub>, o setor da energia é um dos agentes geradores de uma externalidade ambiental negativa relacionada com as emissões de GEE, resultantes da queima do combustível fóssil durante a produção de energia elétrica. Como forma de internalizar aquele custo, o setor da energia tem de se responsabilizar pelos custos das emissões de GEE. A sua internalização representa um compromisso financeiro e responsável pela proteção ambiental. Não há nenhuma referência sobre o custo de carbono em Angola, mas de acordo com as projeções mundiais, para 2040, poderá custar €50,00/tCO<sub>2</sub>eq [150] (cerca de US\$57,00/tCO<sub>2</sub>eq [151]). O custo de carbono é um imposto sobre a externalidade ambiental, baseado no princípio de poluidor-pagador. O mesmo tenderá a aumentar até €100,00/tCO<sub>2</sub>eq no ano de 2050 [150], como forma de coagir os agentes responsáveis pela emissão de GEE, em repensar sobre os seus investimentos em unidades de produção e consumo no que concerne ao uso do combustível fóssil para a geração de energia e do calor. O custo de carbono bem projetado oferece triplo benefício: a proteção ambiental, o direcionamento dos investimentos em tecnologias limpas e o aumento das receitas [152]. Igualmente fizeram-se cálculos dos custos de CO<sub>2</sub> tendo em consideração as emissões de GEE por cenários, conforme constam nas tabelas 4.5.1, 4.6.1, 4.7.1 e 4.8.1, utilizando o valor previsto para o custo de carbono no ano 2040, sendo apresentados na tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Custos de produção de energia elétrica por tecnologia, de emissão do CO<sub>2</sub> por cenário, e o total por cenário, no ano 2040, para a província do Namibe.  
 Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MINEA [149] e EC [110], [150].

	Fonte de geração	Custo de geração por tecnologia [US\$]	Custo de emissão de CO <sub>2</sub> por cenário [US\$]	Custo total por cenário [US\$]
Cenário A	Termoelétrica a gasóleo	554100800,00	37624270,00	593431070,00
	Hídrica	1706000,00		
Cenário B	Termoelétrica a gasóleo	455292200,00	30915108,00	541721308,00
	Hídrica	31727000,00 – 190362000,00		
	Eólica	23517500,00		700356308,00
	Solar fotovoltaica	269500,00		
Cenário C	Termoelétrica a gasóleo	266864400,00	18120462,00	386345012,00
	Hídrica	40099000,00 – 240594000,00		
	Eólica	18145000,00		586840012,00
	Solar fotovoltaica	43116150,00		
Cenário D	Termoelétrica a gasóleo	13279200,00	15590553,00	317065103,00
	Hídrica	34387000,00 – 206322000,00		
	Eólica	19161250,00		
	Solar fotovoltaica	39679200,00		489000103,00
	Termoelétrica a gás natural	194967900,00		

O Cenário A é praticamente dominado pela fonte termoelétrica a gasóleo, o que resulta no custo de produção desta tecnologia em US\$554.100.800,00, e tendo em conta os custos da emissão de GEE e de outra tecnologia, o valor total do cenário corresponde a US\$593.431.070,00.

O Cenário B é constituído por quatro tecnologias de geração. Conforme a participação de cada uma destas tecnologias na produção, o custo total do cenário, que engloba o custo da emissão de GEE e o custo de produção, oscila entre US\$ US\$541.623.308,00 a US\$700.258.308,00. A oscilação deve-se à variação do custo nivelado da produção da tecnologia hidroelétrica.

O Cenário C, igualmente é constituído por quatro tecnologias de geração, mas diferem-se quanto as suas participações de cada uma na produção de energia elétrica. No entanto a térmica a gasóleo, embora tenha uma produção reduzida, continua a ser a fonte mais dispendiosa, enquanto, a solar fotovoltaica é a que

menos custo apresenta. O custo da produção mais o custo da emissão de GEE, para este cenário, varia entre US\$386.345.012,00 e US\$586.840.012,00.

O Cenário D está composto por cinco tecnologias. Como forma de reduzir a capacidade de produção da térmica a gásóleo, foi incorporada a tecnologia térmica a gás natural. O custo total do cenário varia entre US\$317.065.103,00 a US\$489.000.103,00. A tecnologia a gás natural mostra ser mais vantajosa em termos de custos, nota-se uma redução tanto no custo da produção como da emissão dos GEE, comparada à tecnologia a gásóleo.

Para a condição de custo nivelado da tecnologia hidroelétrica estar avaliado a 100 US\$/MWh, ou abaixo deste, o cenário A se mostra ser o mais dispendioso, em termos do total de custo de produção, enquanto o cenário D é o que menos custos apresenta, numa redução de aproximadamente 46% do valor, comparado ao cenário A. No entanto, são evitadas, no global, as despesas de US\$276.365.967,00 associadas com os custos da produção e das emissões de GEE, para o cenário D em relação ao cenário A.

Para a situação em que o custo nivelado de produção esteja estipulado a 600 US\$/MWh, o cenário B apresenta os custos mais onerosos, enquanto o cenário D é o que mostra os custos mais reduzidos, numa ordem de 30%, comparado ao cenário B, representando uma poupança de US\$211.356.205,00. De modo geral, para cada opção da tecnologia hidroelétrica (100 US\$/MWh ou 600 US\$/MWh), o cenário D apresenta custos menos dispendiosos, pelo facto, neste cenário D, a produção da térmica a gásóleo representar apenas 2,4% da produção total, no ano de referência. isto significa que a produção da energia elétrica à base de gásóleo, para os cenários criados neste trabalho, se torna muito dispendiosa.

#### **4.7 Conclusões**

A maioria da população residente na província do Namibe não usufrui dos serviços de energia elétrica. Para se atender às necessidades energéticas da população é necessário alterar o quadro atual do sistema electroprodutor no sentido de aumentar a sua capacidade de geração. Perante os desafios mundiais atuais face à segurança do abastecimento, à proteção ambiental, à

competitividade e ao desenvolvimento socioeconómico, torna-se imperiosa a tarefa de diversificar as fontes de geração de energia, optando pelas menos nocivas para o meio ambiente.

O potencial energético em Angola existe, e a província do Namibe, é a mais beneficiada comparada com as outras províncias de Angola em termos do potencial energético solar e eólico. Por falta de política vinculada na diversificação das fontes a partir destes recursos, as dificuldades em atender as necessidades energéticas à população persistem, o que pode se agravar com a expansão demográfica prevista para as próximas décadas.

O Cenário D é o mais diversificado em termos de fontes de geração, é o de menor impacto ambiental negativo, e é também o menos dispendioso no que se refere aos custos de produção de energia elétrica e da emissão de GEE. A implementação das potências de instalação por fontes neste cenário é sugerida por fases até ao ano de referência, conforme é apresentada na tabela 4.8.1, e os decisores de políticas energéticas podem optar por essa via a fim de atenderem as necessidades energéticas requeridas nos respetivos anos.

## **CAPÍTULO 5**

### **POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA A PROVÍNCIA DO NAMIBE**

#### **5.1 Introdução**

A oferta energética projetada para atender as necessidades energéticas até 2040 requer que o aumento da capacidade de produção de energia seja garantido, a partir da diversificação de fontes sugeridas nos cenários criados, conforme os resultados apresentados no capítulo 4. A questão que se coloca é que algumas dessas fontes não fazem parte do atual sistema electroprodutor, nomeadamente as fontes solar fotovoltaica e eólica. Para a inserção destas fontes sugeridas nos cenários é preciso, antes de mais, um trabalho de base para que os decisores de política energética e a sociedade possam apostar nestas soluções. Esse trabalho de base deve consistir no cumprimento de determinadas políticas energéticas que são definidas neste capítulo.

#### **5.2 Barreiras às fontes renováveis de energia**

Embora haja um potencial energético considerável em muitos países africanos, as dificuldades existentes são ainda um grande desafio para a inserção de fontes de energias renováveis a fim de colmatar o défice energético. Assim, são aqui descritas as barreiras evidenciadas em alguns países africanos que experimentaram o desenvolvimento das fontes de energias renováveis.

No relatório sobre energia editado em 2013, as regiões de África Oriental e Austral apresentam fortes semelhanças no que diz respeito às estruturas de mercado e políticas fundamentais que caracterizam os seus mercados de energia [81]. Em todos estes países os setores da energia necessitam de investimentos substanciais a fim de apoiarem o crescimento económico, dada a prevista expansão demográfica. Nestes países existem planos de reformas implementados que vão desde a eletrificação rural, a desagregação das companhias de eletricidade e à execução de programas de subsídios, no entanto as restrições políticas e reguladoras ainda permanecem. O setor da energia nos países africanos é caracterizado por baixa capacidade de instalação, taxas de

eletricidade baixas, pouca diversificação de fontes, e a maioria da população rural não tem acesso à rede elétrica.

Musango & Brent [83], a partir de uma avaliação feita numa perspetiva de sustentabilidade, afirmam não existir na África Austral uma abordagem formal e coerente para as tecnologias energéticas. Não existem políticas vinculadas para a melhoria do setor energético de maneira sustentável para as regiões sem acesso à energia elétrica [76]. A persistência da crise energética na África Subsaariana tem como causas as estratégias pobres no planeamento de geração de energia e a inadequada diversificação dos recursos energéticos [106].

Também são apontados como grandes desafios para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis na África Subsaariana as restrições culturais; a experiência educacional; as economias instáveis e os baixos níveis de investimento estrangeiro; o pobre apoio financeiro e os altos juros dos créditos; a política de energia renovável insustentável; a ausência de tecnologias e as pobres capacitações dos recursos humanos [153]. Ainda Mohammed et al. [153] apontam como outras dificuldades na eletrificação das zonas rurais e isoladas na África Subsaariana a pouca atenção por parte do governo a essas regiões por causa dos elevados custos económicos associados à expansão da rede elétrica tradicional para longas distâncias e pela dispersão geográfica das zonas habitadas.

Outros obstáculos notados na implementação das fontes de energias renováveis na África Subsaariana baseiam-se na falta de capacidade técnica, falta de dados precisos de recursos solares, igualmente os Governos não incentivam o setor privado a apostar no desenvolvimento das fontes de energias renováveis, e também nota-se a falta de política de comercialização de tecnologias solares fotovoltaicas, situação agudizada com a falta de disseminação da informação e sensibilização sobre os benefícios das fontes de energias renováveis [16], [154]. E naqueles países de África Subsaariana onde há desenvolvimento de sistemas solares fotovoltaicos, um dos problemas encontrados foi o facto de nestes países não existir conexão destes sistemas à rede elétrica, situação esta atribuída a falta de experiências dos técnicos locais na execução dessa tarefa [16].

Nos países como a Nigéria, a Angola e a Líbia, onde o setor de energia é tido como fonte de rendimento nacional através da indústria petrolífera, os projetos são financiados através de fundos públicos e privados onde são esperados grandes lucros, mas no entanto existe um paradoxo: o investimento feito pelas indústrias petrolíferas não se traduz em melhoria do acesso à energia nesses países [82]. Nota-se que o financiamento privado neste setor tem pouca ou nenhuma presença, uma vez que os concessionários são desmotivados por baixas taxas de retorno sobre o investimento devido aos altos custos operacionais [82].

Nos Camarões as barreiras significativas que impedem a implementação das fontes de energias renováveis foram identificadas como sendo os elevados custos de capital das tecnologias de energia solar e eólica comparadas ao combustível de madeira, carvão, gasolina e gás; a má avaliação dos recursos energéticos; apoio insignificante e limitado de projetos das fontes de energias renováveis; a falta de consciência, por parte dos consumidores, sobre os benefícios e oportunidades que as fontes de energias renováveis lhes possam proporcionar e a insuficiente descentralização dos serviços de energia [95].

O Botswana não possui um quadro regulador para o desenvolvimento de energias renováveis [86]. Um problema idêntico de falta de regulamentação eficaz no setor energético verificou-se na Namíbia e a esta situação acrescenta-se a falta de financiamento para o desenvolvimento e execução de projetos de energias renováveis [81]. O mesmo sucede-se com a Etiópia. A falta de formulação de planos a longo prazo para a implementação de projetos de energias no campo das fontes eólicas, bem como a falta de financiamento de mecanismos inovadores para o apoio destes projetos obstaculizam o desenvolvimento do setor energético [79].

De acordo com Ahlborg & Hammar [155] os obstáculos na inserção das fontes de energias renováveis em Moçambique e na Tanzânia residem nos seguintes pontos: (1) Instituições e organizações: evidenciaram a falta de capacidade organizacional, a gestão é feita de cima para baixo, não existe envolvimento do setor privado, a capacidade de planeamento é inadequada, e as políticas dos



investidores são incompatíveis; (2) Economia e finanças: verificaram-se elevados custos de combustíveis fósseis, em particular os derivados de petróleo, a existência da dependência de investidores, a falta de fundos, a inexistência de sistema de tarifas e taxas de ligação; a falta de subsídios, a falta de coerência na projeção de energia renovável; (3) Dimensões sociais: constatou-se a pobreza e baixa acessibilidade doméstica, a falta de engajamento do pessoal local e, a mudança de mentalidade entre os clientes; (4) Sistema técnico e de gestão local: verificou-se a falta de cultura de manutenção, a baixa capacidade de geração, o baixo acesso aos materiais necessários, a falta de recursos humanos qualificados, perdas técnicas elevadas, a baixa capacidade de sistemas solares fotovoltaicos e, nenhum sistema de *back-up* de energia; (5) Difusão de tecnologia e adaptação: constatou-se a existência de problemas culturais; a falta de empreendedorismo local; (6) Infraestrutura rural: verificou-se a dispersão da população, a longa distância para a transmissão de energia, a existência de áreas protegidas, como reservas naturais e parques nacionais, dificuldades na instalação de eletricidade em casas tradicionais, frequência de secas sazonais e ciclones.

Alguns países como a África do Sul, a Nigéria, o Gana e o Quênia possuem alguns programas locais para a utilização da energia solar, no entanto há pouca absorção destes programas por falta de incentivo financeiro, e o uso de energia solar FV em casas individuais é muito limitado por questões económicas e devido ao baixo rendimento geral dos trabalhadores na região [106]. A taxa de difusão das tecnologias de conversão de biomassa para a eletricidade na África Subsaariana é baixa devido a falta de conhecimentos técnicos e o insuficiente nível de consciencialização pública, apesar de esta região possuir recursos de biomassa com potencial de geração de energia elétrica [106].

Quanto aos países do Norte de África, algumas restrições apontadas na implementação de energias renováveis, segundo Mason & Kumetat [97] referem-se ao fraco nível de cooperação regional dos mesmos países em matérias de energias renováveis e suas respetivas tecnologias, e à oposição política sobre as reformas orientadas ao mercado de preços de energia e ao investimento de

sistemas de energias renováveis. Marrocos é um dos países do Norte de África que está mais avançado no que se refere ao desenvolvimento de projetos de fontes de energias renováveis e eficiência energética. Ainda assim, possíveis barreiras que podem retardar o avanço destes projetos foram identificadas como sendo as de natureza financeira, técnicas, regulatórias e informativas [15].

Para Tucker [156] as barreiras que impedem o crescimento de energias renováveis em África estão bem documentadas e não devem desanimar aqueles países detentores de potenciais em energias solares e eólicas; e cita exemplos encorajadores de alguns projetos em curso no Ruanda e na África do Sul, que são os casos do projeto Ruanda Solar Park, um projeto conjunto de um parque solar desenvolvido pela empresa norueguesa Norfund (fundo de investimento norueguês para os países em desenvolvimento) e a empresa holandesa Coöperatief Gigawatt global a fim de gerar energia elétrica no Ruanda e prevê uma capacidade de instalação de 8,5 MW de potência e orçado em 23,7 milhões de dólares, onde se esperava que a capacidade de geração de energia fosse aumentada em 8% até ao ano de 2017 de acordo aos objetivos do governo; e Herbert PV Park, África do Sul, uma central de energia solar fotovoltaica com uma capacidade de instalação de 22 MW, e nas proximidades existe um outro projeto, chamado Greefspan também solar fotovoltaico com uma capacidade de 11 MW, concebido pela empresa Tenesol de África do Sul, para os dois parques apoiarem as comunidades agrícolas na província do Cabo.

Em suma, o quadro 5.1 apresenta as dificuldades energéticas existentes em África. As dificuldades expostas são praticamente similares para muitos países da África, mas se o potencial energético que os mesmos possuem for bem explorado e aproveitado poderá minimizar a pobreza energética existente naquele continente.

Quadro 5.1 – Dificuldades no desenvolvimento de fontes de energias renováveis em África.  
Fonte elaboração própria, a partir dos dados referentes ao subtema 5.2.

Região	Dificuldades energéticas
África Oriental e África Austral	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de investimentos substanciais;</li> <li>• Restrições políticas e reguladoras;</li> <li>• Baixa capacidade de instalação;</li> <li>• Taxas de eletricidade baixas;</li> <li>• Pouca diversificação de fontes;</li> <li>• Abordagem formal e coerente para as tecnologias energéticas renováveis inexistentes;</li> <li>• Estratégias pobres no planeamento de geração de energia.</li> </ul>
África Subsaariana	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restrições culturais;</li> <li>• Pouca experiência educacional;</li> <li>• Economias instáveis;</li> <li>• Baixos níveis de investimento estrangeiro;</li> <li>• Pobre apoio financeiro;</li> <li>• Altos juros dos créditos;</li> <li>• Política de energia renovável insustentável;</li> <li>• Pobre capacitação dos recursos humanos;</li> <li>• Pouca atenção por parte do governo na eletrificação rural e no incentivo ao setor privado;</li> <li>• Falta de capacidade técnica;</li> <li>• Falta de dados precisos de recursos solares;</li> <li>• Falta de política de comercialização de tecnologias solares fotovoltaicas;</li> <li>• Falta de disseminação da informação e sensibilização sobre os benefícios das fontes de energias renováveis;</li> <li>• Inexistência de conexão dos sistemas eólicos e solares fotovoltaicos à rede elétrica.</li> </ul>
Angola Líbia Nigéria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O investimento feito pelas indústrias petrolíferas não se traduz em melhoria do acesso à energia;</li> <li>• Financiamento privado com pouca ou nenhuma presença;</li> <li>• Desmotivação dos concessionários de energia;</li> <li>• Baixas taxas de retorno sobre o investimento;</li> <li>• Altos custos operacionais.</li> </ul>
Camarões	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevados custos de capital das tecnologias de energia solar e eólica comparadas ao combustível de madeira, carvão, gasolina e gás;</li> <li>• Má avaliação dos recursos energéticos;</li> <li>• Apoio insignificante e limitado aos projetos;</li> <li>• Falta de consciencialização sobre os benefícios e oportunidades (que as fontes de energias renováveis possam proporcionar);</li> <li>• Insuficiente descentralização dos serviços de energia.</li> </ul>
Botswana	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inexistência de um quadro regulador.</li> </ul>
Namíbia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de regulamentação eficaz;</li> <li>• Falta de financiamento.</li> </ul>
Etiópia.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de formulação de planos a longo prazo para a implementação de projetos;</li> <li>• Falta de financiamento de mecanismos inovadores para o apoio destes projetos.</li> </ul>
Moçambique Tanzânia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instituições e organizações: falta de capacidade organizacional; não existe envolvimento do setor privado; a capacidade de planeamento é inadequada; e as políticas dos investidores são incompatíveis.</li> <li>• Economia e finanças: elevados custos de combustíveis fósseis;</li> </ul>

	<p>existência da dependência de investidores; falta de fundos; inexistência de sistema de tarifas e taxas de ligação; falta de subsídios; falta de coerência na projeção de energia renovável.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dimensões sociais: pobreza e baixa acessibilidade doméstica; falta de engajamento do pessoal local; resistência à mudança de mentalidade pelos clientes.</li> <li>• Sistema técnico e de gestão local: falta de cultura de manutenção; a baixa capacidade de geração; baixo acesso aos materiais necessários; falta de recursos humanos qualificados; perdas técnicas elevadas; baixa capacidade de sistemas solares fotovoltaicos e; inexistência de sistema de <i>back-up</i>.</li> <li>• Difusão de tecnologia e adaptação: existência de problemas culturais; falta de empreendedorismo local.</li> <li>• Infraestrutura rural: dispersão da população; longa distância para a transmissão de energia; existência de áreas protegidas, como reservas naturais e parques nacionais; dificuldades na instalação de eletricidade em casas tradicionais; frequência de secas sazonais e ciclones.</li> </ul>
África do Sul Gana Nigéria Quênia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de incentivo financeiro;</li> <li>• Baixo rendimento geral dos trabalhadores na região;</li> <li>• Baixa taxa de difusão das tecnologias de conversão de biomassa para a eletricidade;</li> <li>• Falta de conhecimentos técnicos e;</li> <li>• Insuficiente nível de consciencialização pública;</li> </ul>
Norte de África	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fraco nível de cooperação regional, entre os países;</li> <li>• Oposição política às reformas orientadas ao mercado de preços de energia e ao investimento de sistemas de energias renováveis.</li> </ul>
Marrocos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possíveis barreiras financeiras, técnicas, regulatórias e informativas.</li> </ul>

### 5.3 Oportunidades para as energias renováveis

A província do Namibe apresenta uma característica própria, diferente de outras províncias de Angola, o deserto. Uma vasta extensão territorial não tem vegetação considerável. São terras baldias e a maior parte delas o Estado não as cedeu a pessoas singulares ou coletivas, como acontece em muitas outras regiões de Angola. Por sua vez as localidades habitadas são dispersas, distantes uma das outras e distantes da rede elétrica.

De acordo com o plano de desenvolvimento socioeconómico no que alude às áreas de agricultura e pecuária, turismo, combate a desertificação, entre outras [2], abrem-se várias oportunidades para a implementação de projetos de fontes das energias renováveis.

### 5.3.1 Agricultura e pecuária

No domínio agrícola, há dois sistemas distintos que ocorrem na província do Namibe, o de regadio aluvionar e o de regime extensivo de sequeiro [2]. O sistema de regadio aluvionar baseia-se na horticultura e fruticultura ao longo da orla litoral e dos vales [2]. O sistema de regime extensivo de sequeiro ocorre em zonas semiáridas, cuja produção é limitada dadas as reduzidas quedas pluviométricas, e naturalmente as culturas são seleccionadas, apostando nas mais resistentes à seca, no caso a massambala (*sorghum*) e o massango (*pennisetum glaucum*) [2].

No domínio da pecuária, os autóctones da província do Namibe são criadores de gado, apesar de viverem em zonas semiáridas e desérticas. Em 2018, a província do Namibe, contava com um efetivo de gado bovino estimado em mais de 800 mil animais e de gado caprino cerca de 1,2 milhões de animais [157]. A maior dificuldade encontrada pelos criadores de gado foi sempre a escassez de água. Há poucos pontos de abeberamento de água e alguns deles encontram-se fora de uso, dadas as dificuldades de captação de água nos furos, que são as fontes destes pontos de abeberamento. Igualmente por falta de água o pasto não se desenvolve em boas condições nestas regiões. Juntando estes dois elementos, água e pastos, faz com que os criadores de gado emigrem para outras zonas em busca de melhores condições para o seu gado [2].

Algumas regiões do mundo com situações similares, tais como o Brasil, a China e o Bangladesh, desenvolveram a prática de bombas solares, que são tecnologias sustentáveis de captação de água alimentadas por energia elétrica proveniente de módulos solares fotovoltaicos [158]–[160]. Um sistema fotovoltaico de bombeamento de água é constituído por um gerador fotovoltaico, condicionador de potência, bomba submersível, sistema de armazenamento e sistema de distribuição [158], [161]. A água captada é armazenada em reservatórios. Esta água servirá não só para o consumo humano, como para o consumo animal e para a irrigação. A implementação de tecnologia solar de bombagem nas regiões semiáridas de países como Brasil, China, Bangladesh mostrou ser uma solução adequada para a captação de água de forma sustentável [158]–[160], [162]. O

uso da tecnologia solar de bombagem minimiza os impactos ambientais e igualmente são mais económicos, não há gastos com os derivados de petróleo, ao contrário das tecnologias de bombagem a gasolina [159], [160], [163].

A implementação de projetos desta natureza traria diversas vantagens para a província do Namibe. Permitiria o melhor funcionamento dos pontos de captação de água, as migrações seriam minimizadas e as condições de pastos estariam melhoradas. Igualmente seria uma contribuição significativa para a preservação do meio ambiente.

### **5.3.2 Combate à desertificação**

Existem alguns projetos a nível da província para o combate à desertificação. São projetos que consistem na arborização de algumas zonas selecionadas pelo governo local, com destaque ao longo da rodovia Moçâmedes–Tômbwa, na zona do Aeroporto Welwitschia Mirabilis (Moçâmedes), e outras [2]. A irrigação das árvores é feita por meio de um camião cisterna, que nem sempre esteve operacional para o efeito. Muitas árvores secaram por falta de água.

O sistema de bombas solares sugerido para a captação de água para a agricultura e a pecuária seria o mesmo para a captação de água destinada a irrigação das plantas abrangidas no projeto de combate à desertificação. Desta feita, o projeto teria sistemas independentes para a captação de água para minimizar os custos associados aos camiões cisternas.

### **5.3.3 Turismo**

A província do Namibe é considerada como detentora de um potencial na indústria turística a nível de Angola, devido a sua diversidade ecológica e patrimonial. Possui vários recursos turísticos, como vales de interesse paisagísticos, praias e enseadas, lagoas, montanhas, águas termais, património arquitetónico, marcos históricos, parques e reservas naturais [2]. Muitos desses locais de interesse turístico estão em zonas distantes e isoladas de zonas habitacionais, que necessitam de energia elétrica. Alguns desses locais possuem postos que podem proporcionar diversas atividades de lazer para os turistas. O

desenvolvimento de projetos de fontes de energias renováveis, sobretudo a solar fotovoltaica, seria uma solução ideal para minimizar a falta de energia elétrica ou a limitação do uso de geradores à base dos derivados de petróleo, em alguns desses locais de interesse turístico.

#### **5.3.4 Emprego**

A questão dos empregos que os projetos de implementação das fontes de energias renováveis podem gerar tem sido muito discutida mundialmente. A literatura classifica esses empregos em três categorias [164]: diretos, indiretos e induzidos. (a) empregos diretos são aqueles gerados diretamente pelas atividades principais, como a fabricação dos equipamentos das fontes de energias renováveis, a instalação no local, operação e manutenção; (b) empregos indiretos correspondem aos efeitos da cadeia de fornecimento das atividades relacionadas com as fontes de energias renováveis. Trata-se, por exemplo, de empregos nas indústrias que não estão diretamente envolvidas em atividades de energias renováveis, mas produzem *inputs* intermediários ao longo da cadeia de valor de cada tecnologia de energia renovável. Essas empresas fornecem serviços financeiros, produzem aço, plástico, entre outras atividades; (c) empregos induzidos abrangem aqueles além do setor da energia renovável. São empregos criados devido ao impacto económico da expansão das fontes de energias renováveis. No caso das alterações nas tarifas de eletricidade do consumidor, de maiores custos para menores custos, geram impactos induzidos no emprego à medida que o rendimento disponível do consumidor muda. No entanto, os funcionários, os acionistas e o governo, nestas condições, direta ou indiretamente gastam os seus rendimentos numa variedade de itens da economia, estimulando deste modo, outras indústrias que não estão diretamente relacionadas com as fontes de energias renováveis.

A nível mundial, de forma geral, estima-se que, em 2017, as fontes de energias renováveis contribuíram para um total de 10,3 milhões de empregos criados, dos quais cerca de 3,37 milhões da fonte solar fotovoltaica e 1,15 milhões da fonte eólica [165]. Estudos feitos na China sobre a criação de empregos designados empregos verdes associados ao desenvolvimento de fontes de energias

renováveis, revelaram que não existem conclusões certas quanto a criação de empregos [166]. Os mesmos autores admitem que existe uma certa dependência entre os empregos, as tecnologias de geração e os mecanismos de financiamento dos subsídios. Para o estágio de construção, instalação e manutenção, as tecnologias solares fotovoltaicas revelaram ser mais potenciais em oferecer empregos comparadas com as tecnologias eólicas. No que respeita aos mecanismos de financiamento dos subsídios as fontes eólicas garantiram mais empregos induzidos. Os subsídios são aportados na geração de energia elétrica e os efeitos induzidos, devido ao preço de eletricidade e da carga tributária, foram favoráveis para a fonte eólica [166].

Estudos feitos por Hondo e Moriizumi [167] sobre a avaliação de potencial indireto de criação de emprego na cadeia de abastecimento de nove tecnologias por eles escolhidas, designadamente duas de solar FV, duas eólicas de pequenas escalas, uma geotérmica de grande escala, uma de biomassa de madeira e três de biogás, revelaram existir diferenças nos efeitos para empregos criados ao longo do ciclo de vida das referidas tecnologias com variação de 1,04 a 1,05 emprego-ano por GWh. Os mesmos autores admitem que a introdução dessas tecnologias numa economia induz empregos em diferentes setores industriais [167]. Outros estudos realizados por Barros et al. [168] sobre a geração direta de empregos pelas centrais geradoras de energia revelaram existir uma série de fatores condicionantes que devem ser considerados, como a tecnologia a ser usada, o fator de capacidade, o tempo de vida, o planeamento e eficiência do processo, e o nível de desenvolvimento de cada país, entre outros. Os resultados dos mesmos estudos mostram que as centrais geradoras fósseis no caso os de carvão, lignite, petróleo, gás natural e de energia nuclear obtiveram uma geração de empregos que variaram entre 0,1 e 2,4 empregos-ano/GWh, enquanto as centrais geradoras de energia renováveis obtiveram uma criação de empregos diretos que variaram de 0,1 a 4 empregos-ano/GWh [168].

Estimou-se que a taxa de desemprego em Angola verificada na população jovem, com a faixa etária entre 20–24 anos foi de 31% e entre 25–29 anos de idade correspondeu a 26%, em 2016 [169]. O desenvolvimento de projetos de fontes de



energias renováveis para a província do Namibe, sendo uma experiência nova, poderá proporcionar empregos tanto diretos, indiretos como induzidos, sobretudo para minimizar a taxa de desemprego desses jovens, que podem ser considerados como a força motriz para o desenvolvimento da sociedade.

#### **5.4 Políticas de incentivo às fontes de energias renováveis**

As fontes de geração de energia elétrica que integram o setor elétrico da província do Namibe não são suficientes para atender a crescente procura. Isto implica que o governo local e/ou o central, as entidades privadas e a sociedade em si, devem ter uma aceitação de entrada de fontes de energias renováveis a fim de diversificarem o *mix* energético e garantirem a oferta necessária face a procura. Essa aceitação passa pela definição de algumas políticas energéticas, tendo como exemplo de alguns países que obtiveram resultados positivos na implementação dessas políticas.

De modo geral, os objetivos da política energética são alicerçados em três pilares, designadamente: segurança energética e crescimento económico, proteção ambiental, e responsabilidade social [60], [100], [170]. Face a estes três pilares a promoção de fontes de energias renováveis é crucial no fornecimento de benefícios económicos, sociais e ambientais, que incluem a redução de impactos na saúde, advindos das emissões de gases de efeito estufa, e igualmente permite a diminuição das importações de combustíveis fósseis [33], [50].

Alguns países produtores de energia com base em fontes de energias renováveis como Alemanha, Itália, Japão, Espanha, EUA, China, França, Bélgica, República Checa e Austrália evidenciaram que a energia solar tem um elevado potencial para a produção de energia elétrica. Os mesmos países para alcançarem os resultados positivos no desenvolvimento da mesma fonte tiveram de adotar certas políticas de incentivos, tais como tarifa *feed-in* (é uma política económica criada para promover o investimento ativo e o desenvolvimento das fontes de energias renováveis, ou seja, é um esquema que consiste no pagamento aos produtores privados pela criação da sua própria eletricidade verde [171]), empréstimos

bancários de juros baixos, metas nacionais de energia renovável do país, crédito fiscal de investimento, entre outras [172].

Taiwan, com as lições aprendidas do desastre nuclear ocorrido em Fukushima (Japão) em 2011, reconsiderou a sua política energética, direcionando-a deste modo para a expansão da capacidade de energia renovável e eliminação da fonte nuclear. Essa política visa promover a preservação de energia, a redução de carbono e primar na estabilização de fornecimento de energia elétrica [173].

Na Austrália e na China o desenvolvimento das fontes de energia renovável foi considerado como uma opção viável para atender ao aumento do consumo de energia elétrica e reduzir as emissões de carbono de forma efetiva. Face a isto, os dois países, embora de diferentes maneiras, estabeleceram metas para ampliar a escala de exploração de fontes de energias renováveis, que consistiram na introdução de legislação e regulamentos a nível nacional e distrital; implementaram diferentes programas governamentais e forneceram incentivos e recursos para garantir que seus objetivos possam ser atendidos no tempo requerido [174]. A China também tem apostado no fornecimento de incentivos significativos aos fabricantes de tecnologias de energia renovável de modo a impulsionar as indústrias inerentes às referidas tecnologias. Para a China e a Austrália era recomendado o desenvolvimento de sistemas tecnológicos de armazenamento e igualmente o desenvolvimento de tecnologias de integração económicas e ambientalmente benignas para se lidar com a futura alta penetração de energia intermitente na rede elétrica [174].

Os Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento projetaram alcançar algumas metas em termos de quotas de energias renováveis, no caso de Fiji até 2020 deve alcançar 81% e a Maurícia 35% até 2025 nos seus *mix* energéticos, respetivamente. Para se alcançar estas metas foram definidas algumas estratégias como a implementação de um quadro regulador, a melhoria de infraestruturas, a implementação de incentivos em termos de subsídios, a aplicação de medidas de eficiência energética, baseando-se na redução das perdas de energia, e por outro a implementação de instrumentos financeiros, no caso o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, o Fundo Global para o Meio

Ambiente, o Suporte de financiamento de carbono, o Fundo Verde para o Clima, visando a superar os obstáculos financeiros [65].

Nos últimos anos Marrocos tem alcançado progressos significativos quanto à segurança energética e à eficiência energética para garantir o desenvolvimento sustentável do país. Para tal implementou várias medidas face às barreiras que poderiam retardar o desenvolvimento das fontes de energias renováveis. Estas medidas são: (1) definição de esquemas financeiros de apoio aos produtores de energia renováveis com base em incentivos económicos e/ou fiscais, padronização e simplificação dos procedimentos para contratos de refinanciamento à rede elétrica; (2) aplicação de incentivos especiais, reduções ou alívios de impostos, e os órgãos afetos à promoção do desenvolvimento de fontes de energias renováveis são os que devem fornecer as maiores tarifas de venda para as gerações de energia a partir das fontes de energias renováveis; (3) definição dos mecanismos internos para garantir o desenvolvimento das fontes de energias renováveis de acordo com as necessidades e recursos disponíveis em cada região e as possíveis potenciais tecnologias a serem utilizadas; (4) fornecimento de informações necessárias na utilização de energia e de impactos ambientais associados às fontes de energia renováveis e (5) promoção de programas de educação, pesquisa e desenvolvimento de fontes de energias renováveis [15]. Para alcançar os objetivos nacionais no que se refere as fontes de energias renováveis e eficiência energética, Marrocos implementou ainda várias reformas legais, tais como (1) abertura de concorrência da geração de energia, (2) acesso a rede elétrica, (3) exportação de energia elétrica verde, (4) construção de uma linha direta para exportação, e (5) definição de um sistema de autorização/declaração, conforme a capacidade de instalação de energia elétrica (no caso de uma capacidade de instalação entre 20 kW a 2 MW é atribuída uma declaração; se for igual ou superior a 2 MW é atribuída uma autorização, e para as instalações que produzem energia térmica com capacidade igual ou superior a 8 MW é atribuída apenas uma declaração) [14].

Sobre a África Subsaariana, o número de países com políticas energéticas direcionadas ao desenvolvimento das fontes de energia renováveis ainda é

reduzido. Destes poucos países, embora as suas políticas tenham sido definidas de formas diferentes, todos eles convergem quanto ao incentivo à diversificação dos recursos energéticos para a geração de energia elétrica a fim de garantir a segurança do aprovisionamento energético, o desenvolvimento sustentável e consequentemente atingir uma taxa maior da população com acesso à energia elétrica [153].

Na Etiópia o acesso universal à eletricidade é tido como necessário para assegurar o desenvolvimento socioeconómico daquele país, e para tal feito as políticas energéticas têm estado direcionadas para a promoção de soluções fora da rede no âmbito da eletrificação rural [175].

Três países da África Subsaariana, nomeadamente o Gana, a África do Sul e o Quênia, no quadro das suas políticas energéticas, também optaram pela aplicação do sistema tarifário *Feed-in* para atrair a participação do setor privado na produção da energia elétrica à base das fontes de energias renováveis. Este sistema de tarifa *Feed-in* foi escolhido por esses três países africanos fruto dos resultados positivos obtidos do mesmo sistema em países europeus como Reino Unido, Espanha e Alemanha, e em alguns países asiáticos como a Malásia, a Tailândia e a Indonésia [16].

Dado o crescimento da população e da crescente procura energética por setores industriais, comerciais e domésticos, o setor da energia do Gana, de forma geral, enfrenta inúmeros desafios acrescidos pela lenta adoção e expansão de energia solar fotovoltaica em particular. Face a isto foram tidas algumas políticas a fim de se superar as barreiras e os desafios energéticos e acelerar o desenvolvimento de aplicações de energia solar no Gana. Destas políticas destacam-se as seguintes [17]: (a) mudança política em relação a provisão de energia, em vez de extensão da rede elétrica, a nova política seria a descentralização e permitir aos utilizadores a escolha da melhor opção de energia para todas as partes do país; (b) garantia do financiamento, recomenda-se ao governo o dever de criar estruturas que são necessárias para garantir o financiamento para os utilizadores e provedores de eletricidade solar; (c) garantia da segurança energética.

O governo camaronês adotou o papel de sensibilização do público sobre os benefícios das fontes de energias renováveis a fim de promover o desenvolvimento das mesmas tecnologias [18].

Para se desenvolver extensivamente os recursos de energia solar na Nigéria são recomendadas algumas áreas de atuação para que boas políticas sejam implementadas. Destas áreas destacam-se: (a) a formação de mão-de-obra com conhecimentos e habilidades para a tecnologia solar; (b) apoio financeiro à investigação na coleta de dados solar e sua análise; (c) incentivo financeiro e subsídios para indivíduos, comunidades bem como organizações privadas a investir no desenvolvimento de energia solar; (d) compensação financeira e treinamento para indivíduos e comunidades cujas terras são adquiridas pelo governo e/ou investidores para o desenvolvimento do projeto de energia solar; (e) encorajamento a participação da comunidade em projetos de energia solar para a segurança e a proteção de infraestruturas [19].

A situação energética na Nigéria também carece de definição e implementação de política visando o desenvolvimento de energia limpa. Assim sendo, propôs-se um conjunto de opções políticas para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis, que são: (1) desenvolver políticas eficazes que irão atrair investimentos estrangeiros diretos em fontes de energias renováveis, (2) incentivar o investimento de infraestruturas, (3) estimular os incentivos fiscais e financeiros para os investidores, (4) desenvolver um plano decenal de energia, (5) apoiar o desenvolvimento da indústria de etanol pelo investimento direto em atividades, (6) definir um sistema nacional de inovação, com concentração especial sobre o desenvolvimento das fontes de energias renováveis, (7) desenvolver e implementar um portfólio de padrões de fontes de energias renováveis, (8) desenvolver e implementar políticas de *marketing*, (9) desenvolver um esquema de concursos eficazes, e (10) desenvolver e implementar política de obrigação de biocombustíveis [20].

Algumas iniciativas foram tomadas pelos ministros de energias da SADC no sentido de criarem um centro de estudos das fontes de energias renováveis e eficiência energética na região. O centro proposto, entre outras coisas, propõe-se

a promover o desenvolvimento das fontes de energias renováveis na região. Para que isto seja efetivado os ministros decidiram a implementação rápida de todos os projetos de transmissão e de interligações regionais para aliviar o congestionamento na rede regional e facilitar a comercialização de energia elétrica. Estes projetos incluem o projeto de transmissão que deve conectar o Zimbabwe, a Zâmbia, o Botswana e a Namíbia (ZiZaBoNa) e a interligação entre Moçambique e Malawi. Outros projetos estão relacionados com a linha que deve ligar a Zâmbia, a Tanzânia e o Quênia, e a interligação entre a Namíbia e Angola [176].

Países de África Ocidental como Cabo Verde, Gana, Senegal, Nigéria comprometeram-se em atingir metas significativas visando ao aumento da capacidade de produção em 2000 MW até ao ano 2030 à base das fontes de energias renováveis [177].

Salienta-se que para se alcançar os objetivos das fontes de energias renováveis e eficiência energética é preciso a existência de uma liderança efetiva para a consecução dos objetivos na África Central, o que implica a envolvimento e o apoio das autoridades políticas a nível nacional e regional. Entre outros pontos, também se considera importante para o alcance dos objetivos, a aplicação das seguintes medidas: (a) a implementação de uma política energética a nível regional, (b) a promoção e desenvolvimento do comércio de energia e serviços auxiliares, (c) o aumento do acesso a energia limpa entre as populações e a redução da pobreza, (d) a criação de um mercado livre de energia regional e a melhoria do sistema de energia em termo de confiabilidade e qualidade do abastecimento em toda a região, (e) dar início a projetos pilotos financiados para ajudar a desenvolver o mercado de energia sustentável, (f) a criação de estruturas regulatórias e de políticas favoráveis, (g) a promoção dos inovadores de financiamentos e modelos de negócios para ativar o setor privado, (h) o desenvolvimento e apoio das redes de decisores políticos a nível regional para questões que se prendem com a eficiência energética [95].

Todas essas medidas podem servir de superação às barreiras energéticas em África. No caso da criação do mercado livre, poderão permitir a implementação de

programas regionais e a colaboração entre Estados na resolução de problemas energéticos. Igualmente, a boa governação e a boa regulamentação podem ser pilares da atração do investimento privado, e contribuir para que as fontes de energias renováveis se tornem competitivas. A boa governação e a boa regulamentação incentivam o investidor privado, garantem a segurança do investimento aplicado, e permitem a minimização de situação de corrupção que enferma muitos países africanos.

#### **5.4.1 Definição de políticas de incentivo às fontes de energias renováveis para a província do Namibe**

Uma vez que se quer um desenvolvimento cada vez mais sustentável, torna-se importante que sejam definidas políticas de fomento às tecnologias de produção de energia elétrica por fontes de energias renováveis com o objetivo de mitigar as emissões de gases de efeito estufa, de diversificar o *mix* energético, assegurar o fornecimento de energia elétrica e permitir o acesso à energia elétrica para toda a população.

Em Angola, o Governo afirma estar fortemente comprometido com as energias renováveis, e o seu objetivo será fazer das energias renováveis o suporte do sistema elétrico do país. A maior aposta recai para a fonte hídrica (maiores aproveitamentos hidroelétricos). Quanto a outras fontes de energias renováveis, compromete-se em aproveitar o potencial das mesmas para apenas contribuir cerca de 3 TWh de energia produzida, ou seja, uma participação correspondente a 7,5% do total da produção prevista para 2025 [178]. Para o efeito prevê-se a instalação de 800 MW de potência. Deste potencial, as fontes terão as seguintes participações: solar (100 MW); eólica (100 MW); biomassa (500 MW) e mini-hídrica (100 MW). Para se alcançar essas metas foram estabelecidos três principais objetivos estratégicos [178]: (a) melhorar o acesso a serviços de energia nas zonas rurais com base em fontes de energias renováveis (visa facilitar a realização de várias atividades em prol do desenvolvimento rural e da minimização da pobreza, assim como garantir o acesso à eletricidade pelas comunidades); (b) desenvolver o uso das novas tecnologias renováveis ligadas à rede, fomentando a criação de novos mercados e a redução de assimetrias

regionais (consiste em substituir o uso do combustível fóssil na geração de energia, evitar os investimentos em redes de transporte, e igualmente impulsionar novos empregos); (c) promover e acelerar o investimento público e privado (aponta para a criação de condições efetivas de investimentos nas fontes de energias renováveis, a elaboração de uma regulamentação, o estabelecimento de incentivos e regimes fiscais favoráveis ao investimento e a criação de competências nos recursos humanos ao nível da qualificação e informação). Esses objetivos juntam-se os seguintes objetivos específicos [178]:

- Criar o Instituto Nacional de Eletrização Rural;
- Alargar o programa aldeia solar a todas as sedes comunais e povoações com mais de 2.000 habitantes, até 2025, com a meta de ligar pelo menos 500 locais. Instalar mais de 10 MW de energia solar fotovoltaica e 50 sistemas com base em pico de micro-hídricas;
- Promover um mercado doméstico privado de pelo menos 1 MW de sistemas solares individuais fabricados em Angola por ano;
- Distribuir pelo menos 100.000 fogões melhorados e 500.000 lanternas solares, às populações mais remotas e com menos poder de compra, e criar equipas de distribuição e formação no âmbito do Instituto Nacional de Eletrificação Rural a criar;
- Implementar em mais de 200 comunidades agrícolas, sistemas para usos produtivos (irrigação, secagem ou moagem) com base em energias renováveis;
- Promover a criação de pelo menos 200 novas empresas ou negócios dedicados ao fabrico, manutenção, distribuição ou comercialização de soluções energéticas renováveis para as zonas rurais;
- Ao nível de geração solar, atingir os 100 MW de potência instalada, 10 MW dos quais fora de rede, criando uma unidade fabril de painéis solares fotovoltaicos e cluster associado;



- Ao nível da geração com base em pequenas centrais hidroelétricas, atingir os 100 MW com pelo menos 60 MW orientados para a eletrificação de sedes de municípios com base em sistemas isolados;
- Ao nível da geração com base em biomassa, atingir os 500 MW de potência instalada, apoiando a criação e desenvolvimento de novas fileiras agrícolas e pecuárias, com destaque para a cana-de-açúcar, de novas explorações florestais no Centro e Leste do país, e a criação de unidade de incineração de combustíveis derivados de resíduos;
- Ao nível da geração eólica atingir os 100 MW de potência instalada, apostando numa maior diversificação regional e num melhor aproveitamento das infraestruturas existentes;
- Ao nível das restantes fontes de energias renováveis e da investigação e desenvolvimento, a criação de um centro de investigação e desenvolvimento para as novas energias renováveis em Angola.
- Aprovar lei específica para as novas energias renováveis;
- Aprovar tarifas bonificadas pré-definidas (FiT) para os projetos renováveis a ligar à rede até 10 MW e rever o regime fiscal aplicável;
- Alocar uma verba de pelo menos 1.000 milhões de Kwanzas ao Fundo Nacional de Eletricidade (FUNEL) por ano, até 2025, para apoiar programas de eletrificação rural com base em energias renováveis e para a criação de linhas de crédito bonificadas à aquisição de sistemas individuais ou lançamento de atividades produtivas;
- Garantir a criação de pelo menos um centro de formação em energias renováveis;
- Lançar uma campanha de comunicação sobre energias renováveis e as suas vantagens, em particular como meio de levar serviços básicos de energia aos meios rurais e dinamizar o solar térmico;

Em Angola, excetuando a aposta na fonte hídrica, as outras fontes de energias renováveis praticamente permanecem inexploradas, embora haja projetos em execução sobre as fontes solar, eólica e biomassa. A fonte solar é usada apenas para o fornecimento de energia em alguns serviços, com muitas limitações, como em alguns centros de saúde, postos policiais e iluminação públicas. A fonte de biomassa é explorada por um investidor privado, a Companhia de bioenergia de Angola, Lda (BIOCOM), cuja produção projetada é de 136 GWh por ano, e tem contribuído para o aumento da oferta energética para a província de Malanje [179]. A fonte eólica ainda não participa da geração de eletricidade. De forma geral, como se pode constatar nas políticas propostas pelo Governo de Angola, as fontes solar e eólica continuarão a ser desaproveitadas. Apesar do Governo destacar o potencial energético das mesmas fontes, em todo país só serão explorados 100 MW de cada fonte. Isto pode mostrar que as fontes solar e eólica ainda não são tidas como solução para aumentar a oferta energética em Angola.

Essas políticas que foram propostas pelo Governo de Angola não têm, na sua maioria, uma aplicação prática. No entanto, noutras regiões do continente africano já existem experiências de política energética neste sentido, conforme foram descritas no ponto 5.4, que podem servir de modelo e serem adaptadas à realidade angolana. Com base no quadro de políticas energéticas implementadas em alguns países africanos, com dificuldades semelhantes à realidade angolana, e igualmente apoiando-se nas políticas sugeridas pelo Governo de Angola, são propostas as seguintes soluções de políticas para a província do Namibe:

- Criação de legislação que regule o uso das fontes de energias renováveis;
- Fomento de planeamento energético, com maior aposta nas fontes de energias renováveis;
- Disseminação das fontes de energias renováveis;
- Criação de um centro de formação e pesquisa para as fontes de energias renováveis;
- Criação de parcerias regionais incentivadoras ao uso de energias renováveis;
- Criação de linha de crédito pelos Bancos públicos ou privados;

- Redução ou isenção de impostos aduaneiros;
- Aplicação do sistema de tarifas *Feed-in*.

As políticas de incentivos às energias renováveis são um indutor para se reverter o quadro energético em que Angola se encontra, em particular a província do Namibe.

#### **5.4.1.1 Criação de legislação que regula o uso das fontes de energias renováveis**

A criação de um quadro regulador do setor da energia ligado às fontes de energias renováveis permitirá o estabelecimento de regras, orientações e procedimentos técnico-administrativos no desenvolvimento de licenciamento de projetos de exploração das fontes de energias renováveis. Em Angola não existe uma legislação específica para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis. Apenas alguns pontos da lei geral de eletricidade nº 27/15 de 14 de Dezembro, fazem destaque as fontes de energias renováveis, por exemplo no seu artigo 1º no ponto 2, diz que a todos os interessados, no exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como a todos os consumidores é assegurada a igualdade de tratamento e de oportunidades, admitindo-se a atribuição temporária de vantagens económicas aos que recorram a fontes de energias renováveis, promovam formas de poupança de energia ou implementem projetos sociais e de proteção ambiental, em complemento ao exercício da atividade concessionada ou licenciada [180]. Não está esclarecida a situação de atribuição de vantagens económicas para aqueles que optarem por fontes de energias renováveis. No entanto, Angola carece de um Diploma legal para incentivar o desenvolvimento das fontes de energias renováveis no seu território.

#### **5.4.1.2 Fomento de planeamento energético, com maior aposta nas fontes de energias renováveis**

Um desenvolvimento socioeconómico que se quer para a província do Namibe deve ser garantido por uma energia elétrica eficiente, ininterrupta e com menores impactos ambientais. O planeamento energético é importante para saber-se ao

certo as medidas de produção energéticas mais adequadas de acordo com a procura energética. O planeamento energético constitui um instrumento muito relevante através do qual os decisores de política energética devem apoiar-se na conceção e execução dos seus projetos, devendo o mesmo estar direcionado para a busca de segurança do abastecimento energético, da mitigação das alterações climáticas e da universalidade do acesso à energia elétrica, da utilização racional dos recursos energéticos e da promoção da competitividade. O que tem sido prática em Angola é a elaboração de projetos para aumentar a capacidade de geração de energia elétrica, a partir de decisões centrais, mas, no entanto, não se resumem em planeamento energético no seu verdadeiro sentido. As localidades fora da rede elétrica continuam sem solução de eletrificação. E um planeamento energético local seria ideal para saber-se ao certo as opções mais adequadas face a realidade local.

#### **5.4.1.3 Disseminação das fontes de energias renováveis**

Em muitos países africanos, em particular Angola, no caso da província do Namibe, as fontes de energias renováveis carecem de disseminação. É preciso desencadear um processo de divulgação das fontes de energias renováveis dada a sua importância na diversificação de fontes de produção de energia e na preservação do meio ambiente. A disseminação pode ser feita por meio de palestras, *Workshops*, seminários, congressos, introdução de conteúdos afins em grelhas curriculares do ensino secundário. Isto por sua vez, permitiria a consciencialização da preservação do meio ambiente e da racionalização de recursos naturais.

#### **5.4.1.4 Criação de centro de formação e pesquisa para as fontes de energias renováveis**

Existe falta de recursos humanos capacitados na área das fontes de energias renováveis e no planeamento energético. O centro de formação e pesquisa permitirá capacitar os quadros ligados ao setor da energia, em particular os da vertente das fontes de energias renováveis a fim de potenciá-los com conhecimentos críticos focados no desenvolvimento e gerenciamento de projetos,

monitoramento e avaliação, preparação de padrões e códigos de práticas, manuais de manutenção, cálculo de ciclo de vida e ferramentas de análise de custo-benefício a serem realizados com prioridade urgente, como defende Oyeddepo [87], no que se refere à finalidade da capacitação.

#### **5.4.1.5 Criação de parcerias regionais incentivadoras ao uso das fontes de energias renováveis**

A existência de parcerias regionais é importante para permitir a troca de experiências de entre os países no âmbito do desenvolvimento de tecnologias de fontes de energias renováveis e eficiência energética, facilitar a transferência de *know-how*. Muitos problemas do setor da energia não têm soluções locais, requerem a intervenção conjunta com decisores de outras regiões. O outro papel destas parcerias regionais deve consistir no fomento da indústria de tecnologias de fontes de energias renováveis em certas regiões a fim de minimizar os custos associados à importação e igualmente diminuir a dependência tecnológica existente em Angola e na SADC no geral.

#### **5.4.1.6 Criação de linha de crédito pelos Bancos públicos ou privados**

Os projetos de fontes de energias renováveis necessitam de financiamentos. Os retornos de investimentos não são imediatos. Muitas vezes a falta de financiamentos desincentiva o setor privado para investir em fontes de energias renováveis. E em casos que os bancos tenham cedido créditos a preocupação tem sido nas taxas de juros aplicadas, que muitas vezes são elevadas face ao retorno de investimento. As taxas de crédito devem ser razoáveis e deve haver celeridade na concessão do crédito. A criação desta linha de crédito ajudaria na diminuição de custos e tornaria as tecnologias renováveis mais competitivas, e consequentemente impulsionaria o setor privado a apostar na implementação de projetos de fontes de energias renováveis.

#### **5.4.1.7 Redução ou isenção de impostos aduaneiros**

Uma vez que Angola não dispõe de indústria de tecnologias de energias renováveis, todos os equipamentos inerentes a essas tecnologias serão de

importação. Assim sendo, por lei, serão sujeitos ao pagamento de certos impostos aduaneiros. Como forma de apoiar o fomento do investimento privado, esses impostos podiam ser reduzidos e em alguns casos, se possível, aplicar a isenção dos mesmos. Desta forma, permitiria a aquisição das tecnologias, de forma aliviada em termos monetários, pelos indivíduos que queiram instalar nas suas residências ou pelos investidores que queiram apostar no aumento da oferta energética.

#### **5.4.1.8 Aplicação do sistema de tarifas Feed-in**

Alguns países da Europa e da Ásia têm tido resultados positivos na implementação do sistema de tarifas *Feed-in*, e muito recentemente alguns países de África adotaram o mesmo sistema e igualmente têm tido resultados positivos. O mesmo sistema consiste em atrair o setor privado para apostar no desenvolvimento das fontes de energias renováveis. Trata-se de um mecanismo que permite ao produtor de energia com base de fontes de energia renováveis, ser pago pela energia elétrica que produz e consome na sua propriedade e, igualmente, é pago ao introduzir a energia elétrica na rede elétrica [171]. Este mecanismo garante o retorno de investimento em poucos anos, comparado aos casos em que o mesmo não se aplica. Esse mecanismo pode contribuir para um desenvolvimento mais contínuo e estável do mercado das fontes de energias renováveis e por sua vez mostra ser um incentivo para maximizar a produção de energia, por estar baseado na produção [171].

As soluções de políticas aqui propostas servirão de incentivo ao desenvolvimento das fontes de energias renováveis. Mas é importante destacar que os decisores de políticas energéticas devem seguir essas soluções e fazê-las cumprir.

### **5.5 Conclusões**

Considera-se que o aumento de acesso à energia elétrica fomenta o crescimento socioeconómico e melhora a competitividade, e ao mesmo tempo reduz a pobreza. Por seu lado, o uso das fontes de energias renováveis para a geração de energia elétrica elimina os potenciais riscos à saúde e para o ambiente que estão associados com a queima de combustíveis fósseis para a produção de

energia, uma vez que reduz a poluição e contribui para o combate às alterações climáticas [181].

A província do Namibe precisa de aumentar a sua capacidade de geração de energia elétrica. Isto poderá ser conseguido com a diversificação das fontes que integra o seu sistema electroprodutor, e esta diversificação deve contar com a participação das fontes de energias renováveis. No entanto, o primeiro passo que deve ser dado para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis em Angola, e no Namibe em particular, deve consistir na criação de um diploma legal para o efeito. Este instrumento ainda não existe e a sua falta pode obstaculizar as atividades tendentes a promoção das fontes de energias renováveis.

As tecnologias solares e eólicas ainda não são competitivas o suficiente comparando com as tecnologias convencionais. O desafio é significativo para a aceitação das tecnologias solares e eólicas. Mas as experiências de outros países mostram que com uma política de incentivo bem estruturada é possível obter resultados positivos no desenvolvimento de fontes de energia renováveis. E Angola, e o Namibe em particular, não mostram ter muitas opções referentes ao aumento da sua capacidade de oferta energética para dar solução à universalidade de acesso à energia elétrica, a não ser a de apostar nos sistemas solares fotovoltaicos e eólicos. Dado que a província do Namibe tem muitas localidades dispersas geograficamente e afastadas da rede elétrica, a aposta nestas fontes seria a opção viável.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

#### 6.1 Conclusões

O desenvolvimento bem-sucedido do setor da energia representa um fator crucial na determinação do ritmo de desenvolvimento económico e social em África [75]. No caso do Namibe, e de Angola no geral, o seu setor da energia ainda não se encontra a este nível. Em 2017 apenas 32% da população do Namibe tinha acesso à energia elétrica. As fontes de geração de energia não têm capacidade para produzir a energia elétrica necessária para atender a crescente procura e impulsionar o desenvolvimento socioeconómico desejado. Em muitas regiões a falta de energia elétrica pode dificultar que os agentes económicos desenvolvam as suas atividades, impedindo o normal desenvolvimento socioeconómico da província do Namibe.

Verificou-se que não se faz planeamento energético na província do Namibe. As medidas para o setor da energia, no que concerne ao aumento de capacidade de produção são tomadas a partir do Ministério de tutela, que é o Ministério da Energia e Águas. Algumas dessas medidas são paliativas e que servem apenas para resolver questões ocasionais.

A província do Namibe faz parte do Sistema Elétrico Sul. Este sistema interliga algumas cidades da província da Huíla, e para o Namibe, apenas a cidade de Moçâmedes, as vilas de Bibala e Caraculo são as que se encontram conectadas ao sistema. A província do Namibe em si, não tem interligação entre as vilas de Tômbwa, Virei, Camucuío, e outras localidades. Uma aposta em sistemas híbridos solar fotovoltaico–gás natural, em forma de geração descentralizada, parece ser a melhor solução para essas localidades, e assim os centros de geração estariam mais próximos dos consumidores.

Os maiores investimentos para o aumento da capacidade de energia recaem para o Sistema Elétrico Norte, onde consta os projetos em curso de aproveitamento hidroelétrico de Laúca, de Caculo–Cabaça e do ciclo combinado do Soyo.



Salienta-se que estes dois aproveitamentos hidroelétricos se juntam aos dois já existentes, o de Cambambe e o de Capanda, todos eles no mesmo rio, o Cuanza. Este rio tem vantagem por possuir maior caudal em relação aos outros rios, mas estes quatro maiores investimentos num mesmo rio não garantem a segurança do abastecimento energético. Os rios estão sujeitos às consequências das alterações climáticas, no caso das estiagens que podem provocar a diminuição do caudal e naturalmente perturbar a produção de energia elétrica.

Em Angola existe a Lei Geral de Eletricidade a nº 27/15 de 14 de dezembro, mas que não dá muita ênfase às fontes de energias renováveis. Não existe uma Legislação para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis em Angola. Para isso é necessário a existência deste instrumento para regular todas atividades relacionadas as fontes de energias renováveis, que deva primar pelo incentivo ao desenvolvimento das mesmas energias.

No âmbito da mitigação das alterações climáticas, segurança do abastecimento e da competitividade que são os desafios mundiais para o setor da energia, a província do Namibe apresenta um bom quadro para responder a estes desafios. A província do Namibe é uma das que tem maior radiação solar a nível de Angola, com cerca de 2400 kWh/m<sup>2</sup> anuais; igualmente é a província com velocidades razoáveis de recurso eólico, alcançando os 5 m/s para alturas de 50 m. Quanto às alterações climáticas, um bom aproveitamento destes recursos pode contribuir para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa, e impedir o avanço da fonte convencional; no que diz respeito a segurança do abastecimento, a inserção de mais fontes faz com que o *mix* energético seja mais diversificado e enriquecido, dando garantias a segurança do abastecimento; e relativamente a competitividade pode promover empregos (diretos, indiretos e induzidos), permitir a universalidade do acesso à energia elétrica para aquelas zonas fora da rede (como é o caso de muitas localidades da província do Namibe), fomentar o investimento privado em áreas diversas, permitir o crescimento económico e consequentemente o desenvolvimento socioeconómico esperado.

Dos cenários criados, usando o LEAP, o cenário D é o mais sustentável, em termos da diversificação do *mix* energético e da diminuição de GEE, e igualmente

o menos oneroso nos custos de produção de energia elétrica e nos custos da emissão de GEE, e é o que apresenta maior margem de reserva da produção de 24,47%, em relação aos outros cenários, conforme consta nos apêndices D e H. Os decisores de políticas energéticas podem tomar o exemplo deste cenário como modelo para ajudar na tomada de decisões em como as capacidades de potência podem ser instaladas ao longo do período planificado face a produção de energia desejada. Neste cenário D são evitadas as emissões de 386550 tCO<sub>2</sub>eq para meio ambiente comparadas às do cenário A previstas em 2040. Dadas as intermitências dos sistemas solares fotovoltaicos e eólicos, o gás natural surge neste cenário como um recurso alternativo para se evitar as interrupções no fornecimento da energia elétrica. Apesar do gás natural não ser um recurso limpo, mas é, no entanto, o menos emissor de GEE comparado ao gasóleo, o outro recurso fóssil usado na produção de energia elétrica.

As políticas energéticas aqui propostas pretendem servir de diretrizes para os decisores públicos para o fomento do desenvolvimento das fontes de energias renováveis a fim de integrarem o *mix* energético. São políticas que tiveram resultados positivos noutros países. Ressalva-se a necessidade do rigor e disciplina na sua implementação e alguma adaptação para a realidade de Angola, em particular a do Namibe, de forma a que os efeitos sejam os pretendidos.

## **6.2 Contribuições esperadas**

Este trabalho apresenta-se como um dos primeiros neste tema sobre Angola, e particularmente sobre a província do Namibe. Por isso pode servir de base a futuras pesquisas no setor da energia em Angola. É um trabalho incentivador para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis.

Igualmente tem como objetivo ser um instrumento que possa servir de apoio aos decisores de políticas energéticas na tomada de decisões inerentes ao setor da energia elétrica da província do Namibe e possa servir de modelo para outras regiões do território de Angola.

Os resultados e conclusões alcançados devem permitir a consciencialização da sociedade angolana para os benefícios que o desenvolvimento das fontes de energias renováveis pode proporcionar para o desenvolvimento socioeconómico, a melhoria na educação, informação, saúde, e na promoção do bem-estar.

### **6.3 Recomendações para trabalhos futuros**

O planeamento energético é um processo interdisciplinar, para o seu êxito requer a contribuição de outras áreas, caso os setores produtivos, que direta ou indiretamente usufruem dos serviços modernos de energia. O planeamento requer a identificação dos indicadores socioeconómicos, da demografia, do potencial dos recursos energéticos existentes, dos impactos ambientais, entre outros, da região ou país em estudo. Em Angola estas áreas de interdisciplinaridade ainda não oferecem os dados necessários e confiáveis para elaboração de um planeamento energético mais seguro. Muitas ferramentas de planeamento exigem um conjunto de variáveis complexas. A inexistência destes dados torna difícil a obtenção das informações para um bom planeamento a partir das referidas ferramentas.

O planeamento requer a envolvência destas outras áreas da sociedade. Isto implica que todas essas áreas devam possuir as informações necessárias e bem organizadas, tais como os históricos e as previsões de inflação, do produto interno bruto (PIB), do índice de desenvolvimento humano, a projeção da população, consumos de energias *per capita*, média de indivíduos por agregado familiar, número de habitações, média de eletrodomésticos e suas potências nominais, entre outros elementos. Os próprios setores da energia também devem dispor dos históricos de consumos de energia e deve-se desagregar os consumos por tipo de consumidores, e da produção por cada tipo de fonte. Esses elementos ainda constituem um obstáculo para um bom planeamento energético para Angola. No entanto recomenda-se a criação de uma base de dados pelas áreas afins para facilitar os futuros estudos sobre o setor da energia.

Por questões de limitação de dados alguns temas não foram tratados com a profundidade pretendida, pelo que são recomendados para os estudos futuros, no caso de:

- Desenvolvimento de uma base de dados para o setor da energia e para todas áreas de interdisciplinaridade ao setor da energia.
- Mesmo para os dados existentes deve-se desagregar os consumos de energia elétrica por tipo de consumidores e identificar a produção por fonte.
- Deve-se avaliar todas as hipóteses de investimentos de tecnologias energéticas renováveis a serem aplicadas à realidade do Namibe.
- Deve-se fazer uma avaliação, de forma detalhada, de viabilidade de implantação de cada tecnologia energética renovável para o Namibe.



## REFERÊNCIAS

- [1] ENDE EP, “Foco na distribuição para um crescimento integrado,” *MINEA » Entrada » Conselho Consultivo » CC2018 » IIVº Painel-Balanço das Empresas Públicas, Comissões de Gestão e GEPE MINEA*, 2018. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/conselho-consultivo/category/135-painel-iv>. [Accessed: 27-Sep-2018].
- [2] GPN, “Plano de Desenvolvimento Económico e Social da Província do Namibe para o Período 2013-2017,” Namibe, 2013.
- [3] INE, *Projecção da População da Província do Namibe 2014-2050*, 2016th ed. Luanda - Angola: Instituto Nacional de Estatística, 2016.
- [4] MINEA, “Realizações do Setor de Energias no Âmbito do Plano Nacional de Desenvolvimento 2013-2017,” *Publicações. conselho consultivo. Energia . DNEE.pptx*, 2015. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/publicacoes/cca/category/36-energia.html>. [Accessed: 25-Oct-2015].
- [5] GPIESTN, “NAMIBE - Breve Caracterização da Província no Sector de Energia e Águas,” *MINEA » Entrada » Conselho Consultivo » CC2018 » IIº Painel-Balanço dos Órgãos Provinciais*, 2018. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/conselho-consultivo/category/133-painel-ii>. [Accessed: 08-Oct-2018].
- [6] DNERL, “Melhorar o acesso aos serviços de energia nas zonas rurais,” *MINEA » Entrada » Conselho Consultivo » CC2018 » IIIº Painel-Balanço dos Órgãos Centrais*, 2018. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/conselho-consultivo/category/134-painel-iii>. [Accessed: 22-Sep-2018].
- [7] Rede Angola, “Potencial do parque eólico do Namibe em destaque na Alemanha,” *RA » Sociedade*, 2016. [Online]. Available: <http://m.redeangola.info/potencial-do-parque-eolico-do-namibe-em-destaque-na-alemanha/>. [Accessed: 20-Jun-2018].
- [8] N. Pushak and V. Foster, “As Infra-estruturas em Angola : Uma Perspectiva Continental,” 2011.
- [9] E. Jover, A. L. Pinto, and A. Marchand, “Angola | Setembro 2012. Perfil do Sector Privado do País,” 2012.
- [10] aicep Portugal Global, “Angola. Dossier de Mercados,” 2010.
- [11] W. Cao and C. Bluth, “Challenges and countermeasures of China’s energy security,” *Energy Policy*, vol. 53, pp. 381–388, 2013.
- [12] M. Dornan, “Access to electricity in Small Island Developing States of the Pacific: Issues and challenges,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 726–735, 2014.

- [13] M. Sebri and O. Ben-Salha, "On the causal dynamics between economic growth, renewable energy consumption, CO<sub>2</sub> emissions and trade openness: Fresh evidence from BRICS countries," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 14–23, 2014.
- [14] T. Kousksou, A. Allouhi, M. Belattar, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli, "Morocco's strategy for energy security and low-carbon growth," *Energy*, vol. 84, pp. 98–105, 2015.
- [15] T. Kousksou *et al.*, "Renewable energy potential and national policy directions for sustainable development in Morocco," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 46–57, 2015.
- [16] A. Abubakar Mas'Ud *et al.*, "A review on the recent progress made on solar photovoltaic in selected countries of sub-Saharan Africa," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 441–452, 2016.
- [17] D. Atsu, E. O. Agyemang, and S. A. K. Tsike, "Solar electricity development and policy support in Ghana," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 792–800, 2016.
- [18] A. V. Wirba *et al.*, "Renewable energy potentials in Cameroon: Prospects and challenges," *Renew. Energy*, vol. 76, pp. 560–565, 2015.
- [19] O. S. Ohunakin, M. S. Adaramola, O. M. Oyewola, and R. O. Fagbenle, "Solar energy applications and development in Nigeria: Drivers and barriers," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 294–301, 2014.
- [20] N. V. Emodi and K.-J. Boo, "Sustainable energy development in Nigeria: Current status and policy options," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 356–381, 2015.
- [21] SEI, "User Guide for LEAP 2005," no. May, STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE Boston Center, Tellus Institute, 11 Arlington Street, Boston, MA, 02116 USA, p. 205, 2005.
- [22] Y. Zhou, F. Hao, W. Meng, and J. Fu, "Scenario analysis of energy-based low-carbon development in China," *J. Environ. Sci. (China)*, vol. 26, no. 8, pp. 1631–1640, 2014.
- [23] J.-L. Fan, J.-X. Wang, F. Li, H. Yu, and X. Zhang, "Energy demand and greenhouse gas emissions of urban passenger transport in the Internet era: A case study of Beijing," *J. Clean. Prod.*, vol. 165, pp. 177–189, 2017.
- [24] J. Lin, J. Kang, N. Khanna, L. Shi, X. Zhao, and J. Liao, "Scenario analysis of urban GHG peak and mitigation co-benefits: A case study of Xiamen City, China," *J. Clean. Prod.*, vol. 171, pp. 972–983, 2018.
- [25] S. A. Ates, "Energy efficiency and CO<sub>2</sub> mitigation potential of the Turkish iron and steel industry using the LEAP (long-range energy alternatives planning) system," *Energy*, vol. 90, pp. 417–428, 2015.

- [26] U. Perwez, A. Sohail, S. F. Hassan, and U. Zia, "The long-term forecast of Pakistan's electricity supply and demand: An application of long range energy alternatives planning," *Energy*, vol. 93, no. Part 2, pp. 2423–2435, 2015.
- [27] T. Aized, M. Shahid, A. A. Bhatti, M. Saleem, and G. Anandarajah, "Energy security and renewable energy policy analysis of Pakistan," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. March, pp. 1–14, 2016.
- [28] F. Kemausuor, I. Nygaard, and G. Mackenzie, "Prospects for bioenergy use in Ghana using Long-range Energy Alternatives Planning model," *Energy*, vol. 93, pp. 672–682, 2015.
- [29] J. B. S. O. De Andrade Guerra, L. Dutra, N. B. C. Schwinden, and S. F. De Andrade, "Future scenarios and trends in energy generation in Brazil: Supply and demand and mitigation forecasts," *J. Clean. Prod.*, vol. 103, pp. 197–210, 2015.
- [30] P. Nojedehe, M. Heidari, A. Ataei, M. Nedaei, and E. Kurdestani, "Environmental assessment of energy production from landfill gas plants by using Long-range Energy Alternative Planning (LEAP) and IPCC methane estimation methods: A case study of Tehran," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 16, pp. 33–42, 2016.
- [31] S. Kumar and R. Madlener, "CO<sub>2</sub> emission reduction potential assessment using renewable energy in India," *Energy*, vol. 97, pp. 273–282, 2016.
- [32] S. Kumar, "Assessment of renewables for energy security and carbon mitigation in Southeast Asia: The case of Indonesia and Thailand," *Appl. Energy*, vol. 163, pp. 63–70, 2016.
- [33] N. S. Ouedraogo, "Africa energy future: Alternative scenarios and their implications for sustainable development strategies," *Energy Policy*, vol. 106, no. March, pp. 457–471, 2017.
- [34] MINEA, "Empresa Pública de Produção de Electricidade - EP," *Entidades vinculadas. PRODEL*, 2014. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/entidades-vinculadas/prodel.html>. [Accessed: 08-Aug-2015].
- [35] MINEA, "Rede Nacional de Transporte de Electricidade - EP," *Entidades vinculadas. RNT*, 2014. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/entidades-vinculadas/rnt.html>. [Accessed: 08-Aug-2015].
- [36] MINEA, "Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade - EP," *Entidades vinculadas. ENDE*, 2014. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/entidades-vinculadas/ende.html>. [Accessed: 08-Aug-2015].
- [37] MINEA, "PROGRAMA DO 8º CONSELHO CONSULTIVO DO MINEA,"



- Entrada » Conselho Consultivo » Publicações Especiais » Conselho Consultivo (CC)*, 2018. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/conselho-consultivo>. [Accessed: 22-Sep-2018].
- [38] PRODEL EP, “Apresentação da empresa, situação operacional e perspectivas,” *MINEA » Entrada » Conselho Consultivo » CC2018 » IIVº Painel-Balanço das Empresas Públicas, Comissões de Gestão e GEPE MINEA*, 2018. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/conselho-consultivo/category/135-painel-iv>. [Accessed: 27-Sep-2018].
- [39] INE, “Resultados Preliminares do Recenseamento Geral da População e da Habitação de Angola 2014,” *Censo 2014 » Arquivos » Relatórios*, 2014. [Online]. Available: [file:///C:/Users/SONY/Downloads/Publicação Resultados Preliminares Censo 2014\\_FINAL.pdf](file:///C:/Users/SONY/Downloads/Publicação%20Resultados%20Preliminares%20Censo%202014_FINAL.pdf). [Accessed: 16-Dec-2015].
- [40] INE, *Projeção da População 2014-2050*, 2016th ed. Luanda - Angola: Instituto Nacional de Estatística, 2016.
- [41] INE, “Recenseamento geral da população e habitação. Resultados definitivos,” *Início » Publicações » População e Sociedade » Apresentações dos Resultados Definitivos do Censo 2014*, 2016. [Online]. Available: [http://aiangola.com/wp-content/uploads/2016/03/Publicação-Resultados-Definitivos-Censo-Geral-2014\\_Versão-22032016\\_DEFINITIVA-18H17.pdf](http://aiangola.com/wp-content/uploads/2016/03/Publicação-Resultados-Definitivos-Censo-Geral-2014_Versão-22032016_DEFINITIVA-18H17.pdf) <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9781107415324A009>. [Accessed: 06-Oct-2016].
- [42] GEPE MINEA, “Plano de Acção do Sector de Energia e Águas (2013-2017),” *MINEA » Entrada » Conselho Consultivo » CC2018 » IIVº Painel-Balanço das Empresas Públicas, Comissões de Gestão e GEPE MINEA*, 2018. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/conselho-consultivo/category/135-painel-iv>. [Accessed: 27-Sep-2018].
- [43] MINEA, “Angola Energia 2025,” *Ministério da Energia e Águas » Contéudo » Geração*, 2018. [Online]. Available: <http://www.angolaenergia2025.com/pt-pt/conteudo/geracao-0>. [Accessed: 21-Sep-2018].
- [44] ENDE EP, “Ponto de Situação Sobre o Funcionamento de Energia em Namibe.” Momorandum, Namibe - Angola, pp. 1–5, 2015.
- [45] GPIESTH, “Síntese Sobre o sector de energia e águas,” *MINEA » Entrada » Conselho Consultivo » CC2018 » IIº Painel-Balanço dos Órgãos Provinciais*, 2018. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/conselho-consultivo/category/133-painel-ii>. [Accessed: 22-Sep-2018].
- [46] INE & ENDE, “Levantamento Realizado em Cada Município.” Namibe - Angola, pp. 1–5, 2014.
- [47] E. Yildirim, D. Sukruoglu, and A. Aslan, “Energy consumption and economic growth in the next 11 countries: The bootstrapped autoregressive metric

- causality approach,” *Energy Econ.*, vol. 44, pp. 14–21, 2014.
- [48] World Bank Group, “Electric power consumption (kWh per capita),” *The World Bank » Data*, 2014. [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>. [Accessed: 06-Mar-2019].
- [49] F. Roxas and A. Santiago, “Alternative framework for renewable energy planning in the Philippines,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1396–1404, 2016.
- [50] A. A. Tofigh and M. Abedian, “Analysis of energy status in Iran for designing sustainable energy roadmap,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1296–1306, 2016.
- [51] IEA, “CO2 Emissions From Fuel Combustion Highlights 2016,” França, 2016.
- [52] IEA, “Energy and Climate Change,” *World Energy Outlook Spec. Rep.*, pp. 1–200, 2015.
- [53] G. Jackson, K. McNamara, and B. Witt, “A Framework for Disaster Vulnerability in a Small Island in the Southwest Pacific: A Case Study of Emae Island, Vanuatu,” *Int. J. Disaster Risk Sci.*, vol. 8, no. 4, pp. 358–373, 2017.
- [54] IEA, “IEA finds CO2 emissions flat for third straight year even as global economy grew in 2016,” *Home » Newsroom » News » 2017 » March*, 2017. [Online]. Available: [http://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/iea-finds-co2-emissions-flat-for-third-straight-year-even-as-global-economy-grew.html?utm\\_content=buffera4740&utm\\_medium=social&utm\\_source=linkedin.com&utm\\_campaign=buffer](http://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/iea-finds-co2-emissions-flat-for-third-straight-year-even-as-global-economy-grew.html?utm_content=buffera4740&utm_medium=social&utm_source=linkedin.com&utm_campaign=buffer). [Accessed: 27-Jun-2017].
- [55] IEA, “Energy, Climate Change and Environment: 2016 Insights,” Paris, 2016.
- [56] H. Lee, “Statement by IPCC Chair at the Talanoa Dialogue - opening of the political phase,” *ipcc » Activities » UNFCCC » The IPCC at COP24 » Statements by IPCC Chair on 11 December 2018*, 2018. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/event/the-ipcc-at-cop24/>. [Accessed: 06-Mar-2019].
- [57] BP, “Statistical Review of World Energy,” *Energy economics » Statistical Review » Renewable energy*, 2018. [Online]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy.html>. [Accessed: 02-Nov-2018].
- [58] F. Shaikh, Q. Ji, and Y. Fan, “Prospects of Pakistan-China Energy and Economic Corridor,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 253–263, 2016.
- [59] J. Glynn, A. Chiodi, and B. Ó Gallachóir, “Energy security assessment

- methods: Quantifying the security co-benefits of decarbonising the Irish Energy System,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 15, pp. 72–88, 2017.
- [60] A. Aslani and K.-F. V. Wong, “Analysis of renewable energy development to power generation in the United States,” *Renew. Energy*, vol. 63, pp. 153–161, 2014.
- [61] T. Sakaguchi and T. Tabata, “100% Electric power potential of PV, wind power, and biomass energy in Awaji island Japan,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 1156–1165, 2015.
- [62] B. W. Ang, W. L. Choong, and T. S. Ng, “A framework for evaluating Singapore’s energy security,” *Appl. Energy*, vol. 148, pp. 314–325, 2015.
- [63] R. Corrêa Da Silva, I. De Marchi Neto, and S. Silva Seifert, “Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 328–341, 2016.
- [64] O. Odgaard and J. Delman, “China’s energy security and its challenges towards 2035,” *Energy Policy*, vol. 71, pp. 107–117, 2014.
- [65] F. Wolf, D. Surroop, A. Singh, and W. Leal, “Energy access and security strategies in Small Island Developing States,” *Energy Policy*, vol. 98, pp. 663–673, 2016.
- [66] ECREEE, ITC, Á. Casa, and Gobierno de Canarias, *Energias renováveis na África Ocidental - Estado, Esperências e Tendências*, CENTRO PAR. 2012.
- [67] Lusa, “Angola troca gasóleo por gás natural na produção de eletricidade,” *Dinheiro Vivo* » *Economia*, 04-Jul-2014. [Online]. Available: <https://www.dinheirovivo.pt/economia/angola-troca-gasoleo-por-gas-natural-na-producao-de-eletricidade/>. [Accessed: 10-Dec-2018].
- [68] Investing.com, “Petróleo Brent Futuros Dados Históricos,” *commodities* » *Preços de commodities*, 2018. [Online]. Available: <https://pt.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>. [Accessed: 14-Nov-2018].
- [69] NASDAQ.com, “Crude Oil Brent Price: Latest Price & Chart for Crude Oil Brent,” *Home* » *Markets* » *Commodities* » *Crude Oil Brent*, 2018. [Online]. Available: <https://www.nasdaq.com/markets/crude-oil-brent.aspx>. [Accessed: 14-Nov-2018].
- [70] IEA, *World Energy Outlook*. 2015.
- [71] EIA, “Europe Brent Spot Price FOB,” *U.S. Energy Information Administration* » *API Query Browser* » *EIA Data Sets* » *Petroleum* » *Prices* » *Spot Prices*, 2019. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/opensdata/qb.php?category=241335&sdid=PET.RBRTE.A>. [Accessed: 15-Mar-2019].
- [72] NASDAQ.com, “Natural Gas Price: Latest Price & Chart for Natural Gas,”

- Home » Markets » Commodities » Natural Gas*, 2018. [Online]. Available: <https://www.nasdaq.com/markets/natural-gas.aspx?timeframe=6m>. [Accessed: 14-Nov-2018].
- [73] ODA, “Germany Natural Gas Price,” *Quandl » Financial Data*, 2018. [Online]. Available: [https://www.quandl.com/data/ODA/PNGASEU\\_USD-Germany-Natural-Gas-Price](https://www.quandl.com/data/ODA/PNGASEU_USD-Germany-Natural-Gas-Price). [Accessed: 14-Nov-2018].
- [74] BP, “Northwest Europe Coal Marker Price,” *Ycharts » convindicators » northwest » europe » coal » market » price*, 2018. [Online]. Available: [https://ycharts.com/indicators/northwest\\_europe\\_coal\\_marker\\_price](https://ycharts.com/indicators/northwest_europe_coal_marker_price). [Accessed: 14-Nov-2018].
- [75] IEA, “Africa Energy Outlook,” Paris - France, 2014.
- [76] Z. Tessema, B. Mainali, and S. Silveira, “Mainstreaming and Sector-Wide Approaches to Sustainable Energy Access in Ethiopia,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 2, no. 3–4, pp. 313–322, 2014.
- [77] Y. Sokona, Y. Mulugetta, and H. Gujba, “Widening Energy Access in Africa: Towards Energy Transition,” *Energy Policy*, vol. 47, no. SUPPL.1, pp. 3–10, 2012.
- [78] K. Kaygusuz, “Energy for Sustainable Development: A Case of Developing Countries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 2, pp. 1116–1126, 2012.
- [79] M. B. Asress, A. Simonovic, K. Komarov, and S. Stupar, “Wind Energy Resource Development in Ethiopia as an Alternative Energy Future Beyond the Dominant Hydropower,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 23, pp. 366–378, Jul. 2013.
- [80] M. Shaaban and J. O. Petinrin, “Renewable Energy Potentials in Nigeria: Meeting Rural Energy Needs,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 72–84, 2014.
- [81] BMI, “Namibia Power Report Q3 2013,” London - UK, 2013.
- [82] H. Gujba, S. Thorne, Y. Mulugetta, K. Rai, and Y. Sokona, “Financing Low Carbon Energy Access in Africa,” *Energy Policy*, vol. 47, no. Supplement 1, pp. 71–78, Jun. 2012.
- [83] J. K. Musango and A. C. Brent, “Assessing the Sustainability of Energy Technological Systems in Southern Africa: A Review and Way Forward,” *Technol. Soc.*, vol. 33, no. 1–2, pp. 145–155, 2011.
- [84] S. Khennas, “Understanding the Political Economy and Key Drivers of Energy Access in Addressing National Energy Access Priorities and Policies: African Perspective,” *Energy Policy*, vol. 47, no. SUPPL.1, pp. 21–26, 2012.
- [85] BMI, “Mozambique Power Report Q4,” London - UK, 2014.

- [86] BMI, "Botswana Power Report Q4 2014," 2014.
- [87] S. O. Oyedepo, "On energy for sustainable development in Nigeria," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 2583–2598, 2012.
- [88] African Business, "Renewables: Africa's Bold Gambit," 2014.
- [89] BP, "Renewable energy," *Energy economics » Statistical Review » Renewable energy*, 2018. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-renewable-energy.pdf>.
- [90] BP, "A global view of gas - in maps and charts," *Global » BP Magazine » Observations » A global view of gas*, 2017. [Online]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/bp-magazine/observations/global-view-of-gas-infographic.html>. [Accessed: 02-Nov-2018].
- [91] BP, "Statistical Review of World Energy," *Energy economics » Statistical Review » Natural gas*, 2018. [Online]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/natural-gas.html>. [Accessed: 02-Nov-2018].
- [92] UNEP, "Atlas of Africa Energy Resources," Nairobi - Kenya, 2017.
- [93] IRENA, "Solar energy data," *Renewables » Solar*, 2018. [Online]. Available: <http://www.irena.org/solar>. [Accessed: 15-Nov-2018].
- [94] IEA, "Energy Access Outlook 2017: From poverty to prosperity," Paris - France, 2017.
- [95] J. Kenfack, J. Lewetchou K., O. V. Bossou, and E. Tchaptchet, "How can we promote renewable energy and energy efficiency in Central Africa? A Cameroon case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. December 2016, pp. 1217–1224, 2017.
- [96] R. D. Prasad, R. C. Bansal, and A. Raturi, "Multi-faceted Energy Planning : A Review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 686–699, 2014.
- [97] M. Mason and D. Kumetat, "At the crossroads: Energy Futures for North Africa," *Energy Policy*, vol. 39, no. 8, pp. 4407–4410, Aug. 2011.
- [98] African Business, "Ongoing Projects in Africa," 2014.
- [99] A. B. Stambouli, "Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 2, pp. 1169–1181, 2011.
- [100] A. Boudghene Stambouli, "Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability," *Energy Policy*, vol. 39, no. 8, pp. 4507–4519, 2011.
- [101] L. R. F. Henneman, P. Rafaj, H. J. Annegarn, and C. Klausbruckner,

- “Assessing emissions levels and costs associated with climate and air pollution policies in South Africa,” *Energy Policy*, vol. 89, pp. 160–170, 2016.
- [102] A. B. Sebitosi and P. Pillay, “Renewable Energy and the Environment in South Africa: A Way Forward,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3312–3316, Sep. 2008.
- [103] BEI, “Enfrentar os desafios energéticos em África,” 2014. [Online]. Available: <http://bookshop.europa.eu/pt/enfrentar-os-desafios-energ-ticos-em-frica-pbQH0414249/>. [Accessed: 15-May-2014].
- [104] S. O. Oyedepo, “Towards achieving energy for sustainable development in Nigeria,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, pp. 255–272, 2014.
- [105] B. Pillot, M. Muselli, P. Poggi, P. Haurant, and I. Hared, “Solar Energy Potential Atlas for Planning Energy System Off-grid Electrification in the Republic of Djibouti,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 69, pp. 131–147, 2013.
- [106] M. Y. Suberu, M. W. Mustafa, N. Bashir, N. A. Muhamad, and A. S. Mokhtar, “Power Sector Renewable Energy Integration for Expanding Access to Electricity in Sub-Saharan Africa,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 630–642, 2013.
- [107] M. Laidi, S. Hanini, B. Abbad, N. K. Merzouk, and M. Abbas, “Study of a Solar PV-Wind-Battery Hybrid Power System for a Remotely Located Region in the Southern Algerian Sahara: Case of Refrigeration,” *J. Technol. Innov. Renew. Energy*, no. 213, pp. 30–38, Oct. 2012.
- [108] Z. Girma, “Technical and Economic Assessment of solar PV / diesel Hybrid Power System for Rural School Electrification in Ethiopia,” *Int. J. Renew. energy Res.*, vol. 3, no. 3, 2013.
- [109] M. J. Tosam and R. A. Mbih, “Climate change, health, and sustainable development in africa,” *Environ. Dev. Sustain.*, vol. 17, no. 4, pp. 787–800, 2015.
- [110] MINEA, *ANGOLA ENERGIA 2025 - VISÃO DE LONGO PRAZO PARA O SECTOR ELÉCTRICO*, 1ª Edição. 2018.
- [111] MINEA, “Plano de Acção do Sector da Energia e Águas 2013-2017,” MINEA » *Entrada* » *PLANO DE ACÇÃO DO MINEA* » *PLANO DE ACÇÃO DO SECTOR DA ENERGIA E ÁGUAS* » *IIIª LEGISLATURA 2012 - 2017*, 2012. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/2017-11-19-18-06-34/category/143-leg4>. [Accessed: 27-Nov-2018].
- [112] MINEA, “PLANO DE ACÇÃO DO SECTOR DE ENERGIA E ÁGUAS 2018-2022,” *Ministério da Energia e Águas* » *Entrada* » *PLANO DE ACÇÃO DO MINEA* » *PLANO DE ACÇÃO DO SECTOR DA ENERGIA E ÁGUAS* » *IVª LEGISLATURA 2017 - 2022*, 2017. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/index.php/2017-11-19-18-06-34/category/143-leg4>. [Accessed: 27-Nov-2018].

- [113] N. H. Mirjat, M. A. Uqaili, K. Harijan, G. Das Valasai, F. Shaikh, and M. Waris, "A review of energy and power planning and policies of Pakistan," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, no. May, pp. 110–127, 2017.
- [114] K. Karunanithi, S. Saravanan, B. R. Prabakar, S. Kannan, and C. Thangaraj, "Integration of Demand and Supply Side Management strategies in Generation Expansion Planning," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, no. November 2016, pp. 966–982, 2017.
- [115] N. S. Ouedraogo, "Modeling sustainable long-term electricity supply-demand in Africa," *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 1047–1067, 2017.
- [116] V. Oree, S. Z. Sayed Hassen, and P. J. Fleming, "Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. December 2016, pp. 790–803, 2017.
- [117] E. Panos, M. Densing, and K. Volkart, "Access to electricity in the World Energy Council's global energy scenarios: An outlook for developing regions until 2030," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 9, pp. 28–49, 2016.
- [118] SADC, "Southern African Development Community :: Home," 2012. [Online]. Available: <http://www.sadc.int/>. [Accessed: 10-Oct-2016].
- [119] The Global Economy, "Access to electricity - country rankings," *TheGlobalEconomy.com* » *Indicators*, 2016. [Online]. Available: [https://www.theglobaleconomy.com/rankings/Access\\_to\\_electricity/](https://www.theglobaleconomy.com/rankings/Access_to_electricity/). [Accessed: 20-Oct-2018].
- [120] World Bank Group, "Access to Electricity(% of population)," *The World Bank* » *Data*, 2018. [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>. [Accessed: 20-Oct-2018].
- [121] Populationof.net, "Africa Population," *populationof.net* » *africa*, 2018. [Online]. Available: <https://www.populationof.net/africa/>. [Accessed: 20-Oct-2018].
- [122] WorldData.info, "Data for all countries in Africa," *worlddata.info* » *Africa*, 2018. [Online]. Available: <https://www.worlddata.info/africa/index.php>. [Accessed: 22-Sep-2018].
- [123] IEA, "Statistics IEA Energy Atlas," *International Energy Agency* » *Statistics* » *Topics* » *Country profiles* » *Electricity consumption per capita*, 2018. [Online]. Available: <http://energyatlas.iea.org/#!/tellmap/-1118783123/1>. [Accessed: 10-Sep-2018].
- [124] Worldometers, "Population : Africa," *W* » *Population* » *World* » *Africa Population Sections*, 2018. [Online]. Available: <http://www.worldometers.info/population/africa/>. [Accessed: 22-Sep-2018].
- [125] DPEAN, "Quadro das Localidades dos Municípios do Namibe." pp. 1–11, 2014.

- [126] IEA, “Angola Towards an Energy Strategy,” Paris - France, 2006.
- [127] GWA, “Wind speed map - Angola,” *Global Wind Atlas » wind » speed » Angola*, 2018. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/area/Angola?print=true>. [Accessed: 20-Nov-2018].
- [128] Ministério do Planeamento e do Desenvolvimento Territorial., “Plano Nacional de Desenvolvimento 2013 - 2017,” 2012.
- [129] SolarGis, “Global Horizontal Irradiation - Angola,” *SolarGIS-Solar-map-Angola-en*, 2014. [Online]. Available: [http://solargis.info/doc/\\_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Angola-en.png](http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Angola-en.png).
- [130] MINPET, “História do Petróleo e Criação do Ministério dos Petróleos,” *PMinistério dos Petróleos de Angola \_ Página Inicial > Encontre Aqui > Notícias > Detalhes*, 2007. [Online]. Available: <http://www.minpet.gov.ao/VerPublicacao.aspx?id=308>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [131] MINPET, “Angola produz mais de 695 milhões barris de petróleo bruto em 2008,” *Ministério dos Petróleos de Angola \_ Página Inicial > Encontre Aqui > Notícias > Detalhes*, 2009. [Online]. Available: <http://www.minpet.gov.ao/vernoticia.aspx?id=6101>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [132] MINPET, “Angola admite liberar preço de combustíveis gradualmente,” *Ministério dos Petróleos de Angola \_ Página Inicial > Encontre Aqui > Notícias > Detalhes*, 2009. [Online]. Available: <http://www.minpet.gov.ao/VerNoticia.aspx?id=8885>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [133] MINPET, “Angola ultrapassou Nigéria como maior produtor africano em Abril,” *Ministério dos Petróleos de Angola \_ Página Inicial > Encontre Aqui > Notícias > Detalhes*, 2008. [Online]. Available: <http://www.minpet.gov.ao/vernoticia.aspx?id=3522>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [134] MINPET, “Angola ultrapassa Nigéria no nível de petróleo bruto,” *Ministério dos Petróleos de Angola \_ Página Inicial > Encontre Aqui > Notícias > Detalhes*, 2016. [Online]. Available: <http://www.minpet.gov.ao/VerNoticia.aspx?id=30253>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [135] MINTEP, “Pré-sal aumenta as reservas de Angola,” *Ministério dos Petróleos de Angola \_ Página Inicial > Encontre Aqui > Notícias > Detalhes*, 2013. [Online]. Available: <http://www.minpet.gov.ao/vernoticia.aspx?id=17188>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [136] Ministério das Finanças, “Fixados Novos Preços de Produtos Derivados de



- Petróleo,” *Notícias*, 2014. .
- [137] ANGOP, “Sonangol reajusta preço dos combustíveis,” *Angop \_ Agência Angola Press \_ Página Inicial » Notícias » Economia*, 2015. [Online]. Available: [http://www.angop.ao/angola/pt\\_pt/noticias/economia/2015/11/53/Sonangol-reajusta-preco-dos-combustiveis,2a465f63-ebc0-460c-a62c-560f716e44f5.html](http://www.angop.ao/angola/pt_pt/noticias/economia/2015/11/53/Sonangol-reajusta-preco-dos-combustiveis,2a465f63-ebc0-460c-a62c-560f716e44f5.html). [Accessed: 20-May-2016].
- [138] Agência Lusa, “FMI diz que Angola precisa de duplicar preço dos combustíveis em oito meses,” *Observador » Mundo » Angola*, Lisboa - Portugal, pp. 1–5, 18-Jun-2018.
- [139] MINPET, “Projecto Angola LNG fez primeira entrega,” *Ministério dos Petróleos de Angola \_ Página Inicial > Encontre Aqui > Notícias > Detalhes*, 2013. [Online]. Available: <http://www.minpet.gov.ao/vernoticia.aspx?id=18133>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [140] MINEA, “Central do Ciclo Combinado do Soyo,” *Ministério da Energia e Águas de Angola \_ Destaques*, 2017. [Online]. Available: <http://www.minea.gv.ao/component/k2/item/478-central-do-ciclo-combinado-do-soyo.html#top>. [Accessed: 21-Jan-2018].
- [141] MINEA, “Perspectiva de Evolução do Sistema Eléctrico Nacional 2011 - 2016,” 2011. [Online]. Available: [https://www.minea.gv.ao/index.php/projectos/category/27-dnee-direccao-nacional-de-energia-electrica?download=102:sistema elctrico de angola evoluo 2011\\_2016](https://www.minea.gv.ao/index.php/projectos/category/27-dnee-direccao-nacional-de-energia-electrica?download=102:sistema%20elctrico%20de%20angola%20evoluo%202011_2016).
- [142] MPDT & PNUD\_Angola, “Relatório sobre os objectivos de Desenvolvimento do Milénio,” Luanda - Angola, 2015.
- [143] África 21 Online, “Angola e Namíbia juntam-se para construir barragem de 1 , 4 mil milhões de dólares,” *Página Inicial » economia » Artigo*, 2014. [Online]. Available: <http://africa21online.com/artigo.php?a=6748&e=economia&page=30,5&npg=7>. [Accessed: 27-Nov-2018].
- [144] MACAUHUB, “Barragem Baynes no rio Cunene, em Angola, custará 1350 milhões de dólares,” *Países*, 2013. [Online]. Available: <https://macauhub.com.mo/pt/2013/05/15/portugues-barragem-baynes-no-rio-cunene-em-angola-custara-1350-milhoes-de-dolares/>. [Accessed: 27-Nov-2018].
- [145] Sapo, “Governos de Angola e Namíbia garantem que barragem comum reforça relações,” *Atualidade*, 2014. [Online]. Available: [https://24.sapo.pt/noticias/internacional/artigo/governos-de-angola-e-namibia-garantem-que-barragem-comum-reforca-relacoes\\_18477743.html](https://24.sapo.pt/noticias/internacional/artigo/governos-de-angola-e-namibia-garantem-que-barragem-comum-reforca-relacoes_18477743.html). [Accessed: 27-Nov-2018].

- [146] BEIS, “Electricity Generating Costs - November 2016,” London - UK, 2016.
- [147] EIA, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018.” pp. 1–20, 2018.
- [148] WEC, “World Energy Perspective Cost of Energy Technologies,” London - UK, 2013.
- [149] MINEA, “ATLAS E ESTRATÉGIA NACIONAL PARA AS NOVAS ENERGIAS RENOVÁVEIS,” *Ministério da Energia e Águas de Angola » Subsector » Angola Energia 2025 » saiba mais sobre a Angola energia 2025 » Documentos*, 2018. [Online]. Available: [http://www.angolaenergia2025.com/sites/default/files/editor/atlas\\_e\\_estrategia\\_nacional\\_para\\_as\\_novas\\_energias\\_renovaveis.pdf](http://www.angolaenergia2025.com/sites/default/files/editor/atlas_e_estrategia_nacional_para_as_novas_energias_renovaveis.pdf). [Accessed: 02-Apr-2019].
- [150] EC, “EU Reference Scenario: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. Main results,” 2016.
- [151] Banco de Portugal, “Conversor de Moeda,” *Banco de Portugal » Estatísticas » Consultar dados » Conversor de moeda*, 2019. [Online]. Available: <https://www.bportugal.pt/conversor-moeda>. [Accessed: 15-Apr-2019].
- [152] World Bank Group, “Carbon Pricing,” *The World Bank » What We Do Projects & Operations » RESULT BRIEFS*, 2017. [Online]. Available: <https://www.worldbank.org/en/results/2017/12/01/carbon-pricing>. [Accessed: 13-Mar-2019].
- [153] Y. S. Mohammed, M. W. Mustafa, and N. Bashir, “Status of renewable energy consumption and developmental challenges in Sub-Sahara Africa,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 453–463, 2013.
- [154] A. S. Aliyu, J. O. Dada, and I. K. Adam, “Current status and future prospects of renewable energy in Nigeria,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 48, pp. 336–346, 2015.
- [155] H. Ahlborg and L. Hammar, “Drivers and barriers to rural electrification in Tanzania and Mozambique e Grid-extension , off-grid , and renewable energy technologies,” *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 117–124, 2014.
- [156] R. Tucker, “Spotlight on Africa,” *Renew. Energy Focus*, vol. 15, no. 2, pp. 28–31, 2014.
- [157] Serviços de Veterinária do Namibe, “Vacinadas mais de 70 mil cabeças de gado bovino no Namibe,” *Angop \_ Agência Angola Press \_ Página Inicial » Notícias » Economia*, Moçâmedes - Angola, p. 1, 18-Jul-2018.
- [158] L. R. Valer, T. A. Melendez, M. C. Fedrizzi, R. Zilles, and A. M. de Moraes, “Variable-speed drives in photovoltaic pumping systems for irrigation in Brazil,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 15, pp. 20–26, 2016.

- [159] P. E. Campana, H. Li, and J. Yan, "Techno-economic feasibility of the irrigation system for the grassland and farmland conservation in China: Photovoltaic vs. wind power water pumping," *Energy Convers. Manag.*, vol. 103, pp. 311–320, 2015.
- [160] M. N. I. Sarkar and H. R. Ghosh, "Techno-economic analysis and challenges of solar powered pumps dissemination in Bangladesh," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 20, pp. 33–46, 2017.
- [161] S. S. Chandel, M. Nagaraju Naik, and R. Chandel, "Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 1084–1099, 2015.
- [162] J. Reça, C. Torrente, R. López-Luque, and J. Martínez, "Feasibility analysis of a standalone direct pumping photovoltaic system for irrigation in Mediterranean greenhouses," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1143–1154, 2016.
- [163] V. C. Sontake and V. R. Kalamkar, "Solar photovoltaic water pumping system - A comprehensive review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1038–1067, 2016.
- [164] IRENA, "Renewable Energy and Jobs," Abu Dhabi, 2013.
- [165] IRENA, "Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2018," Abu Dhabi, 2018.
- [166] Y. Mu, W. Cai, S. Evans, C. Wang, and D. Roland-Holst, "Employment impacts of renewable energy policies in China: A decomposition analysis based on a CGE modeling framework," *Appl. Energy*, vol. 210, no. November 2017, pp. 256–267, 2018.
- [167] H. Hondo and Y. Moriizumi, "Employment creation potential of renewable power generation technologies: A life cycle approach," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, no. August 2016, pp. 128–136, 2017.
- [168] J. J. Cartelle Barros, M. Lara Coira, M. P. de la Cruz López, and A. del Caño Gochi, "Comparative analysis of direct employment generated by renewable and non-renewable power plants," *Energy*, vol. 139, pp. 542–554, 2017.
- [169] INE, "Características dos Jovens em Angola," Luanda, 2018.
- [170] N. Belakhdar, M. Kharbach, and M. E. Afilal, "The renewable energy plan in Morocco, a Divisia index approach," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 4, pp. 11–15, 2014.
- [171] Energypedia, "Feed-in Tariffs (FIT)," *Portal » Financing & Funding Portal » Policy*, 2017. [Online]. Available: [https://energypedia.info/wiki/Feed-in\\_Tariffs\\_\(FIT\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_(FIT)). [Accessed: 04-Apr-2019].
- [172] B. Kumar Sahu, "A study on global solar PV energy developments and

- policies with special focus on the top ten solar PV power producing countries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 621–634, 2015.
- [173] C. C. Chang and C. M. Wang, “Energy source options for the generation of electrical power in Taiwan,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 88, no. 2014, pp. 582–588, 2014.
- [174] Y. Hua, M. Oliphant, and E. J. Hu, “Development of renewable energy in Australia and China: A comparison of policies and status,” *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1044–1051, 2016.
- [175] D. Mentis *et al.*, “The benefits of geospatial planning in energy access - A case study on Ethiopia,” *Appl. Geogr.*, vol. 72, pp. 1–13, 2016.
- [176] SADC, “Rumo a segurança energética na SADC,” vol. 15, no. 4, 2013.
- [177] ECREEE, “Centro para as energias renováveis e eficiência energética da cedeao,” *Março*, Cabo Verde, p. 16, 2013.
- [178] MINEA, “Estratégia novas renováveis,” *Ministério da Energia e Águas de Angola » Subsector » Angola Energia 2025 » saiba mais sobre a Angola energia 2025 » Visão*, 2018. [Online]. Available: <http://www.angolaenergia2025.com/pt-pt/conteudo/estrategia-novas-renovaveis>. [Accessed: 20-Mar-2019].
- [179] BIOCUM, “Energia eléctrica,” *Companhia de Bioenergia de Angola, Lda » Biocom » Produtos » Energia eléctrica*, 2018. [Online]. Available: <https://www.biocom-angola.com/pt-br/produtos/energia-electrica>. [Accessed: 15-Apr-2019].
- [180] Imprensa Nacional-EP, “Diário da República, Lei Geral de Electricidade,” Luanda - Angola, 170, 2015.
- [181] A. D. Mukasa, E. Mutambatsere, Y. Arvanitis, and T. Triki, “Wind energy in sub-Saharan Africa: Financial and political causes for the sector’s under-development,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 5, pp. 90–104, 2015.

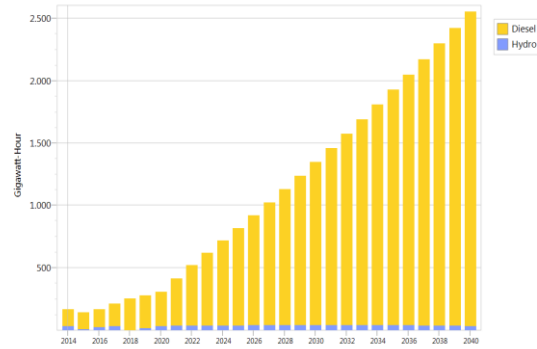
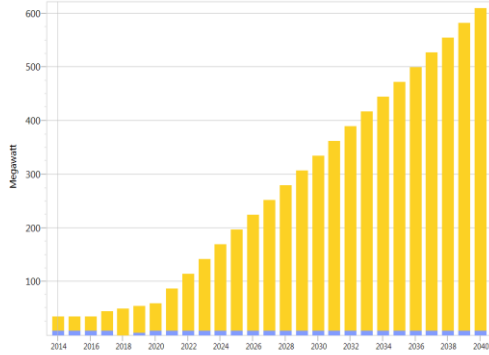


# APÊNDICES

## Apêndice A – Visão Geral do Cenário A (Resultados da simulação do LEAP)

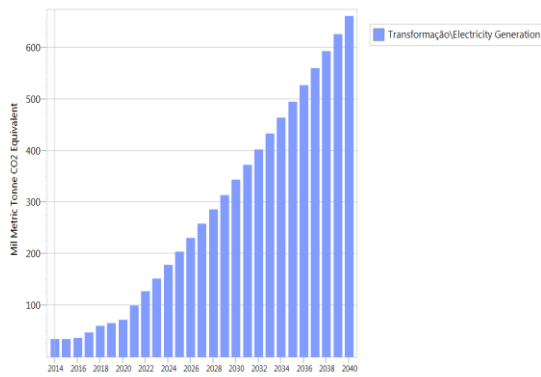
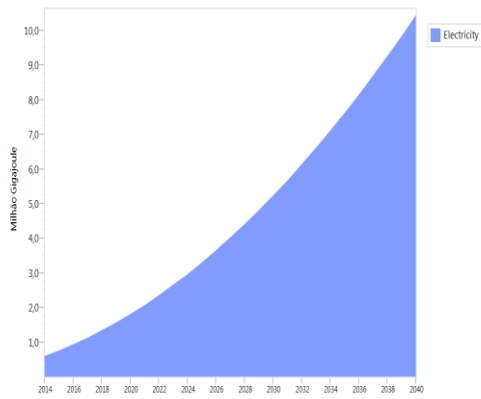
A1 – Electric Capacity

A2 – Electric Generation



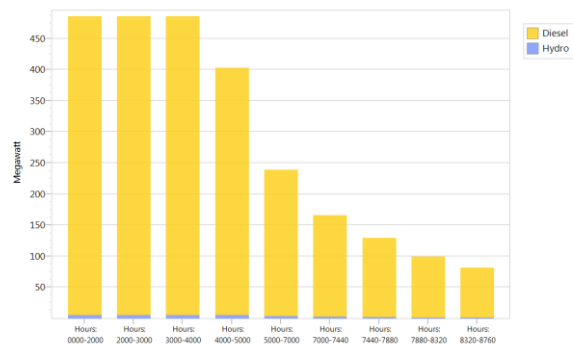
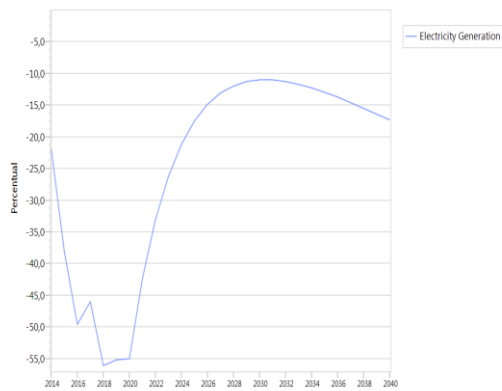
A3 – Energy Demand by Fuel

A4 – GHG Emissions by Sector



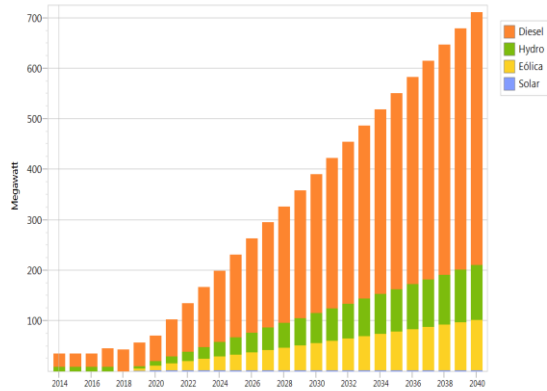
A5 – Reserve Margin

A6 – Oil Refining Balance

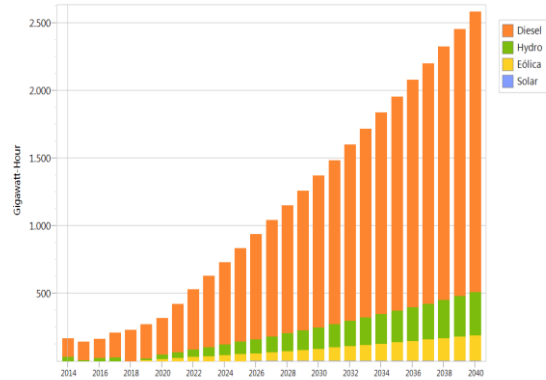


## Apêndice B – Visão Geral do Cenário B (Resultados da simulação do LEAP)

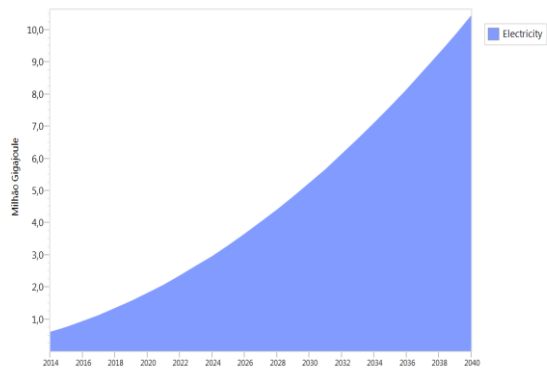
B1 – Electric Capacity



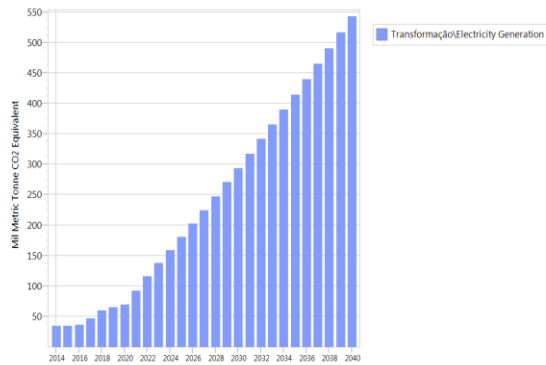
B2 – Electric Generation



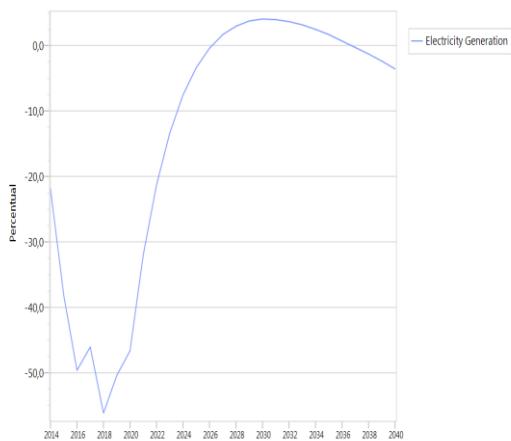
B3 – Energy Demand by Fuel



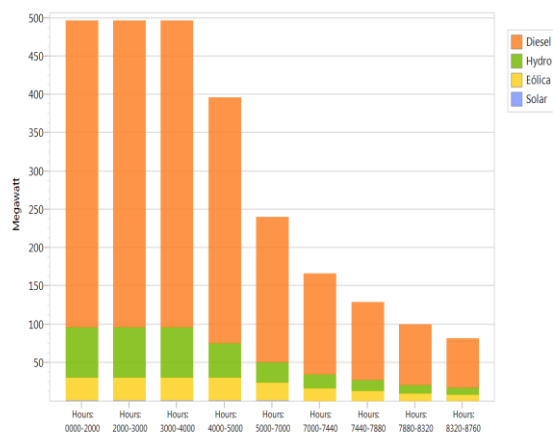
B4 – GHG Emissions by Sector



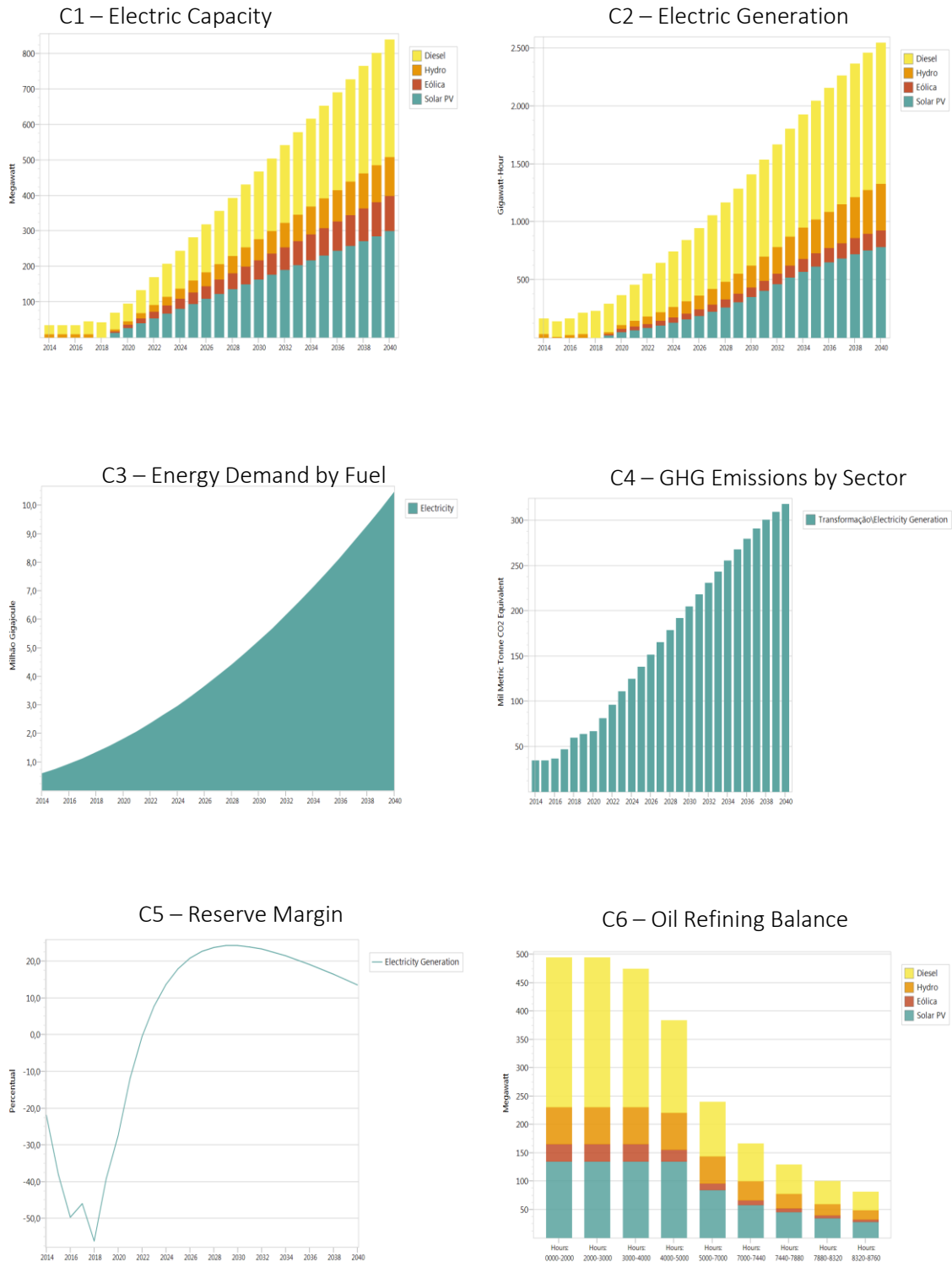
B5 – Reserve Margin



B6 – Oil Refining Balance



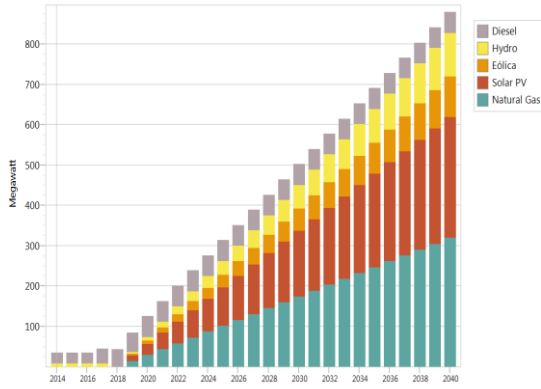
## Apêndice C – Visão Geral do Cenário C (Resultados da simulação do LEAP)



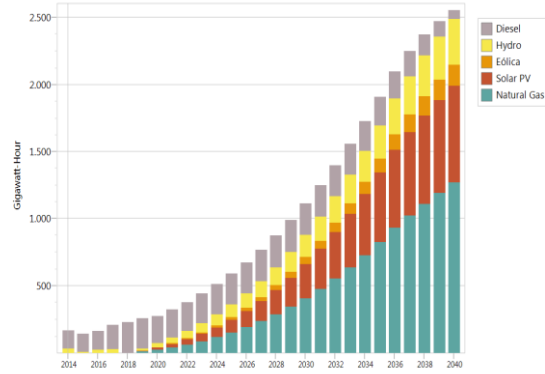


## Apêndice D – Visão Geral do Cenário D (Resultados da simulação do LEAP)

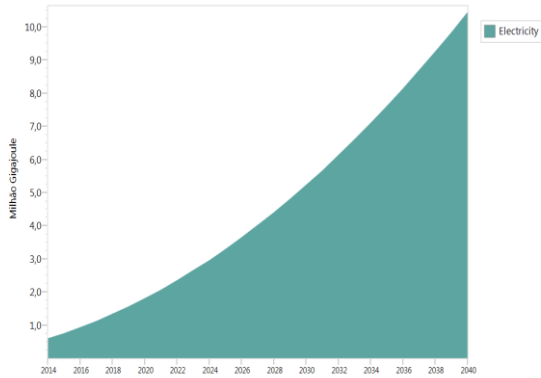
D1 – Electric Capacity



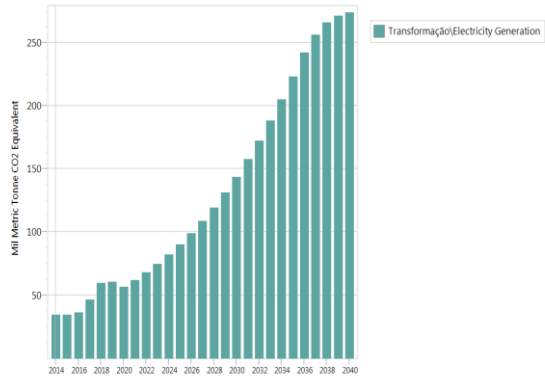
D2 – Electric Generation



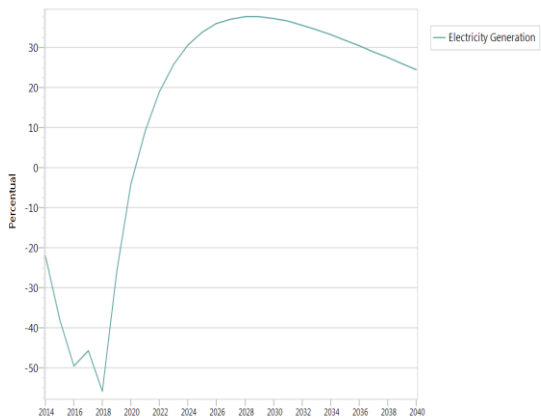
D3 – Energy Demand by Fuel



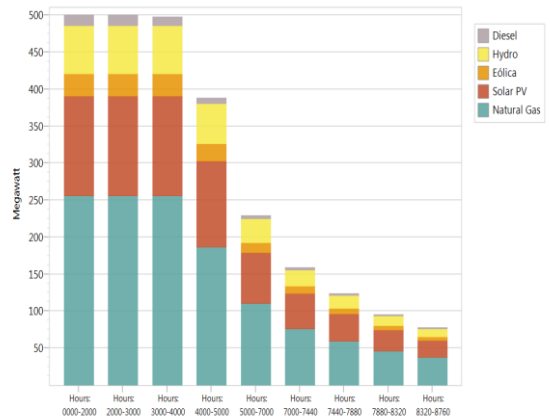
D4 – GHG Emissions by Sector



D5 – Reserve Margin



D6 – Oil Refining Balance



## Apêndice E – Resultados do LEAP para o cenário A (em tabela)

Electric Capacity	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Diesel	25,20	25,20	25,20	35,20	42,60	46,30	50,00	77,50	105,00	132,50	160,00	187,50	215,00	242,50	270,00	297,50	325,00	352,50
Hydro	9,00	9,00	9,00	9,00	-	4,50	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Electric Generation	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Diesel	130,84	130,66	138,22	177,30	227,92	249,94	271,46	376,11	481,97	579,21	677,30	777,32	879,29	983,23	1.089,13	1.197,03	1.306,93	1.418,83
Hydro	33,86	9,49	26,56	34,28	-	16,16	33,98	35,19	36,36	37,40	38,09	38,71	39,28	39,77	40,17	40,49	40,70	40,80
Energy Demand by Fuel	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Electricity	0,59	0,75	0,92	1,11	1,32	1,55	1,80	2,06	2,34	2,64	2,95	3,29	3,64	4,01	4,40	4,80	5,22	5,66
GHG Emissions by Sector	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Transformação\Electricity Generation	34,29	34,24	36,22	46,47	59,73	65,50	71,14	98,57	126,31	151,80	177,50	203,72	230,44	257,68	285,44	313,71	342,51	371,84
Reserve Margin	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Electricity Generation	21,91	-38,06	-49,64	-46,01	-56,12	-55,26	-55,05	-42,41	-33,08	-26,21	21,17	17,51	14,91	13,12	11,96	11,29	11,01	11,02
Power Dispatched	Hours: 0000- 2000	Hours: 2000- 3000	Hours: 3000- 4000	Hours: 4000- 5000	Hours: 5000- 7000	Hours: 7000- 7440	Hours: 7440- 7880	Hours: 7880- 8320	Hours: 8320- 8760									
Diesel	480,00	480,00	480,00	397,19	234,71	162,49	126,38	97,49	79,44									
Electric Capacity	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040									
Diesel	380,00	407,50	435,00	462,50	490,00	517,50	545,00	572,50	600,00									
Hydro	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00									
Electric Generation	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040									
Diesel	1.532,77	1.648,74	1.766,76	1.886,85	2.009,00	2.133,25	2.259,60	2.388,06	2.518,64									
Hydro	40,78	40,63	40,34	39,90	39,31	38,55	37,62	36,11	34,12									
Energy Demand by Fuel	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040									
Electricity	6,12	6,60	7,09	7,60	8,13	8,68	9,25	9,83	10,43									
GHG Emissions by Sector	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040									
Transformação\Electricity Generation	401,70	432,10	463,03	494,50	526,51	559,07	592,19	625,85	660,07									
Reserve Margin	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040									
Electricity Generation	11,27	11,71	-12,28	-12,97	13,75	-14,59	15,48	16,41	-17,36									

## Apêndice F – Resultados do LEAP para o cenário B (em tabela)

Electric Capacity	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Diesel	25,20	25,20	25,20	35,20	42,60	46,30	50,00	72,50	95,00	117,50	140,00	162,50	185,00	207,50	230,00	252,50	275,00	297,50
Hydro	9,00	9,00	9,00	9,00	-	4,50	9,00	14,00	19,00	24,00	29,00	34,00	39,00	44,00	49,00	54,00	59,00	64,00
Eólica	-	-	-	-	-	4,55	9,09	13,64	18,18	22,73	27,27	31,82	36,36	40,91	45,45	50,00	54,55	59,09
Solar	-	-	-	-	-	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Electric Generation	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Diesel	130,84	130,66	138,22	177,30	227,92	247,26	265,27	352,04	439,68	522,88	604,32	687,08	771,12	856,42	942,96	1.030,72	1.119,66	1.209,77
Hydro	33,86	9,49	26,56	34,28	-	14,70	31,22	43,75	55,95	67,56	79,51	91,78	104,40	117,35	130,64	143,95	157,63	171,75
Eólica	-	-	-	-	-	7,12	16,85	23,52	29,85	36,35	43,12	50,16	57,50	65,14	73,09	81,38	90,01	99,00
Solar	-	-	-	-	-	0,49	1,12	1,28	1,46	1,64	1,83	2,04	2,25	2,47	2,71	2,95	3,21	3,47
Energy Demand by Fuel	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Electricity	0,59	0,75	0,92	1,11	1,32	1,55	1,80	2,06	2,34	2,64	2,95	3,29	3,64	4,01	4,40	4,80	5,22	5,66
GHG Emissions by Sector	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Transformação\Electricity Generation	34,29	34,24	36,22	46,47	59,73	64,80	69,52	92,26	115,23	137,03	158,38	180,07	202,09	224,45	247,13	270,13	293,44	317,05
Reserve Margin	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Electricity Generation	21,91	-38,06	-49,64	-46,01	-56,12	-50,37	-46,60	-32,00	-21,24	-13,32	7,51	-3,31	-0,33	1,71	3,02	3,76	4,06	4,02
Power Dispatched	Hours: 0000- 2000	Hours: 2000- 3000	Hours: 3000- 4000	Hours: 4000- 5000	Hours: 5000- 7000	Hours: 7000- 7440	Hours: 7440- 7880	Hours: 7880- 8320	Hours: 8320- 8760									
Diesel	400,00	400,00	400,00	320,19	189,20	130,99	101,88	78,59	64,04									
Hydro	65,40	65,40	65,40	44,58	26,34	18,24	14,19	10,94	8,92									
Eólica	30,00	30,00	30,00	30,00	23,47	16,25	12,64	9,75	7,94									
Solar	0,90	0,90	0,90	0,81	0,48	0,33	0,26	0,20	0,16									

## Continuação dos resultados do cenário B

Electric Capacity	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Diesel	320,00	342,50	365,00	387,50	410,00	432,50	455,00	477,50	500,00
Hydro	69,00	74,00	79,00	84,00	89,00	94,00	99,00	104,00	109,00
Eólica	63,64	68,18	72,73	77,27	81,82	86,36	90,91	95,45	100,00
Solar	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Electric Generation	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Diesel	1.301,02	1.393,40	1.486,87	1.581,42	1.677,02	1.773,65	1.871,29	1.969,92	2.069,51
Hydro	186,30	201,30	216,73	232,61	248,93	265,71	282,63	299,77	317,27
Eólica	108,35	117,65	126,92	136,44	146,22	156,28	166,61	177,23	188,14
Solar	3,75	3,99	4,15	4,31	4,43	4,54	4,66	4,78	4,90
Energy Demand by Fuel	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Electricity	6,12	6,60	7,09	7,60	8,13	8,68	9,25	9,83	10,43
GHG Emissions by Sector	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Transformação\Electricity Generation	340,97	365,18	389,67	414,45	439,51	464,83	490,42	516,27	542,37
Reserve Margin	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Electricity Generation	3,70	3,17	2,48	1,66	0,74	-0,26	1,31	-2,40	-3,52

## Apêndice G – Resultados do LEAP para o cenário C (em tabela)

Electric Capacity	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Diesel	25,20	25,20	25,20	35,20	42,60	46,30	50,00	64,00	78,00	92,00	106,00	120,00	134,00	148,00	162,00	176,00	190,00	204,00	
Hydro	9,00	9,00	9,00	9,00	-	4,50	9,00	14,00	19,00	24,00	29,00	34,00	39,00	44,00	49,00	54,00	59,00	64,00	
Eólica	-	-	-	-	-	4,55	9,09	13,64	18,18	22,73	27,27	31,82	36,36	40,91	45,45	50,00	54,55	59,09	
Solar PV	-	-	-	-	-	13,64	27,27	40,91	54,55	68,18	81,82	95,45	109,09	122,73	136,36	150,00	163,64	177,27	
Electric Generation	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Diesel	130,84	130,66	138,22	177,30	227,92	242,54	254,24	310,10	366,15	422,34	475,05	526,78	578,40	629,81	680,91	731,60	781,77	831,32	
Hydro	33,86	9,49	26,56	34,28	-	16,16	34,00	48,50	62,23	76,19	90,69	105,75	121,40	137,67	154,59	172,17	190,45	209,45	
Eólica	-	-	-	-	-	12,14	28,08	32,14	36,46	41,04	45,88	50,99	56,35	61,97	67,84	73,97	80,35	86,99	
Solar PV	-	-	-	-	-	21,86	50,54	66,20	84,58	105,88	130,31	158,06	189,33	224,32	263,23	306,24	353,56	405,37	
Energy Demand by Fuel	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Electricity	0,59	0,75	0,92	1,12	1,32	1,55	1,80	2,06	2,34	2,64	2,96	3,29	3,65	4,02	4,40	4,81	5,23	5,68	
GHG Emissions by Sector	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Transformação\Electricity Generation	34,29	34,24	36,22	46,47	59,73	63,56	66,63	81,27	95,96	110,69	124,50	138,06	151,59	165,06	178,45	191,73	204,88	217,87	
Reserve Margin	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Electricity Generation	21,91	-38,08	-49,67	-46,05	-56,16	-39,31	-27,43	11,87	-0,52	7,73	13,68	17,88	20,76	22,63	23,72	24,21	24,23	23,89	
Power Dispatched	Hours: 0000- 2000	Hours: 2000- 3000	Hours: 3000- 4000	Hours: 4000- 5000	Hours: 5000- 7000	Hours: 7000- 7440	Hours: 7440- 7880	Hours: 7880- 8320	Hours: 8320- 8760										
Diesel	264,00	264,00	243,74	162,49	96,02	66,47	51,70	39,88	32,50										
Hydro	65,40	65,40	65,40	65,40	48,01	33,24	25,85	19,94	16,25										
Eólica	30,00	30,00	30,00	20,31	12,00	8,31	6,46	4,99	4,06										
Solar PV	135,00	135,00	135,00	135,00	84,02	58,17	45,24	34,90	28,44										

## Continuação dos resultados do cenário C

Electric Capacity	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Diesel	218,00	232,00	246,00	260,00	274,00	288,00	302,00	316,00	330,00
Hydro	69,00	74,00	79,00	84,00	89,00	94,00	99,00	104,00	109,00
Eólica	63,64	68,18	72,73	77,27	81,82	86,36	90,91	95,45	100,00
Solar PV	190,91	204,55	218,18	231,82	245,45	259,09	272,73	286,36	300,00
Electric Generation	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Diesel	880,15	928,17	975,28	1.021,37	1.066,36	1.110,14	1.147,32	1.181,32	1.213,02
Hydro	229,19	249,70	270,97	291,26	312,08	333,45	355,38	377,89	400,99
Eólica	93,87	101,01	108,39	116,02	123,90	132,01	140,03	143,24	145,16
Solar PV	461,86	523,22	571,65	616,46	651,74	686,08	720,71	755,70	783,93
Energy Demand by Fuel	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Electricity	6,14	6,61	7,11	7,62	8,15	8,70	9,27	9,85	10,45
GHG Emissions by Sector	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Transformação\Electricity Generation	230,67	243,25	255,60	267,68	279,47	290,94	300,68	309,60	317,90
Reserve Margin	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Electricity Generation	23,27	22,43	21,42	20,28	19,05	17,75	16,39	15,00	13,59

## Apêndice H – Resultados do LEAP para o cenário D (em tabela)

Electric Capacity	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Diesel	25,20	25,20	25,20	35,20	42,60	46,30	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Hydro	9,00	9,00	9,00	9,00	-	4,50	9,00	14,00	19,00	24,00	29,00	34,00	39,00	44,00	49,00	54,00	59,00	64,00
Eólica	-	-	-	-	-	4,55	9,09	13,64	18,18	22,73	27,27	31,82	36,36	40,91	45,45	50,00	54,55	59,09
Solar PV	-	-	-	-	-	13,64	27,27	40,91	54,55	68,18	81,82	95,45	109,09	122,73	136,36	150,00	163,64	177,27
Natural Gas	-	-	-	-	-	14,55	29,09	43,64	58,18	72,73	87,27	101,82	116,36	130,91	145,45	160,00	174,55	189,09
Electric Generation	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Diesel	130,84	130,66	138,22	177,30	227,92	222,51	197,61	204,45	210,86	216,74	221,99	226,50	229,61	231,34	232,43	232,80	232,40	231,17
Hydro	33,86	9,49	26,56	34,28	-	14,66	31,09	43,79	56,36	68,39	80,84	93,73	107,05	120,82	135,04	149,72	164,88	180,51
Eólica	-	-	-	-	-	1,31	3,03	5,19	7,83	11,00	14,74	19,07	24,05	29,70	36,07	43,19	51,10	59,83
Solar PV	-	-	-	-	-	6,56	15,14	25,94	39,17	55,02	73,69	95,37	120,25	148,52	180,37	215,97	255,51	299,16
Natural Gas	-	-	-	-	-	10,50	24,22	41,51	62,68	88,04	117,91	152,60	192,41	237,64	288,59	345,55	408,81	478,65
Energy Demand by Fuel	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Electricity	0,59	0,75	0,92	1,11	1,32	1,55	1,80	2,06	2,34	2,64	2,95	3,29	3,64	4,01	4,40	4,80	5,22	5,66
GHG Emissions by Sector	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Transformação\Electricity Generation	34,29	34,24	36,22	46,47	59,73	60,44	56,69	61,98	67,94	74,61	82,02	90,22	99,09	108,69	119,27	130,89	143,58	157,38
Reserve Margin	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Electricity Generation	21,91	-37,96	-49,46	-45,73	55,81	-25,80	-4,19	9,29	18,96	25,84	30,65	33,92	36,01	37,21	37,73	37,72	37,32	36,61
Power Dispatched	Hours: 0000- 2000	Hours: 2000- 3000	Hours: 3000- 4000	Hours: 4000- 5000	Hours: 5000- 7000	Hours: 7000- 7440	Hours: 7440- 7880	Hours: 7880- 8320	Hours: 8320- 8760									
Diesel	13,98	13,63	11,65	7,77	4,59	3,18	2,47	1,91	1,55									
Hydro	65,40	65,40	65,40	54,38	32,13	22,25	17,30	13,35	10,88									
Eólica	30,00	30,00	30,00	23,30	13,77	9,53	7,42	5,72	4,66									
Solar PV	135,00	135,00	135,00	116,52	68,86	47,67	37,08	28,60	23,30									
Natural Gas	256,00	256,00	256,00	186,44	110,17	76,27	59,32	45,76	37,29									

## Continuação dos resultados do cenário D

Electric Capacity	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Diesel	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Hydro	69,00	74,00	79,00	84,00	89,00	94,00	99,00	104,00	109,00
Eólica	63,64	68,18	72,73	77,27	81,82	86,36	90,91	95,45	100,00
Solar PV	190,91	204,55	218,18	231,82	245,45	259,09	272,73	286,36	300,00
Natural Gas	203,64	218,18	232,73	247,27	261,82	276,36	290,91	305,45	320,00
Electric Generation	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Diesel	229,05	224,44	218,00	209,88	199,99	185,96	156,18	111,28	60,36
Hydro	196,62	213,23	230,34	247,95	266,08	284,73	303,91	323,62	343,87
Eólica	69,42	79,90	91,31	103,68	117,04	131,43	144,02	150,73	153,29
Solar PV	347,10	399,51	456,55	518,39	579,94	622,60	659,46	690,33	721,44
Natural Gas	555,36	639,21	730,47	829,42	936,33	1.025,39	1.111,91	1.197,05	1.274,30
Energy Demand by Fuel	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Electricity	6,12	6,60	7,09	7,60	8,13	8,68	9,25	9,83	10,43
GHG Emissions by Sector	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Transformação\Electricity Generation	172,34	188,09	204,85	222,74	241,76	256,10	265,79	271,24	273,52
Reserve Margin	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Electricity Generation	35,67	34,55	33,29	31,94	30,51	29,03	27,53	26,00	24,47