



FACULDADE DE ENGENHARIA

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

ESTÁGIO PROFISSIONAL

**AVALIAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS NA LINHA DE
TRANSMISSÃO DE 400 kV DO PROJETO TEMANE-
MAPUTO (TTP) COM A INTEGRAÇÃO DA CENTRAL
TÉRMICA DE TEMANE (CTT)**

Autor:

Jaime Horácio Chambisse

Supervisores:

Doutor. Gabriel Auziane, Eng.º (UEM)

Eng.º Malique Edson Maliqui (EDM)

Maputo, Junho de 2025



FACULDADE DE ENGENHARIA

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

ESTÁGIO PROFISSIONAL

**AVALIAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS NA LINHA DE
TRANSMISSÃO DE 400 kV DO PROJETO TEMANE-
MAPUTO (TTP) COM A INTEGRAÇÃO DA CENTRAL
TÉRMICA DE TEMANE (CTT)**

Autor:

Jaime Horácio Chambisse

Supervisores:

Doutor. Gabriel Auziane, Eng.^o (UEM)

Eng.^o Malique Edson Maliqui (EDM)

Maputo, Junho de 2025

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu Jaime Horácio Chambisse, estudante do 5º nível do curso de Engenharia Eléctrica na Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane, declaro por minha honra que este trabalho é da minha autoria, sendo fruto dos conhecimentos adquiridos ao longo da minha formação, investigação pessoal e da orientação do supervisor. O conteúdo deste trabalho é original e todos os documentos consultados estão devidamente identificados na bibliografia.

Maputo, 10 de Junho de 2025

Jaime Horácio Chambisse

DEDICATORIA

Dedico este trabalho, fruto de muito esforço, renúncia e perseverança, às três pessoas que, com amor inabalável, foram meu alicerce em cada etapa desta caminhada.

À minha mãe **Rabeca António Mathe**, mulher de coragem e ternura, que me ensinou o valor da fé, da paciência e da luta silenciosa. Seu apoio incondicional e suas orações silenciosas foram minha fortaleza nos dias difíceis. É em seu olhar que encontro o verdadeiro sentido da palavra “amor”.

Ao meu pai **Horácio Jaime**, exemplo de dedicação, responsabilidade e sabedoria. Com seus conselhos firmes e sua presença constante, moldou em mim o carácter e a determinação que hoje me permitem celebrar esta conquista. Sua confiança em mim foi combustível nos momentos em que duvidei da minha própria força.

À minha namorada **Fernanda Felisberto Mathe**, companheira e luz nos meus dias escuros. Obrigado por acreditar em mim quando eu mesmo hesitei, por me ouvir quando eu só precisava desabafar, e por caminhar ao meu lado com amor, paciência e compreensão. Este trabalho também é teu, pois foi construído com tua presença e incentivo.

A vocês, minha eterna gratidão. Este marco não é apenas meu é nosso.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, fonte de vida, saúde, sabedoria e motivação. Foi Ele quem me concedeu forças nos momentos de cansaço, lucidez nos momentos de dúvida e energia para concluir mais esta etapa da minha vida.

Expresso meu mais sincero e profundo agradecimento aos meus pais, **Rabeca António Hoia Mate** e **Horácio Jaime Chambisse**, por serem minha primeira e eterna fonte de inspiração. Agradeço por todo amor, pelos conselhos sempre sábios, pelas palavras de motivação nos momentos difíceis e por tudo de maravilhoso que proporcionaram à minha vida. Vocês são a base da minha caminhada.

Aos meus irmãos, deixo também um especial agradecimento pelo exemplo, pelo apoio emocional constante e pelo suporte académico, que foram fundamentais em muitos momentos desta jornada.

Um reconhecimento muito especial ao **Dr. Gabriel Auziane Eng.º**, meu supervisor, pela paciência, atenção, disponibilidade e pelos valiosos ensinamentos transmitidos ao longo do trabalho. Sua experiência profissional e seu vasto conhecimento não apenas contribuíram imensamente para o desenvolvimento deste projeto, mas também são uma verdadeira inspiração para o crescimento da engenharia em Moçambique.

Agradeço, com estima, a todos os docentes da **Faculdade de Engenharia da UEM**, especialmente aos do **Departamento de Electrotecnia**, pelos conhecimentos partilhados e pela dedicação no processo de ensino e aprendizagem, que tiveram papel essencial na minha formação académica e profissional.

Aos meus amigos de infância **Arsénio Mate**, **Diller Carlitos** e **Audubai De Sousa**, e aos colegas da turma de Engenharia Eléctrica 2020, em especial **Leonardo de Jesus** e **Michael Francisco**, expressei minha profunda gratidão pelo apoio, amizade e companheirismo que tanto enriqueceram minha experiência universitária, tanto no aspecto académico quanto no pessoal.

Por fim, a todos aqueles que, de forma direta ou indireta, contribuíram para minha trajetória até aqui, deixo meus sinceros agradecimentos. Cada gesto de apoio, cada palavra de encorajamento e cada presença ao meu lado teve um valor inestimável.

Muito Obrigado!

RESUMO

A crescente demanda por energia eléctrica e a necessidade de reforçar a segurança e confiabilidade do sistema eléctrico moçambicano impulsionaram a implementação do Projecto Temane–Maputo (TTP), que inclui a construção de uma linha de transmissão de 400 kV e a integração da Central Térmica de Temane (CTT). Este trabalho tem como principal objectivo analisar as contingências que podem ocorrer na Rede Eléctrica do Sul de Moçambique com a entrada em operação desta nova infra-estrutura. A avaliação foca-se nos possíveis impactos operacionais, como sobrecargas em linhas, desvios de tensão e perda de estabilidade em situações de falhas em componentes críticos da rede.

Para isso, são utilizadas ferramentas de simulação, com destaque para o software PowerWorld Simulator, que permite modelar o sistema antes e depois da integração da CTT e da linha TTP. São analisados cenários de contingência simples (N-1) e múltiplos, identificando pontos vulneráveis, limitações da malha eléctrica existente e possíveis necessidades de reforços ou ajustes operacionais. Os resultados obtidos fornecem subsídios técnicos relevantes para o planeamento e operação da rede, assegurando que a expansão do sistema ocorra de forma segura, eficiente e sustentável.

Este estudo contribui ainda para uma compreensão mais profunda da importância da análise de contingências no contexto da expansão da infra-estrutura eléctrica nacional, especialmente em regiões onde a topologia da rede é limitada e sensível a alterações estruturais significativas.

Palavras-chave: Análise de Contingências; Rede Eléctrica do Sul de Moçambique; Linha de Transmissão 400 kV; Projecto Temane–Maputo (TTP); Central Térmica de Temane (CTT); PowerWorld Simulator.

Abstract

The growing demand for electric power and the need to strengthen the security and reliability of Mozambique's power system have driven the implementation of the Temane–Maputo Project (TTP), which includes the construction of a 400 kV transmission line and the integration of the Temane Thermal Power Plant (CTT). This work aims to analyze the contingencies that may occur in the Southern Mozambique Power Grid with the commissioning of this new infrastructure. The evaluation focuses on potential operational impacts such as line overloads, voltage deviations, and loss of stability under failure conditions in critical network components.

To achieve this, simulation tools are used—particularly the PowerWorld Simulator software—which allows modeling of the system before and after the integration of the CTT and the TTP transmission line. Both single (N-1) and multiple contingency scenarios are analyzed, identifying vulnerable points, limitations of the existing grid, and possible needs for reinforcements or operational adjustments. The results obtained provide relevant technical insights for network planning and operation, ensuring that system expansion occurs in a safe, efficient, and sustainable manner.

This study also contributes to a deeper understanding of the importance of contingency analysis in the context of national grid expansion, especially in regions where the network topology is limited and sensitive to significant structural changes.

Keywords: Contingency Analysis; Southern Mozambique Power Grid; 400 kV Transmission Line; Temane–Maputo Project (TTP); Temane Thermal Power Plant (CTT); PowerWorld Simulator.

Índice

Lista de Símbolos	iii
CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO	1
1. Introdução	1
1.1. Formulação do problema	2
1.2. Justificativa	3
1.3. Objectivos	4
1.3.1. Objectivo geral:	4
1.3.2. Objectivos específicos:	4
1.4. Metodologia	5
CAPITULO II: REVISÃO DA LITERATURA	6
2. Sistema Eléctrico de Potência	6
2.1. Fluxo de potência	6
2.2. Estados do sistema	7
2.3. Linhas de transmissão	9
2.4. Condutores	9
2.4.1. Efeito pelicular	11
2.4.2. Efeito de amplitude	12
2.5. Apoios	12
2.6. Fluxo de Potência por meio do Método de Newton Raphson	13
2.7. Operação de um Sistema Eléctrico de Potência	15
2.7.1. Filosofias de Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR)	16
3. Perturbação e Contingência	16
3.1. Conceitos de Contingências N-1 e N-2	17
3.1.1. Contingência N-1	17
3.1.2. Contingência N-2	18
3.2. Contingências Previstas e Sobrecargas Potenciais	18
3.3. Análise de Segurança	19
3.3.1. Selecção de Contingências	19
3.3.2. Análise de Contingências	20
3.4. Classificação da Gravidade na Análise de Contingência	21
3.4.1. Contingência não crítica	21
3.4.2. Contingência Moderada	22
3.4.3. Contingência Crítica	22

3.5. Importância da Classificação para a Tomada de Decisão	23
CAPÍTULO III: MATERIAIS E METODOLOGIA.....	24
4. AVALIAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS NA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 400 kV DO PROJETO TEMANE–MAPUTO (TTP) COM A INTEGRAÇÃO DA CENTRAL TÉRMICA DE TEMANE (CTT)	24
4.1. Caracterização da Rede Eléctrica do Sul de Moçambique	24
4.2. Descrição da Rede Sul.....	25
4.3. Pontos críticos da Rede SUL	28
5. ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA NA REDE ELÉCTRICA SUL SEM A INTEGRAÇÃO DO PROJECTO TTP	28
5.1. Modelagem da Rede Sul no PWS sem a integração do Projecto TTP	28
5.2. Identificação dos elementos críticos	29
5.3. Contingências do tipo N–1 Relevantes na Rede Sul	29
5.3.1. Resultados da simulação no PowerWorld	30
6. CARACTERIZAÇÃO DA LINHA TEMANE - MAPUTO	45
6.1. Objectivo da Linha Temane - Maputo.....	46
6.2. Subestações abrangidas pelo Projecto da Linha Temane-Maputo	47
6.3. Modelagem da rede sul no PWS com a entrada da TTP e a CTT	48
6.4. Análise de contingências da rede sul com a entrada do Projecto TTP e a CTT	49
6.4.1. Contingências do Tipo N-1	49
CAPÍTULO IV: CONSIDERAÇÕES FINAIS	57
7. Considerações Finais	57
7.1. Limitações.....	57
7.2. Conclusão	58
7.3. Recomendações para trabalhos futuros	59
7.4. Referências Bibliográfica.....	60
Anexos	- 1 -

Lista de Símbolos

MT	Média Tensão
p.u.	Por Unidade
BT	Baixa Tensão
AT	Alta Tensão
V	Volt
kV	Quilovolt
W	Watt
MW	Megawatt
θ_k	Ângulo da tensão nodal.
P_k	Potência activa.
Q_k	Potência reactiva
m	Metros
Hz	Hertz
PQ	Barra de Carga
PV	Barra de Tensão Controlada
Km	Quilómetro
MVA	Mega Volt Ampere
PWS	PowerWorld Simulator
CTT	Central Térmica de Temane
PTT	Temane–Maputo Project
AAC	All Aluminum Conductors
AAAC	Aluminum alloy conductors
ACSR	Alluminum conductor steel reinforced
ACAR	Alluminum conductor Alloy reinforced
DGTR	Despacho de Geração em Tempo Real
DS	Despacho de Segurança
DE	Despacho Económico

SEM - Sistema Eléctrico Nacional

TRi - Transformador com índice $i = 1, 2, 3, 4, \dots$

ALi - Linha de Transmissão com um nível de tensão de 400 kV com índice $i = 1, 2, 3, 4, \dots$

BLi - Linha de Transmissão com um nível de tensão de 275 kV com índice $i = 1, 2, 3, 4, \dots$

CLi - Linha de Transmissão com um nível de tensão de 110 kV com índice $i = 1, 2, 3, 4, \dots$

DLi - Linha de Transmissão com um nível de tensão de 66 kV com índice $i = 1, 2, 3, 4, \dots$

EDM - Electricidade De Moçambique

DTSU - Direcção de Transmissão Sul

SE - Subestação Eléctrica

TTP - Temane Transmission Project

CTT - Central Térmica de Temane

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1: Ilustração da classificação dos barramentos (Montincelli, 1983)</i>	7
<i>Figura 2: Linha de Transmissão (Glover et al., 2012)</i>	9
<i>Figura 3: Ilustração de um condutor (Glover et al., 2012)</i>	10
<i>Figura 4: Modelo Pi de uma Linha de Transmissão (adaptado)</i>	13
<i>Figura 5: Configuração da Rede Sul (EDM, 2024)</i>	25
<i>Figura 6: Descrição a nível da Geração da Zona Sul</i>	26
<i>Figura 7: Rede Sul simplificada</i>	27
<i>Figura 8: Maputo rede simplificada</i>	27
<i>Figura 9: Rede Sul no PWS sem a integração do Projecto TTP</i>	29
<i>Figura 10: Saída da BL1 - linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene</i>	31
<i>Figura 11: Saída da DL13 Matola 275 para Machava</i>	31
<i>Figura 12: Saída da linha DL09</i>	32
<i>Figura 13: Saída da linha DL06</i>	33
<i>Figura 14: Saída de linhas com carregamento acima de 85%</i>	33
<i>Figura 15: Saída da BL2 linha que interliga a Central Térmica de Ressano Garcia a subestação de Infulene</i>	34
<i>Figura 16: Saída da BL3 linha que interliga a subestação de Maputo 400 a subestação da Matola 275</i>	35
<i>Figura 17: Saída da DL14</i>	36
<i>Figura 18: Saída do TR1 da subestação de Infulene que reduz a tensão de 275 kV para 66 kV</i>	36
<i>Figura 19: Saída da linha DL13</i>	37
<i>Figura 20: Saída do TR1 da subestação da Matola 275 que converte a tensão de 275 kV para 66 kV</i>	38
<i>Figura 21: Saída da CL3A linha que interliga a subestação de Macia a Subestação de Dzimbene</i>	39
<i>Figura 22: Saída da CL9 linha que interliga a subestação de Chicumbane a Subestação de Lindela</i>	40
<i>Figura 23: Saída da BL1 linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR1 da subestação de Infulene que converte a tensão de 275 kV para 66 kV</i>	42
<i>Figura 24: Saída das linhas DL13, DL7A e DL30</i>	42
<i>Figura 25: Saída da BL2 linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR2 da subestação de Infulene que converte a tensão de 275 kV para 66 kV</i>	43
<i>Figura 26: Saída da Central da CTM e a Central de Kuvaninga</i>	44
<i>Figura 27: Saída da Gigawatt e da CTRG</i>	45
<i>Figura 28: Localização do Projecto</i>	46
<i>Figura 29: Troço TTP integrada na rede sul</i>	49
<i>Figura 30: Saída da linha BL2 com a integração do projecto TTP</i>	50
<i>Figura 31: Saída da central Hidroeléctrica de Cahora Bassa</i>	51
<i>Figura 32: Saída da linha BL1 que sai de subestação Matola 275 para subestação Infulene</i>	52

<i>Figura 33: Saída da Central Térmica de Ressano Garcia</i>	53
<i>Figura 34: Saída da linha BL2 e do Transformador TR2</i>	54
<i>Figura 35: Saída da BL5 e da Central de Kuvananga</i>	55
<i>Figura 36: Saída da linha BL1 e TR1</i>	56

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2: Classificação dos Barramentos</i>	7
<i>Tabela 3: Distância entre os condutores em função do nível de tensão</i>	11
<i>Tabela 4: Apoios em função do nível de tensão (Glover et al., 2012)</i>	12
<i>Tabela 5: Distância entre apoios consecutivos em função do nível de tensão (Glover et al., 2012)</i>	13
<i>Tabela 6: Contingências do tipo N-1 e acontecimentos efeitos</i>	30
<i>Tabela 7: Contingências do tipo N-2 e possíveis acontecimentos</i>	41

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

1. Introdução

Nos últimos anos, a crescente demanda por energia eléctrica no sul de Moçambique, aliada à necessidade de garantir a segurança e a confiabilidade do sistema de transmissão, tem impulsionado a execução de importantes projectos de infra-estrutura. Um dos mais significativos é o Projecto Temane–Maputo (TTP), que envolve a construção de uma linha de transmissão de 400 kV entre a Central Térmica de Temane (CTT), localizada na província de Inhambane, e a cidade de Maputo, a capital do país.

A Central Térmica de Temane possui uma capacidade instalada de 450 MW e desempenha um papel crucial no reforço da geração de energia no sul de Moçambique. Sua entrada em operação implica não apenas em um aumento significativo na geração de energia, mas também em mudanças substanciais no comportamento e na dinâmica do sistema de transmissão, particularmente na região de Maputo e nas interligações com outros sistemas da região.

Com a entrada da CTT em operação, torna-se fundamental avaliar a estabilidade e a confiabilidade da rede eléctrica, especialmente diante de possíveis contingências. Uma contingência em sistemas eléctricos refere-se à falha ou perda inesperada de um componente da rede, como uma linha de transmissão, transformador, ou gerador. Essas falhas podem causar desbalanceamentos de carga, sobrecargas, quedas de tensão ou até mesmo colapsos parciais do sistema. Portanto, a análise de contingências é essencial para prever como o sistema se comportaria sob essas condições e garantir que o fornecimento de energia seja mantido de forma segura e estável.

A análise de contingências envolve a simulação de diferentes cenários de falhas ou perdas de componentes chave do sistema de transmissão. Esses cenários incluem, por exemplo, a falha de uma linha de transmissão de alta tensão (como a linha de 400 kV do TTP), a perda de transformadores em subestações críticas, ou a falha de geradores importantes na região. A análise permite avaliar a capacidade da rede de

se manter operacional, identificando áreas vulneráveis e sugerindo melhorias no planeamento e nas protecções do sistema.

Este estudo tem como objectivo realizar uma avaliação detalhada das contingências da linha de 400 kV do TTP, com um foco especial na integração da CTT ao sistema de transmissão nacional. Para isso, serão simulados diversos cenários de falha, utilizando ferramentas de modelagem e simulação eléctrica, a fim de verificar como o sistema responderia a diferentes tipos de contingências. Serão avaliados os impactos sobre o fluxo de potência, as tensões nas linhas e subestações, a estabilidade do sistema, além de aspectos como a sobrecarga de componentes e a adequação das protecções.

A metodologia adoptada incluirá a análise de contingências do tipo N-1, onde se avalia a perda de um único componente, e N-2, para simular falhas combinadas. A partir dessa análise, será possível identificar pontos críticos da rede e sugerir medidas correctivas, como o reforço de linhas, a instalação de compensadores de reactivo, ou ajustes nas configurações das protecções automáticas, visando garantir a resiliência e a confiabilidade do sistema de transmissão do sul de Moçambique.

Este trabalho se propõe a fornecer uma visão abrangente sobre a segurança operacional da linha de 400 kV Temane–Maputo, apresentando soluções que assegurem a operação eficiente do sistema, especialmente após a integração da CTT, com foco na continuidade do fornecimento de energia e na manutenção da estabilidade da rede eléctrica.

1.1. Formulação do problema

A entrada em operação da Central Térmica de Temane (CTT) e a consequente energização da linha de transmissão de 400 kV do Projecto Temane–Maputo (TTP) representam um marco significativo para o reforço da infra-estrutura eléctrica da região sul de Moçambique. No entanto, a integração de uma nova fonte de geração de grande porte ao sistema de transmissão traz consigo desafios técnicos importantes, especialmente no que diz respeito à confiabilidade operacional e à capacidade da rede de suportar falhas sem comprometer o fornecimento de energia.

Diante desse contexto, surge a necessidade de se avaliar como a rede eléctrica se comportará frente a eventuais contingências, como a perda de trechos da linha de 400 kV, falhas em transformadores ou desligamentos imprevistos da própria CTT. Tais eventos, se não forem devidamente previstos e analisados, podem provocar sobrecargas em outros elementos da rede, variações de tensão indesejadas, ilhamento de áreas, ou até mesmo colapsos sistémicos.

Portanto, o problema que este estudo se propõe a investigar pode ser formulado da seguinte maneira:

Como a linha de transmissão de 400 kV do Projecto Temane–Maputo (TTP) se comporta frente a diferentes cenários de contingência, considerando a entrada em operação da Central Térmica de Temane (CTT), e quais medidas podem ser adoptadas para garantir a estabilidade, segurança e continuidade do fornecimento de energia no sistema eléctrico do sul de Moçambique?

1.2. Justificativa

A expansão da infra-estrutura energética em Moçambique é um passo estratégico para garantir o desenvolvimento sustentável e atender à crescente demanda por electricidade, sobretudo na região sul do país. Nesse contexto, o Projecto Temane–Maputo (TTP), com a implementação da linha de transmissão de 400 kV, e a entrada em operação da Central Térmica de Temane (CTT), representam iniciativas fundamentais para fortalecer o sistema eléctrico nacional e reduzir a dependência de importações energéticas.

Contudo, a introdução de um novo grande centro gerador como a CTT e a operação de uma linha de alta tensão de grande porte implicam alterações significativas na configuração e no comportamento do sistema de transmissão. Tais mudanças exigem avaliações criteriosas quanto à confiabilidade, resiliência e segurança operativa da rede eléctrica, especialmente sob condições anormais de operação, como falhas em linhas ou equipamentos conhecidas como contingências.

A análise de contingências é uma prática amplamente adoptada no planeamento e operação de sistemas eléctricos modernos, pois permite antecipar os efeitos de

falhas e identificar vulnerabilidades que podem comprometer a estabilidade do sistema. No caso específico do TTP, a avaliação dessas contingências é essencial para assegurar que a rede seja capaz de suportar eventos indesejados sem prejuízos à continuidade do fornecimento ou danos aos equipamentos.

Dessa forma, este estudo justifica-se pela sua relevância técnica e estratégica, ao contribuir para a operação segura e eficiente da nova infra-estrutura eléctrica moçambicana. Além disso, os resultados obtidos poderão servir de apoio ao planeamento de futuras expansões, ao aprimoramento dos esquemas de protecção e à adopção de medidas mitigadoras, garantindo maior robustez e confiabilidade ao sistema de transmissão do sul do país.

1.3. Objectivos

1.3.1. Objectivo geral:

- Avaliar o desempenho do sistema eléctrico diante de contingências na linha de transmissão de 400 kV do Projecto Temane–Maputo (TTP), considerando a integração da Central Térmica de Temane (CTT), com foco na segurança operacional, continuidade do fornecimento de energia e estabilidade da rede eléctrica no sul de Moçambique.

1.3.2. Objectivos específicos:

- Modelar o sistema eléctrico da região sul de Moçambique, incluindo a linha de 400 kV do TTP e a Central Térmica de Temane (CTT), utilizando software PWS;
- Identificar e classificar os principais cenários de contingência aplicáveis à linha de transmissão, com base na metodologia N-1 e, se aplicável, N-2;
- Simular os efeitos das contingências sobre os fluxos de potência, perfis de tensão, carregamento de linhas e estabilidade do sistema;
- Avaliar o risco de ocorrência de eventos críticos, como sobrecargas, violações de limites operacionais e ilhamento de áreas;
- Propor medidas correctivas ou mitigadoras, como reforços na rede, ajustes na operação ou melhorias em esquemas de protecção, para garantir a confiabilidade do sistema após a entrada da CTT.

1.4. Metodologia

- **Revisão Bibliográfica:** Análise de estudos anteriores sobre análise de contingências, consulta de manuais, fichas de apontamentos, meeting com alguns técnicos da EDM com experiências na parte de análise de contingência e modelação de redes eléctricas;
- **Estudo de Caso:** Avaliar o impacto da entrada em operação da linha de transmissão de 400 kV Temane–Maputo e da Central Térmica de Temane na segurança operativa e confiabilidade da Rede Eléctrica do Sul, por meio da análise de contingências;
- **Levantamento de Dados:** Colecta de dados, pesquisa documental e bibliográfica, dados operacionais e técnicos, modelos eléctricos e diagramas unifilares;
- **Tratamento e Análise dos Dados:** Os dados serão organizados e inseridos em um software de simulação eléctrica, designado por PWS (PowerWorld Simulator), para modelagem do sistema de transmissão sem a CTT integrada e com a CTT integrada.

CAPITULO II: REVISÃO DA LITERATURA

2. Sistema Eléctrico de Potência

2.1. Fluxo de potência

Em um sistema eléctrico o fluxo de potência determina o estado da rede e distribui os fluxos tendo também como finalidade os seguintes objectivos:

- Calcular as tensões nas barras para verificar se o nível de tensão está dentro dos níveis tecnicamente correctos.
- Calcular a corrente e a potência que fluem ao longo da rede para verificar se está dentro dos limites de carregamento.
- Calcular as perdas em potência e energia, permitindo a comparação entre a demanda e a energia das cargas (KAGAN et al., 2010).

Admite-se que a rede é balanceada, sendo assim, uma modelagem unifilar é usado para representá-la, podendo ser modelada através de equações e inequações algébricas que constituem o fluxo de potência (BRIGATTO, 1994).

As equações iniciais do fluxo de potência são obtidas considerando a conservação das potências activa e reactiva em cada nó na rede, ou seja, a potência injectada deve ser equivalente à soma das potências que fluem pelos componentes internos que indica este nó como um de seus terminais. Em sua formulação básica, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, onde duas delas são dadas e as outras duas são incógnitas, (MONTICELLI, 1983).

- V_k – Magnitude da tensão nodal (barra k).
- θ_k – Ângulo da tensão nodal.
- P_k – Geração líquida (geração menos carga) de potência activa.
- Q_k – Injecção líquida (injecção menos carga) de potência reactiva.

Segundo Montincelli (1983) as barras podem ser classificadas como é exibido na tabela 1.

Tabela 1: Classificação dos Barramentos

Tipos de Barra	Classificação	Dados	Calculados
3	Barra de Carga (PQ)	Potência Activa (P) Potência reactiva (Q)	Tensão (V) Abertura angular (Θ)
2	Barra de Tensão Controlada (PV)	Potência Activa (P) Tensão (V)	Potência reactiva (Q) Abertura angular (Θ)
1	Barra Slack (V Θ)	Tensão (V) Abertura angular (Θ)	Potência Activa (P) Potência reactiva (Q)

Fonte: (Montincelli, 1983)

A figura 1 apresenta uma ilustração clara da classificação dos barramentos, onde temos o seguinte, na geração o ângulo e a tensão como dados conhecidos, também considerando como barramento swing, na carga temos a potência activa e reactiva designado barramento de carga:

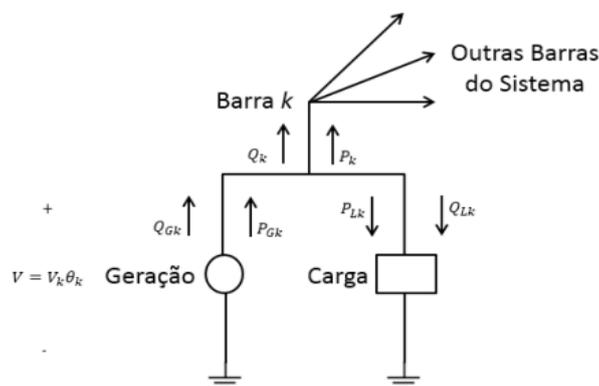


Figura 1: Ilustração da classificação dos barramentos (Montincelli, 1983)

2.2. Estados do sistema

Para melhor entendimento do sistema eléctrico de potência, vale a pena ressaltar os estados de operação e suas restrições. Um sistema de energia eléctrica, quando operando em regime estacionário, está sujeito a três tipos de restrições: de carga, de operação e de segurança.

As restrições de carga representam as injeções de potência activa e reactiva nas barras de carga e as injeções de potência activa nas barras de geração.

As restrições de operação representam os limites impostos às magnitudes das tensões nas barras, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e às injeções de potência reactiva nas barras de geração.

As restrições de segurança estão associadas a um conjunto preestabelecido de contingências possíveis no sistema como: perda de linha, geradores, capacitores ou reactores em derivação, entre outros equipamentos.

Esta lista de contingências, em geral, inclui contingências simples, ou seja, perda de um equipamento por vez, porém podendo conter algumas contingências múltiplas. Não existem critérios bem estabelecidos para a elaboração destas listas. Pode-se usar alguma ferramenta computacional, como a selecção automática de contingências, mas também costuma-se levar em consideração a experiência do operador e as probabilidades de ocorrências de falhas.

Baseando-se nas definições das restrições de carga, de operação e de segurança podem ser definidos quatro estados de operação do sistema: seguro, alerta, emergência e restaurativo. As definições dos estados estão descritas a seguir, (MONTICELLI A. GARCIA, 2003):

- **Seguro:** Neste estado, são obedecidas as restrições de carga, de operação e de segurança, ou seja, o sistema está operando normalmente, atendendo toda a demanda e sem nenhuma violação de limites de operação. Se acontecer qualquer uma das contingências listadas, o sistema continuará atendendo as cargas sem nenhuma violação operativa. No entanto, caso ocorra uma contingência que não estava na lista, pode ser que o sistema entre em estado de emergência.
- **Alerta:** No estado de alerta, o sistema continua suprindo toda a demanda sem haver violações nos limites operativos, porém alguma contingência que está incluída na lista poderá levar o sistema ao estado de emergência, caso ela venha a ocorrer de facto.

- **Emergência:** O estado de emergência é caracterizado pela violação de uma ou mais restrições operativas. A emergência pode ser provocada por uma contingência e consequente desligamento de um ou mais equipamentos do sistema. Com excepção dos equipamentos que provocaram a emergência, o resto do sistema está intacto.
- **Restaurativo:** Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada por desligamento manual ou automático de partes do sistema, efetuados pelo centro de controle ou por dispositivos locais. Neste estado as restrições operativas são obedecidas, porém o sistema não está intacto, há cargas não atendidas, ilhamentos, etc.

2.3. Linhas de transmissão

Uma linha de transmissão é normalmente uma estrutura aérea compreendendo condutores, isoladores, estruturas de suporte e, em muitos casos, cabos de guarda.

A figura 2 ilustra um exemplo de uma linha de transmissão:

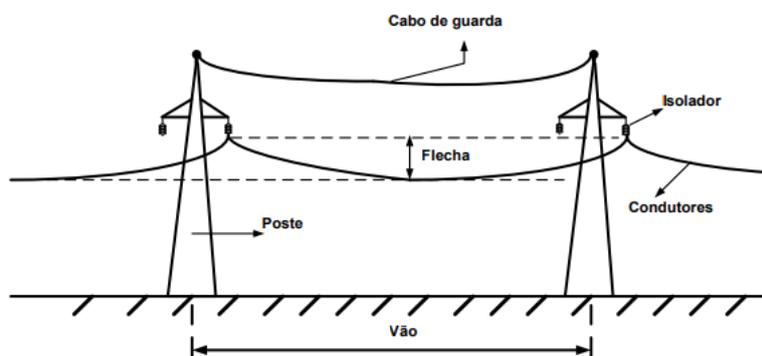


Figura 2: Linha de Transmissão (Glover et al., 2012)

2.4. Condutores

Actualmente a maioria das linhas aéreas usa condutores de alumínio. Embora esta opção signifique maiores secções que as de cobre para um mesmo nível de perdas, o alumínio tem menor custo e menor peso. Também, o alumínio é mais abundante que o cobre. Os condutores das linhas são em geral condutores constituídos por mais de um fio, (Glover et al., 2012).

Existem os seguintes tipos principais de condutores em termos da composição de fios:

- Condutores só de alumínio AAC - “All Aluminum Conductors”;
- Condutores com ligas de alumínio AAAC – “Aluminum alloy conductors”;
- Condutores de alumínio com reforço de aço (Al/Aço) ou ACSR-“Alluminum conductor steel reinforced”;
- Condutores de alumínio reforçado com ligas de alumínio ACAR- “Alluminum conductor Alloy reinforced”.

A figura 3 ilustra a constituição de um condutor de alumínio com reforço de aço ACSR:

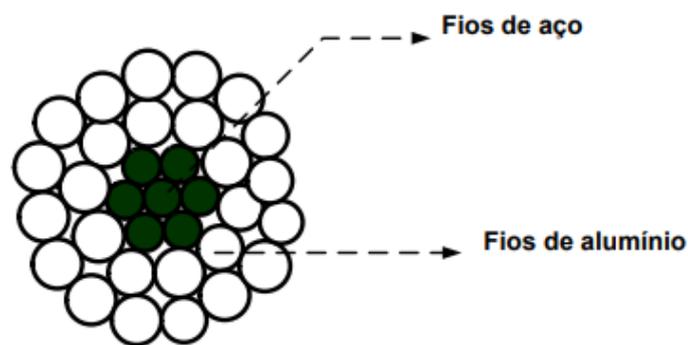


Figura 3: Ilustração de um condutor (Glover et al., 2012)

Nas linhas de muito altas tensões ou grandes potências de transmissão existe mais de um condutor por fase, perseguindo-se os seguintes objectivos:

- Repartição da elevada potência de transmissão por circuito paralelos;
- Diminuição da impedância série através da utilização de circuitos paralelos;
- Diminuição do efeito de coroa nas linhas de muito altas tensões.

Quanto à disposição na estrutura de suporte distinguem-se os seguintes arranjos principais dos condutores:

- Arranjo vertical;
- Arranjo horizontal;

- Arranjo triangular;
- Arranjo rectangular.

Também os condutores de fase podem estar dispostos entre si em arranjo vertical, triangular ou horizontal. A distância entre os condutores de fase depende do nível de tensão. A tabela 2 apresenta a faixa de variação da distância entre condutores em função do nível de tensão:

Tabela 2: Distancia entre os condutores em função do nível de tensão

Nível de Tensão [kV]	Distância entre condutores [m]
30	1,5-2,0
30 - 60	2,0-3,0
110	3,0-5,0
220	6,0-7,0
220 - 400	12,0-15,0

Fonte: (Glover et al., 2012)

2.4.1. Efeito pelicular

Para corrente contínua, a distribuição da corrente é homogênea ao longo da secção transversal do condutor. Contudo, para corrente alternada, a distribuição da corrente ao longo da secção do condutor não é uniforme. Com o aumento de frequência, a corrente através de um condutor cilíndrico tende a concentrar-se mais na superfície do condutor, exibindo uma densidade menor no centro do condutor, (Glover et al., 2012).

Este fenómeno é chamado de efeito pelicular ou “skin effect”. Um condutor com uma secção muito grande pode mesmo exibir uma distribuição de densidade de corrente oscilatória ao longo do raio, do centro do condutor para a superfície. Com o aumento da frequência, as perdas no condutor aumentam, o que corresponde, ao aumento da resistência para uma determinada corrente, (Glover et al., 2012).

Nas frequências de trabalho, isto é, 50 Hz ou 60 Hz, a resistência para corrente alternada é alguns por cento maior que a resistência para corrente contínua. Normalmente os fabricantes dão os valores de resistência dos condutores para

corrente continua e para 50Hz ou 60 Hz , com base em valores obtidos de ensaios realizados nas fábricas.

2.4.2. Efeito de amplitude

Para condutores magnéticos tais como condutores de aço usados como cabos de terra, a resistência depende também da amplitude da corrente pois os fluxos de acoplamento internos e portanto as perdas de ferro e magnéticas, dependem da amplitude da corrente. Nos condutores ACSR, o núcleo de aço tem maior resistividade comparada a dos fios de alumínio, e portanto, o efeito da amplitude de corrente na resistência dos condutores ACSR é diminuto. As resistências dos condutores magnéticos são apresentadas em tabelas apropriadas, (Glover et al., 2012).

2.5. Apoios

O tipo de material dos apoios a usar depende fundamentalmente do nível de tensão, destacando-se na tabela 3:

Tabela 3: Apoios em funcao do nivel de tensao (Glover et al., 2012)

Apoios de Madeira:	Para baixa e media tensão (até 15 kV)
Apoios de betão:	Para baixa e média tensão/alta tensão (até 60 kV)
Apoios metálicos:	Para altas e muito altas tensões (60 kV, 110 kV, 220 kV,400 kV)

De acordo com a aplicação na linha os apoios podem ser:

- De Alinhamento (normal);
- De reforço ou âncora;
- De ângulo (mudança da direcção da linha);
- De derivação;
- De transposição. A distância entre dois apoios consecutivos depende do nível de tensão.

A tabela 4 mostra casos típicos:

Tabela 4: Distância entre apoios consecutivos em função do nível de tensão (Glover et al., 2012)

Nível de Tensão [kV]	Distância entre apoios consecutivos [m]
15	80 – 120
30	100 – 200
60	220 – 250
110	250 – 280
220	300 - 320

O modelo utilizado nos sistemas do trabalho é o modelo de linhas de transmissão média representado na Figura 4.

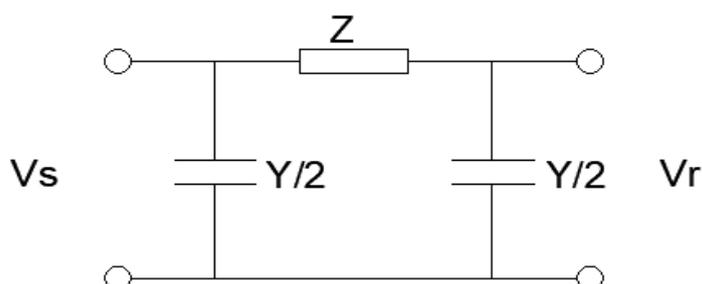


Figura 4: Modelo Pi de uma Linha de Transmissão (adaptado)

2.6. Fluxo de Potência por meio do Método de Newton Raphson

A solução para as equações algébricas não lineares que modelam o problema do fluxo de potência podem ser obtidas por meio de diversos métodos iterativos, sendo o método de Newton-Raphson e seus derivados os mais eficientes e utilizados nesta resolução, (MONTICELLI, 1983).

O método de Newton-Raphson baseia-se na expansão da série de Taylor para uma função de duas ou mais variáveis, de maneira na qual uma aproximação é realizada através de uma estimativa inicial das variáveis a serem obtidas, (SAADAT, 1999; STEVENSON, 1986).

De acordo com Júnior R. (2005) e Monticelli (1983) a resolução do problema do

fluxo de potência através do método de Newton-Raphson pode ser obtida por meio dos seguintes passos:

1. Fazer $i = 0$ e escolher uma solução inicial para $P^{(i)}$ e $Q^{(i)}$, ou seja, definir os valores iniciais para:
 - ❖ Magnitude da tensão $V_k^{(i)}$ nas barras de carga PQ, normalmente estimadas em 1pu;
 - ❖ Ângulo das tensões $\theta_k^{(i)}$ nas barras de carga PQ e nas barras de tensão PV, normalmente estimadas em 0° .
2. Calcular $f(P, Q^{(i)}) = \begin{bmatrix} \Delta P^{(i)} \\ \Delta Q^{(i)} \end{bmatrix}$ sendo: (1)
 - ❖ $P_k(V^{(i)}, \theta^{(i)})$ para as barras PQ e PV
 - ❖ $Q_k(V^{(i)}, \theta^{(i)})$ para as barras PQ.
3. Testar a convergência do valor calculado em relação ao índice de tolerância especificado ε , se $|f(P, Q^{(i)})| \leq \varepsilon$ o processo convergiu para a solução. Caso contrário, seguir para o próximo passo; (2)
4. Calcular a matriz Jacobiana J^i e determinar os valores de ΔV^i e $\Delta \theta^i$;
5. Determinar uma nova solução (V^{i+1}, θ^{i+1}) ;
6. Fazer $i = i + 1$ e voltar para o passo 2. : (3)

De acordo com Saadat (1999) o método de Newton-Raphson apresenta uma rápida convergência e um bom nível de precisão, assim como um bom desempenho computacional, exigindo pouca memória para sua resolução. Cabe destacar, porém, que possui certa limitação. O método depende do valor inicial estimado, podendo não convergir para a solução para alguns valores iniciais arbitrários.

2.7. Operação de um Sistema Eléctrico de Potência

A operação de um sistema eléctrico de potência é caracterizada pela execução de um conjunto de acções sobre os equipamentos de produção e transporte com o objectivo de manter o equilíbrio entre a geração e o consumo a cada instante, assegurando o atendimento de todas as cargas com padrões aceitáveis de qualidade (tensões e frequências dentro dos limites especificados) e com o menor custo de produção possível.

Os sistemas eléctricos de potência estão, no entanto, sujeitos às aleatoriedades da demanda, às falhas de seus componentes de produção (geração) e transporte (provocando saídas não programadas de linhas e geradores) e podem, portanto, alterar a configuração da rede e, por conseguinte, atingir estados de operação indesejáveis em tempo real.

Na busca dos sucessivos ajustamentos do sistema a cada nova situação, pode ocorrer, às vezes, que o mesmo evolua para um estado tal que, pela falta de opção ou de tempo hábil para implementá-la, a qualidade de serviço seja sacrificada, bem como, em determinados casos, também a continuidade do mesmo.

Para contornar estes problemas, faz-se necessário determinar, com a devida antecedência, os inconvenientes que certas perturbações, tais como perdas de linhas, transformadores, etc. podem causar no sistema, para, em seguida, agir de modo preventivo contra aqueles efeitos considerados nocivos ao mesmo. Esta preocupação deu origem, inicialmente, à função denominada Análise de Segurança, que tem como objectivo alertar a operação, com antecipação adequada, para evitar a possibilidade de ocorrência de violações de certos limites de produção (geração), transporte ou regulação.

A função Despacho de Geração tem como objectivo completar os estudos realizados dentro da Análise de Segurança, estabelecendo as estratégias de operação para acções de controle preventivo e/ou correctivo contra aqueles efeitos considerados nocivos ao sistema e/ou minimizar os custos de produção. A função Despacho de Geração nos sistemas eléctricos de potência, quando projectada para actuar completando a Análise de Segurança em tempo real, é chamada de Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR).

2.7.1. Filosofias de Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR)

Existem diferentes filosofias para a implementação do DGTR na prática, entre elas: Chan e Schweppe enfocam o problema reprogramando o plano de produção e realizando racionamentos de carga ("load shedding") só quando o sistema se encontra no estado de emergência.

Scott e Hobson resolveram o problema realizando acções de controle correctivo e preventivo, através de reprogramação do plano de produção (incluindo geradores em reserva) e de racionamentos de carga, minimizando o custo total de operação. Outros autores estão preocupados em eliminar as sobrecargas, estabelecendo estratégias de operação, dando maior ênfase à segurança do sistema.

Adoptando a mesma filosofia utilizada por Dodu e Merlin, Dubost, Merlin e Guimarães, onde o DGTR é dividido em dois sub-problemas, designadamente:

- Despacho de Segurança (DS);
- Despacho Económico (DE).

O **Despacho de Segurança (DS)**, tem o objectivo de encontrar um novo plano de geração com um mínimo desvio da situação corrente de modo a remover todas as sobrecargas, ditas potenciais, provenientes da Análise de Segurança, para cada uma das contingências listadas. Se não for obtida solução apenas com reprogramação de geração, o recurso do DS será o "alívio" de algumas cargas consideradas não interruptas.

O **Despacho Económico (DE)**, cujo objectivo é ajustar o plano de produção corrente a um custo mínimo, é solicitado quando não se detectar nenhum caso de sobrecargas potenciais na Análise de Segurança. Os resultados do DE são entregues ao operador que decidirá sobre a conveniência ou não de implementá-los.

3. Perturbação e Contingência

Define-se perturbação como sendo qualquer alteração na condição actual ou corrente da operação de uma rede eléctrica de potência, provocada por um dos seguintes factores:

- Perda de alguma linha ou transformador devido às condições de tempo (raios, etc.), manobras não apropriadas dos dispositivos de protecção, erros de operação ou acidentes (queda de avião sobre linhas, etc.).
- Perda de alguma unidade de geração devido a perda de sincronismo ou mal funcionamento (em geral mais frequente em unidades novas);
- Curto-circuito sobre a rede, seja trifásico ou não.

Sempre que uma determinada perturbação é considerada com certa probabilidade de ocorrência dentro da operação em tempo real, esta é referida como sendo uma contingência (Cumbi, 2022).

As contingências ou possíveis perturbações sobre a rede podem ser de dois tipos:

- a) **Simples** - quando cada contingência ocorre independentemente, sem originar outras.
- b) **Múltiplas** - quando a ocorrência de uma contingência implica no aparecimento de outras.

3.1. Conceitos de Contingências N–1 e N–2

3.1.1. Contingência N–1

O critério N–1 é o mais amplamente adoptado por operadores de sistemas eléctricos no mundo. Ele consiste na simulação da falha de um único componente do sistema em operação normal. O princípio fundamental do critério N–1 estabelece que o sistema eléctrico deve estar preparado para suportar a perda de qualquer elemento individual sem comprometer a continuidade do serviço e sem violar limites técnicos, como sobrecarga de linhas, colapso de tensão ou perda de sincronismo (NERC, 2014).

A adopção do critério N–1 garante um nível básico, porém robusto, de resiliência operativa, permitindo que o sistema absorva perturbações simples e mantenha a estabilidade. Por exemplo, a perda de uma linha de transmissão de 220 kV deve ser automaticamente compensada por caminhos alternativos de fluxo de energia, evitando desligamentos de carga (ENTSO-E, 2021).

Em redes mais interligadas, como é o caso de sistemas nacionais ou inter-regionais, o critério N-1 pode incluir não apenas linhas de transmissão, mas também transformadores de potência, barras de subestação, unidades geradoras e até sistemas de compensação reactiva. Em geral, a análise N-1 serve como requisito mínimo para a operação contínua e confiável de qualquer sistema eléctrico interligado (WOOD; WOLLENBERG, 2012).

3.1.2. Contingência N-2

O critério N-2, por sua vez, considera a falha simultânea de dois elementos independentes do sistema. Embora menos comum do ponto de vista operacional, essa análise é amplamente utilizada no planeamento de longo prazo, no projecto de sistemas críticos e na verificação da robustez de redes altamente carregadas ou vulneráveis (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

A análise de contingência N-2 é particularmente relevante em regiões com pouca malha de redundância, onde a falha de dois elementos pode isolar grandes áreas ou causar colapsos operacionais.

Em geral, os eventos N-2 são menos prováveis de ocorrer, mas têm impactos mais severos. Por isso, são utilizados para avaliar a capacidade de resposta do sistema em condições extremas, como durante manutenções programadas, condições climáticas adversas, sabotagens ou falhas em cascata (NERC, 2014).

Os estudos de contingência N-2 são computacionalmente mais complexos, pois o número de combinações possíveis cresce exponencialmente em relação ao número de elementos. Contudo, a análise N-2 é indispensável em ambientes industriais sensíveis, centros urbanos densamente povoados e infra-estruturas críticas, onde mesmo uma pequena falha pode ter consequências económicas e sociais significativas.

3.2. Contingências Previstas e Sobrecargas Potenciais

O número de contingências sobre a rede é evidentemente muito grande e examiná-las todas para verificação de seus efeitos sobre o sistema seria proibitivamente caro e demorado. Na prática, entretanto, o número destas contingências é reduzido a um

conjunto ou lista das contingências mais prováveis de ocorrerem, as quais são comumente referidas como contingências previstas.

Esta lista é formada com base na probabilidade da ocorrência de cada contingência para o próximo intervalo de tempo considerado (ordem de minutos) e nas consequências da ocorrência de cada uma sobre o sistema. O estudo das contingências previstas tem a finalidade de determinar quais destas conduzem o sistema a uma situação de emergência.

Isto é realizado dentro da Análise de Segurança que faz a simulação de cada contingência para as condições de carga e geração previstas para os próximos minutos (15, 30 minutos, etc.), com os resultados sendo confrontados com os limites impostos a operação. Caso seja observada alguma violação, esta contingência é considerada severa e as sobrecargas resultantes dos testes são denominadas de sobrecargas potenciais.

As sobrecargas potenciais podem ser identificadas se, por exemplo, simulada uma contingência (prevista) de ramo da rede, pela eliminação deste ramo dos cálculos, a execução de um fluxo de carga subsequente, revela, no fim, a superação dos limites de carga nos outros ramos. A existência ou não de sobrecargas potenciais associadas a alguma contingência resultará na definição do estado de operação do sistema.

3.3. Análise de Segurança

A Análise de Segurança consiste na determinação da segurança baseado na lista de contingências previstas e, para realizar este intento, engloba duas funções principais que são:

- a) Seleção de Contingências;
- b) Análise de Contingências.

3.3.1. Seleção de Contingências

O objectivo é seleccionar, dentre um conjunto de contingências, as de ocorrências mais prováveis para um período estimado de tempo, ordenando-as segundo suas esperadas severidades com base na degradação do nível de tensão ou em

sobrecargas de linhas. Esta selecção pode ser manual ou automática, e o resultado final é a lista das contingências previstas.

3.3.2. Análise de Contingências

O objectivo é, com base na lista de contingências previstas para os próximos minutos, simular desligamentos de linhas ou saídas de unidades geradoras para, com a execução de um fluxo de carga, detectar o surgimento, ou não, de sobrecargas potenciais para cada uma das contingências listadas.

É por esta função que se determina se o sistema, em estado normal de operação, é considerado seguro ou inseguro, gerando, no último caso, uma lista de sobrecargas potenciais associada a cada contingência que viola os limites estabelecidos pela operação. Estes limites são referidos como restrições de segurança do sistema.

A análise de contingências realiza simulação de perturbações com o objectivo de fornecer ao operador condições de prever qual a reacção do sistema em presença de tais perturbações. A partir do resultado da simulação, decide se sobre a execução de acções preventivas, quando necessárias, para evitar transições no sistema para o estado de emergência.

Essa análise pode ser conduzida de duas formas complementares: por meio de cálculos manuais baseados em modelos matemáticos e com o uso de softwares especializados.

Os cálculos manuais envolvem o uso de métodos de fluxo de carga (como Newton-Raphson ou Gauss-Seidel) aplicados a diferentes cenários de operação da rede. Para cada contingência simulada, é necessário recalculas as tensões, potências e correntes no sistema, verificando se os valores resultantes estão dentro dos limites operacionais estabelecidos. Embora esse processo proporcione uma compreensão profunda dos fundamentos teóricos, ele se torna pouco prático para sistemas de grande porte ou para a análise de múltiplas contingências (como nas abordagens N-1 ou N-2).

Nesse contexto, o uso de softwares como o PowerWorld Simulator (PWS) torna-se extremamente vantajoso. Essa ferramenta permite modelar sistemas eléctricos

complexos e simular automaticamente diversos cenários de contingência, fornecendo resultados detalhados sobre tensões, carregamentos, perdas e violações operacionais. Com uma interface gráfica intuitiva e recursos de visualização em tempo real, o PWS facilita a identificação de pontos críticos da rede e possibilita a proposição de medidas correctivas de forma rápida e eficaz).

Portanto, a combinação entre cálculos teóricos e o uso de software constitui uma abordagem robusta para a análise de contingência. Enquanto os cálculos asseguram o embasamento técnico e a compreensão do comportamento do sistema, o software amplia a capacidade de simulação, análise e tomada de decisão, especialmente em ambientes operacionais e académicos que exigem precisão e agilidade).

3.4. Classificação da Gravidade na Análise de Contingência

A análise de contingência tem como principal finalidade avaliar a capacidade do sistema eléctrico de manter-se estável e operacional frente a falhas inesperadas, como o desligamento de linhas de transmissão, transformadores ou unidades geradoras. Contudo, nem todas as contingências apresentam o mesmo impacto sobre a rede eléctrica. Por essa razão, torna-se necessário classificá-las quanto ao grau de severidade ou gravidade dos efeitos causados.

A classificação das contingências quanto à gravidade permite ao planeador ou operador do sistema priorizar acções correctivas ou preventivas, identificar pontos vulneráveis da rede e propor melhorias no projecto ou operação da infra-estrutura eléctrica. A seguir, são descritas as três categorias principais de classificação: não crítica, moderada e crítica.

3.4.1. Contingência não crítica

As contingências não críticas são aquelas que, ao serem simuladas, não causam nenhuma violação dos limites operacionais do sistema. Isso significa que, mesmo com a perda de um componente, o sistema permanece operando de forma estável, sem sobrecarga em outros equipamentos e sem tensões fora dos limites

estabelecidos pelas normas técnicas (geralmente entre 0,95 p.u e 1,05 p.u para tensões em regime permanente), (Kundur, 1994).

Esse tipo de contingência é geralmente absorvido pela rede graças à redundância e malha de interligações existentes. Sistemas bem planejados possuem caminhos alternativos para o fluxo de energia, o que permite acomodar a perda de um único elemento sem comprometer a operação (Saadat, 2002).

3.4.2. Contingência Moderada

A contingência moderada é aquela que, embora não provoque o colapso ou desligamento de partes do sistema, gera pequenas violações dos critérios operacionais. Entre essas violações estão, (Wood et al., 2013):

- Tensões levemente fora dos limites aceitáveis (por exemplo, 0,93 pu);
- Sobrecarga moderada em linhas ou transformadores (por exemplo, 105% da capacidade nominal);
- Pequenos aumentos em perdas técnicas.

Em geral, essas contingências não causam desligamento de cargas nem instabilidade, mas indicam que o sistema está operando em um ponto mais frágil, podendo evoluir para uma condição crítica caso outras falhas ocorram em sequência. Normalmente, elas podem ser tratadas por mecanismos automáticos de controle, como ajustes em transformadores com tap sob carga (OLTC), redistribuição de geração ou resposta rápida de compensadores reactivos, (Kundur, 1994).

3.4.3. Contingência Crítica

As contingências críticas representam os cenários de maior severidade, nos quais há violações significativas e inaceitáveis dos limites operacionais, podendo comprometer a segurança, a confiabilidade e até mesmo a continuidade do fornecimento de energia , (Glover et al., 2012).

Essas contingências podem gerar (Saadat, 2002; Kundur, 1994):

- Quedas acentuadas de tensão (ex: $< 0,90$ p.u), podendo levar ao desligamento de cargas por subtensão;
- Sobrecarga excessiva em linhas ou transformadores ($> 120\%$ da capacidade), com risco de actuação das protecções e desligamento automático;
- Ilhamento de regiões do sistema ou interrupção do fornecimento
- Instabilidade no sistema, especialmente em redes de grande porte com geração distribuída

Esse tipo de cenário exige acções correctivas imediatas, como manobras operativas, redistribuição de cargas, reforço da rede ou instalação de equipamentos de controle de tensão e fluxo de carga.

3.5. Importância da Classificação para a Tomada de Decisão

A classificação da gravidade das contingências é um recurso essencial tanto no planeamento quanto na operação em tempo real do sistema eléctrico. A identificação e categorização dos riscos permitem:

- Estabelecer prioridades de investimento em reforço da rede;
- Projectar acções preventivas e planos de contingência operativa;
- Determinar limites operacionais seguros;
- Reduzir a probabilidade de blackouts ou falhas em cascata.

Em estudos académicos e aplicações práticas com softwares como o PowerWorld Simulator, essa classificação é obtida automaticamente após a simulação de cada cenário de falha. O software indica quais linhas, barras ou transformadores apresentaram violações de tensão ou carregamento, permitindo ao analista classificá-las conforme os critérios definidos.

CAPÍTULO III: MATERIAIS E METODOLOGIA

4. AVALIAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS NA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 400 kV DO PROJETO TEMANE–MAPUTO (TTP) COM A INTEGRAÇÃO DA CENTRAL TÉRMICA DE TEMANE (CTT)

4.1. Caracterização da Rede Eléctrica do Sul de Moçambique

A Rede Eléctrica do Sul de Moçambique, também conhecida como Sistema Sul, é uma das três principais regiões do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ao lado das regiões Centro e Norte. A Rede Sul é de fundamental importância por abastecer a maior concentração populacional e industrial do país, especialmente a região metropolitana de Maputo, Matola e Boane.

A Rede Eléctrica do Sul constitui uma das três grandes regiões do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Moçambique, abrangendo as províncias de:

- Maputo (Cidade e Província)
- Gaza
- Inhambane

Estima-se que na Região Sul tenha um potencial de aproximadamente 453 MW sendo 358 MW é produção própria da EDM nas centrais (Kuvaninga, CTM, CTRG, e Gigawatt) e os restantes 95 MW vem da HCB via África do Sul, e dentro em breve a região sul contará com potencial de aproximadamente 853 MW com a nova Central Térmica de Temane, que tem a capacidade de produção de 450 MW.

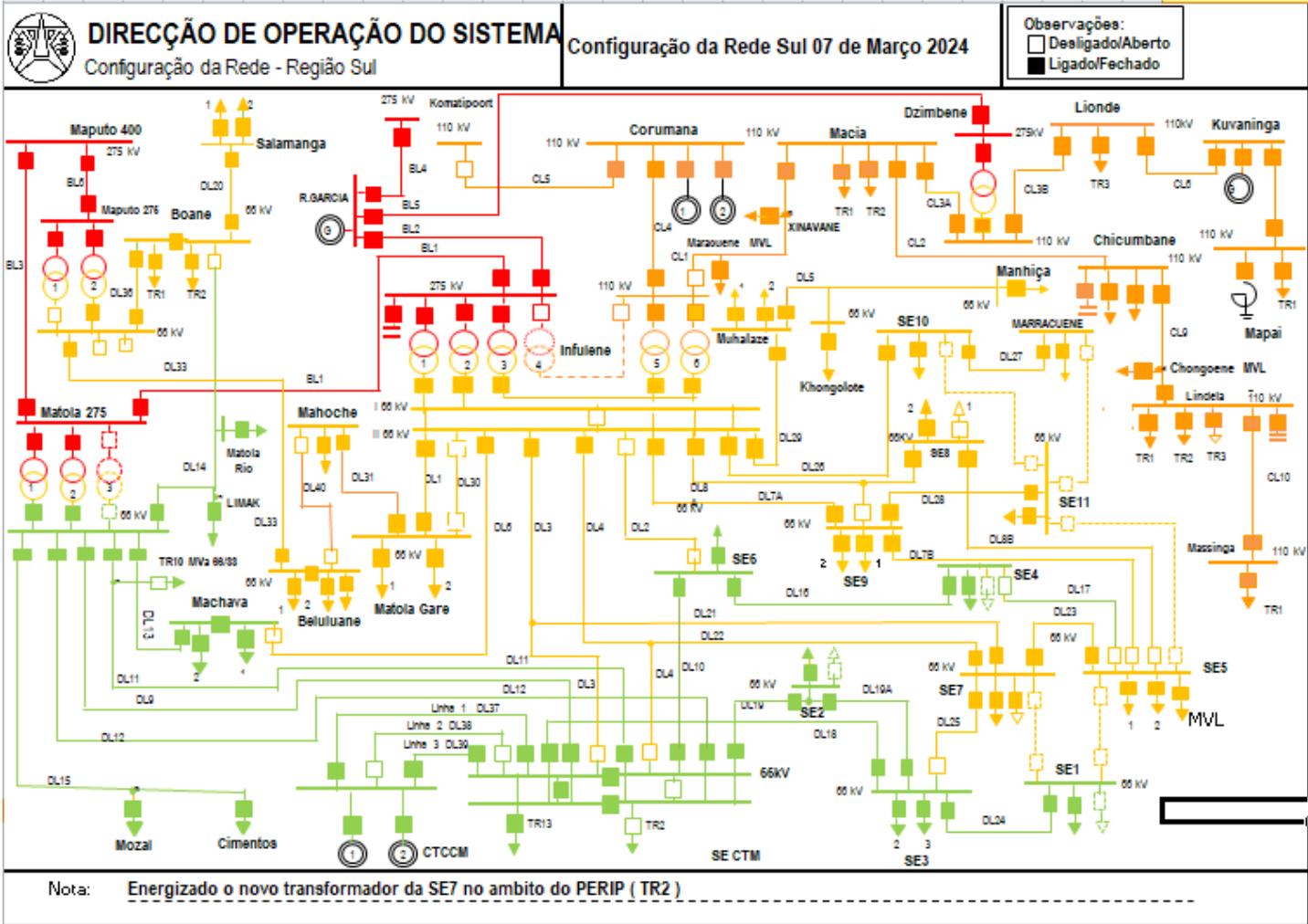


Figura 5: Configuração da Rede Sul (EDM, 2024)

4.2. Descrição da Rede Sul

A rede Sul a nível de transporte é gerida pela Direcção de Transporte Sul, que é responsável por manter a continuidade de serviço do SE em toda rede sul, para o transporte temos 4 níveis de tensão nomeadamente 400 kV, 275 kV, 110 kV e 66 kV, geralmente o nível de tensão de 400 kV, 275 kV e 110 kV é aplicado para transporte em distâncias longas e o nível de tensão de 66 kV é para interligação das subestações nas cidades, a figura 5 ilustra apenas um desenho em diagramas de como esta configurada a rede sul.

A figura 6 faz uma descrição a nível da geração da zona sul, onde temos na zona Sul a Central Térmica de Maputo CTM com uma capacidade de 106 MW, temos Central Térmica de Ressano Garcia CTRG com uma capacidade de 170 MW, temos

4.3. Pontos críticos da Rede SUL

A Rede Eléctrica do Sul de Moçambique desempenha um papel estratégico no fornecimento de energia às províncias de Maputo, Gaza e Inhambane, regiões com elevada densidade populacional e concentração de actividades industriais e comerciais. No entanto, esta rede enfrenta diversos desafios operacionais e estruturais que comprometem sua confiabilidade e capacidade de expansão. Alguns pontos críticos:

A malha de 275 kV no sul do país é ainda limitada, com poucas alternativas de suprimento em caso de falhas de equipamentos ou linhas. A perda de um único transformador ou de um circuito de interligação pode causar apagões parciais, com impacto directo nos centros urbanos e industriais.

Algumas subestações da rede sul, como Matola-Gare, Chibuto e Inhassoro, operam próximas do seu limite técnico. A indisponibilidade de transformadores reserva e a falta de margem de expansão imediata representam riscos operacionais em períodos de pico de carga.

A operação da rede sul ainda apresenta limitações no que se refere à automação, supervisão e controle remoto. A ausência de um sistema SCADA abrangente dificulta a identificação rápida de falhas e compromete a eficiência da resposta operativa.

Análise de contingência é bastante importante pois faz uma avaliação do comportamento do sistema em caso de perda de um certo elemento, com isso pode-se melhorar o sistema criando circuitos alternativos para atender ao fornecimento de energia na ocorrência de uma contingência.

5. ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA NA REDE ELÉCTRICA SUL SEM A INTEGRAÇÃO DO PROJECTO TTP

5.1. Modelagem da Rede Sul no PWS sem a integração do Projecto TTP

Neste trabalho, será realizada a modelagem da Rede Eléctrica do Sul de Moçambique utilizando o software PowerWorld Simulator (PWS), uma ferramenta amplamente utilizada para simulação de sistemas de energia eléctrica em regime permanente e para estudos operacionais e de planeamento. A modelagem consiste

na representação computacional do sistema eléctrico real, incluindo suas principais subestações, linhas de transmissão, transformadores, geradores e cargas, de forma a permitir análises de comportamento da rede sob diferentes condições operativas.

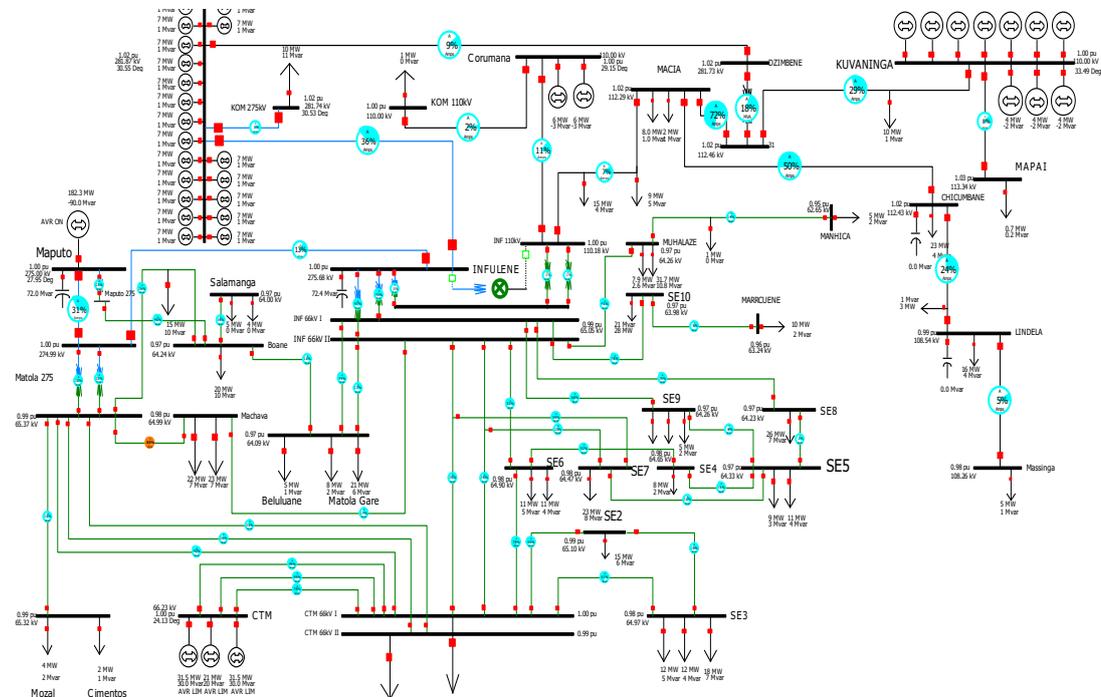


Figura 9: Rede Sul no PWS sem a integração do Projecto TTP (Autor)

5.2. Identificação dos elementos críticos

Neste ponto avança-se com a identificação de pontos críticos ou seja linhas, transformadores ou geradores que com a sua saída pode vir a destabilizar a rede. Um exemplo simples é a linha BL2, nessa abreviatura o B, indica o nível de tensão que é nesse caso 275, o L linha e 2 o índice que vai deferir doutras linhas de 275kV, por exemplo BL3.

5.3. Contingências do tipo N-1 Relevantes na Rede Sul

Como já foi dito contingências do tipo N-1 são aquelas que considera-se a saída de um único elemento, dessa forma uma vez que a rede sul é bastante robusta, optar-se-á por pegar os pontos mais críticos pra realizar essa análise de contingência.

Tabela 5: Contingências do tipo N-1 e acontecimentos efeitos

Eventos	Elemento abrangido	Possíveis acontecimentos da Contingência
Saída da BL1 _ linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene	Transmissão	A linha BL2 pode não assumir a carga por bastante tempo, estando ela sobrecarregada, fazendo com que as protecções actuem e deixe a subestação de Infulene quase fora
Saída da BL2 _ linha que interliga a Central Térmica de Ressano Garcia a subestação de Infulene	Transmissão	Risco de perda da principal fonte de energia importada da África do Sul
Saída da BL3 _ linha que interliga a subestação de Maputo 400 a subestação da Matola 275	Transmissão	Matola 275 fica fora, pois a única fonte restante para Matola 275 é a CTM

Fonte: adaptado pelo autor

5.3.1. Resultados da simulação no PowerWorld

a) Saída da BL1

Para o desenvolvimento da simulação de análise de contingências, vamos assumir que linhas com um carregamento acima de 85% as protecções devem ou seja o relé foi ajustando para mandar um sinal de abertura do disjuntor caso o carregamento da linha seja superior ou igual a 85%.

A figura 7 apresenta a saída da linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene

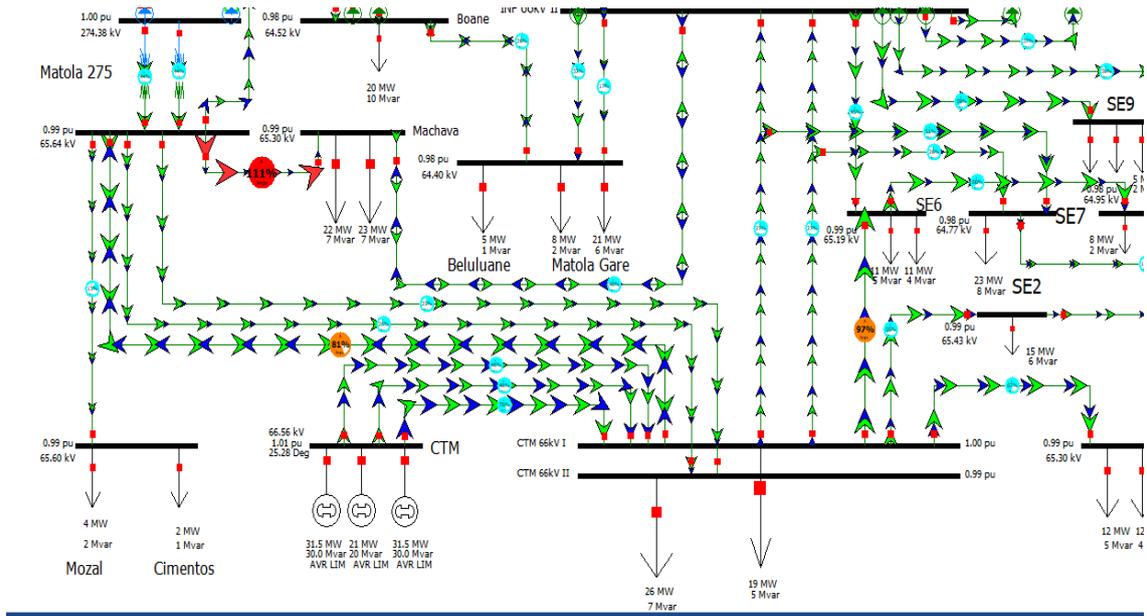


Figura 10: Saída da BL1 - linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene (autor)

Com a figura 7 pode-se registar que a linha que sai de Matola 275 para Machava DL13 tem um carregamento de 111% com isso a linha fica fora pois não obedece o critério dos 85%. A DL10 que sai da CTM para SE6 fica sobrecarregada em 97%, para efeitos de simulação vamos remover primeiro a DL13 e registar o cenário. Com a saída da BL1 a tensão nos barramentos continua no intervalo de 0.95 a 1.05 p.u ou seja está nos limites pré-estabelecidos.

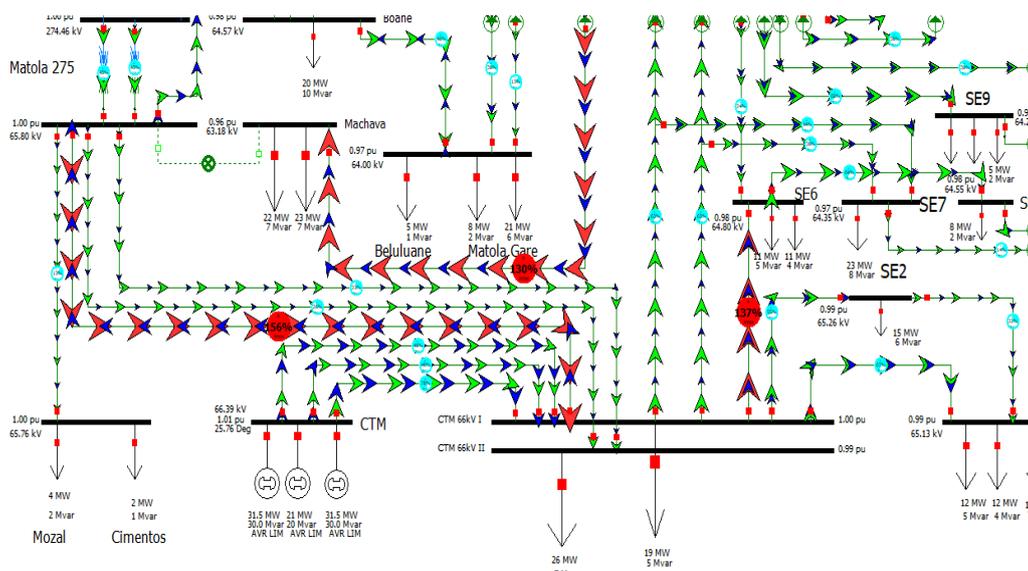


Figura 11: Saída da DL13 Matola 275 para Machava (autor)

Com a saída da DL13 por conta do nível de carregamento da linha causando pela saída da BL1, o carregamento da DL10 aumenta dos 97% para 137% violando assim ainda mais o critério dos 85% ajustados nos relés para operação em caso de sobrecarga. Outro cenário verificado é que o carregamento da linha que sai da Matola 275 para CTM DL09 aumenta para 156% violando assim o critério dos 85%. De seguida remover-se-á as linhas DL10, DL13 e DL09, de acordo com os resultados da figura 8, são as linhas que se encontram com um carregamento acima de 85%.

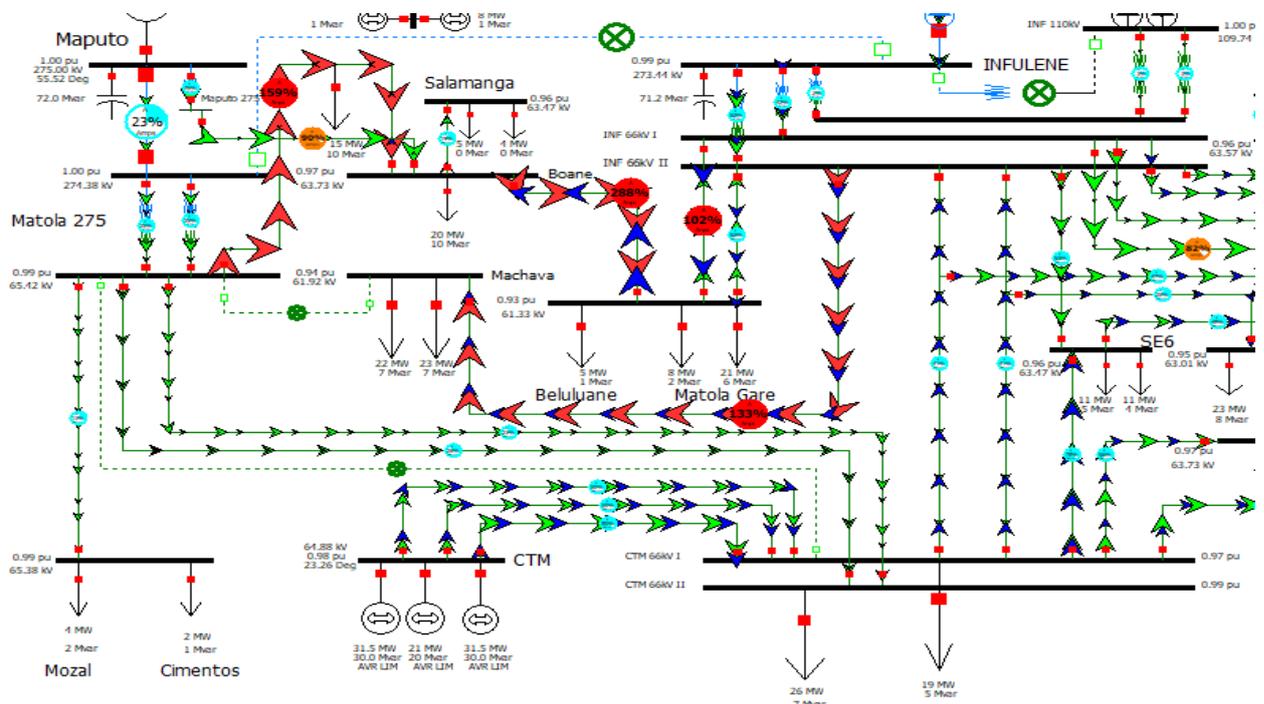


Figura 12: Saída da linha DL09 (autor)

Ao tirar a linha DL09 pode-se observar através da figura 9 que a linha DL10 reduziu o seu carregamento para 78%, mas em contrapartida as tensões em alguns barramentos estão fora do intervalo, pode se notar que a subestação da Machava esta com um nível de tensão de 0,91 p.u, Beluluane com um nível de tensão de 0,93 p.u, em algumas linhas como Machava – Infulene DL06 ficaram carregadas, a linha DL06 registou um carregamento de 133%, para efeitos de simulação iremos remover a linha para observar o cenário.

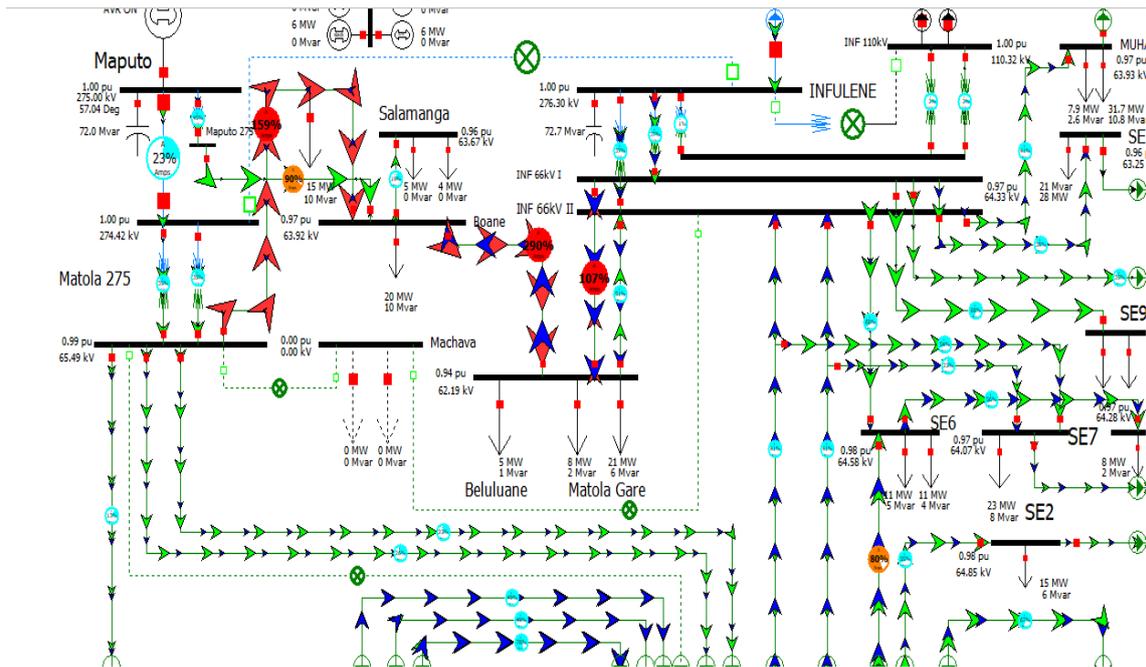


Figura 13: Saída da linha DL06 (autor)

De acordo com a figura Machava fica fora, deixando as cargas alimentadas por aquele ponto sem acesso a energia.

Dando continuidade com análise da figura 10, podemos remover todas linhas em simultâneo que apresentam um valor de carregamento acima de 85% para verificar o resultado e quais cargas ficarão sem acesso a energia.

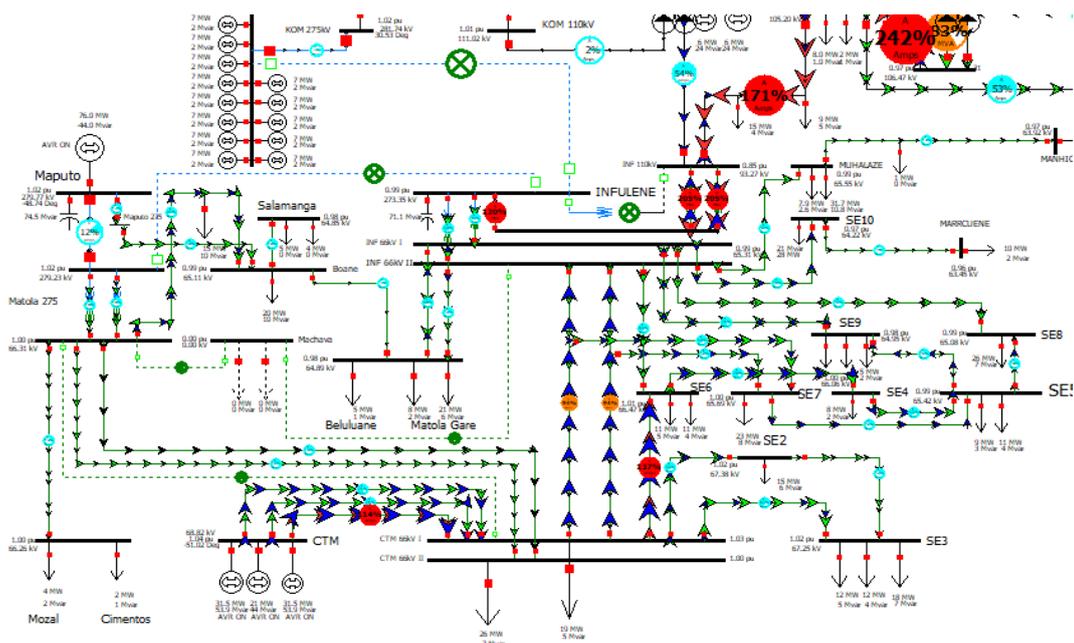


Figura 14: Saída de linhas com carregamento acima de 85% (autor)

Deu um blackout, ou seja uma situação de colapso da rede, zona sul fica com um apagão sem acesso a energia por conta da sobrecarga.

- **Avaliação dos impactos**

A saída do BL1 pode se notar que causou uma série de sobrecargas na rede, fazendo com que as linhas fiquem indisponíveis, levando o sistema a um estado extremo, uma situação de colapso da rede, em alguns barramentos a tensão encontrava-se fora dos limites, não respeitando o critério dos 5%. Um projecto de uma linha de 275kV que sai de Maputo 400 para Infulene seria de grande valia, uma redundância porem ajudaria em caso de indisponibilidade da linha BL1.

b) Saída da BL2

A figura 12 ilustra a saída da linha que interliga a Central Térmica de Ressano Garcia a subestação de Infulene.

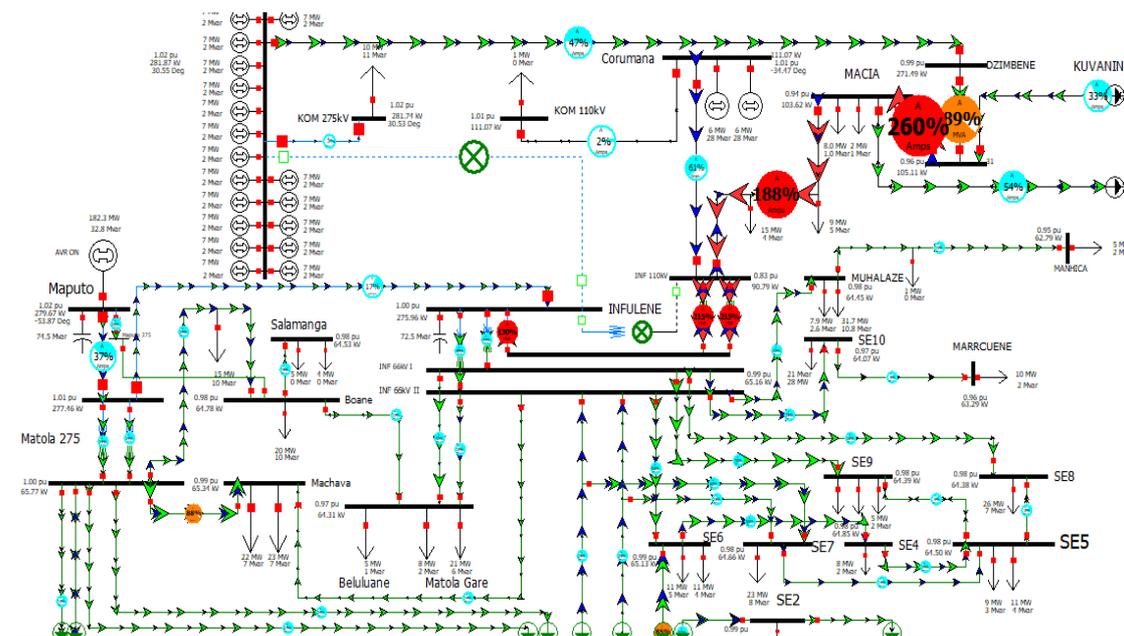


Figura 15: Saída da BL2 linha que interliga a Central Térmica de Ressano Garcia a subestação de Infulene (autor)

Com a saída da BL2 a única linha que interliga a central térmica de Ressano Garcia e a Gigawatt é a linha BL5 que sai de Ressano Garcia para Dzimbene, pode se notar que a própria linha não fica sobrecarregada portanto o transformador que reduz a tensão de 275kV para 110 kV fica sobrecarregando numa percentagem de

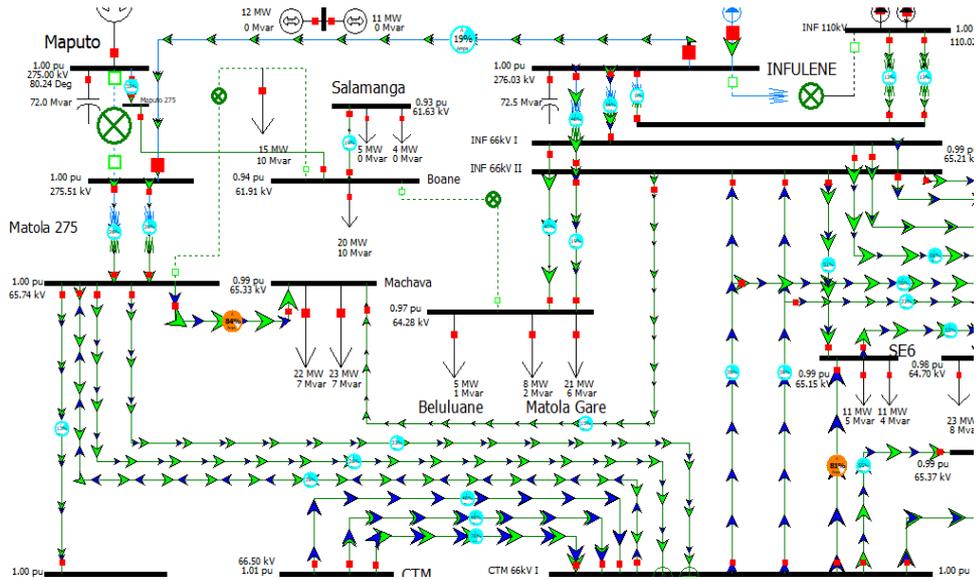


Figura 17: Saída da DL14 (autor)

Pode se notar de acordo com a figura 14 que o sistema fica com todas linhas e transformadores dentro dos limites, assim como a tensão nos barramentos respeitando os 5% de tolerância.

d) Saída do TR1

A figura 15 ilustra a saída do transformador 1 da subestação de Infulene que reduz o nível de tensão de 275 kV para 66 kV

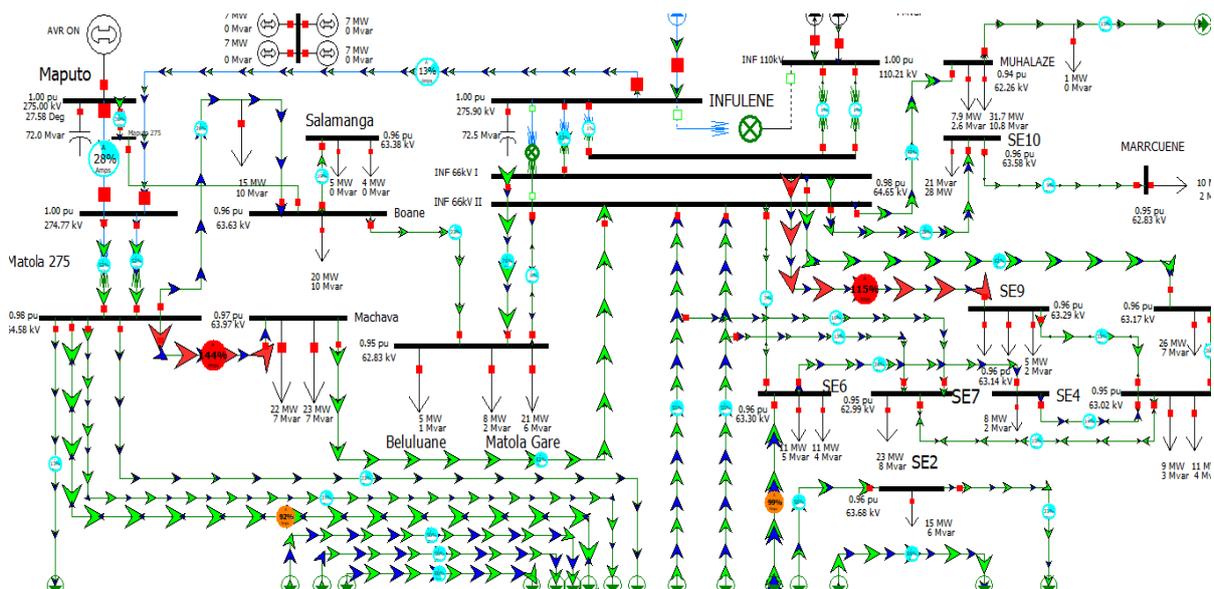


Figura 18: Saída do TR1 da subestação de Infulene que reduz a tensão de 275 kV para 66 kV (autor)

Segundo a figura 15 a linha DL13 tem um carregamento de 144%, está acima dos 85% portanto o relé opera a protecção da linha tirado fora a linha, a linha DL7A tem um carregamento de 115% está fora do limite, a linha DL10 também esta fora dos limites tem um carregamento de 99%. Retirando a DL13 obtém-se a seguinte configuração de acordo com a figura 16:

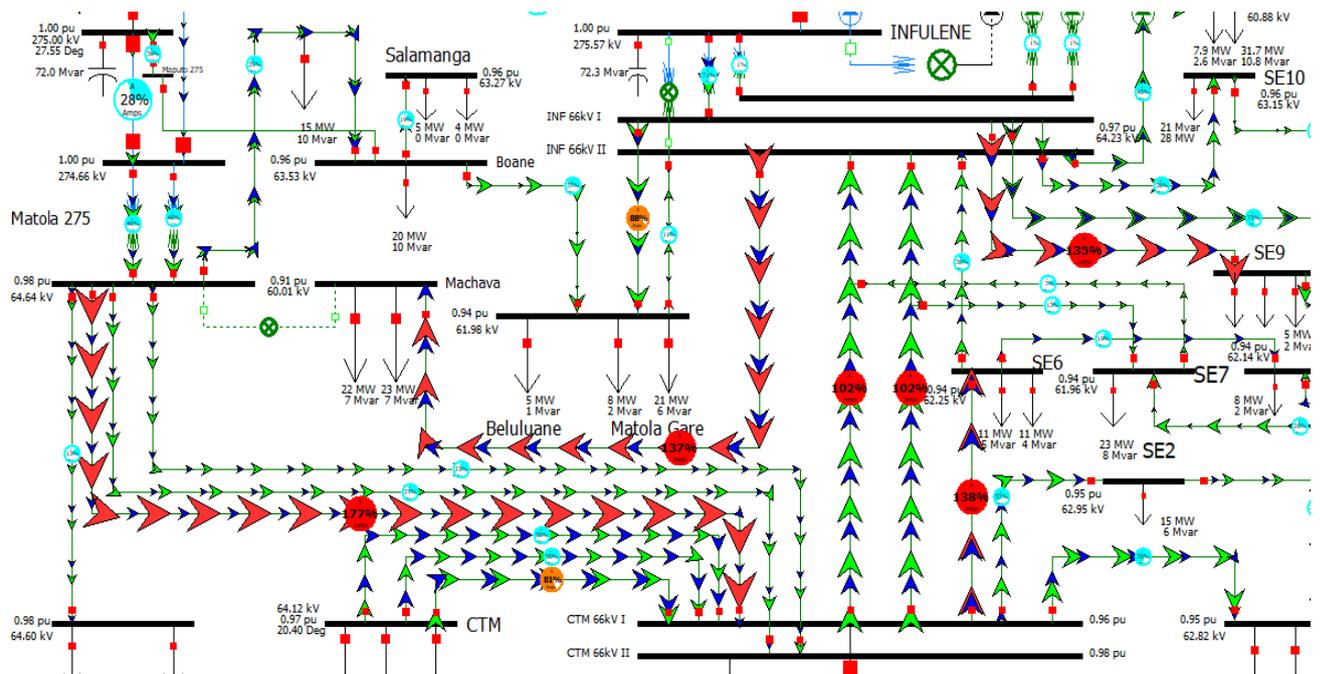


Figura 19: Saída da linha DL13 (autor)

O sistema não está em colapso mas está operando quase todo ele fora dos padrões, temos linhas que chegam a atingir um nível de carregamento de até 177%, com estes resultados é possível obter uma ideia do rumo que o sistema toma com a saída do TR1.

e) Saída do TR1

A figura 17 ilustra a saída do TR1 da subestação da Matola 275 que reduz o nível de tensão de 275 kV para 66 kV

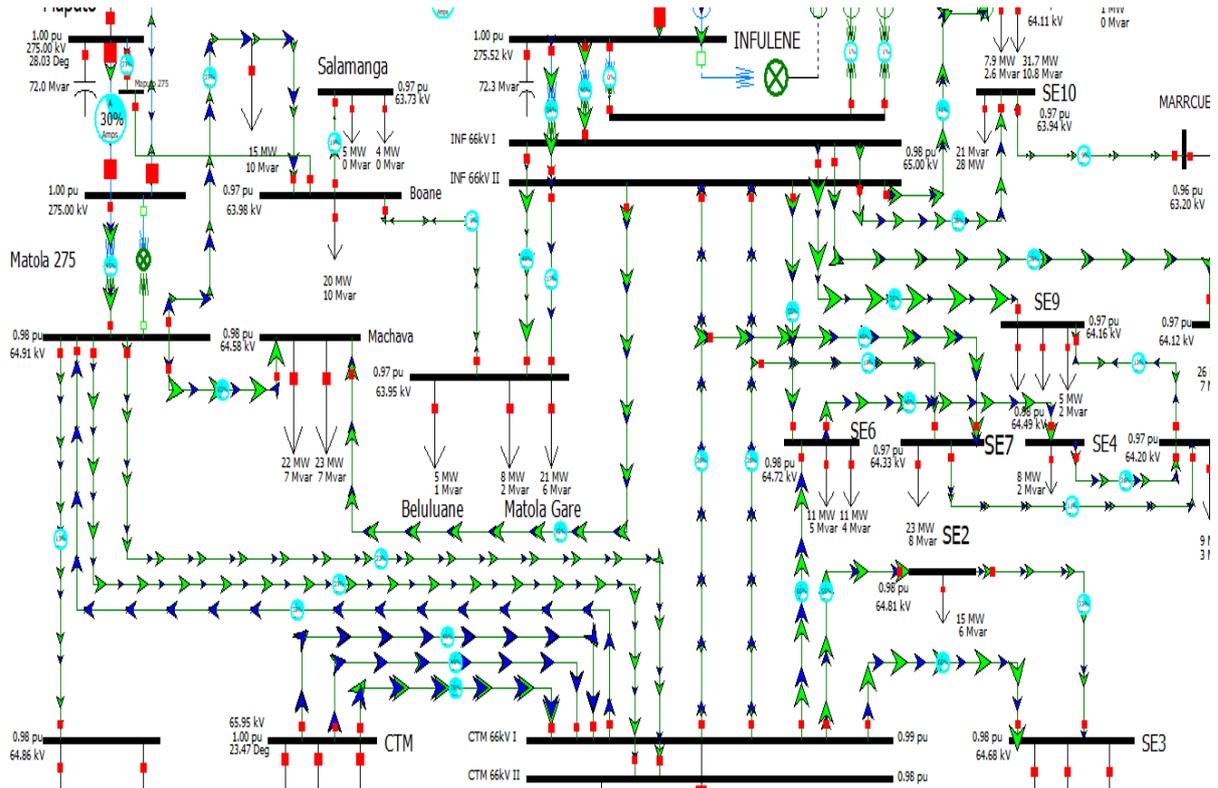


Figura 20: Saída do TR1 da subestação da Matola 275 que converte a tensão de 275 kV para 66 kV (autor)

Pode se verificar que com a saída do TR1 na subestação da Matola 275, o TR2 da Matola 275 assumi a carga e todas linhas e barramentos estão nos limites pré-estabelecidos, é o primeiro ponto onde com a saída de um elemento não verifica-se a desestabilização da rede.

f) Saída da CL3A

A figura 18 ilustra a saída da linha CL3A que interliga a subestação de Macia a Subestação de Dzimbene

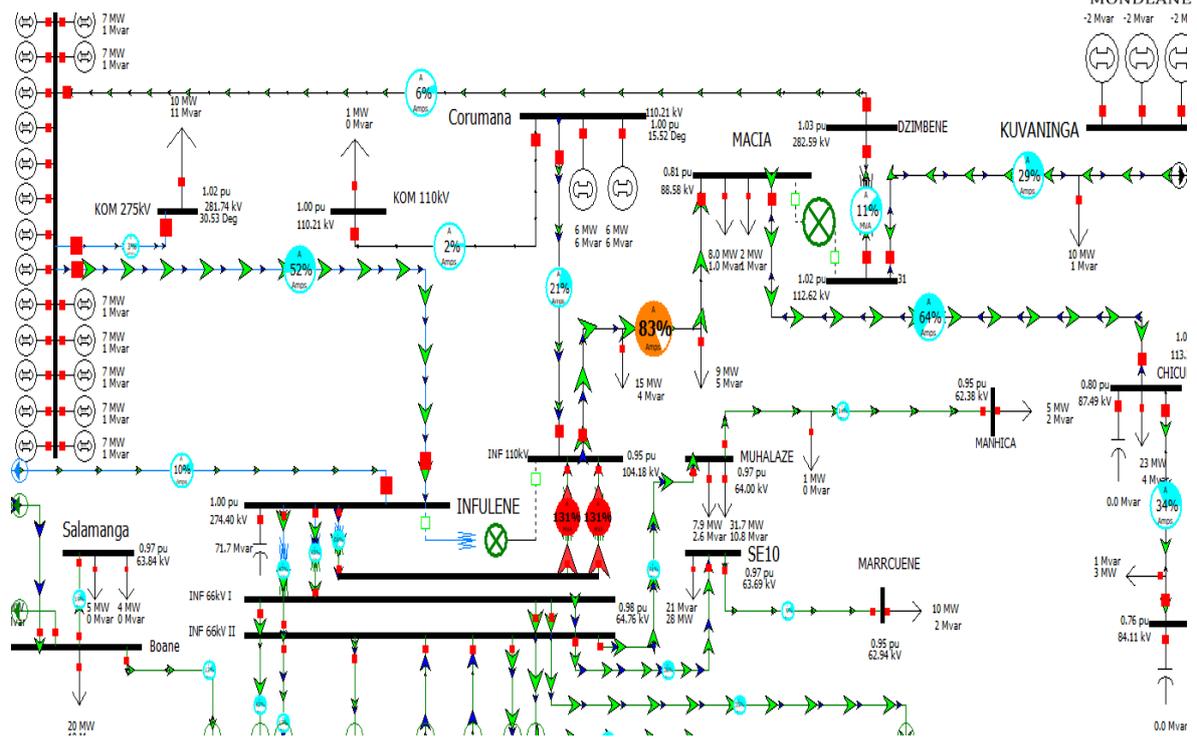


Figura 21: Saída da CL3A linha que interliga a subestação de Macia a Subestação de Dzimbene (autor)

Com a saída da linha CL3A a subestação de Macia passa a receber apenas da subestação de Infulene CL1, isso faz com que os transformadores de 110 kV para 66 kV da subestação de Infulene fiquem sobrecarregados, ambos em 131% provocando a desestabilização do sistema que levou a um colapso ou seja um blackout deixando assim a rede sul indisponível.

g) Saída da CL9

A figura 19 ilustra a saída da linha CL9 que interliga a subestação de Chicumbane a Subestação de Lindela.

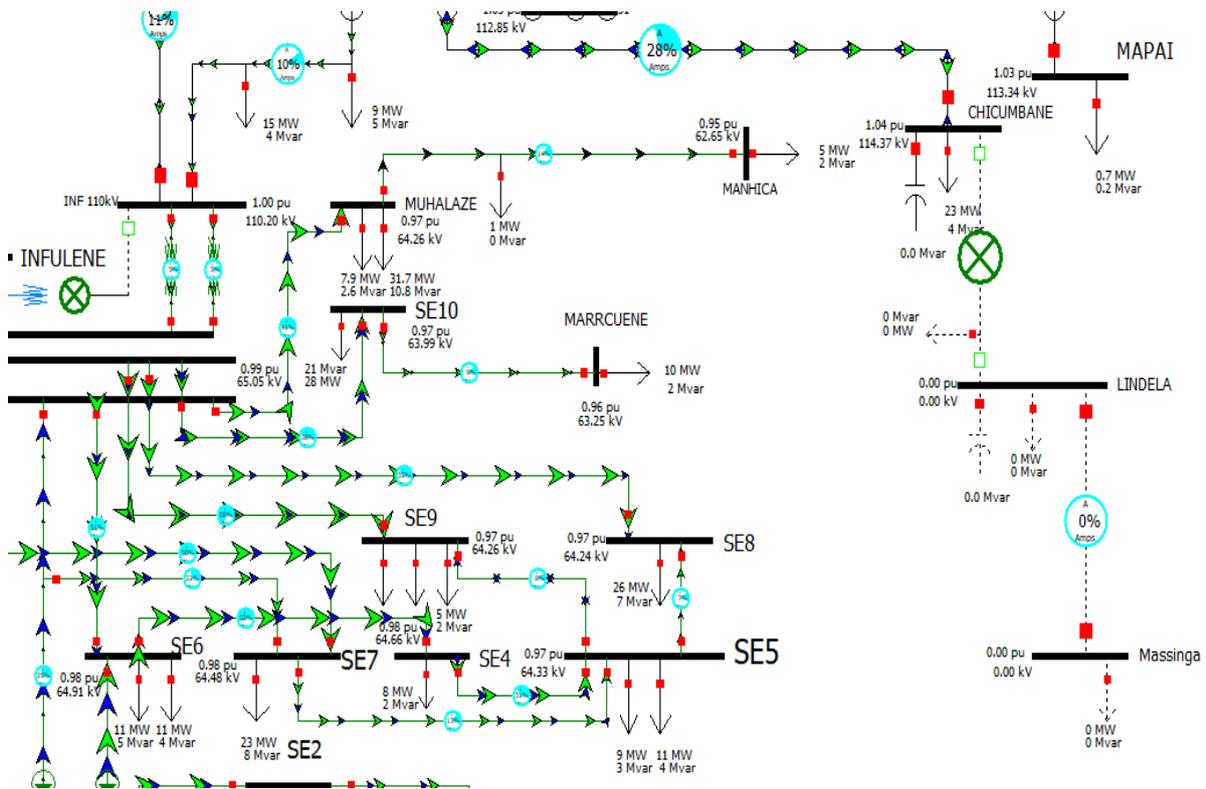


Figura 22: Saída da CL9 linha que interliga a subestação de Chicumbane a Subestação de Lindela (autor)

Com a figura 19 é possível registar um apagão total na província de Inhembane, visto que nesse momento a única linha que alimenta Inhembane é a CL9.

Por essa razão a linha CL9 é considerada como o coração da Província de Inhembane pois faz a interligação entre a subestação de Chicumbane e a subestação de Lindela, sendo a subestação de Lindela á responsável por alimentar Inhembane, com a saída d mesma não existe uma outra via alternativa para fornecer energia a província de Inhembane.

5.3.2. Contingências do tipo N-2 Relevantes na Rede Sul

Tabela 6: Contingências do tipo N-2 e possíveis acontecimentos

Eventos	Elementos abrangidos	Possíveis efeitos da Contingência
Saída da BL1 _ linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR1 da subestação de Infulene que converte a tensão de 275 kV para 66 kV	Transmissão e Transformador	Com a saída BL1 a subestação de Infulene fica apenas com uma linha de 275 kV que chega a não suportar a carga, e com a saída de TR1, TR2 assume a carga de TR1.
Saída da BL2 _ linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR2 da subestação de Infulene que converte a tensão de 275 kV para 66 kV	Transmissão e Transformador	Indisponibilidade do sistema ou seja ocorrência de um blackout, apagão de toda rede sul
Saída da Central da CTM e a Central de Kuvaninga	Central	Centrais destinadas a auxiliar na hora de pico no fornecimento de energia.
Saída da Gigawatt e da CTRG	Central	

Fonte: adaptado pelo autor

a) Saída da BL1 e do TR1

A figura 20 ilustra a saída da linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR1 da subestação de Infulene que reduz a tensão de 275 kV para 66 kV

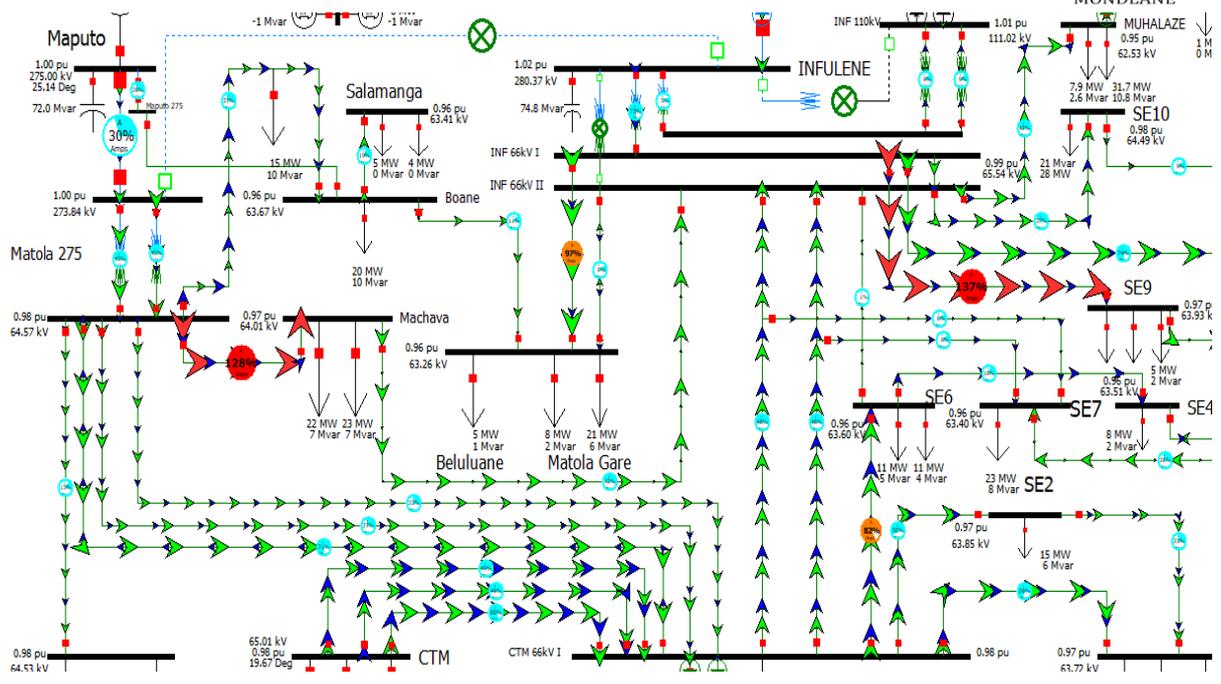


Figura 23: Saída da BL1 linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR1 da subestação de Infulene que converte a tensão de 275 kV para 66 kV (autor)

Com a situação de saída de BL1 e TR1 tem-se três linhas fora do limite nomeadamente DL13, DL7A e DL30, o relé ao operar as protecções dessas linhas teremos o seguinte resultado apresentado na figura 21:

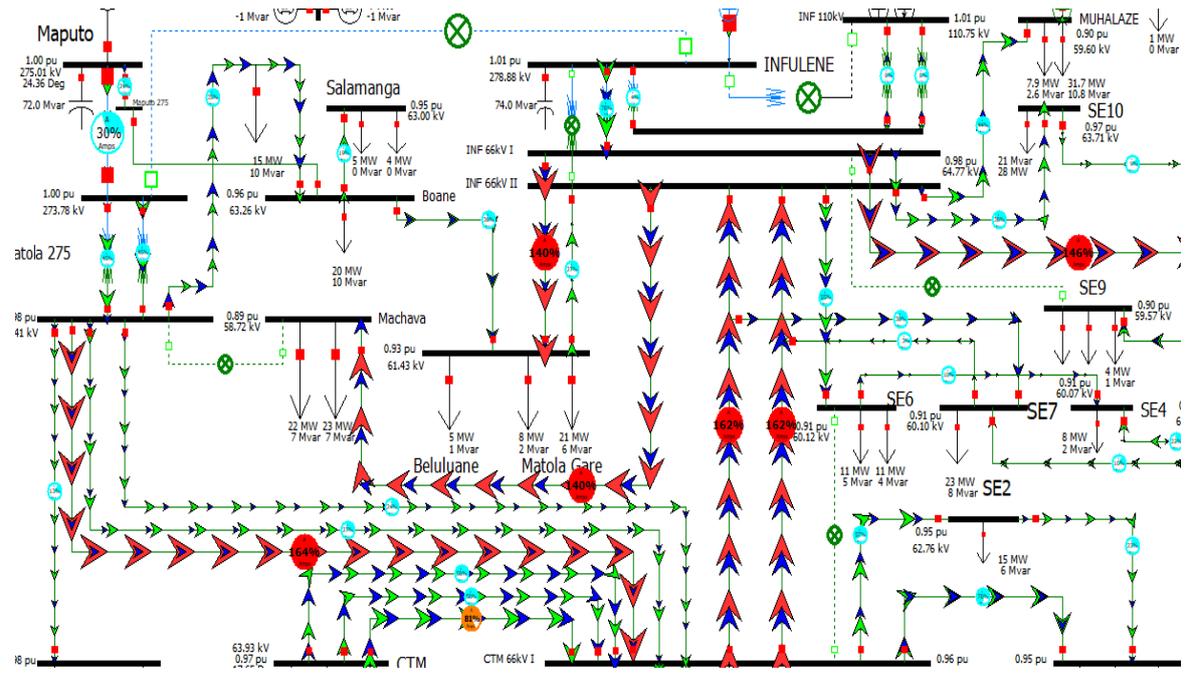


Figura 24: Saída das linhas DL13, DL7A e DL30 (autor)

Um sistema totalmente desequilibrado, tensões fora dos limites como pode-se registar, a subestação da Machava esta com 0,89 p.u, SE4, SE6 e SE7 o nível de tensão esta abaixo, com um nível de tensão de 0,91 p.u, olhando para o carregamento das linhas o sistema esta num estado extremo, em que a maior parte das protecções actua deixando fora assim quase toda rede sul, com isso pode-se registar que a saída de BL1 e TR1 tem um impacto bastante negativo para o nosso sistema.

b) Saída da BL2 e TR2:

A figura 22 ilustra a saída da linha BL2 que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR2 da subestação de Infulene que converte a tensão de 275 kV para 66 kV

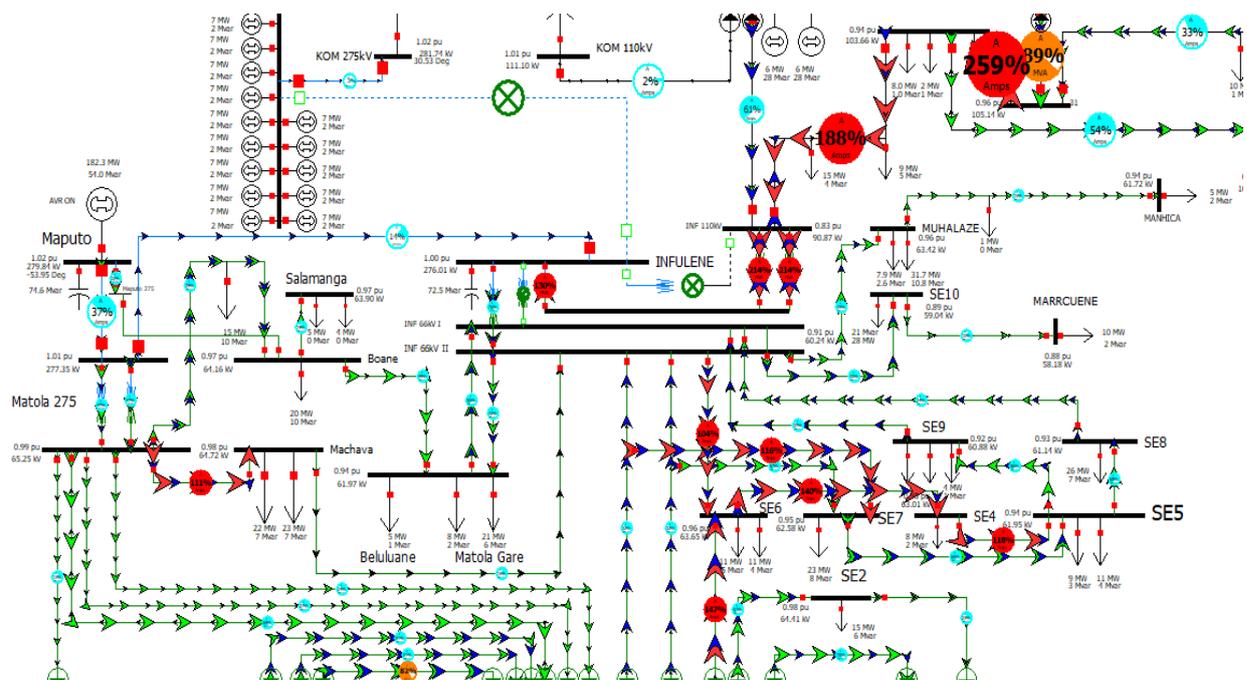


Figura 25: Saída da BL2 linha que interliga a subestação da Matola 275 a subestação de Infulene e saída do TR2 da subestação de Infulene que converte a tensão de 275 kV para 66 kV (autor)

Com a simulação da figura 20 pode-se notar que o sistema entra em blackout com a saída da BL2 e TR2, vamos a fundo fazendo uma análise do motivo que levou o sistema ao colapso, a rede sul ela faz um anel ou seja as subestações estão interligadas de modo a garantir a continuidade de serviço e não só, em alguns

pontos temos até redundância, mas pegando concretamente na linha BL2 que injecta potência na subestação de Infulene saído de Ressano Garcia, ao sair essa linha o único caminho que tem de injectar potencia na subestação de Infulene é a BL5, que vai até a subestação de Dzimbene de seguida existe lá transformadores que convertem a tensão para 110 kV, de seguida parte de Dzimbene para subestação da Macia e de Macia para Infulene mas temos um, as linhas não foram dimensionadas com capacidade de suportar o carregamento em caso de saída da BL2, elas estão apenas para efectuar o transito de potencia de Infulene para Macia e não o contrario.

c) Saída da Central da CTM e a Central de Kuvaninga

A figura 23 ilustra a saída de duas centrais, nomeadamente a Central Térmica de Maputo CTM e A Central de Kuvaninga.

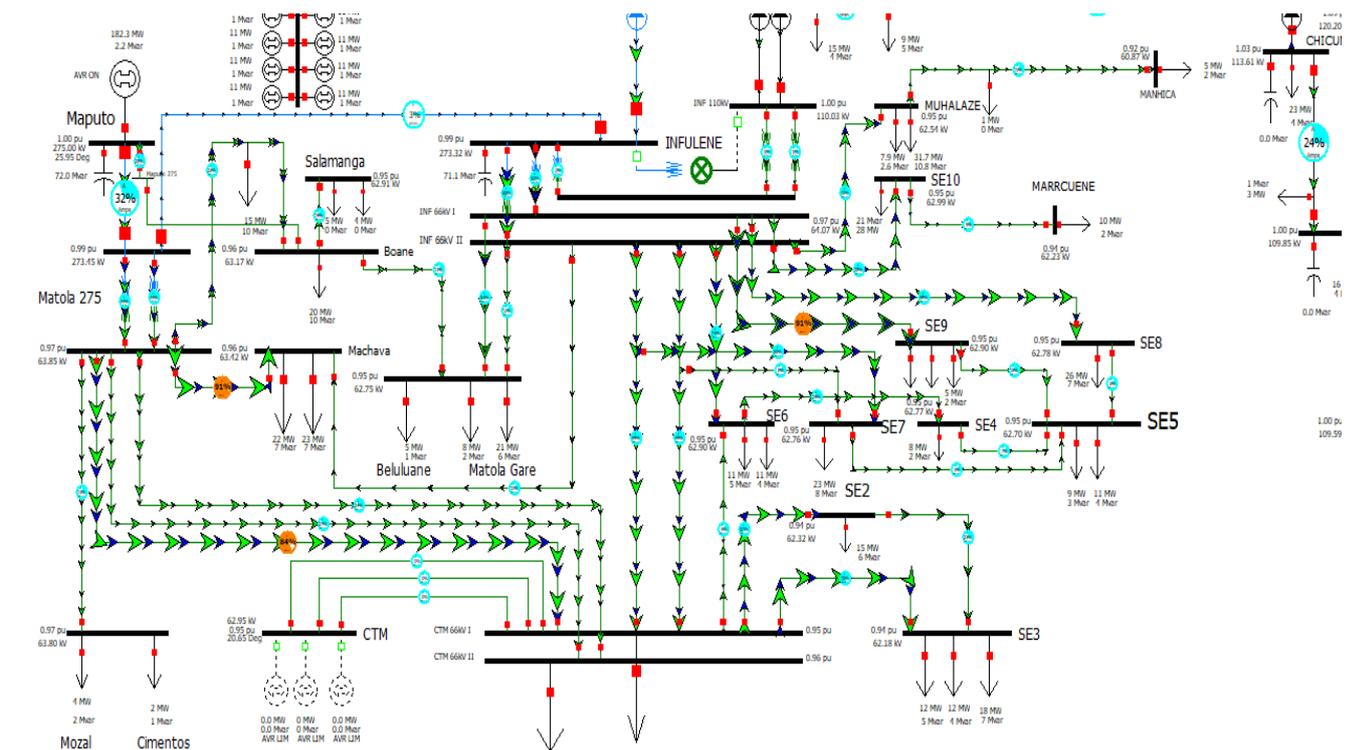


Figura 26: Saída da Central da CTM e a Central de Kuvaninga (autor)

d) Saída da Gigawatt e da CTRG

A figura 24 ilustra a saída de duas centrais, nomeadamente a Central Térmica de Maputo Gigawatt e a Central de CTRG.

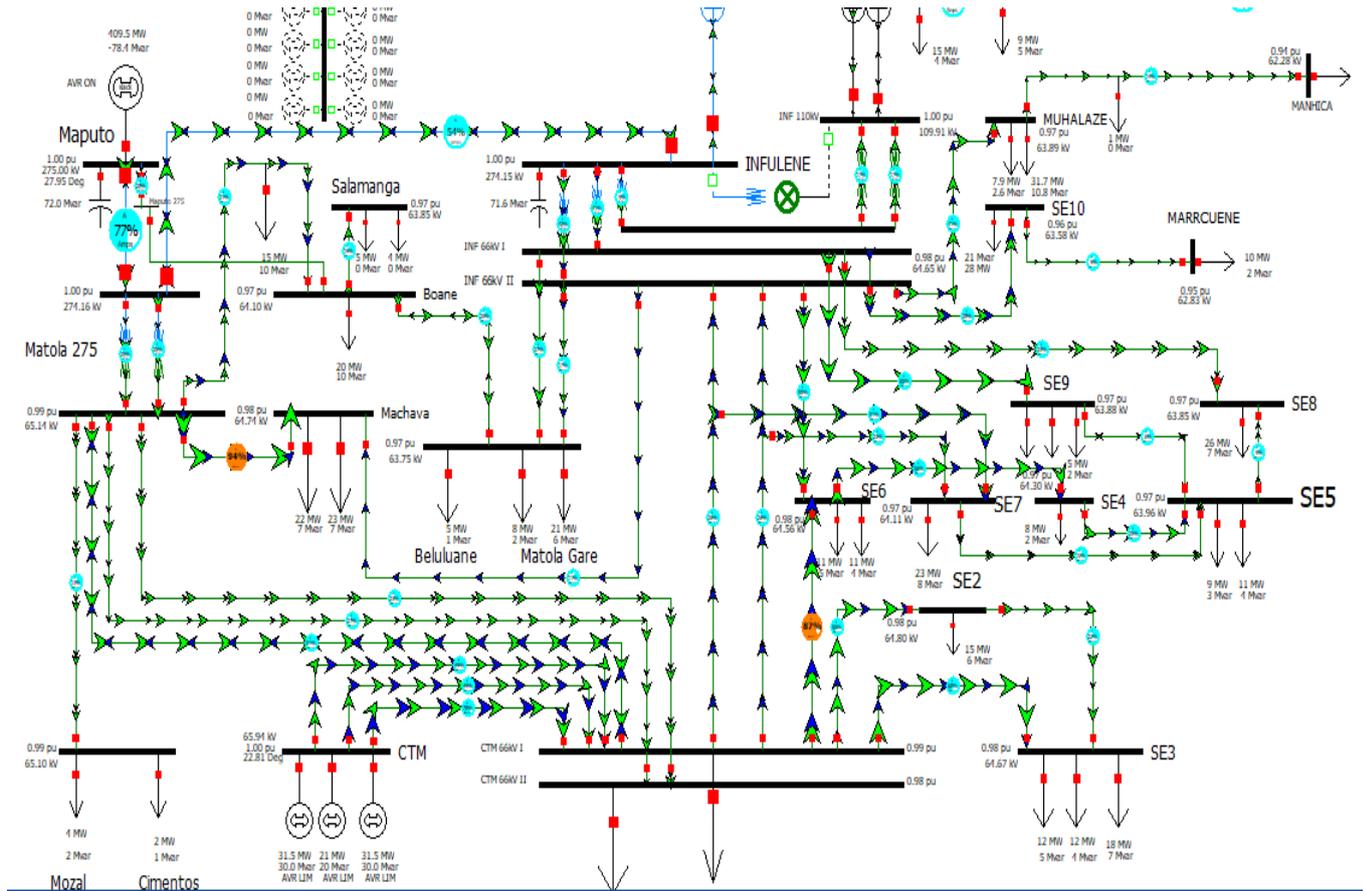


Figura 27: Saída da Gigawatt e da CTRG (autor)

Tanto na figura 23 assim como na figura 24 com a saída das centrais de pico, as centrais de base consegue assumir a carga, o problema que a rede sul enfrenta tem mais haver com a capacidade de carregamento das linhas mas em centrais a rede é robusta.

6. CARACTERIZAÇÃO DA LINHA TEMANE - MAPUTO

A linha de transmissão Temane – Maputo 400 kV atravessa três províncias do sul de Moçambique: Inhambane, Gaza e Maputo. Esta linha conecta a nova Central Térmica de Temane (CTT) ao sistema eléctrico nacional, reforçando directamente a Rede Sul, o projecto da linha de 400 kV entre Temane e Maputo é uma das iniciativas estratégicas mais importantes no sector energético de Moçambique, voltada para a expansão da capacidade de geração, transmissão e segurança energética do país. Esse projecto faz parte do Temane Transmission Project (TTP), que está inserido no contexto do Programa de Desenvolvimento Integrado de

Temane (PDIT). A linha possui uma extensão total de aproximadamente 563 quilómetros.

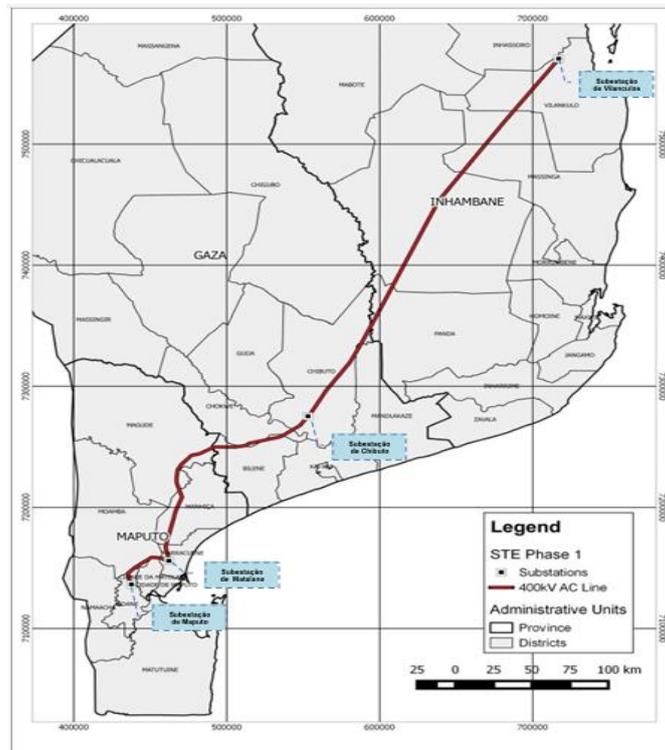


Figura 28: Localização do Projecto (STE, 2022)

6.1. Objectivo da Linha Temane - Maputo

A linha de transmissão de 400 kV que liga a Central Térmica de Temane (CTT) à cidade de Maputo tem como objectivo central assegurar a evacuação segura, eficiente e contínua da energia eléctrica gerada pela CTT para os centros de carga localizados na região sul de Moçambique. Esta infra-estrutura representa um marco estratégico no reforço da Rede Eléctrica do Sul, historicamente caracterizada pela elevada dependência da importação de energia da África do Sul, através da interligação em Ressano Garcia.

Com a entrada em operação da CTT e a implementação da linha de 400 kV, pretende-se reduzir substancialmente essa dependência externa, promovendo a autonomia energética nacional e melhorando a estabilidade operativa do sistema. A linha permitirá a evacuação de até 450 MW de potência eléctrica, contribuindo para

o aumento da confiabilidade do fornecimento e o atendimento à crescente demanda de energia nas províncias de Inhambane, Gaza e Maputo.

Adicionalmente, esta infra-estrutura constitui um passo essencial para a formação de um backbone nacional de transmissão em 400 kV, facilitando a futura interligação entre as regiões norte, centro e sul do país. Do ponto de vista técnico, a linha irá proporcionar melhorias no perfil de tensão, redução de perdas técnicas, maior robustez frente a contingências e capacidade ampliada de integração de novas fontes renováveis, como centrais solares e eólicas previstas para a região sul.

A nível regional, a linha Temane–Maputo reforça também a capacidade de Moçambique de actuar como exportador de energia eléctrica no âmbito da Southern African Power Pool (SAPP), consolidando sua posição estratégica no mercado energético da África Austral.

6.2. Subestações abrangidas pelo Projecto da Linha Temane-Maputo

A linha integra quatro subestações nomeadamente:

- **Temane** (existente): ponto de geração (Central Térmica a Gás – 450 MW)
 - **Pambara** (existente): ponto de seccionamento e eventual expansão regional
 - **Chibuto** (nova): ponto de seccionamento e eventual expansão regional
 - **Matalane** (nova): interligação com o sistema sul
 - **Maputo** (existente): recepção e integração com a rede urbana
- a) A subestação de Pambara recebe a linha de 400 kV e sai duas linhas, uma de 400 kV que da continuidade para a subestação de Chibuto e outra de 110 kV que vai interligar com a subestação de Vilanculos;
- b) A subestação de Chibuto recebe a linha de 400 kV, donde sai duas linhas de transporte, uma linha sai para a subestação de Matalane com nível de tensão de 400 kV e a outra linha sai para subestação de Dzimbene com um nível de tensão de 275 kV;

- c) A subestação de Matalane recebe a linha de 400 kV, donde saiem linhas de transporte, uma linha sai para a subestação da Motraco com nível de tensão de 400 kV e saem linhas de 66 kV para alimentar Maputo;
- d) A subestação da Motraco recebe a linha de 400 kV, donde saiem linhas de transporte, para alimentar a Província e Cidade de Maputo.

O presente relatório é realizado num momento em que a linha de 400 kV esta em tensão mas sem nenhuma carga ou seja esta em vazio, a central térmica de Temane estava previsto que entrasse em funcionamento no presente ano, contudo por conta dos ciclones que destruíram uma parte das construções da central o projecto ainda esta em andamento.

Por tratar-se de uma linha bastante longa, para compensar a potência reactiva ao longo da linha que é resultado de, por exemplo, a capacitância que surge entre a linha e a terra que gera reactivo recorre-se a Statcom, que são compensadores estáticos de modo a melhorar a estabilidade de tensão que injecta energia reactiva na rede. É uma combinação paralela de reactores controláveis por tirístores (TSC) e capacitores comutados por tirístores (TSC).

6.3. Modelagem da rede sul no PWS com a entrada da TTP e a CTT

A figura 26 apresenta troço da rede sul ao integrar-se o projecto TTP e a CTT modelado no PWS, cada subestação onde faz a interligação com a linha de 400 kV existe lá compensadores estáticos.

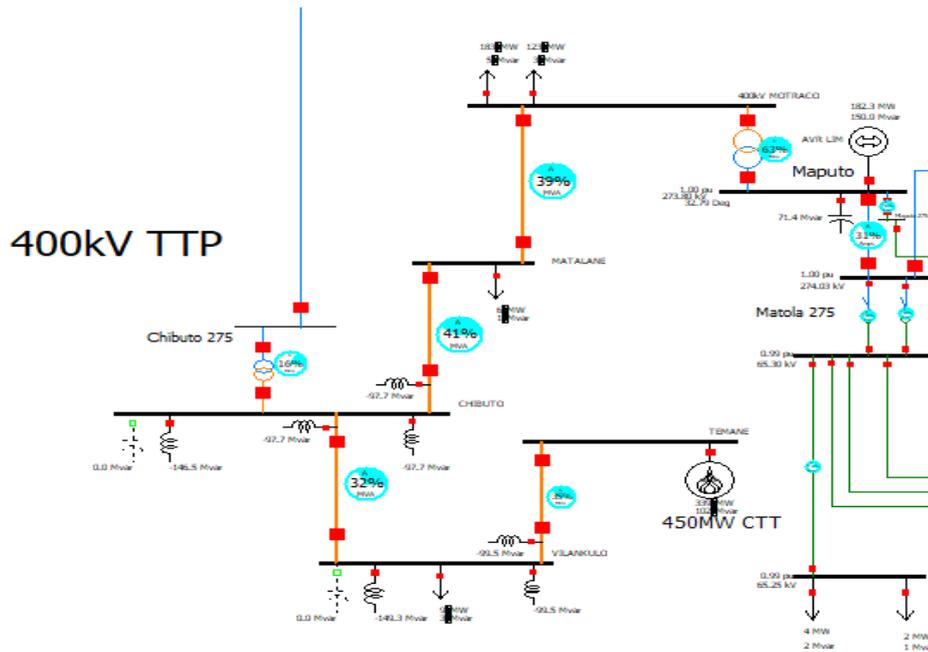


Figura 29: Troço TTP integrada na rede sul (autor)

6.4. Análise de contingências da rede sul com a entrada do Projecto TTP e a CTT

6.4.1. Contingências do Tipo N-1

Nas contingências do tipo N-1 simuladas anteriormente pode se notar que existem linhas que ao sair dão um blackout a rede ao exemplo disso temos a BL2 que saindo da rede temos um blackout. Considerar-se-á esses pontos que dão blackout como pontos críticos e far-se-á uma nova simulação tendo o projecto TTP integrando na rede, com a simulação será possível observar o comportamento da rede e tirar uma conclusão comparativa a cerca da entrada da CTT juntamente com a TTP.

a) Saída da Linha BL2

A figura 27 ilustra a saída da linha que interliga a Central Térmica de Ressano Garcia a subestação de Infulene, designada BL2.

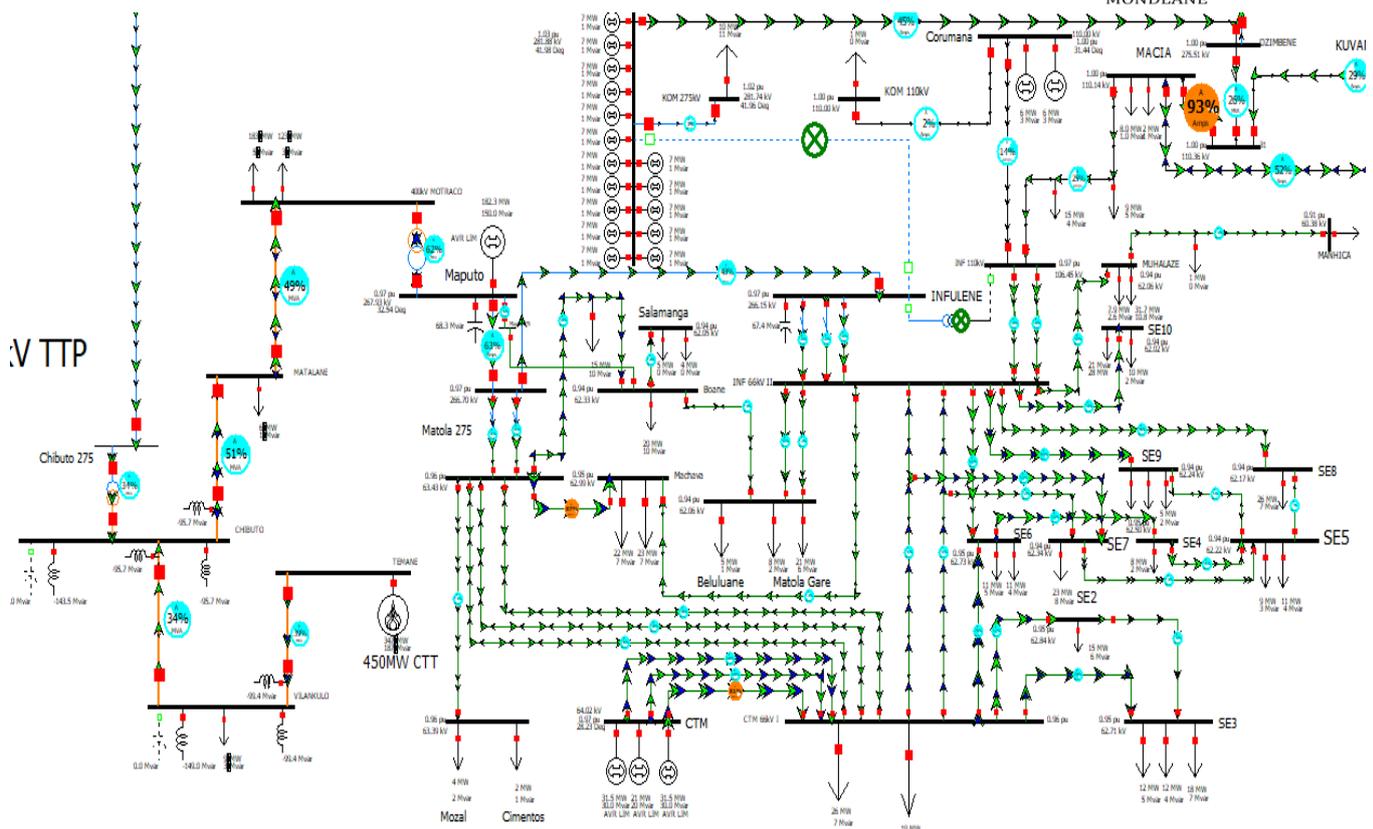


Figura 30: Saída da linha BL2 com a integração do projecto TTP (autor)

Antes da entrada do projecto TTP a rede sul deu um blackout com a saída de BL2, com a figura 27 que é o novo cenário é possível notar que a rede continua a rodar a tensão dos barramentos continua nos limites pré-estabelecidos porém temos duas linhas operando fora dos 85%, num estado em que as protecções da linha a qualquer momento podem actuar, temos a linha que sai de Dzimbene para Macia CL3A com um carregamento de 93%, estado crítico e a linha que sai da Matola 275 para Machava DL13 que esta com um carregamento de 87%.

Com essa simulação pode-se notar o seguinte resultado, antes de ter o projecto TTP integrado a rede com a saída de BL2 o único caminho para abastecer infulene com energia de Ressano Garcia era de Ressano Garcia para a subestação de Dzimbene, onde neste ponto a tensão é reduzida de 275 kV para 110 kV que alimenta a subestação de Macia e de seguida para a subestação de Infulene, por conta disso esse troço ficava sobrecarregado dando blackout a rede, com a entrada do projecto TTP de Dzimbene temos duas saídas, a primeira é para Macia e a outra

é para Chibuto, da subestação de Chibuto Ressano passa também a injectar energia na linha de 400 kV, que uma parte dela abastece infulene.

Para melhoramento da rede é necessário o reforço das linhas, ou seja a construção de linhas paralelas para repartição da carga nas linhas melhorando também situações idênticas da CL9 que com a sua interrupção Inhembane fica num apagão.

b) Saída da HCB

A energia gerada na HCB chega a Moçambique por via da África do Sul, uma vez que a transmissão é em corrente contínua, no nosso país não tem ainda nenhuma estação de conversão de corrente contínua para corrente alternada, por essa razão a necessidade de fazer essa conversão no país vizinho.

Na figura 28 esta ilustrado a saída do gerador ligado ao barramento de Maputo, onde desagua a linha que vem da África do sul, remover-se-á a rede para poder observar o comportamento da rede sul perante essa situação.

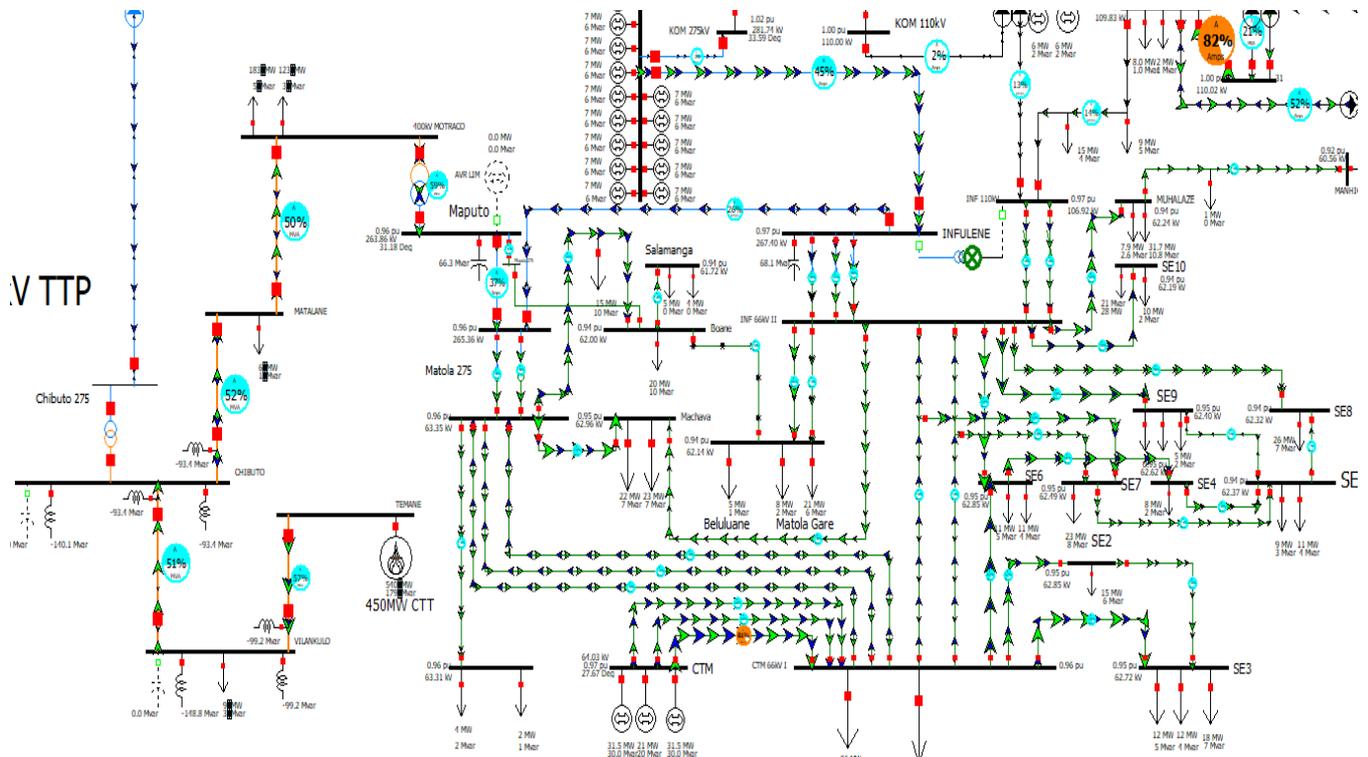


Figura 31: Saída da central Hidroelétrica de Cahora Bassa (autor)

De acordo com a figura 28 pode-se notar que com a saída da HCB, a CTT assume a carga daquele barramento, todas linhas e barramentos estão dentro dos padrões, ou seja a rede sul pode operar sem precisar exportar energia da vizinha África do sul.

c) Saída da linha BL1 que sai de subestação Matola 275 para subestação Infulene

Na análise de contingência feita anteriormente sem a integração da TTP foi verificado que com a saída da BL1, a linha que sai da Matola 275 para Subestação da Machava DL13, regista um carregamento de 111% de acordo com a figura 7, efectuou-se uma série de simulações que levou ao colapso da rede.

A seguir a figura 29 da nós um resultado diferente com a saída da BL1 a quando da integração do TTP.

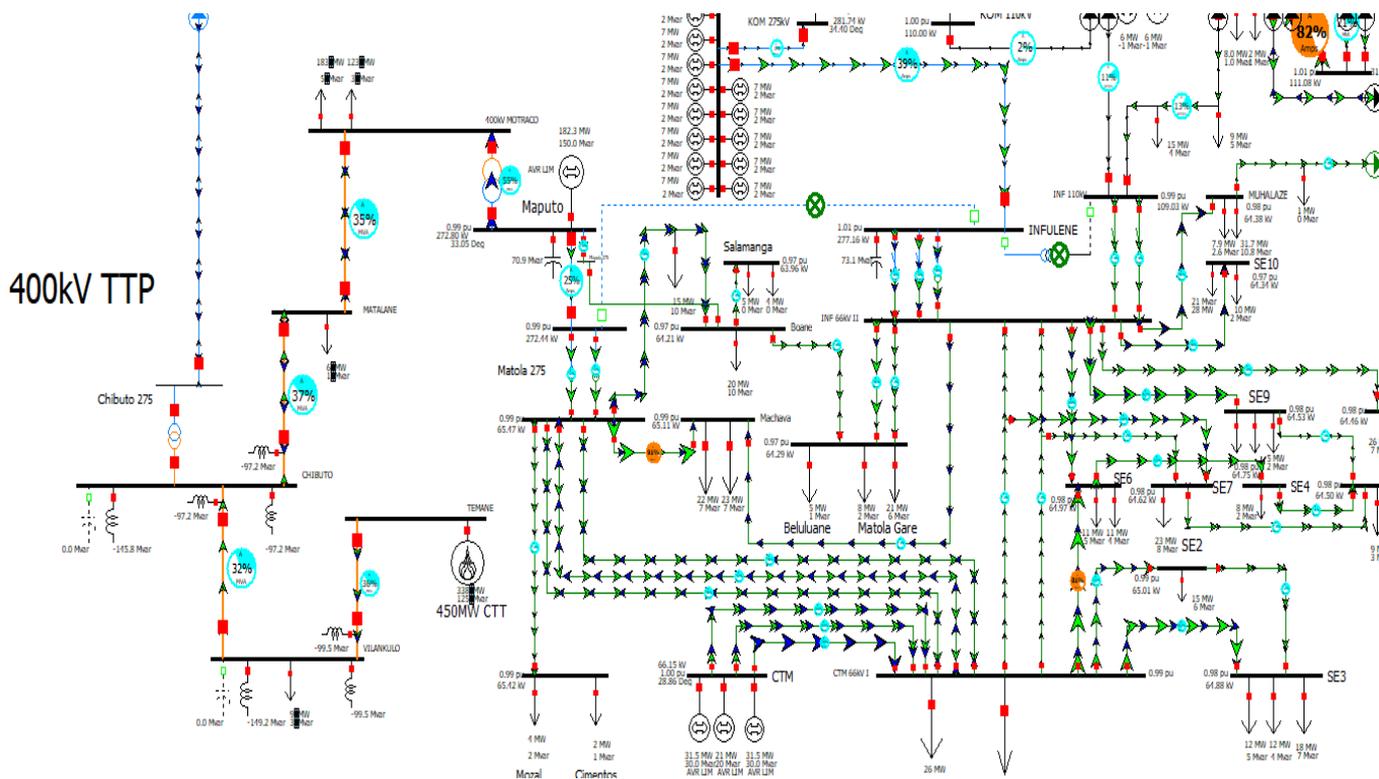


Figura 32: Saída da linha BL1 que sai de subestação Matola 275 para subestação Infulene (autor)

Com a figura 29 pode-se registar o seguinte, a linha DL13 tem um carregamento de 93%, reduziu bastante em relação a simulação da figura 7, podendo observar também que todas tensões estão dentro dos limites.

d) Saída da Central Térmica de Ressano Garcia

A figura a 30 ilustra a saída da central de Termica de Ressano Garcia que contribui na rede sul no momento de pico para o fornecimento de energia na zona sul.

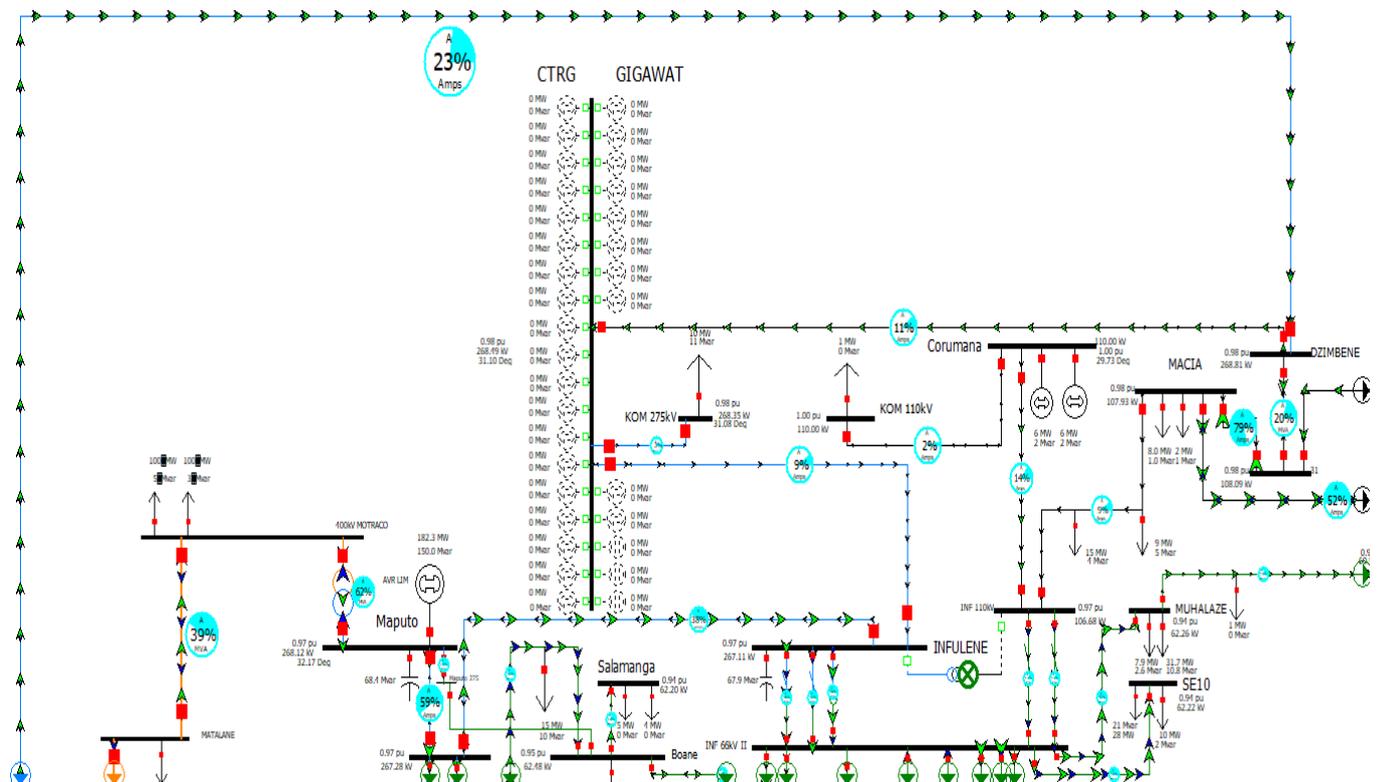


Figura 33: Saída da Central Térmica de Ressano Garcia (autor)

Com a saída da CTRG, a Central Térmica de Temane injecta energia a partir da linha que sai da subestação de Chibuto para Dzimbene e da subestação de Dzimbene tem uma linha que vai a CTRG BL5, mesmo com a CTRG fora o barramento daquela subestação continua recebendo energia e passando para outros pontos, como Infulene.

6.4.2. Contingências do Tipo N-2

a) Saída da linha BL2 e TR2_Infulene

Contingência rara de acontecer mas é importante fazer uma análise desse tipo de contingência. A figura 31 ilustra o cenário da saída de dois elementos importantes, a linha BL2 e o transformador número dois da subestação de Infulene.

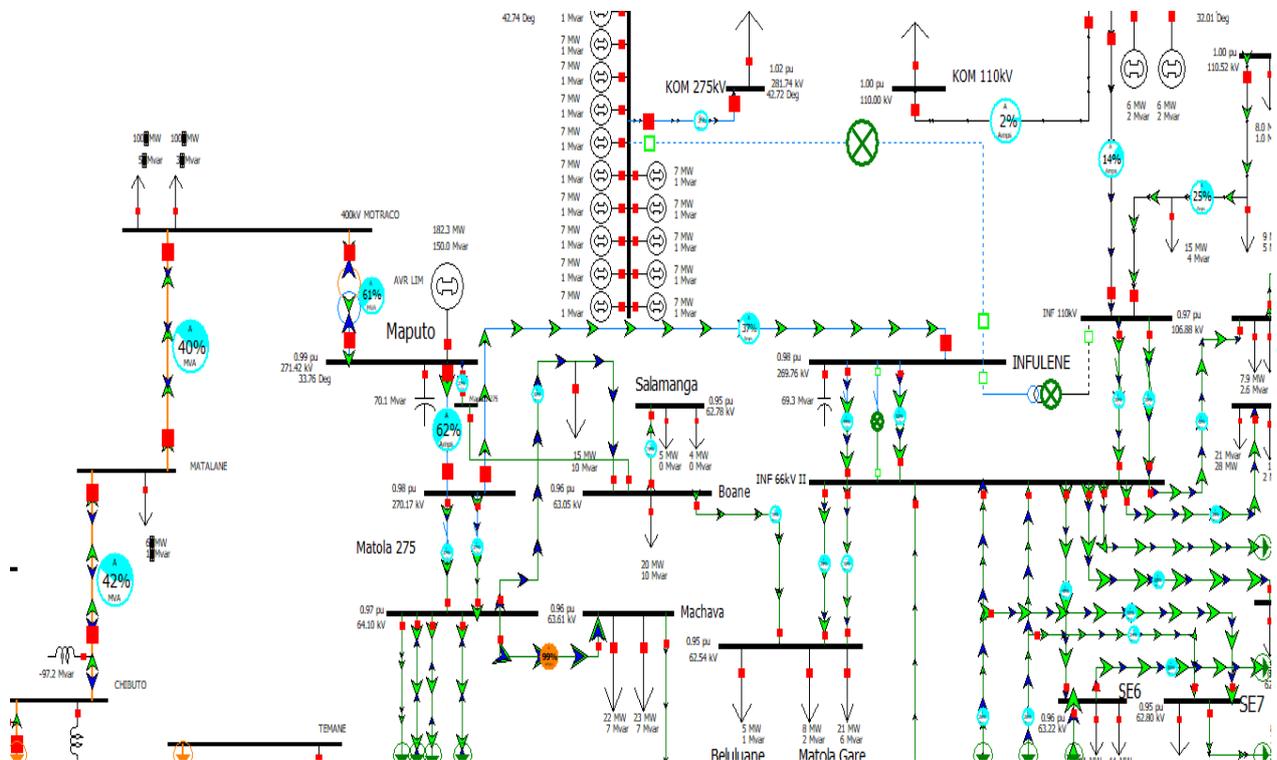


Figura 34: Saída da linha BL2 e do Transformador TR2 (autor)

De acordo com a figura 31, com a saída de BL2 e TR2, as tensões nos barramentos continuam no intervalo, a descrição dessa contingência é similar a descrita na linha a nas contingências do tipo N-1, algumas linhas ficam no estado alerta pois operam próximo ao valor máximo de carregamento.

b) Saída da BL5 e da Central de Kuvaninga

A figura 32 ilustra a saída de uma linha e uma central, a linha que sai de Ressano Garcia para Dzimbene e a central de Kuvaninga.

Pode se observar que a TTP fornece energia a Dzimbene por via da linha que sai de Chibuto para Dzimbene, mantendo a continuidade de serviço, em situações de avarias ou manutenção Temane consegue suprir com a demanda, dando o espaço para intervenção nesses pontos.

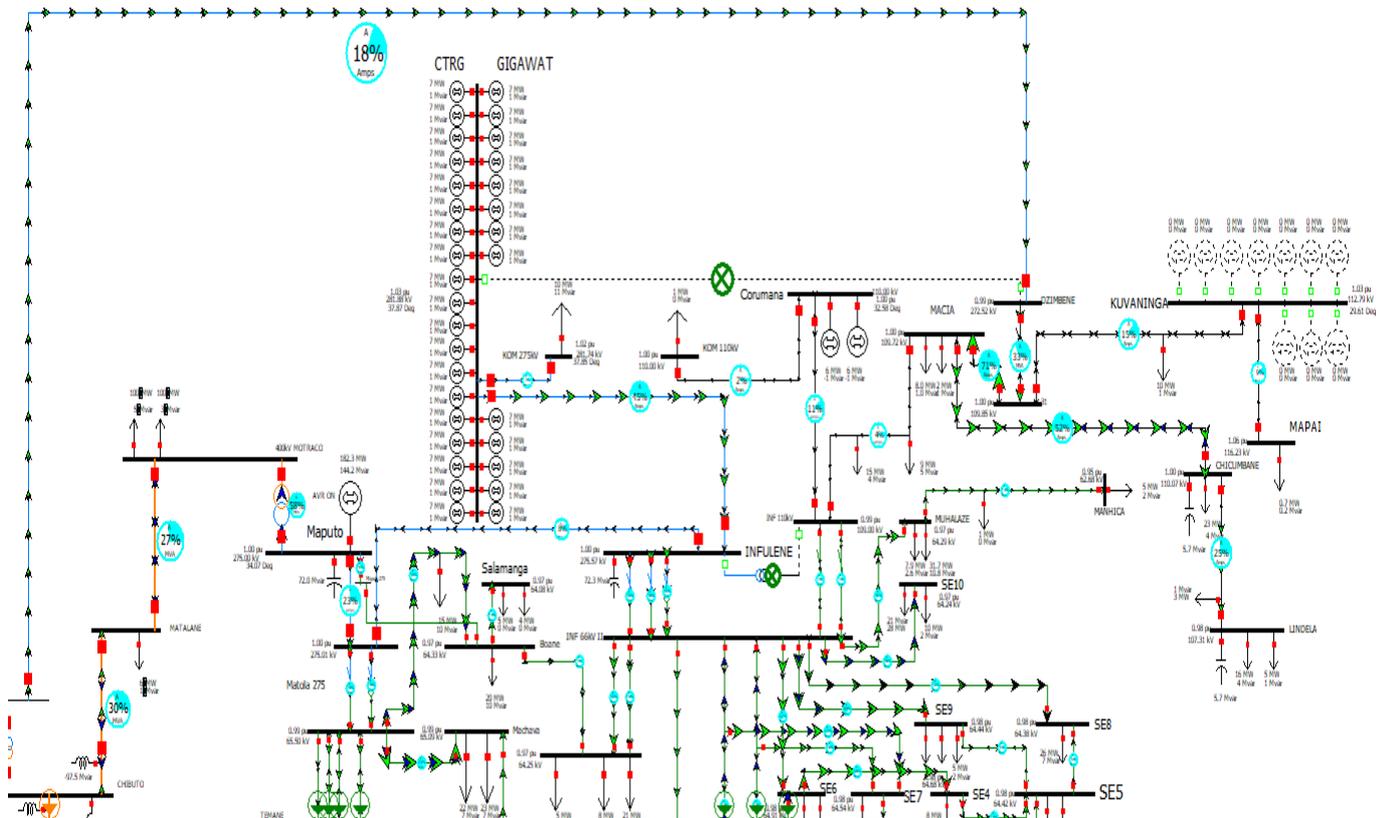


Figura 35: Saída da BL5 e da Central de Kuvanninga (autor)

c) Saída da linha BL1 e TR1

A figura 33 ilustra a saída da linha BL1 que sai da subestação da Matola 275 para a subestação de Infulene.

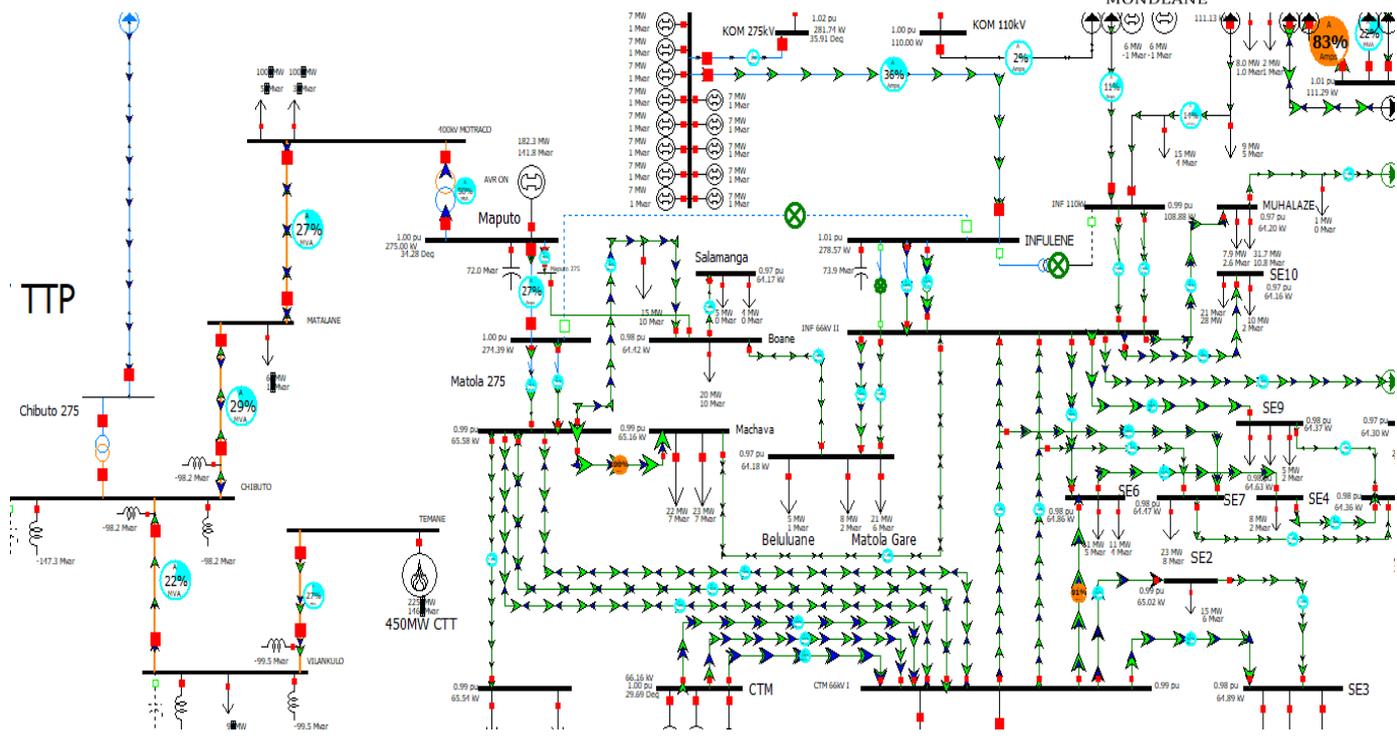


Figura 36: Saída da linha BL1 e TR1 (autor)

Para a simulação da figura 33, a Malha de 66 kV tem algumas linhas com um carregamento fora dos limites, mas a tensão dos barramentos estão dentro dos limites.

CAPÍTULO IV: CONSIDERAÇÕES FINAIS

7. Considerações Finais

Este estudo evidencia a importância da avaliação de contingências como ferramenta essencial para garantir a segurança operativa de sistemas eléctricos em expansão. A integração da CTT, embora vantajosa do ponto de vista energético, impõe desafios à infra-estrutura de transmissão existente. Assim, os resultados obtidos contribuem para a tomada de decisões técnicas, regulatórias e de investimento, visando a manutenção da confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia eléctrica em Moçambique.

A avaliação N-1 revelou que, embora o sistema opere de forma segura em cenários típicos, há vulnerabilidades específicas durante períodos de elevada demanda e exportação de energia. Esses achados reforçam a necessidade de se adoptarem práticas robustas de planeamento e operação em tempo real para garantir a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia.

O uso do software PowerWorld Simulator foi essencial para a identificação rápida e detalhada dos pontos críticos da rede, permitindo simulações, visualização de fluxos e análise quantitativa de limites de carregamento. Isso reforça a importância da digitalização e do uso de ferramentas avançadas de engenharia no sector eléctrico moçambicano.

7.1. Limitações

Apesar da abrangência do estudo, algumas limitações devem ser reconhecidas:

- Dificuldades em obter dados da rede, por ser uma linha nova e ainda em estudo;
- O modelo da rede foi construído com base em dados estáticos e estimativas para o ano de 2025, sem contemplar a variabilidade operacional real da rede;
- O estudo não abordou aspectos económicos, como o custo-benefício das soluções propostas (FACTS, redispatch, upgrade de condutores);

- O PWS que foi usando é versão gratuita e contém limitações de barramentos, só tem disponível 42 barramentos;
- Foram utilizados modelos agregados e simplificados para cargas e usinas geradoras. Isso pode afectar a precisão dos resultados, principalmente em regiões com comportamento não-linear de carga ou usinas com controlo sofisticado de tensão e potência reactiva.

7.2. Conclusão

A linha de transmissão de 400 kV entre Temane e Maputo opera, em geral, dentro dos limites técnicos especificados. Há risco de sobrecarga e violação de limites de tensão sob contingências específicas, especialmente em cenários de exportação de potência.

Em estado normal de operação (todas linhas e geradores em funcionamento), a linha de Temane para Maputo TTP não injecta potência activa a rede mas sim absorve potência reactiva, por se tratar de uma linha longa existem a necessidade de compensar os reactivos que são gerados por conta da capacitância entre a linha e a terra. Para minimizar esse cenário foram instalados Statcom ao longo da linha com objectivo de compensar a potência reactiva.

Medidas técnicas como instalação de equipamentos FACTS, reforço da infraestrutura e ajustes operacionais são eficazes para mitigar os impactos dessas contingências. O estudo reforça a importância da coordenação entre planeamento e operação, com o apoio de ferramentas como o PowerWorld, para antecipar e corrigir vulnerabilidades da rede.

A contribuição da linha foi notória ao longo das simulações realizadas, pois em situações de contingência em que a rede dava um blackout sem a integração do projecto TTP, com entrada do projecto TTP já não havia blackout pois a Central Termica de Temana responde a demanda da rede sul.

7.3. Recomendações para trabalhos futuros

a) Estudo da possibilidade de Implementação de Sistema de Monitoramento em Tempo Real (WAMS/PMU)

Recomenda-se instalar unidades de medição fasorial (PMUs) ao longo da linha de 400 kV para permitir um monitoramento dinâmico em tempo real do sistema eléctrico, melhorando a resposta frente a contingências.

b) Realizar Análises Complementares

Realizar estudos de estabilidade transitória e dinâmica para verificar a robustez da rede frente a distúrbios de curta duração.

c) Planeamento Contínuo

Instituir revisões periódicas de estudos de contingência como parte do planeamento integrado da expansão da rede eléctrica nacional.

d) Ausência de Análise Económica das Soluções Propostas

O estudo concentrou-se na análise técnica do desempenho do sistema eléctrico sob contingências, sem considerar o custo-benefício das medidas de reforço sugeridas, como FACTS, redispatch ou upgrade de condutores. A viabilidade económica dessas soluções requer estudos complementares de investimento e retorno financeiro.

7.4. Referências Bibliográfica

- [1] Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. (2012). *Power system analysis and design* (5th ed.). Cengage Learning.
- [2] Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill.
- [3] Saadat, H. (2002). *Power system analysis* (2nd ed.). McGraw-Hill.
- [4] Wood, A. J., Wollenberg, B. F., & Sheble, G. B. (2013). *Power generation, operation, and control* (3rd ed.). Wiley.
- [5]
MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. Introdução a sistemas de energia elétrica. 2. ed.
- [6]
MONTICELLI, Alcir José. Fluxo de potência em Redes de Energia Elétrica. Ed.
- [7] ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Operational Security Requirements and Methodologies*. Brussels: ENTSO-E, 2021.
- [8] GRAINGER, John J.; STEVENSON Jr., William D. *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [9] NERC – North American Electric Reliability Corporation. *Transmission Planning (TPL) Standards: TPL-001-4*. Atlanta, GA: NERC, 2014. Disponível em: <https://www.nerc.com>. Acesso em: 27 maio 2025.
- [10] WOOD, Allen J.; WOLLENBERG, Bruce F. *Power Generation, Operation and Control*. 3. ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2012.

Anexos

Anexo 2: Parâmetros da linha de 400 kV

Figura A 2- 2: Parâmetros da linha de 400 kV (STE, 2022)

Categoria	Número de circuitos	Comprimento de circuito único/km	Reatância de sequência positiva/ Ω			Reatância de sequência zero	
			R	X	Xc	R	X
Temane ~ Vilanculos	2	25,00	0,708	6,863	22857	4,110	18,486
Vilanculos ~ Chibuto	1	337,25	7,751	92,817	1743	76,328	250,741
FSC	25%	-85	-2,4	-31,2	-	-2,4	-93,6
Chibuto ~ Matalane	1	179,31	3,748	47,186	3361	33,623	122,340
Matalane ~ Maputo	1	42,71	0,941	11,074	13793	7,835	28,162

Anexo 3: Parâmetros do Transformadores

Figura A 3 - 3: Parâmetros dos Transformadores (STE, 2022)

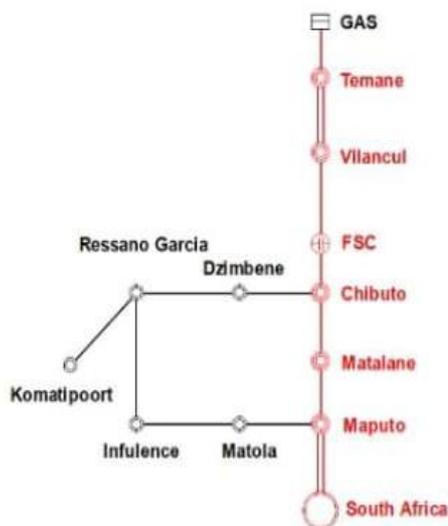


Figure 2 Schematic diagram of 400kV grid in Mozambique

Capacidade	400 MVA	Método de ligação	Yna0d11
Corrente nominal	577,4 A / 3499,1 A / 6998,2 A	Tensão de impedância (tensão de curto-circuito)	$U_{k1-2}\% = 13,2\%$ $U_{k1-3}\% = 23\%$ $U_{k2-3}\% = 12\%$
Tensão nominal	400 kV / 66 kV / 33 kV	Impedância de sequência zero (Ω /fase)	—
Relação TC lado AT	3000/1 A	Frequência	50 Hz
Relação TC lado BT	600/1 A	Relação TC lado MT	3600/1 A
TC comum	500/1 A		
Relação TP lado AT	$(400 \text{ kV} / \sqrt{3}) \div (110 \text{ V} / \sqrt{3})$	Relação TP lado MT	$(66 \text{ kV} / \sqrt{3}) \div (110 \text{ V} / \sqrt{3})$
Relação TP lado BT	$(33 \text{ kV} / \sqrt{3}) \div (110 \text{ V} / \sqrt{3})$		

Anexo 4: Data Base dos compensadores estáticos de Matalane

Figura A 4 - 4: Data Base dos compensadores estáticos de Matalane (STE, 2022)

Nº	NOME DO PAINEL DA SALA DE CONTROLO/PROTEÇÃO	TAMANHO DO PAINEL	REFERÊNCIA	Quantidade
1	INTERFACE HMI LOCAL/SCADA		AF01-PH01	1
2	REGISTRADOR DIGITAL DE FALHAS		AF01-CF01	1
3	CONTROLO 2		AF01-KF02	1
4	VSC ICOM/I		RB10-TB11-KF01	2
5	CONTROLO 1		AF01-KF01	2
6	PROTEÇÃO A HV LINK		AF01-BU11	1
7	PROTEÇÃO A TRANSFORMADOR/BB 34,5 kV		AF01-BU12	1
8	PROTEÇÃO A VSC		AF01-BU13	1
9	PROTEÇÃO B HV LINK		AF01-BU21	1
10	PROTEÇÃO B TRANSFORMADOR/BB 34,5 kV		AF01-BU22	1
11	PROTEÇÃO B VSC		AF01-BU23	1
12	INTERFACE BINÁRIA 3		AF01-KF13	1
13	INTERFACE BINÁRIA 2		AF01-KF12	1
14	INTERFACE BINÁRIA 1		AF01-KF11	1

Anexo 5: Data Base dos compensadores estáticos de Chibuto

Figura A 5 - 5: Data Base dos compensadores estáticos de Chibuto (STE, 2022)

Nº	NOME DO PAINEL DA SALA DE CONTROLO/PROTEÇÃO	TAMANHO DO PAINEL	REFERÊNCIA	Quantidade
1	INTERFACE HMI LOCAL/SCADA		AF01-PH01	1
2	REGISTRADOR DIGITAL DE FALHAS		AF01-CF01	1
3	CONTROLO 2		AF01-KF02	1
4	VSC ICOM/I		RB10-TB11-KF01	2
5	CONTROLO 1		AF01-KF01	2
6	PROTEÇÃO A HV LINK		AF01-BU11	1
7	PROTEÇÃO A TRANSFORMADOR/BB 34,5 kV		AF01-BU12	1
8	PROTEÇÃO A VSC		AF01-BU13	1
9	PROTEÇÃO B HV LINK		AF01-BU21	1
10	PROTEÇÃO B TRANSFORMADOR/BB 34,5 kV		AF01-BU22	1
11	PROTEÇÃO B VSC		AF01-BU23	1
12	INTERFACE BINÁRIA 3		AF01-KF13	1
13	INTERFACE BINÁRIA 2		AF01-KF12	1
14	INTERFACE BINÁRIA 1		AF01-KF11	1
Nº	NOME DO PAINEL	TAMANHO DO PAINEL	REFERÊNCIA	Quantidade
1	QUADRO DE TRANSFERÊNCIA DE ALIM. CA		NE10-WC01	1
2	QUADRO DE SERVIÇOS AUX. CA		NE10-WC02	1
3	ESTABILIZADOR DE TENSÃO		NE10-TA01	1
4	CARREGADOR 1			1
5	CARREGADOR 2			1
6	UPS			1

Anexo 6: Data Base dos compensadores estáticos Maputo

Figura A 6 - 6: Data Base dos compensadores estáticos Maputo (STE, 2024)

Nº	NOME DO PAINEL	TAMANHO DO PAINEL	REFERÊNCIA	Quantidade
1	QUADRO DE TRANSFERÊNCIA DE ALIM. CA		NE10-WC01	1
2	QUADRO DE SERVIÇOS AUX. CA		NE10-WC02	1
3	ESTABILIZADOR DE TENSÃO		NE10-TA01	1
4	CARREGADOR 1			1
5	CARREGADOR 2			1
6	UPS			1
Nº	NOME DO PAINEL	TAMANHO DO PAINEL	REFERÊNCIA	Quantidade
1	BANCO DE BATERIAS 110VDC 1000AH			2
2	BANCO DE BATERIAS 400VDC 50AH			1

Nº	NOME DO PAINEL	TAMANHO DO PAINEL	REFERÊNCIA	Quantidade
1	QUADRO DE SERVIÇOS CC AUX.		NK10-TB11-WC01	1
2	QUADRO DE SERVIÇOS CC AUX.		NK10-TB21-WC01	1
3	QUADRO DE SERVIÇOS CC AUX.		NK10-TB31-WC01	1

Anexo 7: Data Base dos compensadores estáticos Pambara

Tabela A 7- 7: Data Base dos compensadores estáticos Pambara (STE, 2022)

DESCRIPTION	BATTERIES	
Manufactured by	TAIHANG	
Votage	48V	110V (QTY- 92)
Model	GN500	GN500
Rated Voltage	1.2V	1.2V
Rated Capacity	500AH	700AH
Quantity	80	186
Total	266	

DIESEL GENERATOR					
ALTERNATOR (A. C. SYNCHRONOUS GENERATOR)					
Type	TH-200-4				
Power	200 kW	Voltage	400 V	Freq.	50 HZ
Output	250 kVA	Current	360 A	Connect	
Phase	3	Ex. Volt.	58 V	Ins. Class	H
P.F	0.8	Ex. Curr.	1.5 A	Prot Class	IP 55
DIESEL ENGINE					
MODEL	YC6MK350-D30	PRIME POWER/SPEED	235kW/1500 r/min		
STD	Q/YC 552 - 2018	STANDBY POWER/SPEED	259kW/1500 r/min		
LICENSE	XK06-002-00103	CNFCG3000158	52		
NO.	MKLM1M00417	DATE	11/29/2021		

DESCRIPTION	22kv MAPUTO SS EQUIPMENT	QTY	TOTAL
SECONDARY EQUIPMENT	SWITCHGEAR PANELS	9	9
PRIMARY EQUIPMENT	AUXIARY TRANSFORMER	2	9
	DISCONNECTOR	2	
	CURRENT TRANSFORMER	6	
	VOLTAGE TRANSFORMER	6	
	DIESEL GENERATOR	1	
TOTAL		26	

Anexo 8: Data Base dos compensadores estáticos Pambara

Tabela A 8 – 8: Data Base dos compensadores estáticos Pambara (STE, 2022)

BATTERY ROOM				CONVERTER & PUMP SKID ROOM			
Panel Number	Panel Name	Rem	Quantity	PanelNumber	Panel Name	Rem	Quantity
6	UPS RACK BATTERIES	NE 10-RB01-GB01	1	34	PUMP SKID CABINET	—	1
9	BATTERY 1	NK 10-TB11-GB01	1				
10	SWITCH CABINET BATTERIES 1	NK 10-TB11-FC01	1				
11	BATTERY 2	NK 10-TB21-GB01	1				
12	SWITCH CABINET BATTERIES 1	NK 10-TB21-FC01	1				
AUX ROOM				CORRIDOR			
Panel Number	Panel Name	Rem	Quantity	PanelNumber	Panel Name	Rem	Quantity
5	UPS	NE 10-RB01	1	4	BUILDING LIGHTING AND SOCKET BOARD	NE 10-WC03	1
1	AC SUPPLY SWITCHOVER CABINET	NE 10-WC01	1				
2	STABILIZER CABINET	NE 10-TA01	1				
3	AC AUXILIARY SERVICES CABINET - ACAS 1	NE 10-WC02	1				
7	RECTIFIER CABINET 1	NK 10-TB11-TB01	1				
8	RECTIFIER CABINET 2	NK 10-TB21-TB01	1				
13	DC AUXILIARY SERVICES CABINET - DCAS 1	NK 10-TB11-WC01	1				
14	DC AUXILIARY SERVICES CABINET - DCAS 2	NK 10-TB21-WC01	1				
15	DC AUXILIARY SERVICES CABINET - DCAS 3	NK 10-TB31-WC01	1				
				C&P ROOM			
Panel Number	Panel Name	Rem	Quantity	Panel Number	Panel Name	Rem	Quantity
				17	HMI	AF01-PH01 H	1
				18	DFR	AF01-CF01 D	1
				19	CONTROL SYSTEM 2 INTERFACE	AF01-KF02	1
				20	CONTROL SYSTEM 2	AF01-KF02	1
				21	VSC MI RACKS	RB10-RB11 V	1
				22	VSC CO RACKS	RB10-RB11-H	1
				23	CONTROL SYSTEM 1 INTERFACE	AF01-KF01	1
				24	CONTROL SYSTEM 1	AF01-KF01	1
				25	BINARY INTERFACE 1	AF01-KF11	1
				26	BINARY INTERFACE 2	AF01-KF12	1
				27	BINARY INTERFACE 3	AF01-KF13	1
				28	PROTECTION B VSC	AF01-BU23	1
				29	PROTECTION B HV LINK	AF01-BU22	1
				30	PROTECTION B HV LINK	AF01-BU21	1
				31	PROTECTION A VSC	AF01-BU13	1
				32	PROTECTION A TRANSFORMER/BB 34.5kV	AF01-BU12	1
				33	PROTECTION A HV LINK	AF01-BU11	1

Anexo 9: Código das linhas da região sul

Tabela A 9.1 – 9: Código das linhas da região sul (EDM, 2024)

Divisão de Transporte Sul				
BARRAMENTO	BARRAMENTO	CÓDIGO	U	L
BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	CÓDIGO Antigo	[kV]	[km]
Arnout	Maputo	AL2**	400	49,9
Edwalene	Maputo	AL3**	400	58,1
CTT	Pambara	AL9	400	25
CTT	Pambara	AL10	400	25
Pambara	Chibuto	AL11	400	337
Chibuto	Matalane	AL12	400	179,3
Matalane	Maputo	AL13	400	42,71
SE Matola	Infulene	BL1	275	16
Ressano Garcia	Infulene	BL2	275	76
Komatiport	Ressano Garcia	BL4	275	9
Ressano Garcia	Ndzimbene	BL5	275	140
SE Maputo	Matola	BL3	275	16
Motraco	Mozal	ca**	132	10,5
Infulene	Macia	CL1	110	125,0
Macia	Chicumbane	CL2	110	49,0
Macia	Dzimbene	CL3A	110	47,7
Dzimbene	Lionde	CL3B	110	5,3
Infulene	Corrumana	CL4	110	92,0

Anexo 9: Código das linhas da região sul

Tabela A 9.2 – 10: Código das linhas da região sul (EDM, 2024)

Divisão de Transporte Sul				
BARRAMENTO BARRAMENTO INICIAL	BARRAMEN TO BARRAMEN TO FINAL	CÓDIGO Antigo CÓDIGO Antigo	U [kV]	L [km]
CTM	Matola	DL11	66	4,9
CTM	Matola	DL12	66	4,9
Matola	Machava	DL13	66	2,5
Matola	Boane	DL14	66	21,9
Matola	Cimentos	DL15	66	2,7
SE6	SE4	DL16	66	2,4
SE4	SE5	DL17	66	4,8
CTM	SE3	DL18	66	5,5
CTM	SE2	DL19A	66	3,0
SE2	SE3	DL19B	66	3,5
Boane	Salamanga	DL20	66	76,7
2M	SE7	DL21	66	7,9
2M	SE7	DL22	66	7,9
SE7	SE5	DL23	66	4,0
SE3	SE1	DL24	66	2,1
SE3	SE7	DL25	66	2,2
Infulene	SE10	DL26	66	10,4

Anexo 9: Código das linhas da região sul

Tabela A 9.3 – 11: Código das linhas da região sul (EDM, 2024)

SE10	Marracuene	DL27	66	13,8
SE9	SE11	DL28	66	7,9
Infulene	SE Kongolote	DL29	66	10,8
Infulene	Matola Gare	DL30	66	12,0
Matola Gare	Mahoche	DL31	66	9,9
		DL32	66	
Maputo 275	Beluluane	DL33	66	2,7
		DL34	66	
		DL35	66	
SE Maputo 275	Boane	DL36	66	12,5
CCTM	GIS CTM	DL37	66	0,25
CCTM	GIS CTM	DL38	66	0,3
CCTM	GIS CTM	DL39	66	0,3
Beluluane	SE Mahoche	DL40	66	14,0
SE1	SE7	DL41	66	2,8
SE1	SE5	DL42	66	4,3
SE11	SE5	DL43	66	13,0
SE10	SE11	DL44	66	13,6
Marracuene	SE11	DL45	66	15,0
			Tota Rede	
			Total EDM+T	2380,5

Anexo 9: Código das linhas da região sul

Tabela A 9.4 – 12: Código das linhas da região sul (EDM, 2024)

Divisão de Transporte Sul					
BARRAMENTO	BARRAMENTO	CÓDIGO	U	L	Coordenador1
BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	CÓDIGO Antigo	[kV]	[km]	

OPGW	Isoladores	20 306,16
	Cabos Isola	46,90
	Torres [un]	6 636,00
	OPGW [km]	1 515,71
	400kV [km]	609,01
	275kV [km]	257,00
	110kV [km]	1 062,29
	66kV [km]	452,17
	Total [km]	2 380,47

Anexo 10: Estruturas do ponto chegada na Motraco da linha de 400 kV

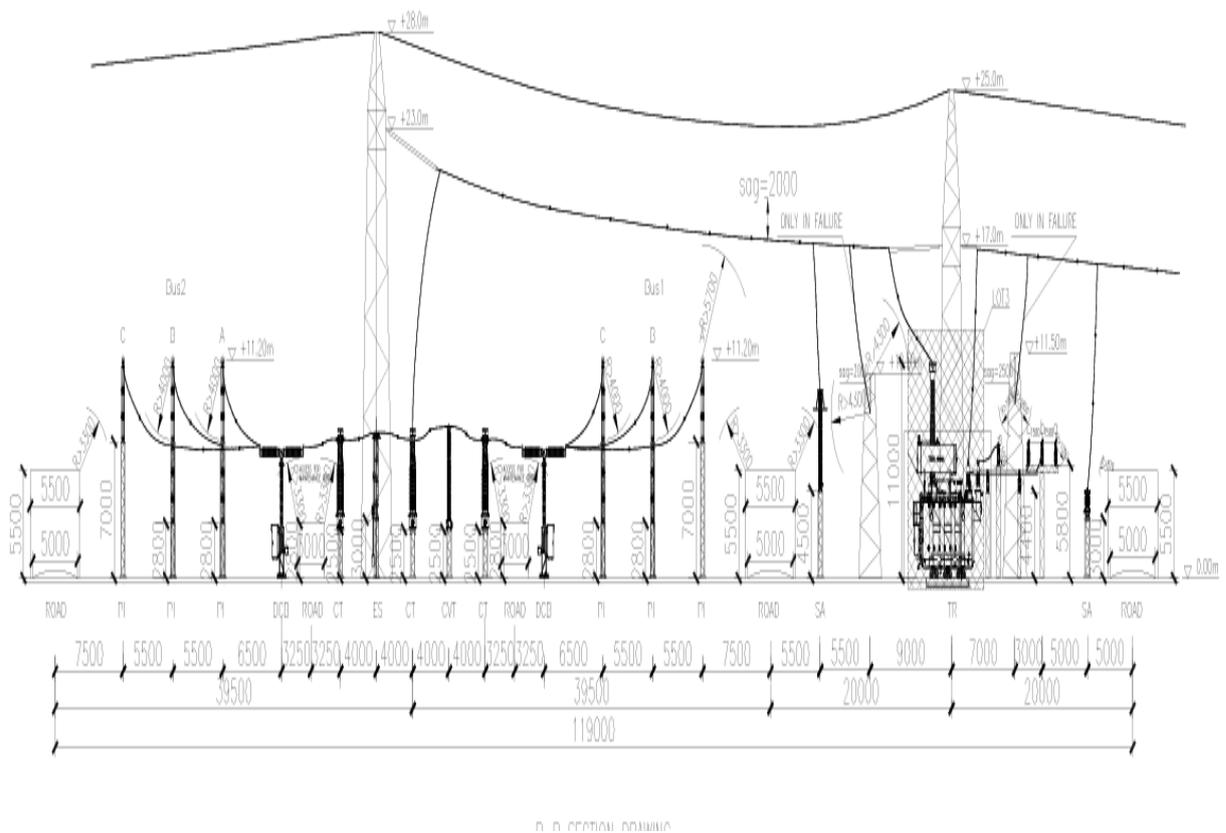


Figura A 10.1 – 13: Estruturas do ponto chegada na Motraco da linha de 400 kV (STE, 2022)

Anexo 10: Estruturas do ponto chegada na Motraco da linha de 400 kV

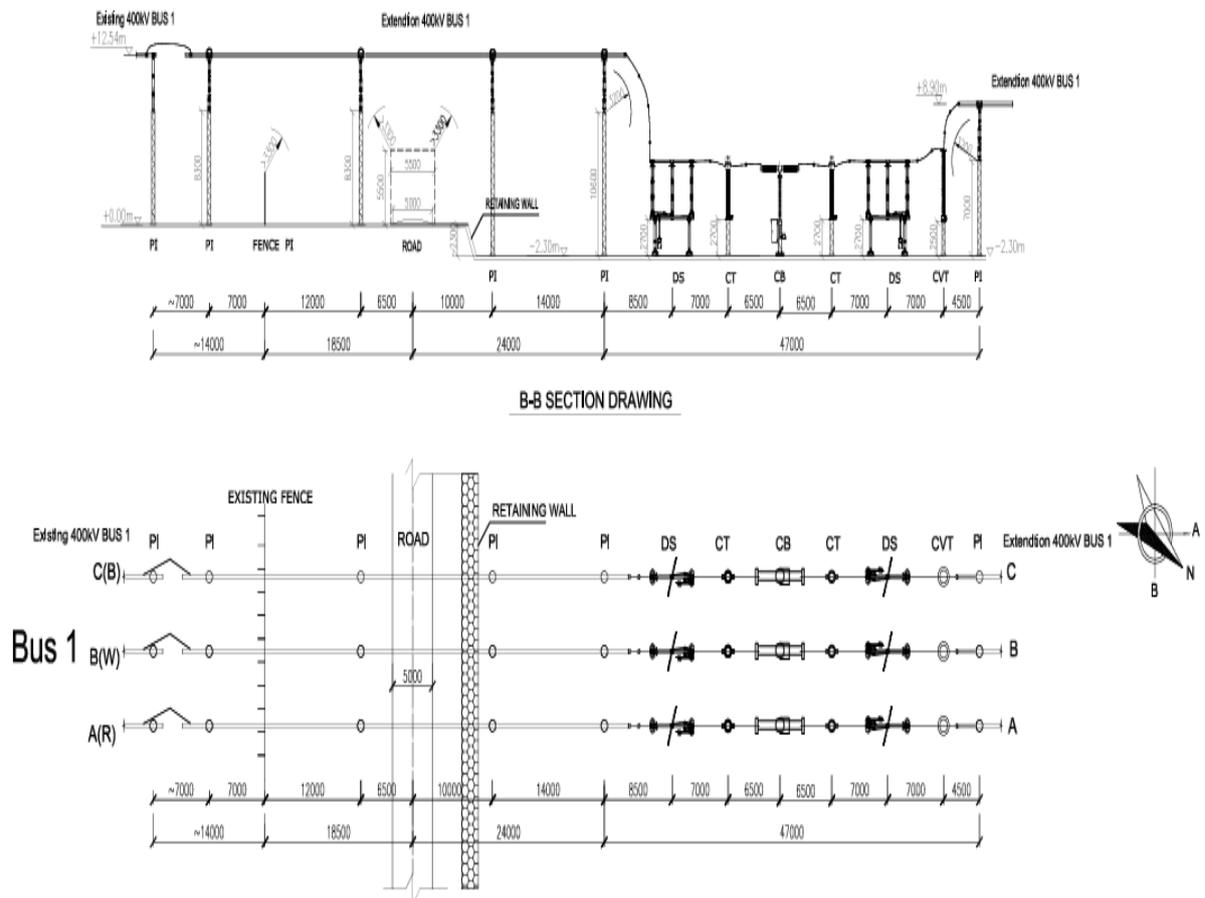


Figura A 10.2 – 14: Estruturas do ponto chegada na Motraco da linha de 400 kV (STE, 2022)

Anexo 11: Legenda Subestações e estados



Figura A 11 – 15: Legenda Subestações e estados (EDM, 2024)

Anexo 12: Acta de encontros

Tabela: A 12.1 – 16: Acta de encontros

ACTA DE ENCONTROS REGULARES



**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA:	2025ELEPD06	DATA:	28/03/2025
---------------------	-------------	-------	------------

1. AGENDA:

Avaliação do tema proposto pelo estudante e do termo de atribuição de tema

2. PRESENCAS:

Supervisor	Gabriel Augusto
Estudante	Jaime Ricardo Chumbane
Outros:	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

Neste encontro foi colocado na mesa o termo de atribuição de tema, efectuou-se um debate sobre o tema escolhido e as limitações que possa existir, muito mais da indisponibilidade de certos dados da rede sul.

4. RECOMENDAÇÕES:

Recomendou-se o melhoramento das metodologias, corrigir erros autográficos e respeitar o regulamento em relação a como desenvolver um trabalho.

Recomendou-se a reformulação dos objectivos especificos de forma clara e precisa.

5. OBSERVAÇÕES:

Uniformizar a fonte e tamanho das letras observando a regulamentação em vigor na UEM.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	20 de Abril 2025
-----------------------------	------------------

Anexo 12: Acta de encontros

Tabela: A 12.2 – 17: Acta de encontros



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA:	2025ELEPD06	DATA	20/04/2025
---------------------	-------------	------	------------

1. AGENDA:

Análise e discussões em torno do tema: Uniformização do termo de entrega
--

2. PRESENCAS:

Supervisor	Gabriel Nazare
Estudante	Jaine Hoar Osentol
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

O supervisor recebeu e deu seu parecer em relação ao tema e de seguida apresentou algumas recomendações.
--

4. RECOMENDAÇÕES:

Recomendou-me a tomar maior atenção a alguns pontos do capítulo da introdução, desde a organização textual, harmonização textual e ortografia.
Recomendou-se a observância constante da fonte e tamanho das letras.

5. OBSERVAÇÕES:

Prestar mais atenção no texto apresentado no relatório.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	8 de Maio 2025
-----------------------------	----------------

Anexo 12: Acta de encontros

Tabela: A 12.3 – 18: Acta de encontros



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA:	2025ELEPD06	DATA	08/05/2025
---------------------	-------------	------	------------

1. AGENDA:

Observação e discussão do conteúdo desenvolvido pelo estudante
--

2. PRESENCAS:

Supervisor	Gabriel Aguiar
Estudante	Jaime Horacio Chabre
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

Verificação da coerência do relatório e da metodologia usada, reforço ao apelo do supervisor no uso do regulamento para desenvolver o trabalho
--

4. RECOMENDAÇÕES:

Continuar a trabalhar arduamente convista a alcançar os objectivos traçados

5. OBSERVAÇÕES:

Uniformizar a fonte e tamanho das letras observando a regulamentação em vigor na UEM, bem como as dimensões das margens recomendadas.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	29 de Maio 2025
-----------------------------	-----------------

Anexo 12: Acta de encontros

Tabela: A 12.4 – 19: Acta de encontros



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA:	2025ELEPD06	DATA	29/05/2025
---------------------	-------------	------	------------

1. AGENDA:
Revisão geral do trabalho, a estruturação do texto, análise da interpretação realizada para os métodos apresentados.

2. PRESENCAS:

Supervisor	Gabriel Augusto
Estudante	Jainy Hebe e Chambira
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:
Fez-se uma revisão geral do trabalho e focou-se na análise e interpretação dos dados obtidos para realização do diagnóstico.

4. RECOMENDAÇÕES:
Melhorar a apresentação dos resultados e deixar claro as falhas identificadas.

5. OBSERVAÇÕES:
Uniformizar a fonte e tamanho das letras observando a regulamentação em vigor na UEM, bem como as dimensões das margens recomendadas.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	06 de Junho 2025
-----------------------------	------------------

Anexo 12: Acta de encontros

Tabela: A 12.5 – 20: Acta de encontros



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA: 2025ELEPD06	DATA: 10/06/2025
---------------------------------	------------------

1. AGENDA:

Revisão geral do projecto para realização de ajustes finais para posterior avaliação e submissão.

2. PRESENCAS:

Supervisor	Gabriel Augusto
Estudante	Jaime Antonio Chambino
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

O supervisor realizou a apreciação do relatório e deu sua classificação final.
--

4. RECOMENDAÇÕES:

Submeter o relatório à secretaria do DEEL
Preparar-se para a apresentação e defesa oral

5. OBSERVAÇÕES:

Nenhuma

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	*****
-----------------------------	-------