



FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

Tese de Licenciatura submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane, como requisito para obtenção do grau de Licenciatura em Engenharia Mecânica.

Prognóstico das Emissões de CO₂ Resultante da Geração de Energia Eléctrica em Moçambique até 2045 e Proposta de Sua Redução.

Autor:

Chissico, Igor

Supervisores:

Principal: Prof. Dr. Eng^o. Jorge Olívio Penicela Nhambiu

Co-Supervisor: Prof. Dr. Eng^o. Fabião Cumbe

Maputo, Dezembro de 2022



FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

Tese de Licenciatura submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane, como requisito para obtenção do grau de Licenciatura em Engenharia Mecânica.

Prognóstico das Emissões de CO₂ Resultante da Geração de Energia Eléctrica em Moçambique até 2045 e Proposta de Sua Redução.

Autor:

Chissico, Igor

Supervisor:

Principal: Prof. Dr. Eng^o. Jorge Olívio Penicela Nhambiu

Co-Supervisor: Prof. Dr. Eng^o. Fabião Cumbe

Maputo, Dezembro de 2022

Índice Geral

AGRADECIMENTOS	VI
DEDICATÓRIA.....	VII
DECLARAÇÃO DE HONRA.....	VIII
ÍNDICE DE TABELAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	X
LISTA DE ABREVIATURAS.....	XII
RESUMO	XIV
ABSTRACT	XV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Introdução	1
1.2. Objectivo Geral	2
1.3. Objectivos Específicos	2
1.4. Estrutura do Trabalho	2
2. Estado da Arte	3
2.1. Efeito de Estufa.....	3
2.1.1. Principais Gases de Efeito de Estufa	5
2.1.2. Consenso a Respeito do Aquecimento Global	7
2.1.3. Efeitos dos Gases de Efeito de Estufa para a Vida e o Ambiente	8
2.1.4. Conferências Internacionais	8
2.1.5. Estatísticas Globais e Seus Estudos	8
2.2. Matriz Energética Eléctrica Moçambicana, Tecnologias e Potencial Energético em Moçambique	16
2.2.1. Usinas Hidroeléctricas	19
2.2.2. Usinas Eólicas	20
2.2.3. Usinas Solares	21
2.2.4. Usinas Termoeléctricas a Carvão Mineral	22

2.2.5.	Usinas Termoeléctricas a Gás Natural	22
2.2.6.	Usinas Termoeléctricas a Derivados de Petróleo	23
3.	Prognóstico da Demanda por Energia Eléctrica para Moçambique	25
3.1.	Classes de Clientes Consumidores de Electricidade	26
3.1.1.	Classe Doméstica.....	26
3.1.2.	Classe Não Doméstica	26
3.1.3.	Classe Industrial	27
3.2.	Proposta do Modelo Para a Estimativa da Demanda por Energia Eléctrica	27
3.3.	Fontes Dos Dados Estáticos Para a Estimativa Da Demanda	30
3.4.	Explicação da Metodologia de Cálculo	30
3.5.	Determinação do Modelo Para o Cálculo da Demanda Por Província	31
3.5.1.	Modelo Para Maputo Cidade	31
3.5.2.	Modelo Para Maputo Província	31
3.5.3.	Modelo Para Província de Gaza.....	31
3.5.4.	Modelo Para Província de Inhambane	31
3.5.5.	Modelo Para Província de Sofala	31
3.5.6.	Modelo Para Província de Manica	31
3.5.7.	Modelo Para Província de Tete	31
3.5.8.	Modelo Para Província de Zambézia.....	31
3.5.9.	Modelo Para Província de Nampula	31
3.5.10.	Modelo Para Província de Niassa	32
3.5.11.	Modelo Para Província de Cabo Delgado	32
3.6.	Determinação da Demanda Industrial.....	32
3.7.	Validação dos Modelos de Regressão Linear Através dos Dados Existentes	32
3.8.	Carga de Pico (Peak Load).....	33
3.9.	Determinação da Perda de Energia no Processo de Transporte de Electricidade	35

3.10.	Apresentação e Análise dos Resultados Para a Estimativa da Demanda	35
4.	Modelagem das Emissões de CO ₂ e Proposta de Sua Redução Com Auxílio do Modelo WASP IV	38
4.1.	Definição de Conceitos Relevantes	39
4.1.1.	Probabilidade de Perda de Carga (LOLP)	39
4.1.2.	Curva de Duração de Carga (LDC)	40
4.1.3.	Curva de Triagem	41
4.2.	Modelo WASP IV	42
4.2.1.	Função Objectiva do Modelo WASP IV	43
4.2.2.	Módulos do Programa WASP	44
4.2.3.	Processo de Tomada de Decisão do WASP IV Para Uma Expansão Ideal	45
4.3.	Cenários Usados no Modelo WASP IV Para Modelagem das Emissões	46
4.4.	Dados Iniciais Para o Plano de Expansão Para os Três Cenários	46
4.5.	LOADSYS	47
4.6.	FIXSYS	47
4.7.	VARSYS	48
4.7.1.	Turbina de Combustão Classe H – Ciclo Combinado (V-CC)	48
4.7.2.	Pequena Usina Nuclear de Reactor Modular (NUCL)	48
4.7.3.	Usina Eólica <i>Onshore</i> (WPON)	48
4.7.4.	Usina Eólica <i>Offshore</i> (WPOF)	48
4.7.5.	Solar Fotovoltaica (SP)	48
4.7.6.	Solar Fotovoltaica Com Armazenamento de Bateria (SPBA)	48
4.7.7.	Carvão Ultra Supercrítico (VCO ₂)	49
4.8.	CONGEN	49
4.8.1.	Cenário BAU	49
4.8.2.	Cenário Sem Energia Nuclear (Sem Nuclear)	49
4.8.3.	Cenário Com Energia Nuclear (Com Nuclear)	49

4.9. Apresentação e Análise dos Resultados pPra os Três Cenários	50
4.9.1. Resultados Relativo a Capacidade Instalada	50
4.9.2. Resultados Relativos as Emissões de CO ₂	52
4.9.3. Resultados Relacionados a Componente Económica	55
5. Conclusões e Recomendações.....	57
5.1. Conclusões	57
5.2. Recomendações	58
Referências Bibliográficas	59
Outra Bibliografia Consultada	63
Anexos	a

AGRADECIMENTOS

Ao meu Pai, Belarmino Horácio Chissico, a quem na verdade não posso retribuir o seu esforço em ajudar-me em toda minha caminhada acadêmica, pelo suporte, paciência, complacência e amor.

A minha mãe, Teresa Maria Estevão Goche, que foi em tudo responsável por dirigir a minha mente ao amor aos estudos e ao conhecimento e a busca de desafios.

A minha namorada, Kelva Abacar, que acompanhou mais de perto a minha caminhada acadêmica universitária, quem me enchia de fé quando todas as coisas pareciam perdidas e sem solução, pelo seu amor e caridade incomensurável.

Aos meus amigos, Gerson Hugo e Hélio Muhate, grandes companheiros acadêmicos, que me ensinaram a beleza do conhecer e o respeito pela academia.

Ao meu amigo, José Baptista pela ajuda concedida, no processamento de dados e preparação para a defesa.

Ao meu professor, Jorge Nhambiu, pela sua paciência e contribuição na conclusão desta tese, por compreender as minhas dificuldades intelectuais e na ajuda que dispôs para que eu as pudesse superar.

Ao meu explicador do ensino secundário, Zé Dias, que fez reviver a beleza do meu intelecto.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus Pais, Belarmino Horácio Chissico e Teresa Maria Estevão Goche, por sua ajuda e apoio, juntamente a minha namorada, Kelva Janina Abacar, por seu companheirismo.

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, Igor Chissico declaro por minha honra que a presente tese é exclusivamente de minha autoria, não constituindo cópia de nenhum trabalho realizado anteriormente e as fontes usadas para a realização do trabalho encontram-se referidas na bibliografia.

Igor Chissico

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Coeficiente de correcção da carga de Pico por Província.	34
Tabela 2. Dados associados aos coeficientes de perdas por província	35
Tabela 3. Tipos dos Combustíveis Existentes e Esperados Para a Expansão.	47

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribuição dos comprimentos de Onda (usando diferentes escalas) para a luz emitida pelo Sol (curva tracejada) e pela superfície da Terra e troposfera (curva sólida).....	3
Figura 2. O efeito estufa: IV emitido e absorvido pelos gases estufa é reemitido (lado esquerdo do diagrama) ou convertido em calor (lado direito).	4
Figura 3. Ilustração do balanço de energia da Terra em Watts por metro quadrado. 5	
Figura 4. Comparação da Intensidade de Luz Infravermelha Térmica Teórica e Real Medida no Deserto de Saara.	6
Figura 5. Mudança na temperatura média da terra de 1850 a 2025 de acordos com diferentes fontes.....	6
Figura 6. Correlação entre a concentração de dióxido de carbono e o aumento médio da temperatura da Terra.	7
Figura 7. Emissão de Dióxido de Carbono por sector em Moçambique, 1990-2019. 9	
Figura 8. Fracção da emissão de Dióxido de Carbono para Moçambique por sector em 2019.	10
Figura 9. Relação entre a demanda por energia, as emissões de CO ₂ , desenvolvimento económico, para o Brazil e México.....	16
Figura 10. Razão da capacidade instalada no sul de Moçambique	17
Figura 11. Razão da capacidade instalada no centro e norte de Moçambique.....	18
Figura 12. Consumo de electricidade em Moçambique entre 1990-2019	19
Figura 13. Potencial hidroeléctrico em Moçambique por província	20
Figura 14. Potencial Eólico por Província em Moçambique	21
Figura 15. Potencial de Projectos Solares PV Em Moçambique Por Província	21
Figura 16. Comparação entre a curva do PIB e do Consumo de Electricidade em Moçambique.....	25
Figura 17. Comparação entre os dados reais do consumo de energia eléctrica total e do modelo resultante da regressão.....	32
Figura 18. Diagrama de Carga do sistema Integrado nos dias de Ponta entre os anos de 2017-2021.....	33
Figura 19. Demanda projectada de 2022 a 2045 por província para Moçambique. .	36
Figura 20. Curva da demanda total por energia eléctrica para Moçambique até 2045.	37

Figura 21. Carga de Pico estimada para o horizonte de estudo, 2022-2045.	37
Figura 22. Modelo teórico de uma curva de duração de Carga.	40
Figura 23. Curva de triagem para plantas OCGT, CCGT e também a base de energia nuclear e a carvão.	41
Figura 24. Fluxo de processo para o plano de geração de energia eléctrica.	44
Figura 25. Expansão Fixa e solução Óptima para Expansão BAU.	50
Figura 26. Expansão Fixa e Solução Óptima para Expansão sem nuclear.	51
Figura 27. Expansão Fixa e Solução Óptima para Expansão com nuclear.	52
Figura 28. Estimativa das Emissões de CO ₂ Geradas no Cenário BAU.	53
Figura 29. Curvas das Emissões de CO ₂ para os Cenários com nuclear e sem nuclear.	54
Figura 30. Custo totais associados a operação das plantas e investimento nos três casos de expansão.	55
Figura 31. Resumo do Fluxo de Caixa Total das Plantas Candidatas Envolvidas em Cada Cenário.	56

LISTA DE ABREVIATURAS

NASA – *National Aeronautics and Space Administration*;

IPCC – *International Plant Protection Convention*;

UV – Ultravioleta;

IV – Infravermelha;

CO₂ – Dióxido de Carbono;

GEE – Gases de Efeito Estufa;

CH₄ – Metano;

NO₂ - Óxido Nitroso;

SF₆ - Hexafluoreto de Enxofre;

HFC – Hidrofluorcarbonetos;

PFC – Perfluorocarbonetos;

O₃ – Ozônio;

H₂O – Água;

GEE – Gases de Efeito Estufa;

GLD – Gerenciamento do Lado da Demanda;

CRS - *Congressional Research Service*;

EUA – Estados Unidos da América;

U.S – *United State*;

EIA – *Energy Information Administration*;

LEAP – *Long Range Energy Alternatives Planning*;

WASP – *Wien Automatic Energy Planning*;

NSGA – *Elitist Nondominated Sorting Genetic Algorithm*;

GEP - Plano de Expansão de Geração;

LOLP – Probabilidade de Perda de carga;

LDC – Curva de Duração de Carga;

NUCL – Nuclear;

LIG1 – Lignite 1;

LIG2 – Lignite 2;

BIO – Biomassa;

WPON – Usina Eólica *Onshore*;
WPOF – Usina Eólica *Offshore*;
SP – Solar Fotovoltaica;
SPBA – Solar Fotovoltaica Com Bateria;
VCO₂ - Carvão Ultra Supercrítico;
BAU – Business AS Usual;
ENS – Custo dos não Servidos Por Energia; e
Ppmv – Partes por Milhões em Volume.

RESUMO

A presente Tese de Licenciatura tem por objectivo estimar as emissões de CO₂ geradas pelo sector eléctrico e propor sua redução. Para tal foram estudadas as consequências ligadas às emissões dos gases de efeito de estufa, as alternativas usadas na literatura para mitigar e otimizar as emissões de CO₂, a anatomia da Matriz Energética Eléctrica Moçambicana, com vista a entender-se melhor que estrutura energética eléctrica se apresenta em Moçambique. A projecção da demanda por energia eléctrica até 2045 foi, portanto, determinada visto ser fundamental o conhecimento da mesma para que se possa determinar que opções na proposta de redução são mais viáveis que outras, para além de ser igualmente fundamental para estimar as emissões de CO₂. Foi usado um modelo *Top-Down* para estimar a demanda por energia eléctrica. Os dados usados para o desenvolvimento do modelo, foram obtidos dos relatórios anuais da Electricidade de Moçambique (EDM) entre os anos de 2006-2021 e do Instituto Nacional de Estatística (INE). A estimativa das emissões de CO₂ e a proposta de sua redução foram desenvolvidas usando o Modelo WASP IV. Foram apresentadas conclusões sobre que proposta de redução de emissões antropogénicas se apresenta mais conveniente. Os Resultados obtidos nesta tese mostraram-se coerentes, e igualmente, com algumas adaptações, possíveis de implementação no campo prático.

ABSTRACT

This Undergraduate Thesis aims to estimate the CO₂ emissions generated by the electrical sector and propose its reduction. To this end, the consequences related to greenhouse gas emissions, the alternatives used in the literature to mitigate and optimize CO₂ emissions, and the anatomy of the Mozambican Electric Energy Matrix, were studied, with a view to understanding better the electrical energy structure that is presented in Mozambique. The projection of the demand for electricity until 2045 was, therefore, determined. A Top-Down model was used to estimate the demand for electricity. The data used for the development of the model were obtained from the annual reports of Electricidade de Moçambique (EDM) between the years 2006-2021 and Instituto Nacional de Estatística (INE). The estimation of CO₂ emissions and the proposal for its reduction were developed using the WASP IV Model. The results obtained in this thesis were coherent, and also possible for implementation in the practical field.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Introdução

O reconhecimento de que as actividades humanas causam alterações no clima da Terra fez com que a comunidade internacional se reunisse através da Organização das Nações Unidas e tomasse diversas medidas para entender melhor essas mudanças e seus impactos no ambiente (Mariana, 2012).

Investigações desenvolvidas pela NASA, mostram que as actividades humanas desde a era primitiva são um agente poluidor do ambiente, não obstante, essa poluição por si não apresenta consequências negativas a vida humana. Foi no século XVIII, com a revolução industrial, que uma tendência de alta nas emissões de CO₂ e outros gases de efeito de estufa foi verificado, isto devido à queima dos combustíveis fósseis, como o Petróleo, Gás Natural, Carvão Mineral, que têm como produtos de combustão gases de efeito de estufa. Com isso, consequências foram observadas.

Hoje, sabe-se que as mudanças climáticas estão associadas às alterações na temperatura e na precipitação, ao aumento do nível do mar e a intensificação dos eventos extremos, como secas, ondas de calor e ciclones tropicais (IPCC, 2007).

De facto, a Indústria Extractiva, Indústria de Manufactura, Indústria de Transporte e ainda de Geração de Energia Eléctrica, pelo facto de maioritariamente serem dependentes dos combustíveis fósseis, são por isso agentes directos ligados as emissões de CO₂. Daí que a redução das emissões de CO₂ poderem ser alcançadas por meio do uso de fontes com baixo Factor de Emissão.

Segundo Abdallah e El-Shennawy, 2012 o sector eléctrico apresenta uma contribuição mundial de 40% das emissões antropogénicas no mundo. Portanto, uma atenção especial deve ser concedida a este sector, pois a redução significativa das emissões neste sector, constitui um ganho significativo.

Abundam na literatura, investigações que propõem neste sector uma redução a partir de diversas alternativas, a saber: captura de CO₂, uso de fontes de energia renovável, desenvolvimento de planos de expansão com restrições nas emissões ambientais e outros.

Este trabalho, tem foco na estimativa das emissões de CO₂ pelo sector de geração de energia eléctrica e proposta de sua redução. Nesta investigação, torna-se impossível propor-se uma redução de emissões de CO₂ sem primeiro estimar-se a

demanda por energia eléctrica, então, este trabalho também tem enfoque na estimativa da demanda.

1.2. Objectivo Geral

- Estimar as emissões de CO₂ resultantes da geração de energia eléctrica até 2045 e propor sua redução.

1.3. Objectivos Específicos

- Estimar a demanda por energia eléctrica em Moçambique para os anos de 2023 à 2045;
- Estimar as emissões de CO₂ até 2045 e propor sua redução.

1.4. Estrutura do Trabalho

Esta Tese de Licenciatura é constituída por 5 capítulos incluindo o capítulo introdutório.

O Capítulo 2 apresenta o estudo do estado da arte, onde o estudo de conceitos relevantes é apresentado, revisão literária e a análise dos métodos desenvolvidos e utilizados na literatura para a solução do problema proposto é igualmente apresentado.

O Capítulo 3 trata de estimar a demanda por energia eléctrica para Moçambique entre os anos de 2022 à 2045, baseado no método *Top-Down* e Regressões Lineares Múltiplas.

No Capítulo 4 estima-se as emissões de CO₂ para um cenário *Business as Usual* (BAU), e compara-se estas emissões a de outros dois cenários, Cenário com nuclear e Cenário sem nuclear. Uma perspectiva económica é apresentada para os três cenários.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas ao longo do estudo.

2. Estado da Arte

2.1. Efeito de Estufa

A superfície e a atmosfera da Terra são mantidas aquecidas quase exclusivamente pela energia do sol, que é irradiada na forma de luz de vários tipos. (Baird e Cann, 2011).

A terra comporta-se como um corpo negro, tendo capacidade de absorver toda a luz e emitir, com uma eficiência de 100%. A terra recebe radiação visível do sol, Ultravioleta (UV) visível e infravermelha (IV). Por sua vez, ela emite radiação infravermelha (IV) térmica. O gráfico abaixo ilustra com maior detalhe esta realidade.

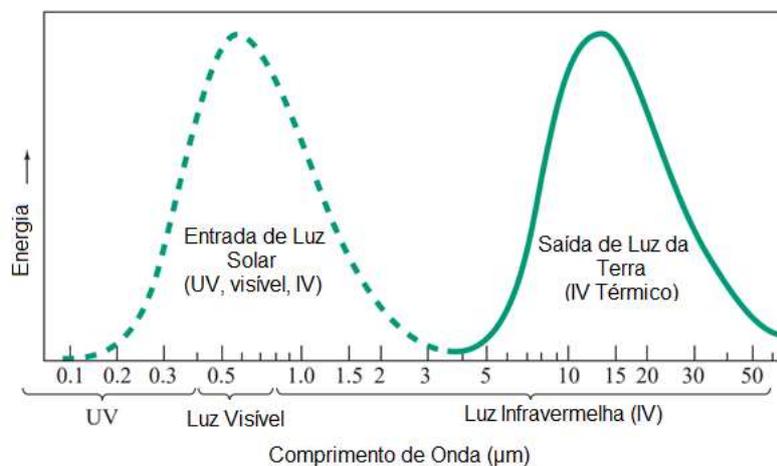


Figura 1. Distribuição dos comprimentos de Onda (usando diferentes escalas) para a luz emitida pelo Sol (curva tracejada) e pela superfície da Terra e troposfera (curva sólida) [Adaptado de: Baird e Cann, 2012].

Do total da luz de todos os comprimentos de onda que alcançam a Terra, cerca de 50% são absorvidos pela sua superfície. Mais de 20% da luz que chega é absorvido pelas gotículas de água presentes no ar (principalmente na forma de nuvens) e pelas moléculas de gases – o componente UV pelo ozônio, O_3 , e oxigênio diatômico, O_2 , e o IV pelo dióxido de carbono, CO_2 , e especialmente vapor de água. Os 30% restantes da luz solar são reflectidos de volta para o espaço pelas nuvens, partículas em suspensão, gelo, neve, areia e outros corpos reflectores, sem serem absorvidos (Baird e Cann, 2011).

Se considerar-se a temperatura média da terra constante, isso pressupõe que a quantidade de energia recebida e a energia emitida devem ser iguais.

$$Q_{recebida} - Q_{emitida} = 0$$

Eq. 1

Segundo Baird e Cann, 2011, Alguns gases presentes no ar absorvem a luz infravermelha térmica – embora somente à comprimentos de onda característicos, e portanto, o IV emitido pela superfície e atmosfera da Terra não escapam directamente para o espaço. Está energia térmica absorvida por estes gases de efeito de estufa, pode ser reemitida imediatamente ou posteriormente. Esta reemissão é aleatória, do ponto de vista de direcção do fotão. Parte deste IV térmico é redireccionado de volta em direcção à superfície da Terra, sendo ali reabsorvido ou no ar acima dela.

Visto que, o ar absorve os fotões IV e redistribui a energia em forma de calor às moléculas vizinhas, isso faz com que a temperatura na região da molécula aumente.

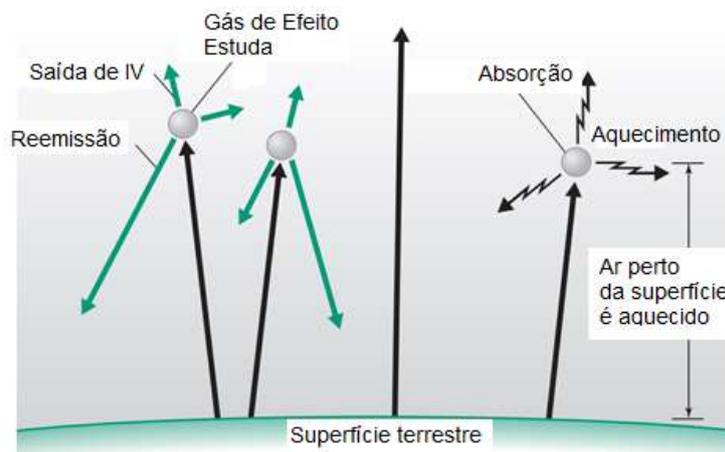


Figura 2. O efeito estufa: IV emitido e absorvido pelos gases estufa é reemitido (lado esquerdo do diagrama) ou convertido em calor (lado direito). [Adaptado de: Baird e Cann, 2012].

O fenómeno de intercepção do IV emitido pelos constituintes atmosféricos e sua distribuição como calor para aumentar a temperatura da atmosfera é chamado efeito de estufa (Baird e Cann, 2011).

Deste modo, o aumento dos gases que contribuem para o efeito de estufa, é sem dúvida um problema ambiental, uma vez que, o aumento da sua concentração na atmosfera resultaria numa conversão maior de calor. Sendo a condição da Eq.1, não mais possível de ser observada, resulta que haverá aumento de temperatura média da Terra.

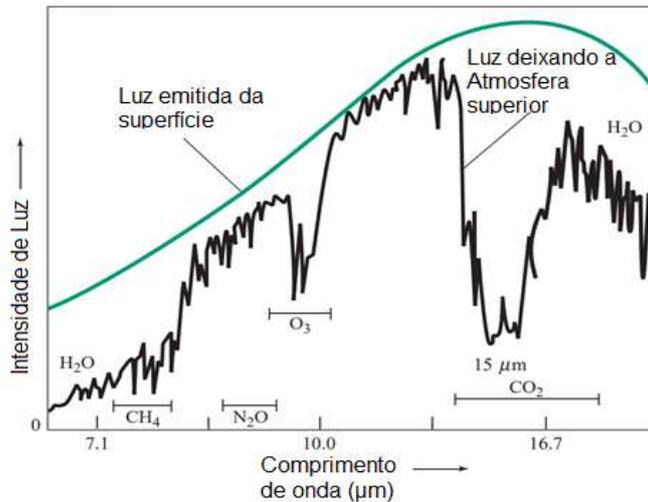


Figura 4. Comparação da Intensidade de Luz Infravermelha Térmica Teórica e Real Medida no Deserto de Saara. [Adaptado de: Baird e Cann, 2012].

A figura 4 apresenta a intensidade de luz infravermelha térmica (linha preta) medida experimentalmente, que escapa da superfície da Terra e baixa atmosfera (acima do deserto Saara) comparada com a intensidade teórica (linha verde) que seria esperada sem absorção pelos gases estufa atmosféricos. As regiões nas quais os vários gases possuem suas absorções mais elevadas estão indicadas.

Como apontado anteriormente, grande parte do considerável acréscimo nas contribuições antropogénicas está directamente relacionado a queima de combustíveis fósseis.

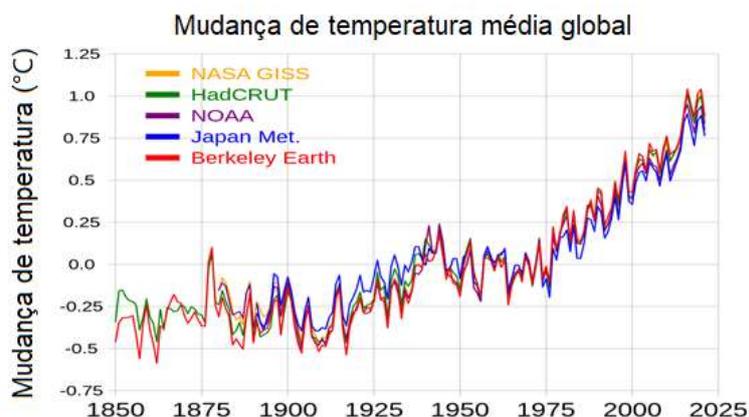


Figura 5. Mudança na temperatura média da terra de 1850 a 2025 de acordos com diferentes fontes (NASA GISS, Hadcrut, NOAA, Japan Met., Berkeley Earth) [Adaptado de: www.Wikipedia.com, 28/11/2022, 3:04PM]

Existe uma correlação fortemente positiva entre o aumento da concentração de CO₂ na atmosfera e aumento médio da temperatura da Terra (não exactamente conhecida), conforme o gráfico abaixo:

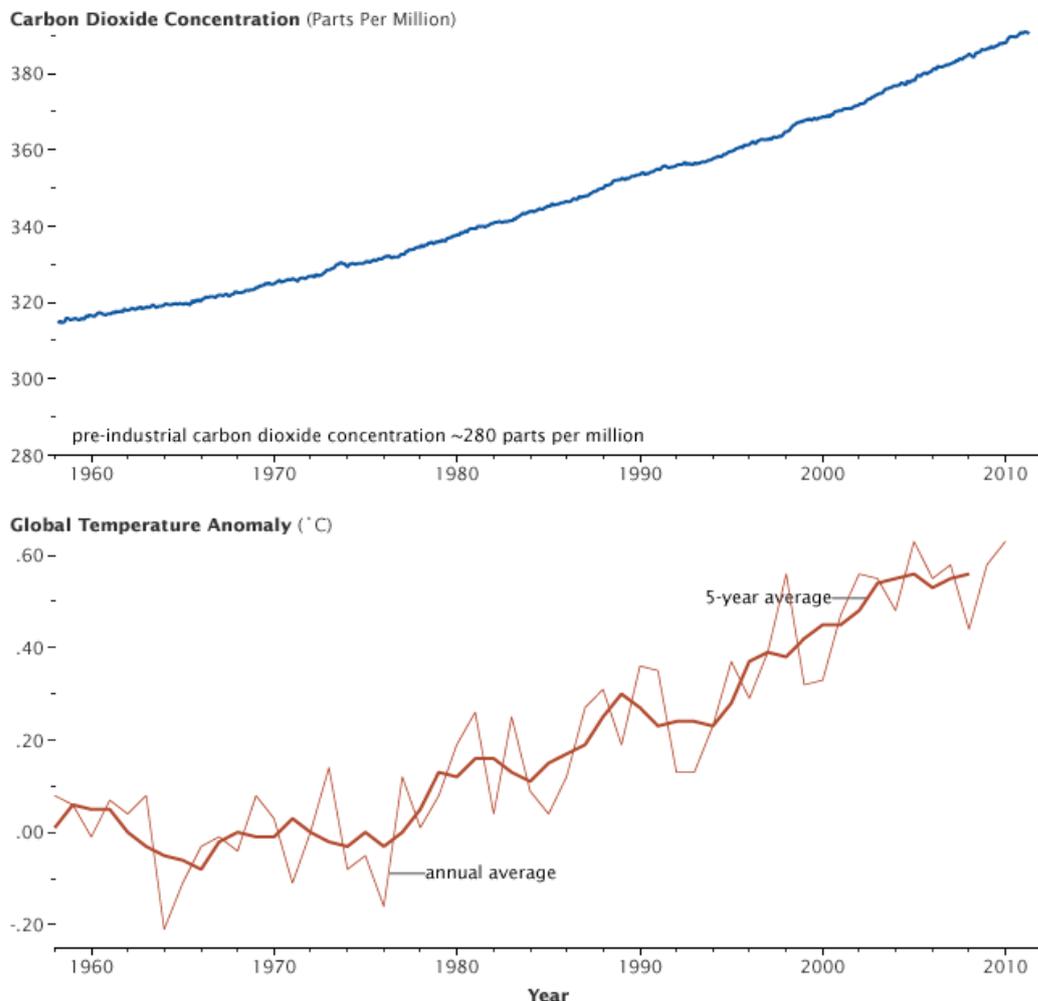


Figura 6. Correlação entre a concentração de dióxido de carbono e o aumento médio da temperatura da Terra [<https://earthobservatory.nasa.gov/>, 28/11/2022. 3:05 PM].

2.1.2. Consenso a Respeito do Aquecimento Global

De acordo com, John Cook, et al., 2013, o número de artigos científicos que rejeitam o facto de que o aquecimento global é provocado pelas emissões dos gases de efeito de estufa, é minúsculo e vai diminuindo em proporção com o decorrer do tempo. Considera também que segundo suas estatísticas 97,2% está de acordo com a posição que afirma que os gases de efeito de estufa estão relacionados com o aquecimento global.

2.1.3. Efeitos dos Gases de Efeito de Estufa para a Vida e o Ambiente

Segundo Baird e Cann, 2011, no que diz respeito à saúde humana, as ondas de calor poderão ser extremas no Verão, e menos períodos frios no Inverno. A duplicação esperada do período de Verão poderá afectar a classe mais jovem e idosa, pessoas com doenças respiratórias crónicas, doenças cardíacas, ou com hipertensão, sendo as pessoas com baixas condições financeiras mais afectadas pela falta de acesso a instalações com ar condicionado. A qualidade de ar poderá baixar. Aponta-se também para existirem previsões de que a Malária possa atingir um milhão de vítimas a mais anualmente, caso esse aumento seja suficiente para permitir a propagação de mosquitos portadores de parasitas para áreas ainda não afectadas, por espécies portadores do vírus da dengue e da febre-amarela. A cólera também poderá aumentar o seu índice com o aquecimento global, uma vez as algas costeiras constituírem base para a enfermidade. Não só os seres humanos, mas também os animais poderão ser afectados pelo alastramento de doenças infecciosas. No Anexo 1 apresentam-se as consequências ligadas ao efeito de estufa para diversas regiões.

2.1.4. Conferências Internacionais

A preocupação a respeito dos factores apontados no subcapítulo 2.1.3. resultou em conferências internacionais a respeito do ambiente, a saber:

- Conferência de Estocolmo (1972);
- Primeira Conferência Mundial do Clima (1972);
- Conferência Rio 92;
- A primeira de todas as COP's;
- COP3 e o protocolo de Quioto; e
- COP21 e acordo de Paris.

Portanto, as políticas apresentadas nas diversas conferências ambientais, citadas anteriormente, foram as “forças motrizes” para que a investigação solucionadora destes problemas, viesse a tomar lugar no campo da investigação.

2.1.5. Estatísticas Globais e Seus Estudos

Pesquisas do IPCC [International Plant Protection Convention], 2005 apontam a necessidade de que a quantidade de dióxido de carbono na atmosfera seja menor que 450 partes por milhão em volume (ppmv) para que o aumento médio da temperatura seja de 2 graus Celsius no planeta Terra até 2100. Para alcançar-se essa

meta é preciso mudar o modo como se consome alimentos, água e energia. Essas mudanças podem forçar a implementação de várias tecnologias, estratégias e modos comportamentais para se atingir os níveis de mitigação necessários. (Koehler, 2015).

O Sector eléctrico é a principal fonte de emissões globais responsável por aproximadamente 40% no mundo, seguido pelo de transportes, pela indústria e outros sectores (Abdallah e El-Shennawy, 2012).

Há países que apresentam dados distintos. Por exemplo, Moçambique tem maior taxa de emissão de CO₂ no sector de transportes. Esta realidade pode ser vista no gráfico abaixo:



Figura 7. Emissão de Dióxido de Carbono por sector em Moçambique, 1990-2019 [Agência Internacional de Energia, 2019].

O sector de transportes é sem dúvida para Moçambique, um problema crítico. Perfazendo 57% das emissões no ano 2019, segundo a Agência Internacional de Energia. Soluções para redução das emissões de CO₂ pelo sector de transportes são vistas em projectos de automóveis com propulsão à base de electricidade (a empresa Tesla tem desenvolvido veículos a base de energia eléctrica, que se mostram altamente eficazes, do ponto de vista de diminuição das emissões, embora caros para a realidade de Moçambique).

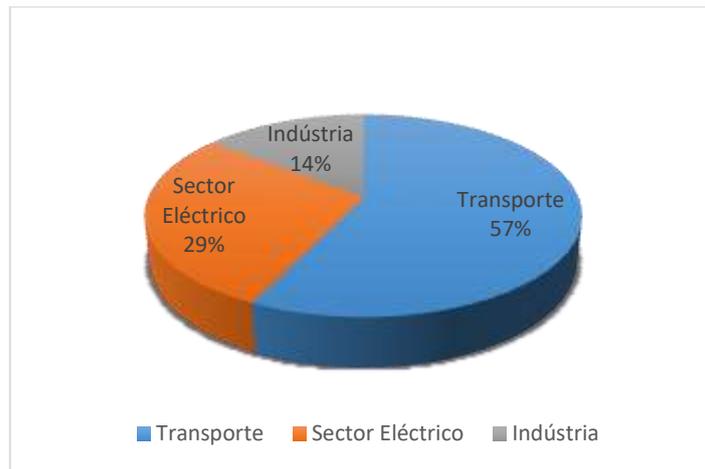


Figura 8. Fração da emissão de Dióxido de Carbono para Moçambique por sector em 2019 [Agência Internacional de Energia, 2019].

Sanquetta, C. R. et al., 2017, motivados pelos compromissos internacionais do Brasil, de reduzir até 43% os níveis de emissão dos Gases de efeito de estufa [GEE] (*Intended Nationally Determined Contribution*) estimaram as emissões provocadas pelo sector eléctrico no estado do Paraná entre 2010-2014, constatando que houve nesse período um aumento expressivo das emissões de dióxido de carbono de 1.2 para 4.1 milhões de toneladas, o que representaria 200% de aumento das emissões em apenas 4 anos.

Devido esta realidade não beneficiar os objectivos do estado brasileiro, a seguinte conclusão foi tirada:

As emissões de CO₂ associadas ao consumo de energia eléctrica no estado do Paraná triplicaram em 5 anos. Esse aumento está associado ao crescimento da população, ao maior consumo de energia eléctrica *Per Capita* e principalmente à elevação do valor do factor de emissão ocorrido nos últimos 5 anos; O valor do factor de emissão da energia eléctrica subiu muito nos últimos anos em decorrência da maior participação de combustíveis fósseis na matriz eléctrica do País como resultado da crise hídrica; Há necessidade de reforçar a participação de energias renováveis na geração de energia eléctrica no Brasil para frear a tendência de aumentos das emissões de GEE dessa actividade nos próximos anos (Sanquetta, C. R. et al, 2017).

Cordeiro, et al., 2017 – projectaram um modelo que quantificasse as emissões de CO₂ e procurasse otimizar o sistema, apontando que para o efeito fosse necessário,

como descrito: “Para isso, foi utilizado o plano decenal de expansão e comparados os cenários estudados através da optimização por emissão e custo total da geração.” Concluindo no fim da investigação o seguinte:

Assim, pelos resultados expostos, constata-se que é viável uma redução considerável de emissões de CO₂ no sector eléctrico com a adopção de medidas de eficiência aplicadas a plantas industriais. Isto é, a mitigação de CO₂ no consumo de energia eléctrica depende dos tomadores de decisão, visto que é notório o potencial desse sector na contribuição da redução de dióxido de carbono. Por fim, em relação à geração, ficou claro que um bom planeamento energético pautado pela optimização de emissões de CO₂ pode trazer ganhos significativos para o meio ambiente. (Cordeiro et al., 2017).

Abdallah e El-Shennawy, 2012, desenvolveram uma investigação olhando a possibilidade de uso do *mix* de energia, ou seja, a utilização de energia renovável e as não renováveis para uma mesma rede eléctrica. Considerando que o *Smart Grid* optimiza o uso de linhas e subestações, aumentando a eficiência e diminuindo as perdas, reduzindo também os níveis de emissão de GEE.

Pan Dai, et al., 2012, definiu para a China três possibilidades técnicas da redução de dióxido de carbono no sector eléctrico, a saber: (1) melhoria da eficiência na utilização da energia fóssil; (2) ajustamento do *mix* de energia (Que consistiria segundo sua análise, no uso de combustíveis com baixas emissões de CO₂ e uso de energias renováveis); e (3) captura e armazenamento de carbono.

A respeito da captura e armazenamento de CO₂, Pan Dai, et al., 2012, considera que a captura de CO₂ tem uma eficiência de 85% a 90%, apesar de sua eficiência elevada só poder ser implementada em plantas de geração de energia de pequena escala.

Pan Dai, et al., 2012, considerou que o desenvolvimento do gerenciamento do lado da demanda e o uso de *Smart Grid*, é um factor que poderia levar a uma diminuição de 10.02% e 12.59%, respectivamente, em 2015, e em 2020. Considera também que uso da experiência dos países estrangeiros, no gerenciamento do lado da demanda (GLD) pode facilmente ajudar a alcançar os seus objectivos, se forem seguidos os seguintes conselhos: criação de um ambiente propício para a GLD; criação rápida de um incentivo eficaz para um apoio financeiro estável para a realização do GLD; as empresas de energia eléctrica devem desempenhar um papel dominante na extensão

e aplicação do GLD; organizações intermediárias de economia de energia podem ajudar a formar um mecanismo de mercado de conservação de energia.

A *Congressional Research Service* (CRS), apontou em seu artigo, actualizado a 7 de Janeiro de 2019, que o sector de transportes ocupa nos Estados Unidos, o sector que tem maior contribuição nas emissões de CO₂, com uma contribuição de 36%, seguido pelo sector eléctrico, com uma contribuição de 35%.

A *Congressional Research Service*, 2019, aponta que o surgimento de novos portfolios teve um impacto importante na redução das emissões de CO₂. Como exemplo disso, o uso de carvão na geração decresceu de 50% para 30%; O uso de Gás Natural aumentou de 19% para 32% e o uso de energias renováveis não hídricas 2% para 10%.

O *Annual Energy Outlook* dos EUA, apresentou estimativas de emissões de CO₂ até 2025 apresentadas pelo *U.S Energy information Administration (EIA)*, estimativas que sofreram discrepâncias notórias. Isto mostra que as estimativas futuras apresentadas pela EIA, nos seus *annual outlook*, dependem de factores existentes no período de estudo, estimativas das condições futuras que podem mudar com o decorrer do tempo.

A *Congressional Research Service*, 2012, considera que é um papel complexo, o de estimar as emissões de CO₂, por causa disso, analistas apresentam resultados diferentes, devido à diversidade de assunções.

Navroz K. Dubash, et al., 2018, debate as causas das discrepâncias relativamente às projecções futuras a respeito da emissão de dióxido de carbono na Índia. Consideram que as discrepâncias entre os resultados, resultam de dois factores, apontando como o primeiro a rápida transição económica e social, que amplifica incertezas relacionadas com as taxas de desenvolvimento tecnológico e económico, e as transições demográficas e de urbanização. A segunda razão são as políticas ambientais, que rapidamente vêm sofrendo diversas mudanças ao longo do tempo, portanto, incertezas como estas são sem dúvida preocupantes, pois são em si as “forças motrizes”, para que investigadores seleccionem segundo suas perspectivas e inclinações individuais, que cenários devem ser observados em suas projecções futuras.

À luz do que foi apresentado, para países em vias de transição, nas projecções futuras, há a necessidade de que exista harmonização entre os cenários, sejam eles económicos, demográficos, sociais, de urbanização, etc.

Özer, et al., 2017, desenvolveram uma investigação na tentativa de reduzir a emissão de CO₂ e seus efeitos, particularmente no sector eléctrico. Este estudo foi possível com auxílio do modelo LEAP (*long-range energy alternatives planning*), trazendo a possibilidade do relacionamento entre as emissões de CO₂ e a geração de energia, em diversos cenários, flexibilizando a análise. Özer, et al., 2017, aponta que esses cenários são baseados em factores populacionais, económicos, tecnológicos e etc.

Diferentemente dos modelos de optimização, o LEAP não pretende apontar os cenários óptimos, no entanto, ele pode ser usado para identificar os cenários de menor custo. Não tenta estimar o impacto das políticas energéticas na economia e no meio ambiente, embora tais modelos possam ser executados em conjunto com o LEAP (Cai et al., 2008).

Özer, et al., 2017, no seu estudo considera 3 cenários: O primeiro cenário não apresenta nenhuma mudança nas fontes de geração de energia eléctrica até então usadas, o segundo aplica o uso de todo o potencial de energias renováveis, menos a solar, o terceiro cenário baseia-se nos objectivos publicados pelo Ministro de Energia e Recursos Naturais da Turquia em 2009.

Muhammad Fahad Shinwari, et al., 2012, desenvolveu um plano de expansão com auxílio do Modelo WASP IV. Para um *mix* energético entre as fontes hídricas e fósseis. Muhammad Fahad Shinwari, et al., 2012, em conclusão ao seu artigo intitulado, *Optimization Model using WASP-IV for Pakistan's Power Plants Generation Expansion Plan*, aponta o seguinte: “O Suprimento [da demanda] por *mix* de geração é preparado com certas restrições, incluindo combustível, disponibilidade de local, envolvimento político, poluentes ambientais, a medida que a população cresce, existe uma necessidade de instalação de mais plantas. Esta investigação ajuda a entender a escassez da demanda de electricidade no futuro. E isto é alcançado com o mínimo custo de expansão para o Paquistão (2011-2030). A selecção das plantas é baseada no uso da curva de triagem” (Muhammad Fahad Shinwari, et al., 2012).

Se-Hwan Jang, et al., 2012 buscou obter uma combinação de geração ideal para a Coreia por meio do modelo WASP IV. Ali Hainoun, et al., 2015 desenvolveu

igualmente um plano de expansão usando o modelo WASP IV. Q. Chen, et al., 2010, desenvolveu um modelo para um plano de expansão de geração considerando a redução das emissões para a matriz energética da China. S. Kannan, et al., 2009 e também P. Murugan, et al., 2007 desenvolveram um plano de expansão com a ajuda de um *elitist Nondominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II)*. J. Sirikum, et al., 2007 desenvolveram um modelo de programação linear integrado misto para resolver um problema de expansão de geração, foi usado nesse estudo a combinação do método de decomposição de Bender e foram implementados algoritmos genéticos. Mavrota, et al., 1999, desenvolveram um modelo para minimização dos custos e emissão de SO₂ na geração de energia eléctrica, mas sem ter em consideração a captura de CO₂ e a sua mitigação. Entretanto, Bay Wei, et al., 1996 considerou a captura de CO₂ na sua investigação. Hashim, et al., 2005, considerou a minimização dos custos de operação, manutenção, de combustível e emissão de CO₂, não do ponto de vista de expansão da matriz energética da região em estudo, mas segundo as condições presentes apresentadas. Foram neste artigo usadas 3 equações objectivas: (1) Equação do custo, (Na vertente económica), (2) equação da emissão de CO₂ (Na vertente ambiental), (3) a combinação das duas primeiras equações objectivas, possibilitando deste modo achar um ponto óptimo entre o custo e as emissões de CO₂. Diogo Adolfo, et al., 2001 e também C. Antunes, et al., 2001 desenvolveram uma equação objectivas relacionando o custo e as emissões de CO₂ em uma só função objectiva.

O desenvolvimento de um plano de expansão, é extremamente dependente da demanda por energia eléctrica, daí que, a ciência a respeito deste tema é importante.

Muitos modelos de previsão da demanda, foram usados, tendo em conta factores económicos, sociais, geográficos e ainda demográficos. Harris e Liu, 1993, constataram que a influência do preço de energia em relação ao seu consumo é grande. Rajan e Jain, 1999, expressaram o consumo de energia em função da população e temperatura. M. Auffhammer e A. Aroonruengsawat, 2012, Apontam que a demanda total de electricidade varia de acordo com a resposta da temperatura em diferentes zonas climáticas, o que ocasiona efeitos diferenciados de dias com diferentes temperaturas médias, no consumo de electricidade das residências.

O desempenho e o desenvolvimento de técnicas e métodos para a formulação de modelos para a previsão do consumo de energia eléctrica, é um factor fundamental para que se verifique um crescimento económico e sustentável de um país, isso é alcançado se a demanda por electricidade for calculada com precisão. É necessário que os analistas de energia tenham orientações requintadas, para uma escolha assertiva da técnica preditiva mais adequada, que forneça previsões nas tendências do consumo de electricidade.

Muitos autores se dedicam a pesquisas voltadas para a introdução de modelos de previsão de consumo de energia e, normalmente, duas categorias podem ser identificadas, a saber, modelos *Bottom Up* e *Top Down* (Vincenzo Bianco, et al., 2020). Modelos *Bottom-Up* são baseados em uma descrição detalhada do sistema energético de um país, região, etc., e com base na intensidade das actividades desenvolvidas, por exemplo, processos industriais, transporte, aquecimento, etc., a quantidade de energia consumida e o nível correspondente de emissões são estimados (Jakobsson, K., et al., 2014). Geralmente, esses modelos são intensivos em dados, uma vez que é necessário um grande número de variáveis para fornecer uma descrição detalhada de um sistema de energia estendido. (Vincenzo Bianco, et al., 2020). Ao contrário, os modelos *Top-Down* determinam a estimativa do consumo futuro de energia, ou outros parâmetros (Por exemplo, preço, geração, etc.), com base na previsão de macrovariáveis relevantes, condições climáticas, etc., que estão ligadas entre si por uma equação cujos coeficientes são estimados com base em metodologias estatísticas ou outras, por exemplo, regressões econométricas, redes neurais, etc. (Koopmans, C.C e Te Velde, D.W, 2012., e Turton, H. Eclipse, 2012). Vincenzo Bianco, et al., 2020 aponta que a escolha de cada uma das metodologias está dependente da disponibilidade de dados, aponta também que em termos de precisão de cada metodologia não é possível estabelecer a superioridade entre os dois métodos de estimativa.

Existe uma relação entre a demanda por electricidade e as emissões de CO₂ como mostra a figura abaixo:

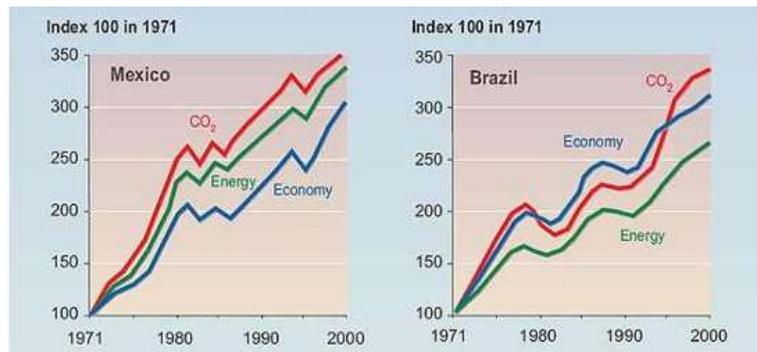


Figura 9. Relação entre a demanda por energia, as emissões de CO₂, desenvolvimento económico, para o Brazil e México. [Fonte: World Resource Institute, 2005].

O aumento da demanda e a actividade industrial estão correlacionados com as emissões de CO₂. O uso de energia de fontes não renováveis tem relação positiva com o aumento de CO₂ e o contrário trás uma relação negativa com o aumento das emissões de CO₂. O que sugere que a tentativa ideal para a redução das emissões de CO₂ está ligada ao uso de energias renováveis ou de fontes de baixo factor de emissão, porque não se pode travar o desenvolvimento económico por causa da questão antropogénica.

2.2. Matriz Energética Eléctrica Moçambicana, Tecnologias e Potencial Energético em Moçambique

Com a revolução industrial, a energia começou a ser um dos principais factores correlacionados com o desenvolvimento económico de um país e, portanto, com a competitividade económica entre países. Por causa disso, a vida dos cidadãos é fortemente influenciada pela energia, como concorda Tolmasquim, et al., 2007, a que as economias que forem eficientes na escolha de tecnologias de baixo custo e com baixo impacto nocivo ao ambiente, alcançarão uma vantagem comparativa.

A Matriz Energética é uma representação quantitativa da oferta de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um país ou por uma região. (São Paulo, 2005).

O conhecimento da anatomia da matriz energética de qualquer país, é fundamental para o planeamento do sistema energético. Através da análise da matriz energética de um país podem ser conhecidos as quantidades energéticas actuais, reservas, etc.

ainda é possível estimar os consumos futuros de um país, e daí desenvolver técnicas, métodos de como esta demanda energética pode ser respondida de modo racional. Isto é fundamental para o desenvolvimento de um país.

A Matriz Energética Eléctrica Moçambicana pode ser dividida, em duas matrizes principais, nomeadamente:

- ✓ Matriz Energética da Região Sul; e
- ✓ Matriz Energética da Região Norte.

A Matriz Energética da Região Sul, é composta por 11 plantas de geração de Energia eléctrica, com a capacidade de aproximadamente 776.4 MW. 21.5% da capacidade instalada na região sul está associada à energia hidroeléctrica enquanto 78.5% está associada a energia térmica.

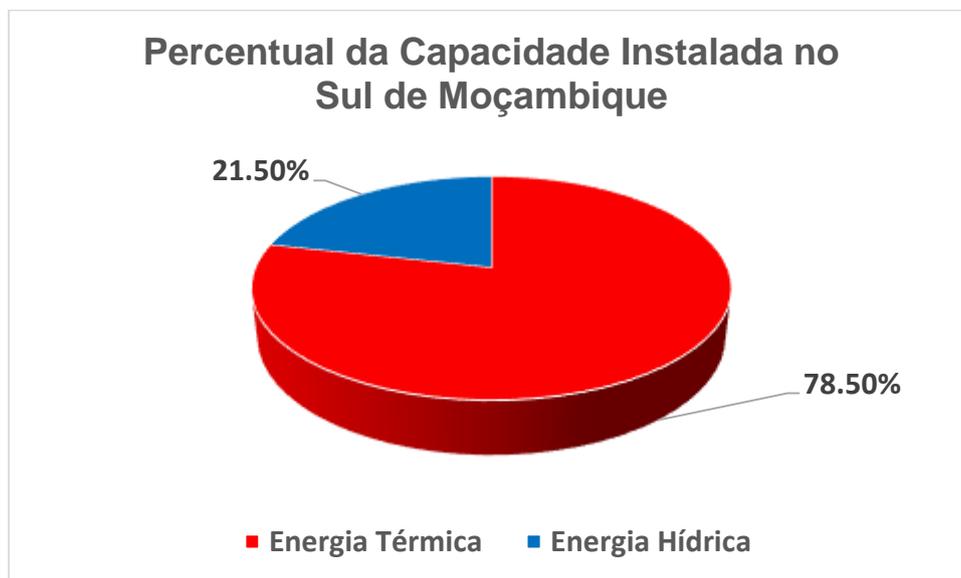


Figura 10. Razão da capacidade instalada no sul de Moçambique [Adaptado de: Jica Team Study, 2017]

As plantas de geração de energia eléctrica correspondentes à região sul são apresentadas no Anexo 2.

Diferentemente da Matriz Energética da região sul, A Matriz da Região Centro e Norte é composta por 13 plantas térmicas de geração de energia eléctrica. Da capacidade instalada 5.5% corresponde a energia térmica, 3% correspondente a energia renovável, com os restantes 91.5% associados a hídrica. A capacidade instalada é de aproximadamente 2378.17 MW.

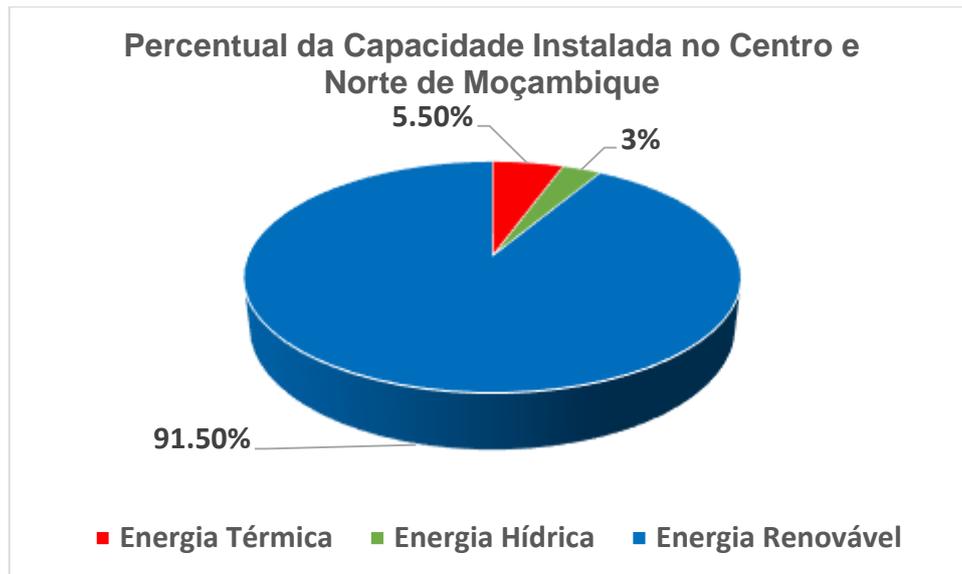


Figura 11. Razão da capacidade instalada no centro e norte de Moçambique [Adaptado de: Jica Team Study, 2017]

As Plantas de geração de energia eléctrica correspondentes à região centro e norte são apresentados no Anexo 3.

A localização das plantas de geração de energia da região sul e da região centro e norte, para geração de energia térmica e hídrica encontram-se nos Anexo 4 e Anexo 5, respectivamente.

O gráfico abaixo, apresenta a quantidade de electricidade consumida (TWh) entre 1990-2019. A partir do ano de 1998 conforme a Figura 12 o consumo de electricidade ganha um aumento significativo, devido ao aumento da taxa de electrificação, industrialização, etc.

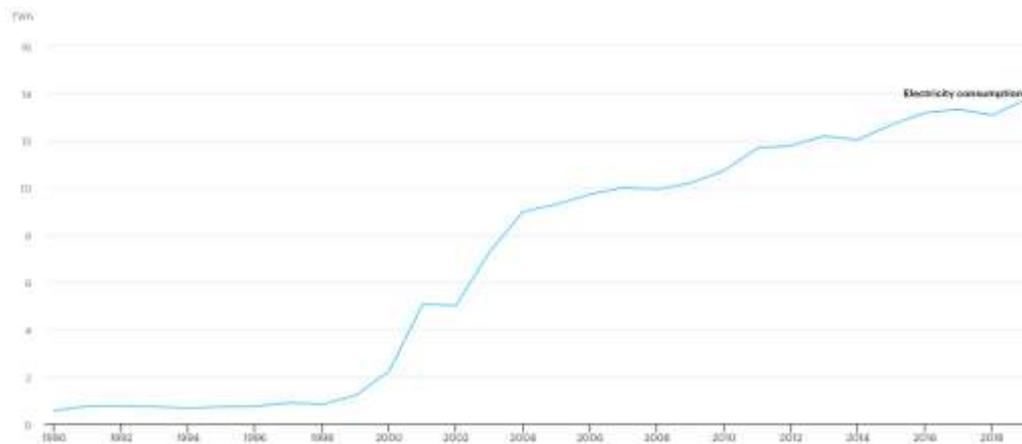


Figura 12. Consumo de electricidade em Moçambique entre 1990-2019 [Agência Internacional de Energia, 2022]

2.2.1. Usinas Hidroeléctricas

As usinas hidroeléctricas utilizam o movimento da água de um rio ou da queda livre da água situada num reservatório para gerar electricidade. Esta água é usada para girar uma turbina hidráulica, que por sua vez se encontra acoplada a um gerador eléctrico. Esta energia cinética do movimento da água é transformada em energia mecânica nas turbinas que giram devido à pressão exercida sobre as pás da turbina, convertendo-se esta energia mecânica em energia eléctrica.

Moçambique apresenta uma riqueza em recursos hídricos “invejável”, o que levou este recurso a ocupar a maior capacidade instalada na geração de energia eléctrica da matriz energética de Moçambique, correspondente a 2344.43 MW. A energia hidroeléctrica é responsável por 53% da capacidade instalada em todo o País, perfazendo 91% da Matriz Energética da região centro e norte do país. Esta inclinação, ligada a maior capacidade instalada, em recursos hídricos no centro e norte do país é justificada pelo enorme potencial hídrico nestas regiões comparativamente à região sul, como mostrado na figura abaixo.

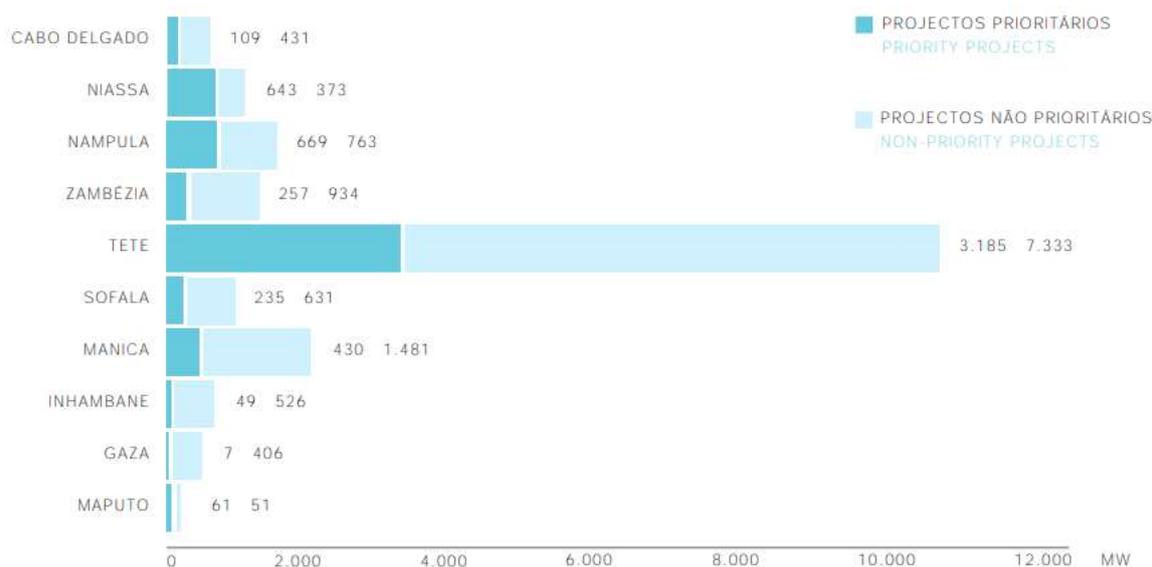


Figura 13. Potencial hidroeléctrico em Moçambique por província [Atlas das Energias Renováveis de Moçambique]

Pelos dados apresentados na Figura 13, é notável que o potencial hídrico em Moçambique ainda não foi satisfatoriamente aproveitado até agora.

2.2.2. Usinas Eólicas

A geração de energia eólica, utiliza a energia cinética proveniente da velocidade dos ventos, para fazer girar uma turbina eólica, cujo eixo se encontra acoplado ao eixo de um gerador eléctrico, convertendo-se, portanto, a energia eólica em electricidade.

Segundo o Atlas das Energias Renováveis de Moçambique, Moçambique apresenta um potencial eólico total de aproximadamente 4.5 GW, dos quais 1.1 GW com potencial de ligação Imediata à Rede.

Actualmente Moçambique não dispõe de nenhuma usina eólica em funcionamento na sua matriz energética.

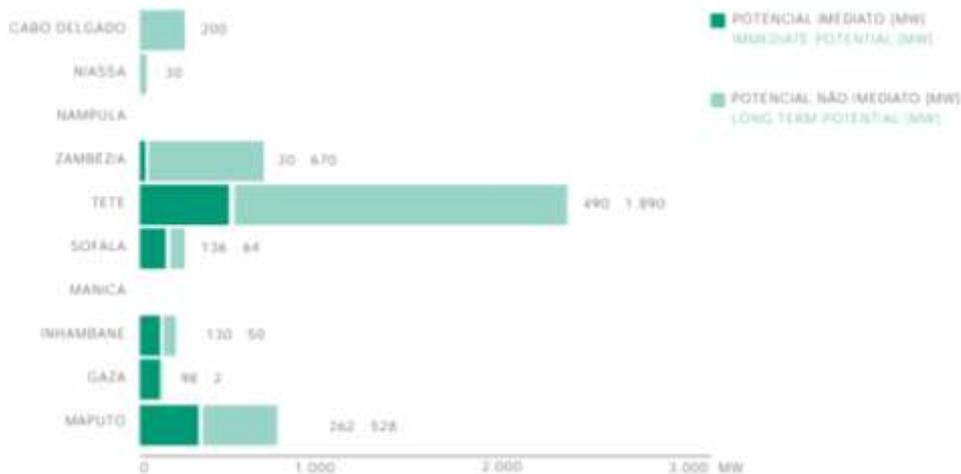


Figura 14. Potencial Eólico por Província em Moçambique [Atlas das Energias Renováveis de Moçambique]

2.2.3. Usinas Solares

A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão directa da radiação solar em electricidade. Esta conversão é realizada com auxílio de uma célula fotovoltaica, que actua utilizando o princípio do efeito fotoeléctrico.

As duas usinas fotovoltaicas, ligadas à rede, em Moçambique, estão localizadas nas províncias de Cabo Delgado e da Zambézia, com a capacidade de 30 MW e 40 MW respectivamente.

O potencial de projectos fotovoltaicos em Moçambique é apresentado no gráfico abaixo.



Figura 15. Potencial de Projectos Solares PV Em Moçambique Por Província [Atlas das Energias Renováveis de Moçambique]

2.2.4. Usinas Termoeléctricas a Carvão Mineral

2.2.4.1. Reservas

“Desenvolvedores estrangeiros estão a prosseguir projectos de minas de carvão na província de Tete, no centro de Moçambique. Existem 3 grandes minas de carvão, que são as minas de Moatize explorada pela Vale, Mina de Carvão de Benga explorada pela ICVL e a Mina de Carvão de Chirodze explorada pela JINDAL. O carvão existente é relativamente rico em enxofre e cinza. Além disso, pode ser usado como carvão metalúrgico ou como carvão térmico, pois o seu poder calorífico está no nível de outras famosas minas de carvão [Reservas dos Estados Unidos da América, Rússia, China, etc]. O carvão produzido é limitado para a indústria nacional, porque quase todo o carvão é para a exportação. Entretanto, espera-se usar o carvão para a indústria nacional, pois a produção e exportação tem aumentado recentemente e existe uma quantidade suficiente de reserva, estimada aproximadamente em 20 bilhões de toneladas” (JICA Study Team, 2018).

2.2.4.2. Tecnologias

As termoeléctricas a carvão mineral utilizam o ciclo Rankine, ou ciclo a vapor, para produzir electricidade. O vapor a alta temperatura e pressão neste ciclo é fundamental, pois irá girar uma turbina que está acoplada a um gerador eléctrico, produzindo assim electricidade. Este vapor é produzido numa caldeira a carvão, onde por meio de tubos a água é através da chama produzida pelo carvão vaporizada.

2.2.4.3. Usinas Em Moçambique

Não existem actualmente em Moçambique termoeléctricas a carvão mineral em funcionamento. Porém, existem um projecto para que uma nova central a base de carvão mineral seja incorporada à matriz eléctrica de Moçambique no ano de 2025, o que corresponde a uma potência total de 150 MW.

2.2.5. Usinas Termoeléctricas a Gás Natural

2.2.5.1. Reservas

Os quatro campos com maior volume de gás natural em Moçambique, segundo o Instituto Nacional de Petróleo são: Campo de Pande, Campo de Temane, Campo de Inhassoro, Descoberta de Njika. Juntamente com a Bacia do Rovuma.

Os dados relativos a estas reservas são encontrados no Anexo 6.

2.2.5.2. Tecnologia

A Geração de energia através do uso do gás natural pode ser feita de três formas:

- ✓ Ciclo Simples;
- ✓ Ciclo combinado; e
- ✓ Ciclo de co-geração.

O ciclo simples se baseia no ciclo Brayton (ciclo a gás) e consiste em queimar ar comprimido e gás natural num sistema de combustão para produzir um gás a alta pressão e temperatura. Esse gás é utilizado para girar uma turbina acoplada a um gerador eléctrico e depois são descarregados na atmosfera, caracterizando um ciclo aberto. No ciclo combinado, é feita uma utilização conjunta do ciclo Brayton com o de Rankine, de forma a aproveitar a energia térmica contida nos gases de combustão descarregados na atmosfera pelo ciclo a gás para gerar mais electricidade. Assim, nesta configuração, os gases que geraram electricidade na turbina a gás são recuperados por uma caldeira, chamada caldeira de recuperação, onde o vapor é gerado e segue para girar a turbina a vapor e gerar mais electricidade. A co-geração é um processo de produção combinada de calor e energia eléctrica. Assim, os gases descarregados pela turbina do ciclo a gás são utilizados para aquecer água e ambientes e como fonte de energia térmica nos processos industriais (Breeze, 2005).

2.2.5.3. Usinas em Moçambique

Actualmente existem em Moçambique 7 Usinas a base de gás natural, que totalizam a potência total de aproximadamente 521.6 MW. Espera-se que mais duas plantas sejam incorporadas à matriz eléctrica em Moçambique, com uma contribuição de 560 MW até 2026.

2.2.6. Usinas Termoeléctricas a Derivados de Petróleo

2.2.6.1. Tecnologia

Na geração de energia eléctrica é comum o uso do gasóleo como combustível. Moçambique em particular utiliza o gasóleo na geração de energia eléctrica.

As termoeléctricas movidas a gasóleo utilizam o Ciclo Diesel para gerar electricidade. Neste ciclo, um pistão comprime o ar contido em um cilindro a uma pressão alta o suficiente para que a temperatura do ar aumente acima do ponto de ignição do combustível que, então, é introduzido na câmara e entra em ignição espontânea. O

movimento mecânico resultante da combustão nos cilindros é usado para gerar electricidade por meio de um gerador eléctrico.

2.2.6.2. Usinas

Actualmente existem em Moçambique 6 usinas que funcionam com base no Ciclo Diesel, totalizando a potência de aproximadamente 22.04 MW. Estas usinas funcionam nas grandes cidades em regime de *backup*. Não existe nenhum projecto futuro para plantas com base no Ciclo Diesel.

3. Prognóstico da Demanda por Energia Eléctrica para Moçambique

O prognóstico da demanda é útil para a tentativa de mitigação, a qual se propõe nesta investigação, visto que na atenuação das emissões de CO₂ deve-se olhar para a restrição da demanda, pois, tecnologias disponíveis com baixo factor de emissão de CO₂, podem não responder à demanda existente no país, devido à sua baixa capacidade de geração de energia, questões sazonais e também pelo facto de certas tecnologias se apresentarem muito caras se forem obtidas para gerações elevadas de energia.

Os resultados dos estudos na literatura demonstram que, certas variáveis que influenciam de modo geral no consumo de energia eléctrica, podem não ter influência em certas regiões, portanto diferentes regiões podem depender de factores diferentes.

O factor mais importante no consumo total de energia aparenta ser o produto interno bruto (PIB) de um país. No passado, foi constatado que embora a relação entre a energia e o PIB no geral aumentem quando o país começa a se industrializar, ela diminui gradualmente, mais tarde, quando a infra-estrutura se torna mais substancial e eficiente. (Baird e Cann, 2012).

O gráfico abaixo mostra o desenvolvimento da curva do PIB e do consumo de energia eléctrica em Moçambique entre os anos de 2003 e 2019:

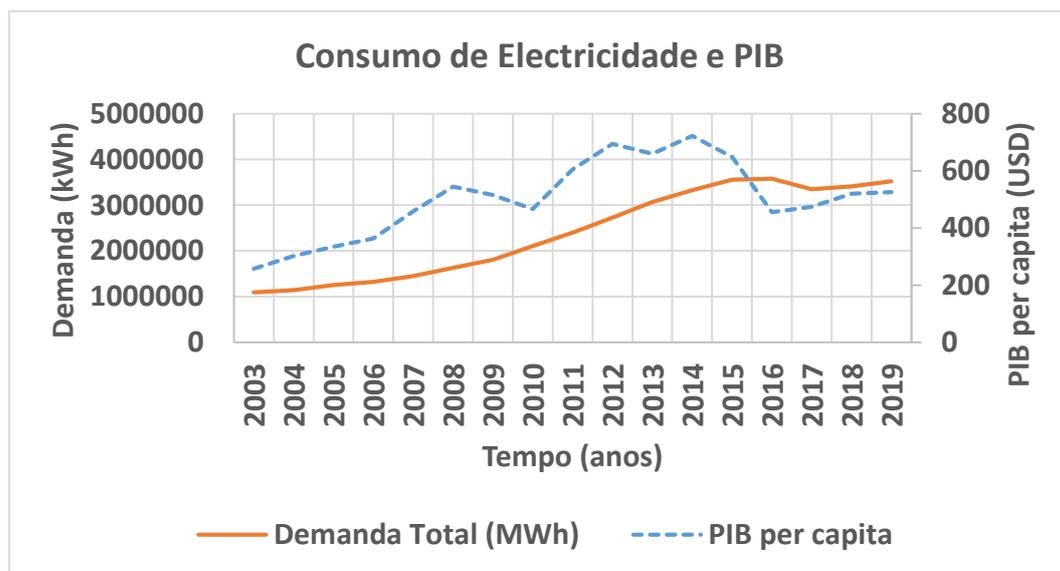


Figura 16. Comparação entre a curva do PIB e do Consumo de Electricidade em Moçambique.

[Adaptado de: INE e Relatórios Anuais Estatísticos da EDM].

São vários os factores que influenciam o consumo de energia numa região ou país, como apontado anteriormente, nem todos os factores ou variáveis têm a mesma influência em regiões distintas. Neste trabalho, será usado o modelo *Top-Down*, desenvolvendo-se assim um modelo de regressão linear múltipla para obter-se a demanda futura por energia eléctrica.

É necessário apontar-se que, na estimativa da demanda, ainda que o modelo seja matematicamente provável, não apresenta nenhuma garantia concreta, visto ser infinito o número de variáveis das quais dependem a demanda.

Por razões da não grande relevância para a demanda de energia eléctrica no país, não serão consideradas a influência de certas variáveis como temperatura, e outras cuja a influência não é tão significativa.

Neste trabalho, o consumo de energia é dividido em três classes a saber: classe doméstica, classe não doméstica e classe industrial. A seguir são apresentados alguns detalhes das classes anteriormente mencionadas.

3.1. Classes de Clientes Consumidores de Electricidade

3.1.1. Classe Doméstica

Para a classe Doméstica, serão projectadas a taxa de electrificação (número de consumidores domésticos por população total) e, portanto, o consumo correspondente aos consumidores residenciais.

O aumento da taxa de electrificação em Moçambique não é devido ao aumento de número de aglomerados, mas sim ao aumento do número de domicílios que são ligadas à rede. Este aumento do número de domicílios dependente da aplicação de políticas governamentais.

3.1.2. Classe Não Doméstica

Neste ponto serão consideradas como que fazendo parte da classe não doméstica os: grandes consumidores de baixa tensão, grandes consumidores de média e alta tensão, consumidores agrícolas, classe comercial (lazer, educação, saúde, entre outras) iluminação pública e consumos internos. São projectados os consumos para esta categoria, sendo usada a mesma metodologia utilizada para a classe doméstica,

com a diferença que de neste caso ser usado o número de clientes correspondentes à classe e não a taxa de electrificação.

3.1.3. Classe Industrial

A projecção do consumo dos grandes consumidores industriais é realizada com base na produção física e nos consumos específicos de energia eléctrica de cada sector (KWh por tonelada). São consideradas as séries históricas e as perspectivas de evolução dos sectores. Para cada um deles são estabelecidas premissas relativas à demanda interna (Consumo interno dos respectivos produtos) e aos níveis de exportação e de importação, expressos em unidades físicas (toneladas). Também são considerados os níveis de autoprodução de energia (EPE, 2005, EPE 2015, Castelo Brancos, 2003).

Este consumo industrial tradicional, é projectado tendo em conta a evolução do PIB e, portanto, a elasticidade do PIB num horizonte temporal futuro.

Existem algumas externalidades, como programas especiais com incentivos governamentais (Implantação de pólos industriais, P. Ex.) Neste caso, o consumo é estimado de forma individualizada, por analogia com outros pólos do mesmo ramo de actividade e posteriormente agregado à projecção global do segmento tradicional (Castelo Branco, 2003).

3.2. Proposta do Modelo Para a Estimativa da Demanda por Energia Eléctrica

O modelo geral para determinação da demanda por energia eléctrica é dado pela equação abaixo:

$$D_T = D_D + D_{ND} + D_I \quad \text{Eq.2}$$

Onde:

D_T – Demanda total, [MWh];

D_D – Demanda por energia eléctrica do lado dos consumidores domésticos, [MWh];

D_{ND} – Demanda por energia eléctrica do lado dos consumidores não-domésticos, [MWh];

D_I – Demanda por energia eléctrica do lado dos consumidores industriais;

De onde pode-se definir o modelo para o cálculo de cada um dos consumos particulares por meio de um processo de regressão linear múltipla.

A demanda do lado dos consumidores domésticos é dada pelo seguinte modelo matemático:

$$D_{CD} = a_{TE} \times TE + a_{PIB-D} \times PIB + C_D \quad Eq. 3$$

Onde:

a_{TE} – Coeficiente de regressão linear relacionado com a taxa de electrificação para a regressão múltipla do lado dos consumidores domésticos [$MWh/\% * 100$];

TE – Taxa de electrificação doméstica, que é a razão entre os consumidores domésticos e a população;

a_{PIB-D} – Coeficiente de regressão linear relacionada com o PIB para regressão múltipla do lado dos consumidores domésticos, $\left[\frac{MWh}{PIB}\right]$;

PIB – Produto Interno Bruto *Per Capita*;

C_D – Constante linear para regressão múltipla do lado dos consumidores domésticos [MWh];

A demanda do lado dos consumidores não-domésticos é dada pelo seguinte modelo matemático.

$$D_{ND} = a_{ND} \times ND + a_{PIB-ND} \times PIB + C_{ND} \quad Eq. 4$$

Onde:

a_{ND} – Coeficiente de regressão linear relacionado com o número de consumidores não-domésticos para regressão múltipla do lado dos consumidores não-domésticos [$MWh/Número\ de\ consumidores\ comerciais$];

ND – Número de consumidores não-domésticos;

a_{PIB-ND} – Coeficiente de regressão linear relacionado com o PIB para regressão múltipla do lado dos consumidores não-domésticos, $\left[\frac{MWh}{PIB}\right]$;

C_{ND} – Constante linear para regressão múltipla do lado dos consumidores não-domésticos, [MWh];

O modelo matemático para o cálculo da demanda do lado dos consumidores Industriais é dado pelo seguinte modelo matemático:

$$D_I = D_{I_{t-1}} \cdot [1 + (\Delta PIB_t)] + EXT_t \quad Eq. 5$$

Onde:

t – Corresponde ao índice do ano de projecção;

D_{I_t} – É a demanda da classe industrial tradicional no ano t , [MWh];

(ΔPIB_t) – É a elasticidade-renda do consumo da classe industrial tradicional extrapolado; e

EXT_t - Corresponde as externalidades esperadas no ano t , [MWh].

A elasticidade-renda do consumo da classe tradicional extrapolado é dada pela fórmula seguinte:

$$\Delta PIB_t = \frac{PIB_t - PIB_{t-1}}{PIB_t} \quad Eq. 6$$

Onde:

PIB_t - PIB Per Capita no ano t ; e

PIB_{t-1} - PIB Per Capita no ano $t-1$.

Substituindo as equações 3, 4 e 5 na 2 obtém-se o modelo geral abaixo:

$$D_T = [a_{TE} \times TE + a_{PIB-D} \times PIB + C_D]_t + [a_{ND} \times ND + a_{PIB-ND} \times PIB + C_{ND}]_t + D_{I_{t-1}} \cdot [1 + (\Delta PIB_t)] + EXT_t \quad Eq. 7$$

Com respeito às variáveis independentes Taxa de Electrificação (TE), Número de Clientes não-domésticos (ND), na Eq. 6, são dependentes do tempo unicamente e são obtidas as suas projecções por meio de modelos de linha de tendência, podendo os mesmos se encontrarem na forma de modelos lineares ou polinomiais conforme o caso.

A estimativa do PIB para cada província é desenvolvida por meio de uma ferramenta para estimativa em horizontes temporais, existente no pacote *Excel* do programa *Office* 2016. A projecção é feita usando um modelo linear, cuja variável dependente

é o tempo. O modelo linear é desenvolvido pelo programa por meio da evolução dos dados passados existentes.

3.3. Fontes Dos Dados Estáticos Para a Estimativa Da Demanda

Os dados relativos aos consumos de energia e ao número dos clientes correspondentes, são obtidos dos relatórios anuais estatísticos da EDM. Foram usados os relatórios de 2006 à 2021, com objectivo de melhorar a fiabilidade da estimativa da demanda. Dados relativos à população e ao Produto Interno Bruto foram obtidos do Instituto Nacional de Estatística (INE) de Moçambique.

Os dados relativos à estimativa do PIB *Per Capita* futuro, foram objecto de cálculo deste trabalho. Os dados da população estimada para o futuro são igualmente obtidos do INE.

3.4. Explicação da Metodologia de Cálculo

As projecções das variáveis independentes a saber: Número de consumidores não-domésticos, Taxa de electrificação, são obtidos por meios de desenvolvimento de modelos de linha de tendência, seja linear ou polinomial, conforme o caso. É necessário apontar que a taxa de electrificação é obtida por meio do desenvolvimento de uma linha de tendência para o número de clientes domésticos, visto que:

$TE = \frac{\text{Número de Clientes Domésticos}}{\text{População}}$. Os dados da população futura esperada são obtidos do INE.

Os consumos de energia esperados por cada um dos consumidores ligados sejam domésticos ou não-domésticos, são obtidos por meio de modelos de regressão linear múltipla.

A demanda por energia eléctrica será determinada para cada uma das 11 províncias de Moçambique, do que segue que:

$$D_{Ti} = D_{CD-i} + D_{ND-i} + D_{I-i} \quad \text{Eq. 8}$$

Onde i é um índice que representa a província, $i = 1..11$.

3.5. Determinação do Modelo Para o Cálculo da Demanda Por Província

A resolução deste problema de estimativa tornar-se-ia muito trabalhoso, se todo ele tivesse de ser resolvido de forma convencional. Para facilitar e dinamizar a determinação das linhas de tendência e igualmente a determinação dos modelos de regressão linear, foi usado o pacote *Excel* do programa *Office* 2016...

Por questões de brevidade deste capítulo são apresentados somente os modelos finais de estimativa da demanda para cada província, visto que a apresentação de todas as equações, tornaria este capítulo não somente longo, mas não acrescentaria valor ao que se pretende apresentar.

3.5.1. Modelo Para Maputo Cidade

$$D_{t1} = 407931 \times TE_1 + 1.154 \times ND_1 + 19.234 \times PIB_1 + D_{I1} + 127470 \quad Eq. 9$$

3.5.2. Modelo Para Maputo Província

$$D_{t2} = 835554 \times TE_2 + 10.632 \times ND_2 + 20.225 \times PIB_2 + D_{I2} + 22949.5 \quad Eq. 10$$

3.5.3. Modelo Para Província de Gaza

$$D_{t3} = 189607.3 \times TE_3 + 5.409 \times ND_3 + 68.8 \times PIB_3 + D_{I3} + 21250.28 \quad Eq. 11$$

3.5.4. Modelo Para Província de Inhambane

$$D_{t4} = 286296 \times TE_4 + 2.208 \times ND_4 + 13.862 \times PIB_4 + D_{I4} + 16490.43 \quad Eq. 12$$

3.5.5. Modelo Para Província de Sofala

$$D_{t5} = 314658.6 \times TE_5 + 7.959 \times ND_5 + 154.6392 \times PIB_5 + D_{I5} + 35496.64 \quad Eq. 13$$

3.5.6. Modelo Para Província de Manica

$$D_{t6} = 214161.7 \times TE_6 + 1.204 \times ND_6 + 20.588 \times PIB_6 + D_{I6} + 14179.83 \quad Eq. 14$$

3.5.7. Modelo Para Província de Tete

$$D_{t7} = 453868 \times TE_7 + 12.987 \times ND_7 + 122.666 \times PIB_7 + D_{I7} - 20268.9 \quad Eq. 15$$

3.5.8. Modelo Para Província de Zambézia

$$D_{t8} = 554798.1 \times TE_8 + 7.325 \times ND_8 - 22.5319 \times PIB_8 + D_{I8} + 17935 \quad Eq. 16$$

3.5.9. Modelo Para Província de Nampula

$$D_{t9} = 556573.6 \times TE_9 + 9.690 \times ND_9 + 360.015 \times PIB_9 + D_{I9} - 70448.7 \quad Eq. 17$$

3.5.10. Modelo Para Província de Niassa

$$D_{t10} = 133712.5 \times TE_{10} + 3.42715 \times ND_{10} + 40.731 \times PIB_{10} + D_{I10} - 3475.91 \quad Eq. 18$$

3.5.11. Modelo Para Província de Cabo Delgado

$$D_{t11} = 344199.1 \times TE_{11} + 5.667 \times ND_{11} + 75.648 \times PIB_{11} + D_{I11} - 5795.53 \quad Eq. 19$$

3.6. Determinação da Demanda Industrial

Os dados relativos aos consumidores especiais ou industriais são obtidos da EDM. Desta evolução por meio da Eq. 5, foram determinadas as projecções dos consumos especiais para o futuro, tendo em conta igualmente as possíveis externalidades futuras, estas externalidades, são obtidos de Jica Team Study, 2017.

Os valores da projecção da Demanda Industrial são apresentados no Anexo 7.

3.7. Validação dos Modelos de Regressão Linear Através dos Dados Existentes

O gráfico da figura abaixo mostra o desvio entre os dados do modelo proposto e os dados reais do consumo:

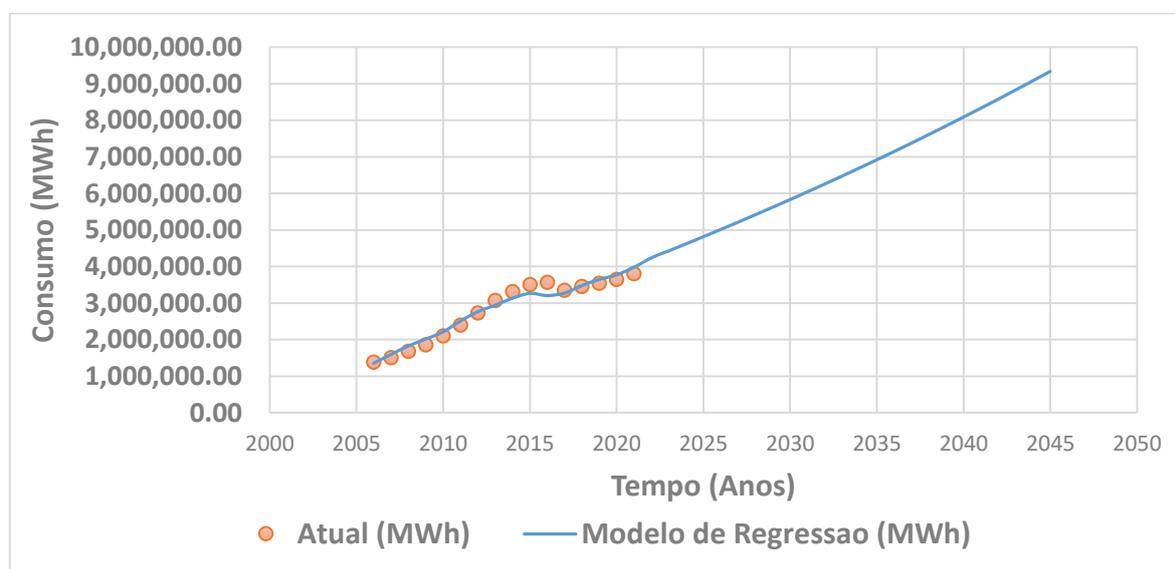


Figura 17. Comparação entre os dados reais do consumo de energia eléctrica total e do modelo resultante da regressão.

Pelo gráfico acima, constata-se que existe um desvio insignificante entre os dados reais do consumo e os obtidos pelo modelo de regressão. Este modelo preditivo pode

facilmente ser validado usando o R-quadrado (R^2), que por definição, é uma medida estatística de quão próximos os dados estão da linha de regressão linear ajustada. Pode por isso ser usado para saber quão próximo o modelo preditivo está dos dados reais existentes. Procedendo com o cálculo do R-quadrado, obtém-se $R^2 = 0.9829$, que correspondente a uma proximidade entre os dados do modelo preditivo e os dados reais de 98.29%. O que em termos de precisão é satisfatória, visto não estar abaixo de um grau de significância de 95%, que é o mínimo usualmente aceite em matérias de predição.

3.8. Carga de Pico (Peak Load)

Qualquer plano de expansão energética busca responder à demanda esperada, o problema que se encontra é que, não é somente necessário responder à quantidade energética do lado da busca, mas à velocidade ou taxa que o lado consumidor exige.

A Carga de Pico será determinada para cada província e depois serão somadas, de modo que, se conheça a carga de pico total do país. Essa metodologia é usada visto existirem diferentes coeficientes de perdas e coeficientes de correcção de carga de Pico.

A figura abaixo mostra a evolução da taxa de busca de energia eléctrica nos dias de pico entre os anos de 2017 e 2021.

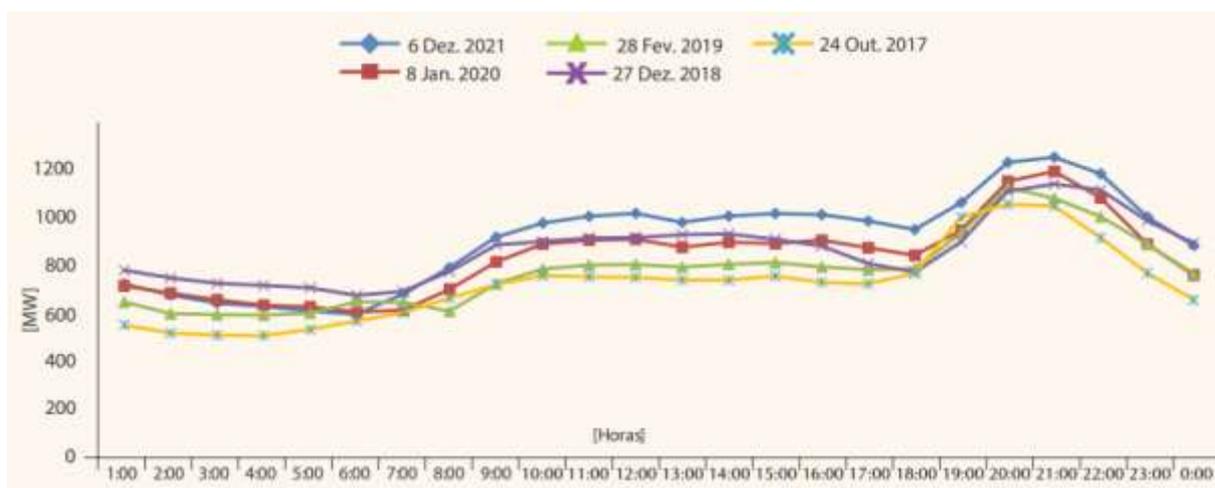


Figura 18. Diagrama de Carga do sistema integrado nos dias de ponta entre os anos de 2017-2021.

[EDM – GEDE – Relatório Anual de Estatística, 2021].

Se considerar-se um sistema eléctrico, cujo objectivo é o de fornecer energia eléctrica, deve-se entender que a taxa de busca por energia é variável dentro de um horizonte

temporal. Se o sistema não consegue responder efectivamente a esta taxa, sem dúvidas torna-se um sistema deficiente. Daí dever-se responder à condição estabelecida na Eq. 20:

$$\frac{dG}{dt} > PL \quad \text{Eq. 20}$$

Onde:

PL - Carga de Pico, [MW];

A carga de Pico é dada pela fórmula:

$$PL = \mu \cdot \left\{ \left[\frac{d}{dt} (D_t + \xi + C_{EXP}) \right] / C_c \right\} \quad \text{Eq. 21}$$

$\frac{dG}{dt}$ – É a taxa de geração de energia das plantas que fazem parte do sistema, [MW];

μ – Coeficiente de segurança;

ξ - São as perdas a transmissão de energia eléctrica, [MW];

C_c - Coeficiente de correcção para a carga de Pico.

C_{EXP} - Carga para exportação, [MW].

O diferencial $\frac{dD_t}{dt}$, pode ser aproximadamente calculado como é mostrado a seguir:

$$\frac{d}{dt} (D_t + \xi + C_{EXP}) \approx \frac{D_t + \xi + C_{EXP}}{8760} \quad \text{Eq. 22}$$

O valor 8760 é o número de horas num ano bissexto.

A tabela abaixo apresenta os valores dos coeficientes médios de correcção da carga de Pico.

Tabela 1. Coeficiente de correcção da carga de Pico por Província.

Província	Maputo Cidade	Maputo Província	Gaza	Inhambane	Sofala	Zambézia
C_{ci}	0.6345	0.64437	0.53869	0.6721	0.6063	0.5984
Província	Tete	Manica	Niassa	Nampula	Cabo Delgado	
C_{ci}	0.5594	0.5531	0.5088	0.6108	0.57743	

3.9. Determinação da Perda de Energia no Processo de Transporte de Electricidade

A determinação das perdas no processo de transporte de electricidade é dada pela equação abaixo:

$$\xi = \sum D_{ti} \cdot \zeta_i \quad \text{Eq. 23}$$

Onde ζ é o coeficiente associado às perdas.

A determinação do coeficiente associado às perdas foi feito por via da análise temporal das perdas, deste modo foi determinada a média para cada província. A tabela abaixo mostra os coeficientes das perdas esperadas ao longo do período de estudo.

Tabela 2. Dados associados aos coeficientes de perdas por província.

Província	Maputo Cidade	Maputo Província	Gaza	Inhambane	Sofala	Zambézia
ζ_i	0.3589	0.2703	0.20045	0.2613	0.2547	0.3618
Província	Tete	Manica	Niassa	Nampula	Cabo Delgado	
ζ_i	0.3813	0.1971	0.36025	0.285	0.4081	

3.10. Apresentação e Análise dos Resultados Para a Estimativa da Demanda

O gráfico abaixo mostra o desenvolvimento esperado da demanda para cada província em Moçambique.

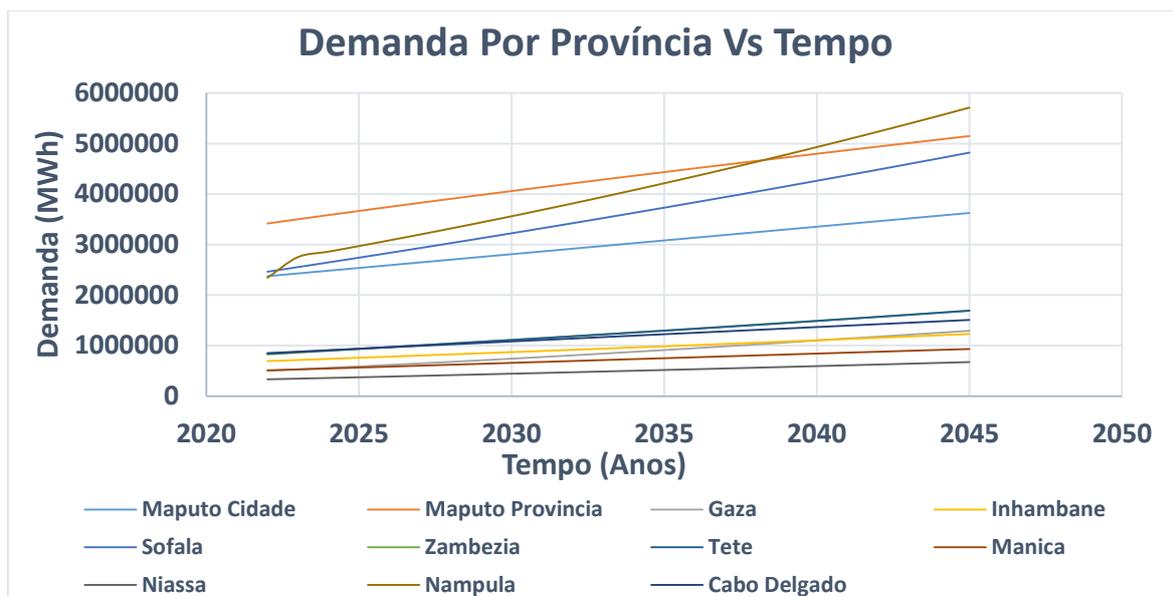


Figura 19. Demanda projectada de 2022 a 2045 por província para Moçambique.

A província de Niassa é a que apresenta no horizonte temporal de estudo, a menor demanda por energia eléctrica, um dos factores ligados a esta situação é a baixa taxa de electrificação esperada para esta província ao longo dos anos, não somente para a província de Niassa, mas para outras cuja demanda está abaixo do valor de 2 000 000 MWh, ou seja, Inhambane, Manica, Zambézia, Cabo Delgado, Tete, Gaza. Inicialmente a província de Maputo apresenta a maior demanda estimada, no entanto, sendo superada pela província de Nampula em 2038. Sendo as províncias de Sofala e a cidade de Maputo com demandas estimadas abaixo das duas anteriormente mencionadas. O Anexo 8 apresenta a demanda em tabela por província e total para Moçambique.

O gráfico da Figura 20 representa a demanda total por energia eléctrica para Moçambique. Por meio do mesmo, observa-se um comportamento linear da demanda por energia eléctrica em Moçambique.

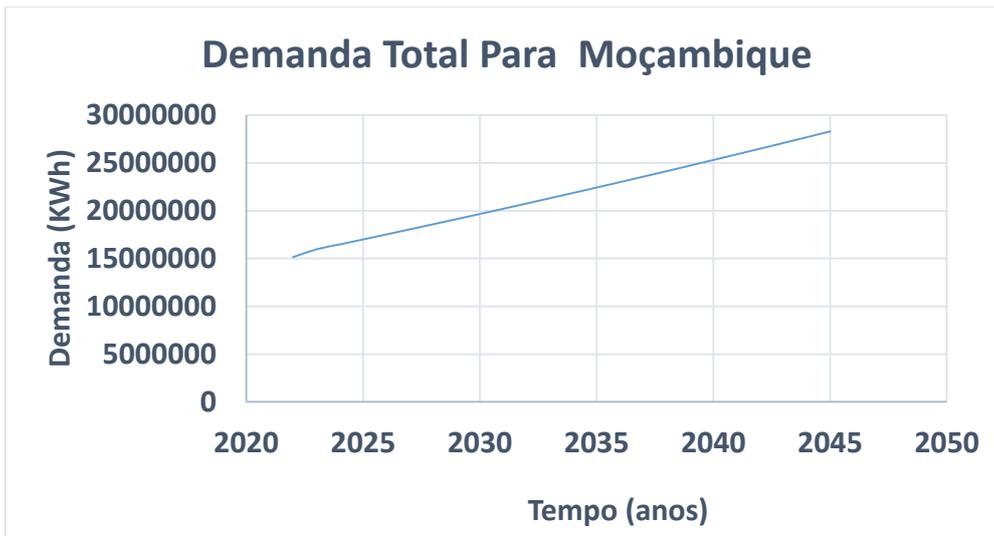


Figura 20. Curva da demanda total por energia eléctrica para Moçambique até 2045.

É claro que este aumento da demanda, com esta inclinação, não se pode estender a um horizonte temporal infinito, visto que, espera-se em algum momento uma estabilização da estrutura do lado dos consumidores. Factores económicos, geopolíticos, e outros, podem gerar desvios na curva da demanda esperada.

O gráfico abaixo mostra a curva da Carga de Pico entre os anos de 2023 e 2045, O Anexo 9 mostra em tabela a projecção da Carga de Pico total para Moçambique.

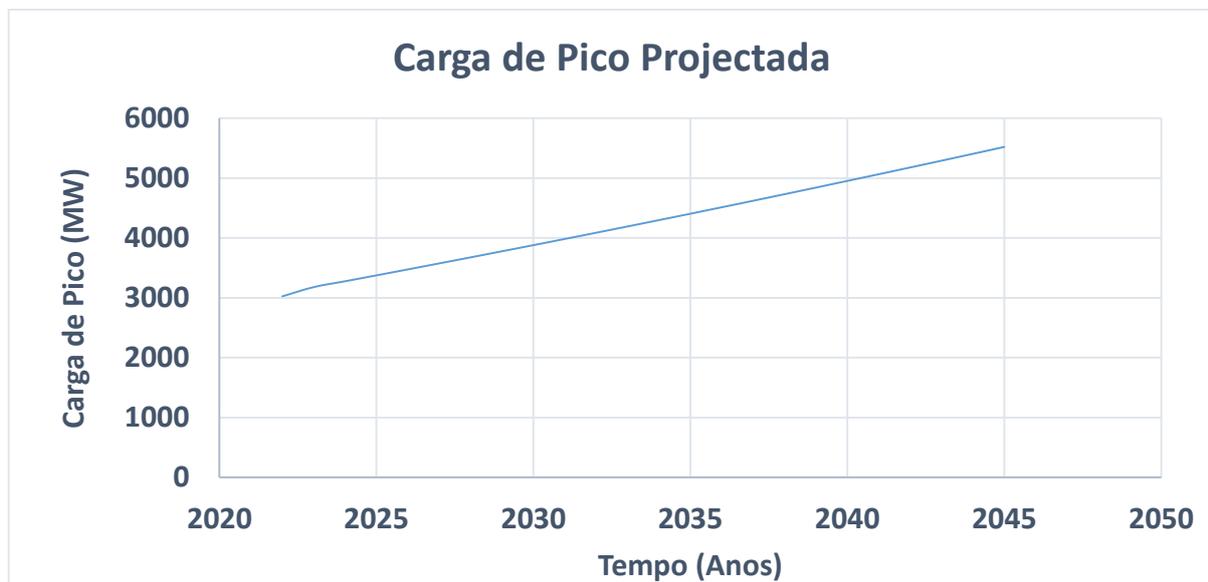


Figura 21. Carga de Pico estimada para o horizonte de estudo, 2022-2045.

O comportamento da curva da Carga de Pico é similar ao comportamento apresentado pela curva da demanda. Espera-se um aumento linear da Carga de Pico ao longo do período de estudo.

4. Modelagem das Emissões de CO₂ e Proposta de Sua Redução Com Auxílio do Modelo WASP IV

Com vista a modelar as emissões futuras de CO₂ e reduzir as emissões provocadas pelas actividades de geração de energia eléctrica, é necessário primeiro definir um sistema de geração de energia, composto por plantas de geração, capazes de responder à demanda energética, e aos factores económicos e ambientais envolvidos. O desenvolvimento económico de um país depende da firme definição de um sistema de geração que responda aos factores apresentados acima. É necessário que o plano de expansão eléctrica seja correctamente desenvolvido. O impacto das perdas ou falta de energia é sentido por todas as indústrias, o que tem um impacto directo na eficiência, produção e o mais importante na perda de lucros.

É tentador desenvolver um plano de expansão eléctrica com base no uso de energias renováveis, uma vez que os compromissos internacionais a respeito da redução das emissões de CO₂, têm direccionado o olhar para fontes de menor emissão de CO₂ e as energias renováveis são ideais, pois nenhuma emissão praticamente é observada a quando do processo de geração de electricidade. Apesar disso, a introdução de fontes de energia renovável apresenta incertezas nos sistemas de geração de energia. Este facto atribui-se à sazonalidade das fontes de energias renováveis, o que quer dizer que, depende da localização, condições climáticas, período anual e outros. Por outro lado, os factores económicos associados ao uso das energias renováveis, trazem uma confortável alternativa, uma vez que o combustível que deveria ser consumido pelas fontes convencionais não é utilizado, portanto, não havendo um investimento monetário.

É um problema desafiante desenvolver um plano de expansão com base em energias renováveis, principalmente quando a sazonalidade da fonte é extremamente variável e o seu potencial energético é pequeno. “A escolha da melhor alternativa de expansão, num plano horizontal a longo prazo, é conhecida como GEP [Plano de Expansão de Geração]. O problema consiste em encontrar o seguinte: 1) O tipo de plantas (Baseado no tipo de combustível) que serão adicionadas no sistema; 2) Quantas

plantas serão adicionadas; 3) Quando serão adicionadas estas plantas; 4) Em que locais serão adicionadas as plantas. Para além do referido é necessário também considerar-se que plantas serão excluídas do sistema ao longo do tempo, ou de outra forma, que plantas serão reformadas.

4.1. Definição de Conceitos Relevantes

4.1.1. Probabilidade de Perda de Carga (LOLP)

Se considerar-se um sistema energético eléctrico, cuja função seja responder à demanda por energia eléctrica demandada pelos consumidores de energia eléctrica, a demanda deve ser respondida no momento em que for demandada. É necessário apontar-se que esta demanda é extremamente variável ao longo do período de um dia e ainda anual. O não-suprimento desta demanda, pode resultar em perdas substancial de capital, chamadas custo dos não servidos por energia (ENS). O não-suprimento da demanda pode resultar de falhas nos sistemas de geração e transporte de energia de eléctrica, como também de uma demanda superior à capacidade instalada no sistema de geração. Esta demanda pode exceder a capacidade instalada no sistema de geração pela existência de desvios na demanda esperada, ultrapassando a capacidade instalada. Outra razão está no facto de que a capacidade de suprimento no momento ser inferior à demanda, mesmo que a capacidade instalada seja superior à demanda no momento, isto se deve as limitações tecnológicas existentes nas plantas, visto algumas não poderem operar a todo momento, paragens inesperadas das plantas e ainda devido as manutenções programadas. A não-confiabilidade de um sistema neste contexto é vista como a sua inabilidade de suplementar a carga de pico diária. Uma perda de carga ocorre sempre que a carga do sistema ultrapasse a carga disponível. A probabilidade total de que haverá uma falta de energia (perda de carga) é chamada de probabilidade de perda de carga (Vijayamohanan Pillai N, 2015).

$$LOLP = \sum_j P_j \cdot t_j \quad Eq. 24$$

Onde:

j - representa o tipo de falha.

t_j – É o número de dias que a perda de uma magnitude de energia poderá causar perda de carga;

P_j – É a probabilidade de acontecimento do evento j .

4.1.2. Curva de Duração de Carga (LDC)

“A curva de duração de carga é uma função cuja abcissa especifica o número de horas, num determinado período, usualmente um ano, durante o qual a demanda dos clientes por energia é igual ou superior ao nível de demanda associada à estimada. Normalizando a variável tempo, o valor em qualquer ponto na abcissa pode ser pensado como a probabilidade que a carga correspondente será igual ou superior” (Joseph Vardi, et al., 1977).

A figura abaixo apresenta um exemplo de uma curva de duração de carga.

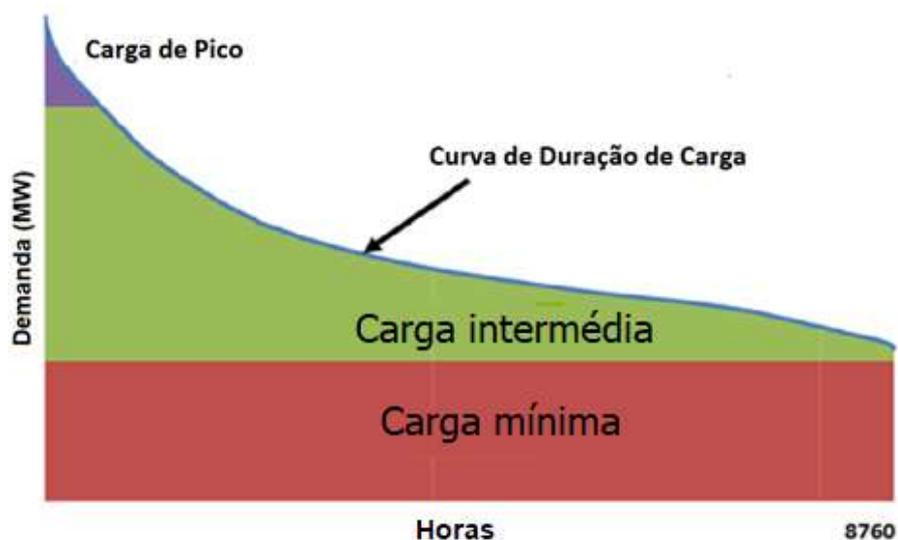


Figura 22. Modelo teórico de uma curva de duração de Carga. [Adaptado de: John Sterling, et al., 2013].

A **Carga Mínima** representa a carga de energia, que deve sempre existir no sistema, pois diz respeito à carga mínima que o sistema deve suprir.

A **Carga de Pico** diz respeito à carga máxima, cuja duração é de pouco tempo, conforme o gráfico.

A **Carga Intermédia** diz respeito à carga intermédia que deve ser fornecida pelo sistema.

4.1.3. Curva de Triagem

A Curva de Triagem é uma curva criada por meio da obtenção do custo anual, custo de investimento, custo de combustível, e os custos fixos de cada planta. Esta curva pode ser usada para comparação entre as plantas, e deste modo saber-se escolher de modo mais conveniente, que planta é mais viável economicamente.

A figura abaixo, apresenta um exemplo de curvas de triagem, para plantas que funcionam a base de energia nuclear, carvão a gás, com turbina a gás com ciclo aberto (OCGT) e a gás com turbina a gás com ciclo combinado (CCGT).

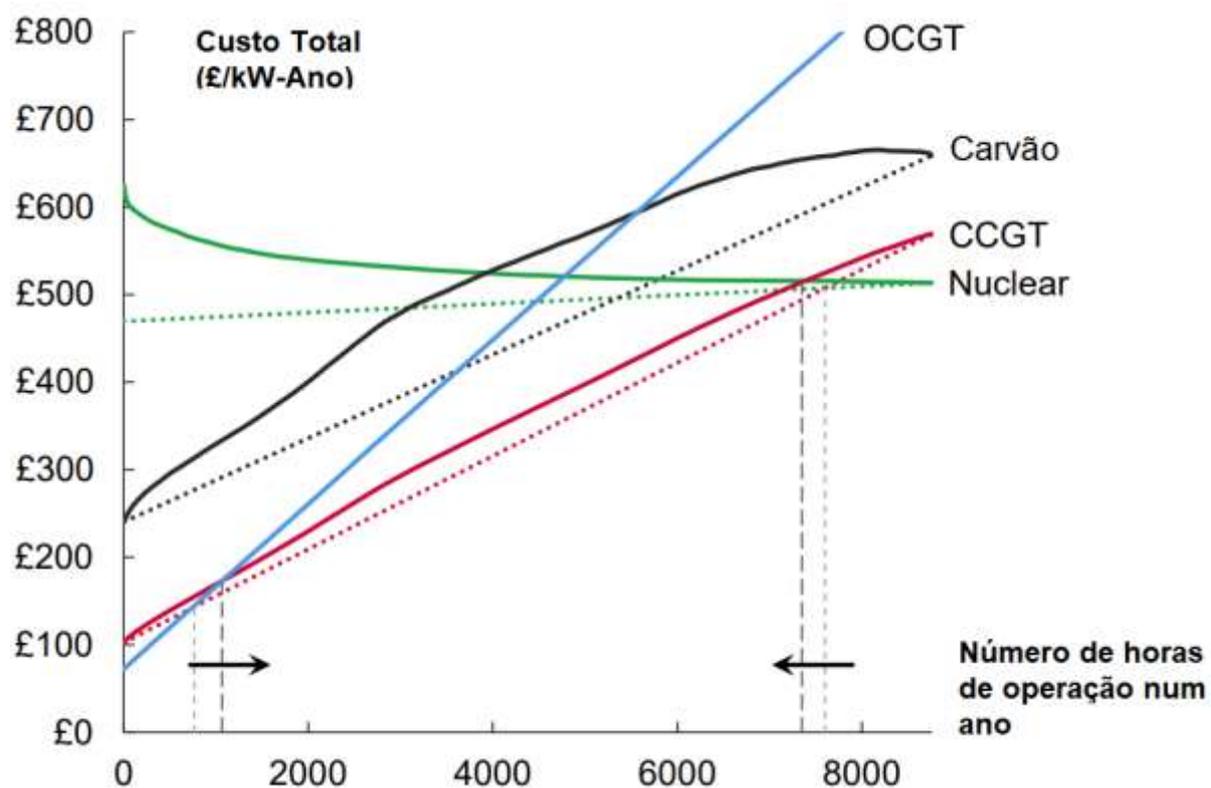


Figura 23. Curva de triagem para plantas OCGT, CCGT e também a base de energia nuclear e a carvão. [Adaptado de: Staffell, I. e Green, R. 2015].

O custo de investimento é visto no tempo 0, o investimento na tecnologia OCGT apresenta-se menos dispendioso, seguindo da tecnologia CCGT, depois a tecnologia a base de carvão e por fim a tecnologia a base de energia nuclear.

Com o decorrer do tempo, os preços de combustível, manutenção, operação, etc, fazem com que o valor total mude com acentuações diferentes para cada uma das plantas, essas acentuações são diferentes devido à natureza de cada planta.

4.2. Modelo WASP IV

O Pacote De Planeamento Automático do Sistema *Wien* (WASP) foi originalmente desenvolvido pela *Tennessee Valley Authority* (TVA) e pelo *Oak Ridge National Laboratory* (ORNL) dos Estados Unidos da América, para satisfazer as necessidades do inquérito de mercado da AIEA [Agência Internacional de Energia Atómica] sobre a energia nuclear nos países em desenvolvimento, conduzido pela AIEA entre 1972-1973. (*International Atomic Energy Agency, 2001*)

Tal como o seu antecessor [WASP-III], o WASP-IV foi concebido para encontrar a política de expansão da geração economicamente ideal para um sistema eléctrico atendendo às restrições especificadas pelo utilizador. Utiliza uma estimativa probabilística dos custos de produção do sistema, do custo energético não servido e a técnica de programação linear para determinar a política ideal de geração de energia que satisfaça as restrições exógenas, das emissões ambientais, da disponibilidade de combustível e da produção de electricidade por parte de algumas centrais e o método de optimização de programação dinâmica para comparar os custos das políticas alternativas de expansão do sistema. (*International Atomic Energy Agency, 2001*)

O Modelo WASP-IV é um modelo adequado, para planeamento da expansão energética de uma determinada região, podendo operar com restrições do ponto de vista económico e até ambiental. Este Modelo, WASP-IV, calcula e estima as emissões provenientes da geração de Energia Eléctrica pelo sector eléctrico.

A versão WASP-IV, diferentemente das versões anteriores, apresenta as seguintes funcionalidades adicionais:

- ✓ Representação das instalações de armazenamento bombeado;
- ✓ Calendário de manutenção fixa;
- ✓ Dimensões expandidas para o manuseamento de até 90 tipos de plantas e maior número de configurações;
- ✓ Cálculos das emissões ambientais; e
- ✓ Opção de introdução de restrições às emissões ambientais, ao uso de combustíveis e à produção de energia.

O WASP é projectado para encontrar a política de expansão de geração economicamente ideal para um sistema de electricidade dentro das restrições

especificadas pelo utilizador. Ele utiliza as seguintes ferramentas matemáticas: (1) Estimativa probabilística dos custos de produção do sistema, custo de energia não atendida e confiabilidade; (2) Técnica de programação linear para determinar a política de despacho óptimo, satisfazendo restrições exógenas das emissões ambientais, disponibilidade de combustível e geração de electricidade por algumas usinas; (3) Método a programação dinâmica para a comparação de custos de políticas alternativas de expansão do sistema (Mladen Zeljko, et al., 2020)

4.2.1. Função Objectiva do Modelo WASP IV

A função objectiva usada pelo modelo WASP IV para encontrar o plano óptimo de expansão é dada pela Equação 25. Que se encontra abaixo:

$$B_j = \sum_{t=1}^T (\bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}) \quad Eq. 25$$

Onde:

B_j – É a função objectiva anexa ao plano de expansão j ;

t – É o tempo em anos (1...T);

T – É a duração do período de estudo (número total de anos);

$\bar{I}_{j,t}$ – É o custo de investimento de capital amortizável;

$\bar{S}_{j,t}$ – Valor residual dos custos de investimento;

$\bar{L}_{j,t}$ – Custo de investimento de capital não amortizável;

$\bar{F}_{j,t}$ – Custo de combustível;

$\bar{M}_{j,t}$ – Custo de manutenção e operação; e

$\bar{O}_{j,t}$ – Custo dos não servidos por energia.

4.2.2. Módulos do Programa WASP

O fluxograma proposto na Figura 24 ilustra o processo necessário para a execução do programa.

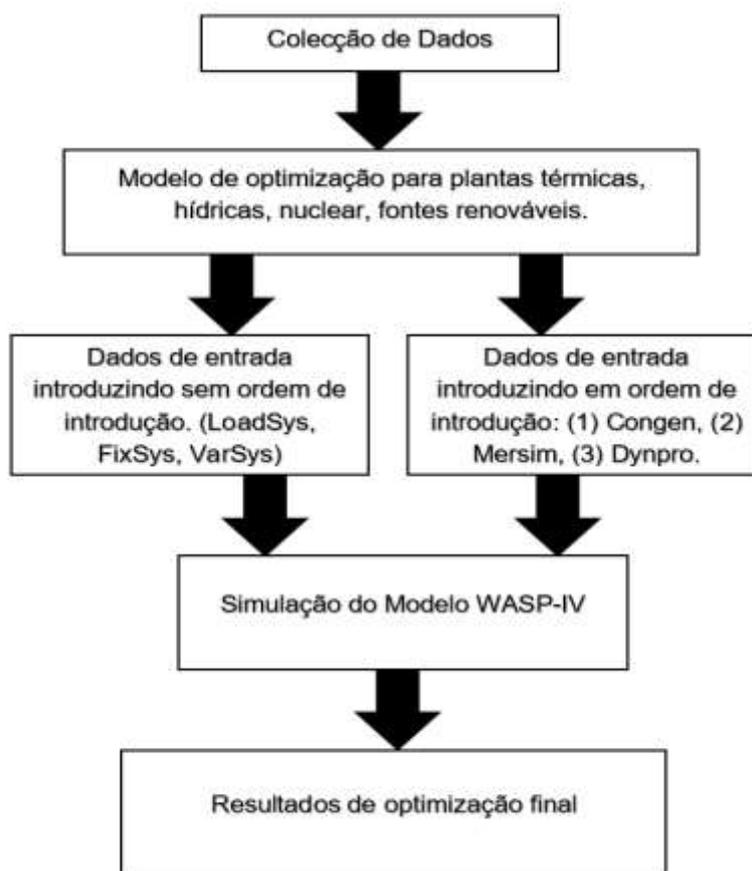


Figura 24. Fluxo de processo para o plano de geração de energia eléctrica [Adaptado de: Muhammad Fahad, et al., 2012].

O Modelo WASP IV é composto por 7 Módulos a saber:

LOADSYS: (descrição do sistema de carga), processa as informações que descrevem as cargas de pico do período e as curvas de duração de carga para o sistema de potência ao longo do período de estudo;

FIXSYS: (descrição do sistema fixo), processa informações que descrevem os sistemas de geração e quaisquer adições ou retiradas predeterminadas dos referidos sistemas, bem como informações sobre quaisquer restrições impostas pelo usuário sobre as emissões ambientais, combustível disponibilidade, ou geração de electricidade por algumas usinas;

VARSYS: (descrição do sistema variável), processa informações que descrevem as várias usinas geradoras, que devem ser consideradas como candidatas à expansão do sistema de geração.

CONGEN: (gerador de configuração), calcula todas as combinações possíveis, ano a ano, de adições usinas candidatas à expansão, que satisfazem as restrições de entrada e que em combinação com o sistema fixo podem satisfazer as cargas.

MERSIM: (mesclar e simular), considera todas as configurações propostas pelo CONGEN e usa a simulação probabilística de operação do sistema para calcular a produção associada aos custos, energia não servida e confiabilidade do sistema para cada configuração.

DYNPRO: (otimização de programação dinâmica), determina a expansão óptima do plano, com base nos custos operacionais derivados anteriormente, juntamente com informações de entrada sobre custos de capital, custo de energia não servida, parâmetros económicos e critérios de confiabilidade;

REPROBAT: escreve um relatório que resume os resultados totais ou parciais para o plano de expansão ideal ou próximo do sistema de potência ideal para os períodos previstos.

4.2.3. Processo de Tomada de Decisão do WASP IV Para Uma Expansão Ideal

O processo de tomada de decisão relativamente ao plano de expansão ideal no programa WASP IV leva em conta diversos factores. Muhammad Fahad, et al., 2012 aponta:

Planos de expansão de sistemas eléctricos focam-se em requisitos a longo prazo e curto prazo. O plano do sistema de geração eléctrica é baseado na satisfação dos critérios de confiabilidade. O critério de confiabilidade é satisfeito por meio da probabilidade de perda de carga (LOLP). Para prever diferentes tipos de cargas a carga é dividida em três categorias, a saber: Carga mínima, Carga de pico e Carga intermédia. A curva de duração de carga representa as cargas de demanda máxima e mínima. A divisão por categoria de carga projectada é alcançada para diferentes sectores. A selecção das plantas adicionais é realizada por meio da curva de triagem. Deste modo, ajuda a saber qual é a planta mais económica para a carga mínima,

carga intermédia e carga de pico para um determinado período. A curva de triagem engloba o factor de capacidade para cada planta. Esta curva de triagem é comparada com a curva de duração de carga. Deste modo, por meio da comparação, do modo mais conveniente selecciona-se a planta mais viável em concordância com seu valor económico e com as restrições ambientais. Além disso a projecção da curva de triagem é traçada em paralelo com a curva de duração de carga para analisa-las em relação ao factor de capacidade de carga. O resultado ilustra o custo otimizado para o plano de geração. O mesmo enfatiza o investimento. O custo de produção, o custo de combustível, o custo de operação e manutenção, a probabilidade de perda de carga e os custos devidos à energia não servida (Muhammad Fahad, et al., 2012).

4.3. Cenários Usados no Modelo WASP IV Para Modelagem das Emissões.

Um método amplamente utilizado para prever o futuro consiste em estabelecer uma linha base, geralmente um cenário de negócios como de costume (BAU), e então avaliar estratégias alternativas comparando-as com essa linha base (Shabbir e Ahmad, 2010), ou seja, o cenário BAU. Sendo assim, são neste trabalho definidos três cenários para estimativa das emissões de CO₂ a saber:

- 1) Cenário BAU, no qual expansão da geração de energia eléctrica está baseada no uso de fontes fósseis de energia, como o Gás Natural e o Carvão Mineral;
- 2) O segundo cenário corresponde a uma expansão baseada no uso de fontes de energia renovável; e
- 3) A terceira é a combinação da segunda com a energia nuclear, ou seja, a combinação das fontes renováveis com a energia nuclear.

4.4. Dados Iniciais Para o Plano de Expansão Para os Três Cenários

Antes de serem introduzidos os dados de entrada nos módulos anteriormente apresentados:

(1) define-se o período de estudo ou período de expansão do sistema de geração de energia eléctrica. Para o presente estudo o período de expansão começa no ano de 2026 e termina em 2045;

(2) definem-se os tipos de combustíveis usados nas plantas existentes e candidatas à expansão, como pode ser visto na Tabela 5;

(3) define-se o número de condições hidrológicas (foram consideradas três condições hidrológicas), e também as probabilidades associadas a cada condição hidrológica (foram consideradas igualmente três);

(4) definem-se as restrições associadas à expansão; e

(5) definem-se os poluentes associados à geração de energia, oriundos da queima de combustível.

Tabela 3. Tipos dos Combustíveis Existentes e Esperados Para a Expansão.

ID do Combustível	Nome	Descrição curta
0	NUCL	Plantas nucleares
1	LIG1	Plantas a carvão (Lignite)
2	LIG2	Plantas a carvão (Lignite)
3	Carvão	Plantas a carvão
4	Gasóleo	Plantas a Gasóleo
5	GTGO	Plantas Com Turbinas a gás e gasóleo
6	Gás Natural	Plantas a gás natural
7	Eólica	Plantas a base de energia eólica
8	Solar	Plantas a base de energia fotovoltaica
9	BIO	Plantas a biomassa

4.5. LOADSYS

Para o módulo LOADSYS, foram definidas as cargas de pico anuais conforme a Tabela 4, os rácios relativos à carga de pico para cada subperíodo de cada ano (foram usados para este caso quatro subperíodos), juntamente com a curva de duração de carga para cada período.

4.6. FIXSYS

Parte da descrição do sistema fixo existente é retirada do plano de expansão desenvolvido pelo grupo Jica Study Team, 2017 para a empresa EDM, designado *Master plan*. A estes dados obtidos, são anexados os dados retirados dos relatórios estatísticos da EDM de 2018 à 2022. Foram definidas as plantas que entraram na

matriz energética eléctrica e as que ficarão de fora da expansão. Os dados relativos a este módulo são apresentados no Anexo 10 para as plantas térmicas e de energia renovável e no Anexo 11 encontram-se as plantas hidroeléctricas.

4.7. VARSYS

As plantas térmicas e de energias renováveis candidatas são encontradas no Anexo 12. A descrição sumária das plantas candidatas é apresentada abaixo:

4.7.1. Turbina de Combustão Classe H – Ciclo Combinado (V-CC)

Este caso é composto por um bloco de uma unidade de geração de energia com ciclo combinado em uma configuração 2 x 2 x 1. A planta inclui queima de gás. O resfriamento da planta principal é realizado com uma torre de resfriamento húmido. A potência nominal deste caso é de 30 MW (U.S. Energy Information Administration, 2020).

4.7.2. Pequena Usina Nuclear de Reactor Modular (NUCL)

Este caso é baseado em 12 módulos de reactores pequenos. Cada módulo tem capacidade líquida de 50 MW, para uma capacidade da planta de [600 MW]. (U.S. Energy Information Administration, 2020).

4.7.3. Usina Eólica Onshore (WPON)

Este caso corresponde a uma turbina eólica localizada na superfície terrestre para geração de electricidade. A potência nominal é de 30 MW.

4.7.4. Usina Eólica Offshore (WPOF)

Este caso é correspondente a uma turbina eólica localizada no mar para geração de electricidade. A potência nominal é de 400 MW.

4.7.5. Solar Fotovoltaica (SP)

Este caso é uma instalação Solar fotovoltaica (PV) nominal de [40 MW] com rastreamento de eixo único. (U.S. Energy Information Administration, 2020)

4.7.6. Solar Fotovoltaica Com Armazenamento de Bateria (SPBA)

Este caso é baseado em uma usina solar fotovoltaica nominal de [30 MW] com 200 MWh de armazenamento de bateria de íons de lítio. (U.S. Energy Information Administration, 2020).

4.7.7. Carvão Ultra Supercrítico (VCO₂)

Este caso compreende uma usina a carvão com capacidade nominal líquida de [1200 MW] com um único gerador de vapor e turbina a vapor com sistemas de armazenamento e manuseio de carvão. Este caso emprega um ciclo de Rankine modificado, referido como um ciclo térmico ultra-supercrítico, que é caracterizado pela operação em pressões supercríticas. (U.S. Energy Information Administration, 2020).

4.8. CONGEN

Após a definição das plantas que podem satisfazer os requisitos de geração, neste módulo, para cada cenário, as conclusões alcançadas são apresentadas nos subcapítulos 4.8.1, 4.8.2 e 4.8.3.

4.8.1. Cenário BAU

Para o cenário BAU as plantas VCC e VCO₂ foram escolhidas, visto que a probabilidade de escolha das plantas à base de energias fósseis é possível, principalmente pelo facto de o país apresentar uma grande riqueza em fontes de combustíveis fósseis. Duas plantas VCC e uma VCO₂ foram escolhidas, para o modelo BAU. As quantidades de centrais existentes na matriz eléctrica, resultante das adicionadas, a cada ano apresentam-se no Anexo 13.

4.8.2. Cenário Sem Energia Nuclear (Sem Nuclear)

Para a expansão sem a utilização de energia nuclear, foram escolhidas no total seis plantas WPON, sete plantas SP, dez plantas SPBA e quatro plantas WPOF. As quantidades de centrais adicionadas à matriz eléctrica, resultantes das adicionadas, a cada ano apresentam-se Anexo 14.

4.8.3. Cenário Com Energia Nuclear (Com Nuclear)

Para a expansão com energia nuclear foram no total escolhidas duas plantas NUCL, uma WPON, uma SP. Uma SPBA e três WPON. As quantidades de centrais adicionadas à matriz eléctrica, resultantes das adicionadas, a cada ano apresentam-se no Anexo 15.

4.9. Apresentação e Análise dos Resultados pPra os Três Cenários

4.9.1. Resultados Relativo a Capacidade Instalada

A Figura 25 mostra a capacidade instalada no cenário BAU em relação à demanda estimada. Como pode ser visto, a curva da demanda estimada está abaixo da capacidade instalada do sistema. No início do período, o gás natural apresenta maior capacidade instalada de 51%, seguido do carvão de 31%, depois pela energia hídrica com 16%, e 2% para a energia solar. As participações percentuais para o gás natural e carvão mineral reduzem-se no sistema para 28% e 16%, respectivamente. A energia hídrica apresenta um aumento até 51%. O sistema apresenta um LOLP de 41% inicialmente, com uma redução até 6% no fim do período de estudo.

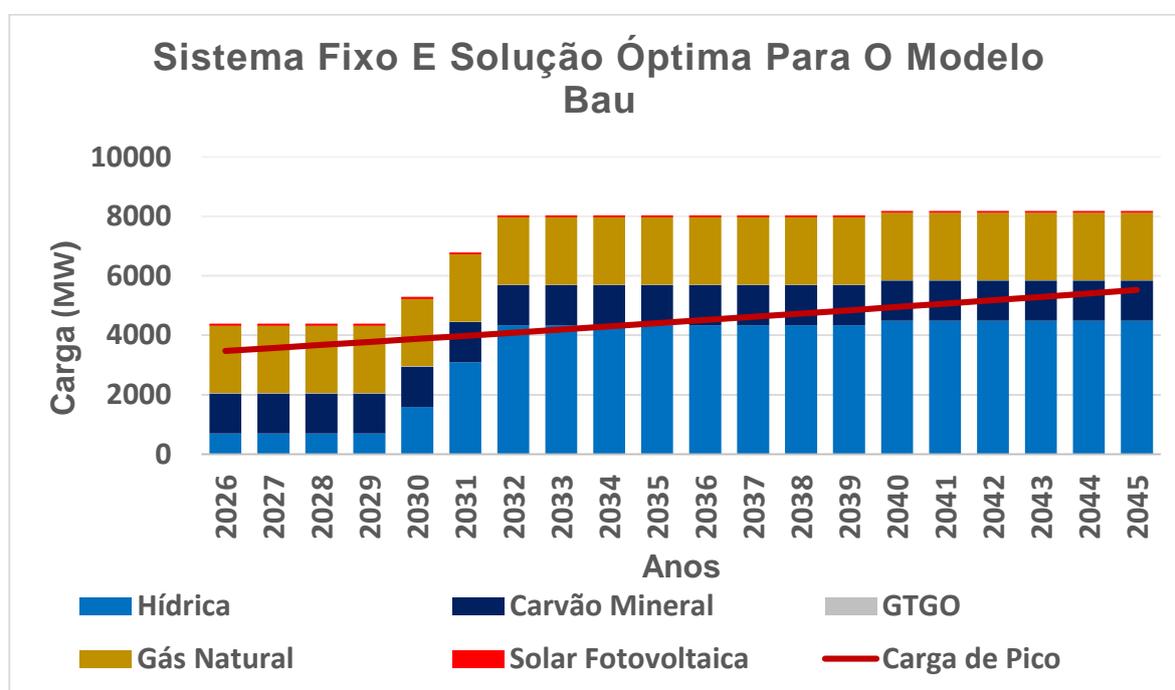


Figura 25. Expansão Fixa e solução Óptima para expansão BAU.

A Figura 26 mostra a capacidade instalada em relação à demanda estimada em MW, para o caso do cenário sem nuclear. A capacidade instalada é apresentada em função do combustível utilizado. Pode ser verificado através do gráfico que a maior parte da capacidade instalada é proveniente da energia hídrica durante grande parte do período de estudo (crescendo de 17% para 55%), factor que é justificável pelo potencial hídrico que o país apresenta. A energia eólica tem uma participação inicial de 44% vindo-se a reduzir-se até 22%. O gás natural é reduzido de 26% para 13%. A

energia solar e a base de carvão mineral têm uma participação em média de 8% a 3% ao longo do período de estudo.

O aumento do excesso de energia (capacidade instalada acima da curva da carga de pico) faz reduzir o nível de probabilidade de perda de carga de 60% até 55% no fim do estudo, havendo um fundo de 23% no ano de 2033.

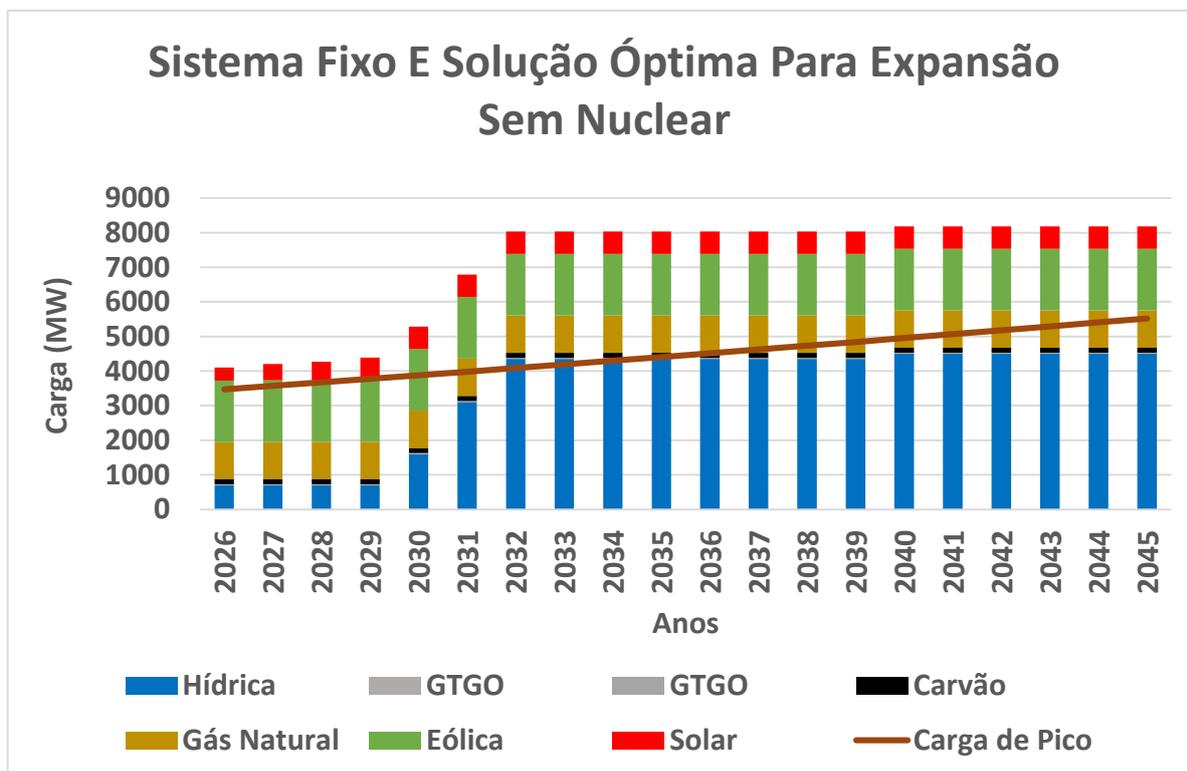


Figura 26. Expansão Fixa e Solução Óptima para expansão sem nuclear.

O gráfico da Figura 27, mostra a capacidade instalada em relação à demanda esperada em MW, para o caso da expansão com nuclear. A energia hídrica tem uma grande participação aumentando de 15% para 53%, a energia nuclear com diminuição de 27% para 14%, a energia a base de carvão mineral tem uma média de 3% de participação, o gás natural tem uma participação de 24% com uma diminuição até 13%, a energia solar apresenta uma participação média ao longo do período de estudo de 2% e por fim a energia eólica tem uma redução de 27% para 15%. A Probabilidade de perda de carga para este caso tem uma redução de 53% para 47% ao longo do período de estudo. O LOLP mínimo apresentado é de 4.5% em 2032. O que trás maior atratividade a expansão com nuclear do que sem ela, do ponto de vista de probabilidade de perda de carga.

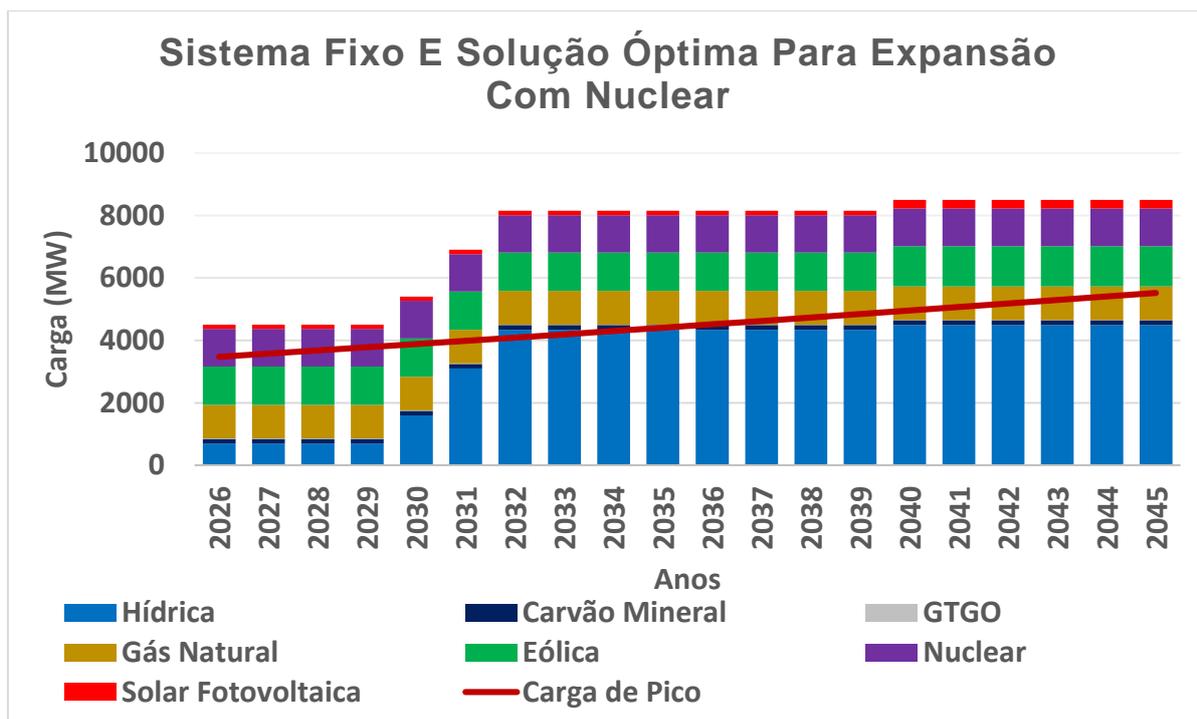


Figura 27. Expansão Fixa e Solução Óptima para expansão com nuclear.

Os dados numéricos, como a capacidade instalada em função fonte de energia, a probabilidade de perda de carga, para o cenário BAU, cenário sem nuclear e cenário com nuclear, são encontrados no Anexo 16 e Anexo 17, Anexo 18, respectivamente.

4.9.2. Resultados Relativos as Emissões de CO₂

As emissões de CO₂ para os três cenários são apresentadas nas Figura 28 e Figura 29. Os valores numéricos em tabela das emissões por tipo de combustível para os três cenários são apresentados no Anexo 19, Anexo 20, Anexo 21, para o cenário BAU, cenário sem nuclear e cenário com nuclear, respectivamente.

A figura a seguir mostra o desenvolvimento da curva de emissões de CO₂ para o modelo BAU.

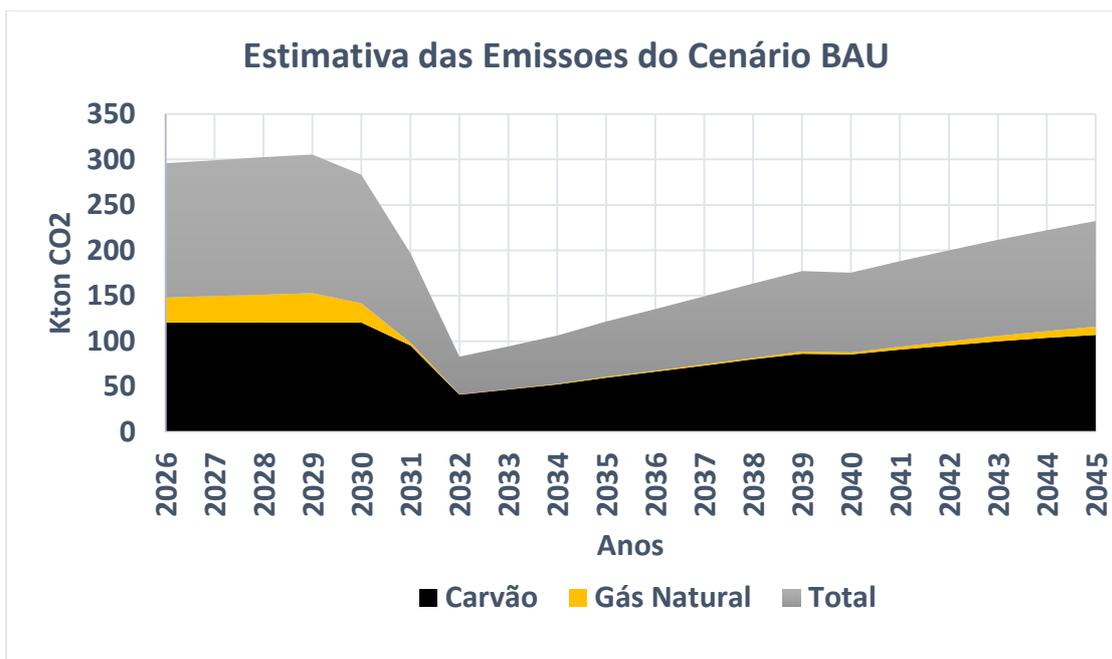


Figura 28. Estimativa das emissões de CO₂ geradas no cenário BAU.

Na figura 28 a queda das emissões verificadas no ano de 2029 até 2032 é consequência da entrada de mais uma central de energia hídrica na Matriz Energética Eléctrica Moçambicana, isso faz reduzir o factor de carga de cada uma das centrais à base de combustível fóssil, fazendo com que as centrais à base de energia fóssil produzam menos energia o que consequentemente faz reduzir as emissões de CO₂. O aumento das emissões que pode ser verificado a partir do ano de 2032 é resultado do aumento da demanda, já que as centrais hídricas não podem economicamente responder ao nível de demanda que deve ser suprida, as centrais fósseis são novamente requisitadas, com factor de carga que aumenta igualmente as emissões de CO₂.

O gráfico da Figura 29 apresenta as curvas das emissões de CO₂ para os cenários com nuclear e sem nuclear.

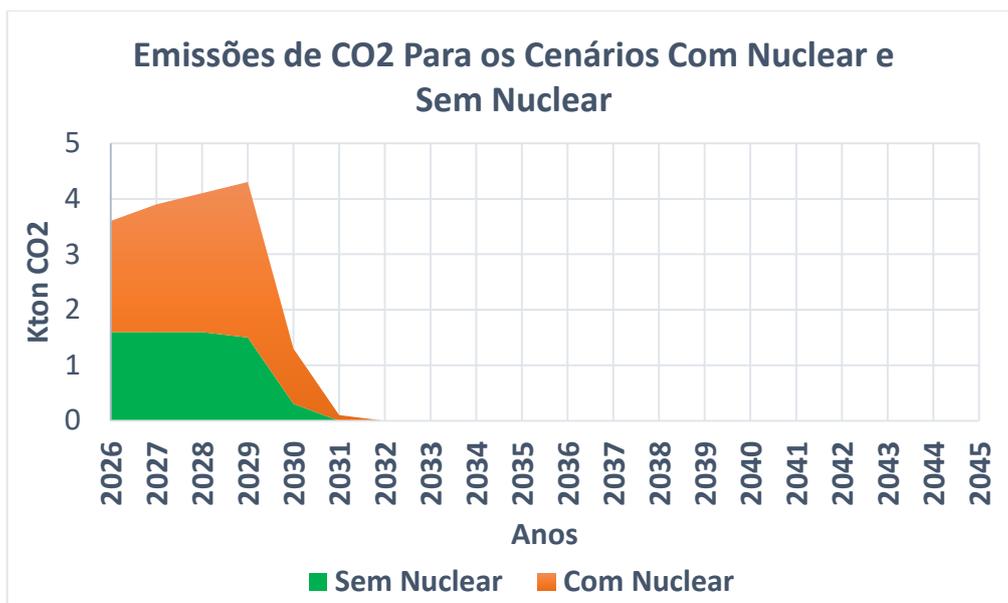


Figura 29. Curvas das Emissões de CO₂ para os Cenários com nuclear e sem nuclear.

Para os dois cenários uma redução a partir de 2029 nas emissões de CO₂ é verificada, sendo esta redução atingida até os níveis de 0 Kton CO₂ no ano de 2031, este factor como apontado para o caso do cenário BAU é devido à entrada de novas centrais de geração de energia eléctrica à base de energia hídrica. As centrais a gás natural e a carvão mineral diminuem a sua produção de energia eléctrica o que tem como consequência imediata a redução das emissões de CO₂. O uso de fontes de energia renovável ajuda bastante na redução das emissões visto influenciarem no factor de capacidade de carga atribuída a estas centrais, o que seria diferente se se utilizassem fontes de energia convencional, à base de combustíveis fósseis. Para a expansão com nuclear depois da redução das emissões em 2031 verifica-se novamente um aumento das emissões de CO₂ em 2041. Há aumento das emissões devido ao aumento da solicitação de carga das centrais à base de carvão mineral, A emissão total no horizonte de estudo, para o caso do cenário sem nuclear, é de 6.6 kton de CO₂, ao passo que, para o caso com a utilização de nuclear é de 10.6 kton de CO₂. Estes pontos apresentados fazem com que o caso de expansão sem utilização de energia nuclear se mostre mais benéfico do ponto de vista de emissões de CO₂.

É importante apontar igualmente que existe uma relação directa entre os consumos de combustível e as emissões de CO₂, deste modo, as considerações anteriormente apontadas tem uma consequência directa no uso de combustível e, portanto, no investimento ligado à compra de combustível.

4.9.3. Resultados Relacionados a Componente Económica

Os custos totais de operação (a azul), esperados para os três cenários, podem ser vistos na Figura 30. Os custos totais de operação ligados ao cenário sem nuclear são maiores comparados aos custos ligados ao cenário com nuclear no horizonte de estudo. O cenário BAU apresenta maior custo total de operação.

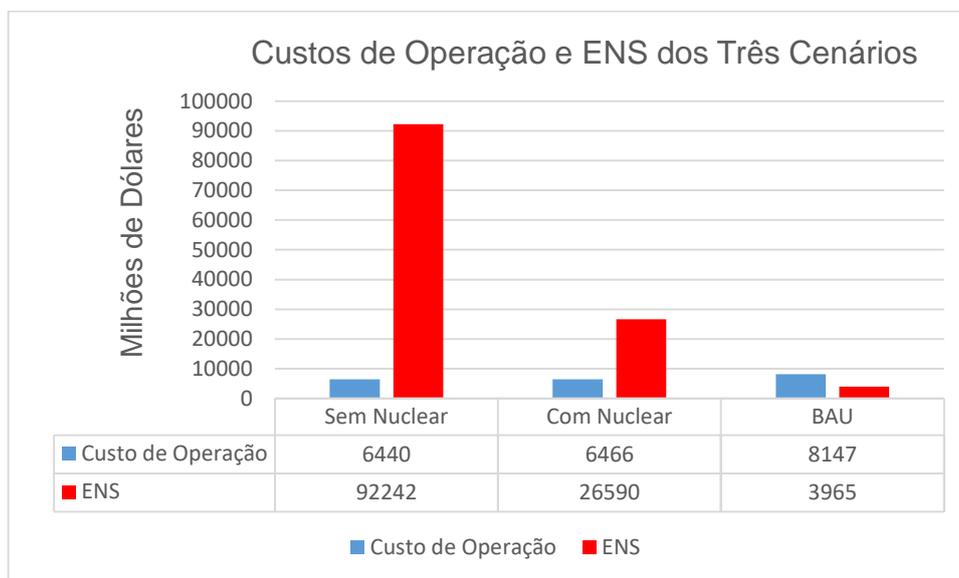


Figura 30. Custo totais associados a operação das plantas e investimento nos três casos de expansão.

Por outro lado, o custo relacionado com a energia não servida (a vermelho) que pode ser visto na Figura 30 mostra-se maior para o caso do cenário sem nuclear. O facto dos custos com a energia não servida serem maiores no caso sem nuclear, pode ser explicado pela probabilidade de perda de carga. Quando a probabilidade de perda de carga é maior, o custo associado a esta perda também se mostra maior. Como apontando anteriormente, estes valores são obtidos por meio de uma simulação probabilística, o que quer dizer que, não existe a certeza absoluta de que esses custos serão observados, no entanto, a perspectiva mais viável economicamente e com menores riscos é o caso do cenário com nuclear. O cenário BAU apresenta o menor custo dos não servidos por energia, isso pode ser justificado pela baixa incerteza relacionada à geração de energia com os combustíveis fósseis que não dependem da sazonalidade.

O gráfico da Figura 31 apresentam valores totais de investimento para os cenários de estudo, que é um outro indicador que ajuda a observar que opção é economicamente

mais viável. O Valor do investimento inicial requerido para o cenário com nuclear é menor em comparação ao cenário sem nuclear e por sua vez é maior que o cenário BAU.

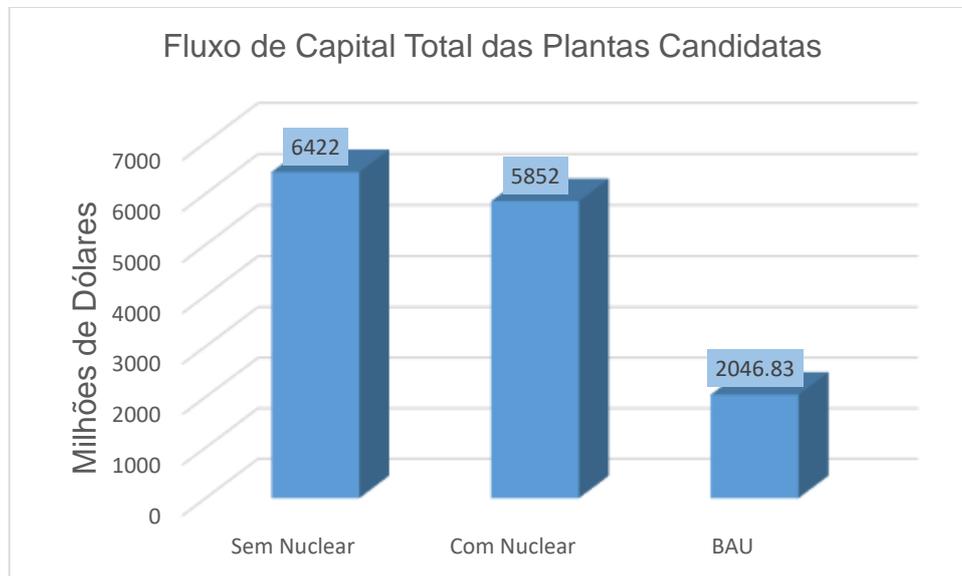


Figura 31. Resumo do Fluxo de Caixa Total das Plantas Candidatas Envolvidas em Cada Cenário.

Os custos de operação e dos não servidos por energia, do cenário BAU, sem nuclear e com nuclear encontram-se nos Anexos 22, 23, 24, respectivamente.

5. Conclusões e Recomendações

5.1. Conclusões

Nesta tese de licenciatura foram estudadas as causas ligadas ao efeito estufa, foi estimada a demanda por energia eléctrica para cada província de Moçambique, foram estimadas as emissões de CO₂ consequentes da geração de energia eléctrica em Moçambique, foram desenvolvidos três planos de expansão, para estimar e reduzir as emissões de CO₂ na geração de electricidade.

Para a estimativa da demanda por energia eléctrica foi usado o método *Top-Down*, devido à maior facilidade de obtenção de dados. Isso deveu- à facilidade de obtenção de dados fornecidos pela empresa Electricidade de Moçambique (EDM) através dos seus relatórios anuais.

A demanda por energia eléctrica em Moçambique apresenta um aumento linear, para todas as províncias e consequentemente a demanda total para Moçambique apresenta um comportamento linear, isto apresenta uma vantagem comparativamente ao crescimento exponencial, que seria difícil de responder devido ao investimento requerido. Não são apresentados, na curva da demanda, nenhum aumento ou diminuição brusca, o que seria um problema complicado de gerenciamento do lado da geração.

Foram estimadas, para o cenário BAU as emissões de CO₂ resultantes da geração de energia totalizando no horizonte de estudo 1972.30 Kton de emissões de CO₂.

Foram desenvolvidos os cenários com nuclear e sem nuclear, e observada uma diminuição de CO₂ de quase 100% para os dois cenários. Este factor na diminuição das emissões de CO₂ deve-se à entrada das diferentes centrais de geração de energia a base de fontes renováveis, como a energia eólica e solar que são centrais com um factor de emissões com valor igual a zero. E também ao uso da fonte de energia nuclear, cujo factor de emissão tem valor igual a zero. Portanto, a tentativa relativa ao uso de fontes de energia nuclear e renovável apresenta-se como uma tentativa útil e importante.

Os três cenários usados na investigação foram comparados também do ponto de vista económico. A conclusão de que perspectiva se afigura melhor do ponto de vista económico foi de que o cenário BAÚ é o melhor, seguido do cenário com nuclear e por fim o cenário sem nuclear.

Visto o objectivo final do trabalho ser definir a proposta de redução das emissões de CO₂ oriundas da geração de energia eléctrica, é necessário olhar as duas vertentes, ambiental e económica, de modo a definir a condição óptima de geração que responda aos dois indicadores, económico e ambiental. O cenário com nuclear afigura-se como o cenário óptimo, visto responder igualmente as condições ambientais e económicas.

As centrais de geração de energia para o cenário com nuclear apresentam uma queda na capacidade de carga para níveis abaixo de 4%, para as centrais de geração de energia com base nos combustíveis fósseis, isso representa uma inutilização dessas centrais.

5.2. Recomendações

Recomenda-se nesta tese que seja investigada a possibilidade da captura de CO₂, para estas centrais e a venda da energia que se pode produzir por meio das mesmas, enquanto durar o seu tempo de vida isto ajudaria, portanto, que a Matriz Energética Moçambicana não fosse extremamente dependente das energias renovável e nuclear. Para isso é necessário que seja elaborado um estudo da viabilidade económica da introdução da captura de CO₂ nestas centrais. Por outro lado, estas centrais podem igualmente ser usadas como centrais de emergência na matriz energética eléctrica.

Referências Bibliográficas

- [1] Özer, B., İncecik, S., & Görgün, E. 2017, The evaluation of CO2 emissions mitigation scenarios for Turkish electricity sector, *International Journal of Global Warming*, Vol. 11, n. 2, p. 157-181;
- [2] Dai, P., Chen, G., Zhou, H., Su, M., & Bao, H. 2012, CO2 mitigation measures of power sector and its integrated optimization in China. *The Scientific World Journal*.
- [3] Abdallah, L., & El-Shennawy, T. 2013, Reducing carbon dioxide emissions from electricity sector using smart electric grid applications. *Journal of Engineering*, 2013;
- [4] Sanquetta, C. R., Maas, G. C. B., Sanquetta, M. N. I., Sanquetta, F. T. I., & Dalla Corte, A. P. 2017, Emissões de dióxido de carbono associadas ao consumo de energia elétrica no Paraná no período 2010-2014. *BIOFIX Scientific Journal*, Vol. 2, n. 1, p. 1-6;
- [5] Cordeiro, L. F. A., de Aquino, R. R. B., & de Souza, V. A. 2017, Planejamento Do Setor Elétrico Com Foco Na Mitigação Das Emissões De Co2, *Anais do Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental e Sustentabilidade*, Vol. 5;
- [6] Ramseur, S. 2019, US carbon dioxide emissions in the electricity sector: Factors, trends, and projections. *Congressional Research Service Report*;
- [7] Colin Baird, Michael Cann, 2011, Química Ambiental, [recurso eletrônico], 4th. ed., Tradução: Marco Tadeu Grassi.[et al.]; Revisão técnica: Marco Tadeu Grassi, Bookman, Porto alegre;
- [8] Colin Baird, Michael Cann, 2012, Environmental Chemistry, 5th ed., , W. H. Freeman and Company • New York;
- [9] Inatomi, T. A. H., & Udaeta, M. E. M. 2005, Análise dos impactos ambientais na produção de energia dentro do planejamento integrado de recursos. *Brasil Japão. Trabalhos*, p. 189-205;

- [10] Silva, B. W. M., Barros, G. N., dos Santos Pinto, J. R., de Camargos Filho, J. F., Rezende, K. I., Menezes, M. T. S., ... & Rabelo, S. N. 2018, Análise E Levantamento Das Principais Técnicas Para Captura Do Co2;
- [11] Hashim, H., Douglas, P., Elkamel, A., & Croiset, E. 2005, Optimization model for energy planning with CO2 emission considerations. *Industrial & engineering chemistry research*, Vol. 44, n.4, p. 879-890;
- [12] Mavrotas, G., Diakoulaki, D., & Papayannakis, L. 1999, An energy planning approach based on mixed 0–1 multiple objective linear programming, *International Transactions in Operational Research*, Vol. 6, n. 2, p. 231-244;
- [13] Bai, H., & Wei, J. H. 1996, The CO2 mitigation options for the electric sector. A case study of Taiwan. *Energy Policy*, Vol. 24, n. 3, p. 221-228;
- [14] Antunes, C. H., Martins, A. G., & Brito, I. S. 2004, A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. *Energy*, Vol. 29, n. 4, p. 613-627;
- [15] Mejía Giraldo, Diego Adolfo, Jesus Lopez Lezama, and Luis Alfonso Gallego Pareja, 2010, Energy generation expansion planning model considering emissions constraints, *Dyna*, Vol. 77, n.163, p.75-84;
- [16] Murugan, P., Kannan, S., & Baskar, S. 2009, Application of NSGA-II algorithm to single-objective transmission constrained generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, n.4, p. 1790-1797;
- [17] Kannan, S., Baskar, S., McCalley, J. D., & Murugan, P. (2008); Application of NSGA-II algorithm to generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power systems*, Vol. 24, n. 1, p. 454-461;
- [18] www.eia.gov, 14 de Novembro de 2022;
- [19] Chen, Q., Kang, C., Xia, Q., & Zhong, J. 2010, Power generation expansion planning model towards low-carbon economy and its application in China, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, n.2, p. 1117-1125;
- [20] Dubash, N. K., Khosla, R., Rao, N. D., & Bhardwaj, A. 2018, India's energy and emissions future: an interpretive analysis of model scenarios. *Environmental Research Letters*, Vol. 13, n.7;
- [21] Cai, W., Wang, C., Chen, J., Wang, K., Zhang, Y., & Lu, X. (2008). Comparison of CO2 emission scenarios and mitigation opportunities in China's five sectors in 2020. *Energy Policy*, Vol. 36, n. 3, p. 1181-1194;

- [22] Cai, W., Wang, C., Chen, J., Wang, K., Zhang, Y., & Lu, X. 2008, Comparison of CO2 emission scenarios and mitigation opportunities in China's five sectors in 2020. *Energy Policy*, Vol. 36, n. 3, p. 1181-1194;
- [23] Jang, S. H., Park, J. B., & Roh, J. H. 2012, Generation Mix Analysis based on the Screening Curve and WASP-IV Techniques. *The Transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers*, Vol. 61, n. 4, p. 534-541;
- [24] Hainoun, A., Aldin, M. K. S., Saba, G., & Almoustafa, S. 2015, Long-term expansion planning for the Syrian electric system using the optimisation model WASP-IV. *International Journal of Global Energy Issues*, Vol. 38, n. 1-3, p. 164-195;
- [25] Zaid Mohamed e Pat Bodger, 2005, Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables, *Researchgate*, P. 1833–1843;
- [26] Egelioglu, F. et al., 2001, Economic variables and electricity consumption in Northern Cyprus, *Energy*, Elsevier, vol. 26, n. 4, p. 355-362;
- [27] Harris, John L. e Liu, Lon-Mu, 1993, Dynamic structural analysis and forecasting of residential electricity consumption, *International Journal of Forecasting*, Elsevier, vol. 9, n. 4, p 437-455;
- [28] Ranjan, Manish e Jain, V.K., 1999, Modelling of electrical energy consumption in Delhi, *Energy*, Elsevier, vol. 24, n. 4, p. 351-361;
- [29] Júlio César Assmann, 2015, Projeção de Demanda de Energia Eléctrica a Longo Prazo em Base Mensal;
- [30] Ozoh, P., Abd-Rahman, S., Labadin, J., & Apperley, M. (2014). A comparative analysis of techniques for forecasting electricity consumption. *International journal of computer applications*, Vol. 88, n. 15;
- [31] Bianco, V., Marchitto, A., Scarpa, F., & Tagliafico, L. A. 2020, Forecasting energy consumption in the EU residential sector. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, Vol. 17, n.7;
- [32] Jakobsson, K.; Söderbergh, B.; Snowden, S.; Aleklett, K. 2014, Bottom-up modeling of oil production: A review of approaches, *Energy Policy*, Vol. 64, p. 113–123;
- [33] Koopmans, C.C.; Te Velde, D.W. 2001, Bridging the energy efficiency gap: Using bottom-up information in a top-down energy demand model. *Energy Econ*, Vol. 23, p. 57–75;

- [34] Turton, H. ECLIPSE. 2008, An integrated energy-economy model for climate policy and scenario analysis, *Energy*, Vol. 33, p. 1754–1769;
- [35] Auffhammer, M., & Aroonruengsawat, A. 2012, Erratum to: Simulating the impacts of climate change, prices and population on California's residential electricity consumption. *Climatic Change*, Vol 113, n. 3, p. 1101-1104;
- [36] Salari, M., Javid, R. J., & Noghanibehambari, H. 2021, The nexus between CO2 emissions, energy consumption, and economic growth in the US. *Economic Analysis and Policy*, Vol. 69, p. 182-194;
- [37] Tolmasquim, M. T., & Szklo, A. S. 2000, A matriz energética brasileira na virada do milênio. *Rio de Janeiro, Brazil: COPPE/UFRJ*;
- [38] São Paulo, 2005. Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento do Estado de São Paulo. Matriz Energética do Estado de São Paulo 2006 a 2016. São Paulo. 2005;
- [39] Tolmasquim, Mauricio T.; GUERREIRO, Amilcar; GORINI, Ricardo. 2007, Matriz energética brasileira: uma prospectiva;
- [40] Mariana Maia de Miranda, 2012, Factor de Emissão de Gases de Efeito Estufa da Geração de Energia Eléctrica no Brasil: Implicações da Aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida;
- [41] Breeze. P. 2005, Power Generation Technologies, Great Britain: Elviesier;
- [42] Brasil, Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Energia 2030. Brasília: MME:EPE, 2007b: Geração Termelétrica – Petróleo e Derivados;
- [43] Castelo Branco, A. C. G. O. Projeção de Demanda de Energia Eléctrica;
- [44] Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia). 2004. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Salvador. Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Salvador, 2003;
- [45] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2014, Consumo de Electricidade cresce 8.6% em Fevereiro. *Resenha Mensal do Mercado de Energia Eléctrica. Rio de Janeiro, V. 7, n. 78*;
- [46] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2005, Relatório Analítico: Projeções do mercado de energia eléctrica. Brasília, 178p;

- [47] Staffell, I., & Green, R. 2015, Is there still merit in the merit order stack? The impact of dynamic constraints on optimal plant mix. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, n. 1, p. 43-53;
- [48] Shinwari, M. F., Latif, M., Ahmed, N., Humayun, H., Qureshi, I. M., UI Haq, I., & Chohan, Y. 2012, Optimization model using WASP-IV for Pakistan's power plants generation expansion plan. *IOSR J. Electr. Electron. Eng*, Vol. 3, n. 2, P.39-49;
- [49] Karunanithi, K., Kannan, S., & Thangaraj, C. 2015, Generation expansion planning for Tamil Nadu: a case study. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 25, n. 9, p. 1771-1787;
- [50] Vijayamohanan Pillai N. 2014, Loss of Load Probability of a Power System. *J Fundam Renewable Energy*;
- [51] Vardi, J., Zahavi, J., & Avi-Itzhak, B. 1977, The combined load duration curve and its derivation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 96, n.3, p. 978-983;
- [52] Shinwari, M. F., Latif, M., Ahmed, N., Humayun, H., Qureshi, I. M., UI Haq, I., & Chohan, Y. 2012, Optimization model using WASP-IV for Pakistan's power plants generation expansion plan. *IOSR J. Electr. Electron. Eng*, Vol. 3, n. 2, p. 39-49;
- [53] Staffell, I., & Green, R. 2015, Is there still merit in the merit order stack? The impact of dynamic constraints on optimal plant mix. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, n. p. 1, 43-53;

Outra Bibliografia Consultada

- [54] <https://www.eia.org>, 12 de Novembro de 2022;
- [55] https://en.wikipedia.org/wiki/Scientific_consensus_on_climate_change#Consensus_points, 28/11/2022;
- [56] <https://earthobservatory.nasa.gov/features/CarbonCycle/page5.php>, 28/11/2022;
- [57] https://serc.carleton.edu/integrate/teaching_materials/global_energy/activity3.html, 28/11/2022;

Anexos

Anexo 1. Impactos significativos das mudanças climáticas que provavelmente ocorrerão nos continentes no século XXI [Baird e Cann, 2011]

Região	Impacto Esperado
Ártico	Significativo recuo do gelo; distúrbio de habitat da megafauna; perda acelerada do gelo da Groenlândia e glaciares das montanhas; mudanças na indústria da pesca; substituição da maioria da tundra por floresta boreal; grande exposição à radiação UV.
América do Norte	Redução da camada de neve na Primavera; mudança na vazão do rios; alteração de ecossistemas, com perda de nichos ambientais; elevação do nível do mar e aumento da intensidade e energia dos furacões atlânticos e aumenta da inundações costeiras e dos danos com as tempestades; onda de calor e incêndios mais frequentes e intensos; aumento da produtividade agrícola e florestal por algumas décadas.
Europa	Chuvas mais intensas no Inverno, inundações de rios e outros perigos; aumento das ondas de calor no Verão e derretimento dos glaciares das montanhas; grande estresse das águas nas regiões sul; intensificação regional das diferenças climáticas; grande estresse biótico, causando alteração da flora; mudança do turismo na região do Mediterrâneo.
América Central e Oeste da Índia	Grande probabilidade de chuvas intensas e furacões mais potentes; aumento da descoloração dos corais; inundações atribuídas à elevação do nível do mar; perda de biodiversidade.
Sul da Ásia	Elevação do nível do mar e ciclones mais intensos, inundando os deltas e as costas; grande perda de mangues e recifes de corais; derretimento dos glaciares das montanhas reduzindo a vazão vital dos rios; aumento da pressão nos recursos de água com o crescimento populacional e necessidade de irrigação; possíveis perturbações nas monções.

Pacífico e pequenas ilhas	Inundação das ilhas de coral devido à elevação do nível do mar; salinização dos aquíferos; descoloração generalizada dos corais; tufões mais potentes; e possível intensificação de extremos ENSC.
Oceanos Globais	Tornam-se mais ácidos pelo aumento da concentração de CO ₂ ; recirculação mais profunda possivelmente reduzida pelo aquecimento e frescor na América do Norte.
África	Declínio do rendimento agrícola e diminuição da segurança alimentar; distúrbios dos ecossistemas e perda da biodiversidade, incluindo algumas espécies principais; inundações costeiras.
América do Sul	Distúrbio da floresta tropical e perda significativa da biodiversidade; derretimento dos glaciares reduzindo os suprimentos de água; aumento do stresse da humidade nas regiões agrícolas; ocorrências mais frequentes de intensos períodos de chuva, levando a mais inundações.
Austrália e Nova Zelândia	Perda Substancial de coral ao longo da Grande Barreira de Recife, diminuição significativa dos recursos hídricos; inundações costeiras de algumas áreas assentadas; aumento do risco de incêndios; alguns benefícios iniciais na agricultura.
Antártica e Sul dos oceanos	Aumento do risco de perda significativa do gelo da camada de gelo do Oeste da Antártica, com risco de uma elevação muito maior do nível dos mares nos séculos a frente; aceleração da perda de gelo do mar, distúrbio da vida marinha e dos pinguins.

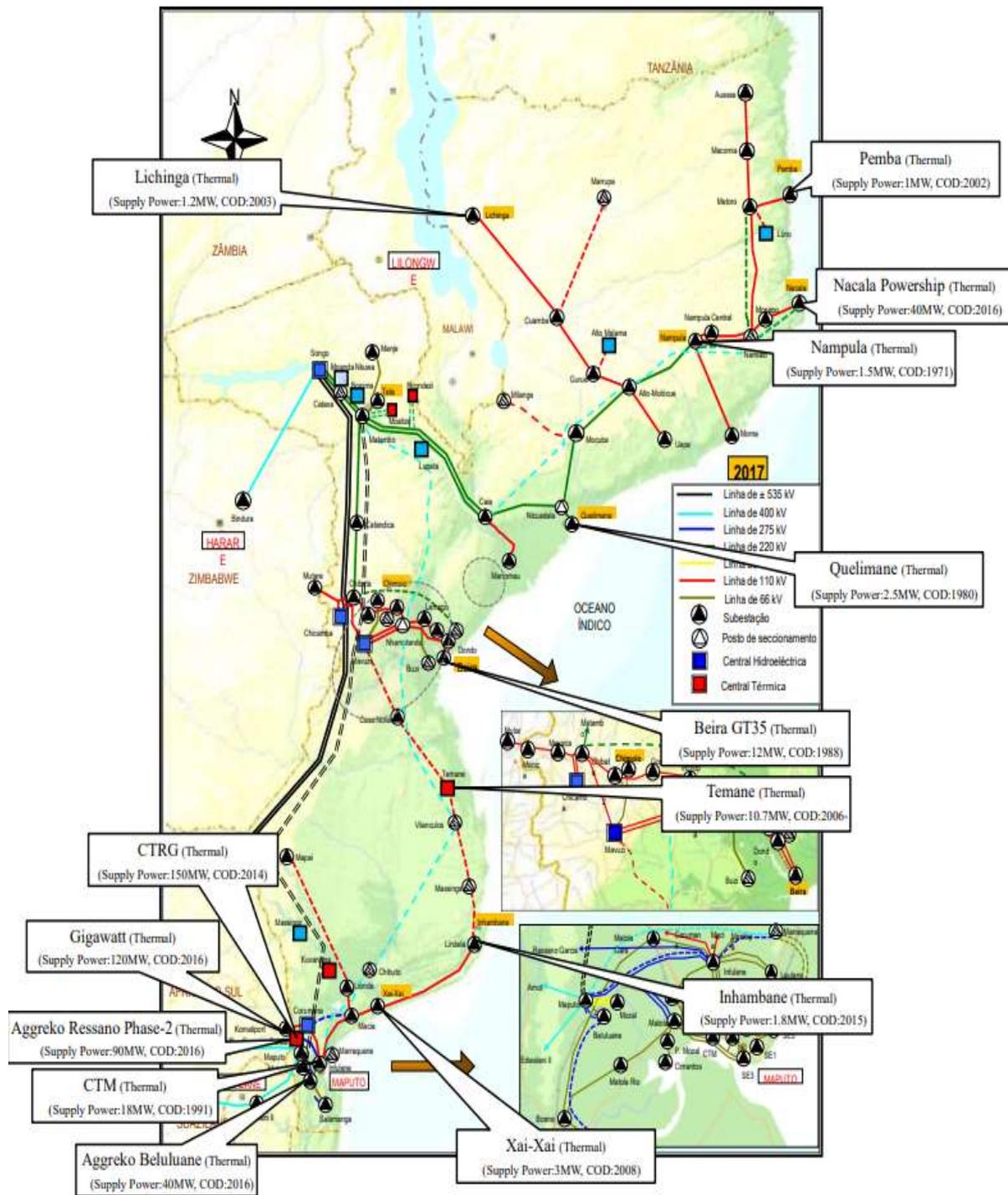
Anexo 2. Plantas de Geração de Energia Eléctrica existentes na Matriz Energética Eléctrica da Região Sul

No	Nome da Planta	Tipo	Capacidade Instalada	Potência fornecida a rede da EDM (MW)	Início de Operação (COD)	Tipo de Operação
1	Corumana (EDM)	Hídrico	16.6MW (8.3MWx2u)	8MW	1984	Carga Mínima
2	CTM GT (EDM)	Térmica (GT)	24MW	18MW	1991	Pico
3	Temane (EDM)	Térmica (G/E)	11.6MW (0.95MWx7u) (2.5MWx2u)	10.7MW	2006-2014	Carga Mínima
4	Xai-Xai (EDM)	Térmica (D/E)	3.6MW (0.9MWx4u)	3MW	2008	Pico (Emergência)
5	CTG-PPP (EDM/Sasol)	Termica (G/E)	175MW (9.72MWx18u)	150MW	2014	Carga Mínima
6	Inhambane Emergency (EDM)	Térmica (D/E)	4.6MW (2.3MWx2u)	1.8MW	2015	Pico (Emergência)
7	Aggreko Baluluane-IPP (Aggreko)	Térmica (G/E)	40MW (1MWx40u)	40MW	2016	Carga Mínima
8	Gigawatt-IPP (Gigawatt)	Térmica (G/E)	121MW (9.34x13u)	120MW	2016	Carga Mínima
9	Kuvinga (IPP)	Térmica (G/E)	40MW (\$MWx10u)	40MW	2017	Carga Mínima
10	CTM CCGT	Térmica (CCGT)	110 MW	110MW	2018	Carga Mínima

Anexo 3. Plantas de Geração de Energia Eléctrica Existentes na Matriz Energética Eléctrica da Região Norte e Centro

No	Nome da Planta	Tipo	Capacidade Instalada	Potência fornecida rede da EDM (MW)	Início de Operação (COD)	Tipo de Operação
1	Mavuzi (EDM)	Hídrica	57MW (6MWx2u) (15MWx3u)	57MW	1955-1957	Carga Mínima
2	Chicamba (EDM)	Hídrica	44MW (22x2u)	44MW	1968-1969	Pico
3	Nampula Emergency (EDM)	Termica (D/C)	4MW (2mx2u)	1.5MW	1971	Pico (Emergência)
4	Cahora Bassa (HCB)	Hídrica	2,075MW (415x5u)	500MW	1975	Carga Mínima
5	Quelimane Emergency (EDM)	Térmica (D/E)	6.88MW (3.44x2u)	2.5MW	1980	Pico (Emergência)
6	Lichinga (EDM)	Hídrica	0.73MW	0.5MW	1983	Carga Mínima
7	Beira GT35 (EDM)	Térmica (OCGT)	14MW	12MW	1988	Pico
8	Lichinga Emergency (EDM)	Térmica (D/E)	1.5MW	1.2MW	2003	Pico (Emergência)
9	Nacala Barcassa-IPP (Karpower)	Térmica (Powership)	102.5MW (17.00MWx6u)	40MW	2006	Carga Mínima
10	Moamba Major - IPP	Hídrica	150MW	150MW	2020	Carga Mínima
11	Mocuba – (ppp)	Solar	40MW	40MW	2018	No Período do Dia
12	Metoro – (IPP) Nkuwa (PPP)	Solar	30MW	30MW	2022	No Período do Dia

Anexo 4. Localização das Centrais Térmicas em Moçambique [JICA study team, 2017]



Anexo 6. Características das reservas de gás natural Moçambique

Nome da Reserva	Dados quantitativos
Campo de Pande	Até ao final de 2019, cerca de 1,1 Tcf (triliões de pés cúbicos) de gás e 1,8 milhões de barris de condensado foram produzidos a partir dos campos. A estimativa de reservas remanescentes recuperáveis para este campo é de cerca de 1.3 Tcf (triliões de pés cúbicos) gás (segundo estimativas submetidas pela Sasol).
Campo de Temane	Até ao final de 2019 cerca de 0.9 Tcf (triliões de pés cúbicos) de gás e 5.6 Mbbl (milhões de barris) de condensado foram produzidos neste campo. A estimativa de reservas remanescente recuperável é de cerca de 0.6 Tcf de gás.
Campo de Inhassoro	A estimativa média dos recursos é de cerca de 0.75 Tcf (triliões de pés cúbicos) de gás <i>in situ</i>
Descoberta Njika	Os reservatórios apresentam uma estimativa de recursos (gás <i>in situ</i>) de cerca de 1Tcf (triliões de pés cúbicos).
Bacia do Rovuma	Os reservatórios apresentam uma estimativa de recursos cerca de 170 Tcf de gás natural <i>in situ</i> .

Anexo 7. Demanda Estimada Para os Clientes Especiais em MWh.

	Cidade de Maputo	Maputo Província	Gaza	Inhambane	Sofala	Manica	Tete	Zambézia	Nampula	Niassa	Cabo Delgado
2022	597151	1442602	120049	22641	1268099	162264	335711	331429	1092904	143856.403	761583.360
2023	617337	1473729	123444	23458	1307074	165750	343689.9	341481	1331645	146839.731	780502.305
2024	637523	1504856	126840	24274	1346050	169235	351668.8	351532	1360737	149823.059	799421.249
2025	657709	1535983	130235	25090	1385025	172721	359647.6	361584	1389828	152806.388	818340.194
2026	677895	1567110	133631	25907	1424001	176207	367626.5	371635	1418920	155789.716	837259.138
2027	698081	1598237	137026	26723	1462977	179692	375605.3	381687	1448011	158773.044	856178.083
2028	718267	1629364	140422	27539	1501952	183178	383584.2	391739	1477103	161756.372	875097.027
2029	738452	1660490	143818	28356	1540928	186664	391563.1	401790	1506194	164739.700	894015.972
2030	758638	1691617	147213	29172	1579903	190150	399541.9	411842	1535286	167723.028	912934.916
2031	778824	1722744	150609	29988	1618879	193635	407520.8	421894	1564377	170706.357	931853.860
2032	799010	1753871	154004	30805	1657855	197121	415499.6	431945	1593469	173689.685	950772.805
2033	819196	1784998	157400	31621	1696830	200607	423478.5	441997	1622560	176673.013	969691.749
2034	839382	1816125	160795	32437	1735806	204093	431457.4	452049	1651652	179656.341	988610.694
2035	859568	1847252	164191	33254	1774781	207578	439436.2	462100	1680743	182639.669	1007529.638
2036	879753	1878379	167587	34070	1813757	211064	447415.1	472152	1709835	185622.997	1026448.583
2037	899939	1909506	170982	34886	1852733	214550	455393.9	482204	1738927	188606.326	1045367.527
2038	920125	1940633	174378	35703	1891708	218035	463372.8	492255	1768018	191589.654	1064286.471
2039	940311	1971760	177773	36519	1930684	221521	471351.7	502307	1797110	194572.982	1083205.416
2040	960497	2002887	181169	37335	1969659	225007	479330.5	512359	1826201	197556.310	1102124.360
2041	980683	2034014	181169	38152	2008635	228493	487309.4	522410	1855293	200539.638	1121043.305
2042	1000869	2065141	181169	38968	2047611	231978	495288.2	532462	1884384	203522.966	1139962.249
2043	1021054	2096268	181169	39784	2086586	235464	503267.1	542514	1913476	206506.295	1158881.194
2044	1041240	2127394	181169	40601	2125562	238950	511246	552565	1942567	209489.623	1177800.138
2045	1061426	2158521	181169	41417	2164537	242435	519224.8	562617	1971659	212472.951	1196719.083

Anexo 8. Demanda Estimada Por Província e Total.

Demanda por energia eléctrica (MWh)

Ano	Maputo Cidade	Maputo Província	Gaza	Inhambane	Sofala	Manica	Tete	Zambézia	Nampula	Niassa	Cabo Delgado
2022	3737508	5300372	937879.9	1034444	4065909	918071.8	1499629	1374050	3838041	648376	1483864
2023	3823444	5431069	988843.8	1067200	4216976	951831.8	1558445	1432295	4507537	674729.1	1534192
2024	3909379	5559822	1041016	1100045	4369641	985634.3	1617928	1491096	4683825	701513.5	1584551
2025	3995315	5686772	1094379	1132979	4523895	1019457	1678067	1550416	4864498	728688.4	1634908
2026	4081250	5812041	1148921	1166008	4679724	1053279	1738848	1610213	5049462	756211.1	1685227
2027	4167186	5935740	1204635	1199138	4837112	1087076	1800253	1670433	5238614	784036.1	1735468
2028	4253121	6057968	1261520	1232378	4996041	1120827	1862261	1731023	5431844	812116.9	1785594
2029	4339057	6178830	1319590	1265744	5156506	1154516	1924861	1791939	5629069	840415.8	1835577
2030	4424993	6298454	1378882	1299258	5318522	1188142	1988062	1853168	5830251	868914.3	1885409
2031	4510928	6416989	1439458	1332952	5482128	1221719	2051901	1914735	6035412	897618.5	1935107
2032	4596864	6534628	1501420	1366871	5647406	1255290	2116461	1976736	6244678	926579	1984725
2033	4682799	6651362	1564785	1401024	5814338	1288837	2181747	2039156	6458063	955790.3	2034257
2034	4768735	6767113	1629523	1435407	5982852	1322307	2247709	2101909	6675483	985203.7	2083662
2035	4854670	6881961	1695678	1470039	6152966	1355704	2314363	2165007	6896959	1014822	2132957
2036	4940606	6995999	1763314	1504945	6324718	1389048	2381743	2228492	7122559	1044670	2182171
2037	5026541	7109357	1832522	1540162	6498184	1422384	2449929	2292471	7352433	1074809	2231365
2038	5112477	7222009	1903308	1575694	6673355	1455706	2518933	2356956	7586632	1105252	2280545
2039	5198412	7333873	1975626	1611527	6850177	1488977	2588723	2421891	7825110	1135972	2329680
2040	5284348	7444979	2049480	1647664	7028660	1522201	2659302	2487285	8067877	1166972	2378777
2041	5370283	7555349	2116980	1684108	7208805	1555377	2730674	2553139	8314930	1198251	2427836
2042	5456219	7665000	2186014	1720859	7390611	1588505	2802832	2619444	8566255	1229802	2476852
2043	5542154	7773975	2256603	1757925	7574094	1621591	2875787	2686213	8821855	1261629	2525831
2044	5628090	7882326	2328771	1795318	7759276	1654651	2949552	2753466	9081745	1293739	2574782
2045	5714025	7990074	2402526	1833042	7946165	1687688	3024132	2821205	9345920	1326132	2623705

Anexo 9. Carga de Pico Estimada Total Para os Anos de 2022 à 2045.

Ano	Carga de Pico (MW)	Taxa de Crescimento (%)	Carga Min (MW)	Taxa de Crescimento (%)	Factor de Carga (%)
2022	3023.00		1088.30		192.75
2023	3177.00	5.10	1143.70	5.10	192.75
2024	3275.00	3.10	1179.00	3.10	192.75
2025	3373.00	3.00	1214.30	3.00	192.75
2026	3473.00	3.00	1250.30	3.00	192.75
2027	3573.00	2.90	1286.30	2.90	192.75
2028	3674.00	2.80	1322.60	2.80	192.75
2029	3776.00	2.80	1359.40	2.80	192.75
2030	3879.00	2.70	1396.40	2.70	57.84
2031	3982.00	2.70	1433.50	2.70	57.84
2032	4086.00	2.60	1471.00	2.60	57.84
2033	4191.00	2.60	1508.80	2.60	57.84
2034	4297.00	2.50	1546.90	2.50	57.84
2035	4404.00	2.50	1585.40	2.50	57.84
2036	4511.00	2.40	1624.00	2.40	57.84
2037	4620.00	2.40	1663.20	2.40	57.84
2038	4730.00	2.40	1702.80	2.40	57.84
2039	4840.00	2.30	1742.40	2.30	57.84
2040	4952.00	2.30	1782.70	2.30	57.84
2041	5064.00	2.30	1823.00	2.30	57.84
2042	5179.00	2.30	1864.40	2.30	57.84
2043	5290.00	2.10	1904.40	2.10	57.84
2044	5405.00	2.20	1945.80	2.20	57.84
2045	5520.00	2.10	1987.20	2.10	57.84

Anexo 10. Dados Técnicos e Económicos do Sistema Fixo de Geração de Energia Eléctrico Para as Plantas Térmica e de Energias Renováveis.

Nome da Planta	Numero de unidades	Nível mínimo de operação (MW)	Nível máximo de geração (MW)	Tipo de combustível	Taxa de aquecimento no nível mínimo de operação (kcal/kWh)	Taxa de calor incremental media (kcal/kWh)	Reserva operacional em %	Taxa de interrupção forçada	Dias de Manutenção programada por ano	Tamanho da classe de Manutenção (MW)	Custo de combustível domestico (c/milhões kcal)	Custo de combustível exportado (c/milhoes kcal)	Custo fixo de O&M (\$/kW-Mensal)	Custo variável de O&M (\$/MWh)	Poder Calorífico do combustível (kcal/kg)	CO2 (% wt. of fuel)
CTM	1	18	24	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0.	1	1.87	11000	2.75
TEMA	1	10.6	10.7	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0.	1.68	6.2	11000	2.75
XAIX	1	3	3.6	4	2450	2150	10	7.3	42	140	0	833	4.57	1.6	10000	3.15
CTRG	1	150	175	6	2048	2048	0	15	28	180	1266		1.68	6.2	11000	2.75
INHA	1	1.8	4.6	4	2450	2150	10	7.3	42	140	0	833	4.57	1.6	10000.0	3.15
AGGR	1	40	40	6	2048.	2048.	0	15.	28	180.	1266	0	1.68	6.2	11000.0	2.75
GIGA	1	120	121	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0	1.68	6.2	11000	2.75
KUVA	1	40	40	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0	168	6.2	11000	2.75
NAMP	1	1.5	4	4	2450	2150	10	7.3	42	140	0	833	4.57	1.6	10000	3.15
QUEL	1	2.5	6.88	4	2450	2150	10	7.3	42	140	0	833	4.57	1.6	10000	3.15
BEIR	1	12	14	5	3300	3300	0	6	42	50	420	0	1.35	4.7	10000	2.75
PEMB	1	1	1.4	4	2450	2150	10	7.3	42	140	0	833	4.57	1.6	10000	3.15
LICH	1	1.2	1.5	4	2450	2150	10	7.3	42	140	0	833	4.57	1.6	10000	3.15
BARC	1	40	102.5	4	2450	2150	10	7.3	42	140	0	833	4.57	1.6	10000	3.15
CCGT	1	110	110	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0	1	1.87	11000	2.75
JIND	1	140	150	3	2600	2300	10	8	48	600	800	0	2.92	5	6000	3.37
NAGT	1	40	40	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0	0.58	4.5	11000	2.75
TEMG	1	400	400	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0	1	1.87	11000	2.75
TECC	1	100	100	6	2048	2048	0	15	28	180	1266	0	1	1.87	11000	2.75
MOCS	1	40	40	8				8.1	15				1.27	0		
METS	1	30	30	8				8.1	15				1.27	0		
TOFO	1	30	30	7				8.1	10				1.2	10		
SALB	1	30	30	9				25	30				2.1	50		
MOAB	1	30	30	9				25	30				2.1	50		

Anexo 11. Dados Técnicos e Económicos do Sistema Fixo de Geração de Energia Eléctrico Para as Plantas Hídricas.

Nome	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade de reserva (GWh)	Ano de início de operação
Mavu	57	60	2026
Chic	44	50	2026
HCB	575	5000	2026
Lich	0.73	10	2026
Cuam	1.1	12	2026
Coru	16.6	92.4	2026
MAJ	150	1000	2040
MPK	1500	2500	2031
TSAT	50	100	2030
HCBN	1245	5000	2032
LUPA	650	2000	2030
BORO	200	1000	2030

Anexo 12. Dados Técnicos e Económicos Para as Plantas Candidatas de Geração de Energia Eléctrico Para as Plantas Térmica e de Energias Renováveis.

Nome da Planta	Numero de unidades	Nível mínimo de operação (MW)	Nível máximo de geração (MW)	Tipo de combustível	Taxa de aquecimento no nível mínimo de operação (kcal/kWh)	Taxa de calor incremental media (kcal/kWh)	Reserva operacional em %	Taxa de interrupção forçada	Dias de Manutenção programada por ano	Tamanho da classe de Manutenção (MW)	Custo de combustível doméstico (c/milhões kcal)	Custo de combustível exportado (c/milhões kcal)	Custo fixo de O&M (\$/kW-Mensal)	Custo variável de O&M (\$/MWh)	Poder Calorífico do combustível (kcal/kg)	CO2 (% wt. of fuel)
V-CC	1	300.	600.	6	1950.	1950.	0	10.	28	600.	1200	0	2.1	4.	11000.0	2.75
VLG1	1	150.	280.	1	3100.	2700.	10	10.	56	280.	710.	0.	2.7	6.	1800.0	1.1
VLG2	1	150.	280.	2	3000.	2600.	10	10.	56	280.	1100.	0.	2.7	6.	1800.0	1.1
NUCL	1	300.	600.	0	2600.	2340.	7	10.0	42	600.	0.	194.	2.50	.5	0	0
WPON	1	30	30	7				8.1	10				2.9	10		
SP	1	40	40	8				8.1	15				1.2	0		
SPBA	1	30	30	8				8.1	15				2.6	0		
BIO	1	30	30	9				25	30				2.1	0		
VCO1	1	100	110	3	2600	2300	10	8	48	600	800	0	2.92	5	6000	3.37
VCO2	1	1000	1200	3	2600	2300	10	8	48	600	800	0	2.92	5	6000	3.37
WPOF	1	400	400	7				8.1	10				9.2	0		

Anexo 13. Quantidade de Plantas Existentes a Cada Ano Resultante das Adicionadas à Matriz Eléctrica Para o Cenário BAU.

Nome da Planta	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
V-CC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
NUCL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
WPON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SPBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VCO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VCO2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
WPOF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo 14. Quantidade de Plantas Existentes a Cada Ano Resultante das Adicionadas à Matriz Eléctrica Para o Cenário Sem Energia Nuclear.

Nome da Planta	V-CC	NUCL	WPON	SP	SPBA	VCO1	VCO2	WPOF
2026	0	0	6	4	5	0	0	4
2027	0	0	6	4	8	0	0	4
2028	0	0	6	4	10	0	0	4
2029	0	0	6	7	10	0	0	4
2030	0	0	6	7	10	0	0	4
2031	0	0	6	7	10	0	0	4
2032	0	0	6	7	10	0	0	4
2033	0	0	6	7	10	0	0	4
2034	0	0	6	7	10	0	0	4
2035	0	0	6	7	10	0	0	4
2036	0	0	6	7	10	0	0	4
2037	0	0	6	7	10	0	0	4
2038	0	0	6	7	10	0	0	4
2039	0	0	6	7	10	0	0	4
2040	0	0	6	7	10	0	0	4
2041	0	0	6	7	10	0	0	4
2042	0	0	6	7	10	0	0	4
2043	0	0	6	7	10	0	0	4
2044	0	0	6	7	10	0	0	4
2045	0	0	6	7	10	0	0	4

Anexo 15. Quantidade de Plantas Existentes a Cada Ano Resultante das Adicionadas à Matriz Eléctrica Para o Cenário Com Energia Nuclear.

Nome da Planta	V-CC	NUCL	WPON	SP	SPBA	VCO1	VCO2	WPOF
2026	0	2	1	1	1	0	0	3
2027	0	2	1	1	1	0	0	3
2028	0	2	1	1	1	0	0	3
2029	0	2	1	1	1	0	0	3
2030	0	2	1	1	1	0	0	3
2031	0	2	1	1	1	0	0	3
2032	0	2	1	1	1	0	0	3
2033	0	2	1	1	1	0	0	3
2034	0	2	1	1	1	0	0	3
2035	0	2	1	1	1	0	0	3
2036	0	2	1	1	1	0	0	3
2037	0	2	1	1	1	0	0	3
2038	0	2	1	1	1	0	0	3
2039	0	2	1	1	1	0	0	3
2040	0	2	3	3	3	0	0	3
2041	0	2	3	3	3	0	0	3
2042	0	2	3	3	3	0	0	3
2043	0	2	3	3	3	0	0	3
2044	0	2	3	3	3	0	0	3
2045	0	2	3	3	3	0	0	3

Anexo 16. Capacidade Instalada em Função da Fonte de Energia e a Probabilidade de Perda de Carga Para o Plano Ótimo no Cenário BAU.

Ano	Carvão (MW)	Gás Natural (MW)	SP (MW)	Hídrica (MW)	Total (MW)	LOLP (%)
2026	1350	2275	70	695	4391	41.774
2027	1350	2275	70	695	4391	46.476
2028	1350	2275	70	695	4391	50.969
2029	1350	2275	70	695	4391	55.215
2030	1350	2275	70	1595	5291	37.483
2031	1350	2275	70	3095	6791	0.026
2032	1350	2275	70	4340	8036	0.001
2033	1350	2275	70	4340	8036	0.002
2034	1350	2275	70	4340	8036	0.003
2035	1350	2275	70	4340	8036	0.005
2036	1350	2275	70	4340	8036	0.007
2037	1350	2275	70	4340	8036	0.011
2038	1350	2275	70	4340	8036	0.017
2039	1350	2275	70	4340	8036	0.025
2040	1350	2275	70	4490	8186	0.025
2041	1350	2275	70	4490	8186	0.037
2042	1350	2275	70	4490	8186	0.054
2043	1350	2275	70	4490	8186	0.076
2044	1350	2275	70	4490	8186	1.983
2045	1350	2275	70	4490	8186	6.742

Anexo 17. Capacidade Instalada em Função da Fonte de Energia e a Probabilidade de Perda de Carga Para o Plano Ótimo no Cenário Sem Energia Nuclear.

Ano	Carvão (MW)	Gás Natural (MW)	WP (MW)	SP (MW)	Hídrica (MW)	Total (MW)	LOLP (%)
2026	150	1075	1780	380	700	4085	60.256
2027	150	1075	1780	470	700	4175	60.258
2028	150	1075	1780	530	700	4235	60.299
2029	150	1075	1780	650	700	4355	60.27
2030	150	1075	1780	650	1603	5258	60.019
2031	150	1075	1780	650	3104	6759	50.004
2032	150	1075	1780	650	4350	8005	21.629
2033	150	1075	1780	650	4350	8005	23.263
2034	150	1075	1780	650	4350	8005	27.012
2035	150	1075	1780	650	4350	8005	31.382
2036	150	1075	1780	650	4350	8005	31.51
2037	150	1075	1780	650	4350	8005	37.255
2038	150	1075	1780	650	4350	8005	42.764
2039	150	1075	1780	650	4350	8005	43.904
2040	150	1075	1780	650	4501	8156	43.552
2041	150	1075	1780	650	4501	8156	44.254
2042	150	1075	1780	650	4501	8156	48.755
2043	150	1075	1780	650	4501	8156	52.356
2044	150	1075	1780	650	4501	8156	52.504
2045	150	1075	1780	650	4501	8156	55.008

Anexo 18. Capacidade Instalada em Função da Fonte de Energia e a Probabilidade de Perda de Carga Para o Plano Ótimo no Cenário Com Energia Nuclear.

Ano	Nuclear (MW)	Carvão (MW)	Gás Natural	WP (MW)	SP (MW)	Hídrica (MW)	Total (MW)	LOLP (%)
2026	1200	150	1075	1230	140	695	4490	53.198
2027	1200	150	1075	1230	140	695	4490	56.837
2028	1200	150	1075	1230	140	695	4490	57.349
2029	1200	150	1075	1230	140	695	4490	57.974
2030	1200	150	1075	1230	140	1595	5390	53.798
2031	1200	150	1075	1230	140	3095	6890	15.751
2032	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	4.5
2033	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	4.501
2034	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	4.501
2035	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	4.501
2036	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	4.501
2037	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	11.25
2038	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	15.751
2039	1200	150	1075	1230	140	4340	8135	13.567
2040	1200	150	1075	1290	280	4490	8485	26.999
2041	1200	150	1075	1290	280	4490	8485	23.654
2042	1200	150	1075	1290	280	4490	8485	26.999
2043	1200	150	1075	1290	280	4490	8485	41.998
2044	1200	150	1075	1290	280	4490	8485	41.999
2045	1200	150	1075	1290	280	4490	8485	47

Anexo 19. Projecção das Emissões de CO₂ Para o Cenário BAU.

Ano	Carvão (Kton CO₂)	Gás Natural (Kton CO₂)	Total (Kton CO₂)
2026	120.70	27.20	147.90
2027	120.70	28.90	149.60
2028	120.70	30.60	151.30
2029	120.70	32.10	152.80
2030	120.60	21.00	141.60
2031	95.20	3.20	98.50
2032	41.20	0.20	41.50
2033	46.80	0.20	47.10
2034	52.50	0.50	53.10
2035	59.90	0.80	60.80
2036	66.50	1.10	67.70
2037	73.20	1.40	74.70
2038	80.00	1.70	81.80
2039	86.20	2.40	88.70
2040	85.30	2.40	87.80
2041	90.60	3.40	94.10
2042	95.40	4.60	100.10
2043	99.90	5.80	105.80
2044	103.70	7.40	111.20
2045	107.00	9.10	116.20

Anexo 20. Projecção das Emissões de CO₂ Para o Cenário Sem Energia Nuclear.

Ano	Carvão (Kton CO₂)	Gás Natural (Kton CO₂)	Total (Kton CO₂)
2026.00	0.90	0.60	1.60
2027.00	0.90	0.60	1.60
2028.00	0.90	0.60	1.60
2029.00	0.80	0.60	1.50
2030.00	0.20	0.10	0.30
2031.00	0.00	0.00	0.00
2032.00	0.00	0.00	0.00
2033.00	0.00	0.00	0.00
2034.00	0.00	0.00	0.00
2035.00	0.00	0.00	0.00
2036.00	0.00	0.00	0.00
2037.00	0.00	0.00	0.00
2038.00	0.00	0.00	0.00
2039.00	0.00	0.00	0.00
2040.00	0.00	0.00	0.00
2041.00	0.00	0.00	0.00
2042.00	0.00	0.00	0.00
2043.00	0.00	0.00	0.00
2044.00	0.00	0.00	0.00
2045.00	0.00	0.00	0.00

Anexo 21. Projecção das Emissões de CO₂ Para o Cenário Com Energia Nuclear.

Ano	Carvão (Kton CO ₂)	Gás Natural (Kton CO ₂)	Total (Kton CO ₂)
2026	1.40	0.50	2.00
2027	1.60	0.60	2.30
2028	1.70	0.70	2.50
2029	1.80	0.90	2.80
2030	0.70	0.20	1.00
2031	0.00	0.00	0.00
2032	0.00	0.00	0.00
2033	0.00	0.00	0.00
2034	0.00	0.00	0.00
2035	0.00	0.00	0.00
2036	0.00	0.00	0.00
2037	0.00	0.00	0.00
2038	0.00	0.00	0.00
2039	0.00	0.00	0.00
2040	0.00	0.00	0.00
2041	0.00	0.00	0.00
2042	0.00	0.00	0.00
2043	0.00	0.00	0.00
2044	0.00	0.00	0.00
2045	0.00	0.00	0.00

Anexo 22. Custo de Operação e dos Não Servidos por Energia Para o Cenário BAU.

Ano	Custo de Operação (Milhões de Dólares)						ENS (Milhões de Dólares)
	Total	Carvão Mineral	GTGO	Gás Natural	Solar	Hídrica	
2026	1219	261	0	278	1	5	673
2027	1377	261	0	288	1	5	822
2028	1555	261	0	298	1	5	990
2029	1770	261	0	306	1	5	1196
2030	775	261	0	244	1	11	258
2031	382	216	0	144	1	20	0
2032	277	120	1	127	1	29	0
2033	288	130	1	127	1	29	0
2034	299	140	0	129	1	29	0
2035	314	153	1	130	1	29	0
2036	327	165	1	132	1	29	0
2037	341	177	1	134	1	29	0
2038	355	189	1	136	1	29	0
2039	370	200	1	139	1	29	1
2040	370	198	1	139	1	30	1
2041	385	208	0	145	1	30	1
2042	400	216	0	152	1	30	1
2043	415	224	0	159	1	30	1
2044	434	231	0	167	1	30	5
2045	460	237	0	177	1	30	16

Anexo 23. Custo de Operação e dos Não Servidos por Energia Para o Cenário Sem Energia Nuclear.

Ano	Custo de Operação (Milhões de Dólares)						ENS (Milhões De Dólares)
	Total	Carvão Mineral	Gás Natural	Eólica	Solar	Hídrica	
2026	9121	7	99	184	8	5	8818
2027	9402	7	99	184	11	5	9096
2028	9736	7	99	184	13	5	9429
2029	10047	7	99	184	15	5	9738
2030	8120	6	96	183	15	11	7810
2031	4246	5	96	183	15	20	3927
2032	1433	5	96	183	15	29	1106
2033	1589	5	96	183	15	29	1262
2034	1915	5	96	183	15	29	1587
2035	2320	5	96	183	15	29	1993
2036	2498	5	96	183	15	29	2170
2037	2957	5	96	183	15	29	2630
2038	3451	5	96	183	15	29	3124
2039	3723	5	96	183	15	29	3396
2040	3709	5	96	183	15	30	3381
2041	3979	5	96	183	15	30	3651
2042	4504	5	96	183	15	30	4176
2043	4953	5	96	183	15	30	4624
2044	5265	5	96	183	15	30	4936
2045	5717	5	96	183	15	30	5389

Anexo 24. Custo de Operação e dos Não Servidos por Energia Para o Cenário Com Energia Nuclear.

Ano	Custo de Operação (Milhões de Dólares)								ENS (Milhões de Dólares)
	Total	Nuclear	Carvão Mineral	GTGO	Gás Natural	Eólica	Solar	Hídrica	
2026	3768	74	8	0	98	134	3	5	3446
2027	4205	74	8	1	99	134	3	5	3882
2028	4569	75	8	1	99	134	3	5	4244
2029	4905	76	9	1	100	134	3	5	4579
2030	2879	70	6	0	96	134	3	11	2560
2031	697	58	5	0	96	134	3	20	381
2032	355	43	5	0	96	134	3	29	46
2033	380	44	5	0	96	134	3	29	70
2034	414	45	5	0	96	134	3	29	103
2035	441	48	5	0	96	134	3	29	127
2036	468	51	5	0	96	134	3	29	151
2037	521	51	5	0	96	134	3	29	204
2038	619	51	5	0	96	134	3	29	302
2039	681	55	5	0	96	134	3	29	360
2040	881	61	5	0	96	136	6	30	548
2041	1006	63	5	0	96	136	6	30	671
2042	1192	64	5	0	96	136	6	30	856
2043	1429	66	5	0	96	136	6	30	1092
2044	1680	67	5	0	96	136	6	30	1341
2045	1966	67	5	0	96	136	6	30	1627