



FACULDADE DE ENGENHARIA

CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

**IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DE BAIXA TENSÃO.**

AUTOR:

MARVIN CANDA

SUPERVISOR:

ENGº. JOSÉ CHISSICO

Maputo, Setembro de 2024



FACULDADE DE ENGENHARIA

CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

**IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DE BAIXA TENSÃO.**

AUTOR:

MARVIN CANDA

SUPERVISOR:

ENGº. JOSÉ CHISSICO

Maputo, Setembro de 2024

Marvin Canda

**IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DE BAIXA TENSÃO.**

Trabalho apresentado como exigência final do currículo para a obtenção do grau de licenciatura em Engenharia Eléctrica pela Universidade Eduardo Mondlane.

Maputo

2024



FACULDADE DE ENGENHARIA
CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

TERMO DE ENTREGA DE RELATÓRIO DO TRABALHO DE LICENCIATURA

Declaro que o estudante Marvin Canda entregou no dia /09/2024 as 3 cópias do relatório do seu Trabalho de Licenciatura com referência: 2023ELTLD01

Intitulado: **IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DE BAIXA TENSÃO.**

Maputo, Setembro de 2024

A chefe da Secretaria

(Arlete Chiconela)

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, Marvin Canda, declaro que este trabalho nunca foi apresentado para a obtenção de qualquer grau ou âmbito, e que ele constitui resultado do meu labor individual.

Maputo, Setembro de 2024

(Marvin Canda)

AGRADECIMENTOS

Um especial obrigado aos meus pais e irmãos pelo apoio incondicional ao longo do meu percurso académico.

Aos meus amigos e colegas, um especial obrigado pelos excelentes momentos partilhados que certamente influenciaram positivamente a minha vida académica.

Um especial obrigado à todos professores do país que, apesar das adversidades, ainda mantêm-se na linha da frente para a promoção do desenvolvimento humano dos moçambicanos.

EPÍGRAFE

"Precisamos do progresso europeu só porque estamos cercados por ele. Isso é ao mesmo tempo um benefício e uma desgraça."

Haile Selassie I

RESUMO

O presente estudo insere-se num contexto em que mundo atravessa uma crise económica associada à uma crise energética. Com as alterações climáticas e a inflação atingindo níveis sem precedentes em diversas economias mundiais, tem ficado evidente o quão fragilizado o mundo se encontra, sobretudo os países ainda em vias de desenvolvimento onde o acesso à bens e serviços básicos (como o acesso à energia eléctrica) ainda traduzem-se como um dilema. Com a recente eclosão das energias renováveis, estes países podem beneficiar-se do aproveitamento destas fontes. Por isso, estudar mecanismos de como tornar o consumidor de baixa tensão em um produtor de energia pode impulsionar de forma significativa a tão desejada transição energética.

Neste sentido, o presente estudo procurou averiguar quais as implicações técnicas da integração destas fontes renováveis, nomeadamente, da microgeração fotovoltaica em redes de baixa tensão, onde constatou-se que com o gradual aumento da produção dispersa ligada à rede, a mesma fica mais susceptível a ocorrência variações dos parâmetros da rede (mais concretamente dos níveis de tensão) que se podem traduzir em violações dos limites previamente estabelecidos de acordo com o Código de Rede Nacional. Face à este cenário, tornou-se evidente que o estudo de medidas de controlo e regulação fosse necessário, onde concluiu-se que as estratégias de compensação série (com recurso ao transformador de potência) e paralela (com recurso a banco de capacitores) podem ser eficazes para a manutenção da estabilidade da rede.

Palavras-chave: transição energética, redes de baixa tensão, geração distribuída, tensão.

ABSTRACT

The present study is part of a context in which the world is facing an economic crisis associated with an energy crisis. With climate changes and inflation reaching unprecedented levels in many world economies, it has become clear how fragile the world is, specially the under countries development where access to basic goods and services (such as electricity) still represents a dilemma. With the recent outbreak of renewable energies, these countries can benefit from the use of these sources. Therefore, studying mechanisms on how to turn the low voltage consumer in also into an energy producer can significantly boost the much desired energetic transition.

In this sense, the present study sought to investigate the technical implications of the integration of these renewable sources, namely, the photovoltaic microgeneration in low voltage networks, where it was found that with the gradual increase in dispersed production connected to the grid, the same becomes more susceptible to occurrence of variations (more specifically, variations in voltage levels) which may result in violations of limits previously established in accordance with the National Grid Code. Given this scenario, it became evident that studying measures of control and regulation was necessary, where it was concluded that series compensation strategies (using a power transformer) and parallel compensation strategies (using a capacitor bank) can be effective to ensure the grid stability.

Keywords: energy transition, low voltage networks, distributed generation, voltage.

ÍNDICE

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| CAPITULO 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 ENQUADRAMENTO..... | 1 |
| 1.2 PROBLEMÁTICA DE ESTUDO | 2 |
| 1.2.1 HIPÓTESE A | 3 |
| 1.2.2 HIPÓTESE B | 3 |
| 1.3 JUSTIFICATIVA..... | 4 |
| 1.4 OBJECTIVOS | 4 |
| 1.4.1 OBJECTIVO GERAL | 4 |
| 1.4.2 – OBJECTIVOS ESPECÍFICOS | 5 |
| 1.5 METODOLOGIAS..... | 5 |
| 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO..... | 6 |
| CAPÍTULO II. ENERGIAS RENOVÁVEIS: UMA SOLUÇÃO PARA A SEGURANÇA E SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA..... | 7 |
| 2.1 INTRODUÇÃO | 7 |
| 2.2 A MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA | 9 |
| 2.2.1 SISTEMAS FV | 9 |
| 2.2.2 A CÉLULA FV..... | 10 |
| 2.2.2 O MÓDULO FV..... | 12 |
| 2.2.3 O PAINEL FV..... | 13 |
| CAPÍTULO III. MICROGERAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DE BAIXA TENSÃO..... | 17 |
| 3.1 INTRODUÇÃO | 17 |
| 3.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO | 17 |
| 3.2.1 TRÂNSITO DE POTÊNCIA EM REDES DE BT | 18 |
| 3.2.2 IMPACTO FÍSICO DA INTEGRAÇÃO DA MICROGERAÇÃO EM REDES DE BAIXATENSÃO | 22 |
| 3.2.3 – MÉTODOS DE CONTROLO | 25 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| CAPÍTULO IV. ESTUDO DE CASO | 28 |
| 4.1 INTRODUÇÃO | 28 |
| 4.2 MODELAGEM DA REDE NO SOFTWARE | 29 |
| 4.2.1 MODELAGEM DA REDE EXTERNA (FONTE DE TENSÃO)..... | 29 |
| 4.2.2 MODELAGEM DO TRANSFORMADOR MT/BT..... | 30 |
| 4.2.3 MODELAGEM DOS CABOS E CARGAS | 31 |
| 4.2.4 MODELAGEM DAS FONTES DE MICROGERAÇÃO | 33 |
| CAPÍTULO V. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS..... | 37 |
| 5.1 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DA REDE EM REGIME PERMANENTE | 37 |
| 5.1.1 EFEITO DA INJEÇÃO NOS NÍVEIS DE TENSÃO DOS BARRAMENTOS | 38 |
| 5.1.2 EFEITO DA INJEÇÃO NO CARREGAMENTO DOS CABOS..... | 42 |
| 5.1.3 ESTUDO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLO E REGULAÇÃO EM REGIME PERMANENTE..... | 43 |
| 5.2 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DA REDE EM REGIME TRANSITÓRIO..... | 47 |
| 5.2.1 FALHA NO BARRAMENTO 7 (CENÁRIO HIPOTÉTICO) | 47 |
| 5.3 IMPACTO ECONÓMICO DA INTEGRAÇÃO À REDE | 49 |
| 5.3.1 CUSTOS DOS MÓDULOS FV | 49 |
| 5.3.2 ANÁLISE ECONÓMICA..... | 50 |
| CAPÍTULO VI. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES | 52 |
| 6.1 CONCLUSÕES..... | 52 |
| 6.2 RECOMENDAÇÕES..... | 54 |
| 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 55 |

Lista de símbolos

AM – Air Mass (Massa do Ar)

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

EDM – Electricidade De Moçambique

FF – Factor de Forma

FV – Fotovoltaico(a)

f_s – Factor de simultaneidade

G - Irradiância

GD – Gerador(es) Distribuído(s)

I_m – Corrente à máxima potência

I_{SC} – Corrente de curto-circuito

MT/BT – Média Tensão para Baixa Tensão

NOCT – Nominal Operating Cell Temperature

V_{OC} – Tensão de circuito aberto

A – Ampère(s)

C - Coulomb

V – Volt(s)

J – Joule

K – Kelvin

W – Watt(s)

kW – quiloWatt(s)

MW – MegaWatt(s)

°C - grau(s) Celsius(s)

m^2 – metro(s) quadrado(s)

m/s – metro(s) por segundo

Lista de Figuras

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Comportamento dos países com inflação maior que 6 %, de 1970 - 2020: Azul a representar as economias desenvolvidas e castanho a representar as economias em ascensão. (Fonte: Agência Internacional de Energia – 2022)..... | 2 |
| Figura 2: Emissões de CO_2 por sector, 2019-2022, sector da energia, indústria, transportes e construção (Fonte: Agência Internacional de Energia, 2022)..... | 7 |
| Figura 3: Células, módulos e painéis fotovoltaicos. Fonte: [2]..... | 9 |
| Figura 4: Característica V-I das células FV real e ideal sob diferentes níveis de iluminação. Fonte: [2]..... | 10 |
| Figura 5: Determinação do ponto representativo da potência máxima. Fonte: [2] | 11 |
| Figura 6: Configurações comuns dos módulos. Fonte: [2]. | 14 |
| Figura 7: Topologia dos inversores FV; a- Inversor central FV; b- Inversor FV em cadeia. Fonte: [2]..... | 15 |
| Figura 8: Secção de linha trifásica de quatro fios, considerando a terra. Fonte: [14]. | 18 |
| Figura 9: Modelo de uma linha de distribuição trifásica à quatro fios, ligada a terra em vários pontos. Fonte: [14]. | 19 |
| Figura 10: Configuração DYn de um transformador trifásico. Fonte: [10]. | 25 |
| Figura 11: Dois reguladores de alta eficiência instalados numa rede rural. Fonte: [10]. | 26 |
| Figura 12: Circuito do regulador de tensão de alta eficiência. Fonte: [10]. | 27 |
| Figura 13: Ambiente para a configuração da rede externa no software. Fonte: (o autor). | 30 |
| Figura 14: Ambiente para a configuração dos cabos no software. Fonte: (o autor). . | 32 |
| Figura 15: Ambiente para a configuração das cargas no software. Fonte: (o autor). . | 33 |
| Figura 16: Ambiente para a configuração das unidades de microgeração no software. Fonte: (o autor) | 34 |
| Figura 17: Arquitectura da rede no software com a inserção da Geração Distribuída (GD), Fonte: (O autor) | 35 |
| Figura 18: Formas de onda das tensões nos barramentos da rede, sem a alocação de unidades de microgeração. (Fonte: O autor)..... | 37 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 19: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração - Cenário de alto factor de simultaneidade e utilização. Fonte(O autor)..... | 39 |
| Figura 20: Formas de onda das tensões nos barramentos da rede, com a alocação de unidades de microgeração. (Fonte: O autor)..... | 40 |
| Figura 21: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração – Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização. Fonte: (O autor)..... | 41 |
| Figura 22: Potência de carregamento dos cabos (em kW) em função da injeção da potência activa dos GD. Fonte: (O autor)..... | 42 |
| Figura 23: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração – Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização, e com ajuste – TAP, Trafo operando à sua relação de transformação nominal, 33/0.4 kV. Fonte: (O autor)..... | 44 |
| Figura 24: Arquitectura da rede no software com a inserção da Geração Distribuída (GD), do banco de capacitores e o Trafo operando à sua relação de transformação nominal, 33/0.4 kV - Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização. Fonte: (O autor)..... | 45 |
| Figura 25: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração – Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização, com ajuste – TAP, Trafo operando à sua relação de transformação nominal, 33/0.4 kV e com compensação shunt. Fonte: (o autor)..... | 46 |
| Figura 26: Resposta transitória no nó 7, a – sem GD; b – Com GD (GD1+GD2+GD3+GD4). Fonte: (O autor)..... | 47 |
| Figura 27: Resposta transitória no nó 1, a – sem GD; b – Com GD (GD1+GD2+GD3+GD4). Fonte: (O autor)..... | 48 |

Lista de Tabelas

| | |
|--------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1: Distribuição das potências contratadas por nó..... | 28 |
|--------------------------------------------------------------|----|

CAPITULO 1. INTRODUÇÃO

1.1 ENQUADRAMENTO

O sector energético global está em transformação. Estimulado recentemente por anos de crise e mudança - desde as consequências da pandemia do Covid-19, a invasão Russa à Ucrânia, da inflação, aos impactos das alterações climáticas – a transição energética global encontra-se agora bem encaminhada, com o crescente investimento nas energias limpas e impulso para metas de emissões líquidas zero até meados do século.

A segurança e sustentabilidade energética hoje em dia estão intimamente relacionadas e estão no topo da agenda de diversas entidades em todo o mundo. África não é excepção (apesar de contribuir de maneira quase insignificante nas emissões de gases do efeito estufa), com o continente enfrentando um rápido crescimento da demanda energética, e lacunas críticas no acesso à energia.

África é imperativa em acelerar o desenvolvimento sócio-económico de uma forma sustentável e resiliente, podendo este desenvolvimento beneficiar-se da implantação da energia limpa (**Sharm el-Sheikh**, COP27). Não o fazer pode representar grandes ameaças ao continente que já sofre das consequências das alterações climáticas, conforme tem-se verificado no nosso país recentemente.

Neste sentido, torna-se essencial avaliar de forma crítica como esta transição pode ser efectivada em África de modo a contrariar esta crise sem precedentes do sector energético com forte repercussões económicas que afectam particularmente as economias em ascensão, e eliminar estas lacunas existentes no acesso à energia.

¹ Inflação é o aumento dos preços de bens e serviços em uma determinada economia.

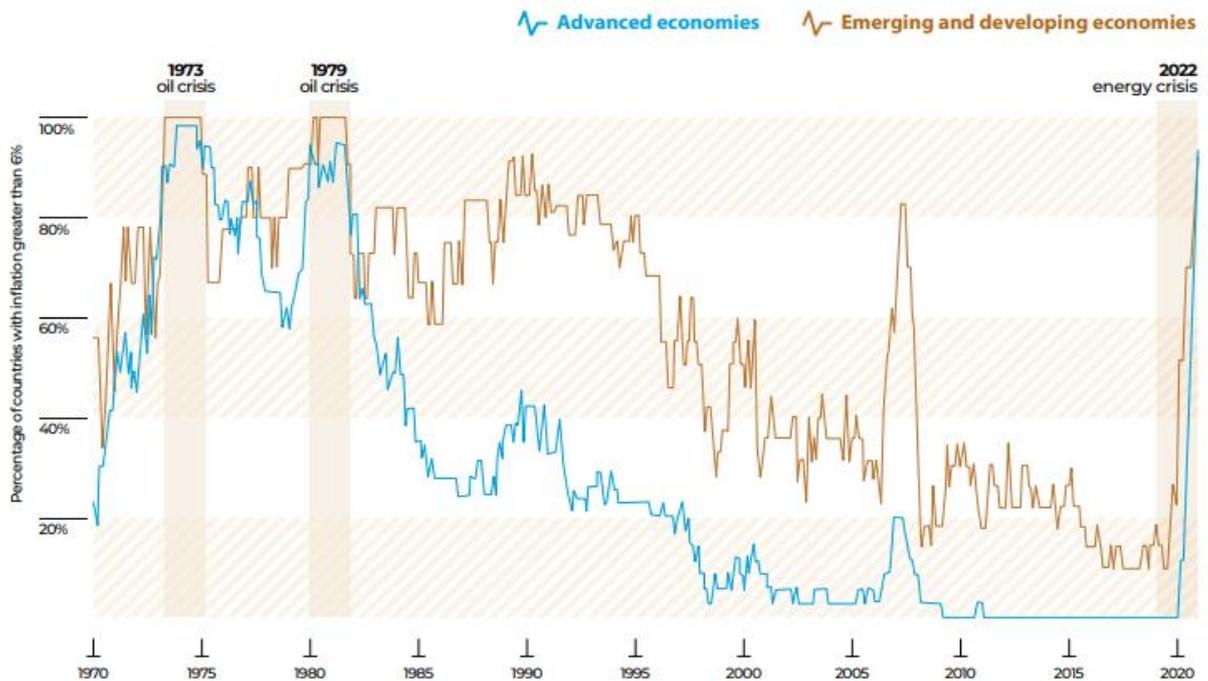


Figura 1: Comportamento dos países com inflação maior que 6 %, de 1970 - 2020: Azul a representar as economias desenvolvidas e castanho a representar as economias em ascensão. (Fonte: Agência Internacional de Energia – 2022).

1.2 PROBLEMÁTICA DE ESTUDO

Com a alteração do actual do cenário energético, que se traduz substancialmente da produção da electricidade a partir de combustíveis fósseis, as energias renováveis tornam-se como um novo meio de geração de energia eléctrica. Tem-se verificado um aproveitamento destas formas de energia em Moçambique sobretudo sob uma perspectiva descentralizada sem qualquer tipo de interligação à rede, e em zonas maioritariamente rurais.

Entretanto, sob uma perspectiva futurística torna-se ainda mais interessante avaliar o impacto da integração destas energias à rede nos grandes centros urbanos com uma especial atenção ao consumidor de Baixa Tensão (BT). O cliente de BT, mostra-se como uma peça chave nesta equação de expansão do aproveitamento das fontes de energia renovável. Este modo de produção de energia em pequena escala possibilita aos consumidores de BT satisfazerem total ou parcialmente as suas necessidades de consumo de energia e venderem o excedente à concessionária, o que se traduz numa redução das perdas associadas de distribuição, evitando novos investimentos em grandes centrais de produção de electricidade e em novas

infraestruturas de distribuição, revolucionando o actual estado de operação do sistema de energia actual.

Conhecendo os benefícios da integração destas unidades de produção, são previsíveis impactos prejudiciais à rede perante um forte crescimento da utilização das mesmas que podem dificultar o planeamento e a operação do sistema eléctrico.

Portanto, importa saber: Qual o impacto, sob uma perspectiva técnica, da integração desta microgeração em larga escala à rede? Como contornar os efeitos desta interligação perante o dinamismo da rede?

1.2.1 HIPÓTESE A

- Perante esta interligação à rede, são expectáveis alterações dos parâmetros indicadores de qualidade energética como, por exemplo, dos perfis de tensão, isto dependendo do grau de penetração das unidades de microgeração na rede. De modo a contrariar os efeitos desta interligação, os sistemas de controlo e regulação das redes convencionais de distribuição de energia são suficientemente eficazes e não necessitam de quaisquer medidas adicionais para garantir a estabilidade da rede.

1.2.2 HIPÓTESE B

- Perante esta interligação à rede, os sistemas de controlo e regulação das redes de distribuição de energia convencionais necessitam de medidas adicionais de modo a garantir a estabilidade da rede.

1.3 JUSTIFICATIVA

A escolha deste tema foi fortemente motivada pelo estado em que o mundo se encontra. Com a relativa redução da disponibilidade energética aliada a insustentabilidade dos meios convencionais de produção da electricidade, urge renovar o conceito sistema eléctrico de potência e avaliar as implicações sobre a própria a infraestrutura energética para a concretização desta transição. Neste sentido, convém realçar que perante um cenário de envelhecimento ao nível da infraestrutura energética moçambicana, a perspectiva para uma transição ou até mesmo uma reforma energética nacional pode carecer de uma profunda reconfiguração (sobretudo em redes de distribuição de baixa tensão).

Num âmbito geral, esta pesquisa é de extrema importância porque procura responder até que ponto a estabilidade de uma rede de BT é afectada perante um cenário de interligação destas fontes renováveis, nomeadamente, da geração solar do tipo fotovoltaica.

Num âmbito particular, esta pesquisa é relevante porque procura estudar os modelos de planeamento e operação destas redes mediante contingências de maior probabilidade de ocorrência.

Importa realçar que, a segurança e a sustentabilidade energética são um problema de todos nós. Uma reforma energética nacional somente poderá ser efectivada se houver uma consciencialização sobre as boas práticas de geração e consumo de energia. Assim sendo, este trabalho é do interesse do público em geral.

1.4 OBJECTIVOS

1.4.1 OBJECTIVO GERAL

- Analisar o impacto da integração da microgeração fotovoltaica em redes de distribuição de energia eléctrica de baixa tensão.

1.4.2 – OBJECTIVOS ESPECÍFICOS

- Analisar a estabilidade da rede em regime permanente;
- Analisar a estabilidade da rede em regime transitório mediante contingências de maior probabilidade de ocorrência;
- Estudar estratégias de controlo e regulação capazes de garantir a estabilidade da rede.

1.5 METODOLOGIAS

Para o alcance dos objectivos previamente estabelecidos, serão recorridos as pesquisas do tipo **exploratória** (quanto ao objectivo da pesquisa), **bibliográfica** e **experimental** (sendo estas duas últimas classificadas quanto à técnica de colecta de dados).

A pesquisa exploratória, segundo Selltiz et al. (1965), enquadram-se na categoria de estudos aqueles que buscam descobrir ideias e intuições, na tentativa de adquirir maior familiaridade com o fenómeno pesquisado. Esta pesquisa possibilita aumentar o conhecimento do pesquisador sobre factos, permitindo a formulação mais precisa de problemas, criar novas hipóteses e realizar novas pesquisas mais estruturadas.

Relativamente a pesquisa bibliográfica que, segundo Vergara (2000), é desenvolvida a partir de material já elaborado e é importante para o levantamento de informações básicas sobre os aspectos directa ou indirectamente ligados a nossa temática.

A pesquisa experimental, que de acordo com Gil (1999), consiste na determinação de um objecto de estudo, na selecção de variáveis capazes de influenciá-lo e na definição de normas de controlo e de observação dos efeitos que a variável produz no objecto de estudo, será de extrema importância pois, irá permitir a validação das hipóteses definidas na problemática de estudo. Será recorrida à esta técnica de pesquisa com recurso a ferramentas computacionais.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho encontra-se dividido em seis(6) capítulos, estando os mesmos subdivididos em secções.

O **primeiro capítulo**, referente à Introdução, foram descritas as motivações deste trabalho e o enquadramento do continente africano na transição energética. Neste capítulo foi ainda descrita a problemática de estudo, bem como os objectivos desta pesquisa.

O **segundo capítulo** consistirá de uma descrição sucinta das implicações sociais e ambientais que o actual sector energético mundial tem proporcionado, bem como o enquadramento do conceito de microgeração na actual matriz energética.

No **terceiro capítulo** dar-se-á uma abordagem técnica sobre as redes de distribuição de energia eléctrica de baixa tensão, bem como as implicações técnicas da integração de unidades de microgeração nestas mesmas redes.

O **quarto capítulo** consistirá da modelagem de uma rede de baixa tensão real. Neste capítulo serão descritos sucintamente alguns dos passos para a modelização da mesma na ferramenta informática.

No **quinto capítulo** é proporcionada a análise e a discussão dos resultados da simulação informática. Este traduz-se como sendo um capítulo fulcral do trabalho, pois, nele se irão assentar as conclusões e as recomendações.

Por último, o **sexto capítulo** é referente às ilações e recomendações face aos objectivos específicos traçados.

CAPÍTULO II. ENERGIAS RENOVÁVEIS: UMA SOLUÇÃO PARA A SEGURANÇA E SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA.

2.1 INTRODUÇÃO

O aumento dos preços da electricidade, a diminuição da disponibilidade e a crescente preocupação ambiental estão motivando a rápida mudança do panorama global energético. Sociedades industrializadas tornaram-se extremamente dependentes dos combustíveis fósseis (fontes não renováveis e que contribuem para emissão de gases do efeito estufa) entretanto, num mundo recentemente ameaçado pelas alterações climáticas e onde os ditos países em vias de desenvolvimento ficam mais pobres e dependentes dos países industrializados, alcançar a segurança e a sustentabilidade energética pode traduzir-se como num dos maiores desafios do século.

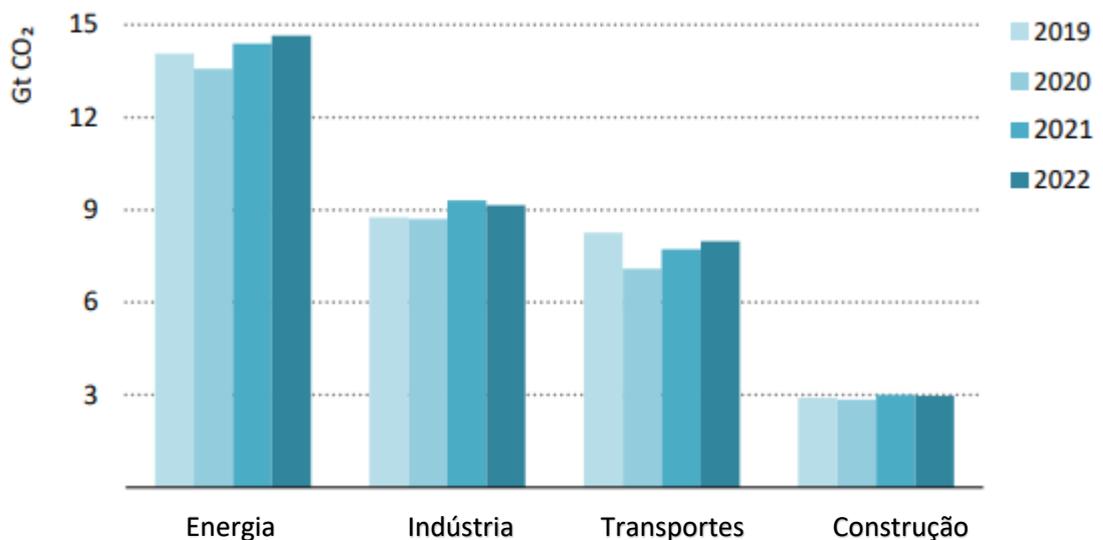


Figura 2: Emissões de CO₂ por sector, 2019-2022, sector da energia, indústria, transportes e construção (Fonte: Agência Internacional de Energia, 2022- Adaptado).

O sector da energia é o que mais tem contribuído para a emissão dos gases do efeito estufa, evidenciando-se a necessidade da reinvenção deste sector. A reinvenção deste sector em circunstância alguma pode implicar uma dissociação total do uso das fontes não renováveis para a produção de electricidade no nosso país. Esta transição energética não pode somente ser vista sob uma perspectiva ambiental, mas também como um mecanismo de eliminação de lacunas no acesso à energia no país. Neste sentido, torna-se essencial definir estratégias de como assegurar o uso das fontes renováveis, face às realidades do país.

Com o surgimento da microgeração, os conceitos de produtor e consumidor deixam de ser conceitos fisicamente separados pela interposição das redes de transporte e distribuição de energia, passando a ser possível a sua coexistência num mesmo espaço físico. No âmbito da mudança de paradigma que tem vindo a ser observada no sector eléctrico, atinge-se agora um estado de exploração de um conjunto de recursos energéticos, que se caracterizam por estarem geograficamente dispersos, dando origem a um novo tipo de elementos no Sistema Eléctrico de Potência, que em simultâneo desenvolvem a actividade de produção e de consumo de energia eléctrica. Assim sendo, emerge no sistema eléctrico uma nova geração de consumidores que apresentam agora a opção de poderem suprir total, ou parcialmente, as suas necessidades energéticas, tornando-se em produtores/consumidores, podendo inclusivamente proceder à venda de excedentes de energia que produzem, realçando-se ainda o facto de estes consumidores poderem contribuir com as suas decisões para a gestão em tempo real do consumo de electricidade, de onde podem advir benefícios económicos importantes. Este tipo de consumidores está essencialmente localizado nas redes de distribuição de BT, pelo que se representam como instalações de pequena escala, mas dado o número de potenciais elementos podem, em conjunto, constituir um volume considerável de potência e/ou energia a injectar na rede.[10]

2.2 A MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

No ponto anterior foram discutidas as motivações que suportam a necessidade de reinvenção do sector energético, onde a filosofia produtor/consumidor é fulcral neste novo paradigma. Cabe agora proporcionar uma abordagem mais técnica sobre as tecnologias de microgeração, com uma especial atenção a tecnologia de microgeração do tipo solar fotovoltaica, pois apresenta-se como a preferência dos consumidores de BT pela sua elevada praticidade.

2.2.1 SISTEMAS FV

Sistemas fotovoltaicos são desenhados em volta da célula fotovoltaica. Visto que a célula típica fotovoltaica produz menos de 3 W a aproximadamente 0.5 V (CC) , as células devem ser conectadas em configurações série-paralelo para produzir potência suficiente para aplicações mais exigentes. A Figura 3 mostra como as células são configuradas em módulos, e como os módulos são conectados em painéis. Módulos podem apresentar uma potência de pico de saída de até alguns W , embora em certas aplicações possa apresentar mais de 300 W . Painéis típicos apresentam uma potência de saída na ordem dos 100 a 1000 W , embora existam painéis na ordem dos MW .

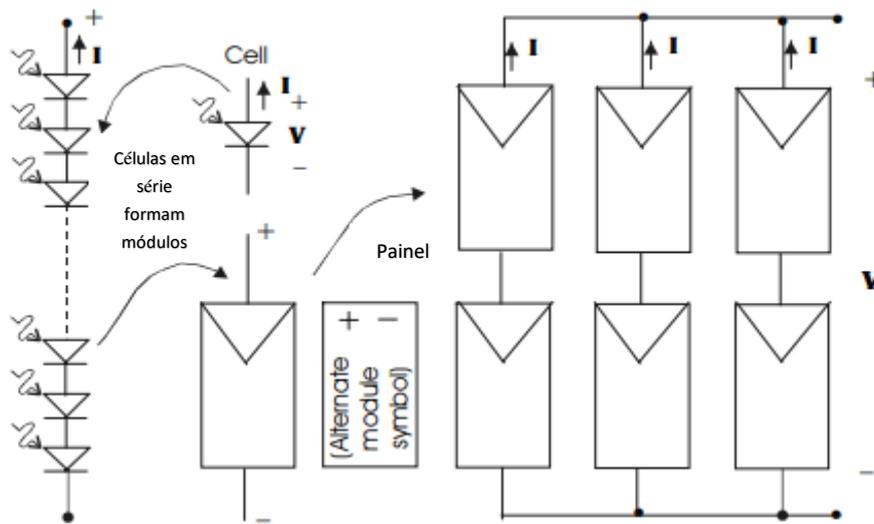


Figura 3: Células, módulos e painéis fotovoltaicos. Fonte: Adaptado de [11]

2.2.2 A CÉLULA FV

A célula FV é especialmente desenhada por uma junção pn ou um dispositivo Schottky.

Quando a célula é iluminada, pares electrão-lacuna são produzidos pela interação dos fótons incidentes com os átomos da célula. O campo eléctrico criado pela junção da célula causa com que os pares fóton-gerado-electrão-lacuna se separem, com os electrões movendo-se a região-n da célula e as lacunas movendo-se a região-p.

A Figura 4 mostra a característica I-V da célula FV típica.

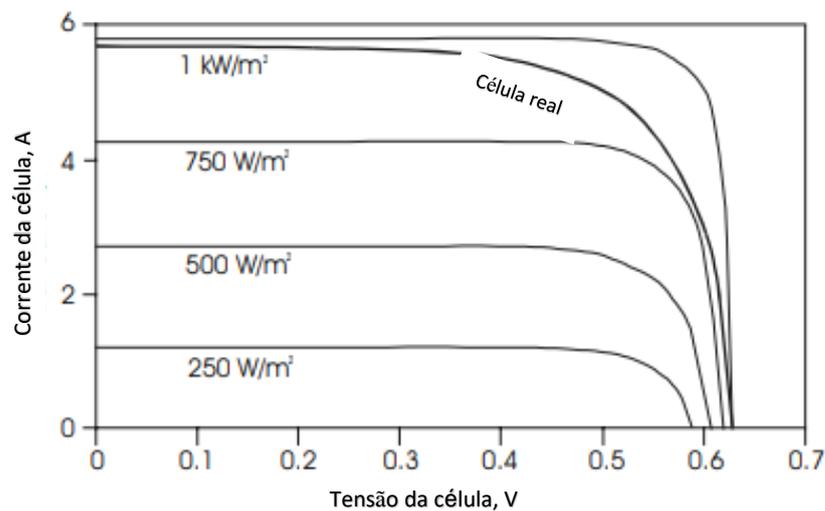


Figura 4: Característica V-I das células FV real e ideal sob diferentes níveis de iluminação. Fonte: Adaptado de [11].

As quantidades de corrente e tensão disponíveis da célula dependem essencialmente do nível de iluminação da célula. No caso ideal, a equação da característica I-V é:

$$I = I_l - I_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.1)$$

Onde I_l é a componente da célula devido aos fótons, $q = 1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$, $k = 1.38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ e T é a temperatura da célula em K. Enquanto a característica I-V real difere da característica ideal, a Equação (2.1) providencia uma forma alternativa para determinar os limites ideais das células FV.

A célula FV apresenta tanto limites de tensão, como de corrente. Adicionalmente, a célula não se danifica ao operar tanto nas condições de circuito aberto como em curto-circuito. Para determinar a corrente de curto-circuito da célula, basta simplesmente resolver a equação anterior para $V = 0$, resultando em $I_{SC0} = I_l$. Para uma boa aproximação, a corrente da célula é directamente proporcional a irradiância da célula. Se a corrente da célula for conhecida sob condições padrão de teste, então $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$ a AM 1.5, e posteriormente a corrente da célula para qualquer outra irradiância, G , é dada por:

$$I_l(G) = \left(\frac{G}{G_0}\right) I_l(G_0) \quad (2.2)$$

Para determinar a tensão de circuito aberto da célula, basta resolver a Equação (2.1) para $I = 0$, resultando em:

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \frac{I_l + I_0}{I_0} \cong \frac{kT}{q} \ln \frac{I_l}{I_0} \quad (I_l \gg I_0) \quad (2.3)$$

Multiplicando a corrente da célula pela tensão da célula obtém-se a potência da célula. De forma a obter o máximo possível de energia da célula, e prático fazer com que a célula opere de maneira a produzir a sua potência máxima. A tensão na qual a potência máxima ocorre é dependente do nível de iluminação da célula. O ponto representante da potência máxima pode ser obtida pela definição de um conjunto de hipérbolas tangentes a curva I-V da célula num único ponto, conforme ilustrado na figura a seguir.

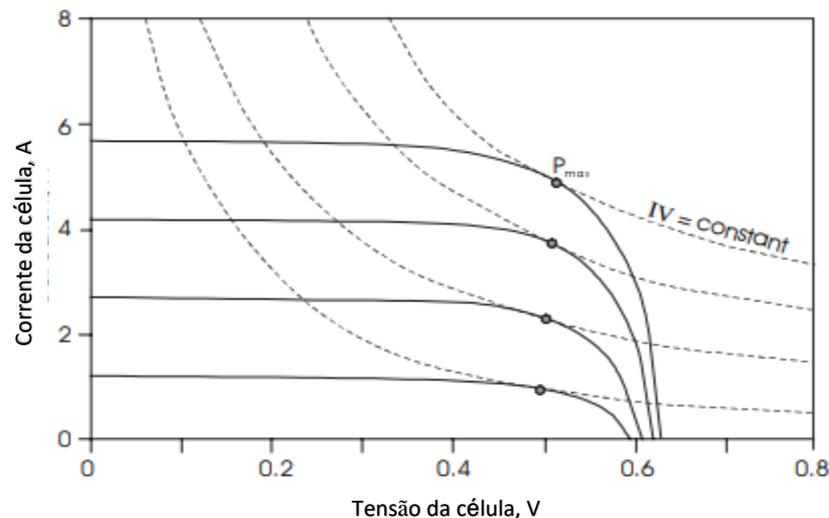


Figura 5: Determinação do ponto representativo da potência máxima. Fonte: Adaptado de [11].

Se I_m representa a corrente da célula à máxima potência, e se V_m representa a tensão máxima da célula à máxima potência, a máxima potência da célula pode ser expressa por:

$$P_{max} = I_m V_m = FF I_{sc} V_{oc} \quad (2.4)$$

Onde FF é definido como o factor de forma da célula. Este é um factor indicador da qualidade da célula. Células que apresentam uma larga resistência interna tem factores de forma menores, enquanto que as células ideais tem factores de forma unitários. Um factor de forma unitário sugere uma célula de característica I-V rectangular. Tal característica implica que a célula opera como fonte de tensão ou fonte de corrente ideal (embora isso seja impossível na prática). Valores típicos do factor de forma das células FV, dependendo da tecnologia, podem variar entre 0.5 a 0.82.[11]

2.2.2 O MÓDULO FV

De forma a obter uma tensão de saída adequada, células FV são conectadas em série para formar o módulo FV. Visto que os sistemas FV operam comumente em múltiplos de 12 V, os módulos são tipicamente projectados para uma condição óptima de operação nestes sistemas. O objectivo disto é assegurar a conexão dum número suficiente de células em série para manter a V_m do módulo dentro dos limites previamente estabelecidos em circunstâncias onde a irradiância é média. Se isto for feito, a potência de saída do módulo pode ser mantida próxima do seu valor máximo significando ainda que na condição de máxima irradiância, V_m deve ser aproximadamente 16 – 18 V. Visto que V_m é normalmente cerca de 80% de V_{oc} , isto sugere projectar um módulo com uma tensão $V_{oc} = 20 V$.

Quando as células FV são montadas no módulo, elas podem ser caracterizadas por apresentarem algo que se designa por **temperatura nominal de operação da célula** (NOCT).

A NOCT é a temperatura cuja célula irá atingir ao operar em circuito aberto a uma temperatura ambiente de 20°C a AM 1.5 e condição de irradiância $G = 0.8 \text{ kW/m}^2$ com a velocidade do vento inferior a 1 m/s .

Para variações da temperatura ambiente e irradiância, a temperatura da célula (em °C) pode ser estimada de forma muito precisa através da seguinte aproximação linear:

$$T_C = T_A + \left(\frac{NOCT - 20}{0.8} \right) G \quad (2.5)$$

Os efeitos combinados da temperatura e irradiância no desempenho da célula devem ser analisados cuidadosamente. Se um módulo constituído por 36 células apresenta uma NOCT de 40°C com $V_{oc} = 19.40 \text{ V}$, quando $G = 0.8 \text{ kW/m}^2$, então a temperatura da célula irá subir para 55°C quando a temperatura ambiente subir for equivalente 30°C e G crescer aos 1 kW/m^2 . Este aumento de 15°C na temperatura da célula irá resultar num decréscimo da tensão de circuito aberto. Em adição, elevações excessivas de temperatura podem causar a falha prematura da célula.[2]

2.2.3 O PAINEL FV

Em aplicações onde há necessidade de tensões ou correntes mais elevadas, os módulos devem ser conectados em painéis. Conexões série resultam em tensões mais elevadas, enquanto que conexões em paralelo resultam em correntes mais elevadas.

A figura seguinte mostra as configurações mais comuns dos painéis. Na primeira configuração (a), fusíveis são conectados em série com cada sequência de módulos em série, para que no caso de falha de uma sequência, qualquer excesso de corrente da sequência em série remanescente, que de alguma forma poderia fluir na direcção oposta através da sequência com falha, seja limitada pelo fusível nessa mesma sequência. Na segunda configuração (b), os módulos são conectados para gerar tensões positivas como negativas em relação à terra.

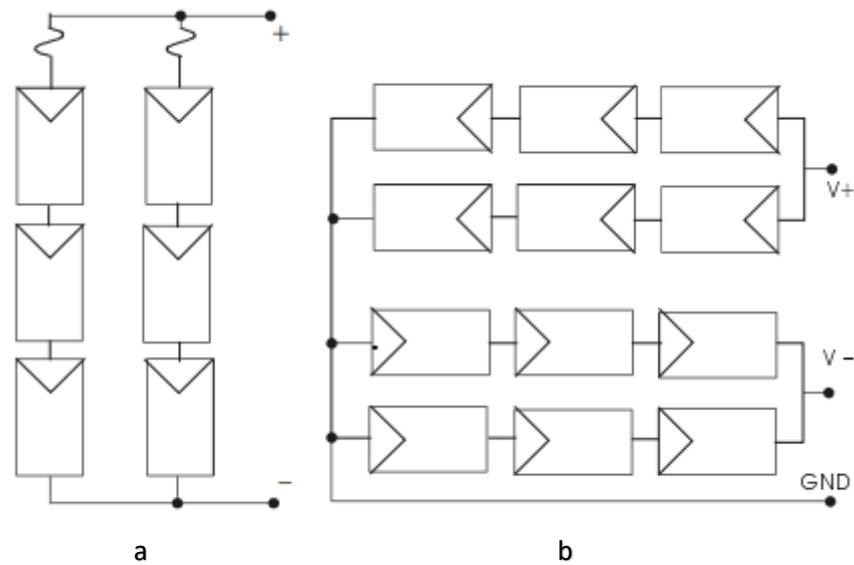


Figura 6: Configurações comuns dos módulos. Fonte: Adaptado de [11].

Visto que os painéis FV produzem energia quando iluminados, os sistemas FV geralmente empregam um mecanismo de armazenamento da energia para que a mesma possa estar disponível para aplicações futuras. Mais comumente, os mecanismos de armazenamento consistem de baterias recarregáveis, mas também é possível empregar mecanismos de armazenamento mais exóticos.

Quando o mecanismo de armazenamento e empregue, é comum incorporar também um controlador de carga no sistema, para que as baterias não atinjam condições de sobre ou subcarregamento. É também possível que algumas ou todas cargas a serem alimentadas pelo sistema sejam cargas CA. Caso isso aconteça, um inversor será necessário para converter a CC do painel para CA. Se o sistema incorporar um sistema alternativo para suprir as necessidades energéticas quando o sistema FV não estiver produzindo energia adequada, então o sistema precisará de um controlador para operar o sistema alternativo.

É também possível que o sistema FV seja interconectado à rede concessionária. Tais sistemas podem entregar a energia FV à rede ou usar a rede como um sistema alternativo em caso de insuficiência da geração FV.

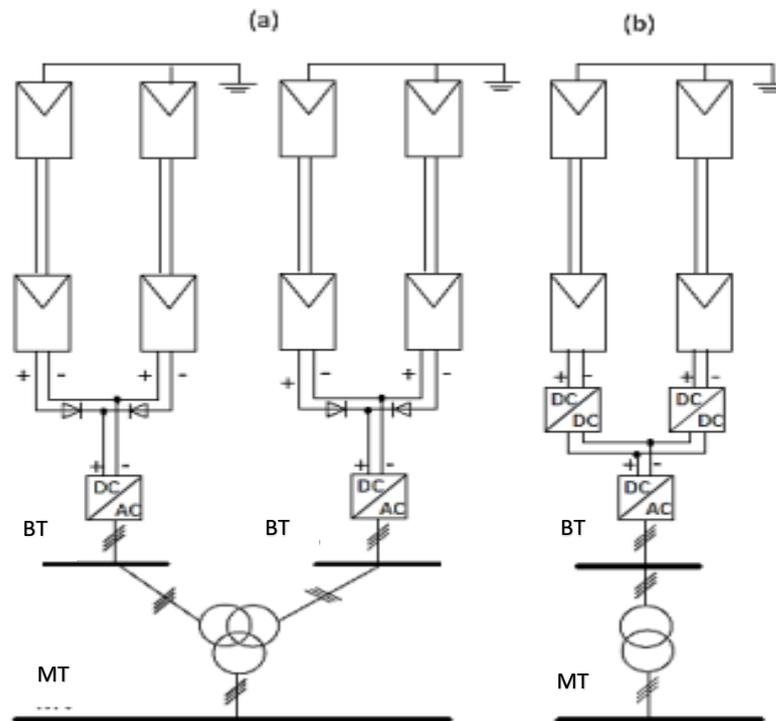


Figura 7: Topologia dos inversores FV; a- Inversor central FV; b- Inversor FV em cadeia. Fonte: Adaptado de [11].

Geralmente, as topologias acima representadas são usadas para a conexão dos sistemas FV à rede. Na primeira topologia, somente um inversor é usado para conectar o painel FV ao transformador. Comumente, esta topologia apresenta somente um estágio de conversão (CC-CA). Entretanto, o inversor em cadeia (multistring), apresenta dois estágios de conversão (CC-CC e CC-CA). Comumente, a última topologia interliga uma cadeia(ou sequência) de painéis FV à rede. A topologia do inversor central é a mais utilizada por ser economicamente mais viável. Em adição, a topologia em cadeia é usada comumente para aumentar o controle do pico de potência.[2]

Importa realçar que, o Artigo 13 (ponto número 2) da Lei de Electricidade Nacional prevê que a produção de electricidade para o uso e consumo particular, quando realizada por terceiros, carece de concessão. Ainda no mesmo Artigo, o ponto número 3 refere que a instalação de produção para o uso particular ligada à Rede Nacional de Energia pode celebrar um contracto de venda do excedente da electricidade produzida e não consumida com o Gestor da Rede Nacional, em termos a regulamentar.

Neste âmbito, torna-se essencial que haja uma familiarização do **Código de Rede Nacional** por parte de todos integrantes destes sistemas. Os Códigos de Rede definem os regulamentos técnicos para todos participantes activos do sistema eléctrico. A implementação deste códigos proporcionam aos operadores do sistema a confiança de que as suas instalações conectadas à rede não colocarão em causa a estabilidade da mesma.

CAPÍTULO III. MICROGERAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DE BAIXA TENSÃO.

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objectivo discutir a física da integração da microgeração em redes de BT. A conexão de diversas unidades de geração distribuída afecta a rede de diversas maneiras, sendo expectáveis alterações do fluxo de potência activa e possivelmente da potência reactiva, cujo impacto afecta no fluxo total de potência na rede. Em adição, alguns ramos da rede podem estar mais carregados enquanto outros podem experienciar um decréscimo no seu carregamento. Como consequência da alteração do fluxo de potencia, há um impacto nos perfis de tensão da rede bem como nas perdas do sistema, sendo estes parâmetros essenciais para a garantia da estabilidade das redes de distribuição.

3.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

A rede de distribuição de baixa tensão é parte da rede desde a subestação aos consumidores. Os consumidores residenciais, bem como do sector industrial e serviços são conectados à esta parte da rede. No nosso país, essa distribuição é feita a uma conexão trifásica e a uma de tensão de 0.4 kV . Tradicionalmente, estas redes são desenhadas para operar com fluxo de potência unidirecional desde o transformador da subestação até ao consumidor.

Apenas uma pequena parte da rede de baixa tensão consiste de linhas aéreas não-isoladas, sendo parte deste consumidores alimentados por cabos subterrâneos ou por cabos aéreos apoiados em postes.

3.2.1 TRÂNSITO DE POTÊNCIA EM REDES DE BT

Os modelos de análise matemática devem ter em consideração a especificidade da rede. As redes de distribuição de baixa tensão são, de uma forma genérica, trifásicas com neutro incorporando cargas mono e/ou trifásicas. Desta feita, no algoritmo de trânsito de potência de três fases, de acordo com [12], cada nó ou secção de linha na rede é numerada por um único índice, independentemente do número de fases dessa secção de linha ou nó. A figura abaixo representa a secção de linha l entre os nós i e j com admitâncias shunt e cargas conectadas aos nós.

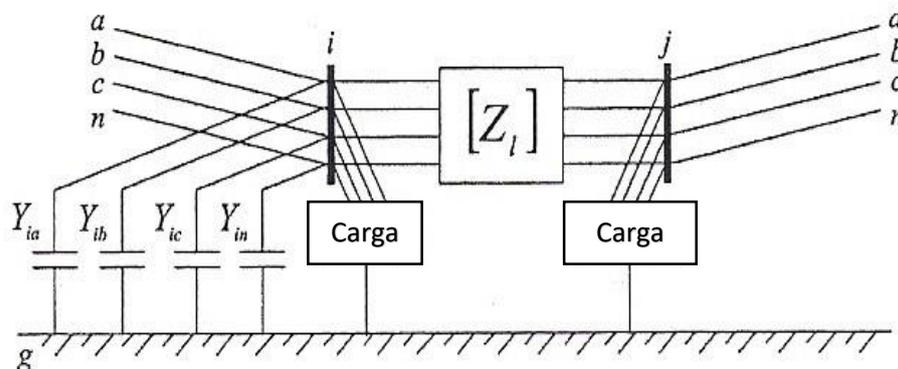


Figura 8: Secção de linha trifásica de quatro fios, considerando a terra. Fonte: Adaptado de [12].

Onde:

- a, b, c representam as fases;
- n é o neutro;
- g representando a terra.

Baseando na mesma figura, uma matriz 5X5 pode representar a matriz de impedâncias Z_l da secção da linha l .

$$[Z_l] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} & Z_{ag} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} & Z_{bg} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} & Z_{cg} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} & Z_{ng} \\ Z_{ag} & Z_{bg} & Z_{cg} & Z_{ng} & Z_{gg} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

O modelo de uma linha de distribuição trifásica a quatro fios está representada na figura seguinte:

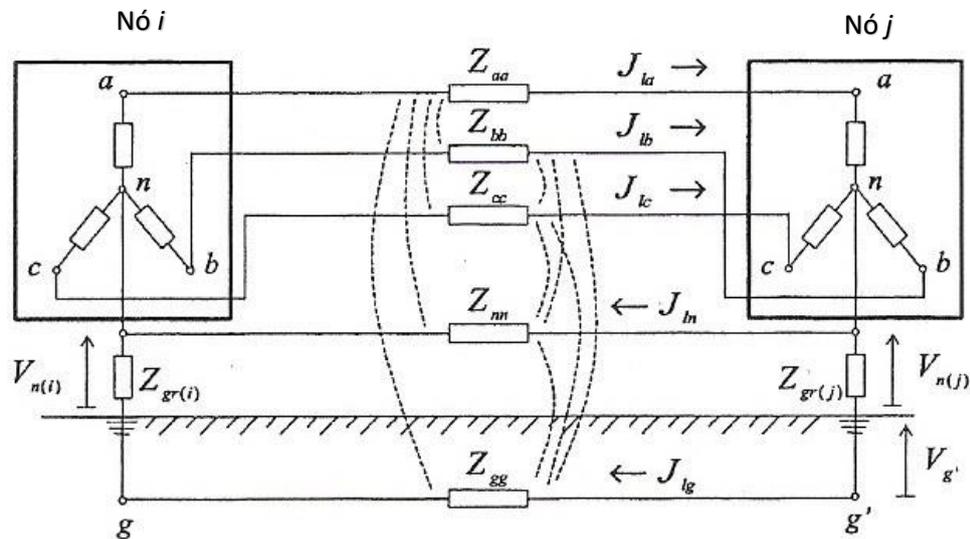


Figura 9: Modelo de uma linha de distribuição trifásica à quatro fios, ligada a terra em vários pontos. Fonte: Adaptado de [12].

Assumindo que no nó de raiz está representado o barramento de referência com valores de módulo de tensão e fase conhecidos, o algoritmo iterativo consiste em três passos, nomeadamente:

- **1º Passo:** Cálculo da corrente em cada barramento

Na iteração k:

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \\ I_{in} \\ I_{ig} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{ia}}{V_{ia}}\right)^{(k-1)*} \\ \left(\frac{S_{ib}}{V_{ib}}\right)^{(k-1)*} \\ \left(\frac{S_{ic}}{V_{ic}}\right)^{(k-1)*} \\ -\frac{Z_{gi}}{Z_{ni}+Z_{gi}} (I_{ia}^{(k)} + I_{ib}^{(k)} + I_{ic}^{(k)}) \\ -\frac{Z_{ni}}{Z_{ni}+Z_{gi}} (I_{ia}^{(k)} + I_{ib}^{(k)} + I_{ic}^{(k)}) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{ia} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{ib} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_{ic} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{in} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_{ia}^{(k-1)} \\ V_{ib}^{(k-1)} \\ V_{ic}^{(k-1)} \\ V_{in}^{(k-1)} \\ V_{ig}^{(k-1)} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Onde para o barramento \hat{i} :

- $I_{ia}, I_{ib}, I_{ic}, I_{in}, I_{ig}$ são as injeções de corrente;
- S_{ia}, S_{ib}, S_{ic} as injeções programadas de potência;

- $V_{ia}, V_{ib}, V_{ic}, V_{in}, V_{ig}$ as tensões;
- $Y_{ia}, Y_{ib}, Y_{ic}, Y_{in}$ representam as admitâncias de todos os elementos *shunt*;
- Z_{gri} é a admitância de terra ($Z_{gi} = Z_{gri} + Z_{ggi}$).

- **2° Passo:** Fase ascendente

Iniciando pela secção de linha da última camada, e deslocando-se para o nó de raiz, a corrente na secção de linha l é:

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \\ J_{lg} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} I_{ja}^k \\ I_{jb}^k \\ I_{jc}^k \\ I_{jn}^k \\ I_{jg}^k \end{bmatrix} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma}^k \\ J_{mb}^k \\ J_{mc}^k \\ J_{mn}^k \\ J_{mg}^k \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Onde:

- $J_{la}, J_{lb}, J_{lc}, J_{ln}, J_{lg}$ representam os fluxos de corrente na secção de linha l ;
- M é o conjunto de linhas conectadas a jusante do nó j .

- **3° Passo:** Fase descendente

De forma a realizar o cálculo de tensão em cada barramento é necessário, desta vez, começar pela primeira camada finalizando na última, sendo que a tensão em j define-se como:

$$\begin{bmatrix} V_{ja}^k \\ V_{jb}^k \\ V_{jc}^k \\ V_{jn}^k \\ V_{jg}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ia}^k \\ V_{ib}^k \\ V_{ic}^k \\ V_{in}^k \\ V_{ig}^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} & Z_{ag} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} & Z_{bg} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} & Z_{cg} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} & Z_{ng} \\ Z_{ag} & Z_{bg} & Z_{cg} & Z_{ng} & Z_{gg} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \\ J_{lg} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Deve ser realizada uma correção de tensão nos nós em que o neutro está ligado à terra, como representado pela equação abaixo:

$$V_{in}^k = Z_{gri} \times J_{lg}^k \quad (3.5)$$

Onde:

— $i \in$ barramentos ligados à terra.

• **4° Passo:** Critério da convergência

Após a realização dos passos acima referidos numa iteração, calculam-se posteriormente as variações em cada nó para todas as fases, neutro e terra:

$$\Delta S_{ia}^{(k)} = V_{ia}^k(I_{ia}^k) - Y_{ia}^* |V_{ia}^k|^2 - S_{ia} \quad (3.6)$$

$$\Delta S_{ib}^{(k)} = V_{ib}^k(I_{ib}^k) - Y_{ib}^* |V_{ib}^k|^2 - S_{ib} \quad (3.7)$$

$$\Delta S_{ic}^{(k)} = V_{ic}^k(I_{ic}^k) - Y_{ic}^* |V_{ic}^k|^2 - S_{ic} \quad (3.8)$$

$$\Delta S_{in}^{(k)} = V_{in}^k(I_{in}^k) - Y_{in}^* |V_{in}^k|^2 \quad (3.9)$$

$$\Delta S_{ig}^{(k)} = V_{ig}^k(I_{ig}^k)^* \quad (3.10)$$

Se a parte real ou imaginária de cada uma das variações de potência for superior a um determinado critério de convergência, então será necessário repetir os passos 1, 2 e 3 numa nova iteração até se atingir a convergência.

Finalmente, a tensão inicial para cada barramento deve ser igual a tensão do nó de raiz:

$$\begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \\ V_{ig} \end{bmatrix}^0 = \begin{bmatrix} V_{ref} \\ a^2 \cdot V_{ref} \\ a \cdot V_{ref} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (3.11)$$

3.2.2 IMPACTO FÍSICO DA INTEGRAÇÃO DA MICROGERAÇÃO EM REDES DE BAIXATENSÃO

À medida que número de unidades de microgeração aumenta, a potência injectada pelas respectivas unidades deixa de ser negligenciável. Neste ponto os limites físicos são descritos em detalhe:

- **Limites de tensão**

A tensão da rede é um critério muito importante, especialmente em redes de distribuição onde os consumidores são conectados. Para assegurar a operação apropriada dos equipamento conectados à rede, foram aprovadas normas relativas à tensão da rede no ponto de conexão do cliente.

Uma corrente pela linha causa uma queda de tensão $\overline{\Delta V}$ entre os dois terminais da linha. Em geral, a queda de tensão é formulada de acordo com (3.12) que depende tanto das componentes real, I_p , e imaginária, I_q , da corrente, da resistência da linha, R , e da reactância da linha, X , da impedância da linha, Z .

$$\overline{\Delta V} = \overline{I}Z$$

$$\overline{\Delta V} = (I_p + jI_q)(R + jX)$$

$$\overline{\Delta V} = RI_p + jRI_q + jXI_p - XI_q$$

$$\overline{\Delta V} = (RI_p - XI_q) + j(RI_q + XI_p) \quad (3.12)$$

Tanto a parte real, ΔV_p , como a parte imaginária, ΔV_q , contribuem para queda de tensão total sobre a linha.

$$\Delta V_p = RI_p - XI_q \quad (3.12a)$$

$$\Delta V_q = RI_q + XI_p \quad (3.12b)$$

$$\overline{\Delta V} = \Delta V_p + j\Delta V_q = \sqrt{\Delta V_p^2 + \Delta V_q^2} e^{j\arctan\left(\frac{\Delta V_q}{\Delta V_p}\right)} \quad (3.13)$$

Geralmente a corrente sobre a linha não é dada mas sim é determinada através da potência que é transferida. Para converter a potência em corrente, a tensão no ponto de recepção, V_r , é usado como referência. Portanto, as correntes activa e reactiva são determinadas com recurso a seguinte expressão:

$$\bar{I} = \frac{\bar{S}^*}{\bar{V}_r} = \frac{P-jQ}{\bar{V}_r} = I_p - jI_q \quad (3.14)$$

Então, a queda de tensão dependente da corrente em (3.15) pode ser reformulada por uma expressão que depende da potência aparente e a da tensão no ponto de recepção.

$$\begin{aligned} \overline{\Delta V} &= \bar{I}\bar{Z} = \frac{\bar{S}^*}{\bar{V}_r}\bar{Z} \\ \overline{\Delta V} &= \frac{1}{\bar{V}_r} [(RP + XQ) + j(XP - RQ)] \end{aligned} \quad (3.15)$$

Em redes de transmissão a alta tensão, onde frequentemente a relação $X/R > 1$, a resistência da linha, R , é negligenciada e as variações de tensão dependem somente da potência reactiva transferida. Em redes de MT e BT, onde a relação X/R é unitária a 1 ou menos, a resistência da linha não pode de maneira alguma ser negligenciada. Portanto, o fluxo de potência activa irá afectar na tensão, bem como a injeção de potência activa irá causar quebras de tensão na rede.

Efectivamente, o fluxo de potência activa afecta impacta nos níveis de tensão em redes de MT e BT. Assim, o fluxo de potência proveniente das unidades de microgeração conectadas as redes de distribuição aumenta a tensão no ponto de conexão, bem como ao longo de todo alimentador onde a unidade está interligada.

Este aumento de tensão pode tornar-se num problema, especialmente em circunstâncias onde a potência activa de geração da unidade de microgeração excede a potência activa de consumo pelas cargas e a tensão aumenta acima do valor predefinido pela subestação onde o valor máximo de tensão é assumido.

- **Limites de corrente**

Os limites térmicos da linha limitam a quantidade de energia proveniente das unidades de microgeração. Sob condições normais de operação, o fluxo de potência em uma rede de distribuição tradicional e da subestação até aos alimentadores. Quando as unidades de microgeração são conectadas à rede de distribuição, a energia proveniente da unidade irá causar um decréscimo do fluxo de potência na rede e consequentemente, a potência de carregamento da linha irá diminuir. Não antes que a potência injectada pelas unidades de microgeração exceda o consumo real de energia, o fluxo de potência deve ser invertido. Com uma larga capacidade de

microgeração instalada e especialmente em situações de baixa demanda, o fluxo invertido de potência pode exceder o fluxo de potência durante o pico da demanda, conforme a na Equação (3.16). Quando este nível é atingido, os limites térmicos da linha tornam-se um problema.

$$|S_{gen,max} - S_{load,min}| > |S_{load,max}| \quad (3.16)$$

- **Perdas eléctricas**

Em redes de distribuição, as perdas são um ponto de extrema importância visto que a energia perdida deve ser paga e ainda, a vida útil dos componentes da rede pode reduzir devido ao aquecimento excessivo dos mesmos. Em adição, a energia para as perdas de potência activa apresentam um valor e devem ser igualmente geradas. Por isso, as perdas devem ser as mínimas possíveis.

As perdas podem ser divididas em duas categorias: perdas série e perdas shunt. As perdas série estão directamente dependentes da passagem da corrente pelos componentes (por exemplo, potência transferida ao longo das linhas), perdas shunt estão dependentes da tensão. Estas perdas ocorrem nos transformadores e nos reactores e não estão directamente dependentes das alterações do fluxo de potência causado pelas unidades de microgeração.

$$P_{loss,sh} = V^2 G_{sh} \quad (3.16a)$$

$$Q_{loss,sh} = V^2 B_{sh} \quad (3.16b)$$

As perdas série para uma linha trifásica são determinadas através das seguintes expressões:

$$P_{loss,s} = 3I^2 R = \left[\frac{P}{V}\right]^2 R + \left[\frac{Q}{V}\right]^2 R \quad (3.17a)$$

$$Q_{loss,s} = 3I^2 X = \left[\frac{P}{V}\right]^2 X + \left[\frac{Q}{V}\right]^2 X \quad (3.17b)$$

3.2.3 – MÉTODOS DE CONTROLO

No ponto anterior discutiu-se o impacto que a microgeração apresenta sobre as redes de distribuição de energia, bem como as respectivas leis matemáticas. Cabe agora proporcionar algumas das estratégias existentes de controlo destas redes, com uma especial atenção as estratégias de controlo de tensão, visto que se traduz como um parâmetro chave em redes de distribuição de BT.

3.2.3.1 – TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

O transformador trifásico transforma um sistema trifásico de tensões num outro sistema trifásico com a mesma frequência. O tipo de configuração entre os enrolamentos primário e secundário é importante para resolver os problemas de tensão numa rede de distribuição de BT.

Uma solução imediata para o problema dos perfis de tensão resultantes da integração de microgeração poderá consistir na incorporação de um transformador trifásico de baixa potência com uma configuração específica. Trata-se de uma configuração Triângulo-Estrela com neutro acessível à terra (D/Y_n).

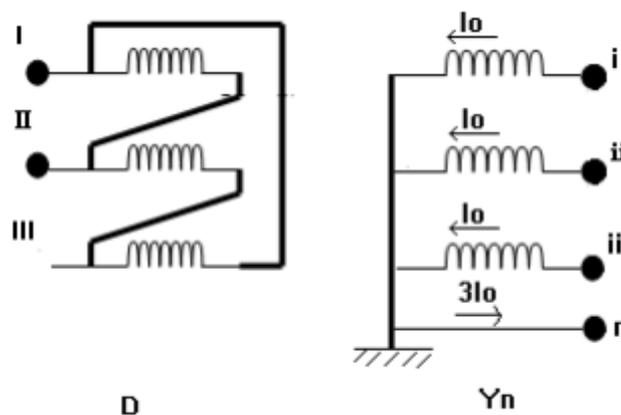


Figura 10: Configuração DY_n de um transformador trifásico. Fonte: [10].

3.2.3.2 – REGULADOR DE TENSÃO DE ALTA EFICIÊNCIA

É um regulador de tensão de alta eficiência concebido especialmente para redes rurais. Este equipamento de compensação é geralmente usado para resolver problemas de tensão locais. É utilizado em redes de distribuição, nomeadamente em linhas aéreas em que a regulação de tensão é feita numa única fase, porém, menos usual, poderá ser feita nas três fases.



Figura 11: Dois reguladores de alta eficiência instalados numa rede rural. Fonte: Adaptado de [2].

O regulador de tensão prevê a compensação da tensão por um sinal discreto. A tensão é compensada a partir das tap swtching (tomadas de regulação), que combina dois princípios de regulação: o rácio da regulação de tensão e a selecção de polaridade

O circuito de alimentação deste tipo de reguladores de tensão monofásicos consiste num transformador multienrolamentos: dois enrolamentos primários independentes, que são alimentados a partir da rede, e um enrolamento de compensação ligado em série. Os diferentes valores de compensação podem ser obtidos alterando as ligações entre os enrolamentos primário e secundário, utilizando três contactores com quatro pólos cada para fazer a ligação entre os enrolamentos e a rede.

A figura seguinte mostra o esquema de ligações do regulador de tensão.

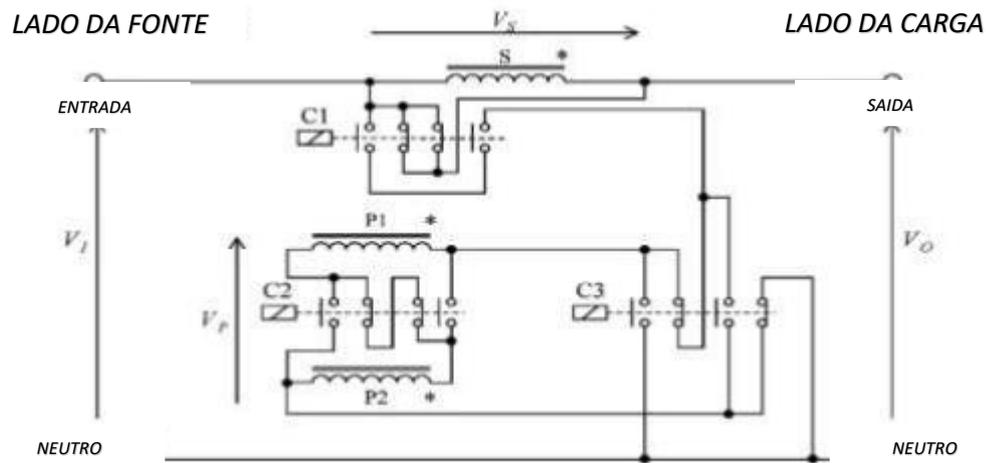


Figura 12: Circuito do regulador de tensão de alta eficiência. Fonte: Adaptado de [2].

Outras estratégias de controlo como o controlo de carga podem ser usados. O controlo de carga consiste na alteração dos fluxos de potência. Para este método de controlo, somente as cargas que podem estar susceptíveis a este alívio sem gerar desconforto ao consumidor são consideradas, tais cargas podem ser: cargas para sistemas de aquecimento e refrigeração. Em adição, o controlo no lado da demanda exige uma complexa coordenação entre a rede e os diferentes consumidores.

Importa realçar que, as redes de distribuição de BT são tradicionalmente passivas, ou seja, não existe controlo de tensão ou medições nestas redes. Elas são dimensionadas para lidar com a carga nominal e ainda manterem níveis suficientes de tensão no ponto de conexão com o consumidor. Transformadores das subestações MT/BT são normalmente equipados com tomadas de regulação são usados para compensar as quebras de tensão em relação ao seu valor nominal que podem ocorrer dependendo da sua localização na rede de MT.

CAPÍTULO IV. ESTUDO DE CASO

4.1 INTRODUÇÃO

No capítulo anterior foram discutidos os possíveis impactos, sob uma perspectiva técnica, da integração da geração distribuída em redes de distribuição, bem como algumas das estratégias de mitigação dos efeitos desta interligação. Entretanto, face as características que a rede de BT possa apresentar, o impacto da integração de diversas fontes de microgeração pode implicar um planeamento e operação da rede mais complexos.

A rede demonstrada mais abaixo (que servirá de base para as análises) está localizada na Província de Maputo, mais concretamente no bairro Boquisso, e apenas representa a saída parcial mais longa e carregada deste bairro. A potência varia dos 9 aos 17 kVA, sendo que para efeitos de análise serão assumidas como instalações do tipo trifásica, estando a potência igualmente distribuída entre as fases.

| Potência contratada (kVA) | Nó (Quantidade de cargas com a respectiva potência) |
|---------------------------|-----------------------------------------------------|
| 9 | 1(4), 4(1), 9(1), 11(1) |
| 14 | 1(3), 7(1), 1(11) |
| 10 | 1(2), 11(1) |
| 17 | 1(1), 7(1) |

Tabela 1: Distribuição das potências contratadas por nó.

O foco deste trabalho é analisar a estabilidade deste sistema com a presença da microgeração em regime permanente, bem como em regime transitório. A estabilidade em regime permanente consiste da habilidade que um determinado sistema eléctrico de potência tem de manter o sincronismo entre diversas máquinas do sistema e as linhas externas. Se a máxima potência transferida for excedida sob esta condição, máquinas individuais ou um determinado grupo de máquinas deixará de operar em sincronismo, e violações dos limites previamente estabelecidos de tensão irão ocorrer. Neste regime, serão analisadas as tensões nos barramentos e o grau de carregamento das linhas.

A estabilidade em regime transitorio está relacionado ao comportamento do sistema quando o mesmo é retirado de uma condição de equilíbrio por meio de uma perturbação ou distúrbio (geralmente de curta duração) com grau de significância elevado. Estas perturbações ou distúrbios podem ser: curto-circuitos, perdas de determinadas linhas de distribuição ou unidades geradoras, etc. Neste regime, as análises irão centralizar-se em falhas nos barramentos.

4.2 MODELAGEM DA REDE NO SOFTWARE

Com o intuito de proceder com as análises de como a microgeração pode impactar na rede acima referida, torna-se necessário modelar a mesma. A modelagem de uma rede eléctrica é formada de um conjunto de modelos singulares compreendendo elementos como transformadores, barramentos (nós), linhas ou cabos, sendo que estes se encontram interligados entre chaves e fontes de tensão.

O ETAP (Electrical Transient Analysis Program) é um programa de simulação informática que permite analisar de sistemas eléctricos de potência tanto em regime permanente, como em transitório. Este programa também permite a análise de sistemas híbridos envolvendo a tecnologia solar e eólica.

4.2.1 MODELAGEM DA REDE EXTERNA (FONTE DE TENSÃO)

A "*Power Grid*" é um modelo simplificado da fonte de tensão. Visto que tradicionalmente as redes de distribuição correspondem ao subsistema do SEP mais próximo do consumidor, alocar uma simples unidade geradora directamente ligada à esta rede de BT seria demasiado irrealístico, neste sentido, a *power grid* representa o que está a montante desta rede de BT.

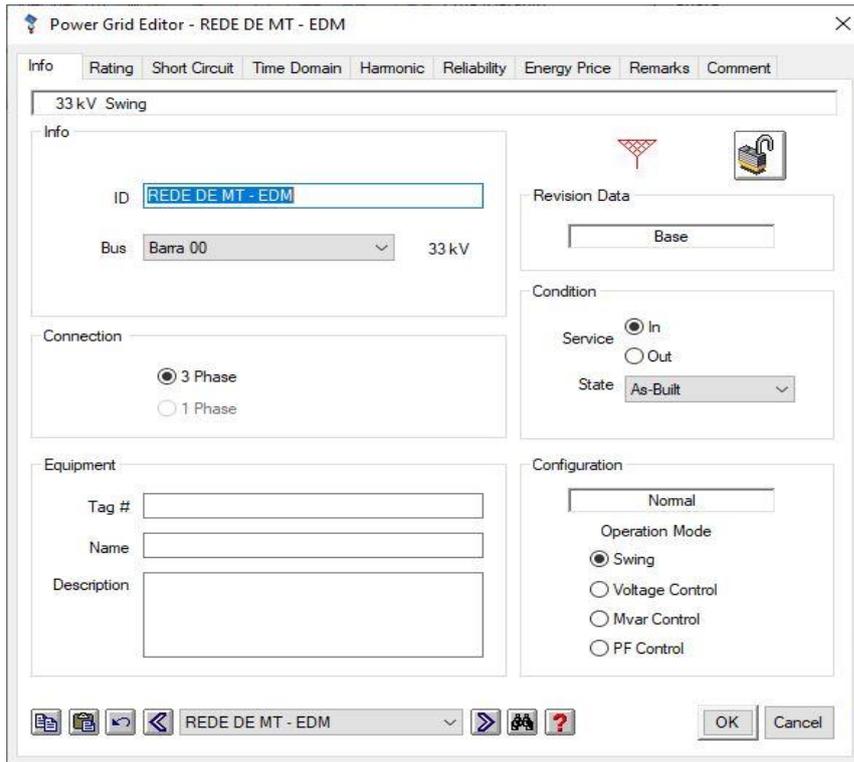


Figura 13: Ambiente para a configuração da rede externa no software. Fonte: (o autor).

4.2.2 MODELAGEM DO TRANSFORMADOR MT/BT

O transformador está em representação do posto de transformação (PT) de média para baixa tensão. Apresenta uma potência de 160 kVA sendo que devido a insuficiência de dados, valores típicos proporcionados pelo software foram usados em representação das impedâncias de sequência positiva e zero do transformador. Este transformador apresenta a configuração Dyn.



Figura 14: Ambiente para a configuração do transformador no software. Fonte: (o autor).

4.2.3 MODELAGEM DOS CABOS E CARGAS

A distribuição de energia nesta rede é efectuada por cabos aéreos torçados apoiados em postes. Os cabos foram isolados a base de polietileno reticulado (XLPE), com a área da secção transversal equivalente a 70 mm^2 .

Tal como no transformador, as impedâncias de sequência positiva e negativa foram definidas de acordo com os valores padrão disponibilizados pelo software. As cargas foram modeladas de acordo com a potência individual contratada.

| Sizing - Phase | Sizing - GND/PE | Reliability | Routing | Remarks | Comment | |
|----------------|-----------------|-------------|---------------|---------|-----------------|------------|
| Info | Physical | Impedance | Configuration | Loading | Capacity | Protection |
| Caled BS6622 | Non-Mag. | 50 Hz | Code : 70 | | | |
| XLPE | 100 % | 11 kV | 3/C AL | 70 | mm ² | |

Info

ID: Cabo 1-2 (LXS)

From: Barra 01 (0.4 kV)

To: Barra 1 (0.4 kV)

Revision Data

Base

Equipment

Tag #

Name

Description

Condition

Service: In Out

State: As-Built

No. of Conductors / Phase: 1

Length

Length: 0.04 km

Tolerance: 0 %

Library

Library...

Link to Library

Connection

3 Phase 1 Phase

Cabo 1-2 (LXS)

Figura 14: Ambiente para a configuração dos cabos no software. Fonte: (o autor).

As cargas de baixa tensão são geralmente representadas como sendo cargas concentradas (lumped loads). Este termo '**carga concentrada**' refere-se à uma rede cujas cargas não apresentam distribuição espacial. Esta representação permite que com o usuário defina a porção resistiva e indutiva da respectiva carga.

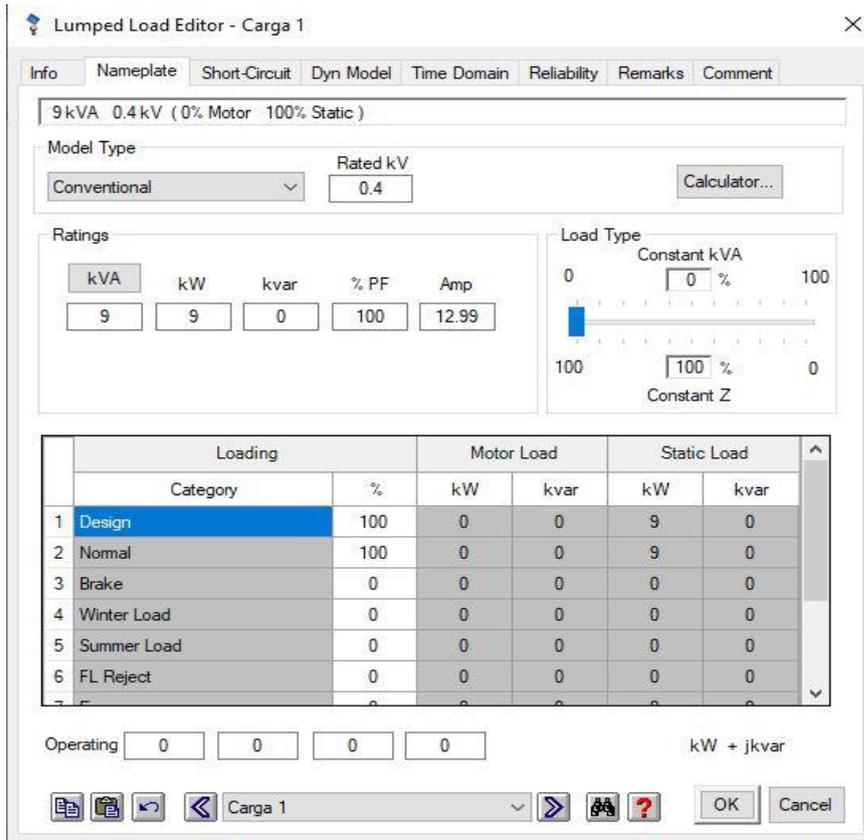


Figura 15: Ambiente para a configuração das cargas no software. Fonte: (o autor).

4.2.4 MODELAGEM DAS FONTES DE MICROGERAÇÃO

Relativamente às fontes de microgeração, elas serão puramente hipotéticas, ou seja, não se encontram fisicamente interligadas à esta rede e servirão apenas para efeitos de simulação. Foram dispostas 4 unidades de microgeração fotovoltaica de 6.62, 7.72, 3.97 e 4.63 kW dispostas nas barras 1, 7, 9 e 11, respectivamente. Conforme visto anteriormente, os painéis solares são o equipamento essencial no ramo da renováveis interligadas à rede.

PV Array Editor - DG1

Info PV Panel PV Array Inverter Physical Time Domain Remarks Comments

MFR Photowatt Type Multi-crystalline # of Cells 36
 Model PW6-110 Size 110 Vdc 1000

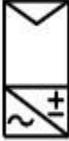
PV Panel
 Watt / Panel 110.3
 # in Series 4
 # of Parallel 9

PV Array (Total)
 # of Panels 36
 Volts,dc 68.72
 kW,dc 3.97
 Amps,dc 57.78

Irradiance Calc.

| | Generation Category | Irradiance | Ta | Tc | MPP kW |
|-----|---------------------|------------|----|------|--------|
| ▶ 1 | Design | 1000 | 30 | 5 | 3.9 |
| 2 | Normal | 900 | 30 | 7.5 | 3.48 |
| 3 | Shutdown | 800 | 30 | 10 | 3.06 |
| 4 | Emergency | 700 | 30 | 12.5 | 2.64 |
| 5 | Standby | 600 | 30 | 15 | 2.23 |
| 6 | Startup | 500 | 30 | 17.5 | 1.83 |
| 7 | Accident | 400 | 30 | 20 | 1.43 |
| 8 | Summer Load | 300 | 30 | 22.5 | 1.04 |
| 9 | Winter Load | 200 | 30 | 25 | 0.66 |
| 10 | Gen Cat 10 | 100 | 30 | 27.5 | 0.31 |

GD



OK Cancel

Figura 16: Ambiente para a configuração das unidades de microgeração no software. Fonte: (o autor)

Após a apresentação dos princípios que permitem a representação singular dos diversos elementos da rede, a figura abaixo mostra a modelagem da mesma em ambiente ETAP.

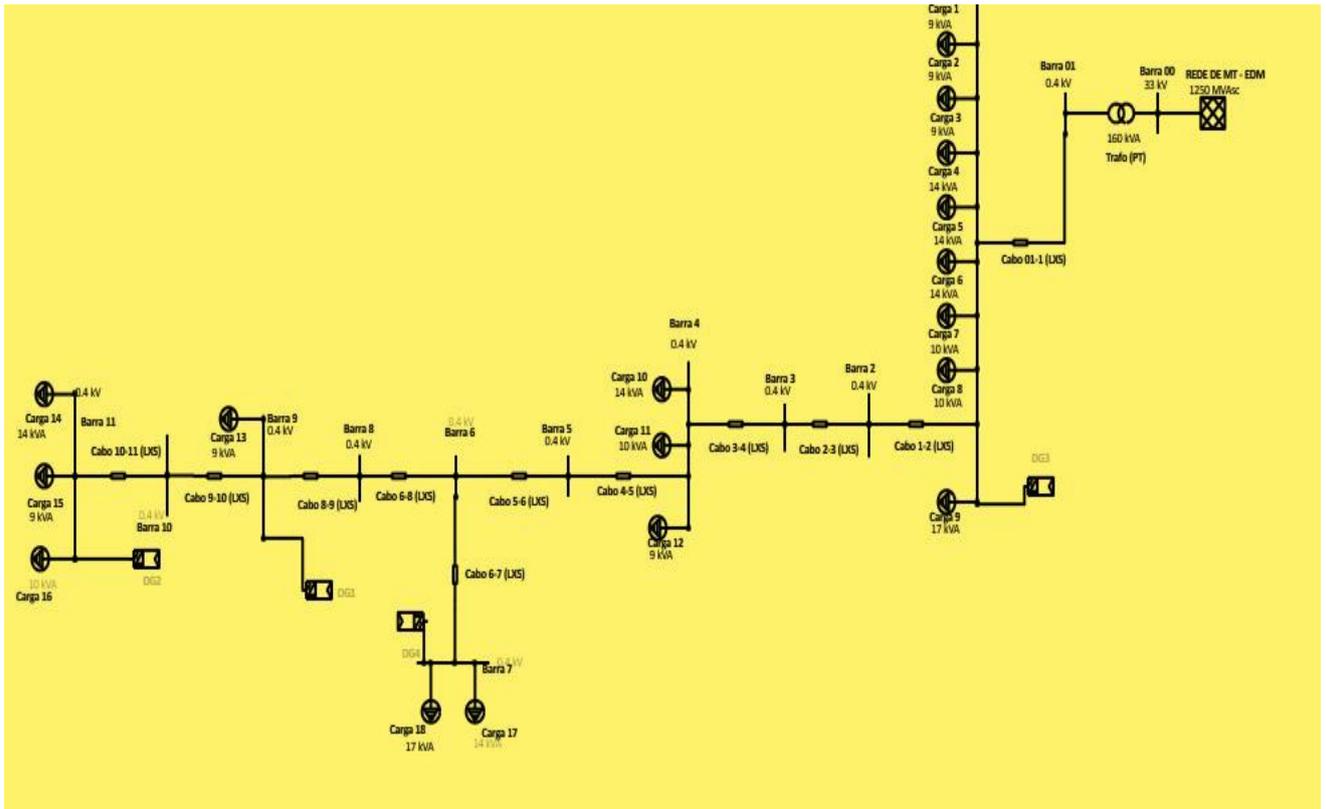


Figura 17: Arquitectura da rede no software com a inserção da Geração Distribuída (GD), Fonte: (O autor)

O método de **Newton-Raphson** será o modelo usado para as análises do fluxo de potência, bem como para a determinação das tensões nas barras. Neste sentido, serão desconsiderados os possíveis efeitos do neutro e da ligação à terra dos barramentos desta rede.

Para calcular o fluxo de potência com este método, são utilizadas as equações nodais polares a seguir apresentadas:

$$P_k = \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.1)$$

$$Q_k = \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.2)$$

Onde:

G_{km} - é a conductância da linha entre os barramentos k e m .

B_{km} - é a susceptância da linha entre os barramentos k e m .

O número de equações a resolver neste método depende da quantidade de dados de entrada que definem cada tipo de barramento. Assim, tomando em consideração as equações de Kirchoff das correntes e o tipo de barramento, a seguir obtém-se o sistema de equações que compreende cada iteração.

$$\begin{pmatrix} \Delta P^{(i)} \\ \Delta Q^{(i)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \Delta \theta^{(i)} \\ \Delta V^{(i)} \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Para calcular os desvios de potência devem ser utilizadas as seguintes equações:

$$\Delta P_k^{(i)} = P^{esperada} - P_k \quad (4.4)$$

$$\Delta Q_k^{(i)} = P^{esperada} - Q_k \quad (4.5)$$

A actualização das tensões nas barras e o seus respectivos ângulos é feita de acordo com as seguintes equações:

$$V_k^{(i+1)} = V_k^i + \Delta V^i \quad (4.6)$$

$$\theta_k^{(i+1)} = \theta_k^i + \Delta \theta^i \quad (4.7)$$

O processo iterativo termina assim que um determinado critério de convergência é alcançado.

Em redes tipicamente radiais e com a relação X/R inferior a 1, o modelo de Newton-Raphson pode traduzir-se como pouco eficiente. Neste sentido, o software apresenta também o modelo Newton-Raphson Adaptado, que tem em consideração factores de aceleração para uma rápida convergência dos valores a cada iteração efectuada. Importa realçar que, modelo de análise de trânsito de potência apresentado no capítulo anterior, proposto em [14], não se encontra disponível neste software.

CAPÍTULO V. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

5.1 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DA REDE EM REGIME PERMANENTE

Conforme mencionado anteriormente, a análise em regime permanente consiste averiguar essencialmente a estabilidade da rede em determinado estado de equilíbrio. Entretanto, perante injeções de energia activa na rede advindas das unidades geradoras distribuídas, violações de certos parâmetros da rede podem ocorrer neste regime.

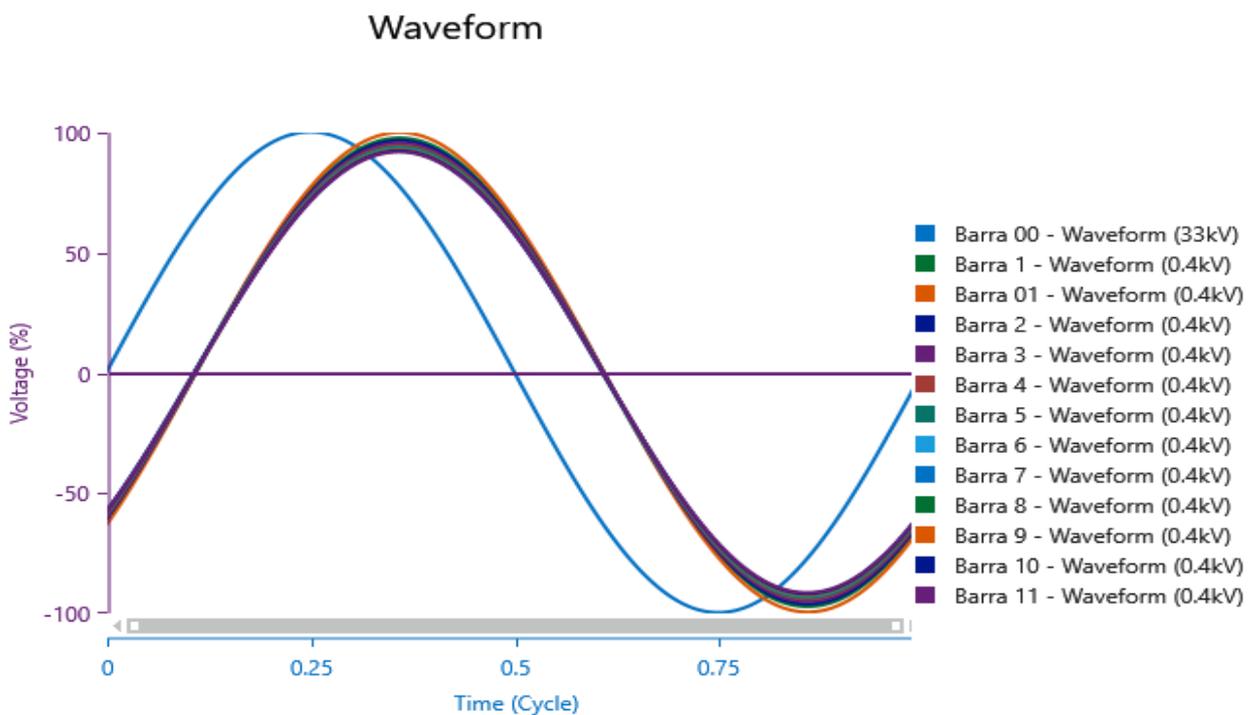


Figura 18: Formas de onda das tensões nos barramentos da rede, sem a alocação de unidades de microgeração. (Fonte: O autor)

A tensão traduz-se como um parâmetro fundamental de avaliação da qualidade energética. O gráfico acima mostra as formas de onda de tensão (em cada barra) da rede sem a injeção de energia activa das fontes microgeração. Para efeitos de análise, uma tolerância de ± 5 relativamente aos valores de tensão será tida em consideração.

5.1.1 EFEITO DA INJEÇÃO NOS NÍVEIS DE TENSÃO DOS BARRAMENTOS

As redes de distribuição de BT são redes cujo perfil de carga varia no tempo. Geralmente, o pico da demanda é verificado durante período noturno. Face à estas variações de carga, é necessário definir cenários que possam traduzir o comportamento da rede face à interligação destas energias renováveis em regime permanente:

- 1º Cenário: Cenário de alto factor simultaneidade e utilização.
- 2º Cenário: Cenário de baixo factor simultaneidade e utilização.

$$S = f_{sn} \times \sum_{i=1}^n S_i \quad (4.1)$$

Onde:

S - é a potência nominal do transformador central (MT/BT).

f_{sn} - é o factor de simultaneidade.

S_i - é a potência individual contratada por cada um dos consumidores.

A injeção da energia activa proveniente das fontes distribuídas será realizada de forma gradual, desde a fonte de menor potência até a fonte de maior potência com o intuito de averiguar o grau de alteração dos parâmetros da rede, sendo que a cada interligação à rede das unidades de microgeração será tomado em consideração que os respectivos consumidores estejam em condições de satisfazer as suas necessidades energéticas, dispensando assim a necessidade de alimentação por parte da concessionária. Neste sentido, os pressupostos para análise são:

- Quando o GD1 (junto a barra 9) é ligado à rede, o consumidor (carga) 13 passará a ser meramente um produtor de energia;
- Quando o GD2 (junto a barra 11) é ligado à rede, o consumidor 16 passará também a ser um produtor;
- Quando os GD3 (barra 1) e GD4 (barra 7), os consumidores 9 e 18 estarão igualmente nas condições anteriormente descritas, respectivamente.

O gráfico abaixo mostra como esta injeção gradual teve influência nos valores de tensão:

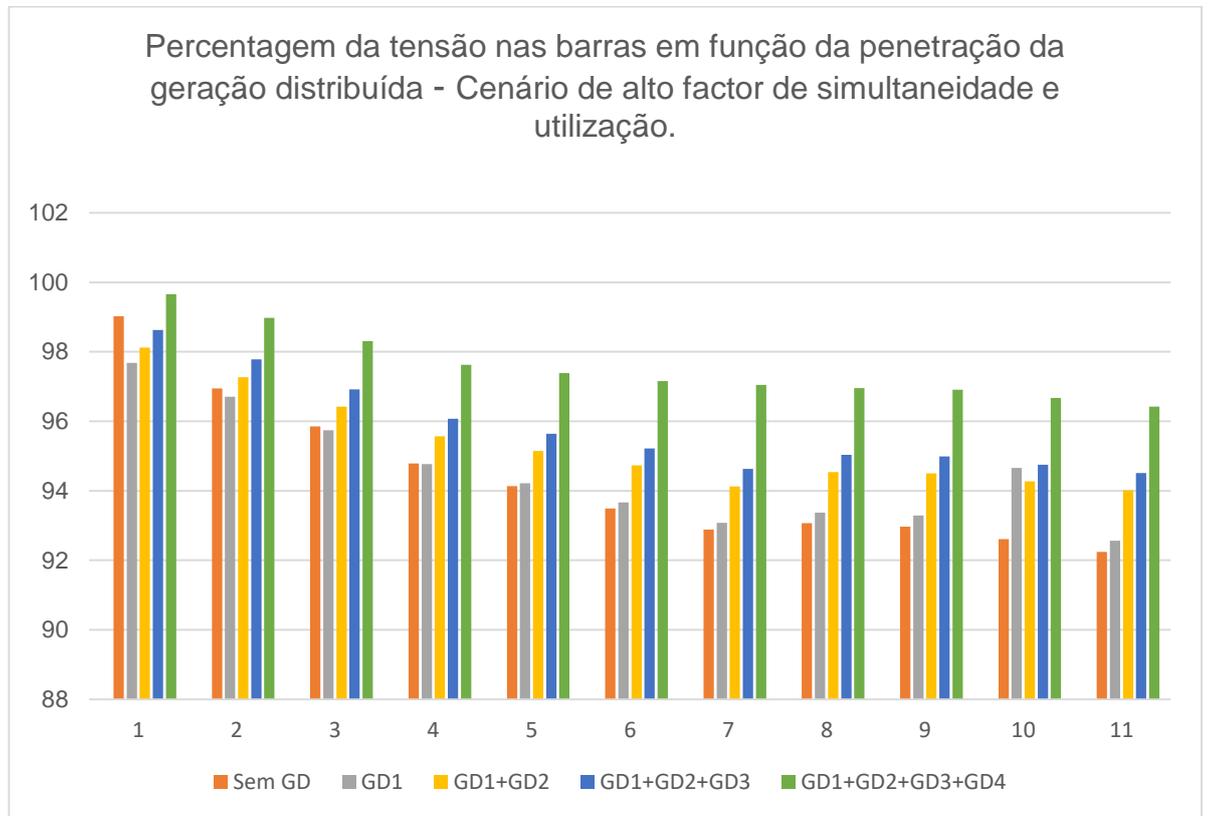


Figura 19: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração - Cenário de alto factor de simultaneidade e utilização. Fonte(O autor).

Nota-se que, com a injeção gradual de energia activa proveniente das fontes distribuídas, há uma elevação de tensão nas barras sendo que inicialmente alguns barramentos registam um decréscimo de tensão, como por exemplo, o barramento 1. O barramento 1 traduz-se como sendo o mais carregado deste rede. Quando o GD1 (na barra 9) é interligado à rede, o f_{sn} também reduz, e há consequentemente uma ligeira redução do fluxo de potência activa (do transformador MT/BT) nesta rede devido à existência da produção local. Portanto, as barras mais distantes desta unidade de microgeração, ou seja, deste ponto onde a mesma se encontra ligada, sofrem um ligeiro decréscimo de tensão. Assim que mais unidades de microgeração são interligadas, o fluxo de potência activa na rede aumenta e as barras (que inicialmente registavam um decréscimo de tensão) começam ressentir-se deste fluxo, ocorrendo finalmente uma elevação considerável de tensão.

O grande destaque vai para as barras 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11 que apresentavam níveis de tensão abaixo do limite tolerável (isto na ausência da microgeração), que perante um cenário em que todas unidades de microgeração encontram-se interligadas à rede, os mesmos barramentos apresentam níveis de tensão percentual muito próximo dos 100%. Esta elevação de tensão deve-se ao facto de que, ao contrário das redes de transmissão de energia eléctrica onde a relação $X/R \gg 1$, em redes de distribuição o fluxo de energia activa impacta de forma significativa nos níveis de tensão.

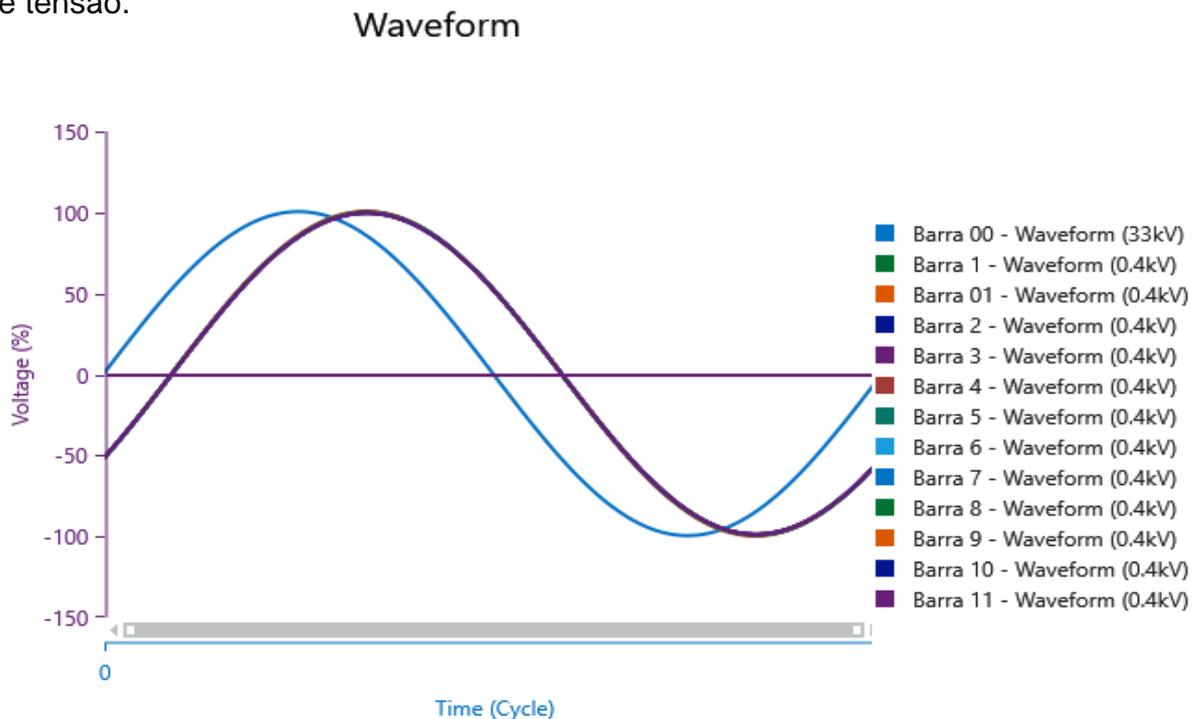


Figura 20: Formas de onda das tensões nos barramentos da rede, com a alocação de unidades de microgeração. (Fonte: O autor)

Com a alocação das unidades de microgeração nota-se uma maior harmonia entre as formas de ondas das barras de 0.4 kV, em contraste com a Figura 5.1. Visto que os painéis solares produzem energia em corrente contínua, os inversores são necessários para a conversão dessa mesma corrente em corrente alternada. Entretanto, estes equipamentos (que podem se traduzir como fontes de corrente) contribuem para o aumento da distorção total de harmónicas da rede. Este facto foi verificado sendo que houve uma alteração (muito pouco significativa) na distorção total de harmónicas em alguns barramentos.

Em circunstâncias onde o factor de simultaneidade e de utilização da rede é relativamente baixo, a injeção da energia activa das fontes de microgeração pode ser prejudicial à rede. Um baixo factor de utilização implica um certo alívio no carregamento do sistema e consequente melhoria nos respectivos níveis de tensão.

As redes de BT são desenhadas com base no modelo determinístico, ou seja, assumindo o pior cenário. Um cenário em que cada consumidor individual esteja operando a sua potência nominal é quase remoto. Perante um baixo f_{sn} e com uma injeção significativa de geração distribuída na rede alguns dos barramentos podem experienciar um aumento de nível de tensão que pode traduzir-se numa violação dos limites previamente estabelecidos.

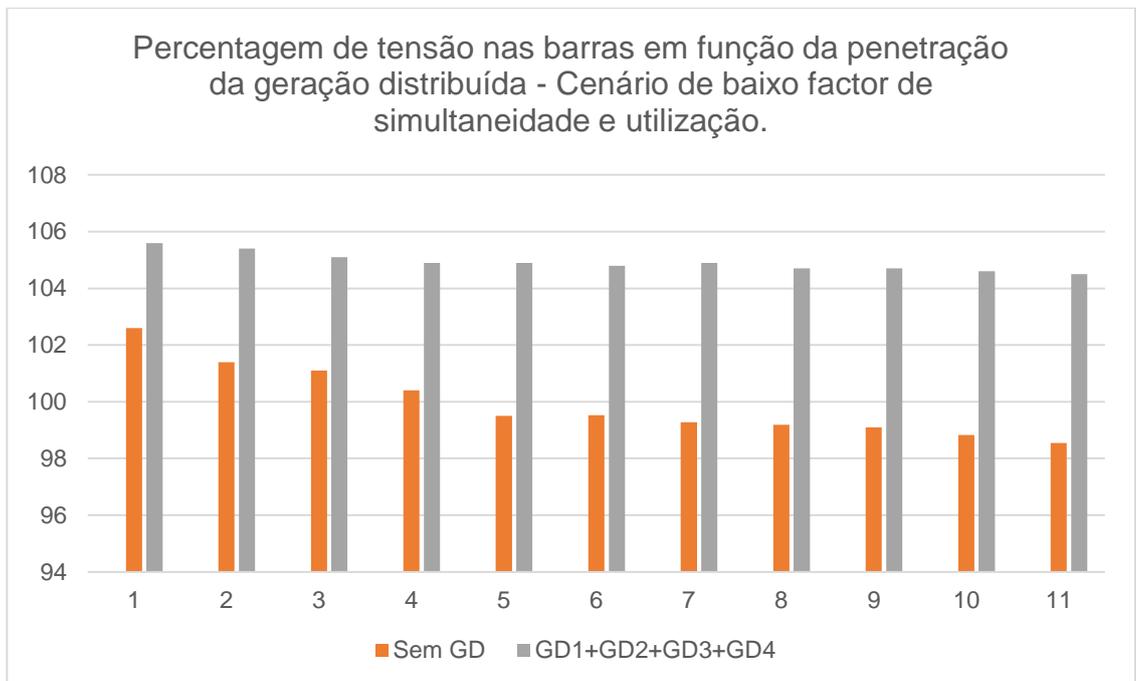


Figura 21: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração – Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização. Fonte: (O autor)

Com um baixo factor de utilização todos os barramentos encontram-se operando em níveis de tensão aceitáveis, isto na ausência da microgeração. Com a inserção de toda geração distribuída, o destaque vai para as barras 1 e 2 cujos níveis de tensão percentual encontram-se muito próximo dos 106%. Face à esta situação, torna-se essencial avaliar mecanismos de como reduzir estes valores para dentro dos limites de operação previamente definidos.

5.1.2 EFEITO DA INJEÇÃO NO CARREGAMENTO DOS CABOS

Um outro aspecto fundamental está relacionado ao carregamento dos cabos de distribuição da rede. Perante circunstâncias onde o carregamento do sistema é acentuado, ou seja, circunstâncias onde o factor de simultaneidade e utilização da rede é alto, o limite térmico dos cabos pode ser excedido perante uma forte injeção de energia activa dos geradores distribuídos na rede.

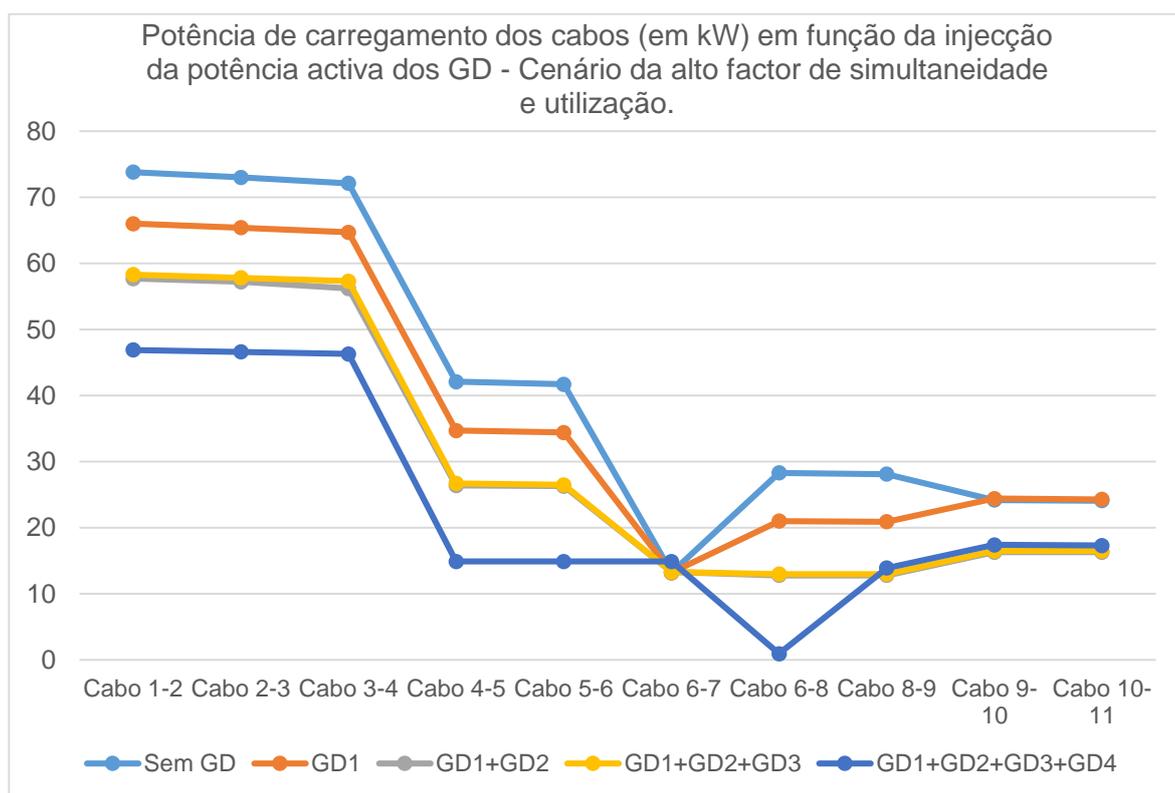


Figura 22: Potência de carregamento dos cabos (em kW) em função da injeção da potência activa dos GD. Fonte: (O autor).

Com o aumento da produção da local, verifica-se um alívio significativo no carregamento dos cabos desta rede. Num cenário onde todas as unidades de microgeração se encontram interligadas, a redução no carregamento em alguns cabos ultrapassa os 50%. Um facto curioso está relacionado a similaridade entre os perfis de carregamento dos cabos com GD1 e GD2 interligados, e com GD1, GD2 e GD3 interligados. Conforme referenciado, quanto maior for a presença de unidades de microgeração menor será o factor de simultaneidade e utilização. Quando o GD3 (na barra 1) é ligado à rede, o fluxo energético desta mesma unidade compensa em proporções mais ou menos equivalentes o fluxo (de energia activa) dantes proveniente do transformador MT/BT.

Em redes de distribuição e tipicamente radiais, um cenário em que certos cabos ultrapassam o seu limite termico na presença de unidades de produção local é de baixa probabilidade, sendo que dependendo da quantidade e da disposição dos GD ao longo das barras pode-se verificar uma certa preocupação relativamente ao limite térmico.

5.1.3 ESTUDO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLO E REGULAÇÃO EM REGIME PERMANENTE

Nos pontos anteriores foram averiguadas as implicações técnicas da interligação da microgeração à rede. Relativamente aos níveis de tensão, certos nós (barramentos) podem estar sujeitos à níveis de tensão indesejáveis, conforme verificado no segundo cenário. Neste sentido, torna-se essencial desenvolver estratégias de regulação sobre a rede.

Convém que inicialmente sejam avaliados os equipamentos da rede capazes de desempenhar o papel de regulador de tensão. Actualmente, o único elemento capaz de desempenhar esse papel é o transformador MT/BT. Os transformadores MT/BT são normalmente equipados com tomadas de regulação (tap changers) usadas para compensar os desvios de tensão dos limites estabelecidos.

Entretanto, estas tomadas de regulação apresentam somente algumas posições (por exemplo: ± 2 posições com tamanho do passo equivalente a 2.5%) e devem ser ajustadas em vazio, ou seja, sem carga.

Como mencionado no capítulo anterior, as redes de BT são dimensionadas para lidar com a carga nominal e ainda manterem níveis suficientes de tensão no ponto de conexão com o consumidor. Assim sendo, de modo a compensar as quebras de tensão que possam ocorrer, um transformador 33/0.4 kV é ajustado, por meio das tomadas de regulação, para 33/0.415 (420) kV, por exemplo. Entretanto, as quebras de tensão eventualmente são compensadas significativamente com a injeção de energia activa proveniente das fontes de microgeração na rede.

Nestas circunstâncias, torna-se conveniente que o ajuste seja efectuado do lado da demanda de modo a reduzir os níveis de tensão ao longo dos alimentadores.

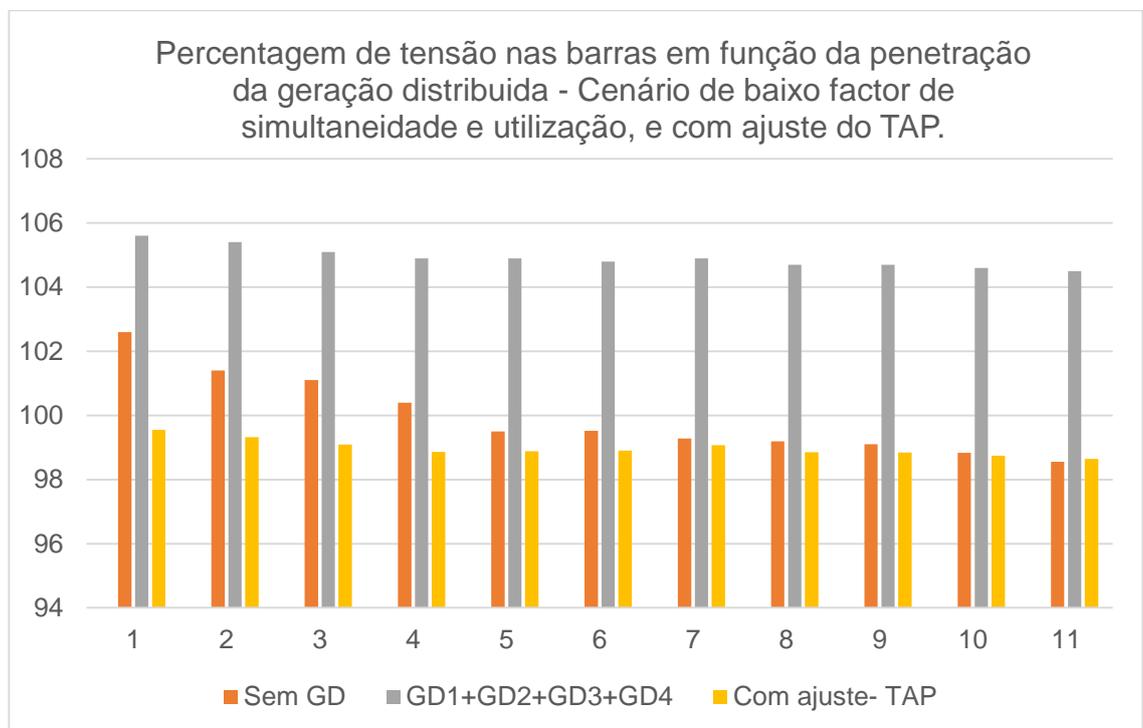


Figura 23: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração – Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização, e com ajuste – TAP, Trafo operando à sua relação de transformação nominal, 33/0.4 kV. Fonte: (O autor)

Com o transformador operando à sua relação de transformação nominal, nota-se um decréscimo dos níveis de tensão percentual na rede com a presença de todas as fontes de geração distribuída. Este é um método de regulação que se traduz como sendo eficiente, entretanto, a grande desvantagem deste método é de afectar de forma significativa em todos nós da rede (mesmo nos nós que apresentavam níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis), conforme ilustrado na figura acima.

Assim, em certas circunstâncias pode ser impossível atingir um ponto óptimo se, por exemplo, alguns nós que estejam operando em sobretensão e os nós, mais distantes do transformador e que se encontram operando em níveis aceitáveis de tensão podem, com o ajuste na relação de transformação, operar em subtensão.

Apesar da compensação shunt (com recurso banco de capacitores) não afectar de forma significativa em redes com uma grande componente resistiva, a mesma pode traduzir-se como uma solução para as circunstâncias descritas anteriormente.

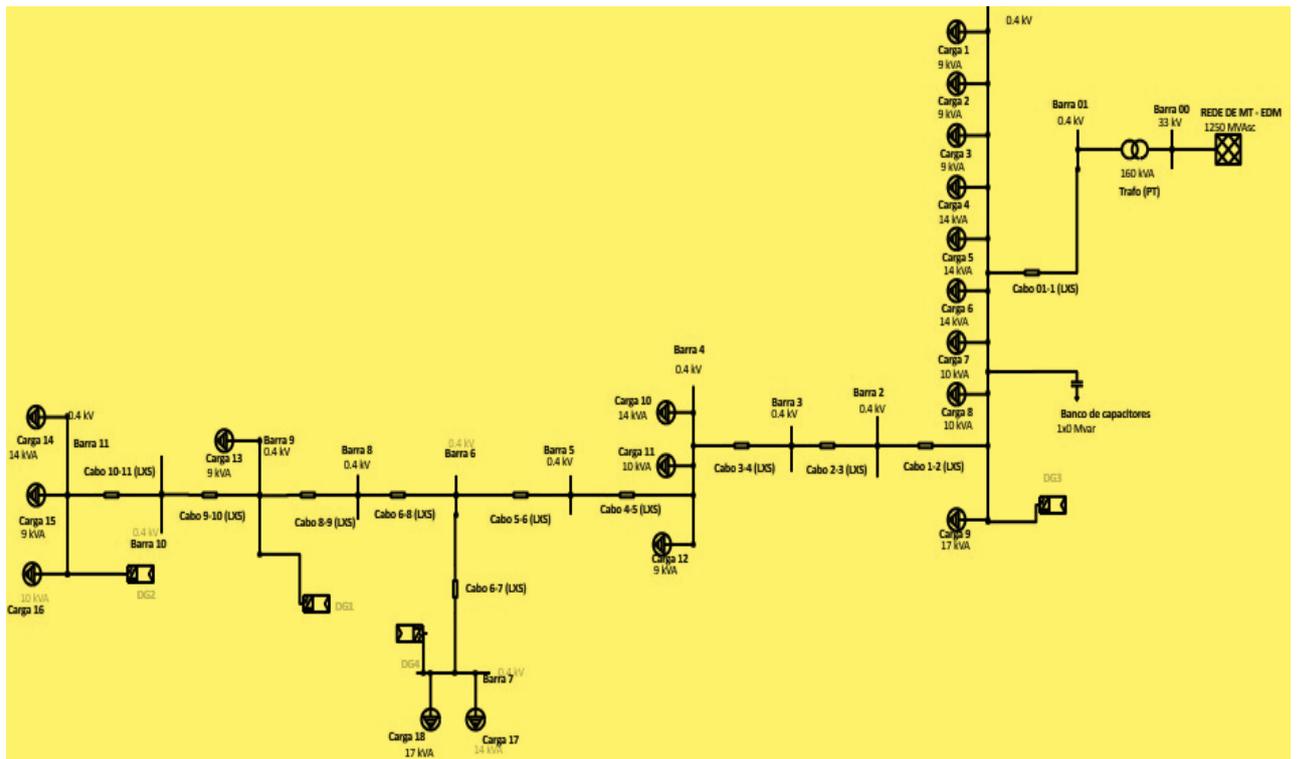


Figura 24: Arquitectura da rede no software com a inserção da Geração Distribuída (GD), do banco de capacitores e o Trafo operando à sua relação de transformação nominal, 33/0.4 kV - Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização. Fonte: (O autor).

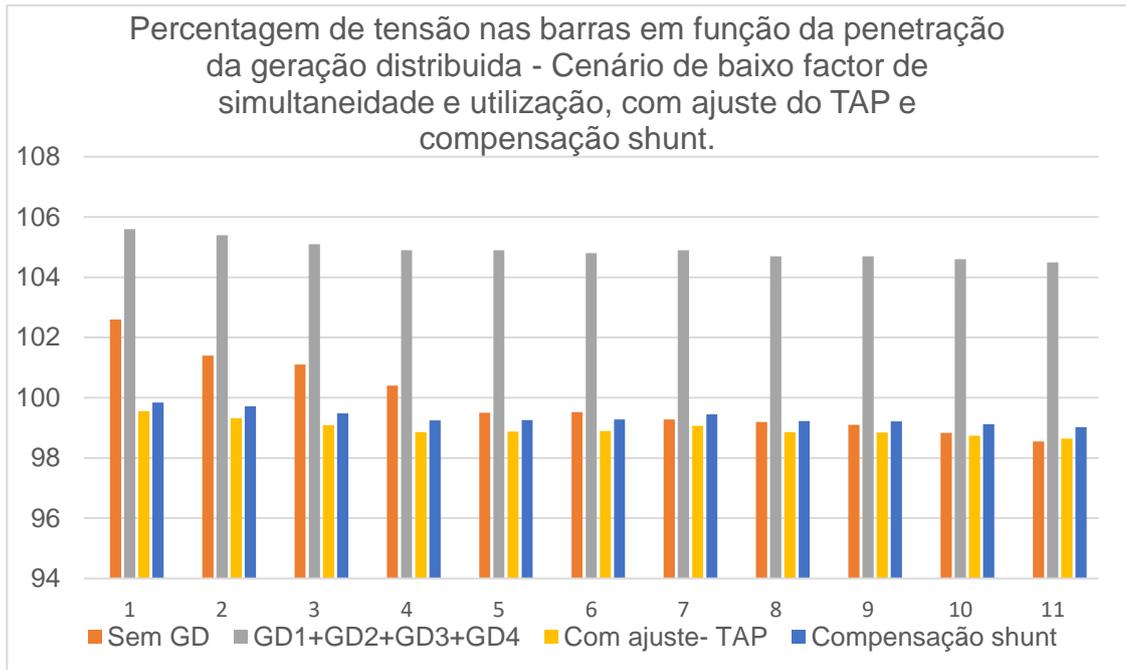


Figura 25: Percentagem da tensão nas barras em função da injeção de energia das fontes de microgeração – Cenário de baixo factor de simultaneidade e utilização, com ajuste – TAP, Trafo operando à sua relação de transformação nominal, 33/0.4 kV e com compensação shunt. Fonte: (o autor).

Com a inserção deste banco, com cerca de 50 $kVAr$, verificou-se um aumento de tensão (pouco significativo) em todos nós da rede. O nó 11, que sem a inserção do banco operava a 98.64 % do seu valor nominal de tensão, passou a operar com cerca de 99.02 %. Isto deve-se ao facto de que a injeção de correntes capacitivas aumentam a tensão no ponto de conexão. Estando este banco instalado juntamente ao nó 1, o fluxo de energia reactiva capacitiva vai impactando gradualmente pelos restantes nós da rede.

Neste sentido, em circunstâncias onde o ajuste do tap do transformador afecta de forma negativa em alguns nós da rede, o banco de capacitores pode compensar, reajustando-se assim os respectivos valores de tensão.

Somente para evidenciar o impacto das energias activa e reactiva na rede de BT, as unidades de microgeração (GD1+GD2+GD3+GD4) totalizam cerca de 23 kW, sendo que com inserção desta respectiva potência activa na rede, um número considerável de nós registou um aumento percentual de tensão acima dos 4%. Com a inserção deste banco para compensação, larga maioria dos nós nem sequer chegou a um aumento percentual de tensão equivalente a 1%.

5.2 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DA REDE EM REGIME TRANSITÓRIO

Tal como referenciado, a análise em regime transitório consiste em avaliar essencialmente a capacidade de resposta do sistema quando retirado de uma determinada condição de equilíbrio por meio uma perturbação ou distúrbio, quer de origem interna ou externa à rede. Os sistemas eléctricos de potencia são pela sua natureza dinâmicos, entretanto, em decorrência de perturbações o sistema deve ser capaz de alcançar a sua estabilidade o mais brevemente possível.

O processo de conversão da energia solar fotovoltaica em electricidade não envolve movimentos rotóricos, por isso, estes sistemas não apresentam inércia. Neste sentido, quando estas fontes encontram-se interligadas a rede torna-se essencial avaliar a capacidade de resposta, bem como a constância da tensão e da frequência da rede imediatamente após a retirada de uma determinada condição de equilíbrio.

5.2.1 FALHA NO BARRAMENTO 7 (CENÁRIO HIPOTÉTICO)

Neste cenário, uma falta trifásica ocorrerá no barramento (nó) 7. O sistema encontra-se em equilíbrio sendo que para $t = 1\text{ s}$ a falta ocorre e 300 ms depois, ou seja, para $t = 1.3\text{ s}$ a falta é eliminada. Será avaliada a resposta transitória na ausência de qualquer fonte de geração distribuída interligada à rede, e posteriormente na presença das unidades de microgeração.

Os gráficos abaixo mostram a variação percentual de tensão da barra 7 em função do tempo:

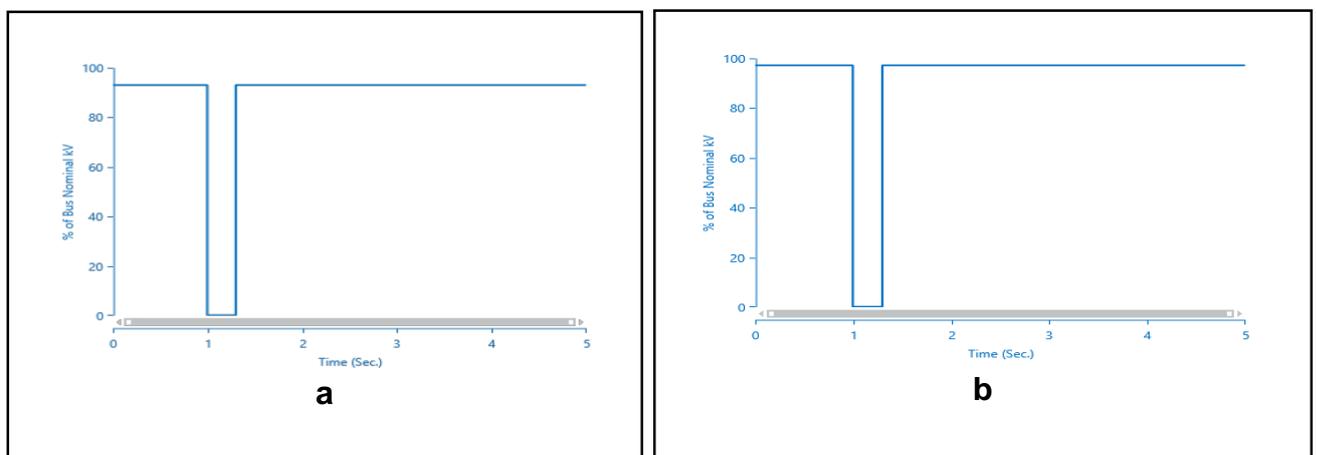


Figura 26: Resposta transitória no nó 7, a – sem GD; b – Com GD (GD1+GD2+GD3+GD4). Fonte: (O autor).

Um cenário de ocorrência e posterior limpeza da falha em um sistema de potência pode ser classificado como a capacidade de resposta ao degrau. Tanto na presença como na ausência da microgeração a capacidade de resposta é similar, exceptuando na magnitude de tensão (visto que na presença dos GD a tensão é relativamente maior). Em adição, a resposta transitória ilustrada nas figuras acima é típica de sistemas de primeira ordem, sendo que perante redes onde a componente resistiva é dominante (podendo ser negligenciada a componente indutiva) este cenário pode ser equiparado a um circuito com uma fonte de tensão e uma resistência nela conectada. Assim que a falha ocorre, ou seja, para $t = 1\text{ s}$ (que consiste dum ponto de descontinuidade) a tensão anula-se e assim permanece até $t = 1.3\text{ s}$ (outro ponto de descontinuidade) em que volta a atingir a sua estabilidade. Este comportamento transitorio também foi verificado nos restantes nós da rede.

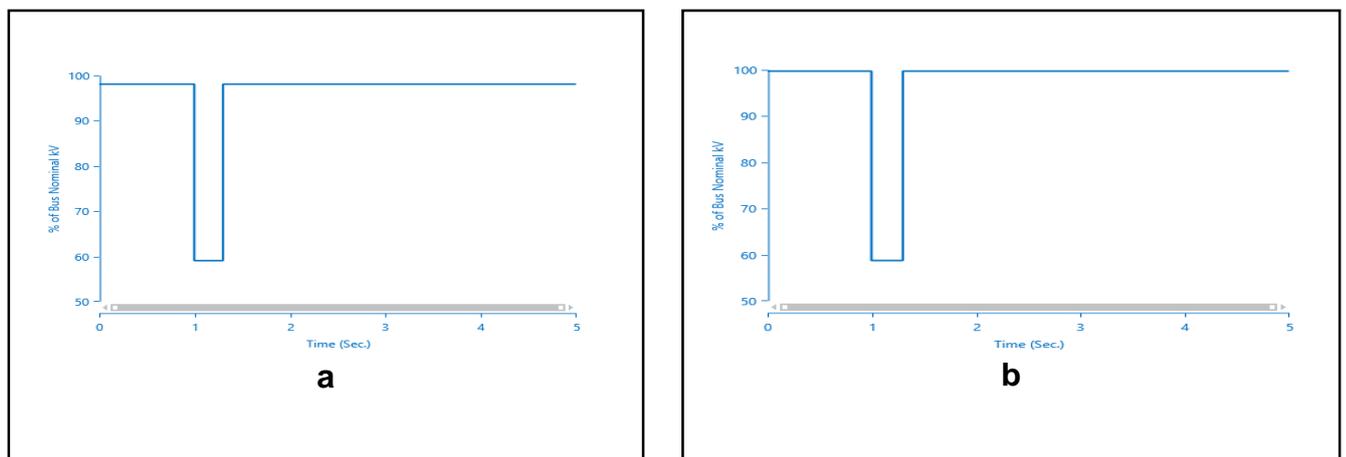


Figura 27: Resposta transitória no nó 1, a – sem GD; b – Com GD (GD1+GD2+GD3+GD4). Fonte: (O autor).

Se a falha tivesse ocorrido, por exemplo, na barra 1, as restantes barras da rede (durante o período de ocorrência e limpeza da falta) registariam zero como o seu valor de tensão. Portanto, a condição de nulidade ou não nulidade de tensão das barras não afectadas (directamente) pela falta está relacionada a localização do ponto de defeito. Na presença da unidades de microgeração houve um atenuamento muito pouco significativo em relação ao valor mínimo de tensão, sendo que sem GD a barra 1 regista aproximadamente 59% para $1 < t < 1.3\text{ s}$, e aproximadamente 60% na presença dos GD no mesmo intervalo.

Relativamente a frequência, a constância da mesma foi assegurada durante este regime. Um cenário em que a estabilidade em regime transitório seja fortemente afectada pela interligação destas fontes renováveis ocorre sobretudo em redes de alta tensão, por estarem mais próximas das grandes unidades de geração e pela sua natureza fortemente indutiva (com uma percentagem capacitiva também considerável).

5.3 IMPACTO ECONÓMICO DA INTEGRAÇÃO À REDE

A decisão do uso da energia solar, em detrimento de outras tecnologias, depende da segurança energética, e sobre os benefícios económicos expectáveis. Os sistemas de energia solar apresentam um relativo alto custo de aquisição; entretanto, eles não requerem combustível e geralmente não necessitam de muita manutenção. Devido à estas características, o custo do ciclo de vida útil do sistema solar deve ser compreendido sob forma a determinar se o mesmo sistema é economicamente viável.[8]

Historicamente, entidades tradicionalmente expressam suas preocupações em termos económicos. Tendo frequentemente considerado que um meio-ambiente limpo é pouco económico ou que as energias renováveis são demasiada caras. Entretanto, existem diferentes tipos de avaliação económica a considerar, que são: pecuniária, social, e física. A avaliação económica pecuniária é o que geralmente toda gente pensa sobre a economia: dólares (Metical, Euro, Libra, etc). A economia social é aquela suportada pelo público e que muitas empresas querem que o público em geral pague pelas suas consequências ambientais. A economia física é o custo de energia e a eficiência do processo. Uma análise económica deve considerar os custos do ciclo de vida, e não apenas a forma formal de fazer negócios e os baixos custos iniciais.[8]

5.3.1 CUSTOS DOS MÓDULOS FV

Para várias aplicações, especialmente aplicações em locais remotos e de pequena potência, a energia FV é a opção mais economicamente disponível. Entretanto, os custos capitais da tecnologia FV são altos. Os custos dos módulos fotovoltaicos têm reduzido nas últimas décadas. Novos módulos FV no mercado apontam para cerca de 3\$ por Watt, variando de acordo com a quantidade requerida.[13]

Sistemas FV off-grid com sistemas de armazenamento inclusos são mais caros em comparação aos sistemas FV ligados à rede, isto porque não requerem armazenamento (podendo ser uma componente opcional). Este é um facto que só vem beneficiar ou influenciar positivamente a filosofia consumidor/productor em redes de BT.

5.3.2 ANÁLISE ECONÓMICA

A análise económica é simples, assim como complicada. Análises mais simplistas devem ser tidas em consideração, sendo estas: *payback* simples (SP), custo de energia (COE), e o *cash flow*. Apenas será feita a análise para o *payback* simples, visto que é um indicador essencial em circunstâncias onde os custos iniciais de aquisição são altos.

Payback simples: este cálculo pode providenciar um julgamento da viabilidade económica. Este cálculo consiste em analisar o custo do sistema, e dividir pelo custo dispendido por ano, assumindo que a operação e a manutenção serão mínimos e realizados pelo consumidor.[8]

$$SP = \frac{IC}{AkWh \times \$/kWh}$$

Onde:

- IC – custo inicial da instalação;
- AkWh – energia produzida anualmente;
- \$/kWh – preço da energia produzida.

Considerando o microproductor hipotético da barra 9 (com cerca de 3.97 kW de potência de geração instalada), far-se-á este cálculo.

$$1 W \rightarrow 3\$$$

$$3.97 kW \rightarrow x$$

$$x = \frac{3.97 kW \times 3\$}{1 W} = 11910 \$$$

Necessário um investimento inicial de cerca de 11910 \$ para instalar esta potência de microgeração. Relativamente a energia produzida anualmente por este

microproductor, será considerada uma insolação média anual, I_{ma} , equivalente a 7.5 horas (contexto nacional).

$$AkWh = P_{Gn} \times I_{ma} \times 30 \times 12$$

$$AkWh = 3.97 \times 8 \times 30 \times 12$$

$$AkWh = 10719 \text{ kWh por ano}$$

Relativamente ao preço de energia produzida (vendida), aplicando uma tarifa de 13.34 Mt/kWh (tarifa de pré-pagamento, vide o anexo A4-1) equivalente a 0.21 \$/kWh, tem-se:

$$SP = \frac{11910}{10719 \times 0.21} = 5.29 \text{ anos}$$

Portanto, este microproductor teria o retorno do seu investimento em aproximadamente 5 anos, isto com as tarifas energéticas consideradas. De modo a que este microproductor tenha um retorno mais breve, a concessionária de energia (neste caso, a EDM) teria que colocar-se à disposição em pagar relativamente mais pela energia produzida por este microproductor, por exemplo, 20 Mt/kWh. Este facto podia traduzir-se como um significativo mecanismo de incentivo para a aquisição destes sistemas.

CAPÍTULO VI. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 CONCLUSÕES

Num âmbito técnico, as seguintes ilações foram extraídas após a realização deste estudo:

- **Relativamente a estabilidade em regime permanente**

i) A interligação de fontes de geração distribuída do tipo fotovoltaica tem um impacto significativo nos perfis de tensão, sobretudo em redes de distribuição de baixa tensão. Geralmente, este impacto traduz-se em uma certa elevação dos respectivos níveis de tensão sendo que, dependendo da distribuição de cargas pelas fases, a tensão em certas fases pode apresentar um decréscimo.

ii) As redes de distribuição de baixa tensão com fontes de microgeração nela interligadas estão mais susceptíveis à ocorrência de violações dos parâmetros de tensão, requerendo obrigatoriamente a existência de mecanismos controlo e regulação.

iii) A implementação de unidades de microgeração interligadas à rede conduz a uma significativa redução de perdas de energia eléctrica, e conseqüentemente, um aumento do tempo de vida útil dos cabos. As perdas eléctricas são um fenómeno inevitável nos sistemas eléctricos tradicionais, com o aumento da produção local menor quantidade de energia é solicitada à concessionária, ocorrendo uma redução do efeito térmico devido a passagem da corrente eléctrica.

Esta redução do efeito térmico reduz o desgaste dos cabos, aumentando assim, o tempo de vida útil dos mesmos.

- **Relativamente a estabilidade em regime transitório**

i) A relação $X \ll R$ contribui para uma satisfatória resposta transitória em redes de distribuição de baixa tensão.

ii) Em certas circunstâncias, fenómenos transitórios como curto-circuitos podem passar despercebidos em certos nós da rede perante uma forte de injeção de energia proveniente das fontes de geração distribuída. Claro, tal dependerá essencialmente da localização do ponto de defeito e da quantidade de geradores distribuídos interligados durante esse período.

- **Relativamente as estratégias de controlo e regulação**

i) As estratégias de regulação convencionais (compensações série e shunt) são eficientes nestes sistemas. Entretanto, face ao elevado dinamismo das redes de distribuição de baixa tensão convém que o controlo seja automatizado. Um dos factores que pode permitir a automação destas redes reside no facto das mesmas apresentarem um perfil de consumo único, neste sentido, o controlo automático destes sistemas pode ser em função do perfil de consumo diário. Desta feita, é possível realizar-se um controlo de natureza preventiva. A grande vantagem desta estratégia de controlo (em detrimento do controlo correctivo) é de assegurar a inexistência de violações dos parâmetros da rede.

6.2 RECOMENDAÇÕES

O presente trabalho teve como principal objectivo avaliar o impacto da microgeração em redes de distribuição de energia eléctrica de baixa tensão, onde foram investigadas as influências da microgeração fotovoltaica nos parâmetros da rede. Visto que se trata duma temática com um raio de abrangência bastante amplo, recomenda-se que:

i) Sejam estudados mecanismos, por parte da concessionária de energia eléctrica (EDM), de como podem ser implementadas estes sistemas fotovoltaicos em redes de BT. Estes estudos devem envolver também mecanismos de incentivo aos consumidores BT de forma a aderirem ao uso destas fontes renováveis.

ii) Sejam desenvolvidas estratégias de controlo automático com base nas soluções aqui apresentadas, e ainda sejam analisadas as estratégias de controlo *droop P-V*, com ênfase nos inversores.

iii) Sejam estudados os impactos do uso em larga escala da tecnologia solar do tipo fotovoltaica, especialmente quando se fala em grandes centrais fotovoltaicas. Estes são sistemas que podem requerer vastas áreas para a sua implementação, sendo as mesmas áreas requeridas para prática de actividades essenciais como a agricultura.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] " AFRICA'S ENERGY FUTURE IS RENEWABLE". 2023 RES4AFRICA FLAGSHIP PUBLICATION, .
- [2] A. T. M. da Fonseca., 2012 "Impacto da Microprodução nos Perfis de Tensão das Redes de Distribuição de Baixa Tensão" ., FEUP
- [3] Boletim da República, I série- Número 91, Diploma Ministerial nº184/2014, Código da Rede Eléctrica Nacional, Ministério da Planificação e Desenvolvimento.
- [4] B.H. Chudnovsky " Transmission, Distribution, and Renewable Energy Generation Power Equipment"., 2nd ed.
- [5] C. C. L. Moreira, "Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [6] "CO2 Emissions in 2022". 2022., International Energy Agency.
- [7] E. Rakhshani., et al. 2019 " Integration of Large Scale PV-Based Generation into Power Systems: A Survey".
- [8] G. Mouli., et al., 2015 " Design of a Power Electronic Assisted for Grid Voltage Regulation".
- [9] Glover, J. D., Sarma, M. S., Overbye, T. S.2012. " Power System Analysis and Design". 5th edition.
- [10] I. Leiß., 2013. " Efficient Integration of Distributed Generation Electricity Distribution Networks: Voltage and Network Design"., LUND UNIVERSITY.
- [11] R.A. Messeger., J. Ventre., 2005 " Photovoltaic Systems Engineering"., 2nd ed., London., UK.
- [12] R. Ciric., et al., 2003. " Power flow in four-wire distribution networks – General approach".
- [13] R. Foster., M. Ghassemi., A. Cota., " Renewable Energy and the Environment"., US.

Outra Bibliografia Consultada:

- [1] IEEE Std 1547-2018., "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces"., New York, USA.
- [2] J. dos Santos., 2005. " Conductores e Cabos de Energia" ., FEUP.
- [3] José P. Sucena Paiva., 2005 "Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica". Lisboa: IST Press.
- [4] N. Jenkins. et al.,. 2000., " Embebed Generation" ., London.
- [5] " RENEWABLE ENERGY: Utilisation and System Integration"., Edited by Wenping Cao and Yihua Hu.
- [6] R. G. Almeida, "Contributions for the evaluation of the Double Fed Wind Generators capability to provide ancillary services," Faculty of Engineering of University of Porto, Porto, 2006.
- [7] Rita J . da C. Alves, "Mudança do Paradigma Energético: Microgeração em Portugal," Faculdade de Ciências e Tecnologia de Lisboa, 2008.
- [8] " State of Renewable Energy in South Africa" ., 2015, Pretoria., South Africa.
- [9] " System Integration of Renewables". 2018., International Energy Agency., OECD/IEA,.
- [10] Willis, L. 1997. "Power Distribution Planning Reference Book" Text, editoria Marcel Dekker.
- [12] X. Wang., et al. 2022 " Distributed Nodal Voltage Regulation Method for Low-Voltage Distribution Networks by Sharing PV System Reactive Power.

ANEXOS

Tabela A1-1: Características técnicas de rede em estudo. Fonte (o autor)

| De (barra) | Para (barra) | L (km) | R (Ω/km) | X (Ω/km) |
|------------|--------------|--------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 2 | 3 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 3 | 4 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 4 | 5 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 5 | 6 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 6 | 7 | 0.1 | 0.57 | 0.09 |
| 7 | 8 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 8 | 9 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 9 | 10 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |
| 10 | 11 | 0.04 | 0.57 | 0.09 |

Tabela A2-2: Aplicações e Especificações de potência à 1000 W/m^2 ; 25°C : AM 1,5 do painel usado nas simulações



Aplicações

- Conexão com a rede;
- Campos solares;
- Integração em edifícios;
- Bombeamento;
- Telecomunicações;
- Electrificação rural.

| Características Eléctricas | | | | |
|-----------------------------|---|------|------|-------|
| Potência nominal | W | 90 | 100 | 110 |
| Potência mínima | W | 85 | 95.1 | 105.1 |
| Tensão a potência nominal | V | 16.4 | 16.7 | 17.2 |
| Corrente a potência nominal | A | 5.5 | 6.0 | 6.4 |
| Corrente de c-c | A | 6.1 | 6.5 | 6.9 |
| Tensão de c-c | V | 21.1 | 21.5 | 21.7 |

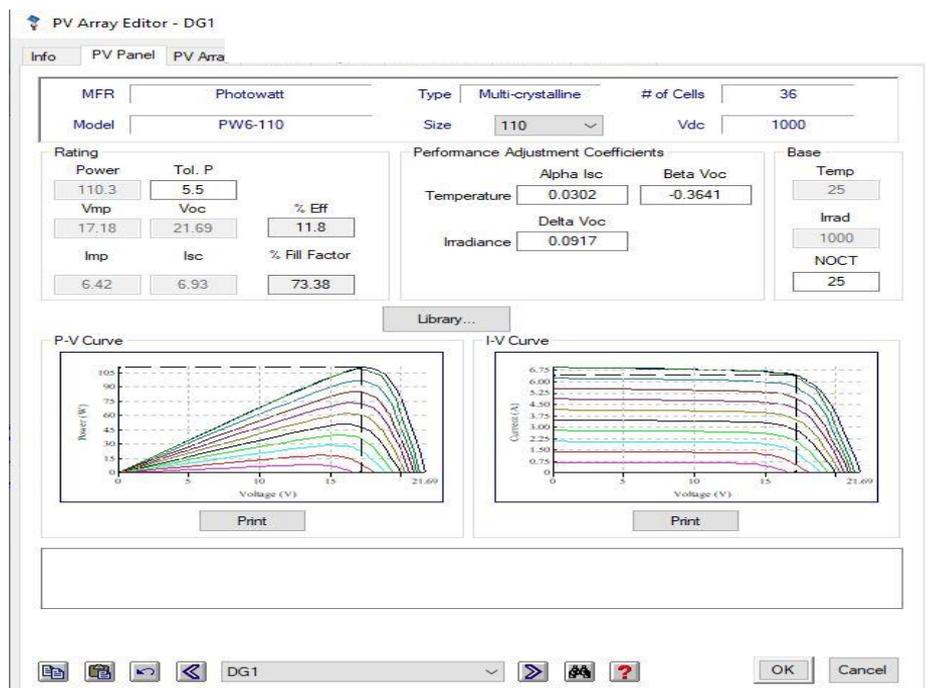


Figura A2-2: Características das unidades de microgeração usadas.

Dimensionamento dum sistema FV.

Tabela A3-3: Eficiência média dos componentes do sistema e dimensionamento

| | |
|----------------------------------------------|--------|
| Módulo FV | 80-85% |
| Inversor | 80-90% |
| Cabos | 97-98% |
| Fusíveis, conectores | 98-99% |
| Eficiência total do sistema FV ligado a rede | 60-75% |
| Baterias (<i>roundtrip efficiency</i>) | 65-75% |
| Eficiência total do sistema FV off-grid (CA) | 40-56% |
| Eficiência total do sistema FV off-grid (CC) | 49-62% |

| Carga | Horas de operação/dia (horas) | Potência (W) | Energia diária (Wh) |
|-------------------------------|-------------------------------|--------------|---------------------|
| Quatro lâmpadas fluorescentes | 4 | 30 | 120 |
| Um frigorífico | 5 | 80 | 400 |
| Um computador | 2 | 50 | 100 |
| Um elemento stereo de som | 2 | 30 | 60 |

Total de energia requerida: 680 Wh

Mês crítico de uso (inverno): 5.4 horas-sol

Potência do módulo (STC rating): 50 W cada

Baterias (tamanho): 105 Ah (ampere-horas) cada, com autonomia para 3 dias, 12V

Tamanho do sistema FV requerido: $680 \div (5.4 \times 50 \times 50\%) = 5.03$ módulos FV requeridos (Comprar 6 módulos).

Tamanho do banco de baterias: $680 \times 3 \text{ dias} = 2040 \text{ Wh}$ de armazenamento; $2040 / (45\% \text{DOD} \times 75\% \text{Eficiência da bateria} \times 105 \times 12 = 4.79$ baterias, o que significa comprar 5 baterias que devem ser instaladas em paralelo.

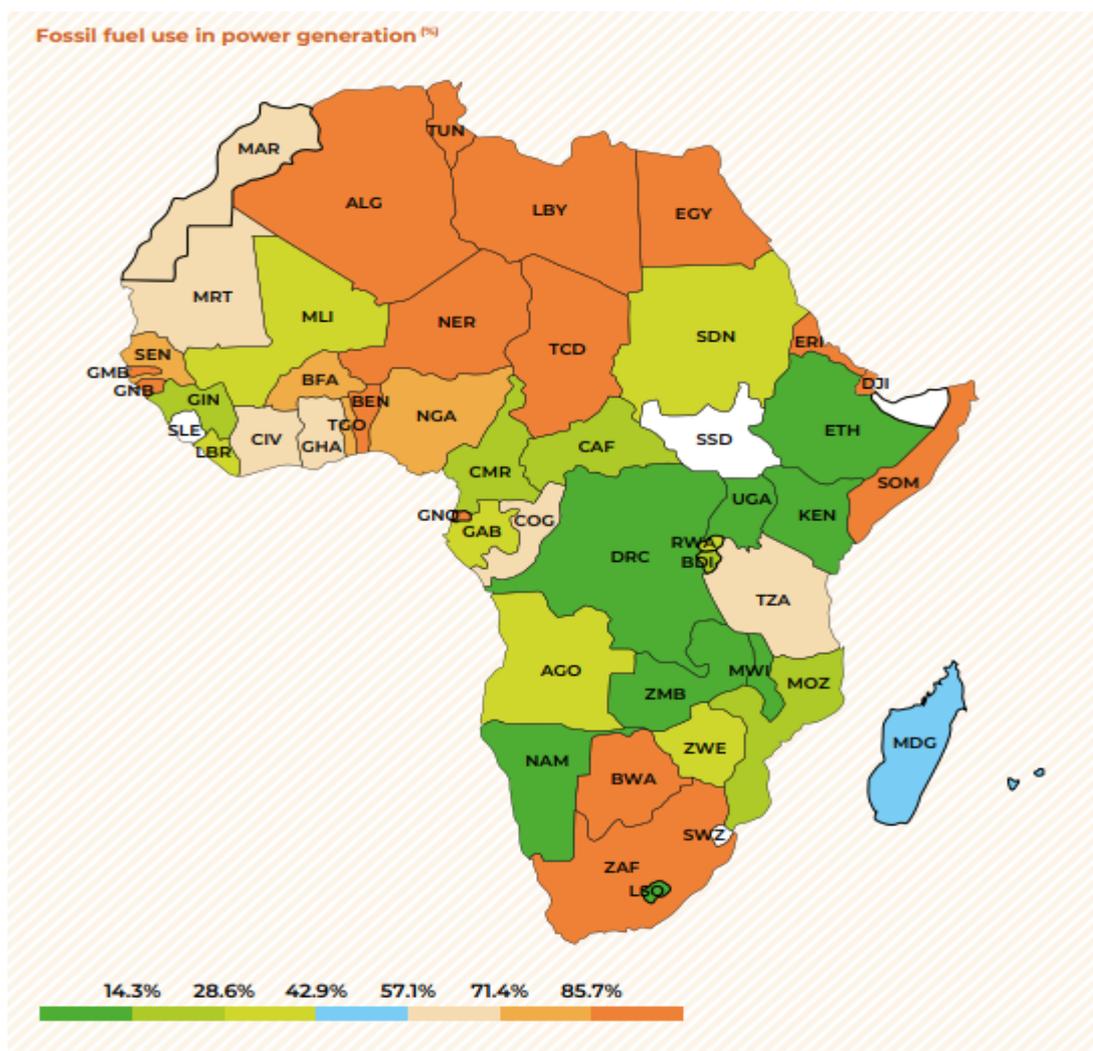
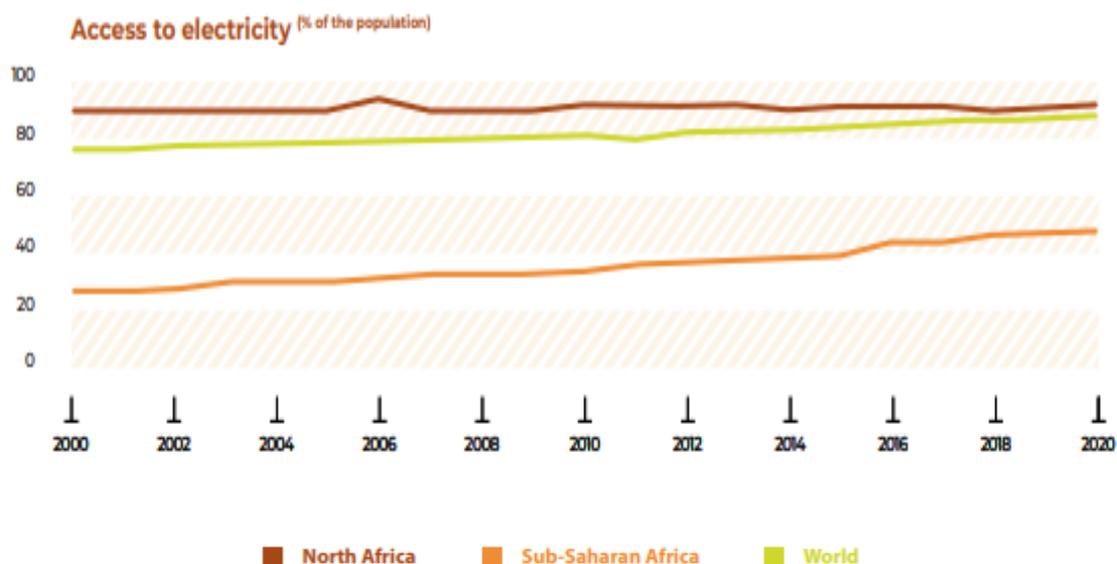
Inversores: A potência de saída é um factor crucial para a escolha dos inversores. Um inversor deve ir ao encontro de dois critérios: Potência de pico (*surge power*), e a potência contínua de serviço. Geralmente, inversores com uma potência de serviço equivalente a 500 W, e potência de pico de 1000 W são usados.

A4-4: Tarifa de Electricidade em Moçambique, Fonte (EDM, 2018)

| Consumos registados (kWh) | Tarifa Social (Mt/kWh) | Tarifa doméstica (Mt/kWh) | Tarifa Agrícola (Mt/kWh) | Tarifa geral (Mt/kWh) | Taxa fixa (Mt) |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------|----------------|
| De 0 a 125 | 0.97 | - | - | - | - |
| De 0 a 300 | - | 6.00 | 3.69 | 9.32 | 233.37 |
| De 301 a 500 | - | 8.49 | 5.26 | 13.31 | 233.37 |
| Superior a 500 | - | 8.91 | 5.75 | 14.56 | 233.37 |
| Pré-pagamento | 0.97 | 7.64 | 5.11 | 13.34 | |

| Categoria de consumidores | (Mt/kWh) | (Mt/kWh) | Taxa fixa (Mt) |
|----------------------------|----------|----------|----------------|
| Grandes consumidores de BT | 5.74 | 441.12 | 683.29 |
| Média Tensão (MT) | 4.78 | 497.03 | 3207.25 |
| Média Tensão Agrícola | 2.72 | 313.29 | 3207.25 |
| Alta Tensão (AT) | 4.70 | 600.10 | 3207.25 |

A5-5: Acesso à energia no mundo e percentagem de combustíveis na matriz energética dos países Africanos. Fonte [1]



A6-6: Cenário global das emissões de CO₂. Fonte (Agência Internacional de Energia)

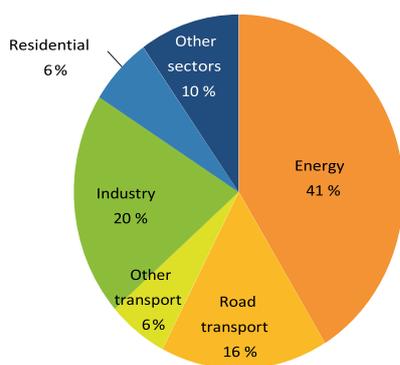


Figura A6.1-6: Emissões de CO₂ por sector.

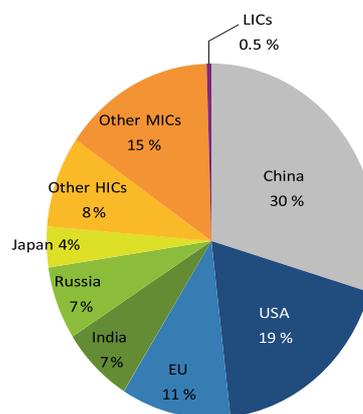


Figura A6.2-6: Emissões de CO₂ por país.

- A China, os EUA, e a UE no pódio das emissões de CO₂ à nível global.
- Os LICs (Low-Income-Countries, ou simplesmente, países subdesenvolvidos) totalizam cerca de 0.5% das emissões de CO₂.

Nota de reflexão: O sector industrial (a seguir ao sector energético) é o que tem mais contribuído para a emissão de gases do efeito estufa. Estando o nosso país ainda carente do desenvolvimento industrial, que impacto o recente cenário das alterações climáticas e a transição energética poderão ter sobre a capitalização de investimentos neste sector? Face à esta questão (e mais outras), convém que sejam discutidas medidas concretas sobre o desenvolvimento do sector industrial, de modo a assegurar a não estagnação (ou até mesmo, uma regressão) deste sector nestes países. (O autor).