

## Ficha Técnica

**Titulo: Projectos Prioritários 2021 - 2030** 

## Edição e Propriedade:

Electricidade de Moçambique E.P.

Direcção de Planeamento de Sistemas e Engenharia

Colecta de Dados: Cidália Mazembe Jaime, Sebastião Maurício Ngungulo e

Yara Cabrá Ventura

Compilação de Informação: Yara Cabrá Ventura, Cidália Mazembe Jaime e

Sebastião Maurício Ngungulo

Análise de Informação: Yara Cabrá Ventura, Cidália Mazembe Jaime e

Sebastião Maurício Ngungulo

**Revisão:** António João Munguambe

**Aprovação:** Conselho de Administração

**Versão.**:0 0 Abril 2022

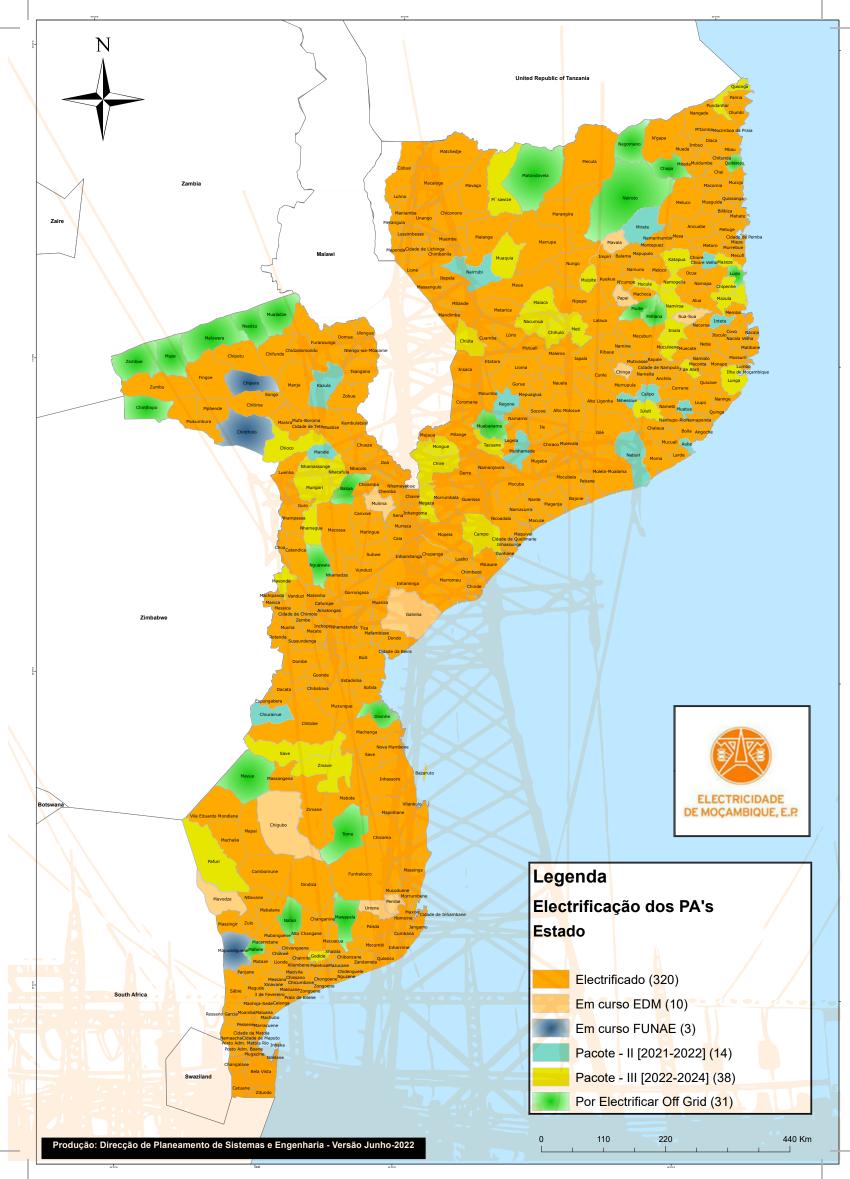
#### **Contactos:**

Av. Agostinho Neto nº 70, CP 2447, Cidade de Maputo

Telefone: (+258) 21 490636

Webs<mark>ite: www.edm.co.mz</mark>

E-mail: corporate@edm.co.mz





# MENSAGEM DO ADMINISTRADOR DO PELOURO DE ELECTRIFICAÇÃO

O Governo de Moçambique desafiou a Electricidade de Moçambique, E.P. (EDM), a ser uma empresa de excelência e referência nacional e regional, isto é, comercialmente rentável e relevante, fornecendo energia eléctrica de qualidade a todos os moçambicanos e líder do negócio de energia eléctrica na África Austral, com os olhos para todo o Continente Africano.

Pretendemos transformar a EDM em um modelo comercial, uma empresa de utilidade pública, financeiramente sustentável, capaz de fornecer uma energia limpa e eficiente bem como serviços de qualidade aos nossos clientes em Moçambique e na região, sendo este um dos pilares estratégicos e parte no alcance do acesso universal à energia eléctrica para todos Moçambicanos.

A Electricidade de Moçambique E.P. (EDM) está em processo de revolução energética, assim sendo, com vista a optimização dos investimentos a serem realizados na Rede Eléctrica Nacional foi elaborado o presente relatório que visa definir os projectos prioritários a serem implementados para preparar o sistema eléctrico a acomodar as novas ligações que estão a ser executadas no âmbito do Programa Energia para Todos, electrificação dos postos administrativos, como principal meio para se acrescentar valor à agricultura, infraestruturas económicas e socias, pesca e aquacultura, turismo e na indústria extrativa.

A abundância de recursos e a localização geográfica privilegiada de Moçambique propicia a instalação de várias indústrias de dimensão regional e mundial. São elas oportunidades ímpares, catalisadoras de um desenvolvimento acelerado do País.

O relatório dos projectos prioritários é uma ferramenta de planeamento para implementar e em seguida ajustar e controlar o investimento subsequente. Por isso, não deve ser visto como um instrumento estático, mas como um documento dinâmico orientador que se deve ajustar regularmente, para refletir a realidade.

Ainda que, metodologicamente, a elaboração do presente documento tenha sido inclusiva e abrangente a toda empresa, está de longe de ser considerado um documento perfeito e acabado sobre o caminho que vamos seguir nestes anos, mas algo que nos guie e oriente e que pode ir sendo ajustado pelo percurso, de acordo com as variáveis condicionantes emergentes. Por isso, estamos abertos a observações e ou sugestões!

Joaquim Ou-Chim

## **PREFÁCIO**



A Electricidade de Moçambique, E.P. (EDM), tem vindo a desenvolver acções para a continua expansão da Rede Eléctrica Nacional com vista alcançar o acesso universal em 2030, estimular a industrialização bem como promover acções para tornar Moçambique no polo de geração regional.

O Relatório de Projectos Prioritários, pretende trazer a panóplia de projectos que constituem a ancora para os projectos de electrificação ora em curso e os planificados a médio prazo. Pretende-se partilhar os pressupostos considerados para o crescimento da carga doméstica e potenciais projectos industriais, a necessidade de reforço do sistema em toda cadeira sem descurar as interligações regionais. Foi com base nos pressupostos acima que foi realizada a análise do sistema que culminou com a definição criteriosa dos projectos propostos 2021 - 2030.

Os investimentos em projectos de energia são fundamentais para assegurar o planeamento adequado da capacidade de geração necessária para cobrir a demanda e garantir o estabelecimento de corredores de evacuação de energia dos centros de geração para os centros de carga.

A implementação dos projectos propostos deverá ter ponto assente na resiliência as mudanças climáticas para permitir que a EDM invista em outras áreas ainda não alcançadas. A expansão das infra-estruturas de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica irão contribuir para aumentar o acesso à energia eléctrica e reforçar a integração regional.

Neste sentido, o presente prospecto pretende disponibilizar informação a investidores estratégicos e financeiros interessados na preparação da próxima sondagem de mercado e das actividades subsequentes para desenvolvimento dos projectos.

António João Munguambe

Director (Direcção de Planeamento de Sistemas e Engenharia)



# **Sumário Executivo**

Com vista a optimização dos investimentos a serem realizados na Rede Eléctrica Nacional, foi elaborado o presente documento que visa definir os projectos prioritários a serem implementados para preparar o sistema eléctrico para acomodar as novas ligações que estão a ser executadas no âmbito do Programa Energia para Todos, electrificação dos Postos Administrativos, vilas fronteiriças, Zonas turisticas e agricolas, zonas economicas especiais e projectos relacionados com a exploração de recursos minerais, para dinamizar a economia atraves da industrialização do pais, impulsionando desta forma os esforços do Governo e da EDM em garantir o acesso à energia eléctrica as populações moçambicanas até 2030 e por forma a alavancar a Agenda 2030 que integra os 17 Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

A carteira de projectos prioritária para o período compreendido entre 2021-2030, teve como base principal, a análise da tendência de crescimento de carga discutindo as várias abordagens sobre a demanda **vs.** fornecimento de energia no país assente nos critérios de planeamento de sistemas eléctricos, olhando para as oportunidades para implementação de projectos de geração estruturantes com a visão de tornar Moçambique no polo de geração de energia eléctrica regional.

Decorrente da tendência de crescimento da demanda nacional, foi avaliado o estado actual da rede eléctrica, considerando o impacto dos projectos em fase de implementação, projectos com estudos de viabilidade concluídos e em fase de elaboração, sem descurar dos potenciais projectos estruturantes de geração e respectivos corredores de evacuação de energia eléctrica dos centros de geração para os centros de carga, no melhoramento da qualidade de fornecimento de energia eléctrica.

Como membro da SAPP e sendo um dos maiores exportadores de energia na região com um histórico de mais de 20 anos de comercialização de energia para o mercado regional, Moçambique é o local ideal para desenvolver centrais com recurso a energias renováveis de grande escala que pode catalizar a transição industrial do pais, exportar a energia para os





países vizinhos, tais como Africa do Sul, Eswatini e Zimbabwe e competitivamente produzir mercadorias verdes, como são os casos de hidrogénio verde, alumínio verde e amónia verde para mercados industrias.

Assim sendo, com base nos pressupostos acima supracitados foram definidos os projectos prioritários e estruturantes de geração de energia eléctrica que irão reforçar a capacidade da Rede Eléctrica Nacional.

#### Projectos Prioritários de Produção de Energia Eléctrica



Central Termica de Nacala (Gas), 100 - 200MW



Central Hidrica de Tsate, 50MW



Central Hidrica Mavuzi II, 37MW



Central Hidrica de Mugeba, 150MW



Central Hidrica de Ruo, 85MW



Central Hidrica de Alto Malema, 60MW



Central Hidrica de Lugenda (Chizeze, Jocozuire, Monte Nandonda), 150MW



Central Hidrica Lurio II, 120MW



Central Hidrica de Massingir 18 MW e/ou Mapai, 75MW



## Projectos Estruturantes de Produção de Energia Eléctrica



Central Hidrica de Mphanda Nkuwa, 1 500MW



Central Hidrica de Boroma, 200MW



Central Hidrica de Lupata, 600MW

## Projectos Prioritários de Energias Renováveis



Central Fotovoltaíca de Dondo - 30MW - PROLER



Central Fotovoltaíca de Cuamba - 15MW



Central Fotovoltaíca de Lichinga - 30MW- PROLER



Central Fotovoltaíca de Cuamba - 30MW



Central Fotovoltaíca de Manje - 30MW- PROLER



Central Fotovoltaíca de Mecufi - 20MW



Central Eolica de Jangamo
- Inhambane 30 - 60MW- PROLER



Programa Getfit - Centrais Fotovoltaícas de Pequena Escala 5- 15MW

## **Projectos Prioritários de Transporte**



Subestação Nova Nacala Porto (2x40MVA, 110/33kV)



Subestação da Katembe: (2x40MVA, 66/33kV)



Subestação de Matema: (2x40MVA, 66/33kV)



Linha de Transporte de Energia Eléctrica Vilanculos – Massinga, 110kV



Subestação de Khongolote : (2x40MVA, 66/33kV)



Linha de Transporte de Energia Eléctrica Nampula – Angoche, 110kV



Subestação de Anchilo: (2x40MVA, 110/33kV)



Reabilitaç<mark>ão</mark> e <mark>Modernização</mark> das Subestações de Chimoio I & Chimoio II



Subestação de Triunfo: (2x40MVA, 66/33kV)



Linha de Transporte de Energia Eléctrica Metoro - Montepuez - Marrupa, 110kV



Subestação de Língamo: (2x40MVA, 66/33kV)



Realocação da Subestação de Guara - Guara (2x40MVA, 110/33kV)



(2x40MVA, 66/33kV)

Subestação de Bobole:



Subestação de Zembe (2x40MVA,110/33kV)



Subestação de Manga: (2x40MVA, 220/22kV)



## Projectos Estruturantes de Transporte de Energia Eléctrica



Linha de Transporte de Energia Eléctrica Chimuara – Nacala (Fase II):



Linha de Transporte de Energia Eléctrica Songo – Cataxa – Matambo, 400kV



Linha de Transporte de Energia Eléctrica Maputo – Salamanga, 400kV, Subestação Salamanga 2x160MVA, 400/66kV



Linha de Transporte de Energia Electrica Matambo - Inchope -Vilanculos (STE - Fase II), 400kV



Linha de Transporte de Energia Eléctrica Chimuara - Inhaminga – Inchope, 400kV



Linha de Transp<mark>orte d</mark>e Energia Eléctrica Metoro — Palma, 400kV



Interligação Regional Moçambique - Tânzania, 400kV



Interligação Regional Moçambique - Zâmbia, 400kV



Interligação Regi<mark>o</mark>nal Moçambique - Zimbabwe, 400kV



# Indice

Enquadramento	14
Previsão de Crescimento de Carga	16
Pressupostos para a Previsão de Crescimento da Demanda	16
Factores de crescimento	17
Resultados	18
Crescimento Real de Carga	24
Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional	28
Parque Produtor	28
Caracterização dos Pontos de Entrega	30
Divisão de Transporte Norte	30
Divisão de Transporte Centro - Norte	30
Divisão de Transporte Centro	
Divisão de Transporte Sul	31
Balanço Energético (GWh)	32
Metodologia de Planeamento	34
Planeamento de Geração	
Planeamento de Transporte	
Critério de Planeamento	36
Planeamento de Geração	36
Planeamento de Transporte	37
Critérios para condições normais de operação:	38
Critérios de Contingência:	38
Estado Actual da Rede de Transporte  Rede de Transporte Sul	40
Rede de Transporte Sul	40
Rede de Transporte Centro e Centro - Norte	41
Rede de Transporte Norte	42
Projectos em Curso	44
Projectos com Estudo de Viabilidade em Curso	50
Projectos Prioritários	52
Projectos Prioritários de Produção de Energia Eléctrica	54
Projectos Estruturantes de Produção de Energia Eléctrica	
Proj <mark>e</mark> ctos de Energias Renovavéis	55
Projectos Prioritários de Transporte de Energia Eléctrica	55
Pr <mark>oj</mark> ectos Estruturantes de Transporte de Energia Eléctrica	57
Terminologia	60
Documentos de Referência	61



# **Índice de Tabelas**

Tabela 2-1 Cenário para a previsão de demanda de <mark>201</mark> 6 a 2042	18
Tabela 2-2 Taxa de Crescimento do PIB 2016 – 20 <mark>42 po</mark> r cenários	21
Tabela 2.3 Previsão de Consumo de Energia (apó <mark>s realoca</mark> ção – excluindo Mozal) [GWh]	22
Tabela 2-4 Previsão da Demanda Máxima (após <mark>re</mark> alocaç <mark>ã</mark> o – excluindo Mozal) [MW]	22
Tabela 25 Previsão de Consumo de Energia (a <mark>pós realocaç</mark> ão – incluindo Mozal <mark>)</mark> [GWh]	23
Tabela 2-6 Previsão da Demanda Máxima (apó <mark>s realocação –</mark> incluindo Mozal) [MW]	23
Tabela 3-1 Previsão da Demanda - Provincias – <mark>Master Plan – [MW]</mark>	24
Tabela 3-2 Crescimento Real da <mark>Demanda - Provincias (EDM) - [MW]</mark>	25
Tabela 4-3.1 Balanço Energético (GWh)	32
Tabela 6-2.1 Critérios de Planeame <mark>n</mark> to	37
Tabela 8.1 Projectos de Geração e <mark>m</mark> Curso	44
Tabela 8-2 Projectos de Linhas de Transporte em Curso	47
Tabela 8-3 Projectos de Subestações em Curso	46
Tabela 8-4 Carregamento <mark>de transformadores considerando os</mark> projectos em curso	49
Tabela 8-5 Carregamento <mark>da</mark> s linhas de transport <mark>e considerando</mark> os projectos em curs <mark>o</mark>	49
Tabela 8-6 Níveis de tensão considerando a instalação do STATCOM na Subestação de Pemba	49
Tahala 0-1 Lista dos Projectos com Estudo da Viabilidada em Curso	51



# **Índice de Figuras**

Figura 2.1 Previsão de Consumo de Energia (excluindo Mozal) [GWh]	19
Figura 2.2 Previsão de Demanda Máxima Nacional (excluindo Mozal) [MW]	19
Figura 2.3 Previsão de Consumo de Energia (incluindo Mozal) [GWh]	20
Figura 2.4 Previsão de Demanda Máxima (incluindo Mozal) — [MW]	20
Figura 3.1 Evolução da Ponta do Sistema	26
Figura 4.3.1 Energia nor fonte 2020/2019	33



# **Abreviaturas e Acrónimos**

ASC	Área de Serviço ao Cliente
BdPES	Balanço do Plano Económico e Social
СТМ	Central Térmica de Maputo
DPSE	Direcção de Planeamento de Sistemas e Engenharia
EDM	Electricidade de Moçambique E.P.
ESKOM	Empresa de Electricidade da África do Sul
ВТ	Baixa Tensão
ER	Energias Renováveis
Gwh	Gigawatt Hora
НСВ	Hidroelectrica de Cahora Bassa
PNEDM	Plano de Negócios da EDM
GEDE	Gabinete de Estratégia e Desempenho Empresarial
НСВ	Hidroeléctrica de Cahora Bassa
kW	Kilowatt
REN	Rede Eléctrica Nacional
LV	Baixa Tensão
MW	Megawatt
MIREME	Ministério de Recursos Minerais e Energia
IPP	Produtor Independente de Energia
SAPP	Associação de Empresas de Electricidade da África Austral
SE	Subestação
STE	Sociedade Nacional de Transporte de Energia
TR	Transformador de Potência
PQG	Plano Quinquenal do Governo
PDI	Plano Director Integrado
PE	Pelouro de Electrificação
PIB	Produto Interno Bruto
PPT	Pelouro de Produção e Transporte





# **Enquadramento**

Para alavancar os esforços do Governo e da EDM por forma a aumentar o acesso à energia eléctrica a população moçambicana até 2030, é necessário dotar a Rede Eléctrica Nacional (REN) com capacidade de geração e evacuação de energia dos centros de produção para os centros de carga.

Os investimentos a serem realizados deverão concorrer para sustentar a implementação do Programa Energia para Todos (PROENERGIA), reforçar a disponibilidade de energia de base no sistema, melhorar a redundância e fiabilidade do sistema para garantir a continuidade de serviço e criar condições técnicas necessárias para permitir a integração sustentável de projectos de energias renováveis (ER) no sistema que irão contribuir para a diversificação da matriz energética. Importa notar que para a análise e para a definição dos projectos prioritários foram também considerados os projectos em curso e os que têm financiamento assegurado.

Os projectos propostos, visam dar resposta ao plasmado nos instrumentos de gestão nomeadamente Plano Quinquenal do Governo (PQG) 2019 - 2024, Plano Económico e Social (PES), Plano Director Integrado (PDI) 2018 – 2043, Plano Estratégico da EDM (PEEDM) 2018 -2028 e o Plano de Negócios da EDM (PNEDM) 2020 – 2024 por forma a garantir o alinhamento dos mesmos com a Estratégia do Sector de Energia para o período 2021 - 2030.

Qualquer outro investimento que não esteja alinhado com a proposta de projectos apresentada e/ou com os instrumentos de gestão acima mencionados, deverá encontrar mérito sob ponto de vista de negócio (possibilidade de exportação de energia para a região, fornecimento de energia a grandes clientes, etc.) caso contrário deverá ser diferido e/ou considerado no âmbito do PDI 2018 – 2043 no período posterior ao considerado no presente estudo.





Os projectos de produção de energia eléctrica estruturantes, irão desempenhar um papel muito importante para ancorar a posição do sector energético e do País no seu estabelecimento na região como polo de geração de energia eléctrica, sendo que para tal é necessário motivar novos corredores de evacuação de energia para a região nomeadamente Moçambique – Malawi, ora em curso, Moçambique – Zâmbia, Moçambique – Tanzânia, e reforçar os corredores existentes entre Moçambique – África do Sul.



# Previsão de Crescimento de Carga

Para a análise de vários cenários de crescimento de carga no País, foi tomada como base a curva de demanda Versus oferta para identificação da necessidade de reforço da capacidade da rede eléctrica através de implementação de projectos prioritários de reabilitação, reforço e expansão dos sistemas de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica com objectivo de alcançar de forma sustentável os objectivos de desenvolvimento do milénio.

A definição de projectos prioritários para o período em referência teve como base a analise de previsão de crescimento de carga constante no Plano Director Integrado (PDI) 2018, que considera a previsão de crescimento da demanda para o período 2018 até 2042 em termos de oferta e demanda, no seu capítulo 3. Neste relatório, a previsão de crescimento de carga foi efectuada, analisando a demanda da seguinte forma:

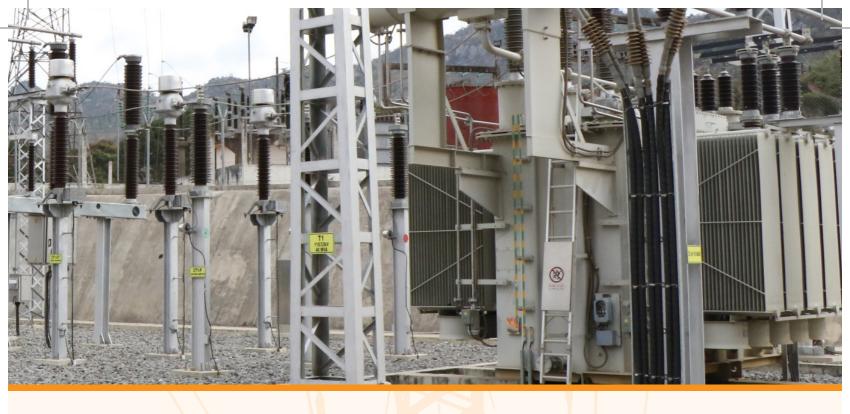
- Pré-condição de previsão de demanda de nível nacional;
- Previsão de demanda de nível nacional (incluindo Mozal);
- Condição prévia de previsão de demanda de nível provincial;
- Previsão de demanda de nível provincial (incluindo Mozal).

#### Pressupostos para a Previsão de Crescimento da Demanda

A Metodologia de previsão da demanda, foi efectuada por procedimentos de análises macro e micro e foi dividida em 3 categorias a saber:

- Cliente Geral, que s\u00e3o clientes dom\u00e9sticos e pequenos clientes abastecidos por BT (Baixa Tens\u00e3o);
- Cliente Médio-Grande (M-L), que são grandes clientes atendidos por BT (Baixa Tensão) e MT (Média Tensão) e clientes de AT (Alta Tensão); e





- Cliente Especial, que são os clientes cujo contrato é de 1 MW ou mais e fornecido por 66kV e mais;
- Os principais pressupostos para a previsão de crescimento da demanda plano integrado de desenvolvimento de infraestruturas teve como referência, os dados relatórios estatísticos da EDM dos anos 2006 a 2015, o crescimento do PIB a partir do ano 2016 a uma taxa de crescimento médio anual de 7.38% para o cenário médio, calculado utilizando dados do INE dos anos 2002 a 2015. A análise de sensibilidade foi realizada para avaliar a variação da demanda quando o PIB varia em ± 1%.

#### **Factores de crescimento**

A demanda analisada pelo método macro foi dividida em 2 partes por forma a melhorar a precisão dos resultados. População, PIB real, razão de electrificação e tarifa de electricidade foram indicadores considerados como prospetivos e o PIB / Capita foi empregado. A microanálise foi aplicada ao "Cliente Especial" porque a condição para este tipo de cliente pode ser considerada individualmente, segundo ilustra o mapa abaixo:



Tabela 2-1 Cenário para a previsão de demanda de 2016 a 2042

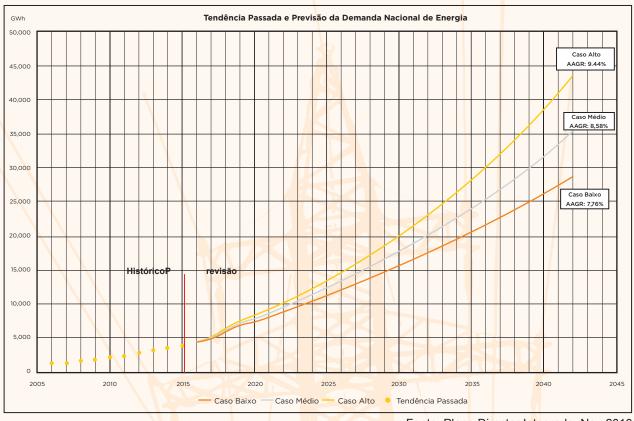
	Cliente Geral	Cliente de Baixa e Media Tensão	Cliente Especial
Caso Baixo	Taxa de crescimento de PIB: 6.38%  Taxa de crescimento populacional: 2.1% - 2.7%	Taxa de crescimento de PIB: 6.38%	
	Taxa de eletrificação (Dentro da rede): 29% - 78%	Taxa de crescimento populacional: 2.1% - 2.7%	2016 a 2020:
	Taxa de crescimento de PIB: 7.38%  Taxa de crescimento populacional: 2.1% - 2.7%	Taxa de crescimento de PIB: 7.38%	Some Após 2021: Aumento constante matendo o volume de
Caso Base	Taxa de eletrificação (Dentro da rede): 29% - 78%	Taxa de crescimento populacional: 2.1% - 2.7%	aumento médio anual Taxa de emprego: 30%
	Taxa de crescimento de PIB: 7.38%	Taxa de crescimento de PIB:	
	Taxa de crescimento populacional: 2.1% - 2.7%	8.38%	
Caso Alto	Taxa de eletrificação (Dentro da rede): 29% - 78%	Taxa de crescimento populacional: 2.1% - 2.7%	

#### Resultados

O estudo de previsão de demanda esperava que 125 novos clientes especiais fossem conectados à rede eléctrica nacional no período de 2016 a 2020. Com esta perspectiva foi desenvolvida a previsão de crescimento de carga para os 3 cenários no período 2018 a 2043, com e sem inclusão de Mozal.

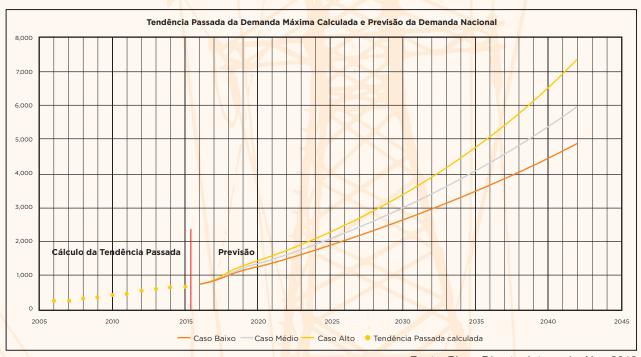
Sem a inclusão da Mozal, a demanda prevista foi de 3.908 GWh e 655MW em 2015. Em 2042, no caso da base, a demanda atinge 35.444 GWh (AAGR: 8,58%) e 5.950 MW. No caso de cenário baixo, a demanda atinge 28.884 GWh (AAGR: 7,76%) e 4.849 MW e no cenário alto, a demanda chega a atingir 43.801 GWh (AAGR: 9,44%) e 7.353 MW, segundo ilustram as figuras seguinte:





Fonte: Plano Director Integrado, Nov.2018

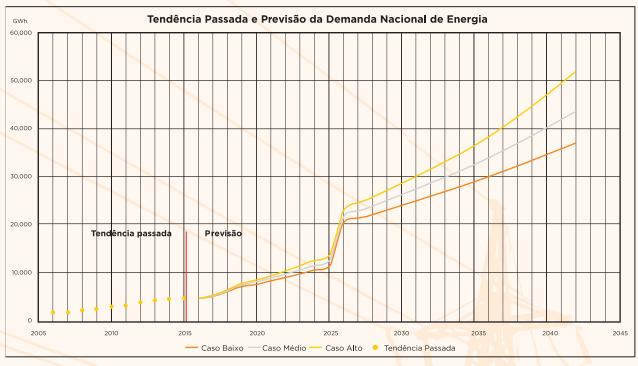
Figura 2.1 Previsão de Consum<mark>o de Energia (excluindo Mozal) [GWh]</mark>



Fonte: Plano Director Integrado, Nov.2018

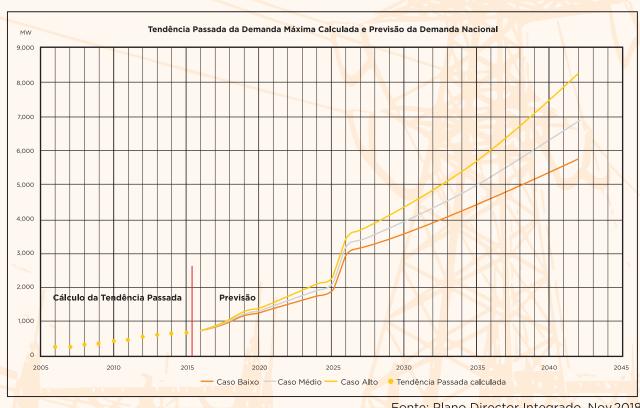
Figura 2.2 Previsão de Dema<mark>nda Máxima Nacional (excluindo M</mark>ozal) [MW]

Com a inclusão da Mozal, a demanda prevista em 2042, no caso base, atinge 43.683 GWh e 6.900 MW. No caso de cenário baixo, a demanda atinge 37.123 GWh e 5.799 MW e no cenário alto, a demanda chega a atingir 52.039 GWh e 8.303 MW, segundo as figuras abaixo:



Fonte: Plano Director Integrado, Nov.2018

Figura 2.3 Previsão de Consumo de Energia (incluindo Mozal) [GWh]



Fonte: Plano Director Integrado, Nov.2018

Figura 2.4 Previsão de Demanda Máxima (incluindo Mozal) – [MW]



Para a efectivação deste plano, foi considerado apenas a previsão de demanda de nível provincial, tendo em conta que a necessidade de projectos prioritários e o programa PROENERGIA foram identificados e definidos por Áreas de Serviços ao Cliente, o que significa que foram definidos numa base provincial.

No Plano Director Integrado foram conside<mark>rados</mark> 3 cenários de demanda por Província, de forma semelhante ao nível nacional. Para alinhar com análise a nível nacional, a taxa de electrificação não foi considerada para a previsão de demanda de "Cliente Geral".

Tabela 2-2 Taxa de Crescim<mark>ento do PIB 2016 - 2042 por cenári</mark>os

	Caso Baixo	Caso Base	Caso Alto
Cabo Delgado	6.56%	7.56%	8.56%
Niassa	5.66%	6.66%	7.66%
Nampula	5.70%	6.70%	7.70%
Zambezia	5.86%	6.86%	7.86%
Manica	5.63%	6.63%	7.63%
Tete	7.24%	8.24%	9.24%
Sofala	6.08%	7.08%	8.08%
Inhambane	5.97%	6.97%	7.97%
Gaza	5.69%	6.69%	7.69%
Maputo Província	5.74%	6.74%	7.74%
Maputo Cidade	6.00%	7.00%	8.00%

Fonte: Plano Director Integrado, Nov. 2018

O relatório defende que o total de províncias difere do nível nacional em cerca de 8% no máximo. Uma das razões desta diferença, foi a consideração do uso do PIB e da população a nível provincial. O resultado de nível nacional foi realocado para cada província usando a parcela correspondente a cada uma delas e por outro lado, a demanda máxima foi calculada com factor de coincidência para a consolidação de 11 províncias.

Os resultados da previsão de demanda por província, também foram considerados com inclusão e exclusão da previsão de carga da Mozal, à semelhança da previsão a nível nacional, segundo mostra as tabelas seguintes:

Tabela 2-3 Previsão de Consumo de Energia (após realocação – excluindo Mozal) [GWh]

Ano	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
2015	99.3	55.7	476.6	148.6	147.1	351.5	375.3	117.0	267.2	855.3	1,049.1	3,942.7
2016	174.2	68.9	604.7	180.2	162.9	380.1	436.5	134.8	257.4	960.4	1,208.6	4,568.7
2017	204.2	82.1	674.3	207.8	198.0	413.9	472.1	150.5	302.4	1,080.1	1,333.6	5,118.9
2018	237.4	119.4	974.3	227.9	235.3	440.6	856.0	166.7	330.4	1,230.9	1,430.6	6,249.5
2019	300.9	135.0	1,039.5	333.0	253.3	488.2	973.4	183.9	359.7	1,711.1	1,547.5	7,325.4
2020	351.2	143.8	1,105.3	380.1	272.7	519.1	1,016.3	211.9	391.0	1,821.5	1,749.0	7,962.0
2021	402.0	161.7	1,229.0	427.9	301.3	556.9	1,146.0	233.1	427.2	2,020.2	1,904.2	8,809.6
2022	457.7	180.1	1,356.2	477.0	331.2	596.5	1,278.1	255.4	465.0	2,222.0	2,066.4	9,682.6
2023	509.3	199.1	1,487.3	527.5	362.2	638.2	1,412.7	278.8	504.4	2,427.3	2,235.9	10,582.6
2024	565.9	218.8	1,622.2	579.6	394.5	682.2	1,549.9	303.3	545.6	2,636.2	2,413.2	11,511.4
2025	624.7	239.1	1,767.4	633.3	428.2	728.7	1,689.9	329.1	588.6	2,848.9	2,598.8	12,470.6
2026	685.8	260.2	1,905.0	688.7	463.4	777.7	1,832.8	356.3	633.7	3,065.6	2,793.3	13,462.2
2027	749.3	281.9	2,053.2	745.9	500.1	829.5	1,978.8	384.8	680.8	3,286.6	2,997.4	14,488.5
2028	815.6	304.4	2,206.5	805.1	538.6	884.4	2,128.2	414.9	730.3	3,512.2	3,211.6	15,551.8
2029	884.6	327.8	2,365.1	866.3	578.8	942.7	2,281.2	446.7	782.2	3,742.6	3,436.6	16,654.6
2030	956.8	352.0	2,529.2	929.9	621.0	1,004.4	2,438.0	480.3	836.6	3,978.2	3,673.1	17,799.5
2031	1,032.0	376.9	2,698.8	995.4	664.9	1,069.5	2,598.3	515.6	893.6	4,220.1	3,921.6	18,986.7
2032	1,110.2	402.6	2,873.5	1,062.9	710.1	,137.5	2,762.1	552.6	953.0	4,469.2	4,182.5	20,216.3
2033	1,191.6	429.0	3,053.6	1,132.4	756.8	1,208.6	2,929.4	591.5	1,015.1	4,725.8	4,456.7	21,490.7
2034	1,276.6	456.2	3,239.4	1,204.0	805.0	1,283.1	3,100.6	632.4	1,080.0	4,990.5	4,745.3	22,813.2
2035	1,365.2	484.2	3,431.7	1,277.9	854.8	1,361.2	3,275.9	675.5	1,148.0	5,263.4	5,049.1	24,186.8
2036	1,457.9	513.2	3,630.5	1,354.2	906.3	1,443.2	3,455.5	720.9	1,219.2	5,545.0	5,369.3	25,615.0
2037	1,554.9	543.1	3,836.3	1,433.1	959.7	1,529.2	3,639.8	768.8	1,293.8	5,835.7	5,707.1	27,101.5
2038	1,656.7	574.0	4,050.1	1,514.9	1,012.7	1,619.7	3,829.4	819.4	1,372.3	6,136.6	6,064.1	28,650.0
2039	1,763.3	606.0	4,271.3	1,599.5	1,072.5	1,714.6	4,023.6	872.7	1,454.6	6,446.5	6,440.3	30,264.8
2040	1,875.5	639.1	4,501.4	1,687.3	1,132.2	1,814.7	4,223.7	929.1	1,54 <mark>1.</mark> 2	6,767.5	6,838.5	31,950.4
2041	1,989.5	669.7	4,734.1	1,773.2	1,189.3	1,913.3	4,416.0	987.6	1,62 <mark>6.2</mark>	7,109.7	7,238.1	33,646.8
2042	2,110.9	703.1	4,978.7	1,864.6	1,251.0	2,019,8	4 <b>,</b> 619.8	1,049.8	1,7 <mark>18.0</mark>	7,458.1	7,670.2	35,444.0
AAGR	12.58%	10.11%	9.33%	10.07%	8.31%	6.70%	10.41%	8.49%	7.18%	8.52%	7.67%	

Tabela 2-4 Previsão da Demanda Máxima (após realocação – excluindo Mozal) [MW]

Ano	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
2015	21.4	12.5	94.3	33.9	26.6	73. <mark>0</mark>	73.9	18.0	43.3	160.1	164.1	721.0
2016	32.6	14.5	109.8	33.2	30.5	74.9	79.2	22.4	53.4	169.1	209.6	829.3
2017	39.5	17.9	126.5	39.6	38.3	84.2	88.6	25.8	64.8	196.4	238.9	960.6
2018	45.9	26.0	182.6	43.4	45.5	89.6	160.4	28.6	70.8	223.7	256.1	1,172.7
2019	58.3	29.5	195.0	63.5	49.1	99.4	182.6	31.5	77.1	311.3	277.3	1,374.6
2020	68.0	31.4	207.5	72.5	52.8	105.7	190.8	36.4	83.9	331.5	313.6	1,494.1
2021	77.9	35.3	230.7	81.6	58.4	113.4	215.1	40.0	91.6	367.7	341.4	1,.653.1
2022	88.1	39.3	254.6	90.9	64.2	121.4	239.9	43.8	99.7	404.4	370.5	1,816.9
2023	98.7	43.5	279.1	100.6	70.2	129.9	265.1	47.8	108.2	441.8	400.9	1,985.8
2024	109.6	47.8	304.5	110.5	76.4	138.9	290.9	52.1	117.0	479.8	432.6	2,160.1
2025	121.0	52.2	330.6	120.7	83.0	148.3	317.2	56.5	126.3	518.5	465.9	2,340.1
2026	132.8	56.8	357.5	131.3	89.8	158.3	344.0	61.1	135.9	557.9	500.8	2,526.2
2027	145.2	61.6	385.3	142.2	96.9	168.9	371.4	66.0	146.0	598.1	537.7	2,718.7
2028	158.0	66.5	414.1	153.5	104.3	180.0	399.4	71.2	156.6	639.1	575.7	2,918.3
2029	171.3	71.6	443.8	165.1	112.1	191.9	428.0	76.6	167.7	681.0	616.0	3,125.2
2030	185.3	76.8	474.6	177.2	120.3	204.4	457.4	82.4	179.4	723.8	658.3	3,340.1
2031	199.9	82.3	506.4	189.7	128.8	217.7	487.5	88.4	191.6	767.8	702.8	3,562.8
2032	215.0	87.9	539.1	202.6	137.5	231.5	518.2	94.8	204.3	813.1	749.6	3,793.5
2033	230.8	93.7	572.9	215.8	146.6	246.0	549.6	101.5	217.6	859.7	798.7	4,032.7
2034	247.2	93.7	607.7	229.4	155.9	261.1	581 <mark>.</mark> 7	108.5	231.6	907.8	850.4	4,280.9
2035	264.4	105.7	643.8	243. <mark>5</mark>	165.5	277.0	61 <mark>4</mark> .5	115.9	246.1	957.5	904.8	4,538.6
2036	282.3	112.0	681.0	258 <mark>.1</mark>	175.5	293.7	6 <mark>4</mark> 8.2	123.6	261.4	1,008.7	962.1	4,806.6
2037	301.1	118.5	719.6	273.1	185.8	311.2	682.8	131.9	277.4	1,061.5	1,022.6	5,085.6
2038	230.8	125.3	759.7	288.7	196.1	329.6	718.3	140.5	294.2	1,116.2	1,086.6	5,376.1
2039	341.4	132.3	801.2	304.8	207.7	348.9	754.8	149.7	311.8	1,172.6	1,154.0	5,679.1
2040	363.2	139.5	844.4	321.5	219.2	369.2	792.3	159.4	330.4	1,231.0	1,225.3	5,995.4
2041	385.2	146.2	888.1	337.9	230.3	389.3	828.4	169.4	348.6	1,293.3	1,297.0	6,313.8
2042	408.8	153.5	934.0	355.3	242.2	411.0	866.6	180.0	368.3	1,356.7	1,374.5	6,651.0
AAGR	11.88%	10.00%	9.08%	9.35%	8.60%	6.62%	10.21%	8.95%	8.33%	8.41%	8.27%	



Tabela 2-5 Previsão de Consumo de Energia (após realocação – incluindo Mozal) [GWh]

Ano	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
2015	99.3	55.7	476.6	148.6	147.1	351.5	375.3	117.0	<mark>2</mark> 67.2	855.3	1,049.1	3,942.7
2016	174.2	68.9	604.7	180.2	162.9	380.1	436.5	134.8	<mark>2</mark> 57.4	960.4	1,208.6	4,568.7
2017	204.2	82.1	674.3	207.8	198.0	413.9	472.1	150.5	302.4	1,080.1	1,333. <mark>6</mark>	5,118.9
2018	237.4	119.4	974.3	227.9	235.3	440.6	856.0	166.7	<mark>3</mark> 30.4	1,230.9	1,430 <mark>.6</mark>	6,249.5
2019	300.9	13 <mark>5</mark> .0	1,039.5	333.0	253.3	488.2	973.4	183.9	<mark>3</mark> 59.7	1,711.1	1,547 <mark>.</mark> 5	7,325.4
2020	351.2	143.8	1,105.3	380.1	272.7	519.1	1,016.3	211.9	<mark>3</mark> 91.0	1,821.5	1,749.0	7,962.0
2021	402.0	161.7	1,229.0	427.9	301.3	556.9	1,146.0	233.1	427.2	2,020.2	1,90 <mark>4</mark> .2	8,809.6
2022	457.7	180.1	1,356.2	477.0	331. <mark>2</mark>	596.5	1,278.1	255.4	465.0	2,222.0	2,06 <mark>6</mark> .4	9,682.6
2023	509.3	199.1	1,487.3	527.5	362 <mark>.2</mark>	638.2	1,412.7	278.8	<mark>5</mark> 04.4	2,427.3	2,2 <mark>3</mark> 5.9	10,582.6
2024	565.9	218.8	1,622.2	579.6	394.5	682.2	1,549.9	303.3	5 <mark>4</mark> 5.6	2,636.2	2,4 <mark>1</mark> 3.2	11,511.4
2025	624.7	239.1	1,767.4	633.3	428.2	728.7	1,689.9	329.1	<mark>5</mark> 88.6	2,848.9	2,5 <mark>9</mark> 8.8	12,470.6
2026	671.7	254.8	1,865.9	674.5	453.9	761.8	1,795.2	349.0	620.7	11,517.5	2, <mark>7</mark> 36.1	21,701.0
2027	733.3	276.1	2,011.0	730.5	489.8	812.5	1,938.1	376.9	666.8	<b>1</b> 1,755.9	2, <mark>9</mark> 35.7	22,727.3
2028	798.7	298.2	2,16 <mark>1.0</mark>	788.5	527.5	866.2	2,084.4	406.4	715.3	11,999.0	3 <mark>,</mark> 145.4	23,790.6
2029	866.4	321.0	2,316.4	848.5	566.9	923.2	2,234.2	437.5	766.1	12,247.2	<mark>3</mark> ,365.8	24,893.3
2030	937.1	344.7	2,477. <mark>3</mark>	910.8	608.3	983.8	2,387.9	470.4	8 <mark>19</mark> .4	12,500.8	<mark>3</mark> ,597.7	26,038.3
2031	1,010.9	369.3	2,643.7	975.1	65 <mark>1.3</mark>	1,047.6	2,545.3	505.1	8 <mark>75</mark> .3	12,760.3	3,841.6	27,225.5
2032	1,087.8	394.5	2,815.4	1,041.4	6 <mark>9</mark> 5.8	1,114.5	2,706.2	541.5	9 <mark>3</mark> 3.8	13,026.3	4,098.0	28,455.0
2033	1,167.9	420.5	2,992.7	1,109.8	741.7	1,184.5	2,871.0	579.7	994.9	13,298.9	4,367.9	29,729.5
2034	1,251.5	447.3	3,175.9	1,180.4	789.2	1,258.0	3,039.8	620.0	1,058.8	13,578.8	4,652.2	31,051.9
2035	1,338.9	474.9	3,365.7	1,253.3	838.3	1,335.0	3,212.8	662.5	1,125.9	13,866.4	4,951.9	32,425.6
2036	1,430.4	503.5	3,562.0	1,328.6	889.2	1,415.9	3,390.4	707.3	1,196.2	14,162.2	5,268.1	33.853.8
2037	1,526.2	533.0	3,765.6	1,406.7	942.0	1,501.0	3,572.7	754.6	1,270.0	14,466.6	5,601.8	35,340.3
2038	1,626.9	563.7	3,977.1	1,487.6	994.4	1,590.5	3,760.4	804.6	1,3 <mark>4</mark> 7.6	14,781.2	5,954.8	36,888.8
2039	1,732.3	595.3	4,196.2	1,571.4	1,053.7	1,684.5	3,952.9	85 <mark>7.4</mark>	1,4 <mark>2</mark> 9.0	15,103.5	6,327.2	38,503.5
2040	1,843.4	628.2	4,424.4	1 <mark>,</mark> 658.5	1,112.9	1,783.6	4,151.5	91 <mark>3</mark> .3	1,5 <mark>1</mark> 4.8	15,437.1	6,721.5	40,189.1
2041	1,957.0	658.8	4,658.8	1 <mark>,</mark> 744.3	1,169.9	1,882.0	4,343.9	971. <mark>5</mark>	1,5 <mark>9</mark> 9.6	15,781.7	7,120.0	41,885.6
2042	2,077.8	692.0	4,900.4	1, <mark>8</mark> 35.3	1,231.3	1,988.1	4,547.2	1,033.3	1,6 <mark>9</mark> 1.0	16,136. <mark>7</mark>	7,549.7	43,682.8

Tabela 2-6 Previsão da Demanda Máxima (após realocação – incluindo Mozal) [MW]

Ano	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
2015	21.4	12.5	94.3	33.9	26.6	73.0	73.9	18.0	43.3	160.1	164.1	721.0
2016	32.6	14.5	109.8	33.2	30.5	74.9	79.2	22.4	53.4	169.1	209.6	829.3
2017	39.5	17.9	1 <mark>26.5</mark>	43.4	38.2	84.2	88.6	25.8	64.8	196.4	238.9	960.6
2018	45.9	26.0	1 <mark>8</mark> 2.6	63.5	45.5	89.6	160.4	28.6	70.8	223.7	256.1	1,172.7
2019	58.3	29.5	1 <mark>9</mark> 5.0	72.5	49.1	99.4	182.6	31.5	<mark>7</mark> 7.1	311.3	277.3	1,374.6
2020	68.0	31.4	207.5	81.6	51.8	105.7	190.8	36.4	83.9	331.5	313.6	1,494.1
2021	77.9	35.3	23 <mark>0</mark> .7	90.9	58.4	113.4	215.1	40.0	91.6	367.7	341.4	1,653.1
2022	88.1	39.3	25 <mark>4</mark> .6	100.6	64.2	121.4	239.9	43.8	99.7	404.4	370.5	1,816.9
2023	98.7	43.5	279 <mark>.</mark> 1	110.5	70.2	129.9	265.1	47.8	108.2	441.8	400.9	1,958.8
2024	109.6	47.8	304.5	120.7	76.4	138.9	290.9	52.1	1 <mark>17.</mark> 0	479.8	432.9	2,160.1
2025	121.0	52.2	330. <mark>6</mark>	131.6	83.0	148.3	317.2	56.5	126.3	518.5	465.9	2,340.1
2026	133.1	56.9	358.2	142.4	89.9	158.6	344.7	61.3	136.2	1 <mark>,</mark> 615.8	501.8	3,588.1
2027	145.3	61.6	385.8	153.5	97.0	169.1	371.8	66.1	146.2	1 <mark>,</mark> 657.5	537.9	3,780.6
2028	158.0	66.5	414.2	165.1	104.4	180.1	399.5	71.2	156.7	1 <mark>,</mark> 700.0	575.9	3,980.2
2029	171.3	71.5	443.7	177.1	112.1	191.8	427.9	76.6	167.7	1, <mark>7</mark> 43.5	615.8	4,187.1
2030	185.2	76.8	474.2	189.5	120.2	204.3	457.1	82.3	179.3	1, <mark>7</mark> 87.9	657.8	4,401.9
2031	199.6	82.2	<mark>5</mark> 05.7	202.2	128.6	217.4	486.8	88.3	191.3	1,8 <mark>33.4</mark>	701.9	4,624.7
2032	214.6	87.7	<mark>5</mark> 38.2	215.4	137.3	231.1	517.3	94.6	204.0	1,8 <mark>8</mark> 0.2	748.2	4,855.4
2033	230.3	93.5	<mark>5</mark> 71.7	228.9	146.3	245.4	548.4	101.3	217.2	1,9 <mark>2</mark> 8.2	797.0	5,094.6
2034	246.6	99.4	<mark>60</mark> 6.3	242.9	155.5	260.5	580.3	108.2	231.0	1,9 <mark>7</mark> 7.7	848.3	5,342.8
2035	263.7	105.4	6 <mark>42.1</mark>	257.4	165.1	276.3	613.0	115.6	2 <mark>45</mark> .5	2,0 <mark>2</mark> 8.6	902.4	5,600.5
2036	281.5	111.7	<mark>67</mark> 9.2	273.3	175.0	292.9	646.4	123.3	260.7	2,081.0	<mark>95</mark> 9.5	5,868.5
2037	300.2	118.2	<mark>71</mark> 7.6	272.3	185.3	310.3	680.8	131.5	276.6	2,13 <mark>5</mark> .0	1, <mark>01</mark> 9.7	6,147.5
2038	319.8	124.9	<mark>75</mark> 7.5	287.8	195.5	238.6	716.2	140.1	293.3	2,19 <mark>0</mark> .9	1, <mark>083</mark> .4	6,438.0
2039	340.4	131.9	798.8	303.9	207.0	347.8	752.5	149.2	310.9	2,248.3	1,150.5	6,741.0
2040	3 <mark>6</mark> 2.0	13 <mark>9</mark> .1	<mark>841</mark> .8	320.5	218.6	368.1	78 <mark>9.8</mark>	158.9	329.4	2,30 <mark>7</mark> .7	1, <mark>221.</mark> 5	7,057.3
2041	384.1	14 <mark>5</mark> .8	<mark>855.</mark> 5	336.9	229.6	388.2	826.0	168.9	347.6	2,36 <mark>9</mark> .8	1,2 <mark>93.2</mark>	7,375.7
2042	407.6	153.0	931.3	354.3	241.6	409.9	864.2	179.5	367.3	2,43 <mark>3</mark> .5	1,3 <mark>70.6</mark>	7,712.9



# Crescimento Real de Carga

Desde o ano de 1992, Moçambique vinha registrando um crescimento económico sustentável com uma taxa média anual de 7,4% até ao ano 2015. Com a crise económica que assolou a economia moçambicana a partir de 2016, o crescimento médio dos últimos quatro anos passou para 2.37%.

Ao longo dos últimos 5 anos, a economia moçambicana tem sido influenciada por fenómenos internos e externos desfavoráveis, visto que em 2016 a economia foi marcada pela descoberta das dívidas não declaradas, em 2017 registou-se o inicio de ataques terroristas na província de Cabo Delgado e em 2019 a economia foi impactada negativamente pelos ciclones IDAI e KENNETH e pela eclosão da COVID-19, decretada pela Organização Mundial da Saúde (OMS) como uma doença pandémica a nível global. Estas ocorrências sucessivas foram externalidades negativas para a economia como um todo, razão pela qual a previsão de crescimento de carga anteriormente considerada no Plano Director Integrado, para os anos 2016 a 2020 ficou desajustado a realidade, segundo ilustram as tabelas 3.1 e 3.2.

Tabela 3-1 Previsão da Demanda - Provincias - [MW]

	Ano	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
	2016	32.6	14.5	109.8	33.2	30.5	74.9	79.2	22.4	53.4	169.1	209.6	829.2
	2017	39.5	17.9	126.5	39.6	38.3	84.2	88.6	25.8	64.8	196.4	238.9	960.5
Γ	2018	45.9	26.0	182.6	43.4	45.5	89.6	160.4	28.6	70.8	223.7	256.1	1172.6
Γ	2019	58.3	29.5	195.0	63.5	49.1	99.4	182.6	31.5	77.1	311.3	277.3	1374.6
Γ	2020	68.0	31.4	207.5	72.5	52.8	105.7	190.8	36.4	83.9	331.5	313.6	1494.1





Tabela 3-2 Crescimento Real da Demanda - Provincias (EDM) - [MW]

Ano	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Provincia	Maputo Cidade	Total
2016	30.0	12.0	50.0	25.0	35.0	58.0	88.0	22.0	29.0	165 <mark>.</mark> 0	217.0	876.0
2017	32.0	15.0	64.0	24.0	32.0	53.0	99.0	23.0	31.0	207.0	219.0	911.0
2018	35.0	15.0	69.0	24.0	36.0	52.0	99.0	34.0	31.0	2 <mark>1</mark> 4.0	324.0	964.0
2019	36.0	14.0	65 <mark>.</mark> 0	24.0	36.0	52.0	99.0	31.0	36.0	1 <mark>9</mark> 1.0	325.0	955.0
2020	34.2	13.0	58. <mark>4</mark>	56.0	40.0	60.5	112.0	34.0	39.0	<b>2</b> 11.0	296.0	998.0

A ocorrência de ciclones IDAI e KENNETH, conjugado com a existência de insurgentes na província de Cabo Delgado, culminaram com destruição de infraestruturas eléctricas nas regiões centro e norte do país, motivo pelo qual, nota-se um constante ou decréscimo de ponta na demanda real nos anos 2018 a 2020.

Perante estas externalidades negativas e como forma de estimular o investimento por parte do sector privado, o governo promulgou políticas fiscais e monetárias destinadas a proteger as empresas. O Banco de Moçambique promulgou medidas de estímulo, incluindo o corte da taxa de política monetária e a adoção de políticas destinadas a garantir a estabilidade do sector financeiro e incluiu linhas de crédito bonificadas para aliviar as empresas das dificuldades financeiras. Os bancos comerciais por sua vez, tomaram medidas para reestruturar os empréstimos existentes, estendendo o período de maturidade e períodos de carência e dentre várias outras medidas de natureza fiscal que foram tomadas para aliviar às pequenas e médias empresas, uma vez que este grupo é o que mais contribui para o crescimento de vários sectores que compõem a economia do país, incluindo o sector energético.

Com estas políticas monetárias e fiscais implementadas pelas autoridades, espera-se que a economia de Moçambique registre uma recuperação econômica resiliente a partir de 2021, chegando a atingir cerca de 4% em 2022, apesar de permanecerem riscos substanciais devido à incerteza em torno da trajetória da pandemia de COVID-19.

De acordo com o histórico de crescimento da demanda ao longo dos últimos 5 anos, consoante a figura acima e para alavancar a agenda 2030 que integra os 17 Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) com o fim de impulsionar os esforços do Governo e da EDM em garantir o acesso à energia eléctrica as populações moçambicanas até 2030, bem como a acomodação da carga prevista no Plano Director Integrado até ao ano 2042, foram identificados alguns projectos prioritários por forma a reforçar a capacidade da REN, para aumentar a disponibilidade de energia eléctrica e acomodar as novas ligações previstas até ao ano 2030.

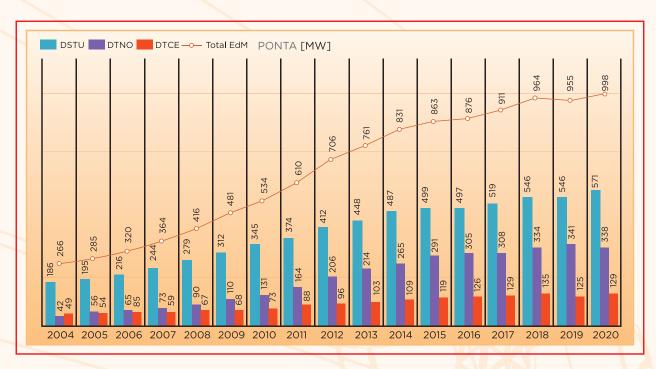


Figura 3.1 Evolução da Ponta do Sistema







# Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional

#### **Parque Produtor**

A Rede Eléctrica Nacional - REN compreende uma capacidade de produção firme na ordem de 2 754.5 MW com um parque produtor predominantemente hidroeléctrico, onde a HCB detém o maior activo nacional, nomeadamente a central de Cahora Bassa, com uma capacidade instalada de 2075 MW (5x415 MW), sendo que a EDM participa com a capacidade instalada na ordem de 117.6 MW, que se desdobra da seguinte forma:

- Central Hidroeléctrica de Mavuzi 54.5 MW (2x5.5 MW +2x15.75 MW+12 MW)
- Central Hidroeléctrica de Chicamba 44 MW (2x22 MW)
- Central Hidroeléctrica de Corumana 16 MW (2x8 MW)
- Mini-hídrica dos Pequenos Libombos 1.5 MW
- Mini-hídrica de Cuamba 1 MW
- Mini-hídrica de Lichinga 0.6 MW

Adicionalmente, regista-se um parque termoeléctrico em crescimento à base de gás natural conforme descrito abaixo, face ao défice de produção que se vinha registando no País e na região da África Austral nos últimos anos, totalizando cerca de 543MW:

- Central térmica de Temane, 11 MW, operando em rede isolada abastecendo 5 distritos nomeadamente Vilanculos, Inhassoro, Nova Mambone, Mabote e Machanga no Norte da Província de Inhambane e Sul da Província de Manica;
- Central térmica de Ressano Garcia (CTRG) com 175MW de capacidade;
- Central térmica da Gigawatt com 109 MW de capacidade instalada;





- Central térmica de Kuvaninga com 40 MW de capacidade instalada;
- A Karpower com 102 MW;
- Central térmica de Maputo com 106 MW de capacidade instalada.

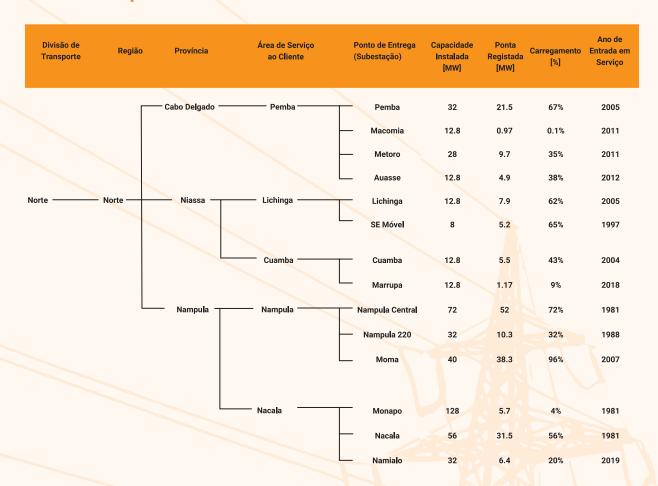
A REN compreende ainda centrais de produção de emergência (diesel) e sazonais (biomassa) com uma capacidade de 90.9MW e centrais fotovoltaícas:

- Turbina GT35 da Beira com 14 MW;
- Turbina GTG3 da Central Térmica de Maputo com 20 MW;
- Central de Xai-Xai, 3.6 MW;
- Central de Inhambane, 4.8 MW;
- Central de Quelimane, 2.0 MW;
- Central de Nampula, 1.5 MW;
- Central privativa da Kenmare (Moma), 10 MW;
- Central privativa da Açucareira de Xinavane, 20 MW;
- Central privativa da Açucareira de Maragra, 3 MW;
- Central privativa da Açucareira de Mafambisse, 12 MW.
- Central Fotovoltaíca de Mocuba, 41 MWp
- Central Fotovoltaíca de Metoro, 41MWp

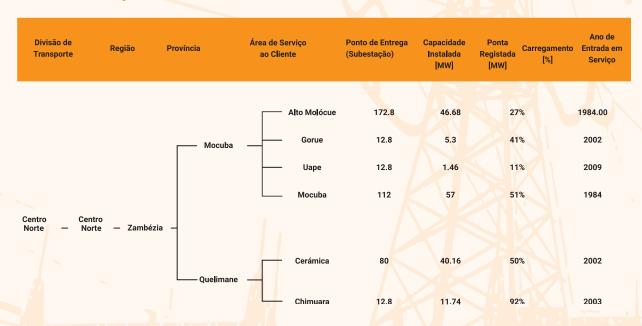


#### Caracterização dos Pontos de Entrega

## Divisão de Transporte Norte

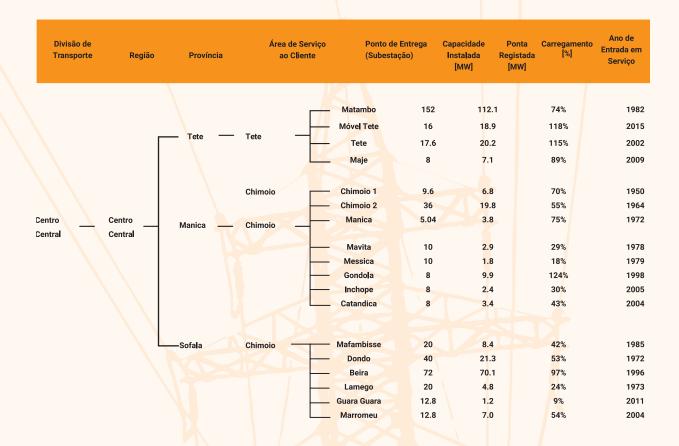


## Divisão de Transporte Centro - Norte

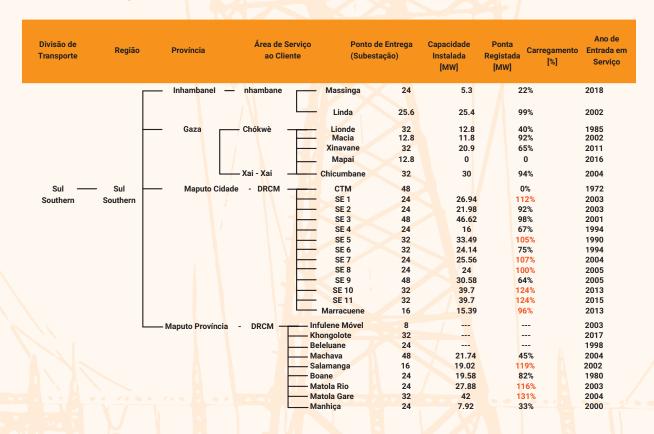




#### **Divisão de Transporte Centro**



## Divisão de Transporte Sul





#### **Balanço Energético (GWh)**

A tabela 4.3.1 apresenta o balanço energético referente a 2021 fazendo uma comparação em relação ao ano anterior. A energia total foi de 7,694 GWh, 8% e 6% acima em relação a meta e ao ano 2020 respectivamente. Contribuíram para este aumento os seguintes factores:

- Reposição do Grupo 2 da Central de Corumana;
- Reparação dos Grupos 4, 8 e 9 de Temane;
- Optimização do despacho dos 150MW adicionais da HCB;
- IPPs afectadas por disparos das linhas que evacuam energia para o centro de carga.

A energia total disponível no território Nacional foi de 6050 GWh.

As perdas totais de energia foram de 29,35%, correspondente a uma va<mark>ria</mark>ção de (-1,66%) em relação ao periodo homólogo de 2020

Tabela 4-3.1 Balanço Energético (GWh)

Oferta por fonte (GWh)	Meta 2021	Real 2021	Alcance	Real 2020	Evolução 20/21
Geração propria da EDM	1053	1097	<b>104%</b>	906	<b>21</b> %
Aquisição a HCB	3 381	3 955	<b>117%</b>	3 784	<b>⊘</b> 5%
Aquisição aos IPPs	2 654	2 574	<b>97%</b>	2 511	<b>⊘</b> 2%
Importação	54	69	128%	64	<b>≅</b> 8%
EnergiaTotal [GWh]	7142	7 694	<b>108</b> %	7 265	<b>%</b>
Procura por Segmento (GWh)					
Exportação	1 206	1 644	<b>136%</b>	1 424	<b>7</b> 15%
Clientes de Tarifa não Regulada	652	694	✓ 107%	598	<b>2</b> 16%
Clientes de Tarifa Regulada	3 690	3 580	97%	3 431	<b>2</b> 4%
EnergiaTotal factuada [GWh]	5 548	5 918	<b>107</b> %	5 454	<b>9</b> %
Eficieńcia(%)					
Perdas Totais —	1 721	1 776	103%	1 811	<b>⊘</b> -2%%
	29%	29.35%	+0,35 pp	31,0%	-1,66 pp



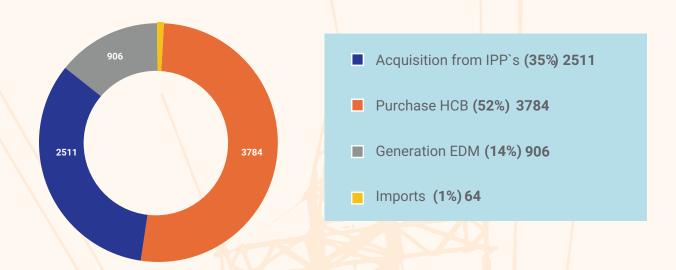
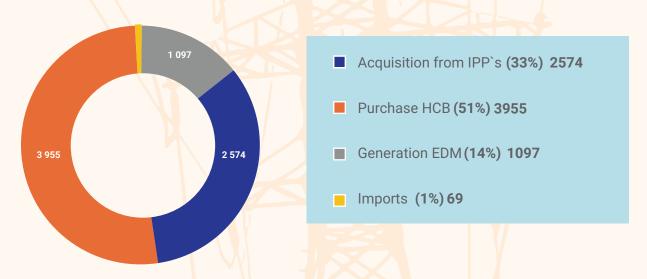


Figura 4.3 1 Contribu<mark>ição de Energia</mark> por fonte 202<mark>0</mark>



Figu<mark>r</mark>a 4-3.1 Contribuiç<mark>ão d</mark>e Energia por <mark>fo</mark>nte 2021



# Metodologia de Planeamento

## Planeamento de Geração

O objectivo do *least cost planning* é identificar a sequência de investimentos em projectos de geração e transporte de energia eléctrica que resultem na satisfação da disponibilidade de energia necessária para cobrir a demanda bem como desenhar corredores para a evacuação dessa energia dos centros de produção para os centros de carga.

Para o estabelecimento de cenários de geração realistas é necessário considerar os potenciais de geração, bem como a tendência de crescimento da demanda bem como a sua localização versus localização do potencial de geração de energia eléctrica. Em cada sistema de energia, é importante ter capacidade de produção adequada durante todo o ano. A capacidade total deve ser suficiente para cobrir a ponta com níveis de confiabilidade aceitáveis.

Uma vez que as unidades de produção estão sujeitas a indisponibilidade resultando em interrupções, há necessidade de prever capacidade de geração de reserva para suprir a demanda durante a ocorrência de tais indisponibilidades.

A reserva de geração necessária depende dos perfis de produção versus a carga, bem como taxas de interrupções forçadas e requisitos de manutenção das diferentes unidades de geração.

#### **Planeamento de Transporte**

O objectivo do estudo é apresentar um plano geral de desenvolvimento da rede de transporte para o período compreendido entre 2021 – 2030, com base na previsão de carga *vis-à-vis* o plano de expansão da geração.





O alcance do estudo, visa projectar uma rede de geração e transporte de energia eléctrica que seja técnica, económica e financeiramente sustentável para atender ao crescimento da demanda decorrente da implementação dos programas de densificação e massificação de novas ligações, expansão da rede de distribuição, ligação de novas indústrias, promoção de projectos agrícolas e turismo.

Para os projectos identificados como candidatos a implementação como projectos prioritários, deverão satisfazer aos critérios de planeamento.

A determinação da configuração dos condutores será baseada na necessidade de evacuar potência num determinado corredor e considerando a tendência de crescimento de demanda e possibilidade de *trading* de energia na região dependendo da sua localização estratégica.

Para cada uma das configurações propostas, serão considerados requisitos técnicos mínimos necessários que satisfaçam a necessidade de auto-estrada de evacuação de energia, nomeadamente:

- Nível de tensão e seções transversais do condutor de linha para novas linhas de transporte;
- Necessidade de novas subestações;
- Necessidade de compensação Reativa, localização e capacidade;

A proposta de metodologia apresentada, visa apresentar propostas de projectos *least – cost* que satisfaçam os requisitos mínimos para projectos de transporte e geração de energia *versus* previsão de crescimento da demanda.

No entanto, alguns projectos de transporte podem ser justificados apenas em combinação com a implementação de certos projectos de geração. Esses projectos de transporte deverão ser implementados apenas se tais projecto de geração associados forem implementados.





# Critério de Planeamento

## Planeamento de Geração

Como resultado das variações anuais e sazonais dos fluxos dos rios, a capacidade de geração das várias centrais hidroeléctricas são diferentes, daí a necessidade de proceder a combinação de centrais hídricas, térmicas e renováveis com vista a garantir o balanço energético mesmo durante os períodos secos.

Os critérios de planeamento a utilizar devem ter em consideração as características do país e o sistema de evacuação de energia. Para suprir a demanda suprimida, serão necessários investimentos substanciais na rede nos próximos anos. O critério de planeamento geral é o planeamento do sistema que deve ter como objectivo a identificação de alternativas *least cost*, ou a alternativas que maximizem o benefício com a devida atenção aos principais factores de incerteza.

O planeamento deve ser baseado na realidade relativa às condições geográficas, condições técnicas e localização dos centros de carga. Devido ao facto de Moçambique cobrir uma vasta área geográfica com população dispersa o que causa longas distâncias entre os locais de geração de energia e os centros de carga, urge que o planeamento seja integrado considerando a geração e transporte de energia.

Uma vez que Moçambique já está ligado aos países vizinhos por várias linhas de transporte e distribuição, e uma vez que os países vizinhos também têm interesses semelhantes na identificação de opções de desenvolvimento *least cost*, o planeamento futuro dos sistemas de energia deve ser executado com a intenção de identificar projectos conjuntos em estreita cooperação com os países vizinhos mais relevantes para cada estudo de caso.





#### **Planeamento de Transporte**

Excepto para os sistemas em malha de 400 kV, 275 kV e 110 kV entre a RSA e Maputo, o sistema de transporte em Moçambique tem sido operado em radial. Em tais sistemas, ocorrem frequentemente interrupções no fornecimento de energia.

Tabela 6.2.1 Critérios de Planeamento

	Critério de P	laneamento
	N-1	N-0
A. Maputo		
- Sistema de Transporte	X	
- Subsistema de Transporte	X	
- Sistema de Distribuição		
urbano/suburbano	X	
Arredores		X
B. Beira, Chimoio, Nacala, Nampula		
- Sistema de Transporte	X	
- Subsistema de Transporte	X	
urbano/suburbano	X	
Arredores s		X
C. Centros Pequenos/ Rurais nos Sistemas Norte, Centro e Sul		
- Sistema de Transporte		X
- Subsistema de Transporte		X
- Sistema de Distribuição		X

#### Critérios para condições normais de operação:

Os critérios para as condições normais de operação são comuns para os diferentes níveis de tensão e funções de alimentação. Esses critérios podem ser resumidos como:

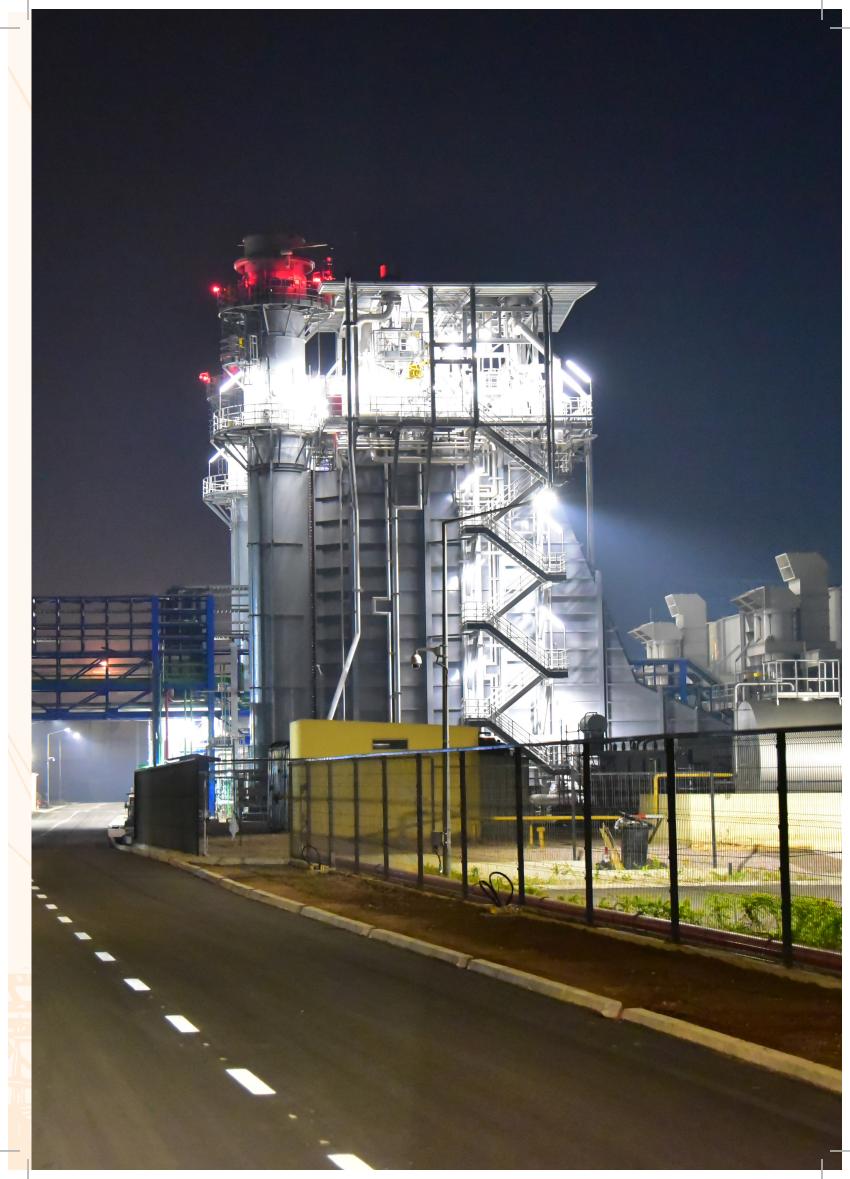
- A. O sistema deve ser projectado de forma que, quando todas as linhas e transformadores estiverem em operação, o sistema seja capaz de atender à carga de pico prevista sem exceder os seguintes requisitos: (i) nenhuma linha ou transformador de subestação deve ser carregado além do limite térmico; (ii) as tensões do barramento devem ser mantidas dentro de ± 5% da nominal, tanto durante o pico de carga quanto nas situações de carga baixa; (iii) operação estável do sistema deve ser assegurada.
- B. Devem ser realizados reforços de rede que sejam economicamente justificados devido a reduções nas perdas e custos de interrupção de energia.
- C. O transporte de energia reactiva deve ser mantido em um mínimo para atingir a utilização económica da rede e evitar desvios de tensão indevidos da nominal. (Análises de custo-benefício na instalação de capacitores shunt comutáveis para correcção do factor de potência local e redução de perdas devem ser estudadas regularmente).

#### **Critérios de Contingência:**

Os critérios de contingência para lidar com situações de falha são divididos em três critérios separados, D, E e F: Os critérios D e E são comuns e independentes da função de alimentação e nível de tensão, enquanto o critério F produzirá conclusões variáveis dependendo da função de alimentação e nível de tensão.

- D. O sistema de geração e transporte deve permanecer estável quando uma linha está sujeita a falta à terra com religamento monopolar malsucedido, resultando em disparo tripolar.
- E. O sistema deve ser capaz de suportar uma perda repentina de qualquer unidade geradora.
- F. Para falhas em uma única seção de linha de transporte ou em um transformador, o objectivo geral deve ser ter uma reserva tão boa quanto economicamente viável. O custo da interrupção do fornecimento pode, na maioria dos casos, não justificar o investimento em um sistema de fornecimento de energia com quase 100% de reserva na carga de pico. O custo de um suprimento de reserva dependerá do tamanho da carga e de sua localização em comparação com os pontos de alimentação potenciais no sistema.







## Estado Actual da Rede de Transporte

Em Moçambique, é considerada rede de transporte, o conjunto de infraestruturas do sistema eléctrico a funcionar com tensões iguais ou superiores a 66kV. Outras tensões típicas da nossa Rede Eléctrica Nacional (REN) são 110kV, 220kV, 275kV e 400kV em corrente alternada. Existe igualmente uma linha bipolar de corrente continua (HVDC), ± 535 kV e projecto de uma de outra linha HVDC de 500kV.

A REN está actualmente dividida em 4 regiões responsáveis por garantir a integridade da rede, a saber:

- Rede de Transporte Sul
- Rede de Transporte Centro;
- Rede de Transporte Centro Norte
- Rede de Transporte Norte

#### **Rede de Transporte Sul**

A região sul do país é actualmente o maior centro de carga, sendo alimentado principalmente pela África do Sul a partir de duas linhas de 400kV que chegam à subestação de Maputo/ Motraco e duas de Komatipoort de 275kV e 110kV.

Paralelamente a interligação com a rede vizinha da África do Sul, estão ligadas as gerações de Ressano Garcia (CTRG e GIGAWATT), Kuvaninga, Corrumane e Central Térmica de Maputo. De referir que a rede de transporte sul faz a cobertura da Cidade de Maputo e das províncias de Maputo, Gaza e Inhambane.

A alimentação das subestações da cidade e província de Maputo é feita por uma rede em anel a nível de 66kV diferentemente das outras províncias que é em sistema radial e a nível de tensão de 110kV.





O sistema desta região foi analisado no momento de pico (regime de carga máxima) em que verificou se alguns alertas nos equipamentos da rede de transporte sul especificamente, Transformadores de Potência, linhas de alta tensão bem como barramentos das subestações que tem experimentados níveis de tensão ligeiramente abaixo dos padrões admissíveis segundo os critérios de operação em estado normal da rede.

Como resultado, verificou se como transformadores susceptíveis a sobrecarga na região sul, o transformador número 3 (120MVA) da subestação do Infulene, os transformadores da subestação de Matola Gare, Zimpeto, Machava, CTM e subestação número 7 (SE7). Estes transformadores precisam de uma intervenção urgente para evitar o desgaste do seu isolamento que poderá perigar a vida útil do mesmo. Estão em curso actualmente projectos de substituição e reforço dos mesmos no âmbito de projectos que serão citados na secção 8 - projectos em curso.

Relativamente o nível de carregamento das linhas de transporte susceptíveis a sobrecarga na região sul, tem-se como linhas críticas, a DL2/DL10B, linha SE Infulene – SE6, e a DL14, linha SE Matola 275 – SE Boane.

Os barramentos das subestações na região sul que têm experimentado níveis de tensão ligeiramente abaixo dos padrões admissíveis segundo os critérios de operação em estado normal da rede são nomeadamente o barramento de 66kV da subestação de Boane e os de 66kV e 33kV da subestação de Salamanga.

#### Rede de Transporte Centro e Centro - Norte

A região centro do país é principalmente alimentada pela central Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB) a partir de linhas de transporte de 220kV, é a única que possui linhas deste nível de tensão, com um comprimento de 1976 km, dos quais 50 km pertencem a uma linha privada da Vale, 440km a HCB e os restantes 1486 km a EDM.



Esta região igualmente beneficia se de mais duas centrais hidroeléctricas (Chicamba e Mavuzi) e uma Central solar em Mocuba.

A rede de transporte centro – norte, faz a cobertura das províncias de Tete (caracterizadas por uma rede de 66kV), Zambézia (caracterizadas por uma rede de 220kV), Manica e Sofala (Caracterizadas por uma rede de 110kV que parte desde a subestação de Chibata até a subestação da Munhava).

A rede de transporte nesta região é caracterizada pela prevalência de algumas infraestruturas obsoletas com mais de 35 anos de idade, que resultam no aumento de avarias causando interrupções no fornecimento de energia, é ainda predominantemente radial e extensa, com particular destaque para a linha Centro Norte no troço Matambo – Nampula que perfaz sozinha aproximadamente cerca de 1202 km de extensão e algumas linhas de 110kV desprovidas de cabo de guarda nomeadamente C21 (Alto Molocué – Guruè), C22 (Guruè – Cuamba), alguns troços das linhas CL71 (Mavuzi – Lamego) e CL75 (Chibata – Dondo) da DTCE e C23 (Cuamba – Lichinga) pertencentes a DTNO.

O sistema desta região foi analisado no momento de pico (regime de carga máxima) em que se verificou apenas na subestação de Manje níveis de tensão ligeiramente abaixo dos padrões permitidos de acordo com os critérios de operação no estado normal da rede.

Para o caso de uma falta na rede que origine a perda da alimentação da linha de transporte de 220kV, Chibata – Dondo, o sistema fica ligeiramente instável perdendo a subestação de Dondo um suporte robusto de energia, tanto activa assim como reactiva, o que origina algumas tensões baixas não verificadas no regime normal de operação.

O cenário acima mencionado é originado por falta de geração de base na província de Sofala pois a de emergência instalada na subestação da Munhava (GT35, 14MW) não consegue suprir com a demanda da província.

Na sequência dos ciclones IDAI, Ana e Chalane, que fustigaram as regiões Centro e Norte do Pais, com maior incidência para as Provincias de Sofala, Manica e Zambézia registaram-se danos avultados nas infraestruturas de transporte e distribuição de energia eléctrica.

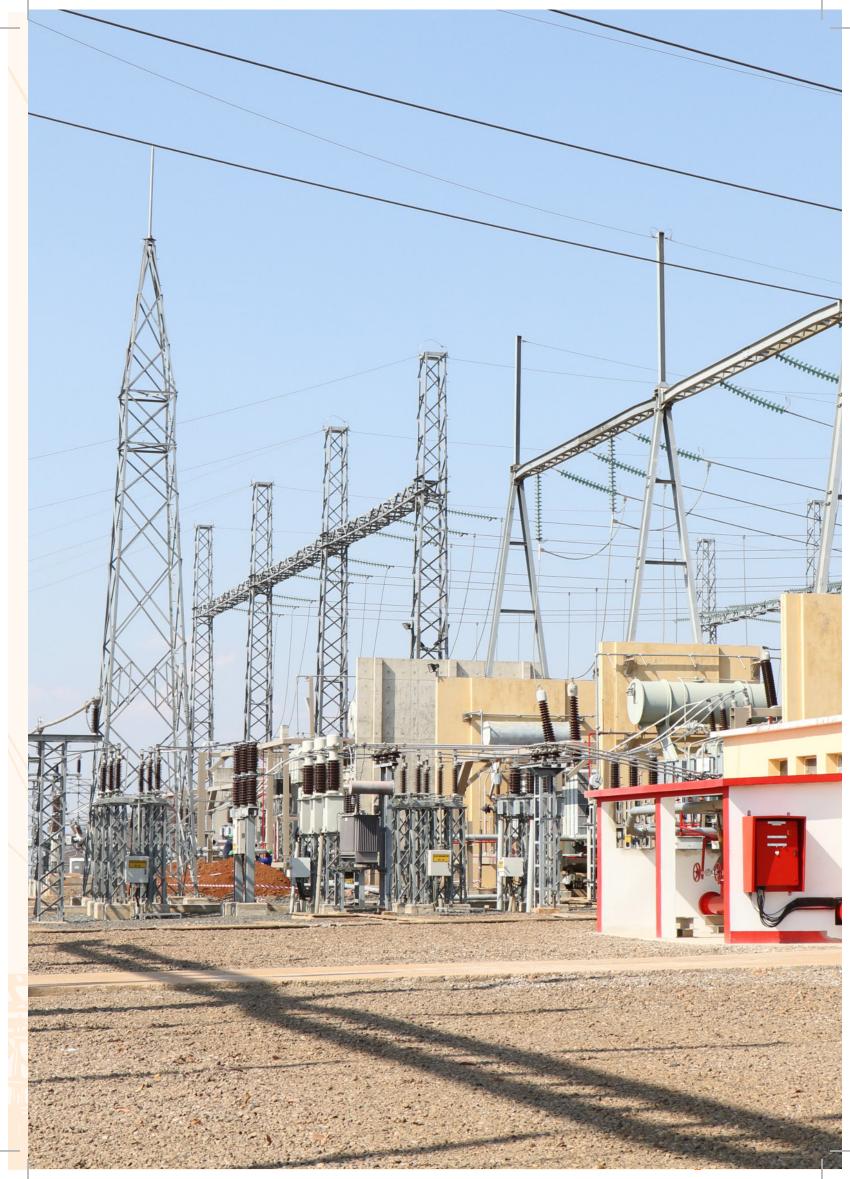
#### **Rede de Transporte Norte**

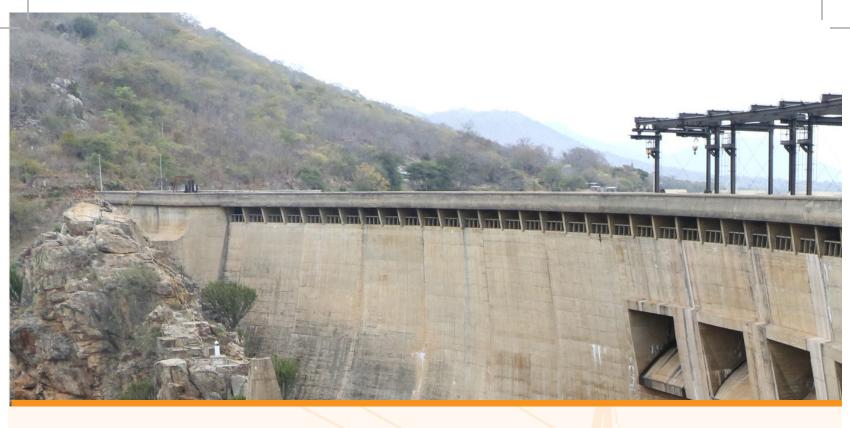
A região Norte do país é principalmente alimentada pela Central Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB) a partir de linhas de transporte de 220kV. Esta região igualmente beneficia-se de uma Central de Emergência flutuante para aliviar a falta de geração e a sua demanda crescente.

A Rede de Transporte Norte faz a cobertura das Províncias de Cabo Delgado, Nampula e Niassa todos caracterizados por uma rede radial de 110kV.

O sistema desta região foi analisado no momento de pico (regime de carga máxima) em que se verificou nas subestações da província de Cabo Delgado, níveis de tensão ligeiramente abaixo dos padrões permitidos de acordo com os critérios de operação no estado normal da rede.







# **Projectos em Curso**

Com vista a mitigar alguns os constrangimentos verificados anteriormente, estão em curso diversos projectos de reforço e melhoramento da REN mencionados na tabela abaixo.

Tabela 8-1 Projectos de Geração em Curso

PROJECTOS	Vector Estratégico	Programa/ Fonte de Financiamento			adicional		` ′	TOTAL	Pelouro Responsável
			2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL	
Ampliação da centra <mark>l de Temane</mark>		EDM	3					3	
Central Térmica de Temane		EDM/JBIC					100	100	
Projecto de Emergência de Nacala Turbina Móvel	Qualidade e	JICA-Donativo		40				40	
Projecto Emergência de Pemba	Segurança	EDM		6				6	PPT
Reabilitação e conversão da turbina GTGII Maputo	de	Parceiros/Empréstimo			22			22	PPI
Emergência da turbina da Beira	Fornecimento	Potenciais Parceiros		14				0	
Reabilitação da mini-hídrica de Lichinga		Potenciais Parceiros / KFW			0,75			0,75	
Reabilitação e ampliação da mini-hídrica de Cuamba		Potenciais Parceiros / KFW			2,5			2,5	
TOTAL			3	60	25,25	0	100	174,25	

Fonte: Plano de Negócios EDM 2020 - 2024





Tabela 8-2 Projectos de Linhas de Transporte em Curso

DESCRIÇÃO DA SUBESTAÇÃO	Vector	Programa/ Fonte de	Cap.Disc (MVA)	Capa	cidade ad	licional p	revista (N	/W)	Pelouro														
•	Estratégico	Financiamento	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Responsávo														
Upgrating das linhas DL2 & DL10			38		120																		
Upgrating das linhas DL3 & DL21			50		120																		
Jpgrating das linhas DL4 & DL22			50		120																		
Jpgrating das linhas DL9			50		120																		
lpgrating das linhas DL11			50		120																		
Ipgrating das linhas DL12	T A V		50		120																		
pgrating das linhas DL13		WB (PERIP)	50		120																		
pgrating das linhas DL14	Oualidade e		50		120																		
rojecto da Linha de 66kV, SE5-SE1			0		120																		
rojecto da Linha de 66kV, SE7-SE1			0		120																		
rojecto da Linha de 66kV, SE10-SE Grande Maputo - SE11	Segurança		0		120																		
rojecto da Linha de 66kV, SE11 - SE Marracuene	de		0		120																		
rojecto da Linha de 66kV, SE11 - SE5	Fornecimento		0		120				PE & PF														
nha Temane - Casa Nova 110kV	<del>-</del>	]/ \	]/ \	]/ \	]/ \		1/ \	]/ \	1/ \	1/ \					1/ N	Donativo da Suécia	0		99				
inha Temane - Maputo 400kV					WB, NOR, Afdb, Ifdb,	_																	
eparação definitiva de 5Km da Linha C38 Macomia - Auasse)	<b>;</b>	OFID, DBSA	0																				
stalação de 3 bancos de Capacitor Série na LCN	- \ \ \ \			Χ																			
ombate a Erosão nas 12 Torres das linhas C32, C33 e C39		87		Х																			
ubstituição de 1600 isoladores em Tensão na B=3 41 torres) e B08 (402 torres)				Х																			
ombate à erosão na torre 364 da linha B07	† \			Х																			
eabilitação da linha BI2		EDM		X																			
ubstituição de 500km de condutor na Linha CI71				Х																			
econstrução de 15km de linha da D15 em postes de betão				Χ																			
	\ .			Х																			

Fonte: Plano de Negócios EDM 2020 - 2024



Tabela 8-3 Projectos de Subestações em Curso

DESCRIÇÃO DA SUBESTAÇÃO	Vector	Programa/ Fonte de	Cap.Disc (MVA)	Capa	cidade ac	licional p	revista (N	/W)	Pelouro
DESCRIÇÃO DA SOBESTAÇÃO	Estratégico	Financiamento	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Responsáv
E Chicumbane			40	80					
E 9			60	70					
E Machava			60	80	-				
E Tete	_		22	40	-				
E Nacala		EDM	70	96	120				
E Chimoio II		(Hyasung)	50		90				
E Mavita			12.5		52,5				
E Macia			16		56				
E Dondo			30		70				
E Mocuba			40		80				
E1			30		70				
E 2			30		70				
E 4			30		70				
E 5			40		80				
E 7		WB	30		70				
E 8		(PERIP)	30		70				
E 9		,,	60		80				
E Matola Gare			40		100				
E Grande Maputo			0		80				
E Infulene (Paineis)			430		430				
E CTM (paineis 66&33KV)		STIP	em curso	Х	100				
E Maputo 275		Microcredit	0	360					
E Beluluane			0	000					
E Mahoche		KW	0						
E Matola 275			320	400					
E Ndzimbene		EDM	250	500					
E Vilanculos	Qualidade e		0	000			150		
E Chibuto	Segurança	WB, NOR, AFDB,	0				150		PE & PF
E Matalane	de Fornecimento	OFID, DBSA	0				400		
E Infulene	Torriecimento		250	880			100		
E Gare Móvel		JICA	40	80					
erviços especiailizados para a manutenção de painéis a DTNO, DTCE & DTSU			10	Х					
econfiguraçã da Substação de Chimoio II			Х						
comissionamento do TR1 da SE Chicamba				10					
eparação do TR4 de Infulene			680	730					
nstalação da protecção de barramento 275 Matola, 275				X					
nfulene, 275 kV R Garcia				Х					\
nstalação um novo bay de 10/33kV SE Macia		EDM		Х					
nstalação de 10 novas celas (11KV) na SE Nacala				Х					7
Manutenção de 22 paineis de 33KV da SE Nacala e 13 aineis da SE Monapo					Х				
eparação do TR1, na subestação de Chibata					12,5				
construção da nova subestação da Mavita					X				
ubstituição do regulador de tensão do TR13 da CTM									'\
E Moatize									\
E Chimuna II (Projecto Chimuara-Nacala)							250		
E Alto Molocue (Projecto Chimuara-Nacala)		Banco Islámico					250		
E Namialo (Projecto Chimuara-Nacala)		BAD						250	
E Nacala Velha (Projecto Chimuara-Nacala)		JICA							
E Nampula 220 (Projecto Chimuara-Nacala)		JICA							
E Matambo (Projecto Projecto Moçambique - Malawi)		Banco Mundial							
(,				V					
indela STATCOM				Χ					

Fonte: Pl<mark>ano d</mark>e Negócios EDM 2020 - 2024



A presente secção ilustra a melhoria do desempenho da REN com a implementação dos projectos em curso (*PERIP, STIP, Hyosung, JICA e KfW*) num horizonte temporal de dois anos surgindo ainda alguns alertas que serão necessários serem mitigados nos próximos anos.

#### a) Região Sul

Com a implementação dos projectos acima mencionados na região sul, foi verificada uma melhoria acentuada do desempenho da rede, faltando ainda por aliviar os alertas de sobrecarga dos transformadores da subestação móvel de Bobole, das subestações de Zimpeto, Marracuene e da subestação número 6 (SE6) do bairro do Jardim que irão surgir nos próximos anos.

Para além das sobrecargas dos transformadores acima mencionados, surge a necessidade de aumentar, através de um *uprate*, a capacidade da linha de 110kV que interliga as subestações de Dzimbene e Macia numa extensão aproximada de 5 quilómetros, devido ao seu estado de alerta e a sua função fundamental de assegurar o fornecimento de energia eléctrica em qualidades desejadas as províncias de Gaza e Inhambane.

É de notar que os projectos em curso não irão, a curto prazo, resolver os constrangimentos de tensões abaixo dos padrões normais de operação experimentados nos barramentos das subestações de Salamanga e Manhiça (sendo que para esta última subestação, constrangimento previsto para os próximos anos).

#### b) Região Centro e Centro - Norte

Com a implementação dos projectos acima mencionados na região centro e centro – norte, o sistema continua com os constrangimentos previamente citados de baixas tensões nas províncias de Tete e Sofala e adição de alarme de sobrecarga em alguns transformadores.

Torna-se necessário desenvolver projectos a curto prazo que consistiam na instalação de compensação capacitiva nas subestações com níveis de tensão abaixo dos limites recomendados e a longo prazo, instalação de uma geração de base na província de Sofala.

#### c) Região Norte

A região norte regista uma melhoria acentuada do desempenho da rede na província de Cabo Delgado com a implementação do STATCOM de Pemba. Por outro lado, a subestação de Lichinga ressente-se de baixas tensões nos barramentos de 110kV e 33kV para os próximos anos.

Com o impacto das alterações climáticas nos últimos anos, a subestação de Nacala Porto tem sido severamente afetada pela erosão, resultando em uma invasão de areias e inundações. Este fato tornou a operação do sistema neste momento insegura, colocando em risco a vida dos operadores bem como a população ao redor. Considerando a não verificação do critério N-1 na rede de transporte e distribuição, existe um alto risco de interrupção do fornecimento contínuo de energia elétrica energia para o Distrito de Nacala, surgindo a necessidade de realocar-se a SE Nacala Porto.



#### d) Sumário

A implementação dos projectos em curso descritos nas tabelas acima melhoram o desempenho da REN para os próximos anos, surgindo ainda alguns constrangimentos a serem mitigados com os projectos planeados (projectos ilustrados na secção 10).

Abaixo são apresentados os resultados do desempenho da rede (em termos de carregamento dos transformadores, linhas de transporte e níveis de tensão experimentados nos barramentos críticos dos locais onde se beneficiaram de projectos em curso) para as regiões sul, centro, centro – norte e norte.

Tabela 8-4 Carregamento de transformadores considerando os projectos em curso

Subestação		Capacidade Actual Carregamento		Substituição do Transformador	· '		Carregamento		
Nome	Transformador	MVA	MVA	%	MVA	MVA	MVA	MVA	%
	TR1	250	173.2	69.3	-	-	250	109.2	43.7
	TR2	Avariado	-	-	250	-	250	106.4	42.5
Infulene	TR3	120	117.2	97.7	-	-	120	56.8	47.3
iniulene	TR4	Avariado	-	-	-	-	7, 4	-	-
	TR5	30	5	16.8	-	-	30	38	12.8
	TR6	30	5	16.8	-	-	30	38	12.8
	TR1	30	29.7	98.9	-	-	30	15.7	52.5
Matola Gare	TR2	10	82	81.7	40	-	40	25.6	63.9
	MOVEL	-	-	-	-	20	20		_
SE10/ Zimpeto	TR1	40	36.1	90.2	-	7-	40	33.3	79
Machaya	TR1	30	18.4	61.4	40	-	40	24	59.9
Macriava	TR2	30	26.8	89.3	40	-	40	26.8	66.9
СТМ	TR2	Movido para Machava		-	Devolução	<u>-</u>	30	19.7	65.7
CTIVI	TR13	30	26.9	89.6	-	- 0	30	18	60.1
05.7	TR1	30	25.5	85.1	-		30	10.1	33.6
SE 7	TR2	-	-	-	-	40	40	16.5	41.2
Marracuene	TR1	20	16	80.1	_	-	20	17.5	87.3
SE 6/ Jardim	TR2	40	32.3	80.7		-	40	33.3	83.2
Bobole	Movel	-	-	-	-	10	10	9.2	92.5

<sup>\*</sup>Parte carga transferida para a subestação de Muhalaze



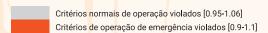
Tabela 8-5 Carregamento das linhas de transporte considerando os projec<mark>t</mark>os em curso

	Estado operacional das Linhas de Transporte								Projectos em Curso (até o ano 2022)						
	Subestação			Capacidade Actual	Carreg	Carregamento Subestação		Acção	Nova Capacidade	Carregamento					
De	Para	Codificação	kV	MVA	MVA	%	De	Para		MVA	MVA	%			
Infulene	Toff 2M	DL2	66	50	30.90	61.70	Infulene	SE6/ Jardim	SE6/ Jardim	Uprate	120	26.50	22.10		
T-off 2M	SE6/ Jardim	DL10B	66	38	30.90	81.20	T-off 2M			Oprate	120	20.50	22.10		
Limak	Matola Rio	DL14	66	50	47.20	94.50	Limak	Matola Rio	Uprate	120	<mark>1</mark> 8.40	15.30			
Infulene	Toff 2M	DL4	66	38	33.60	88.50	Infulene	SE7	Uprate	120	36.90	30.70			
T-off 2M	SE7	DL22	66	50	33.70	67.30	T-off 2M	SE/	SE/	SE/	oprate	120	30.90	30.70	
Dzimbene	Macia	CL3A	110	99	67.30	68.00	Dzimbere	Macia	-	99	83.00	83.80			

Tabela 8-6 Níveis de ten<mark>s</mark>ão considerando <mark>a instalação do STATCOM na S</mark>ube<mark>s</mark>tação de Pemba

Esta	do operacional das	ansporte Projectos em Curso*					
Subestação	Tensão Nominal	ensão Nominal Tensão Exp <mark>erimentada</mark>			Tensão Experimentada		
Nome	kV	p.u	kV	p.u	kV		
Metoro	110	0.912	100.35	0.997	109.70		
Pemba	110	0.890	97.86	1.000	110.00		
Macomia	110	0.913	100.40	1.000	109.97		
Auasse	100	0.906	99.64	0.993	109.26		

<sup>\*</sup>Instalação de STATCOM de ±15 MVAr na Subestação de Pemba





# Projectos com Estudo de Viabilidade em Curso

Por forma a garantir a viabilidade de diferentes tipos de projectos e o cumprimento das especificações técnicas admissíveis inerentes a cada projecto, a EDM tem vindo a estabelecer acordos com diferentes entidades financiadoras no sentido de financiar o desenvolvimento de estudos de viabilidade técnica e incluindo estudos de impacto ambiental em todos os projectos.

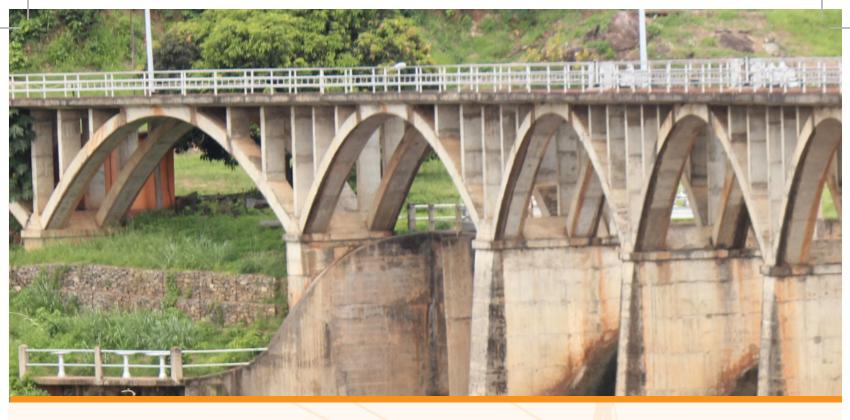
Até este momento, vários estudos de viabilidade já foram concluídos e outros encontram-se em desenvolvimento dentro de um horizonte temporal previamente estabelecido. A tabela abaixo sumariza a lista de projectos com estudo de viabilidade em fase de elaboração e a sua respectiva fonte de financiamento.





Tabela 9.1 Lista dos Projectos com Estudo de Viabilidade em Curso

	Tabela 3.1 Elsta dos Flojectos com Estado de Vlabilidade em curso									
	Projec	tos com estudo de viabilidade em cur	so							
Item	Nome do Projecto	Escopo	Valor do Contrato	Financiador						
1	Projecto de Interligação Regional Moçambique - Tanzania	Elaboração do Estudo de Viabilidade Técnica do Projectoparaconstrução da Linha de TransporteMetoro - Mtwara(Tanzania) a 400kV	3.0 M USD	NEPA-IPPF						
2	Projecto de Interligação Regional Moçambique - Zambia	Elaboração do Estudo de Viabilidade Técnica do Projecto para construção da Linha de Transporte Matambo - Zambia a 400kV	2,63M USD	NEPA-IPPF- BancoMundial						
3	Estudo de ESIA Vilanculos - Massinga	Elaboração do Estudo Ambiental (ESIA) da Linha 110kV Massinga/Vilanculos.	2.240,219,3 SEK	AISD						
4	Estudo de Viabilidade da Linha 110kV Nampula-Angoche	Serviços de Consultoria para a Avaliação do Impacto Ambiental e Social para a Construção da Linha de Transporte 110kV Nampula - Angoche	2.0 M SEK	AISD						
5	Fundo de Preparação de Projectos - Preparação de Estudos de Viabilidade eEstudos de Impacto Ambiental para projectos de Geração - Zambézia e Nampula	Lote 1 - Estudo de Pré Viabilidade das Centrais Hidroeléctricas de Messalo, Licungo e Molócuè; Lote 2 - Estudo de Pré Viabilidade do Sistema Fotovoltaicode Chire e Megaza (Zambézia), Imala e Lulute (Nampula).	2,41M SEK	AISD						
6	Fundo de Preparação de Projectos -Preparação de Estudos de Viabilidade e Estudos de Impacto Ambiental para projectos de Geração - TSATE	Lote 1 - ESIA - Serviços de Consultoria para ESIA e RAP - para a Central Hidroeléctrica de TSATE. Lote 2 - Line Routing - Estudo da Rota da Linha de Transporte e da Estrada de Acesso	8.41M SEK	AISD						
	Fundo de Preparação de Projectos - Preparação	Lote 1 - Linha de transporte Metoro - Montepuez - Marrupa, a Energizado inicialmente a 110kV		AISD						
7	de Éstudos de Viabilidade e Estudos de Impacto Ambiental para projectos de Linhas de Transporte	Lote 2 - Rota da Linha de Transporte Chimuara - Inhaminga Dondo/ Inchope, Energizado inicialmente a 220kV	13.49M SEK	AISD						
	PPF	Lote 3 - Rota da Linha de Transporte Beluluane - Salamanga 275kV		AISD						



# **Projectos Prioritários**

Das análises da rede efectuadas, considerando a implementação dos projectos em curso, bem como cometidos, verificou-se que na região sul do país ainda persiste o alerta de sobrecarga de alguns transformadores e linhas de transporte bem como de algumas subestações que tem operado com tensões abaixo dos padrões permitidos na REN.

Com o crescimento acentuada de carga que se verifica para a cidade e província de Maputo, identificou se a necessidade critica de reforçar as subestações existentes, trazendo igualmente maior redundância e disponibilidade de energia ao sistema.

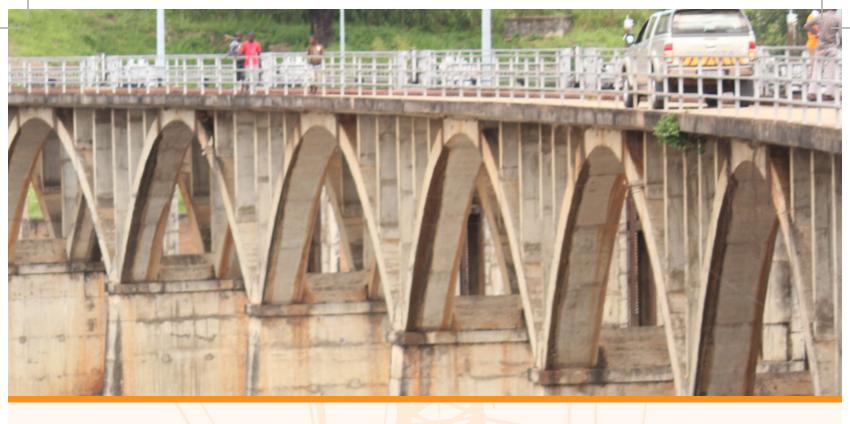
Relativamente a região centro e centro-norte do país, a rede tende a operar em regime de instabilidade por falta de suporte, tanto da potência activa assim como da reactiva o que poderá ser mitigado por meio de instalação de geração de base e ou reforço dos corredores de transporte de energia eléctrica.

A rede da região norte, ressente de falta de geração de base visto que a região é exclusivamente dependente da energia produzida na HCB, província de Tete distando mais de 1000 quilómetros dos principais centros de carga.

Olhando para o desenvolvimento socioeconómico da região e as oportunidades de mercado a nível do SAPP, considerando a entrada de novos parques de produção de energia eléctrica, torna-se necessário desenvolver projectos que permitam a expansão dos corredores de transporte de energia eléctrica e interligação regional, trazendo deste modo uma maior robustez ao sistema.

Outro sim, é que com a entrada de novos projectos de produção de energia eléctrica com recurso as fontes renováveis, surge a necessidade de reforçar o sistema com o desenvolvimento de geração de base, com vista a minimizar a intermitência causada pelas centrais renováveis.





A geração de energia actual a nível do SAPP é dominada pela energia eléctrica a partir do carvão e compreende a mistura dos seguintes recursos:

- Carvão (62%)
- Energia hídrica (21%)
- Destilada (4,4%)
- Nuclear (3%)
- Eólica (3%)
- Solar (3,9%)
- Gás (1,5%)
- Biomassa/aterro (0,1%)

Este cenário não é sustentável, uma vez que as centrais eléctricas a carvão produzem gases com efeito de estufa, como o dióxido de carbono, que provocam as alterações climáticas.

A SAPP identificou a necessidade de aumentar a contribuição das energias renováveis em linha com o pensamento global geral de redução da pegada de carbono. As energias renováveis são sustentáveis enquanto pouco ou nenhum resíduo é produzido, como CO2 e outros poluentes químicos.

O aumento da contribuição das energias renováveis também resultará no aumento da diversificação da energia primária e no aumento da segurança no fornecimento de energia. O aumento da penetração das energias renováveis exige que a EDM análise o impacto crescente destas fontes renováveis, reforçando a REN para acomodar este tipo de investimentos.

A presente secção apresenta propostas de projectos prioritários a serem implementados para o melhoramento e ref<mark>or</mark>ço da rede a médio e longo prazo, atendendo aquilo que são as necessidades do sistema. Como resultado das análises anteriormente apresentadas, abaixo



apresentamos a matriz dos projectos prioritários e estruturantes de produção e transporte de energia eléctrica planeados para a REN no período de 2021 - 2030, incluindo os projectos com recurso as energias renováveis.

#### 10.1. Projectos Prioritários de Produção de Energia Eléctrica

	Projectos Prior	itários de Produção de Energia Eléctrica
#	Nome do Projecto	Impacto
1	Central Térmica de Nacala, 100 - 200MW	<ol> <li>Melhorar a estabilidade, fiabilidade/qualidade do sistema de transporte de energia eléctrica Norte;</li> <li>Incrementar a disponibilidade de energia no sistema de transporte de energia eléctrica Norte, para ancorar a implementação do Programa Energia para Todos, electrificação dos Postos Administrativos e outros programas de desenvolvimento socio-economicos e industriais;</li> <li>Contribuir para a redução de custos com geração de emergência no norte do Pais.</li> </ol>
2	Central Hídrica de Tsate, 50MW	<ol> <li>Reforçar a disponibilidade de energia no corredor da Beira;</li> <li>Melhorar a estabilidade do sistema centro (Corredor da Beira);</li> <li>Reduzir a potência interrompida durante a ocorrência de indisponibilidade da linha transporte de energia eléctrica 220kV Matambo - Catandica - Chibata);</li> </ol>
3	Central Hídrica de Mugeba, 150MW	<ol> <li>Contribuir para o melhoramento da estabilidade e fiabilidade da Linha Centro - Norte;</li> <li>Aumentar a disponibilidade de energia no sistema.</li> </ol>
4	Central Hídrica de Ruo, 85MW	<ol> <li>Contribuir para o melhoramento da estabilidade e fiabilidade do sistema Centro - Norte;</li> <li>Aumentar a disponibilidade de energia no sistema Centro - Norte, conjugada com a central hídrica Alto Malema, reforço do eixo Gurué – Alto Molocué e o projecto Chimuara – Nacala Fase II, o sistema Centro - Norte irá ter uma disponibilidade de potência de base adicional de 145MW.</li> </ol>
5	Central Hídrica de Lugenda (Chizeze, Jocozuire, Monte Nandonda), 150MW	1. Contribuir para melhoramento da estabilidade do sistema de 110kV na Província de Niassa, conjugado com o projecto da linha de transporte de energia Metoro – Montepuez – Marrupa à 110kV, 2. Contribuir para redundância do sistema à 110kV Metoro - Montepuez- Marrupa - Cuamba - Gurué Alto Molocué - Nampula - Namialo - Metoro;
6	Central Hídrica de Alto Malema, 60MW	<ol> <li>Melhorar a estabilidade e fiabilidade do sistema Centro - Norte no eixo Gurué - Cuamba – Lichinga;</li> <li>Aumentar a disponibilidade de energia para o sistema.</li> </ol>
7	Central Hídrica Mavuzi II, 37MW	<ol> <li>Reforçar a disponibilidade de energia no corredor da Beira;</li> <li>Melhorar a estabilidade do sistema centro (Corredor da Beira);</li> <li>Reduzir a potência interrompida durante a ocorrência de indisponibilidade da linha transporte de energia eléctrica 220kV Matambo - Catandica - Chibata).</li> </ol>
8	Central Hídrica de Lurio II, 120MW	<ol> <li>Melhorar a estabilidade e fiabilidade do sistema norte no eixo Metoro – Macomia – Auasse;</li> <li>Ancorar o desenvolvimento dos grandes projectos na provincia de Cabo Delgado.</li> </ol>
9	Central Hídrica Massingir 18 MW e/ou Mapai, 75MW	<ol> <li>Melhorar a estabilidade e fiabilidade do sistema para o norte da Provincia de Gaza;</li> <li>Disponibilidade de energia para o PROENERGIA e projectos no norte da provincia de Gaza.</li> </ol>



## 10.2. Projectos Estruturantes de Produção de Energia Eléctrica

Projectos Estruturantes de Produção de Energia Eléctrica								
#	Nome do Projecto	Impacto						
1	Central Hídrica de Mphanda Nkuwa, 1 500MW	<ol> <li>Contribuir para o aumento da disponibilidade de energia no sistema eléctrico da EDM;</li> <li>Contribuir para estabelecimento do País no polo de geração de energia regional;</li> <li>Contribuir para o aumento de energia transacionada no SAPP.</li> </ol>						
2	Central Hídrica de Lupata, 600MW	<ol> <li>Contribuir para o aumento da disponibilidade de energia no sistema eléctrico da EDM;</li> <li>Contribuir para estabelecimento do País no polo de geração de energia regional;</li> <li>Contribuir para o aumento de energia transacionada no SAPP.</li> </ol>						
3	Central Hídrica de Boroma, 200MW	<ol> <li>Contribuir para o aumento da disponibilidade de energia no sistema eléctrico da EDM;</li> <li>Contribuir para estabelecimento do País no polo de geração de energia regional;</li> <li>Contribuir para o aumento de energia transacionada no SAPP.</li> </ol>						

## 10.3. Projectos Prioritários de Energias Renovavéis

	Proje	ectos de Energias Renováveis
- 11		
#	Nome do Projecto	Impacto
1	Central Fotovoltáica de Dondo, 30MW - PROLER	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>
2	Central Fotovoltáica de Lichinga, 30MW - PROLER	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>
3	Central Fotovoltáica de Manje, 30MW - PROLER	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>
4	Central Eólica Inhambane - Distrito de Jangamo (30 - 60MW) - PROLER	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>
5	Central Fotovotaíca de Cuamba - 15MW	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>
6	Central Fotovotaíca de Cuamba - 30MW	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>
7	Central Fotovotaíca de Mecufi - 20MW	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>
8	Programa Getfit - Centrais Fotovoltaícas de pequena escala 5 - 15MW	<ol> <li>Diversificação da Matriz Energética;</li> <li>Contribuir para a disponibilidade de energia para o sistema eléctrico da EDM.</li> </ol>



## 10.4. Projectos Prioritários de Transporte de Energia Eléctrica

	Pro	jectos Prioritários de Transporte de Energia Eléctrica								
#	Nome do Projecto	Impacto	Custo Estimado (MUSD)							
1	Subestação Nova de Nacala Porto (2x40MVA, 110/33kV)	<ol> <li>Descongestionar a subestação de Nacala Porto existente;</li> <li>Aumentar a fiabilidade do sistema e disponibilidade de energia para cidade de Nacala Porto;</li> <li>Permitir o crescimento da demanda na cidade de Nacala e arredores;</li> <li>Acomodar os projectos de expansão da rede de distribuição para a ligação de novos clientes domesticos e industriais a REN</li> </ol>	20							
2	Subestação de Matema: (2x40MVA, 66/33kV)	<ol> <li>Melhorar a disponibilidade e fiabilidade de energia para os Bairros de Matema e Matundo;</li> <li>Permitir a redundancia no sistema atravez da interligação com a Subestação de Moatize;</li> <li>Acomodar os projectos de expansão da rede de distribuição para a ligação de novos clientes domesticos e industriais a REN</li> </ol>	28							
3	Subestação de Khongolote : (2x40MVA, 66/33kV)	1. Descongestionar as subestações de Muhalaze e Zimpeto; 2. Melhorar a capacidade de escoamento de carga entre as subestações de Muhalaze, Zimpeto, Marracuene, Machava e SE9 em caso de contingência; 3. Potenciar a expansão da electrificação (ligação de novos clientes) para os bairros adjacentes nomeadamente: Ndlhavela, São Damasso, Zona Verde e Matlemele;	15							
4	Subestação de Anchilo: (2x40MVA, 110/33kV)	<ol> <li>Descongestionar as subestações Nampula Central e Nampula 220;</li> <li>Potenciar os projectos de expansão da rede de distribuição e acomodar as novas ligações (PROENERGIA);</li> <li>Permitir maior flexibilidade na operação do sistema, permitindo a transferencia de carga entre as subestações;</li> </ol>	17.5							
5	Subestação de Triunfo: (2x40MVA, 66/11kV)	1. Contribuir para o descongestionar as SE5 (Campus UEM) e SE 11 (Costa do Sol), com a interligação a futura subestação de Matalane, em fase de construção no âmbito do projecto STE fase I, a cidade de Maputo estará ligada ao segundo ponto de injecção de potência; 2. Permitir o crescimento da demanda na zona da marginal, bairros Chiango, Costa do Sol e arredores e melhorar a redundância do sistema de 66kV considerando as interligações: (i) Subestação de Matalane - Subestação de Grande Maputo (ii) Subestação da Costa de Sol - Subestação de Triunfo (iii) Subestação Triunfo - Subestação 5 (SE5)	18							
6	Subestação de Língamo: (2x40MVA, 66/33kV)	<ol> <li>Melhorar a fiabilidade do sistema e disponibilidade de potência para a Cidade da Matola e arredores;</li> <li>Permitir a transferência de carga entre as subestações Matola Rio, Machava e CTM, considerando o seguinte reforço:</li> <li>Uprate da interligação Subestação Matola 275 - Subestação Lingamo - Subestação Boane para 120MVA;</li> </ol>	15							
7	Subestação de Bobole: (2x40MVA, 66/33kV)	<ol> <li>Descongestionar as subestações de Marracuene, Manhiça e Zimpeto;</li> <li>Melhorar a redundância do sistema para Marracuene e Manhiça, estabelecendo as interligações entre Manhiça - Bobole e Matalane - Bobole;</li> <li>Permitir o fornecimento de energia aos clientes não regulados tais como as fabricas de cerveja instaladas em Bobole.</li> <li>Permitir o fornecimento de energia aos serviços previstos para a nova zona industrial prevista para Marracuene;</li> <li>Potenciar a expansão da electrificação no Distrito de Marracuene.</li> </ol>	17							
8	Subestação da Manga: (2x40MVA, 220/22kV)	<ol> <li>Melhorar a disponibilidade e fiabilidade de fornecimento de energia a Cidade da Beira;</li> <li>Criar o segundo ponto de injecção de potência para cidade da Beira;</li> <li>Permitir a expansão da actividade portuaria e industrial na Beira.</li> </ol>	62							



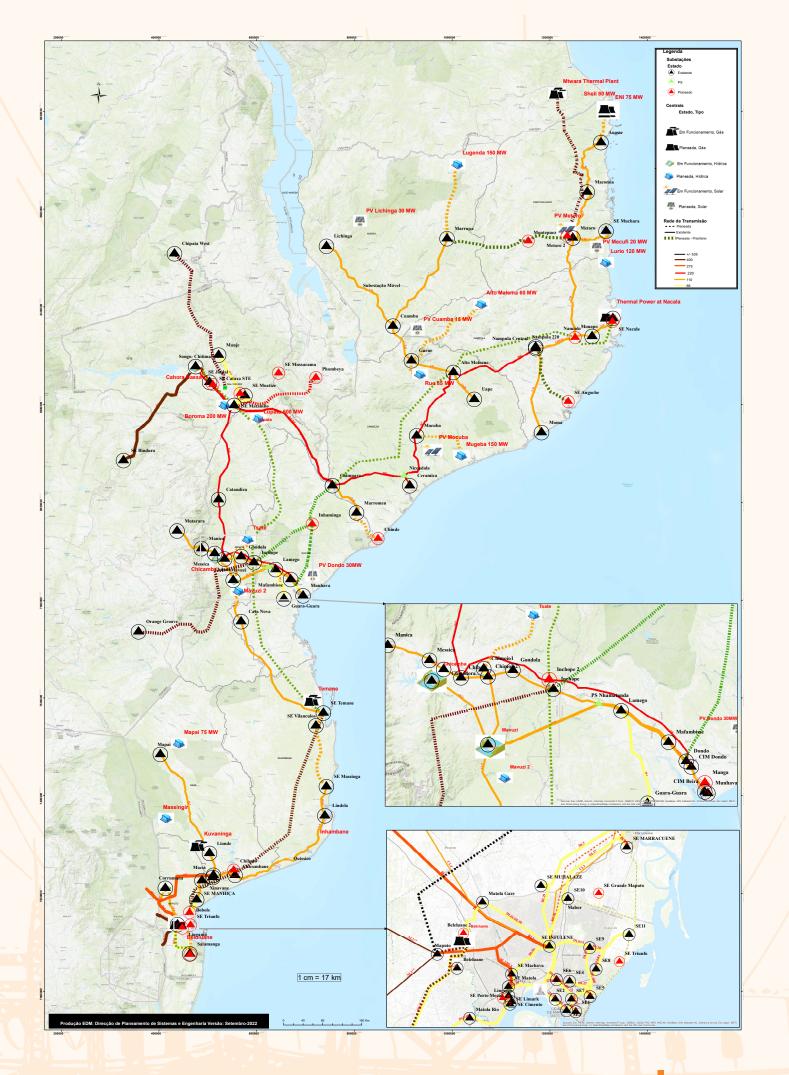
9	Subestação da Katembe: (2x40MVA, 66/33kV)	<ol> <li>Aumentar a disponibilidade de energia para o Distrito Munincipal da Katembe;</li> <li>Melhorar a fiabilidade da rede electrica para os Bairros da KaTembe;</li> <li>Acomodar o crescimento de carga apontado para o Distrito Municipal Katembe considerando os planos desenvolvidos;</li> </ol>	23
10	Linha de Transporte de Energia Eléctrica Vilanculos – Massinga, 110kV	1-Melhorar a estabilidade do sistema de transporte 110 kV e o fornecimento de energia ao Norte da Província de Inhambane, 2-Irá reduzir a carga de subestação de Lindela, beneficiando da interligação a futura subestação de Vilanculos, ora em fase de construção no âmbito do projecto STE Fase I);	35
11	Linha de Transporte de Energia Eléctrica Nampula – Angoche, 110kV	1. Melhorar a fiabilidade do sistema; 2. Aumentar a disponibilidade de energia para o Distrito de Angoche para potenciar a ligação de novos clientes (PROENERGIA), fornecer energia ao(s) projectos mineiro(s) e de pescado.	55
12	Reabilitação e Modernização das Subestações de Chimoio I & Chimoio II	<ol> <li>Permitir maior flexibilidade e fiabilidade na operação do sistema;</li> <li>Permitir maior disponibilidade de potência para o sistema a partir de linhas de média tensão;</li> <li>Permitir a ligação de novos clientes na Cidade de Chimoio nos bairos de expansão nomeadamente Tambara II, Bairro 4, Bairro 5, Francisco Manyanga, 1º de Maio, 7 de Abril</li> </ol>	35
13	Linha de Trans- porte de Energia Eléctrica Metoro - Montepuez - Marrupa, 110kV	<ol> <li>Reforçar a capacidade de fornecimento de energia aos Distritos de Montepuez e Balama;</li> <li>Estabelecer um anel a 110kV entre as províncias de Cabo Delgado e Niassa para asssegurar a continuidade de fornecimento de energia;</li> <li>Aumentar a disponibilidade no fornecimento de ao Norte da Provincia de Cabo Delgado Delgado;</li> <li>Fornecimento de energia as minas de Balama, Namuno e Montepuez.</li> </ol>	64.9
14	Realocação da Subestação de Guara - Guara (2x40MVA, 110/33kV)	<ol> <li>Permitir maior flexibilidade e fiabilidade na operacao do sistema electrico;</li> <li>Acomodar os projectos de expansao da rede de distribuicao para ligacao de novos clientes domesticos e industrias a REN.</li> </ol>	15.5
15	Subestação de Zembe (2x40M- VA,110/33kV)	<ol> <li>Melhorar a qualidade e disponibilidade no fornecimento de energia ao centro da Provincia de Manica;</li> <li>Acomodar o crescimento da procura na cidade de Chimoio e arredores;</li> <li>Acomodar os projetos de expansão da rede de distribuição para ligação de novos clientes domésticos e industriais à REN.</li> </ol>	16



## 10.5. Projectos Estruturantes de Transporte de Energia Eléctrica

		Projectos Estruturantes de Transporte de Energia Eléctrica				
	#	Nome do Projecto	Impacto	Custo Estimado (MUSD)		
	1	Linha de Transporte de Energia Eléctrica Chimuara  – Nacala (Fase II): (i) Linha de Transporte de Energia Eléctrica Alto Molocué - Namialo à 400kV; (ii) Linha de Transporte de Energia Eléctrica Namialo  - Nacala - a - Velha à 220kV; (iii) Linha de Transporte de Energia Eléctrica Namialo – Nampula à 220kV.	<ol> <li>Aumentar a capacidade de evacuação de potência para a região Centro e Norte do Pais;</li> <li>Melhorar a estabilidade e fiabilidade do Sistema de Transporte de Energia Eléctrica Centro - Norte;</li> <li>Contribuir para a redundância do sistema Centro - Norte;</li> <li>Permitir a interligação de novos projectos de geração de energia eléctrica nas províncias de Zambézia, Nampula e Niassa.</li> </ol>	420		
	2	Linha de Transporte de Energia Eléctrica Songo – Cataxa – Matambo, 400kV	<ol> <li>Melhorar a redundância ao sistema de transporte de energia eléctrica no eixo Songo - Matambo;</li> <li>Aumentar a capacidade de evacuação de potência no corredor Songo - Matambo, potenciando a interligação de novos projectos de geração.</li> </ol>	75		
	3	Linha de Transporte de Energia Eléctrica Maputo – Salamanga, 400kV, Subestação Salamanga 2x160MVA, 400/66kV	<ol> <li>Aumentar a disponibildade de energia eléctrica para o Distrito de Matutuine;</li> <li>Permitir a construção de linhas de 66kV para Ponta de Ouro e KaTembe;</li> <li>Fornecer energia as minas de cálcario e fabrica(s) de cimento no Distrito de Matutuine.</li> </ol>	75		
	4	Linha de Transporte de Energia Electrica Matambo - Inchope - Vilanculos (STE - Fase II), 400kV	<ol> <li>Permitir uma ligacao robusta a 400kV e interligacao dos sistemas Centro - Sul;</li> <li>Conjugado com o projecto Chimuara - Alto Molocue - Namialo, contribuira para o aumento de transferencia de potencia e estabelecimento da espinha dorsal Norte - Sul a 400kV.</li> </ol>	650		
	5	Linha de Transporte de Energia Eléctrica Chimuara - Inhaminga – Inchope, 400kV	1. Melhorar a fiabilidade, estabilidade e capacidade de evacuação de energia para o sistema de transporte Centro; 2.Melhorar a redundância do sistema de transporte de energia eléctrica Centro (Corredor da Beira).	97		
	6	Linha de Transporte de Energia Eléctrica Metoro – Palma, 400kV	<ol> <li>Reforçar o sistema de transporte de energia eléctrica Norte no eixo Metoro - Palma conferindo maior estabilidade e fiabilidade ao sistema;</li> <li>Fornecer energia aos grandes projectos apontados para o norte da Província de Cabo Delgado;</li> <li>Estabelecer a segunda fase do corredor para a interligação Moçambique – Tanzânia (MOTA).</li> </ol>	56		
7		Interligação Regional Moçambique - Tânzania, 400kV	<ol> <li>Estabelecer o corredor para a interligação Moçambique – Tanzânia (MOTA).</li> <li>Contribuir para a consolidação do país no pólo regional de geração de energia.</li> </ol>			
	8	Interligação Regional Moçambique - Zâmbia, 400kV	<ol> <li>Estabelecer o corredor para a interligação Moçambique – Zâmbia (MOZA).</li> <li>Contribuir para a consolidação do país no pólo regional de geração de energia.</li> </ol>	·		
	9	Interligação Regional Moçambique - Zimbabwe, 400kV	<ol> <li>Estabelecer o corredor para a interligação Moçambique – Zimbabwe (MOZI).</li> <li>Contribuir para a consolidação do país no pólo regional de geração de energia.</li> </ol>	·		







## **Terminologia**

**Balanço Energético** - Estatística que incorpora toda a informação recolhida nas operações relativas a consumos energéticos.

**Carga** - Valor, num dado instante, da potência activa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, um aparelho, uma linha, ou uma rede.

**Fornecimento de energia eléctrica** - Venda de energia eléctrica a qualquer entidade que é cliente do distribuidor e concessionária da REN.

**Incidente** - Qualquer anomalia na rede eléctrica, com origem no sistema de potência ou não, que requeira ou cause a abertura automática de disjuntores.

Indisponibilidade - Situação em que um determinado elemento, como um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder em exploração as solicitações de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados validos.

Ponto de entrega - Ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia eléctrica a instalação do cliente ou a outra rede. Nota: Na Rede de Transporte de Energia o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente (postos de transformação de média tensão). Podem também constituir pontos de entrega: os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligados a uma instalação do cliente.

**Rede** - Conjunto de subestações, linhas, cabo e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

**REN (Rede Eléctrica Nacional)** – Conjunto de infra-estrutura eléctrica que compreende a Rede de Transporte, de Distribuição e os utilizadores ligados

**Rede de Interligação** – É a rede constituída por linhas de Alta Tensão e muito alta tensão que estabelecem a ligação entre a Rede Nacional de Transporte e a rede de transporte dos países vizinhos.

**SE (Subestação Eléctrica)** – Instalação eléctrica, cuja função é de receber energia eléctrica num determinado nível de tensão e transmitir num outro nível sem alterar a sua forma inicial.



# **Documentos de Referência**

- **V-1.** Balanço do Plano Economico e Social 2019 MEF
- **V-2.** Caracterização da REN 2018 EDM
- V-3. Plano Quinquenal do Governo
- V-4. Plano Director Integrado 2018 2043 EDM
- V-5. Plano Director Norconsult 2012 2027 EDM
- **V-6.** Plano de Negócios 2020 2024 EDM
- V-7. Relatório Anual de Estática 2020 EDM
- **V-8.** Relatório Anual 2018 Situação Macroeconómica Volume 27 Banco de Moçambique
- **V-9.** http://www.sapp.co.zw/demand-and-supply