



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
ENGENHARIA ELÉCTRICA

***Trânsito Energético Optimizado e Estabilidade de
Pequeno Sinal na Rede Eléctrica Nacional Integrada
através da Implementação de FACTS***

Autor:

Pires, Sanches Adelino

Supervisor

Dr. Manuel J. N. Cumbi

Maputo, Setembro de 2022

SANCHES ADELINO PIRES

**Trânsito Energético Optimizado e Estabilidade de
Pequeno Sinal na Rede Eléctrica Nacional Integrada
através da Implementação de FACTS**

O presente trabalho consiste no trabalho de Licenciatura, como requisito de obtenção do grau de licenciatura em Engenharia Eléctrica, pela Universidade Eduardo Mondlane.

SUPERVISOR: Prof. Manuel Jossai Namburete
Cumbi, Dr. Eng.



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

CURSO: ENGENHARIA ELÉCTRICA (LABORAL)

**TERMO DE ENTREGA DE RELATÓRIO DO TRABALHO DE PROJECTO DO
CURSO**

Declaro que o estudante SANCHES ADELINO PIRES entregou no dia ____/02/2022 as 2 cópias do relatório do seu Trabalho de Licenciatura com referência: 2022ELTLL01

Intitulado: Trânsito Energético Optimizado e Estabilidade de Pequeno Sinal na Rede Eléctrica Nacional Integrada através da Implementação de FACTS

Maputo, _____ de _____ de 2022

A chefe da Secretaria

(Arlete Chiconela)

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu Sanches Adelino Pires, estudante do 4º 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.

Dedicatória

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais e amigos.

Resumo

Moçambique possui um potencial energético que o colocará como uma potência regional do sector de energia. Para os próximos anos, é previsto crescimento exponencial da demanda doméstica por energia eléctrica. É nesta senda que vários planos têm sido estabelecidos para a criação de novas usinas de geração. Contudo, mostra-se necessário reforçar a rede de transmissão do país, de forma a acompanhar este crescimento da demanda por energia. A componente principal neste processo de reestruturação da rede de transmissão é a interligação da rede centro-norte à rede sul conjugada com a construção de novas linhas para aumento da capacidade de transferência e conferir redundância aos principais pontos de entrega da Rede Eléctrica Nacional. Entretanto, a interligação traz consigo dois problemas, nomeadamente: implica maior complexidade no controle do fluxo de potência de modo a aproveitar ao máximo as infra-estruturas de transporte de energia sem comprometer os seus limites técnicos de segurança e de estabilidade da rede; instabilidade de pequeno sinal, como consequência da interligação de diferentes áreas de geração através de linhas “fracas”. É neste contexto que o presente trabalho se enquadra, propondo a integração de dispositivos FACTS na rede para contornar os desafios acima elencados. Os dispositivos FACTS são uma tecnologia que tem sido bastante estudada e tem registrado uma crescente aplicação no sistema de transporte de energia, o que é causado pelo facto de estes permitirem o aumento da capacidade de transmissão de uma rede transporte e também o melhoramento da estabilidade do sistema, com maior destaque para a estabilidade de tensão e do ângulo a pequenos sinais. Portanto, primeiramente será feita a descrição da rede eléctrica nacional já integrada. Em seguida será feita a análise do limite máximo de carga (ou seja, a estabilidade de tensão) nos pontos de entrega onde se prevê maior crescimento de carga usando a técnica de trânsito energético otimizado, e paralelamente a isto, avalia-se a existência de modos críticos de oscilação através da análise modal. Desta análise observou-se que: há pontos de entrega com baixa margem de estabilidade; dos 36 modos de oscilação dominantes do sistema, quatro (4) são instáveis e um é sub amortecido. Finalmente, é feita a seleção e dimensionamento dos FACTS a serem implementados, onde se demonstrou que: os SVC/STATCOMs são bastante eficazes para o aumento da capacidade de transmissão, entretanto, esta mesma eficácia tende a aumentar ainda mais com o uso do controle otimizado a partir do trânsito energético otimizado; há melhoria da estabilidade da rede, graças à inserção de um controlador adicional ao sistema de controlo dos FACTS (controlo secundário). Também demonstrou-se que os sistemas FACTS são economicamente competitivos a alguns projectos de construção de novas linhas.

Palavras-chave: FACTS, trânsito energético otimizado, estabilidade de ângulo, limite máximo de carga.

Agradecimentos

A todos os meus colegas de turma pelo apoio nos momentos difíceis. Em especial aos meus amigos Zeinudo Bazima, Jacinto Siteo, Belchior Conde, Eufrasio Munhica, Vivaldo Antonio.

Ao professor Dr. Manuel Cumbi, pelas sábias análises e aconselhamentos no que diz respeito a como conduzir a pesquisa; que tratamento dar aos dados; na identificação das melhores ferramentas computacionais a usar.

Índice

Dedicatória	ii
Resumo.....	iii
Agradecimentos.....	iv
Lista de símbolos.....	xi
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Formulação do Problema	2
1.2 Justificativa	3
1.3 Objectivo Geral.....	3
1.3.1 Objectivos específicos.....	3
1.4 Metodologia	4
2 RESUMO TEÓRICO.....	5
2.1 Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Potência	5
2.2 Estabilidade do ângulo	5
2.2.1 A estabilidade transitória.....	6
2.2.2 Estabilidade a pequenas perturbações/sinais.....	6
2.3 Estabilidade de Tensão.....	14
2.3.1 Análise da estabilidade de tensão.....	15
2.4 Dispositivos FACTS	18
2.4.1 Contextualização histórica	18
FONTE: (ZHANG, et al., 2006).....	18
2.4.2 Objectivos dos FACTS	18
2.4.3 Classificação	18
2.4.4 Controle optimizado de FACTS.....	22
2.4.5 Inclusão de FACTS no MSP.....	25
3 Rede Eléctrica Nacional (REN)	33
3.1 REN actual	33
3.1.1 Parte Centro-Norte da REN	33
3.1.2 Parte Centro da REN.....	33

3.1.3	Parte Sul da REN	34
3.2	Presença de FACTS na REN.....	37
3.3	Avaliação do desempenho da REN.....	37
3.3.1	Estabilidade de tensão da REN	37
3.3.2	Estabilidade de ângulo a pequenos sinais na REN.....	38
4	Resultados, Simulações e Análises	40
4.1	Introdução	40
4.2	Limite máximo de carga (Estabilidade da Tensão).....	40
4.2.1	Considerações iniciais.....	40
4.2.2	Análise sem limites operacionais.....	40
4.2.3	Análise com limites operacionais.....	43
4.2.4	Gestão de contingências.....	46
4.3	Estabilidade do ângulo	48
4.3.1	Considerações iniciais.....	48
4.3.2	Estabilidade da REN actual.....	48
4.3.3	Melhoramento da estabilidade	52
I.	Anexo: Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN	1.1
II.	Anexo: Coeficientes de sensibilidade e matrizes que compõem o MSP	2.10
III.	Anexo: Previsão da demanda por subestação	3.14

Índice de Figuras

Figura 2-1:	Diagrama esquemático de um gerador síncrono com um par de pólos.....	8
Figura 2-2:	Sistemas de coordenadas na dinâmica do gerador síncrono	8
Figura 2-3:	Diagrama unifilar de um gerador síncrono	9
Figura 2-4:	Diagrama de bloco do sistema de excitação.....	11
Figura 2-5:	Característica P-V de gerador alimentando uma carga (impedância constante) para diferentes valores de factor de potência.....	14
Figura 2-6:	Característica Q-V de gerador alimentando uma carga (impedância constante) para diferentes valores de potência activa transferida	14
Figura 2-7:	Classificação de FACTS	19
Figura 2-8:	Configuração de um SVC	20

Figura 2-9: Característica V-I do SVC.....	20
Figura 2-10: TCSC: a) Configuração; b) Característica V-I.....	21
Figura 2-11: STATCOM: a) Estrutura; b) Característica V-I.....	22
Figura 2-12: Matriz jacobiana modificada.....	23
Figura 2-13: Circuito equivalente do STATCOM.....	24
Figura 2-14: SVC: a) configuração com capacitor fixo e um TCR; b) circuito equivalente de acordo com o modelo de STATCOM.....	24
Figura 2-15: Circuito equivalente do SSSC.....	25
Figura 2-16: Diagrama de blocos para regulação de Tensão do SVC.....	26
Figura 2-17: Diagrama de blocos para regulação de Tensão do SVC.....	27
Figura 2-18: Controlador AOP para SVC.....	28
Figura 2-19: diagrama de blocos de um AOP.....	28
Figura 2-20: Esquemática da inclusão de AOP no MSP.....	29
Figura 2-21: Inclusão de AOP.....	29
Figura 2-22: Representação do diagrama de blocos do AOP decomposto.....	30
Figura 3-1: Rede eléctrica nacional 2018.....	35
Figura 3-2: Rede Eléctrica Nacional 2022.....	36
Figura 3-3: Previsão do crescimento das pontas máximas nacionais.....	38
Figura 3-4: Previsão do crescimento das pontas máximas nacionais incluindo a MOZAL.....	38
Figura 4-1: Projectos de linhas para aumento da capacidade Centro-Norte.....	47

Índice de Gráficos

Gráfico 4-1: LMC no caso de disparo de Nhamatanda- Gondola.....	46
Gráfico 4-2: Autovalores da SEP no plano complexo.....	48
Gráfico 4-3: Factores de Participação do modo 7 (modo inter-área).....	50
Gráfico 4-4: Factores de Participação do modo 14 (modo inter-área).....	50
Gráfico 4-5: Factores de Participação do modo 21(modo inter-área).....	51
Gráfico 4-6: Factores de Participação do modo 24 (modo inter-área).....	51
Gráfico 4-7: Factores de Participação do modo 10 (modo local).....	52
Gráfico 4-8: Índices de controlabilidade do modo 7.....	54
Gráfico 4-9: Índices de Observabilidade.....	54
Gráfico 4-10: Resposta do fluxo de potência para a variação da potência de intercâmbio Matambo-Chibata.....	55

Índice de tabelas

Tabela 2-1: Descrição da formulação geral de TEO.....	16
Tabela 2-2: Quantidade de cada tipo de dispositivo FACTS em uso no mundo, 2006	18
Tabela 3-1: Cenários para previsão de demandas máximas.....	37
Tabela 4-1: Valores críticos de carga para diferentes subestações sem restrições operacionais	41
Tabela 4-2: Valores críticos de carga para diferentes subestações na área de controle Norte com implementação de novos FACTS sem restrições operacionais.....	42
Tabela 4-3: Características dos SVC/STATCOMs.....	43
Tabela 4-4: Valores críticos de carga para diferentes subestações, com restrições operacionais.....	43
Tabela 4-5: Valores críticos de carga para diferentes subestações na área de controle Norte com implementação de novos FACTS, com restrições operacionais	44
Tabela 4-6: Características de SVC/STATCOMs em operação	45
Tabela 4-7: Análise comparativa técnico-económica	45
Tabela 4-8: Modos de oscilação da REN.....	49

I. Lista de Abreviaturas

AC – Corrente Alternada

AC - Corrente Alternada

AT - Alta Tensão

AOP – Amortecedor de Oscilações de Potência

BT - Baixa Tensão

DC – Corrente Continua

DSP – *Digital Signal Processor*

FACTS *Flexible Alternate Current Transmission Systems*

FFT – *Fast Fourier Transform*

GAMS - *General Algebraic Modeling System*

GTO – *Gate Turn-Off Thyristor*

IEC- *International Electrotechnical Commission*

IEEE -*Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IPFC – *Interline Power Flow Controller*

LT – Linha de Transmissão

LP - Programação Linear

MAT - Muito Alta Tensão

MDQE - Monitor Digital de Qualidade de Energia

MHP – Modelo de Heffron & Phillips

MSP – Modelo de Sensibilidade de Potência

MT - Média Tensão

NLP - Programação não-linear

ONS – Operador Nacional do Sistema Eléctrico

OPF - *Optimal Power Flow*

PCC - *Point of Common Coupling*

PI - Controlador Proporcional-Integral

PLC – *Programmable Logic Controller* (Controlador Lógico Programável)

PLL - Phase-Locked Loop

POD – Power Oscillation Damping

PDIDR - Plano Director Integrado de Desenvolvimento da REN

PS – *Phase Shifter* (Transformador defasador)

PSS – Power System Stabilizer

PSS®E - *Power System Simulator for Engineering*

PWM – *Pulse Width Modulation* (Modulação por Largura do Pulso)

QEE - Qualidade de Energia Elétrica

RAT – Regulador Automático de Tensão

REN - Rede Elétrica Nacional

RMS - *Root Mean Square* (Valor Eficaz)

FER - Fontes de energia renováveis

SCOPF - *Security Constrained Optimal Power Flow*

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

SSSC – *Static Synchronous Series Compensator*

SSSC/POD – Dispositivo SSSC com controlador POD acoplado

STATCOM – *Static Synchronous Compensator*

SVC – *Static Var Compensator*

SVPWM – *Space Vector PWM*

TCSC – *Thyristor Controlled Series Capacitor*

UPFC – *Unified Power Flow Controller*

VSC – *Voltage Source Converter*

Lista de símbolos

$A1_{Gk}, A2_{Gk}, A3_{Gk}$ – Coeficientes de sensibilidade da potência activa do gerador k

$A1_{nm}, A2_{nm}, A3_{nm}$ – Coeficientes de sensibilidade da potência activa da L.T. n-m

Dk – Coeficiente de amortecimento do gerador k

Eak – Tensão de definição da posição do sistema de coordenadas rotativo

$Efdk$ – Tensão no enrolamento de campo do gerador k

$E'dk$ – Tensão interna em eixo direto do gerador k

$E'qk$ – Tensão interna em quadratura do gerador k

Idk – Componente de eixo direto da corrente da barra k

Ik – Corrente elétrica do gerador k

Iqk – Componente de eixo em quadratura da corrente da barra k

$J1, J2, J3, J4, B1, B2$ – Matrizes do MSP

J_{AOP} – Matriz que relaciona os parâmetros do AOP com ângulos e tensões do sistema

J_{PSS} – Matriz que relaciona os parâmetros do PSS com ângulos e tensões do sistema

KAk, KVk – Coeficientes da reação de armadura do gerador k no MSP

Krk – Ganho do RAT

$Mk = 2Hk$ – Constante de Inércia do gerador k

PGk – Potência activa gerada pelo gerador k

Pki – Fator de participação de uma variável k relacionada a um modo oscilante i

Pnm – Fluxo de potência activa entre os barramentos n e m

PLk – Carga activa da barra k

$PMec$ – Potência mecânica de entrada do gerador k

QGk – Potência reactiva gerada pelo gerador k

Qnm – Fluxo de potência reactiva entre os barramentos n e m

QLk – Carga reactiva da barramento k

$R1Gk, R2Gk, R3Gk$ – Coeficientes de potência reactiva do gerador k

$R1km, R2km, R3km$ – Coeficientes de potência reactiva da linha de transmissão k-m

$Rijk$ – Resíduo associado ao modo k devido entrada i e saída j

Snm – Potência complexa que sai do barramento n em direção ao barramento m

s – Operador de Laplace

T – Matriz de Transformação de Coordenadas

$T'd0k$ – Constante de tempo transitória de eixo directo do gerador k

Trk – Constante de tempo do RAT

Tw – Constante de tempo *washout* para AO

$T1, T2, T3, T4$ – Constantes de tempo dos blocos avanço-atraso de fase para AOP

Vdk – Componente de eixo directo da tensão da barramento k

Vk – Magnitude da tensão da barra k

Vqk – Componente de eixo em quadratura da tensão da barra k.

$Vref k$ – Tensão de referência para o RAT

\tilde{x} – Fasor da variável x

xdk – Reatância síncrona de eixo directo do gerador k

$x'dk$ – Reatância transitória de eixo directo do gerador k

xqk – Reatância síncrona de eixo em quadratura do gerador k

Y_{mn} – Susceptância da linha de transmissão entre os barramentos n e m

$\Delta X'1, \Delta X'2, \Delta X'AOP$ – Variáveis definidas para equacionamento do POD

α – variável que simula o aumento de carga

δk – Ângulo interno do gerador k

θk – Ângulo da tensão da barramento k

θnm – Diferença entre os ângulos das tensões do barramento n e m

ωk – Velocidade Angular do gerador k

λ – Autovalor

ξ – Amortecimento relacionado a uma oscilação

φ – Ângulo da corrente em relação à referência do sistema eléctrico

\dot{x} - Representa a derivada da variável x

Δ – Representa pequenas variações em torno do ponto de equilíbrio

(r,m) – Sistema de coordenadas fixo, eixos real e imaginário

(d,q) – Sistema de coordenadas rotativo, eixos direto e em quadratura

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO

Moçambique é caracterizado pela abundância e rica diversidade de seus recursos energéticos, o que inclui desde os convencionais - gás natural e carvão - aos renováveis - hídrico, solar, eólico. Destes, destacam-se o recurso hídrico e o gás natural. Sendo que, o primeiro tem como principal aplicação a geração de energia eléctrica, com um potencial de 5.6 GW. O gás natural, por outro lado, que constitui uma das maiores reservas do mundo, tem como uma das suas várias aplicações a geração de electricidade. Motivos estes que fazem deste país uma potencial potência energético regional, e não só.

Em contraste a isto, recentes previsões mostram que o consumo doméstico de energia eléctrica tenderá a crescer, numa taxa maior que a média da região austral, saído dos 5500 *GWh* (em 2019), atingindo 17000 *GWh* (em 2030) e alcançado os 35000 *GWh* (2042). Estas perspectivas, que se baseiam nas estimativas do crescimento do produto interno bruto, refletem o impacto dos objectivos de acesso universal a energia e de industrialização do país.

É com base no exposto acima que o sector eléctrico moçambicano possui dois grandes objectivos: suprir a demanda doméstica de energia eléctrica e desenvolvimento do mercado de exportação como forma de exploração dos recursos energéticos naturais. Portanto, o alcance destes objectivos passa obrigatoriamente pelo aumento da capacidade de geração do país.

Entretanto, com o facto de que os diversos recursos energéticos encontram-se geograficamente distribuídas pelo país, e tendo em conta as grandes diferenças entre os custos operacionais de geração para cada forma de energia primária, mostra-se necessária a operação integrada dos diferentes pontos de geração que se projectam como também os existentes. Tal operação integrada, só é possível através da integração das redes regionais - sul, centro e centro-norte.

Em 2009, o “Plano Principal de Geração em Moçambique” apresentou diferentes projectos de usinas eléctrica em paralelo com o projecto de linhas de transmissão conectando a rede centro e o sul. Como resultado, em 2011 foi lançada a primeira versão do projecto da “espinha dorsal” do Transporte de Energia em Moçambique, o qual é denominado Sociedade Nacional de Transporte de Energia (STE).

A interconexão de redes eléctricas traz consigo a necessidade de flexibilização do controle da rede integrada de modo a melhor aproveitar a capacidade de geração e transmissão, sem

comprometer a estabilidade do sistema. Formas alternativas de elevar esta a capacidade são estudadas pelos profissionais que trabalham na área de sistemas de energia eléctrica desde as décadas 60/70. Inovações tecnológicas apontam uma saída provisória, uma delas é a utilização de sistemas a base da electrónica de potência que flexibilizam a transmissão em corrente alternada, abreviadamente FACTS (*flexible alternating current transmission systems*). Estes equipamentos já possibilitam um aumento de transmissão de energia eléctrica por uma linha de transmissão, adiando a construção de novas linhas. Permitem também aumentar a estabilidade do sistema como um todo.

1.1 Formulação do Problema

Como já foi anteriormente referenciado, a integração da rede eléctrica nacional mostra-se uma necessidade incontornável para a sustentabilidade dos sectores eléctrico e energético em Moçambique. Contudo, as redes interconectadas amplas caracterizam-se por trazerem uma mudança no clássico paradigma do trânsito unidirecional da potência (geração – transmissão - distribuição). Porquanto, o fluxo de potência passa a ser definido de acordo com os diversos cenários contratuais e de contingências que o sistema pode apresentar. Esta característica bidirecional do fluxo de potência se tornará ainda mais frequente com a integração da produção de origem renovável. Portanto, a rede de transmissão está sujeita a ser operada próximo dos seus limites de estabilidade e segurança, a um nível ainda maior o cenário actual. Agregando isto com o facto de o nosso país ser propenso a eventos meteorológicos extremos, o que aumenta a possibilidade de fortes perturbações a rede, conjectura-se um aumento da probabilidade de ocorrência de *blackouts*, com impactos de abrangência nacional. Portanto, há necessidade de programar medidas de controle que aumentem a capacidade de transmissão – em cenários normais e de contingência - sem violar os limites de operação.

Ademais, na interligação de diversas áreas de controlo há sempre dois ou mais grupos de máquinas proximamente acopladas sendo interconectados por conexões “fracas” (linhas sobrecarregadas), o que causa a ocorrência de interações dinâmicas entre as máquinas em uma parte do sistema contra as máquinas em outras partes. Estes interações surgem nos momentos em que há pequenas mudanças no nível da carga ou da geração. Por isso, este fenómeno tem o nome de instabilidade de pequeno sinal em modo inter-área, que se caracteriza por oscilações electromecânicas com frequências que variam entre 0.2 a 0.8 Hz. Há, ainda, o modo de controlo que depende da interação dos diversos sistemas de controlo usados na rede (controle na

geração, nos sistemas HVDC, etc.). Estas oscilações mesmo sendo de pequena intensidade, combinados com certas condições, podem levar o sistema à instabilidade.

Portanto, o presente trabalho, na perspectiva de otimizar o desempenho da rede (integrada) eléctrica nacional, objectiva responder a seguinte questão: De que forma a tecnologia da electrónica de potência, FACTS, tendo em conta a sua crescente melhoria em termos de custo benefício, podem solucionar estes problemas?

1.2 Justificativa

Os sistemas eléctricos de potência interconectados tendem a apresentar problemas como: a instabilidade a pequenos sinais no modo de inter-área e de controlo; violação de limites de carregamento e de estabilidade. Este cenário deve-se ao facto de que os dispositivos convencionais de controlo (compensadores síncronos, reguladores de velocidade, etc.) apresentam-se obsoletos, em termos de controlabilidade e observabilidade. Entretanto, as novas tecnologias para sistemas eléctricos de potência - automação de subestações, controlo de área ampla e FACTS - mostram-se elementos essenciais para contornar estes problemas. Contudo, maior destaque é dado aos dispositivos FACTS pela sua multifuncionalidade. Esta característica é primordial tendo em conta a complexidade de operação de redes integrada assim como o seu do problema de instabilidade. Razão pela qual se propõe o presente trabalho.

1.3 Objectivo Geral

Propor a aplicação de FACTS na rede eléctrica nacional (integrada), para optimização do trânsito energético e amortecimento de oscilações de pequeno sinal.

1.3.1 Objectivos específicos

- Descrever a rede eléctrica nacional (integrada);
- Avaliar os limites máximos de carga da rede através do trânsito energético optimizado;
- Determinar os coeficientes de amortecimento a oscilações de pequeno sinal no sistema eléctrico nacional;
- Dimensionar a integração de FACTS na rede, de forma a contornar os problemas identificados;
- Avaliar a viabilidade técnica e económica da implementação desta solução.

1.4 Metodologia

Tendo conta o objectivo geral, o presente trabalho terá como procedimento metodológico: primeiro, uma pesquisa aplicada, de modo a empregar a combinação da teoria (das redes eléctricas) com a tecnologia FACTS no aprimoramento do sector eléctrico.

No que diz respeito aos objectivos específicos, serão usados os seguintes procedimentos metodológicos: para o primeiro objectivo, a pesquisa descritiva, ou seja, o tratamento de dados será descritivo, de modo a descrever a integração da rede nacional; para a efectivação dos demais objectivos, aplicar-se-á como método, a pesquisa explicativa, de tal forma que se identifiquem os pontos da rede em que o aproveitamento das infra-estruturas (projectadas e existentes) não seja óptimo ou com baixos indicadores de desempenho (por exemplo, coeficiente de amortecimento), podendo seguida avaliar a que nível os FACTS podem eliminar estas deficiências. Assim, neste último método a análise de dados será explicativa.

Portanto, como procedimentos técnicos, serão usados: o levantamento bibliográfico, para o esclarecimento da teoria referente ao controle e optimização de sistemas eléctricos, assim como do estado da arte dos FACTS; o levantamento documental para descrição da rede nacional integrada; e, por fim, a pesquisa experimental, através do computacional MATLAB, através dos seus pacotes - SIMULINK e MATPOWER.

Capítulo 2

2 RESUMO TEÓRICO

Neste capítulo são apresentados os fundamentos teóricos referentes à estabilidade de redes eléctricas e suas técnicas de análise - trânsito energético otimizado e teoria do espaço de estados; assim como ao estado da arte dos dispositivos FACTS.

2.1 Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Potência

A estabilidade de SEP é definida como sendo a capacidade destes sistemas de se manter num estado de operação estável após sofrer algum tipo de perturbação, seja de pequena ou grande intensidade.

Kundur (1993) refere que tradicionalmente o problema da estabilidade consistia essencialmente em manter o sincronismo na rede em operação, já que a geração de electricidade depende, na sua grande maioria, de máquinas síncronas. Entretanto, de uma forma geral a instabilidade de SEP manifesta-se de duas principais formas, através do ângulo retórico e da tensão da rede. Portanto, tem-se a estabilidade do ângulo e estabilidade da tensão.

2.2 Estabilidade do ângulo

Quando um SEP está num estado permanente de operação (estável) há, necessariamente um equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eléctrico de cada máquina do sistema.

A variação do torque eléctrico, como resposta a um distúrbio, pode ser decomposto em duas componentes, o torque sincronizante e o torque de amortecimento (Kundur, 1993):

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad \text{Eq. 2-1}$$

A estabilidade de um SEP depende dos dois elementos simultaneamente. $T_s \Delta \delta$ encontra-se fase com a variação do ângulo, e T_s é o coeficiente do torque sincronizante, na insuficiência deste o sistema fica instável com oscilações aperiódicas do ângulo retórico. $T_D \Delta \omega$ encontra-se fase com a variação da frequência, e T_D é o coeficiente do torque de amortecimento, , na insuficiência deste o sistema fica instável com oscilações periódicas.

Dependendo da intensidade do distúrbio que possa afetar o sistema, a estabilidade do ângulo pode ser classificada em: transitória e de pequenas perturbações.

2.2.1 A estabilidade transitória

Relaciona-se com as primeiras oscilações do sistema após uma grande perturbação. Normalmente, os SEP são dimensionados e operados de forma a responderem de forma estável a certas contingências consideradas mais prováveis de ocorrer;

2.2.2 Estabilidade a pequenas perturbações/sinais

Com o desenvolvimento industrial que permitiu a construção de sistemas eléctricos interligados surgiram também oscilações eletromecânicas de baixa frequência fracamente amortecidas ou até mesmo instáveis (não amortecidas). Estas oscilações são originadas da interação das oscilações dos rotores de inúmeras máquinas do sistema eléctrico após a ocorrência de pequenos distúrbios. Sendo que, uma perturbação é considerada pequena se as equações que descrevem o comportamento do sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de equilíbrio estável e, desta maneira, todas as propriedades aplicáveis à análise de sistemas lineares podem ser utilizadas.

Os modos de oscilação eletromecânicos podem ser classificados segundo sua frequência: os modos interárea de oscilação têm frequência natural não amortecida na faixa de 0,2 a 0,7 Hz sendo caracterizado por oscilações eletromecânicas de um grupo de geradores atuando contra outro grupo de geradores em outra área do sistema, já os modos locais abrangem as frequências entre 0,7 a 2,0 Hz, característica de um gerador (ou grupo de geradores) atuando contra outro gerador em sua proximidade (ou contra o restante do sistema). Há também os modos de controlo e de torção, estes são causados por sistemas de controlo de dispositivos inseridos na rede (FACTS, HVDC, etc.)

2.2.2.1 Análise da estabilidade do ângulo a pequenos sinais

O comportamento dinâmico de um sistema não-linear pode ser descrito por conjunto de equações diferenciais de primeira ordem e algébricas:

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ [0] \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x, z, u) \\ g(x, z, u) \\ h(x, z, u) \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-0}$$

Onde: x – vector de variáveis de estado; z - vector de variáveis algébricas; u - vector de variáveis de entrada; y - vector de variáveis de saída;

A representação do sistema acima através do espaço de estados, Eq. 2-1, permite o estudo da estabilidade a pequenas perturbações através da análise dos autovalores da matriz de estados

do sistema, matriz A , para tal usa-se o primeiro método de *Lyapunov* (análise no domínio da frequência) (Kundur, 1993).

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A\Delta \mathbf{x} & B\Delta \mathbf{u} \\ C\Delta \mathbf{x} & [0] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-1}$$

Portanto, para representar um sistema não-linear (Eq. 2-1), em particular o SEP, através de espaço de estados (Eq. 2-1), faz-se necessário linearizá-lo.

Inicialmente, foi considerado o modelo linearizado de Heffron-Phillips (MHP), que considera um gerador síncrono conectado a uma barra infinita através de uma impedância externa, a qual representa a linha de transmissão (sistema de transmissão externo). Uma barra infinita é caracterizada por possuir tensão e frequência constantes, ou seja, qualquer perturbação na máquina geradora não causará distúrbios na barra infinita. O bom desempenho do MHP motivou os pesquisadores a tentarem a sua ampliação para sistemas multimáquinas, para assim representar as interações entre as diversas unidades geradoras do sistema eléctrico, bem como da malha de transmissão e controladores. Para tentar superar as limitações do MHP, Deckmann e da Costa propuseram um modelo alternativo, baseado em coeficientes de sensibilidade de potências activa e reactiva no então denominado Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP). Este modelo, especialmente desenvolvido para simulação e análise da dinâmica de baixa frequência, tem como característica inerente a sua extensão a sistemas multimáquinas, e é desenvolvido a seguir.

2.2.2.1.1 Equações Gerais do MSP para Sistemas Multimáquinas

O objectivo desta secção é apresentar modelo linear para um sistema interconectado de n_g máquinas e n_b barramentos.

a) Equações do gerador síncrono

Na modelagem do gerador síncrono, trifásico, representam-se os enrolamentos do estator (enrolamentos das fases a, b e c) e também dois enrolamentos principais do rotor (o enrolamento de campo – f_d e o enrolamento de amortecimento). Contudo, nesta análise os efeitos dos enrolamentos amortecedores não serão considerados¹, conforme o esquematiza a Figura 2.1 (gerador de dois pólos).

¹ Por forma a simplificar o modelo, contudo isto implica certo nível de conservadorismo

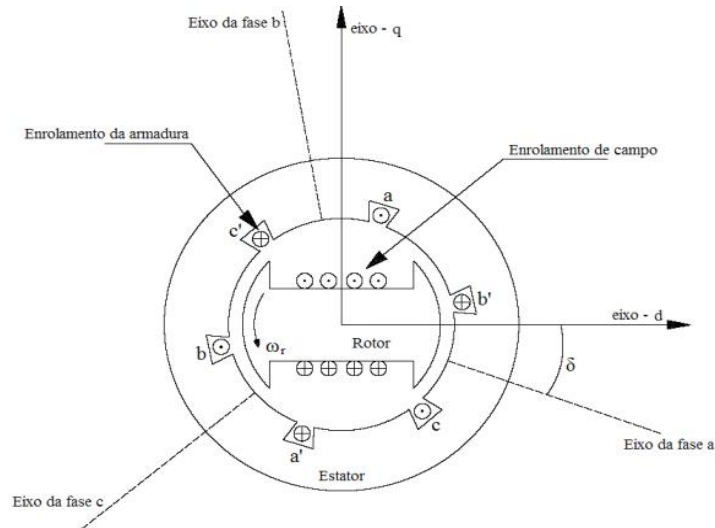


Figura 2-1: Diagrama esquemático de um gerador síncrono com um par de pólos

Analisando a figura acima se observa que há dois sistemas de coordenadas: dos eixos real e imaginário (r, m), que é fixo, no qual se mede as grandezas dos enrolamentos (fixos) do estator, e dos eixos de directo e de quadratura (d, q), que gira com o rotor, medindo as grandezas dos enrolamentos do rotor, estes que se movem numa velocidade angular ω . A figura 2-2a apresenta os dois sistemas no mesmo plano.

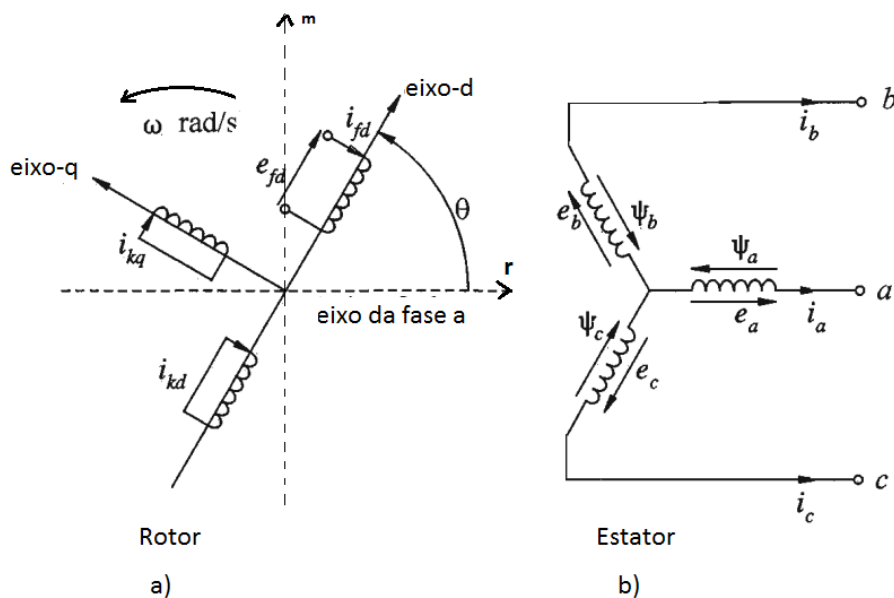


Figura 2-2: Sistemas de coordenadas na dinâmica do gerador síncrono

FONTE: (Kundur, 1993)

Portanto, por forma a facilitar os cálculos, será realizada a transformação de coordenadas usando a Transformação de Park (Kundur, 1993). Esta transformação de coordenadas, numa determinada

máquina k , é realizada através da matriz T permite referir as grandezas do sistema de coordenadas fixo (r,m) ao sistema de coordenadas rotativo (d,q).

$$T = \begin{bmatrix} \sin \delta_k & -\cos \delta_k \\ \cos \delta_k & \sin \delta_k \end{bmatrix}$$

A partir da representação unifilar do gerador síncrono figura 2-3 pode-se referir as grandezas do estator ao rotor. Portanto, a tensão interna do gerador k , \tilde{E}'_k , é dada por Eq. 2-2. A tensão terminal (\tilde{V}_k), medida nos eixos (m, r), é expressa por Eq. 2-3.

$$\tilde{E}'_k = \tilde{V}_k + jx'_d \tilde{i}_k \quad \text{Eq. 2-2}$$

$$\tilde{V}_k = V_k (\cos \theta + j \sin \theta) = V_{r_k} + jV_{m_k} \quad \text{Eq. 2-3}$$

Como pode se observar em figura 2.2a, a tensão interna da fase a, \tilde{E}_{a_k} , está sobre o eixo q. Assim:

$$\tilde{E}_{a_k} = \tilde{V}_k + jx'_q \tilde{i}_k \quad \text{Eq. 2-4}$$

Fazendo a transformação de coordenadas para Eq. 2-2 – Eq. 2-4,

$$\begin{bmatrix} V_{d_k} \\ V_{q_k} \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} V_{r_k} \\ V_{m_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_k \sin(\delta_k - \theta_k) \\ V_k \cos(\delta_k - \theta_k) \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-5}$$

$$\begin{bmatrix} E'_{d_k} \\ E'_{q_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{d_k} - x'_d I_{q_k} \\ V_{q_k} - x'_d I_{d_k} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-6}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ E_{a_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{d_k} - x_q I_{q_k} \\ V_{q_k} - x_q I_{d_k} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-7}$$

A partir das equações Eq. 2-5 a 2-7 tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{d_k} \\ V_{q_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x'_q I_{q_k} \\ E_{a_k} - x_q I_{d_k} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-8}$$

Finalmente, as componentes de eixo directo e de quadratura da corrente estatórica serão:

$$\begin{bmatrix} I_{d_k} \\ I_{q_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{E'_{q_k} - V_k \cos(\delta_k - \theta_k)}{x'_{d_k}} \\ \frac{V_k \sin(\delta_k - \theta_k)}{x_{q_k}} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-9}$$

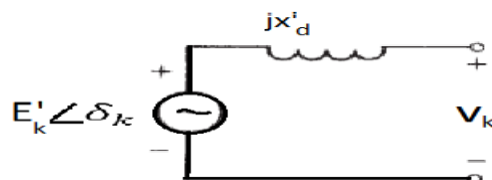


Figura 2-3: Diagrama unifilar de um gerador síncrono

As equações 2.8 e 2.9 são equações básicas para o MSP.

b) Potências geradas e fluxos de potência

As potências activa e reactiva fornecidas pelo gerador k podem ser obtidas através do cálculo da potência complexa entregue à barra k, de acordo com a equação seguinte:

$$\tilde{S}_{G_k} = \tilde{V}_k \cdot \tilde{I}_k^* = \tilde{P}_{G_k} + j\tilde{Q}_{G_k} \quad \text{Eq. 2-10}$$

Substituindo Eq. 2-8 e 2-9 em Eq. 2-10, tem-se:

$$\tilde{P}_{G_k} = \frac{E'_{q_k} V_k \sin(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} + \frac{1}{2} \left[\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x'_{dk}} \right] V_k^2 \sin 2(\delta_k - \theta_k) \quad \text{Eq. 2-11}$$

$$\tilde{Q}_{G_k} = \frac{E'_{q_k} V_k \cos(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} - \frac{V_k^2}{x'_{dk}} - \frac{1}{2} \left[\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x'_{dk}} \right] V_k^2 [1 - \cos 2(\delta_k - \theta_k)] \quad \text{Eq. 2-12}$$

Admitindo-se pequenas variações em torno de um ponto de equilíbrio, o que é coerente na análise de pequeno sinal, as equações Eq. 2-11 e 2-12 podem ser linearizadas utilizando as expansões de Taylor e considerado apenas a primeira ordem:

$$\Delta P_{G_k} = A1_{G_k} \Delta(\delta_k - \theta_k) + A2_{G_k} \Delta E'_{q_k} + A3_{G_k} \Delta V_k \quad \text{Eq. 2-13}$$

$$\Delta Q_{G_k} = R1_{G_k} \Delta(\delta_k - \theta_k) + R2_{G_k} \Delta E'_{q_k} + R3_{G_k} \Delta V_k \quad \text{Eq. 2-14}$$

As constantes $A1_{G_k}$, $A2_{G_k}$ e $A3_{G_k}$ são os “coeficientes de sensibilidade de potência activa do gerador k”, enquanto os termos $R1_{G_k}$, $R2_{G_k}$ e $R3_{G_k}$ são os “coeficientes de sensibilidade de potência reactiva do gerador k”. O calculo destes coeficientes é realizado no anexo 2.

Os coeficientes de sensibilidade do fluxo de potência nas linhas são definidos a seguir. Considerando uma linha ligando os barramentos m e n. A corrente na linha e o fluxo de potência são dados por

$$\tilde{I}_{mn} = Y_{mn} (\tilde{V}_m - \tilde{V}_n) = (g_{mn} + jb_{mn}) (\tilde{V}_m - \tilde{V}_n) \quad \text{Eq. 2-15}$$

$$\tilde{S}_{mn} = \tilde{V}_m \cdot \tilde{I}_{mn}^* \quad \text{Eq. 2-16}$$

Portanto:

$$P_{mn} = V_m^2 g_{mn} - V_m V_n (g_{mn} \cos \theta_{mn} + b_{mn} \sin \theta) \quad \text{Eq. 2-17}$$

$$Q_{mn} = -V_m^2 b_{mn} + V_m V_n (b_{mn} \cos \theta_{mn} - g_{mn} \sin \theta) \quad \text{Eq. 2-18}$$

Linearizando Eq. 2-17 e 2-18, do mesmo modo que foi feito com Eq. 2-11 e 2.12:

$$\Delta P_{mn} = A1_{mn} \Delta \theta_{mn} + A2_{mn} \Delta V_{m,q_k} + A3_{mn} \Delta V_n \quad \text{Eq. 2-19}$$

$$\Delta Q_{mn} = R1_{mn} \Delta \theta_{mn} + R2_{mn} \Delta V_{m,q_k} + R3_{mn} \Delta V_n \quad \text{Eq. 2-20}$$

As constantes $A1_{mn}$, $A2_{mn}$ e $A3_{mn}$ são os “coeficientes de sensibilidade de potência activa da linha de transmissão n-m”, enquanto os termos $R1_{mn}$, $R2_{mn}$ e $R3_{mn}$ são os “coeficientes de sensibilidade de potência reactiva da linha de transmissão n-m”. Estes são calculados no anexo 2.

c) Tensão interna do gerador

A tensão interna do gerador k, em coordenadas (d, q), depende do fluxo de campo no eixo directo E'_{fd_k} , reatâncias síncrona e transitória e corrente do estator através da função seguinte:

$$T'_{d0_k} \dot{E}'_{q_k} = E_{fd_k} - [E'_{q_k} + (x_{d_k} - x'_{d_k})I_{d_k}] \quad \text{Eq. 2-21}$$

$$\dot{E}'_{q_k} = 0 \quad \text{Eq. 2-22}$$

Eq. 2-22 é consequência de não considerar o enrolamento de amortecimento.

Linearizando Eq. 2-21, a semelhança de Eq. 2-11 e 12:

$$T'_{d0_k} \Delta \dot{E}'_{q_k} = \Delta E_{fd_k} - E'_{q_k} - (x_{d_k} - x'_{d_k}) \Delta I_{d_k} \quad \text{Eq. 2-23}$$

Resta, portanto, a partir de Eq. 2-9, pode se deduzir ΔI_{d_k} :

$$\Delta I_{d_k} = \frac{1}{x_{d_k}} \Delta E_{fd_k} - \frac{\cos(\delta_k - \theta_k)}{x_{d_k}} \Delta V_k + \frac{V_k \sin(\delta_k - \theta_k)}{x_{d_k}} \Delta(\delta_k - \theta_k) \quad \text{Eq. 2-24}$$

Substituindo Eq. 2-24 em Eq. 2-23:

$$T'_{d0_k} \Delta \dot{E}'_{q_k} = \Delta E_{fd_k} - \frac{x_{d_k}}{x'_{d_k}} E'_{q_k} + (x_{d_k} - x'_{d_k}) \frac{\cos(\delta_k - \theta_k)}{x'_{d_k}} \Delta V_k - (x_{d_k} - x'_{d_k}) \frac{V_k \sin(\delta_k - \theta_k)}{x'_{d_k}} \Delta(\delta_k - \theta_k) \quad \text{Eq. 2-25a}$$

$$T'_{d0_k} \Delta \dot{E}'_{q_k} = \Delta E_{fd_k} - \frac{x_{d_k}}{x'_{d_k}} E'_{q_k} + K_{V_k} \Delta V_k - K_{A_k} \Delta(\delta_k - \theta_k) \quad \text{Eq. 2-25b}$$

d) Tensão de Campo do Gerador Síncrono

Na análise a ser feita neste estudo será considerado o sistema de excitação a base de tiristores (ST1A), usando um regulador estático rápido (primeira ordem), com ganho K_{rk} e constante de tempo, T_{rk} , mesma consideração é feita por Zhang et. al (2006) e Kundur (1993). A representação por diagrama de blocos mostra-se na figura 2-4.

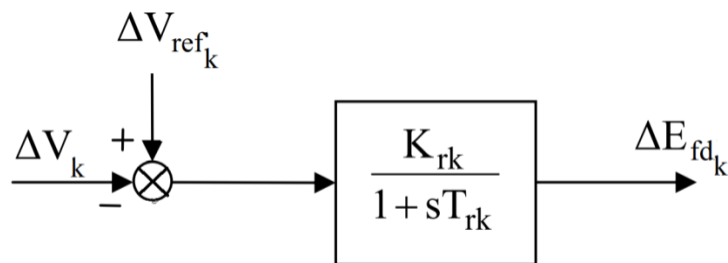


Figura 2-4: Diagrama de bloco do sistema de excitação

A partir do diagrama acima se pode obter:

$$\Delta \dot{E}_{fd_k} = -\frac{1}{T_{rk}} \Delta E_{fd_k} + \frac{K_{rk}}{T_{rk}} \Delta V_{ref_k} - \frac{K_{rk}}{T_{rk}} \Delta V_k \quad \text{Eq. 2-26}$$

e) Equações de movimento do Gerador Síncrono

A partir da segunda lei de Newton, considerando o enrolamento de amortecimento, o movimento do rotor é determinado por:

$$\frac{\partial \omega_k}{\partial t} = \frac{\omega_k}{2H_k} [T_{Mk} - T_{Gk} - T_{Dk}] \quad \text{Eq. 2-27}$$

$$\frac{\partial \omega_k}{\partial t} = \frac{1}{2H_k} [P_{Mk} - P_{Gk} - D_k \omega_k] \quad \text{Eq. 2-28}$$

$$\frac{\partial \delta_k}{\partial t} = \omega_0 \omega_k \quad \text{Eq. 2-29}$$

Linearizando Eq. 2-28 e 2-29, obtêm-se:

$$\Delta \dot{\omega}_k = \frac{1}{2H_k} [\Delta P_{Mk} - \Delta P_{Gk} - D_k \Delta \omega_k] \quad \text{Eq. 2-30}$$

$$\Delta \dot{\delta}_k = 2\pi f_0 \Delta \omega_k \quad \text{Eq. 2-31}$$

Onde: f_0 – Frequência fundamental da rede (50 Hz)

f) Equações de balanço de potência nodal

Numa rede eléctrica é mandatório que caso haja um incremento ou redução na carga deve haver imediatamente uma resposta da geração, portanto, para um barramento m :

$$\Delta P_{Gm} - \Delta P_{Lm} = \sum_{n \in B_k} \Delta P_{mn} \quad \text{Eq. 2-32}$$

$$\Delta Q_{Gm} - \Delta Q_{Lm} = \sum_{n \in L_m} \Delta Q_{mn} \quad \text{Eq. 2-33}$$

Onde: L_m - é o conjunto de barramentos ligados ao barramento m .

2.2.2.1.2 Espaço de estados do SEP

As variáveis de estado, algébricas, de entrada e de saída de um SEP são definidas a seguir:

$$\Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} [\Delta \omega] \\ [\Delta \delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \end{bmatrix}; \quad \Delta \mathbf{z} = \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix}; \quad \Delta \mathbf{u} = \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \end{bmatrix}; \quad \Delta \mathbf{y} = \begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix}$$

Finalmente, Eq. 2-0 pode ser escrever escrito como Eq. 2-34, 2-35 e 2-36:

$$\begin{bmatrix} [\Delta \dot{\omega}] \\ [\Delta \dot{\delta}] \\ [\Delta \dot{E}'_q] \\ [\Delta \dot{E}_{fd}] \end{bmatrix} = \mathbf{J1} \begin{bmatrix} [\Delta \omega] \\ [\Delta \delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \end{bmatrix} + \mathbf{J2} \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \mathbf{B1} \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-34}$$

$$\begin{bmatrix} [0] \\ [0] \end{bmatrix} = \mathbf{J3} \begin{bmatrix} [\Delta\omega] \\ [\Delta\delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \end{bmatrix} + \mathbf{J4} \begin{bmatrix} [\Delta\theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \mathbf{B2} \begin{bmatrix} [\Delta\omega] \\ [\Delta\delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-35}$$

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = \mathbf{J}_{jacob} \begin{bmatrix} [\Delta\theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-36}$$

Das equações acima, pode determinar as matrizes \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} de Eq. 2-1:

$$\mathbf{A} = \mathbf{J1} - \mathbf{J2J4}^{-1}\mathbf{J3} \quad \text{Eq. 2-37}$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{B1} - \mathbf{J2J4}^{-1}\mathbf{B2} \quad \text{Eq. 2-38}$$

$$\mathbf{C} = [0] - \mathbf{J}_{jacob}\mathbf{J4}^{-1}\mathbf{J3} \quad \text{Eq. 2-39}$$

As matrizes que compõem as equações acima estão definidas no anexo 2.

2.2.2.1.3 Primeiro método de *Lyapunov*

A estabilidade de um sistema não linear é definida pelos autovalores da matriz \mathbf{A} :

- i. Se os autovalores possuem parte real negativa, o sistema é estável.
- ii. Se pelo menos um autovalor possui parte real positiva, o sistema é instável.

2.3 Estabilidade de Tensão

É essencial que o perfil de tensão dos SEP corresponda a valores aceitáveis, ou seja, que respeite os limites de operação dos elementos da rede. Um sistema instável em relação à tensão é aquele em que um aumento da carga ou uma mudança na topologia da rede causa uma progressiva e incontrolável diminuição da magnitude da tensão. Portanto, a tensão tem de ter uma relação de proporcionalidade inversa em relação à potência activa e directa para com a reactiva (figuras 2.1 e 2.2).

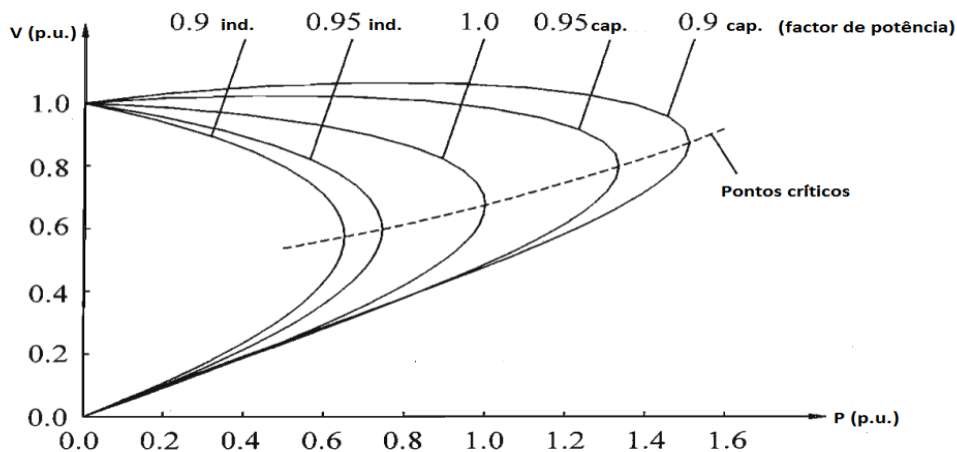


Figura 2-5: Característica P-V de gerador alimentando uma carga (impedância constante) para diferentes valores de factor de potência

FONTE: (Kundur, 1993)

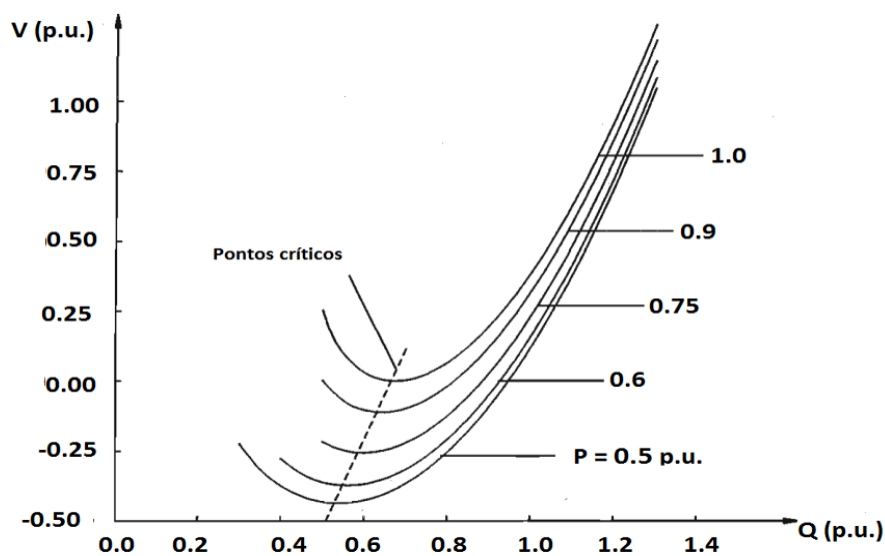


Figura 2-6: Característica Q-V de gerador alimentando uma carga (impedância constante) para diferentes valores de potência activa transferida

FONTE: (Kundur, 1993)

2.3.1 Análise da estabilidade de tensão

Para a análise da estabilidade de tensão há varias técnicas existentes, donde se distinguem dois grupos, nomeadamente, métodos de regime permanente e métodos de simulação dinâmica. O primeiro grupo inclui método de: fluxo de potência padrão; fluxo de potência continua; otimização; decomposição singular (Zhang, et al., 2006).

Neste estudo será usado o método de otimização, especificamente o Trânsito Energético Optimizado, por este permitir incluir a influência de FACTS na melhoria da estabilidade de tensão.

2.3.1.1 Trânsito Energético Optimizado

2.3.1.1.1 Contextualização histórica

O problema de Trânsito Energético Optimizado (TEO ou OPF²) tem suas origens no início dos anos 30, quando se iniciou o estudo do problema do despacho económico - distribuição da potência activa total de carga de uma rede de energia eléctrica pelas unidades de geração para a minimização de custos. A este, em 1943, foi adicionada a potência activa de perdas da rede. Os métodos mais populares para a resolução do despacho económico são baseados na igualdade de custos incrementais ou marginais. Portanto, o problema TEO foi introduzido por Carpentier em 1962 como uma formulação geral de otimização não linear do problema de despacho económico, incluindo os limites de operação de uma rede (Huneault, 1998) (Zhang, et al., 2006).

A sua importância na área de Sistemas de Energia (SE) prende-se com o universo de aplicações. As aplicações podem dividir-se em duas categorias: *off-line* - Análises económicas, planeamento para expansão da rede - e *online*, quando a sua aplicação ocorre em tempo real, isto é durante a operação da rede. Esta ultima aplicação tendera a ter ainda mais efectivação com a implementação de FACTS nos sistemas eléctricos (Matos, 2016).

2.3.1.1.2 Formulação matemática geral do TEO

Genericamente, o problema de TEO pode ser definido como um problema de otimização não-linear, onde se pretende minimizar (ou maximizar) certa função objetivo, sujeita a um conjunto de restrições decorrentes do trânsito de energia, expressas no modelo por equações de igualdade, além das restrições impostas pelas limitações físicas inerentes aos equipamentos da rede e pelas limitações de operação, expressas por inequações.

Matematicamente:

$$\min f(x, u) \quad \text{Eq. 2-40}$$

$$s. a \quad g(x, u) = 0 \quad \text{Eq. 2-41}$$

² Do inglês *Optimal Power Flow*.

$$h(x, u) \leq 0$$

Eq. 2-42

Tabela 2-1: Descrição da formulação geral de TEO

u	x	$g(x, u)$	$h(x, u) -$
Vector de variáveis de controle:	Conjunto de variáveis de estado	Equações de fluxo de potência e balanço nodal;	Limites de operação dos componentes do SEP e das variáveis de controle:
<ul style="list-style-type: none"> • Potência activa gerada pelos geradores; • Tensão de saída dos geradores que participem no controla de tensão; • Tomadas dos transformadores; • Tomadas dos transformadores defasadores; • Transações de entre áreas de controle; • Fluxo de potência e tensão controlada por FACTS; • Montante de carga descartada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulo e argumento das tensões nos barramentos de carga. • À potência reactiva gerada pelos geradores que participem no controle de tensão. • À potência activa e reactiva que transita nas linhas ou cabos da rede 	<ul style="list-style-type: none"> • Minimização do custo de geração e de transações; • Maximização da capacidade de transmissão; • Minimização das perdas eléctricas na transmissão • Minimizar o número de comutações dos dispositivos de controle • Minimização do investimento da compensação de reactivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Limites das variáveis de controle • Limites de capacidade das linhas (Ampere, MVA) • Intervalo de tolerância da tensão nos barramentos • Reservas de potência activa e reactiva

FONTE: (Zhang, et al., 2006)

No presente estudo pretende-se usar esta técnica por forma a avaliar a margem de estabilidade de tensão para uma rede. Portanto, a formulação a ser usada tem função objectivo maximizar a capacidade de transmissão da rede.

2.3.1.1.3 Formulação matemática TEO para análise da estabilidade de tensão

Para avaliação do limite da estabilidade de tensão será simulado o aumento de carga em determinados pontos de entrega até que se atinja o limite de carga máxima. Para tal, é usada a técnica de trânsito energético optimizado, em que a função objectivo é de maximizar a carga transferida P_C . Portanto, cria-se uma variável de optimização, α , que simula o incremento de potência activa de um ou vários barramentos pré-seleccionados, ou seja, esta pode ser escalar ou vectorial. Caso o barramento i não faça parte dos barramentos seleccionados, $\alpha_i = 0$. Por fim, esta formulação fica da seguinte forma:

$$\max P_c = P_c^0 + \alpha P_c^0 \quad \text{Eq. 2-43}$$

$$s. a \quad g(x) = 0 \quad \text{Eq. 2-44}$$

$$h(x) \leq 0 \quad \text{Eq. 2-45}$$

Neste caso:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ P_g \\ Q_g \\ \alpha \end{bmatrix} \quad e \quad g(x) = [J_{jacob} \quad C_g \quad C_g \quad P_\alpha]x \quad \text{Eq. 2-46}$$

C_g – matriz de conexão dos geradores. Se o gerador n está ligado ao barramento m , $C_{m \times n} = 1$.

J_{jacob} – matriz jacobiana (anexo 2);

P_α – vector de potência consumida incrementada.

$h(x, u)$ representa os limites de operação da rede:

$$\theta_{min}^m \leq \theta^m \leq \theta_{max}^m \quad \text{Eq. 2-47}$$

$$V_{min}^m \leq V^m \leq V_{max}^m \quad \text{Eq. 2-48}$$

$$Q_{g_{min}}^n \leq Q_g^n \leq Q_{g_{max}}^n \quad \text{Eq. 2-49}$$

$$0 \leq \alpha^m \leq \infty \quad \text{Eq. 2-50}$$

2.4 Dispositivos FACTS

2.4.1 Contextualização histórica

Limitações como a estabilidade, comprimento de linhas e contolabilibidade do fluxo de potência fazem com que as linhas sejam utilizadas bem abaixo da sua real capacidade, contudo, a possibilidade de aliviar estas de forma economicamente viável através de compensação controlada, incentivou a introdução de dispositivos a base de electrónica de potência (EP) para o controlo da compensação de reactivos nos anos 70. No final dos anos 80, a *Electric Power Research Institute* formalizou o conceito de *Flexible AC Transmission Systems*. Portanto, o acrônimo FACTS refere-se aos sistemas presentes em redes de transmissão de corrente alternada que possuam controladores a base de EP que permitem melhorar o desempenho dos sistemas de transmissão (Song, et al., 1999). Atualmente, a importância destes sistemas tem ficado cada vez mais clara, com o crescimento de SEP (tabela 2-2).

Tabela 2-2: Quantidade de cada tipo de dispositivo FACTS em uso no mundo, 2006

Tipo	Quantidade	MVA total instalados
SVC	600	90.000
STATCOM	15	1.200
Series Compensation	700	350.000
TCSC	10	2.000
HVDC B2B	41	14.000
HVDC VSC B2B	1 + (7 with cable)	900
UPFC	2-3	250

FORTE: (Zhang, et al., 2006)

2.4.2 Objectivos dos FACTS

A falta de investimento em novas em novas infra-estruturas nas redes de transmissão e as emergentes políticas liberalização nos SEP deram notoriedade aos dispositivos FACTS na década 80 (Song, et al., 1999). Porquanto, os FACTS têm como principais objectivos:

- Aumentar a capacidade máxima de transferência de potência dos SEP;
- Controlar o fluxo de potência;
- Amortecer as interações entre redes interconectadas.

Os dois primeiros objectivos estão ligados ao controlo primário dos FACTS (regular a tensão, controlar o fluxo de potência, etc.). Para o ultimo objectivo, há necessidade de incluir sistemas de controlo secundários, com destaque aos controladores POD (*Power Oscillations Damping*).

2.4.3 Classificação

Os dispositivos FACTS podem ser agrupados quanto á:

- Tecnologia de electrónica de potência: Chaves de t ristores ou conversores est ticos auto-comutados;
- A forma de conexão   rede: Série, Paralelo ou Serie - Paralelo.

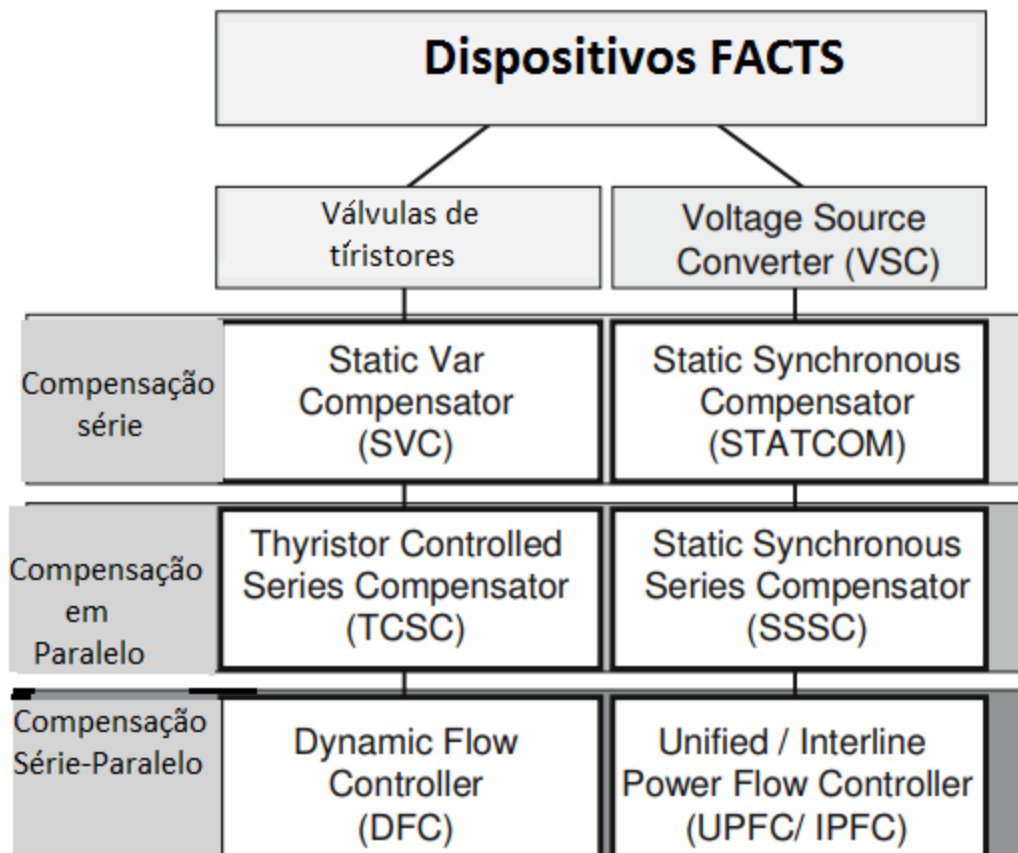


Figura 2-7: Classifica o de FACTS

FONTE: (Zhang, et al., 2006)

FACTS controlados por t ristores

O primeiro grupo de FACTS foi implementado usando tecnologia de semicondutores controláveis sem capacidade de desligamento intrínseco (T ristores convencionais). Neste grupo enquadram-se o SVC (*Static var Compensator*)³, o TCSC (*Tyristor-controlled Series Capacitor*)⁴ e os deslocadores de fase (*phase shifter*).

SVC – tem a fun o principal de regular a tensão;   o pioneiro entre os dispositivos FACTS, tendo sido inicialmente desenvolvido para a indústria de fornos a arco (início dos anos 70), mais tarde foi adaptado aos sistemas de transmissão pela primeira vez em 1979 (Zhang, et al., 2006). O SVC consiste na conexão

³ Compensador est tico de reativos

⁴ Capacitores Série controlados por T ristor

em paralelo de reatores chaveados a t ristores (TSR) e capacitores chaveados a t ristores (TSC), conectados a rede através de um transformador elevador (figura 2.3). Portanto,   possível variar a fornecimento ou a absor o de reativos, dentro dos limites do dispositivo. Tal como ilustra a figura 2.4, a característica V-I do SVC indica que a regula o de tensão apresenta certo declive, que depende das correntes máximas, capacitiva e indutiva. Sendo que, estes limites tendem a reduzir em fun o da tensão.

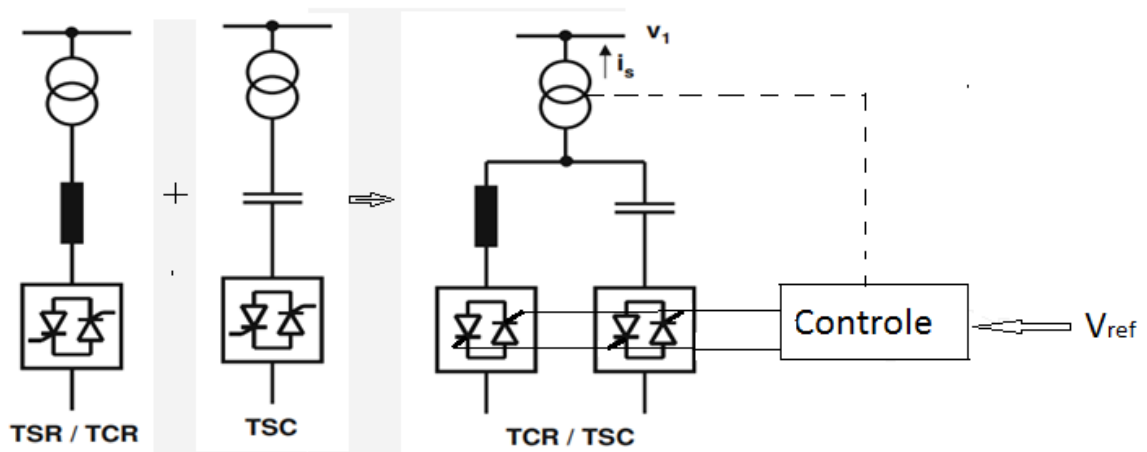


Figura 2-8: Configura o de um SVC

FONTE: DO AUTOR

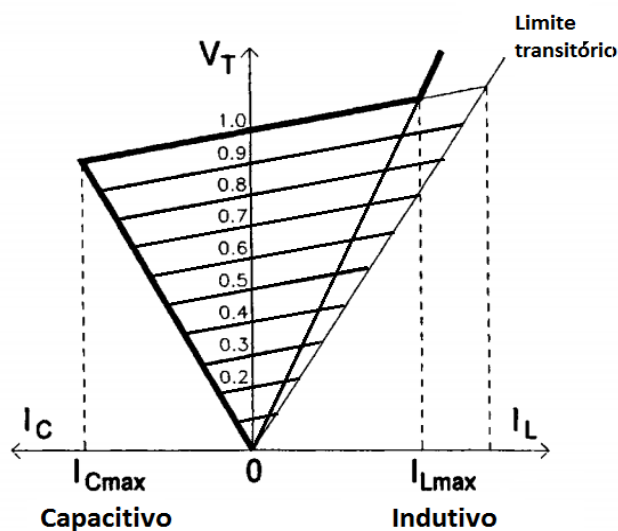


Figura 2-9: Característica V-I do SVC

FONTE: (Song, et al., 1999)

TCSC – com a função principal de compensar a indutância nas linhas, basicamente é um banco de capacitores série que no lugar de ter apenas uma chave de *bypass*, tem também um TRC ligado em paralelo. Obviamente, este último permite que a compensação variável seja possível. Este dispositivo permite também eliminar o problema de ressonância sub-síncrona, problema em que os sistemas de controle de grandes centrais térmicas interagem com a compensação fixa de linhas.

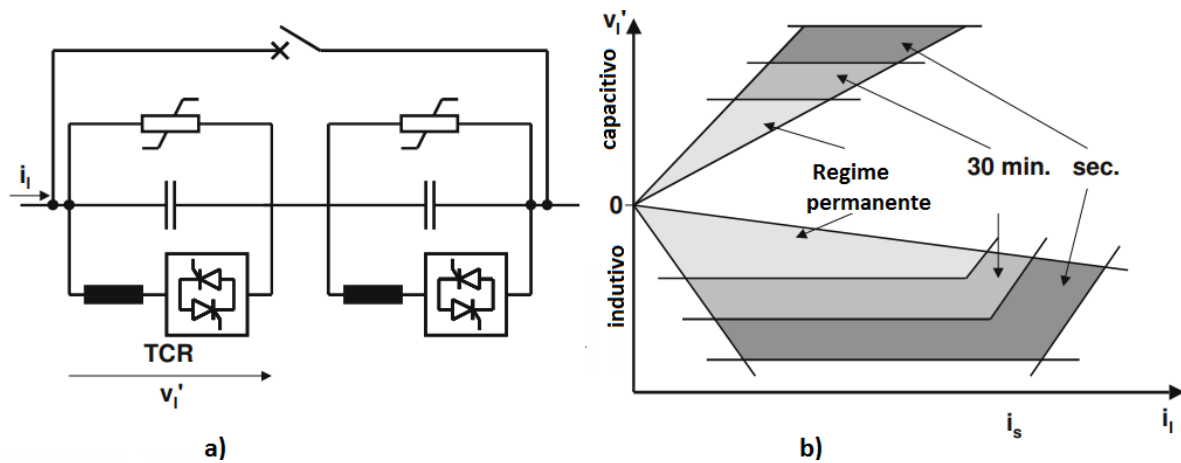


Figura 2-10: TCSC: a) Configuração; b) Característica V-I

FONTE: (Zhang, et al., 2006)

FACTS controlados por conversores estáticos auto-comutados

O surgimento de tóristores completamente controláveis (GTO e IGBT) permitiu a construção de conversores estáticos em que a sua operação não depende das condições da rede. Estes se subdividem em conversores de fonte de tensão (VSC) e de corrente (CSC). Entretanto, no âmbito dos FACTS, o destaque é dado ao VSC, este produz uma voltagem de magnitude e tensão controlável. Se a tensão produzida tiver a mesma frequência que a fonte o VSC assemelhasse a um condensador síncrono, mas estático. Desta forma surgiram os dispositivos FACTS como: STATCOM (*SATict COMmpensator*), que é um do tipo em paralelo; SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), que é um do tipo em série. Há também os da tipologia série – paralelo, nomeadamente, UPFC, IPFC e GUPFC. Estes correspondem a combinações de STATCOM e SSSC, permitindo aumentar os graus de liberdade do controlo do FP.

STATCOM – em termos da sua aplicação, este pode ser considerado como um SVC, mas com a vantagem de o seu desempenho não depender da tensão barramento a que está conectado (figura 2.6b), ou seja, mesmo em cenário de severas contingências mantém-se a sua capacidade.

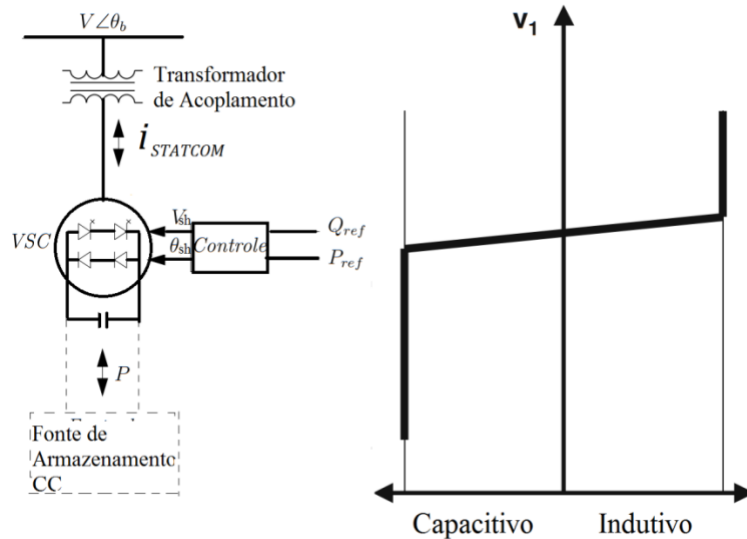


Figura 2-11: STATCOM: a) Estrutura; b) Característica V-I

FONTE: (Zhang, et al., 2006) (Castro, 2005)

SSSC – Esta é a versão melhorada do TCSC. A sua configuração é bastante semelhante a do STATCOM, porém conectado em série com a linha. Entretanto, o SSSC, pela sua necessidade proteção e isolamento eléctrico ao lado alta tensão, inclui uma plataforma de proteção (a base de tístores) e o transformador de acoplamento. Isto se traduz em custos relativamente elevados.

2.4.4 Controle otimizado de FACTS

A formulação TEO para avaliar a estabilidade de tensão, apresentada na secção 2.3.1.1.3, pode ser usada para definir os parâmetros de controle dos dispositivos FACTS presentes na rede. Para tal, as equações Eq. 2-44 e 2-45 são modificadas, obtendo-se assim:

$$\max P_c = P_c^0 + \alpha P_c^0 \quad \text{Eq. 2-51}$$

$$s. a \quad g(x, u) = 0 \quad \text{Eq. 2-52}$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad \text{Eq. 2-53}$$

Portanto, a solução de Eq. 2-49 fornece os parâmetros otimizados dos dispositivos FACTS que permitem o aproveitamento máximo da rede sem violar a estabilidade tensão. Há que ressaltar, também, que para os diferentes cenários de contingências podem ser definidos parâmetros correspondentes que permitam impactar minimamente o desempenho da rede pós-contingência.

2.4.4.1 Inclusão de FACTS no fluxo de potência

Quando na rede em estudo existam FACTS, é necessário efectuar algumas alterações na formulação do problema OPF. Porquanto, estes permitem controlar grandezas eléctricas. A adicção de novas variáveis de controlo, bem como restrições à formulação do problema TEO relacionados aos FACTS, é descrita

a seguir. Portanto, para além da inserção de nova variável, $\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ passa a incluir as equações de fluxos de potência dos controladores FACTS.

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = [\mathbf{J}_{jacob_modf.} \quad \mathbf{C}_g \quad \mathbf{C}_g \quad \mathbf{P}_\alpha] \begin{bmatrix} \mathbf{u} \\ \mathbf{x} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-54}$$

Primeiro, faz-se necessário modelar os FACTS, e de seguida modificar a matriz jacobiana de acordo com os fluxos de potência dos FACTS:

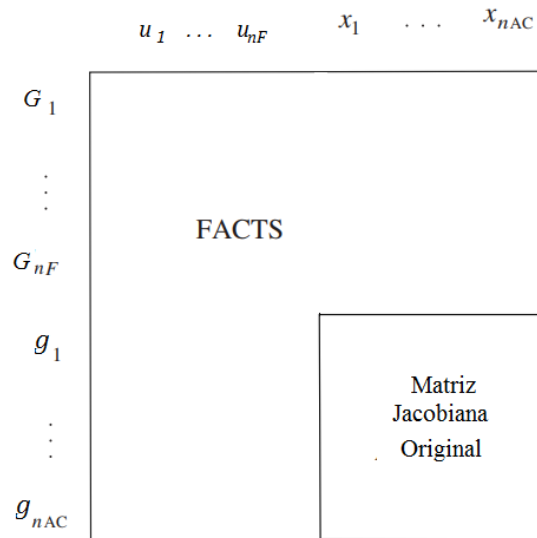


Figura 2-12: Matriz jacobiana modificada

$$\mathbf{J}_{jacob_modf.} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{F1}}{\partial u_{1F1}} & \dots & \frac{\partial P_{F1}}{\partial u_{nF1}} & \frac{\partial P_{F1}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{F1}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_{F1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{F1}}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_{FnF}}{\partial u_{1Fn}} & \frac{\partial P_{FnF}}{\partial u_{nFn}} & \frac{\partial P_{FnF}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_{FnF}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_{FnF}}{\partial V_1} & \frac{\partial P_{FnF}}{\partial V_n} & & & \\ \frac{\partial P_1}{\partial u_{1F1}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial u_{nF1}} & & & & & & \\ \vdots & & \vdots & & & & & & \\ \frac{\partial P_n}{\partial u_{1F1}} & \frac{\partial P_n}{\partial u_{1F1}} & & & & & & & \\ \frac{\partial Q_1}{\partial u_{1F1}} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial u_{nF1}} & & & & & & \\ \vdots & & \vdots & & & & & & \\ \frac{\partial Q_n}{\partial u_{1F1}} & \frac{\partial Q_n}{\partial u_{1F1}} & & & & & & & \\ \frac{\partial u_{1F1}}{\partial u_{1F1}} & & & & & & & & \end{bmatrix} \quad \mathbf{J}_{jacob} \quad \text{Eq. 2-55}$$

As equações \mathbf{P}_F e variáveis \mathbf{u} , para cada controlador FACTS, são descritas a seguir:

STATCOM - Partindo do seu princípio de funcionamento, já descrito, pode ser modelado como uma fonte controlável de sequência positiva em sincronia com a rede, com tensão $\bar{V}_{sh} = V_{sh} \angle \theta_{sh}$. Entretanto, Zhang, et al. (2006) destacam que neste modelo considera-se que o STATCOM não produz harmônicas, assim como, a rede e o próprio STATCOM tem as três fases balanceadas. Portanto, o circuito equivalente é o dado na figura seguinte:

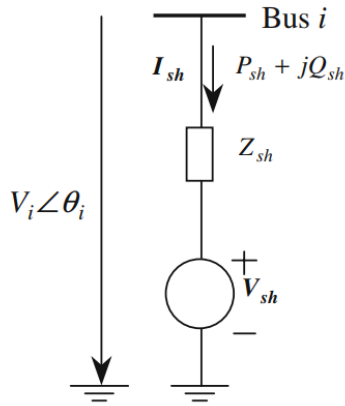


Figura 2-13: Circuito equivalente do STATCOM

O fluxo de potência no STATCOM, ligado ao barramento i , é definido com base nas seguintes equações:

$$P_{sh_i} = V_i^2 g_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh}) + b_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh})) \quad \text{Eq. 2-56}$$

$$Q_{sh_i} = -V_i^2 b_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh}) - b_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh})) \quad \text{Eq. 2-57}$$

Como a fonte de tensão para o conversor do STATCOM é normalmente um banco de capacitores ou uma fonte DC, este não injecta potência activa, ou seja:

$$P_{sh} = V_i^2 g_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh}) + b_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh})) = 0 \quad \text{Eq. 2-58}$$

SVC - Como já foi mencionado, o SVC apresenta uma grande semelhança ao STATCOM, no que diz respeito as suas funções. Portanto, em vez de representar de modelar o SVC como uma susceptância variável (Ancha, et al., 2004), será a representação semelhante a do STATCOM – fonte variável (figura 2-13). Esta consideração permite simplificar a modelagem de redes contendo SVCs e STATCOMs, simplificando o código computacional.

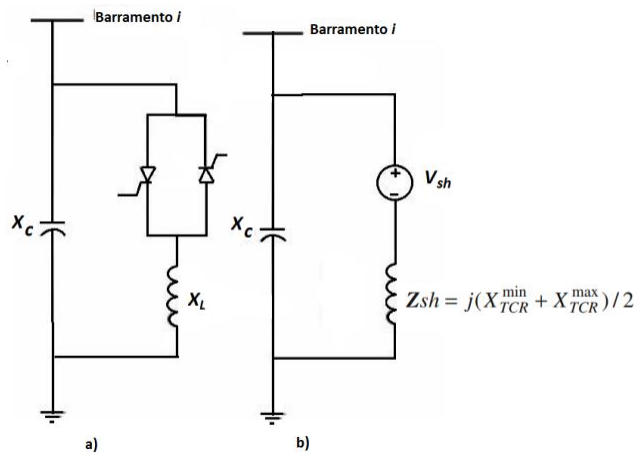


Figura 2-14: SVC: a) configuração com capacitor fixo e um TCR; b) circuito equivalente de acordo com o modelo de STATCOM

SSSC - Com base no princípio de funcionamento do SSSC pode se chegar ao circuito equivalente deste, onde o SSSC insere uma tensão série na linha de modo a compensá-la, por esta tensão ser controlável podemos controlar o fluxo de potência na dada linha.

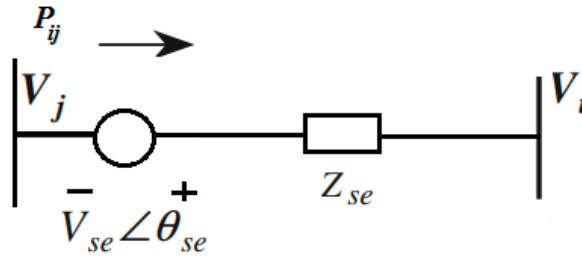


Figura 2-15: Circuito equivalente do SSSC

O fluxo de potência no STATCOM, ligado ao barramento i , é definido com base nas seguintes equações:

$$P_{ji} = V_j^2 g_{jj} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ji} + b_{ji} \sin \theta_{ji}) - V_j V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_j - \theta_{se}) + b_{ji} \sin(\theta_j - \theta_{se})) \quad \text{Eq. 2-59}$$

$$Q_{ji} = -V_j^2 b_{jj} - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ji} + b_{ji} \cos \theta_{ji}) - V_j V_{se} (g_{ij} \sin(\theta_j - \theta_{se}) - b_{ji} \cos(\theta_j - \theta_{se})) \quad \text{Eq. 2-60}$$

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ii} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ji} + b_{ji} \sin \theta_{ji}) + V_i V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{se}) + b_{ji} \sin(\theta_i - \theta_{se})) \quad \text{Eq. 2-61}$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 b_{jj} - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ji} + b_{ji} \cos \theta_{ji}) + V_i V_{se} (g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_{se}) - b_{ji} \cos(\theta_i - \theta_{se})) \quad \text{Eq. 2-62}$$

$$P_{se} = \text{Re}(\mathbf{V}_{se} \mathbf{I}_{se}^*) = 0 \quad \text{Eq. 2-63}$$

$$\text{Onde: } \text{Re}(\mathbf{V}_{se} \mathbf{I}_{se}^*) = -V_j V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_j - \theta_{se}) + b_{ji} \sin(\theta_j - \theta_{se})) + V_i V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{se}) + b_{ji} \sin(\theta_i - \theta_{se}))$$

TCSC – A semelhança da analogia feita entre SVC e STATCOM, o TCSC pode ser representado através do modelo de SSSC.

2.4.5 Inclusão de FACTS no MSP

Nesta subsecção faz a extensão do modelo de sensibilidade de potência, para inclusão de FACTS, de modo a avaliar a sua influência destes na estabilidade de ângulo a pequenas perturbações. Entretanto, apenas será analisado o SVC e o STATCOM, tendo em conta que estes são os mais usados nas redes de transmissão, incluindo a rede elétrica nacional (REN).

SVC

Primeiro avalia-se a inclusão do SVC com o sistema de controle de primeira ordem, responsável por regular a tensão no barramento i .

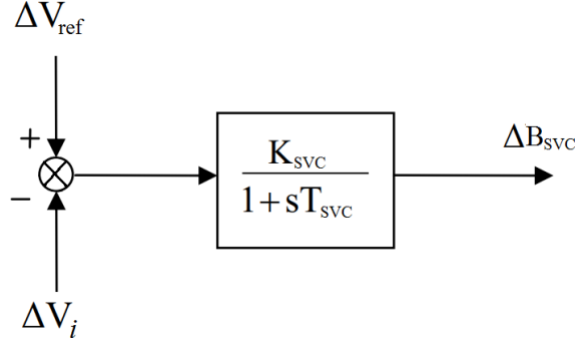


Figura 2-16: Diagrama de blocos para regulação de Tensão do SVC

Portanto:

$$\Delta \dot{B}_{SVC} = \frac{1}{T_{SVC}} (K_{SVC} \Delta V_{ref} - K_{SVC} \Delta V_i - \Delta B_{SVC}) \quad \text{Eq. 2-64}$$

Com Eq. 2-64, pode-se proceder com a inclusão da dinâmica do SVC no MSP. As matrizes das equações Eq. 2.34, 2-35 e 2-36 são mantidas, procedendo-se apenas uma inserção de novos elementos, como se mostra a seguir:

$$\begin{bmatrix} [\Delta \dot{\omega}] \\ [\Delta \dot{\delta}] \\ [\Delta \dot{E}'_q] \\ [\Delta \dot{E}_{fd}] \\ [\Delta \dot{B}_{SVC_i}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & [0]_{4ng \times nF} \\ [0]_{nF \times 4ng} & \left[\text{diag} \left(\frac{-1}{T_{SVC_i}} \right) \right]_{nF \times nF} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \omega] \\ [\Delta \delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \\ [\Delta B_{SVC_i}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{-----} J2 \text{-----} \\ [0]_{nb \times nb - nF} \mid \left[\text{diag} \left(-\frac{K_{SVC_i}}{T_{SVC_i}} \right) \right]_{nF \times nF} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B1 & [0]_{4ng \times nF} \\ [0]_{nF \times 4ng} & \left[\text{diag} \left(\frac{K_{SVC_i}}{T_{SVC_i}} \right) \right]_{nF \times nF} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \\ [\Delta V_{ref}] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-65}$$

$$\begin{bmatrix} [0] \\ [0] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J3 & \mid & [0]_{nb \times nF} \\ \mid & J3_{SVC} & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \omega] \\ [\Delta \delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \\ [\Delta B_{SVC_i}] \end{bmatrix} + [J4_{SVC}] \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B2 & \mid & [0]_{2nb \times nF} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \\ [\Delta V_{i_{ref}}] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-66}$$

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = [J_{jacob_{modf.}}] \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-67}$$

$$J3_{SVC} = \begin{cases} J3_{SVC}(i, t) = 0 \\ J3_{SVC}(i, t) = V_i^2 0, \text{ se SVC } t \text{ liga o bus } i \end{cases}$$

STATCOM

Primeiro avalia-se a inclusão do STATCOM com o sistema de controle de primeira ordem, responsável, também, por regular a tensão no barramento i .

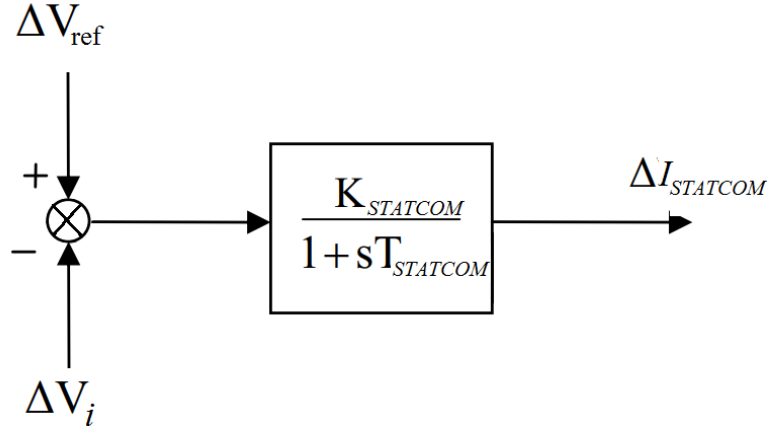


Figura 2-17: Diagrama de blocos para regulação de Tensão do SVC

Portanto:

$$\Delta \dot{I}_{STATCOM} = \frac{1}{T_{STATCOM}} (K_{STATCOM} \Delta V_{ref} - K_{STATCOM} \Delta V_i - \Delta I_{STATCOM}) \quad \text{Eq. 2-68}$$

$$\begin{bmatrix} [\Delta \dot{\omega}] \\ [\Delta \dot{\delta}] \\ [\Delta \dot{E}'_q] \\ [\Delta \dot{E}_{fd}] \\ [\Delta \dot{I}_{STATCOM}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & [0]_{4ng \times nb} \\ [0]_{nb \times 4ng} & \left[\text{diag} \left(\frac{-1}{T_{STATCOM}} \right) \right]_{nb \times nb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \omega] \\ [\Delta \delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \\ [\Delta I_{STATCOM}] \end{bmatrix} +$$

$$\begin{bmatrix} \text{---} & J2 \\ [0]_{nb \times nb} & \left[\text{diag} \left(\frac{-K_{STATCOM}}{T_{STATCOM}} \right) \right]_{nb \times nb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B1 & [0]_{4ng \times nb} \\ [0]_{nb \times 4ng} & \left[\text{diag} \left(\frac{-K_{STATCOM}}{T_{STATCOM}} \right) \right]_{nb \times nb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \\ [\Delta V_{iref}] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-69}$$

$$\begin{bmatrix} [0] \\ [0] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J3 & [0]_{nb \times nb} \\ & J3_{STATCOM} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \omega] \\ [\Delta \delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E_{fd}] \\ [\Delta I_{STATCOM}] \end{bmatrix} + J4_{STATCOM} \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B2 & [0]_{2ng \times nb} \\ & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \\ [\Delta V_{iref}] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-70}$$

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = [J_{jacob_modf.}] \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. 2-71}$$

$$J3_{STATCOM} = \begin{cases} J3_{STATCOM}(i, t) = 0 \\ J3_{STATCOM}(i, t) = V_i^2 0, \text{ se o STATCOM } t \text{ liga ao bus } i \end{cases}$$

2.4.5.1 Controle secundário para FACTS

Zhang, et al. (2006) demonstraram que os controladores FACTS, por si só, não aumentam significativamente o amortecimento e nem eliminam a instabilidade do sistema. Por conseguinte, faz-se a inclusão de um controle secundário, de modo a atingir estes objectivos. Neste caso, o sinal estabilizador suplementar será fornecido por um Amortecedor de Oscilações de Potência (AOP)⁵.

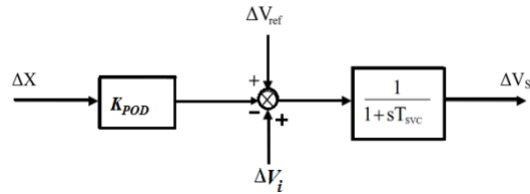


Figura 2-18: Controlador AOP para SVC

De forma geral, o AOP consiste em três componentes, nomeadamente, um ganho – que permite o amortecimento, um filtro - que permite filtrar os sinais nas faixas determinadas, e um bloco de avanço-atraso de fase (Kundur, 1993).

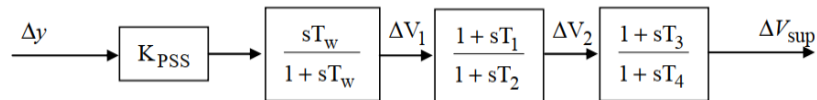


Figura 2-19: diagrama de blocos de um AOP

Das três técnicas de dimensionamento de controladores (alocação de pólos, compensação de fase e técnica de H-infinito), aqui usar-se-á a técnica de alocação de pólos, para projectar o AOP, por forma a deslocar um dado autovalor ($\lambda_i = -\sigma_i \pm \omega_i$, localizado no semiplano positivo) a uma posição (semiplano negativo) e com coeficiente de amortecimento desejados, $\lambda_{ides} = -\sigma_{ides} \pm \omega_{ides}$

A primeira consideração é de $T_1 = T_3$ e $T_4 = T_2$. Tendo em conta o ângulo máximo que deve ser fornecido pelo compensador, os parâmetros de AOP são dados por Eq. 2-72.

$$\begin{cases} \theta = 180^\circ - \text{ang}(R_{ijk}) \\ \alpha = \frac{1 - \sin(\theta/2)}{1 + \sin(\theta/2)} \\ T_2 = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha}} \\ T_1 = \alpha T_2 \end{cases} \quad \text{Eq. 2-72}$$

O ganho do compensador será determinado com base na teoria de resíduos, ou seja, o deslocamento de λ_i é proporcional ao resíduo R_{ijk} que relaciona a entrada u_k à saída y_j :

⁵ Em ingles, *Power Oscillation Damping - POD*

$$K = \left| \frac{\lambda_{ides} - \lambda_i}{R_{i jk} C \lambda_{i jk}} \right| \quad \text{Eq. 2-73}$$

$$R_{i kj} = C_k \varphi_i \psi_j B_j$$

φ_i, ψ_i - autovectores esquerdo e direito, respectivamente.

2.4.5.1.1 Inclusão de AOP no MSP

O diagrama de blocos apresentado na figura 2.18 apresenta a adição do sinal suplementar que advém do AOP no sistema de controle do SVC (Eq. 2-20). A variável de saída do SEP a ser usada como sinal de realimentação, ΔX , tem de ser definida. Há duas grandezas principais que apresentam elevados índices de observabilidade na análise modal, nomeadamente, o fluxo de potência activa nas linhas (ΔP_{linha}) e a velocidade dos geradores ($\Delta \omega$). Aboul-ela, et al. (1996) demonstra que, para modos de inter-área, ΔP_{linha} mostra-se mais efectivo.

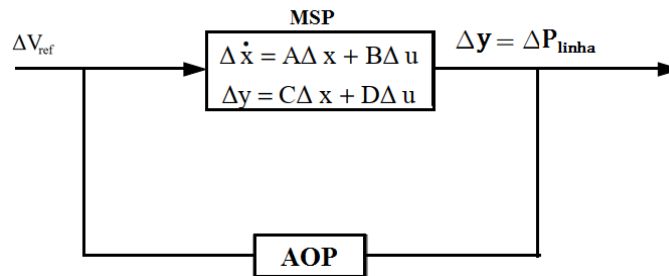


Figura 2-20: Esquematisação da inclusão de AOP no MSP

A figura 2-18 pode ser representada de forma particular para o SVC controlado por AOP (figura 2-21), a

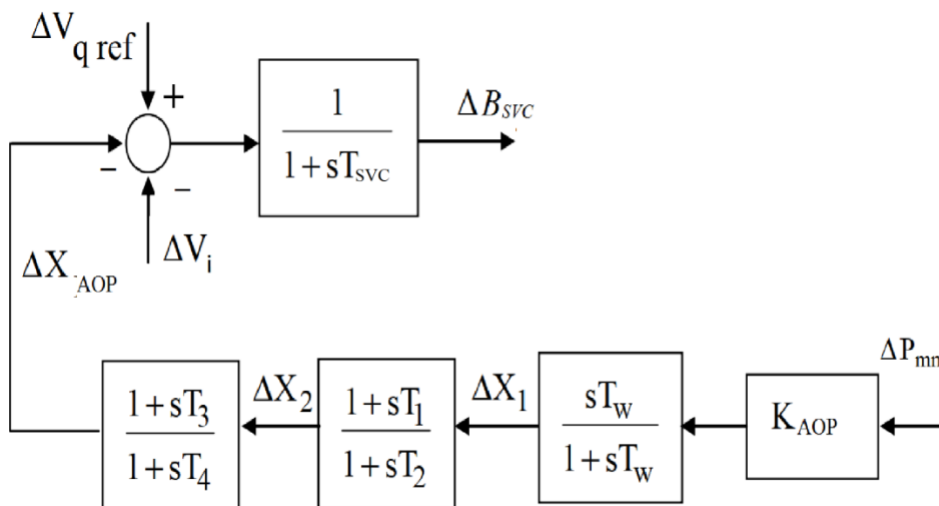


Figura 2-21: Inclusão de AOP

Para a inclusão da dinâmica do AOP no modelo de sensibilidade de potência, procede-se a decomposição do diagrama de blocos apresentado acima, tal como mostra a figura 2-22. Assim, podem ser escritas as equações diferenciais que caracterizam o AOP.

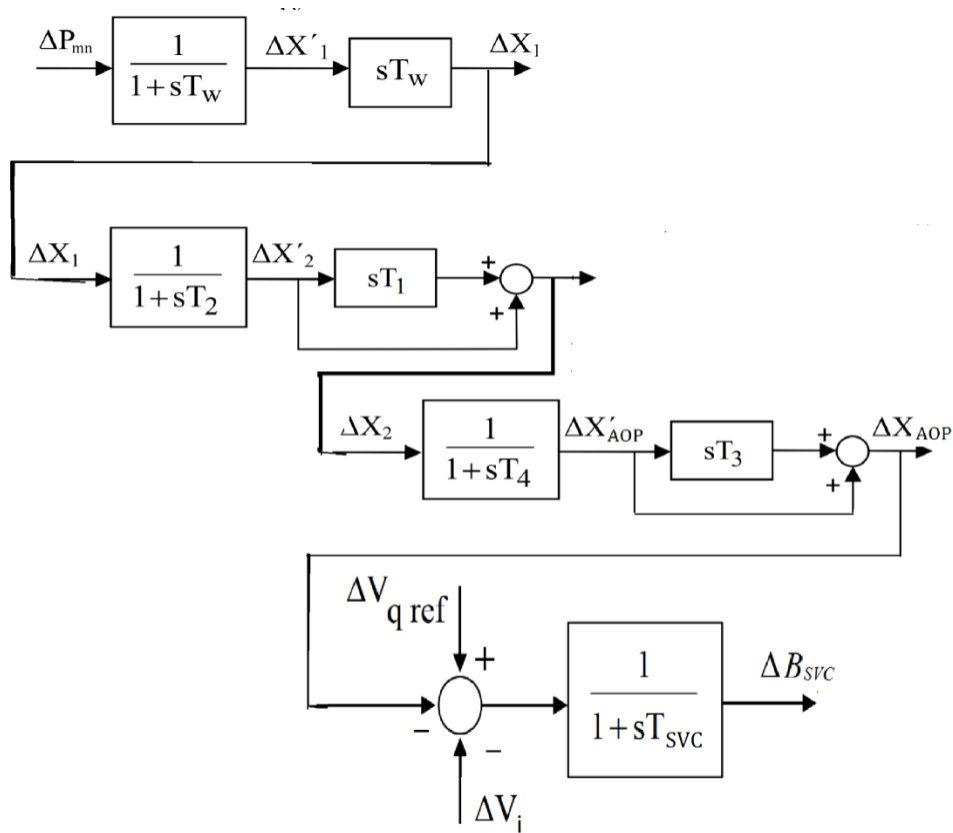


Figura 2-22: Representação do diagrama de blocos do AOP decomposto

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta \dot{X}'_1 = -\frac{1}{T_w} \Delta X'_1 + \frac{K_{AOP}}{T_w} \Delta P_{mn} \\ \Delta \dot{X}'_2 = -\frac{1}{T_2} \Delta X'_2 - \frac{1}{T_2} \Delta X'_1 + \frac{K_{AOP}}{T_2} \Delta P_{mn} \\ \Delta \dot{X}'_{AOP} = \frac{1}{T_4} \Delta X'_{AOP} - \frac{T_1}{T_2 T_4} \Delta X'_1 - \left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right) \frac{1}{T_4} \Delta X'_2 + \frac{T_1 K_{AOP}}{T_2 T_4} \Delta P_{mn} \end{array} \right. \quad \text{Eq. 2-74}$$

Assim Eq. 2-64 torna-se:

$$\Delta \dot{B}_{svc} = \frac{1}{T_{svc}} [K_{svc} \Delta V_{ref} - K_{svc} \Delta V_i - \Delta B_{svc} - (1 - \frac{T_3}{T_4}) \Delta X_{AOP}' - \frac{T_1 T_3}{T_2 T_4} \Delta X'_1 - (T_3 - \frac{T_1 T_3}{T_2}) \frac{1}{T_4} \Delta X'_2 - \frac{T_1 T_3}{T_2 T_4} \Delta P_{mn}] \quad \text{Eq. 2-75}$$

Com Eq. 2-74 e 2-75, pode-se alterar as equações do MSP para um sistema de ng geradores, nb barramentos e nF FACTS equipados com AOP:

$$\begin{bmatrix} [\Delta\dot{\omega}] \\ [\Delta\dot{\delta}] \\ [\Delta\dot{E}'_q] \\ [\Delta\dot{E}'_{fd}] \\ [\Delta\dot{X}'_1] \\ [\Delta\dot{X}'_2] \\ [\Delta\dot{X}'_{AOP}] \\ [\Delta\dot{B}_{SVC_i}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & [0]_{4ng \times 4nF} \\ [0]_{4nF \times 4ng} & J1_{AOP} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta\omega] \\ [\Delta\delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E'_{fd}] \\ [\Delta X'_1] \\ [\Delta X'_2] \\ [\Delta X'_{AOP}] \\ [\Delta B_{SVC_i}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J2 \\ - \\ - \\ J2_{AOP} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta\theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B1 & [0]_{4ng \times nF} \\ [0]_{3nF \times (2ng+2nb)} & [0]_{3nF \times nF} \\ [0]_{nF \times (2ng+2nb)} & \text{diag}\left(\frac{K_{SVC_i}}{T_{SVC_i}}\right)_{nF \times nF} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \\ [\Delta V_{ref}] \end{bmatrix}$$

Eq. 2-76

$$\begin{bmatrix} [0] \\ [0] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J3 & | & [0]_{nb \times 3nF} & | & [0]_{nF \times nb} \\ [0] & | & [0]_{nb \times 3nF} & | & J3_{SVC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta\omega] \\ [\Delta\delta] \\ [\Delta E'_q] \\ [\Delta E'_{fd}] \\ [\Delta X'_1] \\ [\Delta X'_2] \\ [\Delta X'_{AOP}] \\ [\Delta B_{SVC_i}] \end{bmatrix} + [J4_{SVC}] \begin{bmatrix} [\Delta\theta] \\ [\Delta V] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B2 & | \\ | & [0]_{2ng \times nb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta P_M] \\ [\Delta V_{ref}] \\ [\Delta P_L] \\ [\Delta Q_L] \\ [\Delta V_{i_{ref}}] \end{bmatrix}$$

Eq. 2-77

Capítulo 3

3 Rede Eléctrica Nacional (REN)

3.1 REN actual

Moçambique possuía uma rede de transmissão de energia eléctrica em Alta Tensão composta por dois sistemas de transmissão independentes, uma na região sul do país e a outra nas zonas centro e norte (figura 1). No entanto, no primeiro semestre de 2022 foi finalizada a construção da Linha de Transporte (LT) Casa Nova-Vilanculos, tornando a REN integrada (figura 2). As tensões que compõem estes sistemas são de 400, 275, 220, 110 e 66 kV.

Nas Tabelas I-I e I-II (anexo 1) são apresentadas as características das linhas e subestações. As centrais eléctricas integradas a REN são listadas na Tabela I-III. A seguir, é descrita a REN subdividindo-a de acordo com as três regiões do país.

3.1.1 Parte Centro-Norte da REN

Nesta área encontra-se a maior central do país, Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB), ligada a subestação de Songo, província de Tete. Desta subestação, partem três (3) LT: uma de 400 kV em direcção a Bindura (Zimbábue), uma HVDC dupla para Apollo (África do Sul) e duas linhas 220 kV em direcção a subestação de Matambo. É a partir de Matambo que inicia a parte Centro-Norte da REN, que se caracteriza por ser de tipologia radial, ramificando-se pelas províncias de Zambézia, Nampula, Lichinga e Cabo Delgado, com LT de 110 e 220 kV.

Para além da HCB, há também outras centrais nesta zona, com especial destaque à central flutuante de Nacala (100 MW) e as centrais solares de Mocuba e Metoro – as primeiras fontes renováveis integradas a REN.

Esta zona não possui um sistema remoto de controlo remoto, possuindo apenas um sistema mini-SCADA responsável pelo controlo local na subestação de Metoro.

3.1.2 Parte Centro da REN

As províncias de Manica e Sofala possuem um sistema de AT (110 kV) que interliga as hidroeléctricas de Chicamba e Mavuzi aos diversos pontos de entrega desta região. A partir da subestação de Manica há à interligação a subestação de Mutare em Zimbábue. A linha Chibata-Catandica é responsável pelo intercambio entre esta área e a rede Centro-Norte, permitindo suprir certas situações de escassez nesta área.

3.1.3 Parte Sul da REN

O sistema de transmissão da região sul tem níveis de tensão de 400, 275, 110 e 66 kV. As LT de 110 kV partem da província e cidade de Maputo dirigindo-se a província de Gaza e Inhambane. As maiores subestações desta região - Infulene, Matola, Mozal e Ressano Garcia (RSA) – são interligadas pela a rede de 275 kV. As restantes subestações da cidade e província de Maputo são alimentadas pelas linhas de 66 kV. Nesta região, existem ainda duas linhas de transmissão de 400 kV pertencentes à MOTRACO (Mozambique Transmission Company, detida pela EDM e pela ESKOM), uma partindo da África do Sul e a outra saindo do Reino Eswatini, dirigindo-se a subestação de Maputo. A interligação desta área à região Centro é feita através da linha Casa Nova-Vilanculos.

A produção nesta área é, na sua maioria, provem de centrais térmicas a: Giggawatt, Ressano Garcia, CTRG, Beluluane, CTM. Esta ultima teve o seu inicio de operação em 2018, como forma de substituir energia que era importada nos momentos de pico da carga na cidade e província de Maputo. É de destacar que nesta central está instalado o centro de controlo nacional (CCN), que, entretanto, faz apenas a supervisão da área sul da REN.

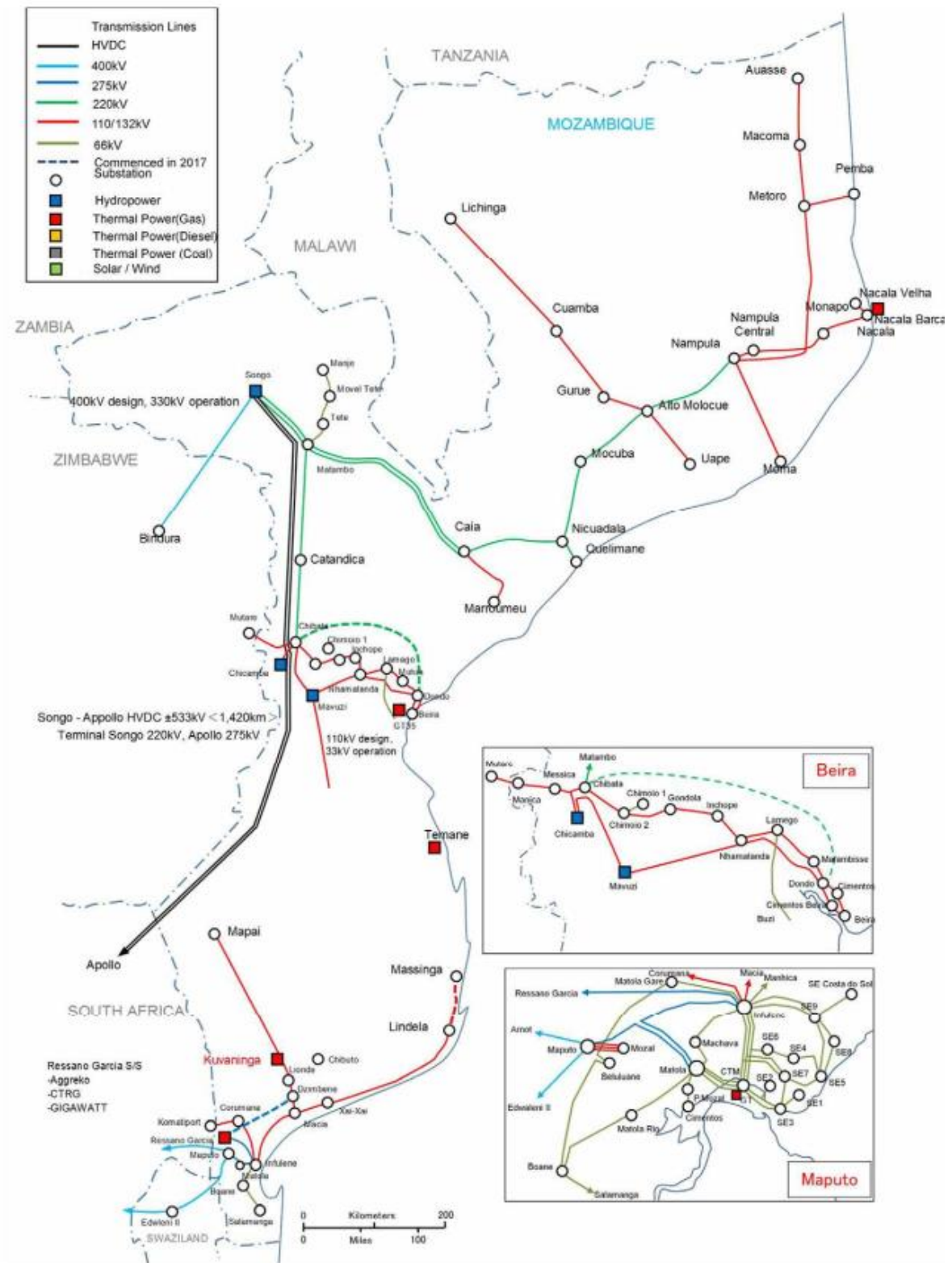


Figura 3-1: Rede eléctrica nacional 2018

FONTE: JICA, 2018

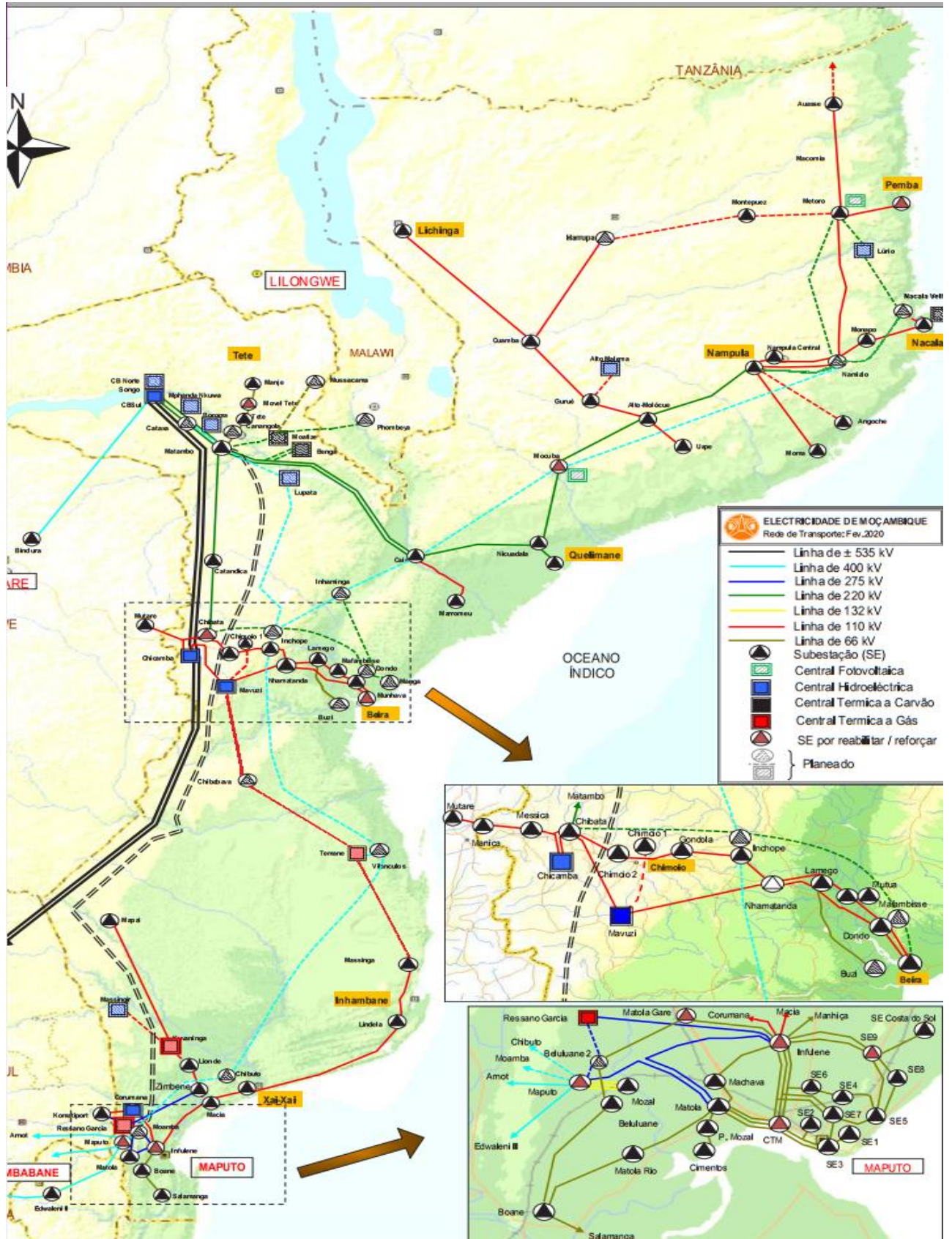


Figura 3-2: Rede Eléctrica Nacional 2022

FONTE: EDM, 2022

3.2 Presença de FACTS na REN

Actualmente, a REN possui os seguintes dispositivos FACTS instalados:

- SVC de 35 MVar na subestação de Mocuba complementado por um SVC, também de 35 MVA, na subestação de Alto Molócue;
- Na subestação de Nampula está instalado um STATCOM, com capacidade de 75 MVar.

3.3 Avaliação do desempenho da REN

Nesta secção será avaliado o desempenho da REN em termos de estabilidade de tensão e de ângulo a pequenos distúrbios. Estas avaliações tornam-se cada vez mais importantes quando redes são interligadas, como é o caso da REN, que recentemente teve a rede sul e norte interligadas.

3.3.1 Estabilidade de tensão da REN

Esta análise permite determinar a capacidade máxima da REN. Esta avaliação mostra-se bastante necessária, tendo em conta a previsão de crescimento da demanda máxima nacional (figura 3-3). Esta previsão foi efetuada no estudo realizado pela JICA (2018), tendo considerado três cenários diferentes (tabela 3-4). Foram também avaliados os cenários em que a demanda da MOZAL é suprida pela REN, em detrimento da ESKOM. Dados mais específicos desta previsão são apresentados na tabela III-1 (anexo 3). Com base nestes observa-se que nas subestações de Infulene e Nampula prevêem maior crescimento. Portanto, será avaliada a capacidade máxima de transferência a estes pontos de entrega.

Tabela 3-1: Cenários para previsão de demandas máximas

	Consumo em Baixa Tensão	Consumo em Media Tensão
Caso 1	Taxa de Crescimento do PIB ⁶ : 6.38% Crescimento populacional: 2.1% - 2.7% Taxa de eletrificação ⁷ : 29%→78%	Taxa de Crescimento do PIB: 6.38% Crescimento populacional: 2.1% - 2.7%
Caso 2	Taxa de Crescimento do PIB: 7.38% Crescimento populacional: 2.1% - 2.7% Taxa de eletrificação: 29%→78%	Taxa de Crescimento do PIB: 7.38% Crescimento populacional: 2.1% - 2.7%
Caso 3	Taxa de Crescimento do PIB: 8.38% Crescimento populacional: 2.1% - 2.7% Taxa de eletrificação: 29%→78%	Taxa de Crescimento do PIB: 8.38% Crescimento populacional: 2.1% - 2.7%

⁶ Produto Interno Bruto

⁷ Na região norte, com o plano de universalização do acesso doméstico à rede, prevê-se para os próximos dois anos ligar cerca de 250 mil novos clientes, o que resultará no incremento da demanda e consequente sobrecarga de sete (7) subestações ((EDM, EP, 2019).

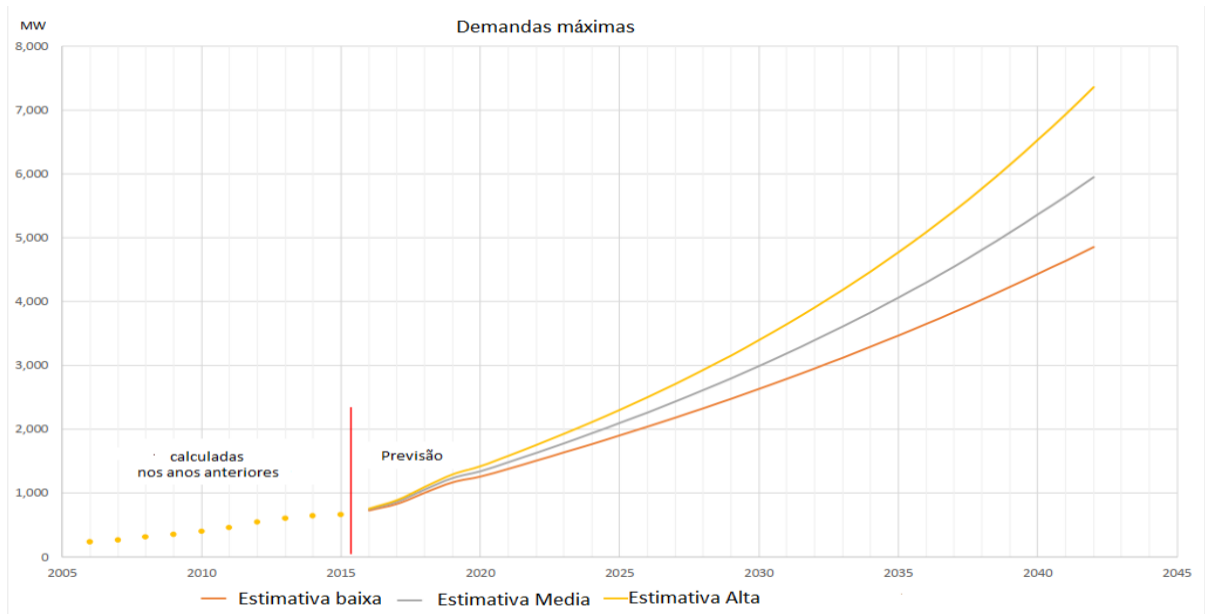


Figura 3-3: Previsão do crescimento das pontas máximas nacionais

FONTE: (JICA, 2018)

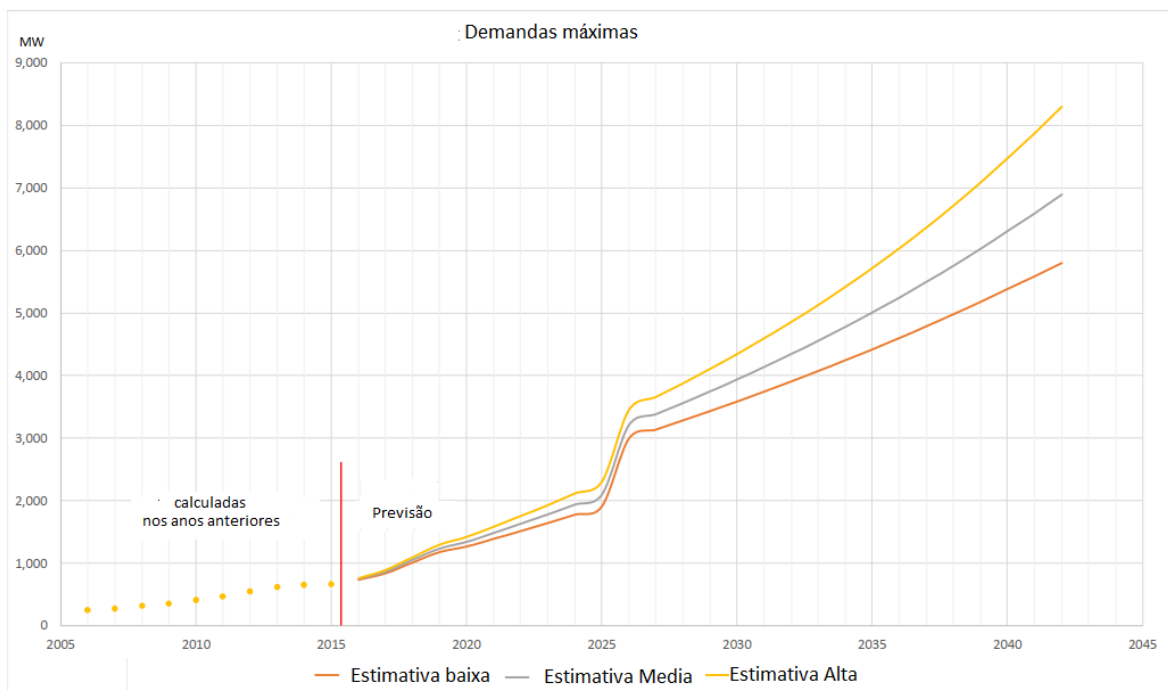


Figura 3-4: Previsão do crescimento das pontas máximas nacionais incluindo a MOZAL

FONTE: (JICA, 2018)

3.3.2 Estabilidade de ângulo a pequenos sinais na REN

A interligação de redes eléctricas não só traz vantagens – fiabilidade, melhor gestão dos custos de geração - ao sistema, como também faz com que haja oscilações electromecânicas de baixa frequência originadas por interações dinâmicas entre geradores. Portanto, com o já iniciado

processo de interligação da REN, faz-se necessário avaliar o desempenho desta em termos da estabilidade do ângulo. A tabela I-4 (anexo 1) apresenta os dados necessários para esta avaliação.

Capítulo 4

4 Resultados, Simulações e Análises

4.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados da avaliação do desempenho da REN, quanto a capacidade máxima de transferência e a estabilidade a pequenos sinais, e, por conseguinte, as análises da performance da REN.

Os modelos para avaliação do desempenho da REN, apresentadas nas secções 2.2 – 2.4 são implementados computacionalmente através do software MATLAB 7.5®. Há também que destacar o uso do pacote MATPOWER®, desenvolvido por (Zimmerman, et al., 2020), para a solução do fluxo de potência do caso tomado como base para as análises a ser feitas. O pacote SIMULINK foi usado para a simulação do efeito dos pequenos distúrbios nas oscilações da rede.

4.2 Limite máximo de carga (Estabilidade da Tensão)

4.2.1 Considerações iniciais

O limite máximo de carga (LMC) será determinado através da simulação do aumento de carga em subestações/pontos de entrega pré-definidas, concretamente as que possuem maior fluxo de potência e/ou se prevêem maior crescimento de carga (anexo 1 e 3), usando o método de optimização (TEO). Estes pontos de entrega (PE) foram seleccionados com base em registos de pontas máximas anuais de 2017, juntamente com as previsões de crescimento de carga em cada PE.

A inclusão de FACTS existentes ou a serem projectados na REN nesta análise será em duas perspectivas controle: numa, o controle é por meio de medição local – controle local, é mais comumente usada; noutra, o controle é feito tendo em conta um objectivo geral do sistema – controle optimizado.

A REN será considerada como sendo composta por três (3) áreas de controlo – área Norte, área Centro e Sul. Para a área sul, considera-se como central de balanceamento o conjunto de centrais térmicas ligadas à subestação de Ressano Garcia. A central hidroeléctrica de Cahora Bassa é tida como *swing bus* para a área Centro e área Norte. As centrais com capacidade inferior a 5 MW não serão consideradas, porquanto pretende-se avaliar os limites máximos de carregamento da REN.

4.2.2 Análise sem limites operacionais

Inicialmente, por forma a avaliar estabilidade de tensão, esta análise não incluiu as restrições de limitação da tensão para segurança da operação (máximo desvio: $\pm 5\% U_n$). Ademais, o controlo dos

FACTS existentes é feito na perspectiva local – regular a tensão local tendo como referência 1 pu. A tabela 4-1 a apresenta os limites de estabilidade para cada subestação na área norte, centro e sul.

Tabela 4-1: Valores críticos de carga para diferentes subestações sem restrições operacionais

Norte		Centro		Sul			
Subestação	LMC (MW)	Subestação	LMC (MW)	Subestação (C. Maputo)	LMC (MW)	Subestação	LMC (MW)
Uape	60.69	Vale	101.12	Compone	31.34	Beluluane	48.57
Nampula	67.00	Cerâmica	64.37	SE6	26.94	Matola Cimentos	23.47
Nampula Central	54.27	Mocuba	65.67	SE4	34.47	Matola Gare	27.61
Nacala	54.27	Marromeu	54.61	SE5	25.97	Lindela	13.64
Moma	45.00	Munhava	82.094	SE3	37.54	Chicumbene	14.94
Pemba	27.72	Dondo	73.44	SE2	24.87	Xinavane	16.74
Lichinga	24.28			SE1	28.94		
				SE7	34.07		
				SE9	27.87		

Apesar dos resultados acima não levarem em conta os limites operacionais (excepto os limites de potência reactiva dos geradores), estes mostram o limites de potência para os quais poderá ocorrer o colapso da tensão. Estes permitem, ainda, observar que:

- **Para a área Norte**, os pontos de entrega ligados directamente a subestação de Nampula (Nampula Central, Nacala Velha, Moma) possuem um limite máximo de carga relativamente maior, seguidos das subestações ligadas à subestação de Alto Molócue. Isto se deve ao STATCOM (75 MVar) instalado em Nampula e aos SVCs (35 MVar) presentes nas subestações de Mocuba e Alto Molócue. As subestações de Pemba e Lichinga têm um valor crítico de carga relativamente mais baixo. Esta observação é bastante importante, tal como será visto mais em frente. Portanto, para Pemba e Lichinga há necessidade de se definir uma estratégia para aumentar a sua margem de estabilidade.
- **A área Centro** apresenta-se como a menos vulnerável para ocorrência de colapso de tensão, ou seja, apresenta uma elevada margem de estabilidade, sem embargo das subestações não analisadas. Isto, para o caso de Moatize e Cerâmica, deve-se às linhas robustas que as alimentam. Ademais, as províncias de Manica e Sofala possuem uma rede que apresenta redundância.
- **Na região Sul:** os PE que se encontram na Cidade e Província de Maputo apresentam uma considerável de estabilidades. As subestações de Lindela, Chicumbane e Xinavane mostram-se como as mais propensas a ocorrência da instabilidade de tensão. Isto é obtido tendo em conta a ocorrência de demandas máximas em simultâneo para os três PE. Mas, avaliando a estabilidade

de cada uma de forma separada obtém-se: 18.3, 39.6 e 40.1 MW respectivamente. Por forma a conferir maior segurança, considera-se a primeira situação. Havendo, assim, necessidade de aumentar a sua capacidade máxima.

Tendo em conta o efeito que os FACTS existentes na área Norte têm na estabilidade de tensão desta área, e também considerando o facto de os FACTS de conexão em paralelo são os mais eficazes para o aumento da capacidade de transmissão (Zhang, et al., 2006) (Song, et al., 1999), propõe-se, como estratégia de melhoramento dos baixos níveis de estabilidade registrados acima, a instalação de SVC/STATCOMs nas subestações de: Pemba e Cuamba, na área Norte; e Chicumbene, na área Sul. Portanto, apresenta-se na tabela 4-2 o efeito desta modificação. Faz-se, ainda, a análise comparativa entre os resultados obtidos com o controle local (CL) e o controle otimizado (CO) dos controladores FACTS.

Tabela 4-2: Valores críticos de carga para diferentes subestações na área de controle Norte com implementação de novos FACTS sem restrições operacionais

Norte			Centro			Sul				
Subestação	LMC (MW)		Subestação	LMC (MW)		Subestação (C. Maputo)	LMC (MW)	Subestação	LMC (MW)	
	CL	CO		CL	CO				CL	CO
Uape	60.69	92.52	Vale	101.12	--	Compone	33.83	Beluluane	48.57	--
Nampula	67.00	72.89	Cerâmica	58.38	72.42	SE6	26.94	Matola Cimentos	26.93	--
Nampula Central	54.27	58.89	Mocuba	57.08	85.50	SE4	37.93	Matola Gare	29.33	--
Nacala	54.27	58.89	Marromeu	54.61	86.80	SE5	29.43	Infulene	27.83	---
Moma	50.54	62.05	Munhava	82.094	--	SE3	40.03	Lindela	23.47	32.76
Pemba	37.42	75.35	Dondo	73.44	--	SE2	28.33	Chicumbene (STATCOM)	24.77	34.06
Lichinga	38.35	47.39				SE1	31.43	Xinavane	26.57	35.86
						SE7	37.53			
						SE9	29.33			
						SE10	29.43			

É evidente a melhoria da estabilidade da REN. As subestações de Lindela, Chicumbene e Xinavane observam um crescimento da capacidade numa média de 10MW, sendo que este valor duplica com o uso do controlo otimizado do STATCOM. As subestações de Quelimane, Mocuba e Marromeu já apresentavam um bom desempenho, contudo, é notável o aumento na sua capacidade com o controlo otimizado do SVC de Mocuba. As subestações de Pemba e Lichinga apresentam uma melhoria depois da instalação de STATCOM. A seguir, listam-se os parâmetros dos SVCs e STATCOMs obtidos com a solução do TEO para o Controlo Otimizado.

Tabela 4-3: Características dos SVC/STATCOMs

Subestação	FACTS	Controle		Controle Optimizado	
		Local		Parâmetros	
		MVAr Injectados	MVAr injectados	V_{sh} (pu)	θ_{sh} (graus)
Nampula	STATCOM	42.69	-75	1.4497	100.76
Pemba	STATCOM	15.30	84.6	1.3807	118.5
Alto Molócue	SVC	5.96	-168.68	0.9226	-60.57
Cuamba	STATCOM	55.97	22.07	1.4088	135.2
Mocuba	SVC	37.60	-38.68	0.9893	127.8
Chicumbene	STATCOM	66.60	218.39	0.9046	-2.3927
Munhava	STATCOM	42.77	24.41	0.5436	-1.3478

4.2.3 Análise com limites operacionais

A seguir é feita, novamente, a avaliação da estabilidade com a inclusão destas restrições – faixas de tensão [0.95; 1.05], de modo a analisar as projecções de melhoria da REN recomendadas pelo Plano Director Integrado de Desenvolvimento da REN (PDIDR) (JICA, 2018). Com esta avaliação poder-se-a dimensionar os FACTS a serem instalados.

Tabela 4-4: Valores críticos de carga para diferentes subestações, com restrições operacionais

Norte		Centro		Sul			
Subestação	LMC (MW)	Subestação	LMC (MW)	Subestação (C. Maputo)	LMC (MW)	Subestação	LMC (MW)
Uape	60.69	Vale	101.12	Compone	31.34	Beluluane	48.57
Nampula	67.00	Cerâmica	64.37	SE6	26.94	Matola Cimentos	23.47
Nampula Central	54.27	Mocuba	65.67	SE4	34.47	Matola Gare	27.61
Nacala	54.27	Marromeu	26.76	SE5	25.97	Lindela	7.14
Moma	20.27	Munhava	37.91	SE3	37.54	Chicumbene	7.14
Pemba	20.42	Dondo	15.40	SE2	24.87	Xinavane	7.86
Lichinga	9.29			SE1	28.94		
				SE7	34.07		
				SE9	27.87		

Observa-se, portanto, que:

- **Na área Norte**, o PE de Moma, a semelhança de Pemba e Lichinga, possui uma baixa capacidade, aproveitando-se menos que 30% da linha. A princípio, o PDIDR projecta a construção de uma nova linha Nampula-Moma, por forma a satisfazer o crescimento da demanda. Entretanto, aqui se propõe como alternativa a esta solução a instalação de um STATCOM na subestação de Moma. O valor LMC para o PE de Lichinga mostra-se baixo em

relação ao esperado. Portanto, uma forma de melhorar é instalar o STATCOM na subestação de Lichinga em detrimento de Cuamba.

- **No Centro:** As subestações de Moatize (Vale), Quilimane e Mocuba apresentam o limite máximo de operação definido pela estabilidade de tensão, ou seja, igual ao calculado em 4.2.2. Em contraste, as subestações de Dondo e Munhava têm uma redução do LMC por forma as respeitar os limites operacionais da tensão. Para estes PE, prevêem-se demandas de 32, 32 e 90 MW para o ano de 2030. Portanto, observa-se aqui a necessidade de aumentar a capacidade de transferência apenas para Dondo e Munhava. Tendo em conta o nível de carregamento nas duas, propõe-se instalar na subestação de Munhava um STATCOM. O LMC para o PE de Marromeu é devido à limitada capacidade do transformador que alimenta a linha Caia-Marromeu.
- **Área Sul:** A cidade de Maputo encontra-se minimamente preparada para a crescente demanda que se antevê necessitando, apesar de que as linhas Infulene-2M, CTM-SE3 e CTM-SE6 estão propensas a operar no seu limite térmico. Esta intervenção é também recomendada pelo PDIDR (JICA, 2018; Pg.: 6-15).

As subestações de Lindela, Xinavane e Chicumbene apresentam uma capacidade relativamente baixa (tabela 4-4). O efeito da instalação do STATCOM na subestação de Chicumbene foi simulado, onde se observou que a subestação Lindela é a mais vulnerável a perder carga – 10.37, 49.11 e 49.9. Portanto, posteriormente, foi analisada a instalação do STATCOM em Lindela, a tabela 4-5 apresenta o resultado.

A seguir apresenta-se o efeito das soluções propostas acima.

Tabela 4-5: Valores críticos de carga para diferentes subestações na área de controle Norte com implementação de novos FACTS, com restrições operacionais

Norte			Centro			Sul				
Subestação	LMC (MW)		Subestação	LMC (MW)		Subestação (C. Maputo)	LMC (MW)	Subestação	LMC (MW)	
	CL	CO		CL	CO				CL	CO
Uape	60.69	92.52	Vale	101.12	--	Compone	33.83	Infulene	27.83	---
Nampula	67.00	82.3	Cerâmica	58.09	66.94	SE6	26.94	Beluluane	48.57	--
Nampula Central	64.17	68.82	Mocuba	59.39	68.24	SE4	37.93	Matola Cimentos	26.93	--
Nacala	64.17	68.82	Marromeu	26.76	26.76	SE5	29.43	Matola Gare	29.33	--
Moma (STATCOM)	41.89	64.06	Munhava (STATCOM)	83.14	85.46	SE3	40.03	Lindela (STATCOM)	29.7	29.87
Pemba	37.42	44.98	Dondo	35.00	35.00	SE2	28.33	Chicumbene	27.38	29.04
Lichinga	32.91	41.20				SE1	31.43	Xinavane	27.38	29.04
						SE7	37.53			
						SE9	29.33			
						SE10	29.43			

Tabela 4-6: Características de SVC/STATCOMs em operação

Subestação	FACTS	Controle Local	Controle Optimizado		
		MVar Injectados	MVar injectados	Parâmetros	
				V_{sh} (pu)	θ_{sh} (graus)
Mocuba	SVC	14.60	37.80	0.9492	136.1
Alto Molócue	SVC	9.16	32.84	0.8626	126.8
Nampula	STATCOM	61.29	46.71	1.1028	114.4
Pemba	STATCOM	15.37	12.60	0.8727	99.3
Lichinga	STATCOM	31.70	63.4	1.0357	99.2
Lindela	STATCOM	66.60	37.23	0.9046	132.3
Munhava	STATCOM	63.81	51.59	1.6183	110.5
Moma	STATCOM	22.09	36.82	0.9626	119.4

Tabela 4-7: Análise comparativa técnico-económica

	Construção de nova linha (110kV 1xDove ⁸)		Instalação de STATCOM (40 MVA ⁹)	
	Capacidade máxima (MW)	Custo	Capacidade máxima (MW)	Custo
Moma	42.43	28 MUSD	54.06	20 MUSD
Lichinga	59.74	26 MUSD	50.2	20 MUSD

Com base nestas tabelas se observa que:

- **Na área Norte:** A instalação de um STATCOM de 40 MVar indutivo na subestação de Moma permite aumentar a capacidade de transferência próximo do limite da linha. A escolha de Lichinga como ponto de instalação do STATCOM aumenta a capacidade de transferência até o limite da linha Gurué-Cuamba. A tabela 4-8 apresenta a análise comparativa entre estas soluções e a construção de novas linhas, em termos económicos e técnicos. Onde nota-se que os FACTS são uma solução bastante competitiva.
- Na área centro, há uma grande melhoria no desempenho dos PE de Dondo e Munhava, permitindo que a demanda prevista ocorra sem restrições de fornecimento de energia. Para tal, a tabela 4-6 mostra que o STATCOM a ser instalado em Munhava deve ser de 65 MVar instalado. Há ainda que destacar que o controle optimizado fornece uma maior margem de estabilidade às subestações de Munhava, Mocuba e Cerâmica.

⁸ Custo por Km: 0.123 MUSD

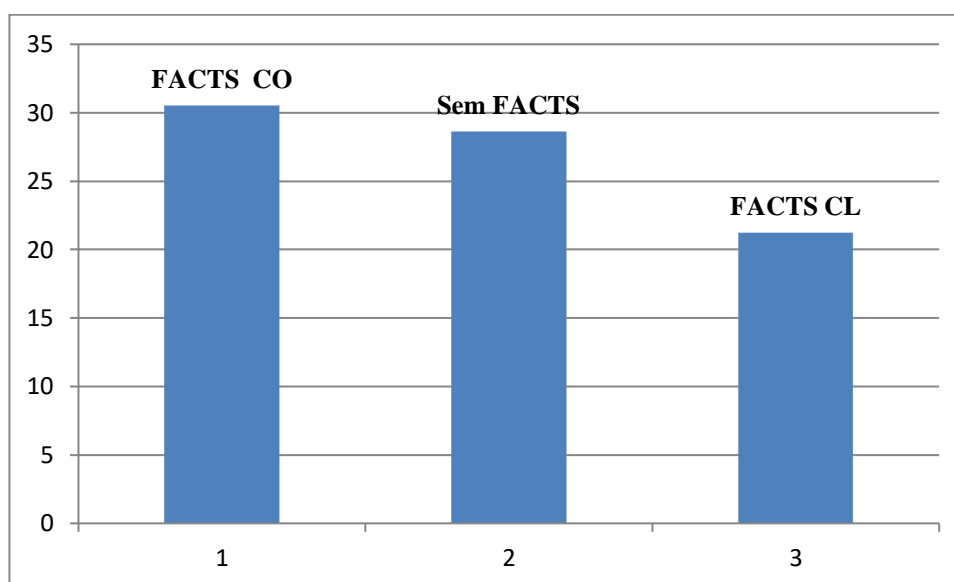
⁹ Custo por MVar: 0.5 MUSD

- Na região Sul, há um aumento de até quatro (4) vezes a capacidade inicial da subestação de Lindela, juntamente com Chicumbene e Xinavane, onde o controle otimizado permite um aumento ainda maior. É de destacar que estas duas últimas subestações podem, em diversas situações, apresentar uma maior capacidade, porquanto, aqui foi considerada a ocorrência de pontas máximas simultâneas. O STATCOM a ser instalado neste devera ter um mínimo de 60 MVar indutivo de capacidade, contudo, ao usar o controle otimizado pode-se poupar 20 MVar.

4.2.4 Gestão de contingências

Adicionalmente ao melhoramento do desempenho que os FACTS trazem a REN, está a sua característica de permitirem reduzir ao máximo o impacto de contingências já previstas. Como exemplo o gráfico 4-1 mostra os valores de LMC no caso de disparo da linha Nhamatanda-Gondola com e sem o STATCOM previsto para Munhava. Portanto, apesar de o controlo local reduzir a capacidade sem a instalação do STATCOM, o Controle Otimizado permite aumentar ainda mais a estabilidade.

Gráfico 4-1: LMC no caso de disparo de Nhamatanda- Gondola



Para a região norte tal análise não pode ser feita, porquanto, não possui quase nenhuma redundância da rede nesta área. Nesta perspectiva o PDIDR projecta a construção das linhas apresentadas na figura 4-1.

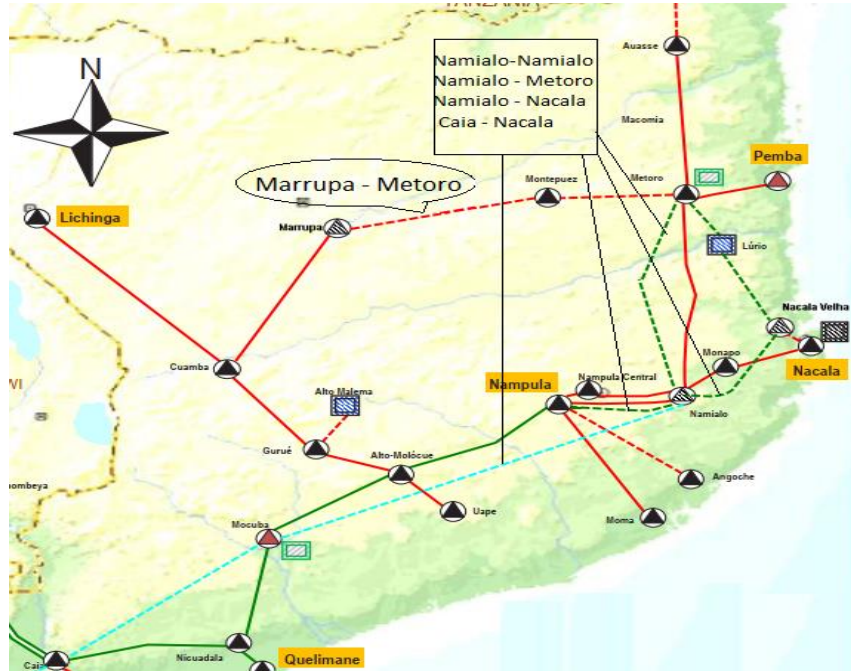


Figura 4-1: Projectos de linhas para aumento da capacidade Centro-Norte

FONTE: (EDM, EP, 2019), (JICA, 2018)

4.3 Estabilidade do ângulo

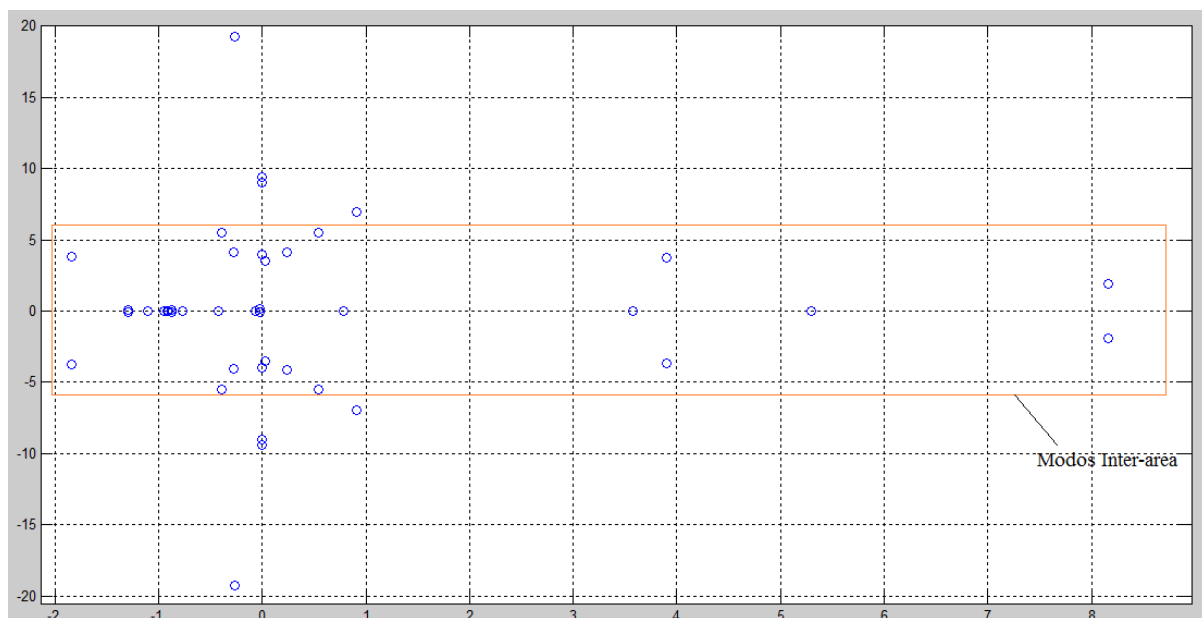
4.3.1 Considerações iniciais

É avaliada a estabilidade do ângulo a pequenas perturbações das máquinas geradoras integradas a REN. Normalmente, esta tipologia de estabilidade tem a tendência a reduzir com o aumento da transferência de potência. Portanto, será considerado o cenário do pico da demanda cuja solução do fluxo de potência é apresentada no anexo 1.

4.3.2 Estabilidade da REN actual

Foram obtidos 50 autovalores do processo dinâmico a pequenas perturbações da REN, dos quais 36 correspondem aos modos de oscilação dominantes, ou seja, estão relacionados com a velocidade angular ω e a diferença do ângulo interno δ e não são reais e negativos. O gráfico 4-2 representa os autovalores no plano complexo. Deste, depreende-se que as oscilações dominantes no SEP nacional são entre máquinas de áreas diferentes, ou seja, ligados por linhas longas.

Gráfico 4-2: Autovalores da SEP no plano complexo



A tabela seguinte apresenta os autovalores ($\sigma_i \pm j\omega_i$), o coeficiente de amortecimento e a classificação do modo de oscilação. Com esta tabela observa-se que há cinco (5) modos instáveis (modos 7, 14, 21 e 24) e um modo local estável fracamente amortecido (modo 10). Portanto, existem seis (6) modos críticos.

Tabela 4-8: Modos de oscilação da REN

Modo	Sigma	Omega	Coefficiente de Amortecimento	Frequência	Classificação
i	σ_i	ω_i (rad/s)	$\xi = -\sigma_i / \sqrt{\sigma_i^2 \pm \omega_i^2}$	f_i (Hz)	
1	-1.817	38.44	0.047	6.115	Local
2	-0.26	19.26	0.013721	3.06481	Local
3	-18.7	3.51	0.982825	0.558771	Inter-área
4	11.74	0.0	-1	0.0	-
5	10.49	0.0	-1	0.0	-
6	10.04	0.0	-1	0.0	-
7	8.16	1.9	-0.97385	0.303064	Inter-área
8	-11.84	0.09	0.999969	0.01473	-
9	0	9.38	0.000282	1.492578	Local
10	-0.01	8.98	0.000636	1.429398	Local
11	-10.11	0.3	0.99956	0.04772	-
12	-10.07	0.13	0.999923	0.019913	-
13	0.91	6.92	-0.13022	1.102034	-
14	3.9	3.71	-0.72498	0.590031	Inter-área
15	5.3	0	-1	0.0	-
16	-4.26	3.41	0.780887	0.54229	Inter-área
17	0.54	5.53	-0.09703	0.880779	Local
18	-0.39	5.5	0.070845	0.875311	Local
19	3.57	0.0	-1	0.0	-
20	-1.84	3.78	0.437502	0.60176	Inter-área
21	0.24	4.14	-0.05713	0.659616	Inter-área
22	-0.28	4.09	0.067682	0.650927	Inter-área
23	0.0	4.0	0.000847	0.636577	Inter-área
24	0.03	3.5	-0.00934	0.557437	Inter-área
25	-2.21	0.0	1	0.0	-
26	0.78	0.0	-1	0.0	-
27	-0.03	0.11	0.222502	0.018275	-
28	-0.07	0.0	1	0.0	-
29	-1.29	0.09	0.997508	0.014536	-
30	-0.42	0.0	1	0.0	-
31	-1.1	0.0	1	0.0	-
32	-0.88	0.11	0.992819	0.016856	-
33	-0.77	0.0	1	0.0	-
34	-0.9	0.0	1	0.0	-
35	-0.92	0.0	1	0.0	-
36	-0.94	0.0	1	0.0	-

Para avaliar os grupos geradores que participam destas oscilações críticas usa-se o método de participação, de onde se obtêm os factores de participação FP_{ki} – produto entre autovectores direito ψ_{ki} e esquerdo φ_{ki} - de cada variável de estado (ou seja, grupo gerador) para cada modo.

$$FP_{ki} = \varphi_{ki}\psi_{ki} \quad \text{Eq. 4-1}$$

Gráfico 4-3: Factores de Participação do modo 7 (modo inter-área)

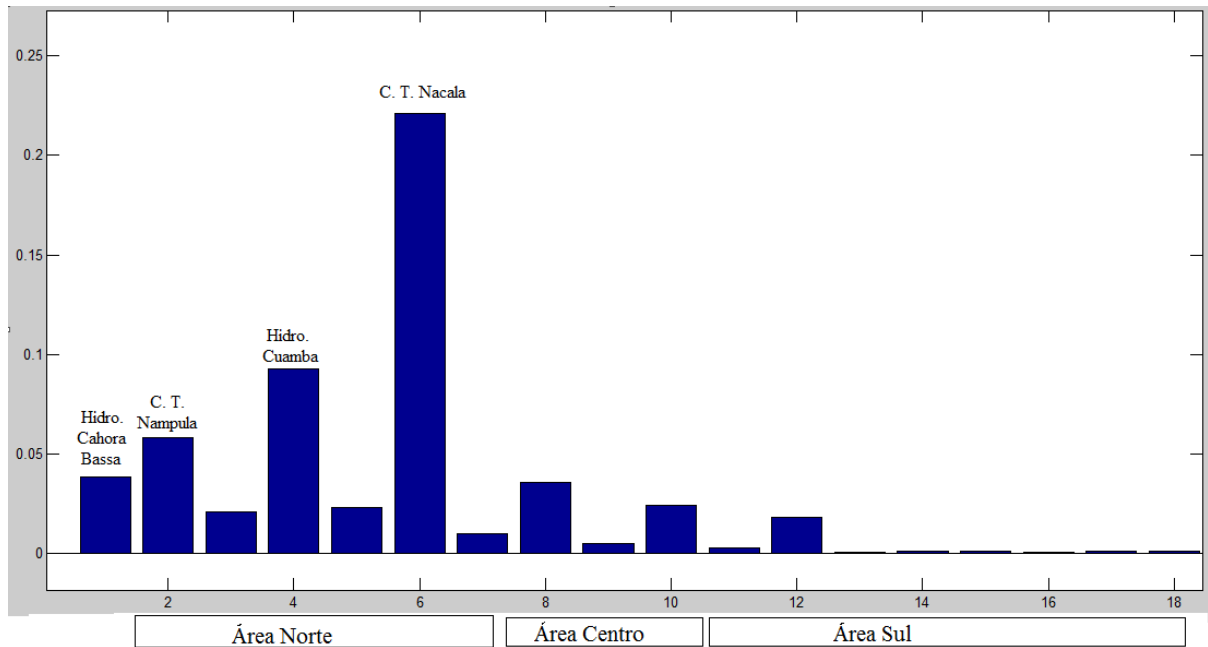


Gráfico 4-4: Factores de Participação do modo 14 (modo inter-área)

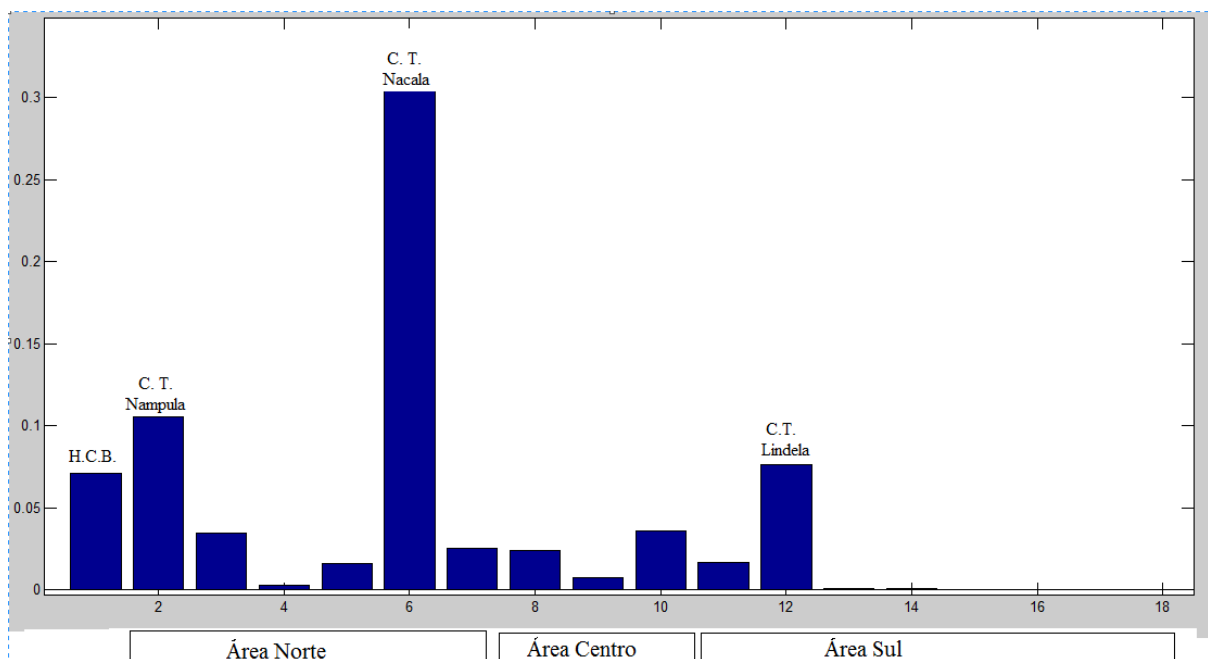


Gráfico 4-5: Factores de Participação do modo 21(modo inter-área)

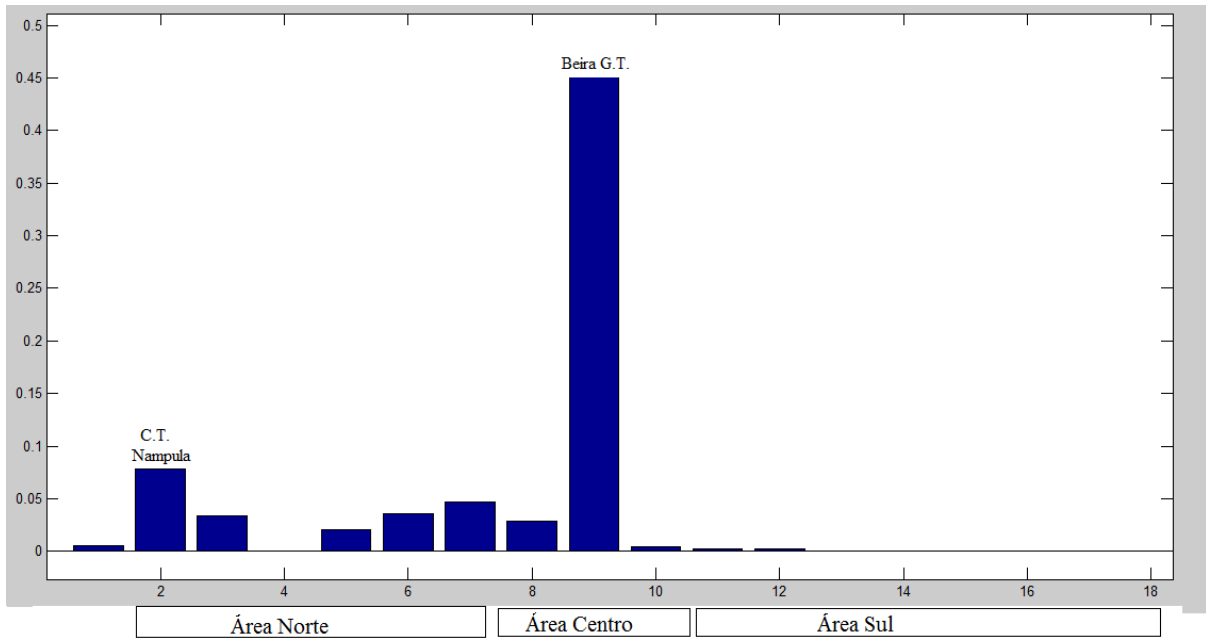


Gráfico 4-6: Factores de Participação do modo 24 (modo inter-área)

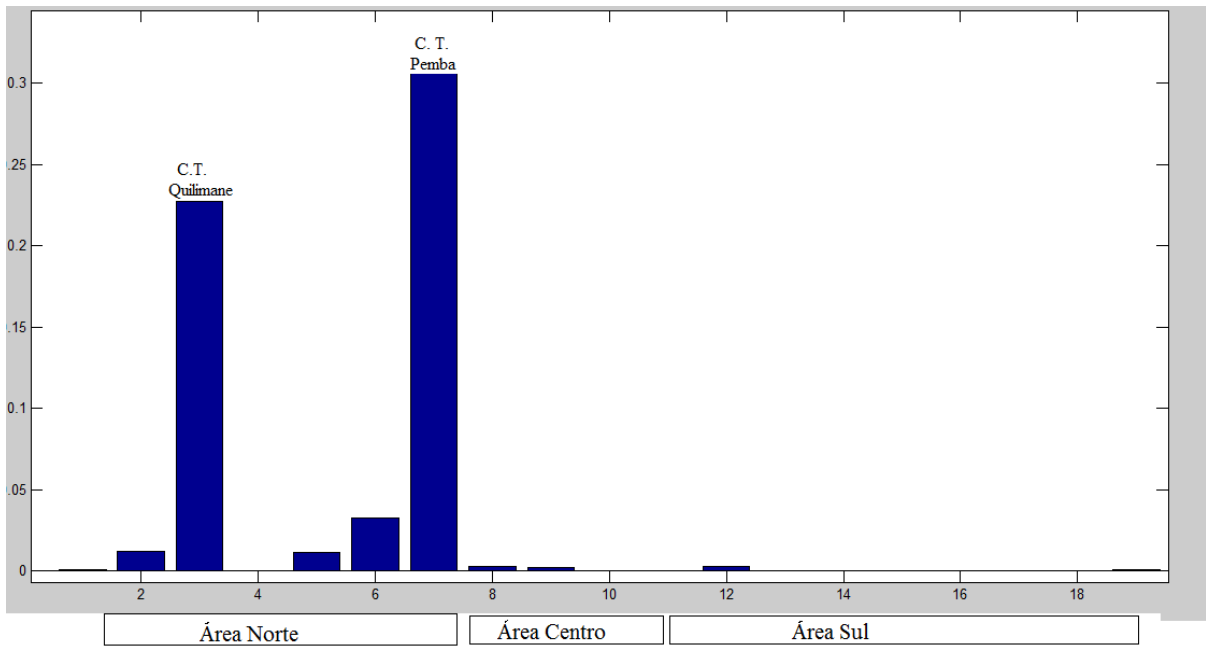
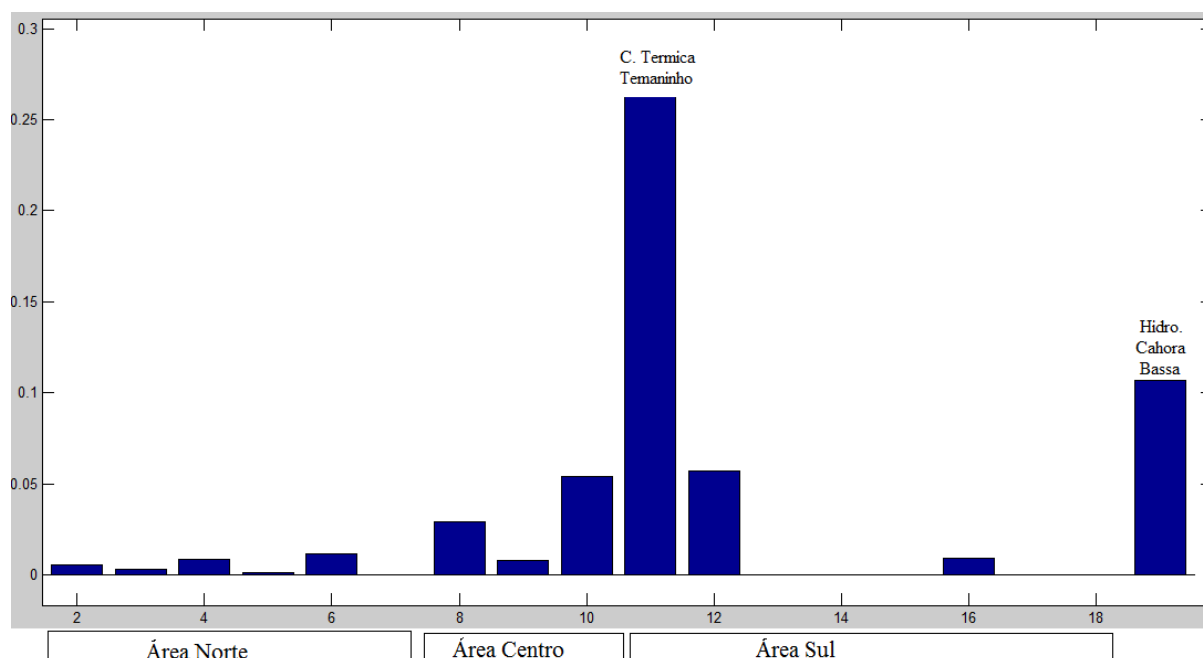


Gráfico 4-7: Factores de Participação do modo 10 (modo local)



Portanto, a partir dos gráficos 4-3 a 4-6, Observa-se que:

- O modo inter-área sete (7) tem a participação de todos os parques produtores, com as máquinas da área Norte oscilando contra as do Centro e Sul (com excepção das fontes geradoras da província e cidade Maputo). Este modo se classifica como modo inter-área de baixa frequência, 0.1-0.3 Hz, (Kundur, 1993);
- O modo 14 consiste no grupo gerador (GG) da Central Térmica Nacala oscilando contra o grupo da CT Nampula, se complementado a isso, o GG da HCB oscila contra GG do as Hidroelétricas (HE) de Mavuzi e Chicamba;
- O modo 21 é devido às interações entre CT Nampula e CT Pemba, e entre HE Mavuzi e CT Beira;
- O modo 24 tem a ver com interação dinâmica entre CT de Pemba e CT de Quillimane.

A área Norte participa de praticamente todos os modos inter-área críticos, tendo como causa a existência de linhas longas interligando as fontes de geração nesta área.

4.3.3 Melhoramento da estabilidade

Na subsecção anterior, observou-se que há seis (6) modos críticos, dos quais cinco (5) são modos de inter-área instável e um modo local sub amortecido. Neste trabalho, será avaliada a influência de FACTS na eliminação destes modos de inter-área críticos. O modo local pode ter o seu coeficiente de amortecimento aumentado pela inclusão de Estabilizadores de Sistemas de Potência (comumente

denominados por PSS¹⁰), que actuam no sistema de excitação dos geradores (Kundur, 1993). O dimensionamento destes dispositivos está fora do escopo desta monografia.

Os FACTS por si só não eliminam não melhoram a estabilidade de ângulo em pequeno sinal. Portanto, para a inserção de FACTS com este objectivo deve-se definir a sua localização e dimensionar um controlador adicional (definir a variável de saída do SEP para a realimentação e os parâmetros do controlador).

A implementação de FACTS com o para melhorar esta tipologia de estabilidade não apresenta, normalmente, um custo benefício que justifique um investimento. Portanto, aqui serão usados os FACTS já existentes na REN ou os dimensionados na secção 4.2 para eliminar os modos de inter-área críticos.

O controlador adicional será o AOP. Para deslocar o modo crítico i , os parâmetros do controlador são determinados com base no valor do resíduo R_{kj_i} , que relaciona a entrada k à saída j no modo i . A variável de entrada k será a tensão do barramento a ser controlado pelo SVC/STATCOM definido, que possua um elevado índice de controlabilidade. A variável de saída (o fluxo de potência activa nas linhas) deverá ser escolhida segundo o índice de observabilidade.

A seguir descreve a estratégias parra deslocar o modo de inter-área 7 para o semi-plano esquerdo:

- **Localização do FACTS:** A partir do gráfico 4-8, observa-se que os barramentos 44, 45, 33 e 32 (Lindela, Chicumbene, Mavuzi e Beira) possuem os maiores índices de controlabilidade. Entretanto, a linha 36 (C. Beira – Beira) tem o segundo maior índice de observabilidade (gráfico 4-9). Portanto, ao STATCOM que se propõe para Munhava deverá ser inserido um AOP, tendo o fluxo de potência activa da linha 36 (P_{32-31}) como variável de entrada.
- **Parâmetros do AOP:** O resíduo do modo sete (7), que relaciona P_{32-31} e V_{32} , é $0.0035 \angle 127^\circ$. Portanto, $T_1 = T_3 = 0.84$ e $T_2 = T_4 = 0.32$. O coeficiente de amortecimento necessário é de 0.2, assim o autovalor desejado é $-0.40 + 2j$. Portanto, $K_{AOP} = 25$.

¹⁰ Power System Stabilizer

Gráfico 4-8: Índices de controlabilidade do modo 7

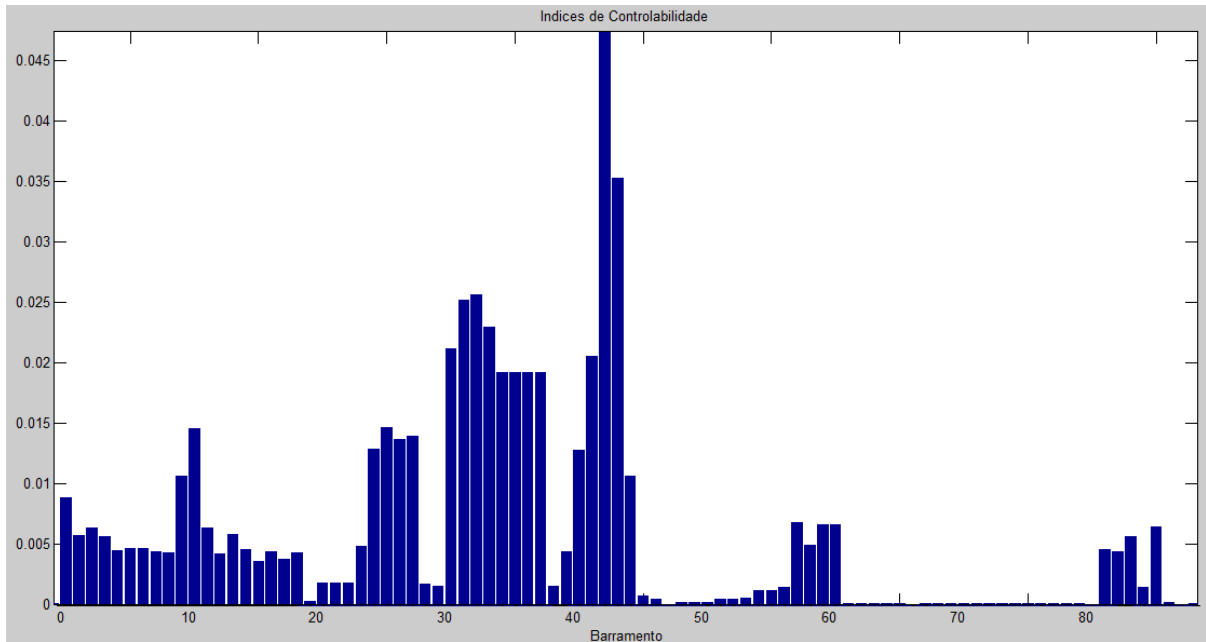
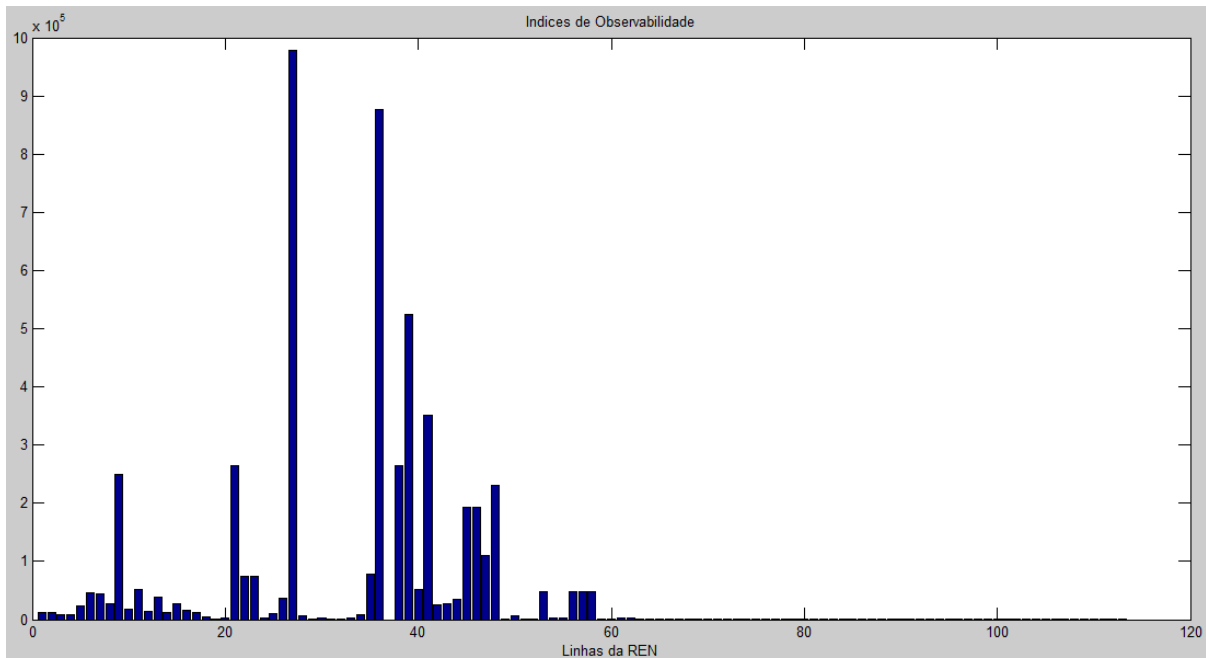
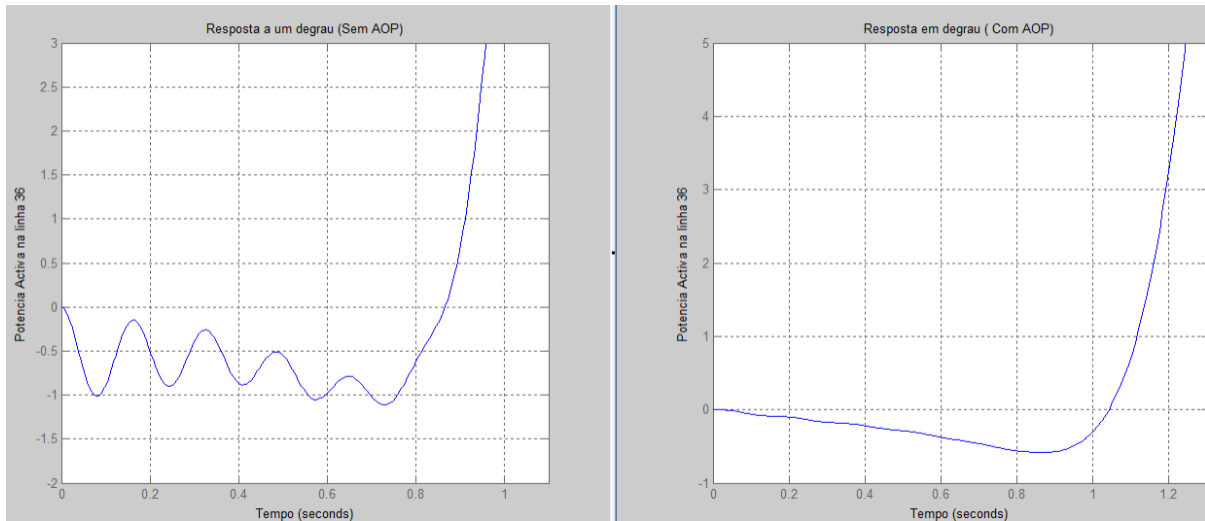


Gráfico 4-9: Índices de Observabilidade



O gráfico 4-10 mostra a influência da inserção do controlador adicional – AOP – no STATCOM de Munchava. São eliminadas as oscilações antes observadas na linha Mavuzi - C. Beira.

Gráfico 4-10: Resposta do fluxo de potência para a variação da potência de intercâmbio Matambo-Chibata



O mesmo procedimento pode ser feito para os outros três (3) modos instáveis.

4.4 Viabilidade económica

O estudo do desempenho económico dos FACTS propostos foi feito parcialmente para os STATCOMs de Moma e Lichinga, através de uma comparação em relação a novas linhas. Nesta secção avalia-se de uma forma generalizada a sua viabilidade em termos económicos.

Como se pode observar, da tabela 4-5, a média de incremento do limite máximo de carga proporcionado pelos FACTS é de 20 MW. Considerando que o pico da demanda ocorre das 18h as 22h (figura 4-2), e que a tarifa social aplicada é de 11.7 c\$/kWh, obtém-se um benefício marginal diário de 18 720 USD. Portanto, o tempo de retorno simples será:

$$TRS = \frac{25\,000\,000}{18\,720 \times 365} = 4 \text{ anos}$$

Portanto, desta análise simplificada, mas elucidativa, depreende-se que esta solução é viável.

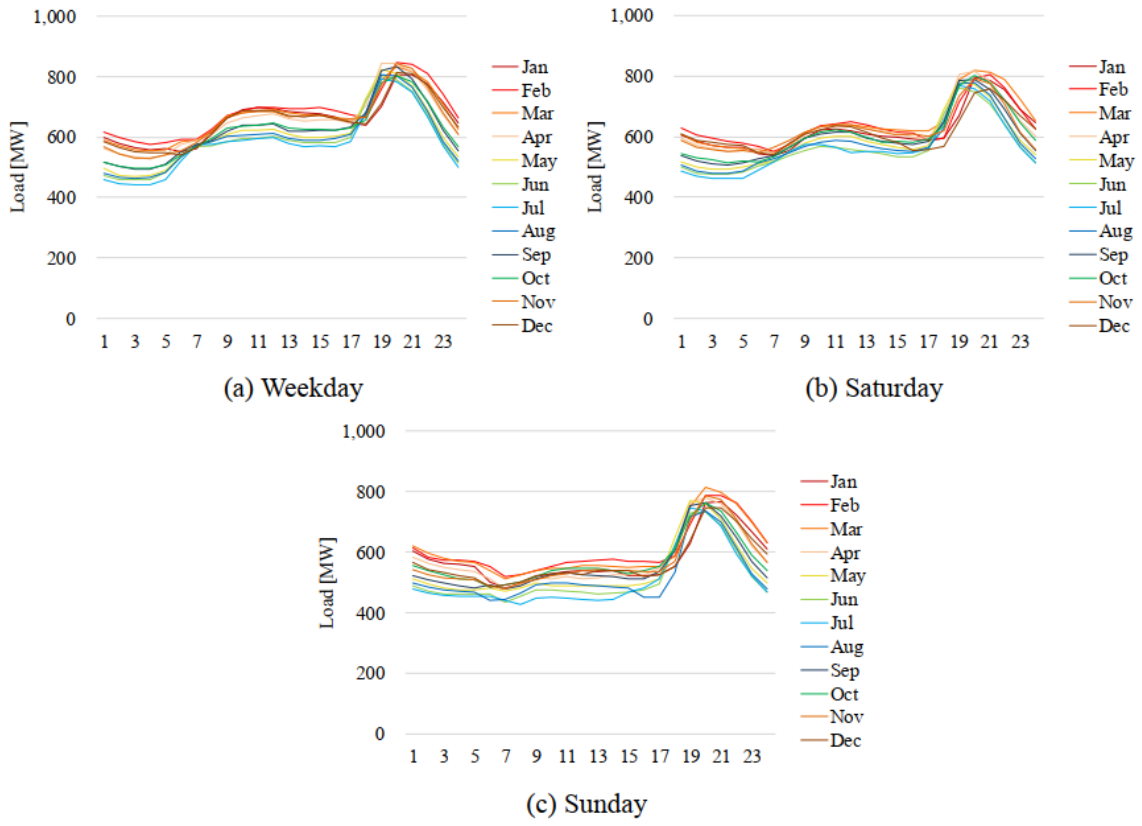


Figura 4-2: Diagramas de carga de Moçambique

FONTE: (JICA, 2018)

5 Conclusão e Recomendações

Nesta monografia de fim de curso foram estudados os sistemas FACTS como estratégia de melhoramento do desempenho da REN no que diz respeito a sua estabilidade de tensão e de ângulo. Para avaliar a estabilidade de tensão foi usando a técnica de Transito Energético Optimizado, pois esta permite definir parâmetros de optimização do controle de FACTS. A estabilidade do ângulo a pequenas perturbações na REN é analisada através do primeiro método de *Lyapunov*, para tal a REN foi modelada através do modelo de sensibilidade de potência, pois este permite incluir facilmente os FACTS no modelo.

No capítulo 3 efectivou-se o primeiro objectivo específico traçado. O restante dos objectivos são alcançados no capítulo 4, iniciando por demonstrar que há pontos de entrega que possuem uma baixa margem de estabilidade. Em seguida, mostra-se que há modos críticos para a estabilidade do ângulo a pequenos sinais na REN. Nas duas análises foi avaliada a influência da inclusão de FACTS, onde ficou clara a melhoria que estes sistemas trazem no desempenho da REN na estabilidade de tensão e do ângulo, como também na resposta a ocorrência de contingência. Por fim, foi demonstrada a atratividade ao investimento dos FACTS aqui propostos, com um tempo de retorno menor que cinco (5) anos. Portanto, foi, assim, cumprido o objectivo geral da presente monografia.

Recomenda-se, entretanto, estender o estudo da influência destes sistemas na:

- Melhoria da estabilidade transitória da REN;
- Mitigação dos impactos negativos da integração de fontes renováveis a REN (geração descentralizada);
- Na melhoria da resposta a ressonância sub síncrona.

6 Bibliografia

1. **Aboul-ela, Magdy E., et al. 1996.** Damping controller design for power system oscillations using global signals. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2, 1996, Vol. 11, 2.
2. **Ancha, Enrique, et al. 2004.** *FACTS - Modelling and Simulation in Power Networks*. Chichester : Jhon Wiley & Sons, 2004.
3. **Castanho, Ana Raquel Tibúrcio. 2017.** *Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização*. Lisboa : Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2017.
4. **Castro, Marcelo Silva. 2005.** *A Influência de controladores FACTS na estabilidade de ângulo a pequenas perturbações de sistemas elétricos de potência*. Sao paulo : Universidade Estadual de Campinas, 2005. C279i.
5. **EDM, EP. 2019.** *Relatorio e Contas*. Maputo : EDM, 2019.
6. **Galiana, F. D. e Huneault, M. 1991.** *A survey of the optimal power flow literature*. 1991. pp. 762-770.
7. **Huneault, Maurice. 1998.** *An Investigation of Solution to Optimal Power Flow Problem Incorporating Continuation Methods*. Canada : McGill University, 1998.
8. **JICA. 2018.** *Integrated Master Plan Mozambique Power System Development Final Report*. Maputo : EDMJapan International Cooperation Agency (), JERA Corporation, 2018.
9. **Kundur, Prabha. 1993.** *Power System Control and Stability* . Toronto : McGraw-Hill, 1993.
10. **LOURENÇO, SAMUEL ALEXANDRE DA COSTA. 2012.** *Operação e Planeamento de Redes de Energia Eléctrica com recurso ao Trânsito Optimizado de Energia*. Lisboa : INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, 2012.
11. **Matos, M A. 2016.** *OPF - Optimal PowerFlow*. [Acessado: 23-Maio] : [Online]. Disponível: [https:// web.fe.up.pt/~mam/opf.pdf](https://web.fe.up.pt/~mam/opf.pdf), 2016.
12. **Pupin, Carlos Eduardo. 2009.** *Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos Multimáquinas com Dispositivos FACTS do Tipo SSSC e Controladores Suplementares (POD e PSS)*. Sao Paulo : UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, 2009.
13. **Song, Yong Hua e Johns, Allan Thomas. 1999.** *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*. London : The Institution of Engineering and Technology, 1999.

14. **Wood, Alley J. e Wollenberg, Bruce F. 1996.** *Power Generation Operation and Control*,. New York : John Wiley and Sons Inc., 1996.
15. **Zhang, Xiao-Ping, Rehtanz, Christian e Pal, Bikash. 2006.** *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Berlin : Springer, 2006.
16. **Zimmerman, R. D. e Murillo-Sanchez, C. E. 2020.** Matpower. <https://matpower.org>. [Online] 2020. 10.5281/zenodo.4074135.

Obras Citadas

1. **Aboul-ela, Magdy E., et al. 1996.** Damping controller design for power system oscillations using global signals. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2, 1996, Vol. 11, 2.
2. **Ancha, Enrique, et al. 2004.** *FACTS - Modelling and Simulation in Power Networks*. Chichester : Jhon Wiley & Sons, 2004.
3. **Castanho, Ana Raquel Tibúrcio. 2017.** *Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização*. Lisboa : Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2017.
4. **Castro, Marcelo Silva. 2005.** *A Influência de controladores FACTS na estabilidade de ângulo a pequenas perturbações de sistemas elétricos de potência*. Sao paulo : Universidade Estadual de Campinas, 2005. C279i.
5. **EDM, EP. 2019.** *Relatorio e Contas*. Maputo : EDM, 2019.
6. **Galiana, F. D. e Huneault, M. 1991.** *A survey of the optimal power flow literature*. 1991. pp. 762-770.
7. **Huneault, Maurice. 1998.** *An Investigtion of Solution to Optimal Power Flow Problem Incorporating Continuation Methods*. Canada : McGill University, 1998.
8. **JICA. 2018.** *Integrated Master Plan Mozambique Power System Development Final Report*. Maputo : EDMJapan International Cooperation Agency (), JERA Corporation, 2018.
9. **Kundur, Prabha. 1993.** *Power System Control and Stability* . Toronto : McGraw-Hill, 1993.
10. **LOURENÇO, SAMUEL ALEXANDRE DA COSTA. 2012.** *Operação e Planeamento de Redes de Energia Eléctrica com recurso ao Trânsito Optimizado de Energia*. Lisboa : INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, 2012.

11. **Matos, M A. 2016.** *OPF - Optimal PowerFlow*. [Acessado: 23-Maio] : [Online]. Disponível: [https:// web.fe.up.pt/~mam/opf.pdf](https://web.fe.up.pt/~mam/opf.pdf), 2016.
12. **Pupin, Carlos Eduardo. 2009.** *Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas Eléctricos Multimáquinas com Dispositivos FACTS do Tipo SSSC e Controladores Suplementares (POD e PSS)*. Sao Paulo : UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, 2009.
13. **Song, Yong Hua e Johns, Allan Thomas. 1999.** *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*. London : The Institution of Engineering and Technology, 1999.
14. **Wood, Alley J. e Wollenberg, Bruce F. 1996.** *Power Generation Operation and Control*. New York : John Wiley and Sons Inc., 1996.
15. **Zhang, Xiao-Ping, Rehtanz, Christian e Pal, Bikash. 2006.** *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Berlin : Springer, 2006.
16. **Zimmerman, R. D. e Murillo-Sanchez, C. E. 2020.** Matpower. <https://matpower.org>. [Online] 2020. 10.5281/zenodo.4074135.

1. Anexo 1: Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Tabela A 0-1: Linhas e transformadores da REN 2022

Início	Fim	L - km	R (pu)	X (pu)	Bs(pu)	Capacidade	Observação
Songo	Matambo	120	0.017455	0.103909	0.222661	247	Existente
Songo	Matambo	115	0.006534	0.072041	0.213384	1041	Existente
Matambo	Chimuara	294	0.015125	0.167045	0.494806	1293	Existente
Matambo	Chimuara	291	0.014971	0.165341	0.489757	1293	Existente
Chimuara	Nicuada	154	0.0224	0.13335	0.207113	477	Existente
Nicuada	Mocuba	108	0.015709	0.093518	0.145248	477	Existente
Mocuba	Alto Molócue	151	0.021964	0.130752	0.203079	247	Existente
Alto Molócue	Nampula 220	183	0.028282	0.160843	0.242484	239	Existente
Nicuada	Quelimane	20	0.003091	0.017579	0.026501	239	Existente
Matambo	Catandica	174	0.025309	0.150668	0.234011	247	Existente
Catandica	Chibata	146	0.021236	0.126423	0.196354	247	Existente
Matambo	Moatize(Vale)	50	0.002572	0.034659	0.070553	993	Existente
Alto Molocue	Gurue	75.7	0.065628	0.247933	0.029434	99	Existente
Transf. 220/110			0	0.112	0	100	Existente
Chimuara	Marromeu	90	0.164826	0.266058	0.034994	63	Existente
Transf. 220/110			0	0.048	0	40	Existente
Alto Molocue	Uape	90	0.119529	0.310091	0.030282	70	Existente
Gurue	Cuamba	100	0.153223	0.34843	0.033251	70	Existente
Cuamba	Lichinga	235	0.360074	0.81881	0.078139	70	Existente
Cuamba	Marrupa	110	0.168545	0.383273	0.036576	70	Existente
Nampula 220	Nampula Central	4	0.003468	0.013101	0.001411	99	Existente
Transf. 220/110			0	0.112	0	100	Existente
Nampula Central	Monapo	131	0.151245	0.436955	0.045557	84	Existente
Monapo	Nacala	64	0.073891	0.213474	0.022257	84	Existente
Nacala Porto	Nacala Valha(VAL	28	0.024274	0.091706	0.009877	99	Existente
Nacala Porto	Barcaza	1.1	0.000226	0.003721	0.000388	440	Existente
Nampula 220	Moma	170	0.225636	0.556785	0.059523	77	Existente
Transf.			0	0.112	0	100	Existente
Nampula 220	Metoro	301	0.461202	1.048774	0.100085	77	Existente
Metoro	Pemba	74	0.113385	0.257838	0.024606	77	Existente
Metoro	Macomia	132	0.202255	0.459927	0.043891	77	Existente
Mocamia	Auasse	87.5	0.116136	0.288244	0.030637	77	Existente
Mavuzi	Nhamatanda	80	0.106182	0.263537	0.028011	77	Existente
Nhamatanda	Dondo	72.77	0.096586	0.23972	0.02548	77	Existente
Dondo	Cimentos Beira	15.7	0.020838	0.051719	0.005497	77	Existente
Cimentos Beira	Beira	1.53	0.002031	0.00504	0.000536	77	Existente
Mavuzi	Chicamba	72	0.095564	0.248073	0.024225	77	Existente
Chicamba	Xigodora	11	0.0146	0.035464	0.003963	77	Existente
Xigodora	E. Chicamba	5	0.006636	0.017227	0.001682	77	Existente

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Continuação de Tabela A1- 1

E. Chicamba	Machipanda	50	0.066364	0.172273	0.016823	77	Existente
Machipanda	Mutare	7.5	0.009955	0.025841	0.002523	77	Existente
Nhamatanda	Inchope	18.1925	0.015772	0.059584	0.006418	77	Existente
Nhamatanda	Gondola	31	0.026875	0.101531	0.010936	99	Existente
Gondola	Inchope	47	0.040746	0.153935	0.01658	99	Existente
Transf.			0	0.0882	0	72	Existente
Transf.			0	0.0882	0	72	Existente
Chibata	Gondola	20	0.017339	0.065504	0.007055	99	Existente
Chibata	Xigodora	12	0.010403	0.039302	0.004233	99	Existente
Mavuzi	Beira	95	0.08236	0.311145	0.033513	99	Existente
Mavuzi	Chibabava	171	0.262012	0.595815	0.056859	70	Existente
Matambo	Moatize	240	0.208066	0.78605	0.084663	70	Existente
Matambo	Benga	159.4	0.138191	0.522068	0.05623	70	Existente
Transf.			0	0.033	0	25	Existente
Lamego	Guaragura	65	0.156531	0.591357	0.008255	38	Existente
Matambo	Tete	20	0.064096	0.176033	0.002653	50	Existente
Transf.			0	0.033	0	30	Existente
Transf.			0	0.033	0	30	Existente
Transf.			0	0.033	0	30	Existente
Tete	Manje	109	0.262491	0.93786	0.014729	60	Existente
Matambo	Moatize	37.8	0.091029	0.32524	0.005108	60	Existente
Matambo	Benga	22.8	0.054906	0.196176	0.003081	60	Existente
Benga	Moatize	18.2	0.043829	0.156597	0.002459	60	Existente
SE Matola	Infulene	16	0.0012	0.00695	0.042921	479	Existente
Ressano Garcia	Infulene	85	0.006373	0.036922	0.228018	479	Existente
SE Maputo	Matora	16	0.0012	0.00695	0.042921	479	Existente
Infulene	Macia	125	0.108368	0.409401	0.044095	99	Existente
Macia	Chicumbane	49	0.04248	0.160485	0.017285	99	Existente
Macia	Lionde	53	0.045948	0.173586	0.018696	99	Existente
Lionde	Kuvinga	46	0.039879	0.15066	0.016227	99	Existente
Infulene	Corrumana	92	0.079759	0.301319	0.032454	99	Existente
Transf.			0	0.075	0	50	Existente
Corrumana	Komatipoort	40	0.034678	0.131008	0.014111	99	Existente
Kuvinga	Mapai	237	0.205465	0.776224	0.083605	99	Existente
Chicumbane	Lindela	233.8	0.397074	0.825256	0.075729	68	Existente
Massinga	Lindela	110	0.095364	0.360273	0.038804	99	Existente
Infulene	Boane	30	0.152617	0.261846	0.003498	120	Existente
Infulene	2M	4.5	0.014421	0.039607	0.000597	50	Existente
Infulene	CTM	7.5	0.038154	0.066012	0.000989	50	Existente
Transf.			0	0.0267	0	30	Existente
Transf.			0	0.0267	0	30	Existente

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Continuação de Tabela A1- 1

Infulene	CTM	7.5	0.038154	0.066012	0.000989	50	Existente
Infulene	Manhica	62	0.315409	0.545702	0.008176	120	Existente
Infulene	Machava	7.5	0.038154	0.066012	0.000989	38	Existente
Transf.			0	0.0726	0	120	Existente
Infulene	SE5(Compone)	15.1	0.076817	0.132905	0.001991	38	Existente
Transf.			0	0.132	0	66	Existente
CTM	Matola	4.9	0.0118	0.042161	0.000662	60	Existente
Transf.			0	0.26	0	250	Existente
CTM	SE6	3.8	0.019331	0.033446	0.000501	38	Existente
CTM	Matola	4.9	0.0118	0.042161	0.000662	60	Existente
Transf.			0	0.247	0	160	Existente
CTM	Matola	4.9	0.0118	0.042161	0.000662	60	Existente
Transf.			0	0.247	0	160	Existente
Matola	Machava	2.5	0.008012	0.022004	0.000332	50	Existente
Matola	Boane	21.9	0.070185	0.192756	0.002905	50	Existente
Matola	Cimentos	2.7	0.008653	0.023764	0.000358	50	Existente
SE6	SE4	2.4	0.012209	0.020948	0.000318	120	Existente
SE4	SE5	4.8	0.024419	0.041895	0.000637	120	Existente
CTM	SE3	5.4	0.017306	0.047529	0.000716	50	Existente
CTM	SE2/3	5.4	0.017306	0.047529	0.000716	50	Existente
Boane	Salamanga	76.7	0.245806	0.675087	0.010174	50	Existente
2M	SE7	7.9	0.025318	0.069533	0.001048	50	Existente
2M	SE7	7.9	0.025318	0.069533	0.001048	50	Existente
SE7	SE5	4	0.007236	0.021111	0.000925	88	Existente
SE3	SE1	2.1	0.003298	0.005833	0.000517	73	Existente
SE3	SE7	2.2	0.001525	0.005505	0.000542	120	Existente
Infulene	SE10	8.3	0.015591	0.055704	0.001122	120	Existente
SE9	SE11	8.3	0.015591	0.055704	0.001122	120	Existente
Infulene	SE9	6	0.014449	0.051625	0.000811	60	Existente
Infulene	CTM	7.5	0.0375	0.065152	0.000994	38	Existente
Infulene	Matola gare	14	0.033714	0.120459	0.001892	60	Existente
Matola gare	Beluluane	14	0.033714	0.120459	0.001892	61	Existente
Boane	Beluluane	14	0.033714	0.120459	0.001892	62	Existente

Fonte: EDM (2019), JICA (2018)

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Tabela A 0-2: Subestações da REN 2022

	Tensão (kV)	Tipo	Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs	Bs (MVar)	Obs.
Songo	220	3	0	0	0	0	Existente
Matambo	220	1	0	0	0	50	Existente
Matambo V2	66	1	0	0	0	0	Existente
Chimuara	220	1	0	0	0	20	Existente
Chimuara V2	110	1	11.7	3.8	0	0	Existente
Nicuada	220	1	0	0	0	0	Existente
Mocuba	220	2	17.3	3.3	0	45.5	Existente
Alto Molocue	220	1	0	0	0	0	Existente
Alto M. V2	110	1	4.6	0.5	0	0	Existente
Nampula	220	2	0	0	0	0	Existente
Nampula V2	110	1	20.1	2.8	0	10	Existente
Quelimane	220	2	24.8	5.4	0	0	Existente
Catandica	220	1	2.3	1.1	0	0	Existente
Chibata	220	1	0	0	0	15	Existente
Chibata V2	110	1	0	0	0	0	Existente
Vale	220	1	20.7	6.8	0	0	Existente
Gurue	110	1	8.9	0.5	0	0	Existente
Marromeu	110	1	12.1	8.9	0	0	Existente
Uape	110	1	1.9	1.1	0	0	Existente
Cuamba	110	2	0	0	0	0	Existente
Lichinga	110	2	26.5	1	0	5	Existente
Marrupa	110	1	7.11	0.8	0	0	Existente
Nampula Central	110	1	32.4	12	0	0	Existente
Monapo	110	1	19.7	7.4	0	0	Existente
Nacala	110	2	22.2	4.6	0	6.4	Existente
Nacala Valha(VA	110	1	22.2	4.6	0	0	Existente
Barcaza	110	1	0	0	0	0	Existente
Moma	110	1	32.8	3.8	0	10	Existente
Metoro	110	2	14.5	0.8	0	0	Existente
Pemba	110	2	33	8.1	0	0	Existente
Macomia	110	1	3	2.4	0	3	Existente
Auasse	110	1	8.6	1.6	0	3	Existente
Mavuzi	110	2	7.1	0.8	0	0	Existente
Nhamatanda	110	1	0	0	0	0	Existente
Dondo	110	1	12.2	3.2	0	0	Existente
Cimentos Beira	110	1	11.1	4.8	0	0	Existente
Beira	110	2	32.5	7.5	0	0	Existente

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Continuação de Tabela A1- 2

Chicamba	110	2	0	0	0	0	Existente
Xigodora	110	1	0	0	0	0	Existente
E. Chicamba	110	1	0	0	0	0	Existente
Machipanda	110	1	0	0	0	0	Existente
Mutare	110	1	0	0	0	0	Existente
Lamego	110	1	0	0	0	0	Existente
Lamego V2	66	1	13.3	3.8	0	0	Existente
Inchope	110	1	1.2	1	0	0	Existente
Gondola	110	1	8.3	2.5	0	0	Existente
Chibabava	110	1	1.9	0.9	0	0	Existente
Vilanculos	110	2	6.6	2.2	0	0	Existente
Massinga	110	1	6.6	2.2	0	0	Existente
Lindela	110	2	13.2	4.5	0	0	Existente
Chicumbane	110	2	14.5	5	0	-10	Existente
Macia	110	1	16.3	3.6	0	0	Existente
Infulene	110	1	0	0	0	0	Existente
Infulene V2	275	1	0	0	0	-72	Existente
Infulene V3	66	1	12.1	4.8	0	0	Existente
Matola	275	1	0	0	0	0	Existente
Matola V2	66	1	0	0	0	0	Existente
Ressano Garcia	275	2	0	0	0	0	Existente
Maputo	275	1	0	0	0	0	Existente
Lionde	110	1	4.2	0.9	0	0	Existente
Kuvinga	110	2	4.2	0.9	0	0	Existente
Mapai	110	1	4.2	0.9	0	0	Existente
Corrumana	110	2	0	0	0	0	Existente
Komatipoort	110	1	0	0	0	0	Existente
Buzi	66	1	1.9	0.3	0	0	Existente
Tete	66	1	10.8	4.5	0	0	Existente
Manje	66	1	11.7	3.6	0	0	Existente
Moatize	66	1	12.6	3.9	0	0	Existente
Benga	66	1	18	7.2	0	0	Existente
Boane	66	1	18.6	10.3	0	0	Existente
2M	66	1	0	0	0	0	Existente
CTM	66	2	26.1	4	0	0	Existente
Manhica	66	1	18.6	6.8	0	0	Existente
Machava	66	1	33.3	8.7	0	0	Existente

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Continuação de Tabela A1- 2

Compone	66	1	0	0	0	0	Existente
SE6	66	1	26.3	12.3	0	0	Existente
Cimentos	66	1	11.2	2	0	0	Existente
SE4	66	1	22.2	7.7	0	0	Existente
SE5	66	1	24.5	10.4	0	20.8	Existente
SE3	66	1	24.3	12.7	0	0	Existente
SE2	66	1	25.99	11.5	0	0	Existente
SE1	66	1	15.7	7.9	0	0	Existente
SE7	66	1	20.9	8.8	0	0	Existente
Salamanga	66	1	13.4	4.5	0	0	Existente
Beluluane	66	2	36.3	3.1	0	0	Existente
SE9	66	1	45.9	14.2	0	0	Existente
SE10	66	1	23.8	7.3	0	0	Existente
SE11	66	1	4.8	1.6	0	0	Existente
Matola Gare	66	1	39.9	10.4	0	0	Existente
Total			1002.7	294.5	0	106.7	

FONTE: EDM (2019), JICA (2018)

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Tabela A 0-3: Centrais integradas a REN

Geração	Subestação	Tipo	Capacidade (MW)
CTRG (Capacity; 175MW, EDM/Sasol)	Ressano Garcia	Térmica a Gás	175
Gigawatt	Ressano Garcia	Térmica a Gás	9
Corumana	Corumana	Hídrica	8
Kuvaninga	Kuvaninga	Térmica a Gás	4
Aggreko Beluluane	Beluluane	Térmica a Gás	40
Aggreko Ressano	Ressano Garcia	Térmica a Gás	90
JICA CTM	CTM	Térmica a Gás	106
Xai-Xai (Tavene)	Chicumbene	Térmica	3
Inhambane_Back up emergency	Lindela	Térmica	2
Temane (MGTP)	Vilanculos	Térmica a Gás	11
Beira GT35	Beira	Térmica	12
Mavuzi	Mavuzi	Hídrica	57
Chicamba	Chicamba	Hídrica	44
Cahora Bassa for EDM (Capacity; 2075MW)	Songo	Hídrica	500
Quelimane_Back up emergency	Quelimane	Térmica	2.5
Cuamba	Cuamba	Hídrica	1.5
Nampula_Back up emergency	Nampula	Térmica	1.5
Nacala Barcassa for EDM (Capacity; 102MW)	Nacala	Térmica	102
Mocuba	Mocuba	Solar	40
Metoro	Metoro	Solar	30
Pemba_Back up emergency	Pemba	Térmica	1.5
Lichinga_Back up emergency	Lichinga	Térmica	1.5
Lichinga	Lichinga	Hídrica	1.5

FONTE: AUTOR, MODIFICADO DE EDM (2020); JICA (2018)

Dados das Linhas de Transporte, Transformadores e Centrais da REN

Tabela A 0-4: Dados para modelar os geradores da REN

	x_d	x'_d	T'_{d0}	M
Cahora Bassa for	0.105	0.3	5	7
Nampula	1.58	0.275	7	8.7
Quelimane	1.58	0.275	7	8.7
Cuamba	0.105	0.3	5	4
Lichinga_Back up emergency	1.58	0.275	7	8.7
Nacala	1.58	0.275	7	9.7
Pemba_Back up emergency	1.3125	0.1813	5.89	3.01
Chicamba	1.58	0.275	7	8.7
Mavuzi	0.105	0.3	5	6
Beira GT35	1.58	0.275	7	9
Temane (MGTP)	0.105	0.3	5	6
Inhambane_Back up emergency	1.58	0.275	7	8.7
Xai-Xai (Tavene)	1.58	0.275	7	8.7
Kuvaninga	1.58	0.275	7	8.7
Aggreko Ressano	1.8	0.275	7	8.7
Corumana	0.105	0.3	5	5
JICA CTM	1.8	0.275	7	8.7
Aggreko Beluluane	1.58	0.275	7	8.7

2. Anexo 2: Coeficientes de sensibilidade e matrizes que compõem o MSP

Coeficientes de sensibilidade e matrizes que compõem o MSP

$$A1_{Gk} = \left(\frac{\partial P_{Gk}}{\partial(\delta_k - \theta_k)} \right) = \frac{E'_{qk} V_k \cos(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} + V_k^2 \left[\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x'_{dk}} \right] \cos 2(\delta_k - \theta_k) \quad \text{Eq. A 0-1}$$

$$A2_{Gk} = \left(\frac{\partial P_{Gk}}{\partial E'_{qk}} \right) = \frac{V_k \text{sen}(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} \quad \text{Eq. A 0-2}$$

$$A3_{Gk} = \left(\frac{\partial P_{Gk}}{\partial V_k} \right) = \frac{E'_{qk} \text{sen}(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} + V_k \left[\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x'_{dk}} \right] \text{sen} 2(\delta_k - \theta_k) \quad \text{Eq. A 0-3}$$

$$R1_{Gk} = \left(\frac{\partial Q_{Gk}}{\partial(\delta_k - \theta_k)} \right) = -\frac{E'_{qk} V_k \text{sen}(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} - V_k^2 \left[\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x'_{dk}} \right] \text{sen} 2(\delta_k - \theta_k) \quad \text{Eq. A 0-4}$$

$$R2_{Gk} = \left(\frac{\partial Q_{Gk}}{\partial E'_{qk}} \right) = \frac{V_k \cos(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} \quad \text{Eq. A 0-5}$$

$$R3_{Gk} = \left(\frac{\partial Q_{Gk}}{\partial V_k} \right) = \frac{E'_{qk} \cos(\delta_k - \theta_k)}{x'_{dk}} - \frac{2V_k}{x'_{dk}} - V_k \left[\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x'_{dk}} \right] \cdot [1 - \cos 2(\delta_k - \theta_k)] \quad \text{Eq. A 0-6}$$

$$A1_{km} = \left(\frac{\partial P_{km}}{\partial(\theta_{km})} \right) = \frac{R_{km}}{|Z_{km}|^2} (V_k V_m \text{sen} \theta_{km}) + \frac{X_{km}}{|Z_{km}|^2} (V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad \text{Eq. A 0-7}$$

$$A2_{km} = \left(\frac{\partial P_{km}}{\partial(V_k)} \right) = \frac{R_{km}}{|Z_{km}|^2} (2V_k - V_m \cos \theta_{km}) + \frac{X_{km}}{|Z_{km}|^2} (V_m \text{sen} \theta_{km}) \quad \text{Eq. A 0-8}$$

$$A3_{km} = \left(\frac{\partial P_{km}}{\partial(V_m)} \right) = -\frac{R_{km}}{|Z_{km}|^2} (V_k \cos \theta_{km}) + \frac{X_{km}}{|Z_{km}|^2} (V_k \text{sen} \theta_{km}) \quad \text{Eq. A 0-9}$$

$$J_{jacob} = \begin{bmatrix} A1_{km_1} & A2_{km_1} & A3_{km_1} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ A1_{km_{nt}} & A2_{km_{nt}} & A3_{km_{nt}} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-10}$$

$$J1 = \begin{bmatrix} -[D][M]^{-1} & -[A1_G][M]^{-1} & -[A2_G][M]^{-1} & [0]_{ng \times ng} \\ [\omega_o] & [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times ng} \\ [0]_{ng \times ng} & -[K_A][T'_{do}]^{-1} & -[x_d][x'_d]^{-1}[T'_{do}]^{-1} & [T'_{do}]^{-1} \\ [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times ng} & -[T'_r]^{-1} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-11}$$

Coeficientes de sensibilidade e matrizes que compõem o MSP

$$J2 = \begin{bmatrix} [A1_G][M]^{-1} & [0]_{ng \times nb-ng} & -[A3_G][M]^{-1} & [0]_{ng \times nb-ng} \\ [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times nb-ng} & [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times nb-ng} \\ [K_A][T'_{do}]^{-1} & [0]_{ng \times nb-ng} & [K_V][T'_{do}]^{-1} & [0]_{ng \times nb-ng} \\ [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times nb-ng} & -[K_r][T_r]^{-1} & [0]_{ng \times nb-ng} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-12}$$

$$B1 = \begin{bmatrix} [M]^{-1} & [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times nb} & [0]_{ng \times nb} \\ [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times nb} & [0]_{ng \times nb} \\ [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times ng} & [0]_{ng \times nb} & [0]_{ng \times nb} \\ [0]_{ng \times ng} & [K_r][T_r]^{-1} & [0]_{ng \times nb} & [0]_{ng \times nb} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-13}$$

$$J3 = \begin{bmatrix} [0]_{ng \times ng} & [A1_G] & [A2_G] & [0]_{ng \times ng} \\ [0]_{nb-ng \times ng} & [0]_{nb-ng \times ng} & [0]_{nb-ng \times ng} & [0]_{nb-ng \times ng} \\ [0]_{ng \times ng} & [R1_G] & [R2_G] & [0]_{ng \times ng} \\ [0]_{nb-ng \times ng} & [0]_{nb-ng \times ng} & [0]_{nb-ng \times ng} & [0]_{nb-ng \times ng} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-14}$$

$$J4 = \begin{bmatrix} [J4_1] & [J4_2] \\ [J4_3] & [J4_4] \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-15}$$

$$[J4_1] = \begin{cases} J4_{1kk} = -A1_{Gk} - \sum_{k \neq m} A1_{km} \\ J4_{1km} = A1_{km} \end{cases} \quad \text{Eq. A 0-16}$$

$$[J4_2] = \begin{cases} J4_{2kk} = A3_{Gk} - \sum_{k \neq m} A2_{km} \\ J4_{2km} = -A3_{km} \end{cases} \quad \text{Eq. A 0-17}$$

$$[J4_3] = \begin{cases} J4_{3kk} = -R1_{Gk} - \sum_{k \neq m} R1_{km} \\ J4_{3km} = R1_{km} \end{cases} \quad \text{Eq. A 0-18}$$

$$[J4_4] = \begin{cases} J4_{4kk} = R3_{Gk} - \sum_{k \neq m} R2_{km} \\ J4_{4km} = -R3_{km} \end{cases} \quad \text{Eq. A 0-19}$$

$$B2 = \begin{bmatrix} [0]_{nb \times ng} & [0]_{nb \times ng} & [\text{diag}(-1)]_{hb \times nb} & [0]_{nb \times nb} \\ [0]_{nb \times ng} & [0]_{nb \times ng} & [0]_{nb \times nb} & [\text{diag}(-1)]_{hb \times nb} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-20}$$

Coeficientes de sensibilidade e matrizes que compõem o MSP

$$J^1_{AOP} = \begin{bmatrix} \left[\text{diag}\left(-\frac{1}{T_{wi}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & [0]_{4nF \times 4nF} & [0]_{4nF \times 4nF} & [0]_{4nF \times 4nF} \\ \left[\text{diag}\left(-\frac{1}{T_{2i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & \left[\text{diag}\left(-\frac{1}{T_{2i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & [0]_{4nF \times 4nF} & [0]_{4nF \times 4nF} \\ \left[\text{diag}\left(-\frac{T_{1i}}{T_{2i}T_{4i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & \left[\text{diag}\left(-\left(1 - \frac{T_{1i}}{T_{2i}}\right)\frac{1}{T_{4i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & \left[\text{diag}\left(-\frac{1}{T_{4i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & [0]_{4nF \times 4nF} \\ \left[\text{diag}\left(-\frac{T_{1i}T_{3i}}{T_{2i}T_{4i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & \left[\text{diag}\left(-\left(T_{3i} - \frac{T_{1i}T_{3i}}{T_{2i}}\right)\frac{1}{T_{4i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & \left[\text{diag}\left(1 - \frac{T_{3i}}{T_{4i}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} & \left[\text{diag}\left(-\frac{1}{T_{SVCi}}\right) \right]_{4nF \times 4nF} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-21}$$

$$J^2_{AOP} = \begin{bmatrix} J^2_{AOP11} & J^2_{AOP12} \\ J^2_{AOP21} & J^2_{AOP22} \\ J^2_{AOP31} & J^2_{AOP32} \\ J^2_{AOP41} & J^2_{AOP42} \end{bmatrix} \quad \text{Eq. A 0-22}$$

$$J^2_{AOP11} = \begin{cases} J^2_{AOP11}(i, n) = \frac{K_{AOP}}{T_{wi}} A1_{mn} \\ J^2_{AOP11}(i, m) = -\frac{K_{AOP}}{T_{wi}} A1_{mn}; \\ J^2_{AOP11}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases} \quad ; \quad J^2_{AOP12} = \begin{cases} J^2_{AOP12}(i, n) = \frac{K_{AOP}}{T_{wi}} A2_{mn} \\ J^2_{AOP12}(i, m) = -\frac{K_{AOP}}{T_{wi}} A3_{mn}; \\ J^2_{AOP12}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases}$$

$$J^2_{AOP21} = \begin{cases} J^2_{AOP21}(i, n) = \frac{K_{AOP}}{T_{2i}} A1_{mn} \\ J^2_{AOP21}(i, m) = -\frac{K_{AOP}}{T_{2i}} A1_{mn}; \\ J^2_{AOP21}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases} \quad ; \quad J^2_{AOP22} = \begin{cases} J^2_{AOP22}(i, n) = \frac{K_{AOP}}{T_{2i}} A2_{mn} \\ J^2_{AOP22}(i, m) = -\frac{K_{AOP}}{T_{2i}} A3_{mn} \\ J^2_{AOP22}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases}$$

$$J^2_{AOP31} = \begin{cases} J^2_{AOP31}(i, n) = \frac{T_1 K_{AOP}}{T_2 T_4} A1_{mn} \\ J^2_{AOP31}(i, m) = -\frac{T_1 K_{AOP}}{T_2 T_4} A1_{mn}; \\ J^2_{AOP31}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases} \quad ; \quad J^2_{AOP32} = \begin{cases} J^2_{AOP32}(i, n) = \frac{T_1 K_{AOP}}{T_2 T_4} A2_{mn} \\ J^2_{AOP32}(i, m) = -\frac{T_1 K_{AOP}}{T_2 T_4} A3_{mn} \\ J^2_{AOP32}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases}$$

$$J^2_{AOP41} = \begin{cases} J^2_{AOP41}(i, n) = -\frac{K_{AOP} T_1 T_3}{T_2 T_4 T_{SVC}} A1_{mn} \\ J^2_{AOP41}(i, m) = \frac{T_1 T_3}{T_{SVC} T_2 T_4} A1_{mn}; \\ J^2_{AOP41}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases} \quad ; \quad J^2_{AOP42} = \begin{cases} J^2_{AOP42}(i, n) = -\frac{K_{AOP} T_1 T_3}{T_2 T_4 T_{SVC}} A2_{mn} \\ J^2_{AOP42}(i, m) = -\frac{K_{AOP} T_1 T_3}{T_2 T_4 T_{SVC}} A3_{mn}; \\ J^2_{AOP42}(i, t) = 0 \\ t \neq m \wedge t \neq n \end{cases} \quad \text{Eq. A 0-23}$$

3. Anexo 3: Previsão da demanda por subestação

Previsão da demanda por subestação

Dados das previsões nas subestações por província são apresentados a seguir:

Tabela A 0-5: Previsão de crescimento de carga na província de Maputo

Infulene	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
MVA(MW)	871.72	921.98	1,010.33	1,099.72	1,190.19	1,281.77	1,374.58	1,468.72	1,564.30	1,661.41	1,760.14
MW	697.37	737.58	808.27	879.78	952.15	1,025.42	1,099.66	1,174.97	1,251.44	1,329.13	1,408.11
MVR	523.03	553.19	606.2	659.83	714.11	769.06	824.75	881.23	938.58	996.85	1,056.08
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Kongolot	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
MVA(MW)	5.2	5.5	6.03	6.56	7.1	7.65	8.2	8.76	9.33	9.91	10.5
MW	4.16	4.4	4.82	5.25	5.68	6.12	6.56	7.01	7.47	7.93	8.4
MVR	3.12	3.3	3.62	3.94	4.26	4.59	4.92	5.26	5.6	5.95	6.3
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Beluluane	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
MVA(MW)	4.88	5.16	5.65	6.15	6.66	7.17	7.69	8.21	8.75	9.29	9.84
MW	3.9	4.13	4.52	4.92	5.33	5.74	6.15	6.57	7	7.43	7.88
MVR	2.93	3.09	3.39	3.69	3.99	4.3	4.61	4.93	5.25	5.58	5.91
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Boane	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
MVA(MW)	44.89	47.48	52.03	56.64	61.3	66.01	70.79	75.64	80.56	85.56	90.65
MW	35.92	37.99	41.63	45.31	49.04	52.81	56.63	60.51	64.45	68.45	72.52
MVR	26.94	28.49	31.22	33.98	36.78	39.61	42.48	45.38	48.34	51.34	54.39
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Manhica	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
MVA(MW)	21.86	23.12	25.33	27.58	29.84	32.14	34.47	36.83	39.22	41.66	44.13
MW	17.49	18.49	20.27	22.06	23.87	25.71	27.57	29.46	31.38	33.33	35.31
MVR	13.11	13.87	15.2	16.55	17.91	19.28	20.68	22.1	23.53	25	26.48
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Machava	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
MVA(MW)	105.836	111.939	122.666	133.519	144.503	155.622	166.89	178.319	189.924	201.714	213.7
MW	84.669	89.551	98.132	106.815	115.602	124.497	133.512	142.655	151.939	161.371	170.96
MVR	63.502	67.163	73.599	80.111	86.702	93.373	100.134	106.991	113.954	121.029	128.22
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Matola R	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
MVA(MW)	40.2	42.52	46.59	50.72	54.89	59.11	63.39	67.73	72.14	76.62	81.17
MW	32.16	34.02	37.28	40.57	43.91	47.29	50.71	54.19	57.71	61.3	64.94
MVR	24.12	25.51	27.96	30.43	32.93	35.47	38.04	40.64	43.29	45.97	48.7
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Matola	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
MVA(MW)	52.94	55.99	61.36	66.79	72.28	77.84	83.48	89.19	95	100.9	106.89
MW	42.35	44.79	49.09	53.43	57.82	62.27	66.78	71.35	76	80.72	85.51
MVR	31.76	33.59	36.81	40.07	43.37	46.7	50.09	53.52	57	60.54	64.13
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Matola2	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320
MVA(MW)	280.33	296.5	324.91	353.66	382.75	412.2	442.05	472.32	503.06	534.29	566.04
MW	224.27	237.2	259.93	282.93	306.2	329.76	353.64	377.86	402.45	427.43	452.83
MVR	168.2	177.9	194.95	212.19	229.65	247.32	265.23	283.39	301.84	320.57	339.62
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Xinavne	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MVA(Tr C)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
MVA(MW)	36.28	38.37	42.05	45.77	49.54	53.35	57.21	61.13	65.11	69.15	73.26
MW	29.02	30.7	33.64	36.62	39.63	42.68	45.77	48.9	52.09	55.32	58.61
MVR	21.77	23.02	25.23	27.46	29.72	32.01	34.33	36.68	39.06	41.49	43.95

FONTE: (JICA, 2018)

Previsão da demanda por subestação

Tabela A 0-6: Previsão de crescimento de carga na província de Sofala

Lamego	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
MVA(MW+MVR)	12.95	13.46	15.03	16.62	18.22	19.86	21.51	23.2	24.91	26.65	28.42	30.23	32.07	33.95	35.87	37.89	39.97
MW	10.36	10.77	12.02	13.29	14.58	15.89	17.21	18.56	19.93	21.32	22.74	24.18	25.66	27.16	28.7	30.31	31.98
MVR	7.77	8.08	9.02	9.97	10.93	11.91	12.91	13.92	14.94	15.99	17.05	18.14	19.24	20.37	21.52	22.74	23.98
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Mafambisse	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
MVA(MW+MVR)	24.26	25.22	28.16	31.13	34.15	37.21	40.31	43.46	46.67	49.93	53.26	56.64	60.1	63.62	67.21	71	74.9
MW	19.41	20.18	22.53	24.91	27.32	29.76	32.25	34.77	37.34	39.95	42.6	45.31	48.08	50.9	53.77	56.8	59.92
MVR	14.56	15.13	16.9	18.68	20.49	22.32	24.19	26.08	28	29.96	31.95	33.99	36.06	38.17	40.33	42.6	44.94
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Fipag	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
MVA(MW+MVR)	5.62	5.84	6.52	7.21	7.91	8.62	9.34	10.07	10.81	11.56	12.33	13.12	13.92	14.73	15.56	16.44	17.35
MW	4.49	4.67	5.22	5.77	6.33	6.89	7.47	8.05	8.65	9.25	9.87	10.49	11.13	11.79	12.45	13.15	13.88
MVR	3.37	3.5	3.91	4.33	4.74	5.17	5.6	6.04	6.48	6.94	7.4	7.87	8.35	8.84	9.34	9.87	10.41
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Dondo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
MVA(MW+MVR)	22.73	23.63	26.38	29.17	31.99	34.86	37.76	40.72	43.72	46.78	49.89	53.07	56.3	59.6	62.97	66.52	70.17
MW	18.18	18.9	21.1	23.33	25.59	27.88	30.21	32.57	34.98	37.42	39.91	42.45	45.04	47.68	50.37	53.21	56.13
MVR	13.64	14.18	15.83	17.5	19.19	20.91	22.66	24.43	26.23	28.07	29.94	31.84	33.78	35.76	37.78	39.91	42.1
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Marromeu	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
MVA(MW+MVR)	18.74	19.49	21.76	24.05	26.38	28.75	31.14	33.58	36.06	38.58	41.15	43.76	46.43	49.15	51.93	54.86	57.87
MW	15	15.59	17.4	19.24	21.11	23	24.92	26.86	28.85	30.86	32.92	35.01	37.15	39.32	41.54	43.89	46.3
MVR	11.25	11.69	13.05	14.43	15.83	17.25	18.69	20.15	21.63	23.15	24.69	26.26	27.86	29.49	31.16	32.91	34.72
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Guara-Guara	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
MVA(MW+MVR)	4.75	4.94	5.51	6.1	6.69	7.28	7.89	8.51	9.14	9.78	10.43	11.09	11.77	12.46	13.16	13.9	14.66
MW	3.8	3.95	4.41	4.88	5.35	5.83	6.31	6.81	7.31	7.82	8.34	8.87	9.41	9.96	10.53	11.12	11.73
MVR	2.85	2.96	3.31	3.66	4.01	4.37	4.74	5.11	5.48	5.87	6.26	6.65	7.06	7.47	7.9	8.34	8.8
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Munhava	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
MVA(MW+MVR)	224.7	233.6	260.8	288.3	316.3	344.6	373.3	402.5	432.2	462.4	493.2	524.6	556.6	589.2	622.5	657.6	693.6
MW	179.7	186.9	208.6	230.7	253	275.7	298.7	322	345.8	369.9	394.6	419.7	445.3	471.3	498	526	554.9
MVR	134.8	140.2	156.5	173	189.8	206.7	224	241.5	259.3	277.5	295.9	314.8	333.9	353.5	373.5	394.5	416.2
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Cimentos Dondo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
MVA(Tr Cap)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
MVA(MW+MVR)	9.81	10.19	11.38	12.58	13.8	15.04	16.29	17.57	18.86	20.18	21.53	22.9	24.29	25.72	27.17	28.7	30.27
MW	7.85	8.16	9.11	10.07	11.04	12.03	13.04	14.05	15.09	16.15	17.22	18.32	19.43	20.57	21.73	22.96	24.22
MVR	5.88	6.12	6.83	7.55	8.28	9.02	9.78	10.54	11.32	12.11	12.92	13.74	14.58	15.43	16.3	17.22	18.16
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

FORNE: (JICA, 2018)

Previsão da demanda por subestação

Tabela A 0-7: Previsão de crescimento de carga na província de Nampula

Nampula Cent	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MVA(Tr Cap)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
MVA(MW+M)	57.72	61.16	67.49	73.97	80.62	87.44	94.44	101.63	109.02	116.63	124.47	132.54	140.86	149.41
MW	46.17	48.93	53.99	59.18	64.49	69.95	75.55	81.3	87.22	93.3	99.57	106.03	112.69	119.53
MVR	34.63	36.69	40.49	44.38	48.37	52.46	56.66	60.98	65.41	69.98	74.68	79.53	84.51	89.65
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Nampula 220	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MVA(Tr Cap)	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
MVA(MW+M)	336.66	356.74	393.65	431.47	470.24	510.02	550.85	592.79	635.92	680.31	726.01	773.12	821.63	871.52
MW	269.32	285.39	314.92	345.17	376.19	408.02	440.68	474.23	508.74	544.25	580.81	618.5	657.3	697.22
MVR	201.99	214.04	236.19	258.88	282.15	306.01	330.51	355.68	381.55	408.19	435.61	463.87	492.98	522.91
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Moma	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MVA(Tr Cap)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
MVA(MW+M)	32.33	34.25	37.8	41.43	45.15	48.97	52.89	56.92	61.06	65.32	69.71	74.23	78.89	83.68
MW	25.86	27.4	30.24	33.14	36.12	39.18	42.31	45.54	48.85	52.26	55.77	59.39	63.11	66.95
MVR	19.4	20.55	22.68	24.86	27.09	29.38	31.74	34.15	36.64	39.19	41.83	44.54	47.34	50.21
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Monapo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MVA(Tr Cap)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
MVR	25.98	27.53	30.38	33.3	36.29	39.36	42.51	45.75	49.08	52.51	56.03	59.67	63.41	67.26
MW	20.79	22.03	24.31	26.64	29.03	31.49	34.01	36.6	39.26	42.01	44.83	47.74	50.73	53.81
MVR	15.59	16.52	18.23	19.98	21.78	23.62	25.51	27.45	29.45	31.5	33.62	35.8	38.05	40.36
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Nacala	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MVA(Tr Cap)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
MVA(MW+M)	57.57	61.01	67.32	73.79	80.42	87.22	94.2	101.37	108.75	116.34	124.16	132.21	140.51	149.04
MW	46.06	48.81	53.86	59.03	64.33	69.78	75.36	81.1	87	93.07	99.33	105.77	112.41	119.23
MVR	34.54	36.6	40.39	44.27	48.25	52.33	56.52	60.82	65.25	69.8	74.49	79.33	84.3	89.42
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Vale Tr1	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
MVA(Tr Cap)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
MVA(MW+M)	13	14	16	17	19	20	22	24	25	27	29	31	33	35
MW	10.7	11.34	12.52	13.72	14.95	16.22	17.51	18.85	20.22	21.63	23.08	24.58	26.12	27.71
MVR	8.03	8.51	9.39	10.29	11.21	12.16	13.14	14.14	15.16	16.22	17.31	18.44	19.59	20.78
PF	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

FORNE: (JICA, 2018)

4. Anexo 4: F1 - Guia De Avaliação Do Relatório Escrito

5. Anexo 5: F2 – Guia De Avaliação Da Apresentação Oral E Defesa

6. Anexo 6: F3 - Ficha De Avaliação Global



FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA
F1 - GUIA DE AVALIAÇÃO DO RELATÓRIO ESCRITO

Nome do estudante: Sanches Adelino Pires

Referência do tema: 2022TLLD01

Data: ___/___/2022

Título do tema: Trânsito Energético Optimizado e Estabilidade de Pequeno Sinal na Rede Eléctrica Nacional Integrada através da Implementação de FACTS

1. Resumo					
1.1. Apresentação dos pontos chaves no resumo (clareza, organização, correlação com o apresentado)	1	2	3	4	5
Secção 1 subtotal (max: 5)					

2. Organização (estrutura) e explanação										
2.1. Objectivos	1	2	3	4	5					
2.2. Introdução, antecedentes e pesquisa bibliográfica	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.3. Metodologias	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4. Resultados, sua análise e discussão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5. Conclusões e aplicação dos resultados (recomendações)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 2 subtotal (max: 45)										

3. Argumentação										
3.1. Criatividade e originalidade	1	2	3	4	5					
3.2. Rigor	1	2	3	4	5					
3.3. Análise crítica, evidência e lógica	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.4. Relação objectivos/ métodos/ resultados/ conclusões	1	2	3	4	5					
3.5. Relevância	1	2	3	4	5					
Secção 3 subtotal (max: 30)										

4. Apresentação e estilo da escrita					
4.1. Legibilidade e organização	1	2	3	4	5
4.2. Ilustração e qualidade das figuras e tabelas	1	2	3	4	5
4.3. Estilo da escrita (fluência do texto, uso da língua e gramática)	1	2	3	4	5
4.4. Fontes bibliográficas (citação correcta, referências, etc.)	1	2	3	4	5
Secção 4 subtotal (max: 20)					

Total de pontos (max: 100)

Nota (=Total*0,2)

Nota: Quando exista a componente gráfica (desenhos técnicos), a nota acima é multiplicada por 0,8 cabendo os restantes 20% do peso à referida parte gráfica.

O supervisor

Maputo, ___ de Fevereiro de 2021



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F2 – GUIA DE AVALIAÇÃO DA APRESENTAÇÃO ORAL E DEFESA

Nome do estudante: Sanches Adelino Pires

Referência do tema: 2022TLLD01

Data: / /2022

Título do tema: Trânsito Energético Optimizado e Estabilidade de Pequeno Sinal na Rede Eléctrica Nacional Integrada através da Implementação de FACTS

1. Introdução										
1.1. Apresentação dos pontos chaves na introdução (Contexto e importância do trabalho)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 1 subtotal (max: 10)										

2. Organização e explanação										
2.1. Objectivos	1	2	3							
2.3. Metodologia	1	2	3	4						
2.4. Resultados, sua análise e discussão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5. Conclusões e aplicação dos resultados (recomendações)	1	2	3	4	5	6	7	8		
Secção 2 subtotal (max: 25)										

3. Estilo da apresentação										
3.1. Uso efectivo do tempo	1	2	3	4	5					
3.2. Clareza, tom, vivacidade e entusiasmo	1	2	3	4	5					
3.3. Uso e qualidade dos audiovisuais	1	2	3	4	5					
Secção 3 subtotal (max: 15)										

4. Defesa										
4.1. Exactidão nas respostas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2. Domínio dos conceitos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.3. Confiança e domínio do trabalho realizado	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.4. Domínio do significado e aplicação dos resultados	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.5. Segurança nas intervenções	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 3 subtotal (max: 50)										

Total de pontos (max: 100)		Nota (=Total*0,2)	
-----------------------------------	--	--------------------------	--



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F3 - FICHA DE AVALIAÇÃO GLOBAL

Nome do estudante: Sanches Adelino Pires

Referência do tema: 2022TLLD01

Data: ___/___/2022

Título do tema: Trânsito Energético Optimizado e Estabilidade de Pequeno Sinal na Rede Eléctrica Nacional Integrada através da Implementação de FACTS

Membros do júri	Assinatura
Membro 1 (O presidente)	
Membro 2	
Membro 3	

AVALIADOR	NOTA OBTIDA	PESO (%)
Relatório escrito (F1)	N1=	A= 60
Apresentação e defesa do trabalho (F2)	N2=	B= 40

CLASSIFICAÇÃO FINAL $=(N1*A+N2*B) /100$	
---	--

Maputo, _____ de Setembro de 2022