



UNIVERSIDADE  
EDUARDO  
MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**  
**CURSO: LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA**  
**CADEIRA: ESTÁGIO PROFISSIONAL**

**REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**Autor:**

Manganhela, Dinis Pedro

**Supervisores:**

Eng<sup>o</sup> Isac Matavel [UEM]

Eng<sup>o</sup> Amorim Ismael Noronha [EDM]

Eng<sup>o</sup> Apolo Fumbuja [EDM]

Maputo, Novembro de 2023

**Manganhela, Dinis Pedro**

## **REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Relatório de Estágio Profissional apresentado como requisito para obtenção do grau de licenciatura pelo programa de graduação em Engenharia Eléctrica do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Universidade Eduardo Mondlane

Supervisores: Eng<sup>o</sup> Isac Matavel [UEM]

Eng<sup>o</sup> Amorim Ismael Noronha [EDM]

Eng<sup>o</sup> Apolo Fumbuja [EDM]



**FACULDADE DE ENGENHARIA**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

**CURSO: LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**TERMO DE ENTREGA DO RELATÓRIO DO ESTÁGIO PROFISSIONAL**

Declaro que o estudante Manganhela, Dinis Pedro entregou no dia 24/11/2023 as 3 cópias do relatório do seu Estágio Profissional com referência: 2023ELEPD56 Intitulado Redução de perdas de energia eléctrica nas redes de distribuição

Maputo, 24 de Novembro de 2023

A chefe da Secretaria

---

(Arlete Cucu)

**DECLARAÇÃO DE HONRA**

Eu Dinis Pedro Manganhela, estudante do 5º nível do curso de Engenharia Eléctrica na Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane, declaro por minha honra que este trabalho é da minha autoria e nunca foi apresentado para a obtenção de qualquer grau ou num outro âmbito e que ela constitui o resultado do meu labor individual.

Maputo, 24 de Novembro de 2023

---

(Dinis Pedro Manganhela)

### **DEDICATÓRIA**

A minha Família completa, aos meus irmãos pela força dada , ao meu cunhado Manuel Sarangue Buanahaque pela direção dada e no suporte na área técnica, ao meu sobrinho Felix Manuel. Dedicções especiais ao meu filho Stallon.

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradecer ao poderoso altíssimo Deus pela vida que tenho, pela graça e vitórias, pelo percurso dado e espaço liberado, assim como pela a motivação de continuar a lutar e enfrentar as batalhas da vida.

Aos meus irmãos pela educação dada desde a minha existência na terra, pelo grande apoio por terem estado comigo, pelo apoio moral e material ao longo da vida até no estado atual, por terem me proporcionado momento de felicidades em meio a academia, o que me deixa digno e forte com uma direção de continuar a caminhar.

Desta forma prestar o meu maior um forte abraço ao meu cunhado Manuel Saranque Buanahaque por ter sido um Pai pra me e meus irmão e pela direção, espaço dado por ele e pela compaixão transmitida desde o início da batalha.

Quero também deixar o meu maior agradecimento ao meu supervisor Eng<sup>o</sup>. Isac Matavel, pela sua disponibilidade e profissionalismo, pelo seu rigor e ajuda, direção dada desde como meu docente nas aulas assim também, na produção do respetivo trabalho.

A todos os docentes da faculdade de Engenharia que presentemente contribuíram bastante para o meu processo de aprendizagem.

A todos os meus colegas da Faculdade de Engenharia, com destaque para, os Engenheiros João Ildo, Moniz Mazembe, Gonsalves Nhantumbo por terem sido um suporte para mim, compartilhando momentos de alegria, discussões e sempre na partilha de conhecimento.

À empresa Eletricidade De Moçambique (EDM) por ter me recebido e confiar em me, e a disponibilização da vaga para o estagio profissional.

Ao departamento da DID pela recepção e partilha das informações e oportunidades dada para meu processo de aprendizagem.

Ao departamento da Eficiência Energética pela partilha de informação.

A todos os demais que colaboraram diretamente e até deram a sua ajuda para que eu pudesse concluir este projeto.

A todos desejo-lhes “VOTOS DE BENÇÃO EM VOSSA VIDA”

## RESUMO

Reduzir as perdas de energia em companhias eléctricas em redes de distribuição é propor o melhor rendimento, desempenho e funcionamento da rede eléctrica e é de relevância para as concessionárias de energia eléctrica, é um segmento bastante importante no que diz respeito ao ramo da engenharia eléctrica especificamente a redes de distribuição, e torna-se, indispensável o desenvolvimento do seu estudo na tese científica, à redução das perdas é proporcional a eficiência energética em sistemas de distribuição em companhias eléctricas. Sendo que na medida que as concessionárias optarem no maior controle das perdas em seu sistema, maiores rendimentos financeiros as concessionárias poderão registar, a integridade do sistema e o fornecimento contínuo de energia com boa qualidade poderá ser sim o sinónimo e o objectivo geral da concessionária.

Uma rede eléctrica de distribuição sem um outro controle que garanta a eficiência do controle de dados da sua distribuição, pode sim ser definida como uma rede de perdas infinitas.

É aprovada a implantação e a necessidade da infraestrutura de central de controle de perdas regional em sistemas de distribuição, infraestrutura operativa com equipamentos de comunicação directa com o operador local com sistema de software de controle e comandos, é vantajoso e eficiente o controle autónomo da rede de distribuição faseadamente, pois facilita o controle separado em pequenas quantidades de dados, proporciona a facilidade de detecção de erros através de dados, e garante a alerta imediata, a localização e correção do problema em fração de menor tempo disponível à entidade consumidora e a distribuidora. O controle de cadastro de todos os clientes registado no sistema, o controle de compras de energia como também a fiscalização rigorosa de instalações, o levantamento de cargas e comparações com as compras de energia, este segmento deve-se anotar em pratica pois também é um dos parâmetros capazes de facilitar a detecção de onde ocorram as perdas comerciais proporcional as não-técnicas.

**Índice**

DECLARAÇÃO DE HONRA .....	iii
DEDICATÓRIA .....	iv
AGRADECIMENTOS .....	v
RESUMO .....	vi
Índice .....	vii
Índice de Ilustrações .....	viii
Figuras .....	viii
Lista de Abreviaturas .....	xi
CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO .....	1
1. CONTESTUALIZAÇÃO .....	1
1.1. Formulação do problema .....	2
1.2. Justificativa .....	2
1.3. Objectivos .....	2
1.3.1. Objectivo Geral .....	2
1.3.2. Objectivos Específicos .....	2
1.4. Metodologia .....	2
Para melhorar a compreensão do trabalho, o mesmo foi dividido em .....	3
CAPÍTULO I .....	3
CAPÍTULO II – RESUMO TEÓRICO .....	4
2. Resumo Teórico .....	4
2.1. Energia eléctrica e o desenvolvimento sustentável .....	4
2.2. Perdas Eléctricas .....	4
2.4. Perdas Não-Técnicas .....	8
2.5. Cargas Eléctricas em Sistemas de Distribuição .....	10
2.6. Métodos Para Alocação De Cargas .....	14
2.7. Fator de Carga e Fator de Perdas .....	16
2.8. Relação Entre Fator de Carga e Fator de Perdas .....	16
2.9. Cálculo de Perdas Eléctricas .....	21
2.10. Métodos Para Cálculos Perdas Técnicas .....	22
2.11. Perdas Não-Técnicas .....	25
2.12. Mudança do Nível de Tensão nas Linhas de Transmissão .....	31
CAPÍTULO III – PROPOSTAS DE SOLUÇÕES .....	35
3. Prpostas de Soluções .....	35
3.1. Construção De Relacionamento Com Instituições Públicas Visando a Redução De Taxas de Consumo De Energia Eléctrica (EDM) .....	35
3.2. Funcionamento de COD (cal center) .....	36
3.3. Metodologia Para a Detecção Das Perdas Não-Técnicas .....	36
3.4. Propostas De Soluções Possíveis Para a Redução De Perdas e Furto De Energia Eléctrica Para Média e Baixa Tensão .....	41

3.5. Proposta De Redes Com Medidores Inteligentes.....	42
3.6. Proposta De Instalações De Contadores Inteligentes Em Redes De Distribuição Para A Redução De Perdas.....	47
3.7. Estrutura pra um melhor control de perdas em clientes de baixa tensão.....	49
3.8. Construção de Centrais de Controle de Perdas Não-Técnicas.....	50
CAPÍTULO IV – IMPACTO E CONSEQUÊNCIAS DAS PERDAS DE ENERGIA .....	51
4. IMPACTO E CONSEQUÊNCIAS DAS PERDAS DE ENERGIA .....	51
4.1. Impacto Das Perdas De Energia Nas Companhias Eléctricas de Distribuição .....	51
4.2. Consequências Para os Países .....	51
4.3. Consequências Para As Concessionarias .....	53
4.4. Consequências Para a Sociedade .....	56
4.5. Estimativa de custos.....	58
CAPÍTULO V –CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO .....	60
5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO .....	60
5.1. CONCLUSÃO.....	60
5.2. Recomendação .....	60
6. BIBLIOGRAFIA.....	61
ANEXOS .....	A
Anexo 1.1. Redes de distribuição do tipo baixada sobre baixada .....	A1.1
Anexo 2.2 Tipo de contador integrado no interior da residência .....	A2.2
Anexo 3.3 Rede de distribuição com excesso de ramais .....	A3.3
Anexo 4.4 Analisador de instalações de rede de distribuição de energia eléctrica .....	A4.4
Anexo 5.5 Tipo de contador Splitte usado nas redes de distribuição .....	A5.5
Anexo 6.6 Contador inteligente .....	A6.6
Anexo 7.7 Instalação com furto de energia .....	A7.7
Anexo 8.8 Mapa do Projecto para o Bairro de Chamanculo.....	A8.8
Anexo 9.9 Ilustração Cônica de uma cidade para o tipo de projeto.....	A9.9

## Índice de Ilustrações

### Figuras

Figura 1 Instalação da Baixada de baixa tensão para uma residência com probabilidade de 90% de perdas de energia.....	10
Figura 2 Curvas de cargas de um consumidor industrial tipo A .....	11
Figura 3 Curvas de cargas típicas para um dia útil, sábado e domingo para consumidores: a) residenciais; b) Rurais; c) Industriais e d) Comerciais.....	12
Figura 4 Curvas de cargas agregadas em transformador de MT e BT.....	13
Figura 5 Curva de duração de carga .....	17
Figura 6 Factor de Carga FC.....	19

Figura 7 Instalação de baixa tensão com uma altura de de 1,7 metros com 90% de perdas não-técnicas .....	27
Figura 8 Triangulo de Potencias.....	30
Figura 9 Ilustração da regra para a colocação de baterias de condensadores em redes de distribuição .....	31
Figura 10 Rendimento, Perdas Fixas e Perdas Variáveis no Transformador em função da Carga .....	33
Figura 11 Curvas de carga de perdas do ano 2021-2022 .....	39
Figura 12 Estrutura do medidor convencional em comparação a de medição avançada.....	43
Figura 13 Tecnologia de redes com medidores inteligentes .....	45
Figura 14 Estrutura para o melhor controlo de perdas em clientes de baixa tensão.....	49
<b>Tabelas</b>	
Tabela 1 Perdas técnicas com o factor de perdas obtidas pelas curvas de cargas .....	20
Tabela 2 Perdas técnica (%) para diferentes valores de k .....	20
Tabela 3 Estimativa de custos.....	58

**Lista de símbolos**

T	Período
VBTq	Queda de tensão máxima típica da rede de BT em por cento da tensão nominal [%] – q (transformador de potência q)
BTzq	Fator de desequilíbrio típico da rede BT associada ao transformador de potência q, tensão z
M Tbase	Ângulo de referência do sistema MT ou de base que corresponde ao fator de potência utilizado para a determinação do momento de perdas [graus]
MT	Ângulo do fator de potência do sistema MT [graus]
Carga transf	Carga alocada no transformador pelo método MFD [kVA]
CBT	Consumo total dos consumidores dos circuitos de baixa tensão [kWh]
C <sub>MT</sub>	Consumo total dos consumidores de média tensão [kWh]
cos BT	Fator de potência da rede de baixa tensão
cos max	Fator de potência da rede em situação de carga máxima
cos MT	Factor de potência do circuito de média tensão
C <sub>te</sub>	Constante de proporcionalidade
C <sub>total</sub>	Consumo total no sistema de distribuição [kWh]
dt	Duração de cada período do dia [h]
dgeo	Distância geográfica do transformador de distribuição à subestação;
D(t )	Demanda no instante t [kW ou kVA]
Dagregada (t )	Demanda no instante t da curva de carga agregada
Dbase	Demanda (ou potência) base [kW ou kVA]
D <sub>medida</sub>	Demanda medida [kW ou kVA]
D <sub>media</sub>	Demanda (ou potência) média [kW ou kVA]
D <sub>max</sub>	Demanda (ou potência) máxima [kW ou kVA]
D <sub>p</sub>	Demanda máxima coincidente do circuito MT [kW]

**Lista de Abreviaturas**

EDM	Eletricidade de Moçambique
BT	Baixa tensão
MT	Media tensão
AT	Alta tensão
PT	Perdas técnicas
PNT	Perdas Não-Técnicas
IED	Inteligente Eletronic Device
ARM	Automated Meter Reading
AMI	Advanced Metering Infrastruture
MDM	Meter Data Managmen
AMM	Advanced Meter Managment)
WLAN	Wireless Local Area Networks
SEP	Smart Energy Prifile
NIST	National Institute for Standards and Technology
PLC	Power Line Communication
GRPS	General Packet rádio Service
DCP	Departamento de Controle de Perdas
COD	Centro Operacional de Distribuição
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition)
SEEDT	Strategies for development and difusion Enegy Efficien
Distribution Transformers	

## **CAPITULO I – INTRODUÇÃO**

### **1. CONTESTUALIZAÇÃO**

As perdas de energia no transporte e na distribuição de energia eléctrica têm um impacto negativo e perfazem diferença entre a quantidade fornecida à rede eléctrica e a energia que é efetivamente entregue e vendida aos consumidores finais, essas perdas podem ser classificadas em dois tipos: perdas técnicas e perdas não-técnicas. As perdas técnicas consistem na dissipação de energia no transporte pela rede através dos componentes do sistema eléctrico, como condutores, transformadores, medidores e equipamentos eléctricos . Por sua vez, as perdas não-técnicas estão associadas a problemas de facturamento pela distribuidora e de práticas ilegais, tanto dos usuários, por fraudes e conexões clandestinas, como também por praticas de corrupção de funcionários da empresa.

As perdas não-técnicas impactam em maior escala os sistemas eléctricos de economia em desenvolvimento, embora façam parte da realidade dos países em desenvolvimentos, este tipo de perdas esta diretamente ligado a factores sociocultural e financeiro.

As perdas não-técnicas impactam também o equilíbrio económico-financeiro das distribuidoras de diferentes formas: limitam a capacidade de realizarem novos investimentos, afetam negativamente a qualidade do serviço prestado aos clientes, conduzem ao aumento da tarifa dos consumidores regulares, pressionam os custos de expansão do sistema eléctrico nacional e desgastam o relacionamento entre a empresa e os clientes. Em muitos casos essas perdas são mais elevadas nos assentamentos urbanos informais.

### 1.1. Formulação do problema

A energia eléctrica é a forma mais cómoda e limpa de utilização da energia nas nossas necessidades diárias. O aquecimento demasiado sob a influência da corrente, os efeitos desastrosos de sobrecarga na rede de distribuição introduzem perdas de energia nas redes de distribuição.

### 1.2. Justificativa

Uma vez que as redes de distribuição são extremamente importantes no fornecimento de energia, a redução das perdas energéticas possui um papel importante pois assegura a qualidade de energia e torna mais económico a etapa de distribuição no sistema eléctrico.

### 1.3. Objectivos

#### 1.3.1. Objectivo Geral

- Reduzir as perdas de energia eléctrica em redes de distribuição;

#### 1.3.2. Objectivos Específicos

- Identificar as diversas causas das perdas de energia em redes eléctricas de distribuição;
- Identificar métodos para reduzir perdas energéticas em redes de distribuição;
- Efectuar o estudo de viabilidade do método proposto.

### 1.4. Metodologia

Para a concepção do presente projecto serão aplicadas as seguintes metodologias :

- **Pesquisa bibliográfica:** será feita consulta de manuais, catálogo, relatórios, artigos científicos, regulamentos vigentes para a redução das perdas com vista a satisfazer os objectivos da pesquisa e normas técnicas;
- **Pesquisa de campo:** será feita visita às instalações de baixa tensão e média tensão para o levantamento de dados;

**Entrevista:** como forma de obter com maior rigor informações referentes ao tema e para solucionar o problema, far-se-á consulta a Técnicos e Engenheiros responsáveis pela área de distribuição de energia.

## **1.5. Estrutura do Trabalho**

Para melhorar a compreensão do trabalho, o mesmo foi dividido em

### **CAPÍTULO I**

No primeiro capítulo temos os aspectos gerais dos assuntos contemplados no trabalho, respectivamente, a contextualização, a formulação do problema, a justificativa, a delimitação do tema, os objectivos do trabalho, a metodologia e a estrutura do trabalho.

### **CAPÍTULO II**

Aqui é apresentado a revisão bibliográfica ou a pesquisa de referencial teórico onde serão expostos os conceitos técnicos e científicos indispensáveis para a melhor percepção do presente trabalho.

### **CAPÍTULO III**

Neste capítulo serão apresentadas as propostas de soluções possíveis para a resolução do problema exposto.

### **CAPÍTULO IV**

O quarto capítulo vai apresentar o impacto e as consequências que as perdas de energia apresentam em torno das redes eléctricas de distribuição.

### **CAPÍTULO V**

O quinto capítulo representa a parte final do trabalho, onde serão descritas todas as conclusões bem como as recomendações para a redução das perdas de energia eléctrica nas redes de distribuição.

## CAPÍTULO II – RESUMO TEÓRICO

### 2. Resumo Teórico

#### 2.1. Energia eléctrica e o desenvolvimento sustentável

A eletricidade é de fundamental importância nas sociedades atuais e o seu papel é crucial para o desenvolvimento. Segundo REIS e ELDIS CAMARGO SANTOS (2006), o acesso à energia eléctrica é um pilar primário para a obtenção da cidadania, sem o qual o indivíduo se mantém menos evoluído ou até marginalizado.

Para a utilização da energia, demanda-se um planeamento e uma coordenação de um dinâmico e complexo sistema eléctrico de protecção (SEP), o qual se inicia no acesso aos recursos naturais para a sua geração, transmissão dela até as cidades e a sua distribuição aos consumidores. Essa dinâmica possibilita o progresso, embora impacte o meio ambiente em diferentes níveis, o que levanta, preocupações, que vêm sendo discutidas na agenda ambiental global (REIS; SANTOS, E C.,2009). Isto posto, REIS e ELDIS CAMARGO SANTOS (2006) fazem recomendações que possibilitam o desenvolvimento de projetos de energia adaptados ao desenvolvimento sustentável. Além da diminuição do uso de combustível fósseis, através de investimento em tecnologia e na busca de outras soluções energética, outra vertente que deve ser exposta, segundo os autores, é o aumento da eficiência do sector energético (REIS; SANTOS, E, C., 2006). *‘Uma das formas de melhorar a eficiência operacional de uma companhia eléctrica é reduzir as perdas’.*

#### 2.2. Perdas Eléctricas

É definida como perdas eléctricas, a uma determinada quantidade de energia que passa pelas linhas de transmissão, a rede de distribuição, mas que não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais.

A maioria das empresas de energia eléctrica são na sua totalidade empresas privadas, portanto os seus proprietários visam lucros e, sendo assim prejuízo financeiro seria o sinónimo mais adequado para definir perdas eléctricas na visão dos acionistas. Portanto, perdas eléctricas têm sido um assunto presente nas empresas de companhia eléctrica, principalmente nas empresas de distribuição. Em um sistema de energia eléctrica, as perdas podem ser comparadas a um consumidor, porém, que nunca paga a fatura de energia eléctrica, a soma das perdas na geração, como as perdas na transmissão e as perdas na distribuição dá-se o nome de ‘perdas globais’, é a diferença entre a energia gerada e a energia consumida.

$$\mathbf{Perdas}_{Globalis} = \mathbf{Perdas}_{GER} + \mathbf{Perdas}_{TRANSM} + \mathbf{Perdas}_{DISTR} \quad (1)$$

Ou

$$\mathbf{Perdas}_{GLOBAIS} = \mathbf{Energia}_{GERADA} - \mathbf{Energia}_{CONSUMIDA} \quad (2)$$

Da mesma forma como (1) de acordo com a localização, as perdas eléctricas nos sistema de energia eléctrica também podem ser classificada de acordo com a natureza e a origem. Em relação a sua natureza, as perdas eléctricas são classificadas em perdas de demanda e perdas de energia.

Perdas de demanda (  $P_D$  ) é a diferença entre a demanda requerida no sistema e a demanda vendida ao mesmo sistema, em um dado estado de tempo (t);

Perdas de energia (  $P_E$  ) é a diferença entre a energia requerida pelo sistema e a energia vendida no mesmo sistema, em um intervalo de tempo ( $\Delta t$ ).

Com relação a origem, as perdas são classificada em (Técnicas e Não Técnicas)

**Perdas Técnicas** (P TÉCNICAS): é definida como demanda ou energia perdida por efeitos inerentes ao processo de transporte e de transformação de energia eléctrica, por tanto não entregue ao consumo,

**Perdas Não-Técnicas** (P NÃO-TÉCNICAS): é definida como demanda ou energia consumida, porem não faturada (vendida), sendo assim são perdas que englobam as perdas comerciais, como furto de energia, e perdas por erros administrativos, como erros de cadastro e erros de medição.

Os consumidores (clientes) conectados diretamente ao sistema de transmissão ou de subtransmissão, em sua grande parte, possuem medições horárias (ou intervalos menores, de 10 ou 15 minutos) individuais. Com essas medições, é possível o cálculo direto das perdas neste segmento, pela diferença entre a energia de (entrada e de saída). Isto não inibe as fraudes por parte desses consumidores, mas facilita a identificação dos locais onde as perdas não-técnicas, estão ocorrendo.

Para uma correta estimação das perdas eléctricas em seu sistema, as empresas vêm buscando métodos eficientes para o cálculos das perdas técnicas e também e regularização de ligações clandestinas, e o correto cadastro dos clientes para reduzir os índices de perdas não-técnicas.

A maior dificuldade encontrada pelas empresa distribuidoras na obtenção das perdas eléctricas de forma consistente, é a quantidade de dados exigidas por grande parte dos métodos encontrados na leitura, a dinâmica das cargas nos sistema de distribuição dificulta ainda mais a atualização desses dados, assim, a caracterização das cargas é um importante fator para o cálculo das perdas eléctricas. Nesta tese, buscou-se por uma alocação de cargas que além de facilitar a caracterização das cargas, reduzisse a quantidade de dados necessários para obter as perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

### **2.3. Perdas técnicas**

As perdas técnicas ocorrem de forma natural nos sistemas eléctricos, devido as ações internas nos matérias, inerentes aos processos de transporte de energia. Elas consistem principalmente na dissipação de energia nos diversos componentes dos sistemas eléctricos, como condutor, transformadores, medidor, e equipamento.

O caso mais comum é a perda nos condutores, mais conhecida como perda joule, gerada pela resistência eléctrica do condutor e proporcional ao quadrado da corrente passante. No entanto, todos os equipamentos do sistema apresentam perdas técnicas, que podem ser medidas e estimadas através de modelos matemáticos. Sendo necessário conhecer a carga e as características do sistema eléctrico.

Os cálculos de perdas técnicas ocorrem de forma segmentada, para permitir que haja uma modelagem adequada e corra maior precisão nos resultados. Esses segmentos são compostos pela rede alta tensão (66,110, 220, 275 a 400 KV) incluindo os ramais de transmissão, transformação AT/MT, rede primaria (MT), transformador de distribuição (MT/BT), rede secundaria, ramal de ligações e medidores de energia.

Além dos segmentos descritos, existem outras perdas são consideradas como perdas diversas, sendo estimadas como um percentual das perdas técnicas totais calculadas, são elas as perdas nas conexões, as fugas nos isolamentos dos equipamentos, nas linhas de transmissão e distribuição, perdas nos bancos de capacitores e reguladores de tensão, etc. pela dificuldade em calcula-lhas, geralmente recebem um valor estimado ente 5 e 10% do total de perdas técnicas nos outros segmentos.

As perdas técnicas são inerentes ao sistema, e o conhecimento de seus valores é um requisito importante para obter os índices de perdas não-técnicas. As principais fontes, ou segmentos, de perdas técnicas em um sistema de energia eléctrica são:

- ✓ Linhas de transmissão;
- ✓ Subestações de transmissão;
- ✓ Alimentadores de média tensão (MT);
- ✓ Transformadores de distribuição;
- ✓ Circuitos de baixa tensão (BT);
- ✓ Ramais de ligação;
- ✓ Medidores de energia;
- ✓ Equipamentos como: bancos de capacitores, reguladores de tensão, etc.

Como as perdas técnicas são inerentes ao sistema, elas não podem ser eliminadas, portanto busca-se, ações para redução dessas perdas. Porém, o melhor termo a ser utilizado seria otimização das perdas técnicas' pois deve-se levar em conta o investimento realizado para que as perdas técnicas sejam minimizadas. Normalmente, as empresas possuem um patamar de resolução, portanto deve-se buscar o investimento que alcance os melhores resultados na redução das perdas. Em grande parte das empresas distribuidoras de países desenvolvidos, as perdas não-técnicas não causam preocupações, pois representam valores insignificantes comparados com valores de perdas técnicas.

Contudo este cenário vem sofrendo alterações nos últimos tempos, em que muitos países desenvolvidos têm visto o aumento das perdas não-técnicas em seus sistemas. Porém, o grande problema ainda se encontra em países em desenvolvimento como Moçambique, nos quais algumas empresas chegam a registrar números exagerados como por exemplo 20%, 30% de perdas não-técnicas comparando com (5%, a 10%) de perdas técnicas.

A tarefa de calcular as perdas técnicas como uso de fluxo de potência não é simples, porque agora aparece o problema da definição correta das cargas, pois nos pontos de consumo (barras de rede) tem-se a informação de KWh mensal. Uma forma de contornar esses problemas está na utilização de dados detalhados do sistema, sobretudo com as curvas de carga individual estimadas dos consumidores. Mas surgem outros problemas como:

- A diversidade de redes ( MT e BT);
- Número e diversidades de dispositivos que causam perdas eléctricas (medidores, transformadores, etc.);
- Quantidades de dados necessários para cálculos.

Estas são algumas das razões que tornam a análise na metodologia da redução das perdas um tema de investigação. Estudos de avaliações de perdas em distribuição precisão fornecer subsídios para planos de ações que visem a minimização das perdas técnicas e a eliminação das não-técnicas, e isto é importante em todas as partes do mundo principalmente em nosso país Moçambique, pois a EDM ou qualquer que seja a empresa distribuidora, buscam além de fornecer um produto de qualidade, mas também um produto econômico.

### 2.4. Perdas Não-Técnicas

As perdas não-técnicas são conhecidas também como perdas comerciais, este tipo de perda pode ser definidas como: a diferença entre perdas globais e perdas técnicas. Elas são ocasionadas normalmente por problemas de facturamento de parte de energia distribuída ou por ações dos consumidores (fraudes e furtos de energia). Dessa forma, quaisquer perdas que não possam ser classificadas como técnicas são classificadas não-técnicas, suas causas mais comuns são:

**Inexistência de medidores** – é bastante comum ausência de dispositivos de medição nas residências dos consumidores, essa falta pode ser por falha da concessionária, ou então por casos previstos na legislação, como bancas de jornal, quiosques, iluminação pública, etc, nesse caso, o consumo é estimado a partir da carga instalada e fatores de carga e demanda, o que pode incorrer em perdas de diferente tamanhos;

Essa inexistência também pode fazer parte dos casos de furto de energia, pois o cliente não faz parte de base comercial da empresa, e liga-se clandestinamente à rede, sem possuir medidores.

**Falha ou falta de aferição dos medidores** – durante um certo tempo há a deterioração dos equipamentos na rede, que gera um aumento nas perdas, que são estimadas pelas metodologias de perdas técnicas conhecidas. Dessa forma, são computadas como perdas não técnicas;

**Erros na leitura dos medidores ou no facturamento da unidade consumidora** – quando um engenheiro ou técnico faz uma leitura equivocada no medidor da unidade consumidora, ele está gerando uma perda não-técnica, que muitas vezes é compensada na leitura seguinte. Além disso os medidores podem possuir alguma anomalia que gere um facturamento distorcido. Medidores obsoletos ou com problemas de medição podem causar uma parte das perdas comerciais, a maioria dos medidores são eletromecânico, que são de grande confiabilidade, mas podem sofrer desgaste durante o tempo, podendo marcar valores menores.

**Furto e fraude de energia:** existe uma destinação entre furto e fraude de energia, embora ambos sejam feitos de forma consciente pelo consumidor, sem anuência da concessionária. O furto ocorre quando um consumidor faz uma ligação clandestina na rede, sem anuência da concessionária, esse tipo de comportamento é mais registado nas zonas suburbanas.

**Fraude** – chama-se fraude quando o medidor de energia é adulterado, ou quando é realizado um desvio na baixada de entrada, antes do medidor. Muitas vezes esse aumento de carga à revelia da concessionária, em um circuito clandestino, é feito de modo sofisticado. Outro tipo de fraude é quando a unidade consumidora é cortada a energia, devido a falta de pagamento dos serviços prestados, e o usuário faz a religação direta à rede por conta própria.



Figura 1 Instalação da Baixada de baixa tensão para uma residência com probabilidade de perdas de energia (Fonte: Autor)

## 2.5. Cargas Eléctricas em Sistemas de Distribuição

As subestações de distribuição transformam tensões, definidas como de subtransmissão para tensões primárias de distribuição. Valores típicos de tensões nestas subestações são 400kV, 275 kV, 110 Kv para as tensões de transmissão. As redes nas tensões de 66 kV, 33 Kv, 22 Kv, 11 Kv e 6,6kV são, na grande maioria, aéreas e radiais a três fios, sendo denominadas de redes de média tensão ou de tensão primaria de distribuição.

A utilização de energia eléctrica pelos consumidores dos grupos (A e B) é o que leva a definir a carga (ou demanda) eléctrica em cada ponto de rede de distribuição. Destaca-se que estas cargas apresentam uma variação que pode ser significativo com as horas do dia, dia da semana, estações do ano, etc. A atribuição de valores para estas cargas pode ser uma tarefa complexa, dependendo da finalidade específica do estudo a ser realizado.

Para obter a variação destas cargas, ao longo da hora do dia, corresponde a medir ou calcular valores de potência (Ativa e Reativa) para cada hora do dia (ou a cada intervalo de 10 ou 15 a 20 minutos). Quando esses valores de potência são registado em um gráfico em função das horas do dia, obtém-se a chamada de curva diária. Estas curvas de cargas apresentam-se bastante

diferente, dependendo do uso da energia eléctrica realizado pelo consumidor (cliente), assim, muitas vezes, os consumidores são classificados em classe tipo: Industrial Comercial, residencial, rural, iluminação pública e outros.

Os consumidores do tipo A em geral, são pertencentes às classes Industriais ou comerciais.

Uma curva de carga típica (ao longo do um mês) de um consumidor industrial tipo A é ilustrada na figura 2 A obtenção desta curva de carga para a grande maioria dos consumidor do tipo A, não apresenta dificuldades, pois o facturamento de energia é feito com registos realizados e guardados a cada 10 ou 15 minutos.

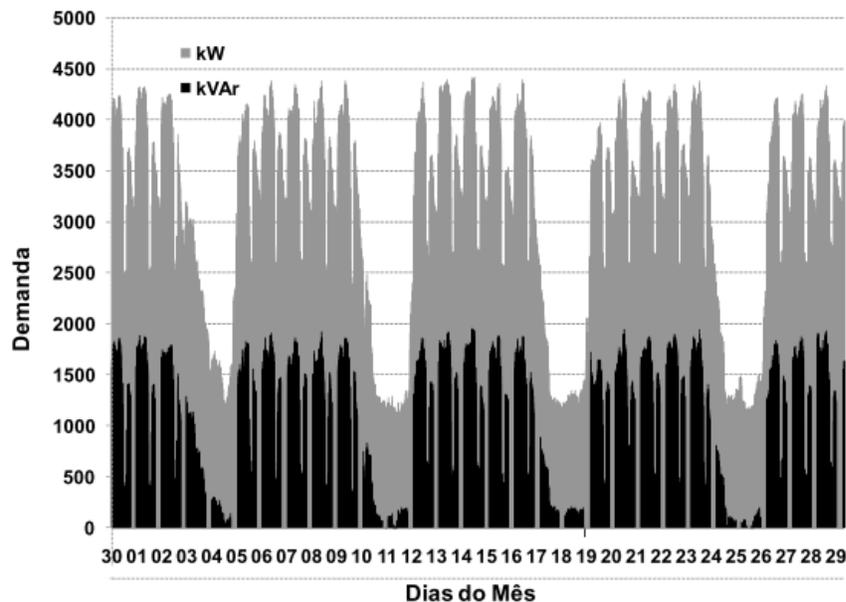


Figura 2 Curvas de cargas de um consumidor industrial tipo A

Consumidores ou cliente do tipo **B** são aqueles com demanda inferior a 75 KW, e podem ser residenciais, comerciais, industriais, etc. tradicionalmente, a empresa distribuidora realizava medições do consumo mensal (kWh/mês) nos pontos de energia eléctrica. Estas medições são realizadas para fins de facturamento.

Determinar valores de carga para esses consumidores e para os transformadores de distribuição, nos quais esses estão conectados, exigem tarefas que podem ser complexas, dependendo da precisão desejada. A variação da solicitação de energia destes consumidores é bastante diferente, em comparação com os consumidores do tipo A. A diversidade de classes de consumidores, é também muito grande, podendo agora existir consumidores nas classes: residenciais, comerciais, industriais, iluminação pública, serviços públicos e outros. Em geral os

## REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

consumidores de uma classe mantêm padrões de uso da energia comuns dentro de determinada faixa de consumo de kWh, mas os padrões diferem bastante de uma classe para outra. Pode-se observar também, variações sensíveis em diferentes dias da semana e diferentes estações do ano.

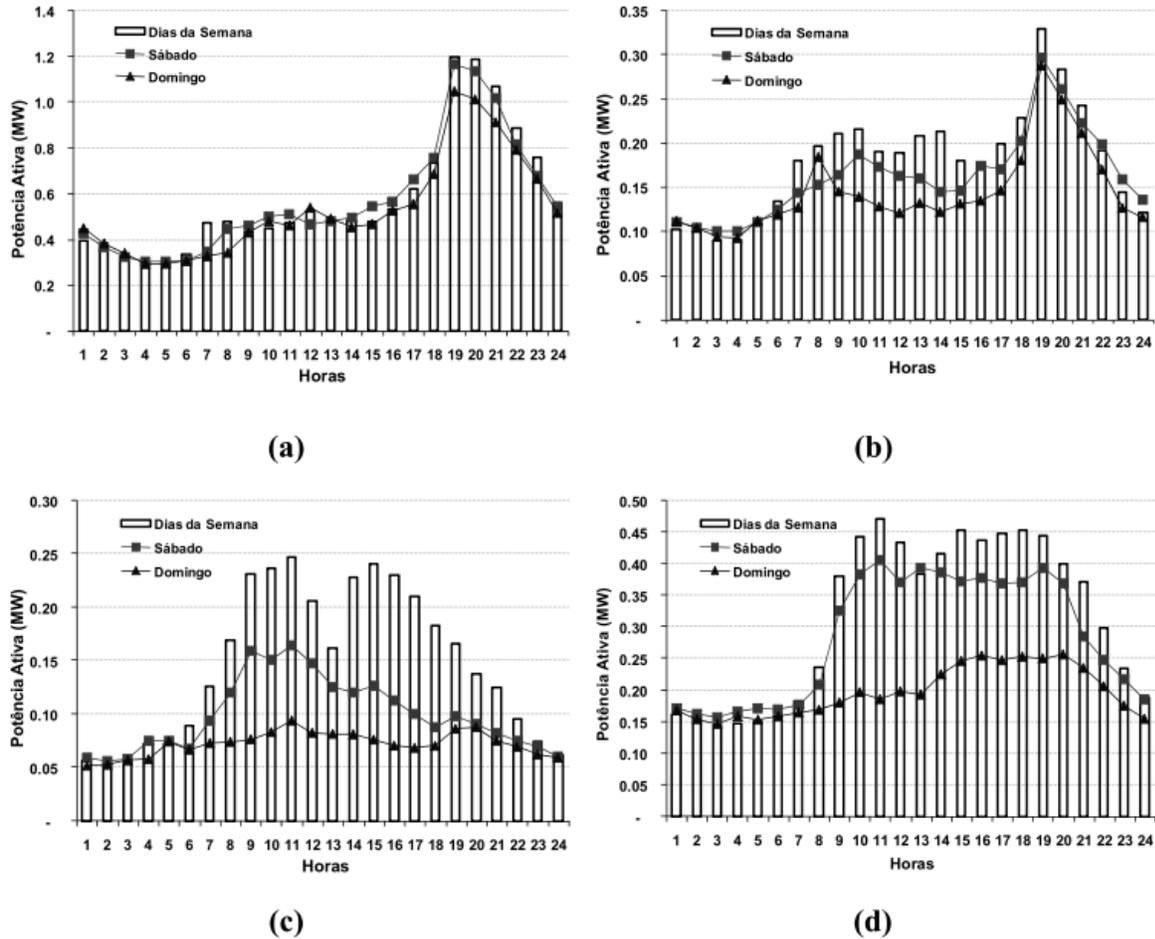


Figura 3 Curvas de cargas típicas para um dia útil, sábado e domingo para consumidores: a) residenciais; b) Rurais; c) Industriais e d) Comerciais

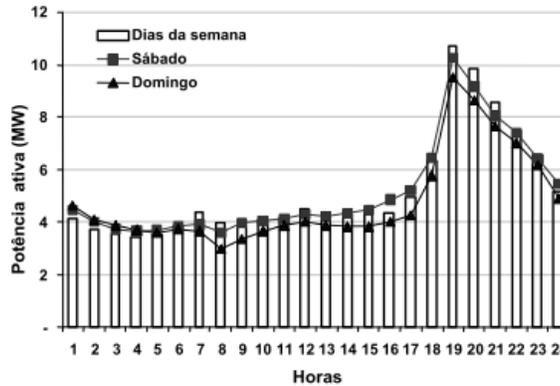


Figura 4 Curvas de cargas agregadas em transformador de MT e BT

As curvas de cargas apresentadas anteriormente foram obtidas com o uso de medidores com registos horários, porém, como já mencionado, estes consumidores de baixa tensão possuem medição apenas de consumo mensal em (kWh/mês). Nos transformadores de distribuição não existem nem mesmo medição de kWh.

Nesse caso realizar os cálculos eléctricos na baixa tensão depende bastante da atribuição (ou estimação) de valores de cargas em todos os pontos da rede. Para realizar os cálculos na média tensão também é necessário saber os valores das cargas em cada um deles, afim de determinar os valores corretos de perdas, tensões e fluxos de corrente e potências nas redes eléctricas.

Assim, nos pontos de conexão de consumidores do tipo B, nas redes de baixa tensão e nos pontos de conexão dos transformadores de distribuição nas redes de média tensão, é realizada a estimativa da carga no ponto. Pode-se estimar valores máximos, mínimos e outros, métodos e outros, dependendo do método de estimativa e da finalidade do estudo. Nesta tese é proposto um método caracterizado pela forma como essas cargas são alocados e, conseqüentemente, pela quantidade de dados necessário para os respectivos cálculos. A seguir são apresentadas alguns métodos de alocação de cargas, e posteriormente, definem-se alguns parâmetros das curvas de cargas, como fator de carga e fator de perdas, utilizados nos cálculos das perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

## 2.6. Métodos Para Alocação De Cargas

Para se estimar a carga nos pontos de consumo, alguns métodos são largamente empregados e outros estão apenas em fase de definição e construção. Os principais dados utilizados por esses métodos são: demanda, consumo mensal, aspetos econômicos, localização, entre outros. Estes métodos, em sua grande maioria, empregam-se técnicas de inteligência artificial e análise estatística. Nas técnicas de inteligência artificial destacam-se aqueles que utilizam redes neurais e lógica nebulosa, outros métodos, para alocação de cargas nos pontos de consumo, trabalham com análises estatísticas, nesta subsecção são descritos três métodos bastante empregues para atribuição de cargas nos pontos de consumo.

**Método KVAs** – o método do KVAs, também denominado de KVA estatístico é largamente empregado para algumas finalidades por diversas empresas distribuidoras, sendo uma delas determinar a carga máxima. Para empregar o método do KVAs é necessário realizar previamente, um conjunto de medições em consumidores de baixa tensão BT registando o valor da carga máxima em kVA e os consumos (kWh) em um determinado período de tempo. Ao final do período de medição pode-se achar a máxima demanda em função do kWh para cada consumidor. Com isso, obtém-se uma nuvem de pontos que através de interpolação geram uma reta ou uma curva. Este procedimento leva a uma equação do tipo:

$$KVA_s = 0,07(KWh)^{0,8} \quad (3)$$

A distribuidora de energia emprega esse tipo de equação para determinar o carregamento máximo de transformadores de distribuição. Porém este procedimento não é recomendado para alocar cargas para fins de cálculos de fluxo de potência devido aos fatores de diversidades;

**Método da Estimação da curva de cargas de baixa tensão BT:** para realizar a estimação das curvas de cargas de consumidores de baixa tensão BT e a partir destas obter a curva de carga de transformadores, de distribuição, existem alguns métodos baseados em técnicas de inteligência artificial e outros baseados em análise estatística. Para ambas as classes de métodos é necessário realizar um conjunto razoável de medições em consumidores de todas as classes residências e comerciais, e muitas vezes ainda em subclasses até (100 kWh, de 101. A 200 kWh a 300 kWh, etc.).

Em JARDINI et al. (2000) é proposto um método para obter curvas de cargas características em (p.u) média e de desvio padrão para cada subclasse de consumidores. Sabendo-se o valor do consumo mensal (kWh/mês) do consumidor e as curvas características em p.u. obtém-se as cargas do consumidor com uma certa probabilidade do valor não ser excedido. A agregação das curvas estimadas de baixa tensão BT leva a obtenção das curvas dos transformadores. Portanto, obtém-se as curvas de cargas em todos os pontos de consumo. A precisão deste método é influenciado pelo número de amostras usada para obtenção das curvas características. Este procedimento depende da precisão desejada, podendo ser utilizada para todas as finalidades de cálculos nas redes de BT e MT;

**Método “Metered Feeder Demand” (MDF):** Este método é baseado no fato de que na grande maioria das subestações de distribuição existem equipamentos para obter curvas de cargas no ponto inicial de todos os alimentadores (redes de média tensão MT). Esta é a única medição requerida por este método para a obtenção da carga máxima ou carga mínima em todos os pontos de interesse de uma rede de média tensão. Ou seja é necessário saber os dados individuais de consumo dos clientes, dos transformadores de distribuição e realizar um conjunto de medições. Com a curva de carga do início da rede e a soma das potências nominais dos transformadores de distribuição, determina-se o fator de alocação ( $F_A$ ). Este fator é calculado com a demanda medida ( $D_{medida}$ ) de um dia típico do período em análise e para o horário desejado, em KW ou (KVA) e com o somatório dos KVA nominal dos transformadores de distribuição ( $kVA_{total}$ ).

O fator de alocação pode ser definido como o fator de utilização do sistema. Esse considera o carregamento em certo instante e faz uma divisão proporcional deste carregamento do início do alimentador para todos os transformadores do sistema, permitindo a obtenção de cálculos eléctricos considerando valores de cargas máximas ou outros patamares de carga.

Sendo assim, a carga alocada para cada um dos transformadores ( $CARGA_{Transf}$ ) é determinada pela equação 4:

$$CARGA_{Transf} = F_A * S_{Transf} \quad (4)$$

Onde:  $S_{Transf}$  – Potência nominal do transformador [KVA]

As características deste método tornam-se adequados para uma análise total do alimentador. Os resultados tendem a ser melhores quando maior o número de transformadores de distribuição conectados ao alimentador. A análise individual desses transformadores fica prejudicada devido a divisão proporcional da demanda realizada pelo método.

## 2.7. Fator de Carga e Fator de Perdas

Atualmente, grande parte das subestações possui um registo horário de potência requerida pelo sistema. Alguns medidores electrónicos instalados nas redes podem fornecer, além de potência (kw, kVr, e KVA), outros parâmetros do sistema como: fator de potência e corrente por fase.

Portanto, para se determinar as perdas técnicas de energias ( $P_E$ ) é necessário o conhecimento do fator de perdas ( $F_p$ ) e das perdas (demanda ou potência) em demanda máxima. Para a determinação do fator de perdas busca-se a relação com o fator de carga, enquanto que as perdas de demanda máxima são obtidas quando se tem o carregamento máximo do sistema.

## 2.8. Relação Entre Fator de Carga e Fator de Perdas.

A fim de obter uma relação entre estes factores consideram-se que as cargas apresentam, fator de potência praticamente constante, e que as perdas ocorrem, em sua grande parte, no cobre. Assim, exprimindo a demanda e a energia em (p.u) dos respetivos valores máximos, observa-se a seguinte relação aproximada entre as perdas e a demanda( COMITÊ DE DISTRIBUÇÃO-CODI, 1996).

$$P_{(t)} \cong Cte [D_{(t)}]^2 \quad (5)$$

Onde temos:

p(t): Perda em demanda no instante t[KW];

D(t): Demanda no instante t [KW];

Cte: Constante de proporcionalidade.

Assim, pode-se expressar o fator em relação a demanda ela equação 6:

$$F_P = \frac{P_D^{media}}{P_D^{max}} = \frac{1}{C_{te}(D_{max})^2} \frac{C_{te} \int_0^{N_{periodo}} [D_t]^2 dt}{\Delta T} \quad (6)$$

Quando se possui uma sequencia de medições horárias (ou em cada 10 ou 15 minutos), as integrações podem ser substituídas por somatórias (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO-CODI, 1996):

$$F_C = \frac{\sum_{t=1}^{N_{periodo}} D_{(t)}}{(D_{max})\Delta t} \quad (7)$$

$$F_P = \frac{\sum_{t=1}^{N_{periodo}} [D_t]^2}{(D_{max})^2 \Delta T} \quad (8)$$

Para relacionar o fator de carga e o fator de perdas consideram-se as curvas de duração de carga e das perdas variáveis (quadráticas), divididas em n intervalos elementares de duração dt, ou seja, uma função degrau, conforme figura 5 (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO-CODI, 1996,).

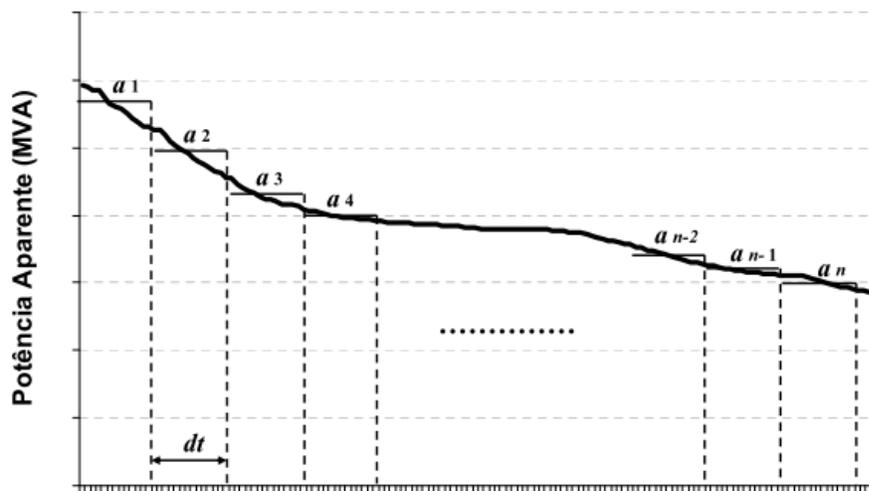


Figura 5 Curva de duração de carga

De acordo com as definições de fator de carga e fator de perdas, e considerando a figura 5 tem-se:

$$F_C = \frac{1}{n} \left[ \frac{a_1}{a_1} + \frac{a_2}{a_1} + \dots + \frac{a_{n-1}}{a_1} + \frac{a_n}{a_1} \right] = \frac{\sum_{i=1}^n a_i}{a_1 n} \quad (9)$$

$$F_P = \frac{1}{n} \left[ \left( \frac{a_1}{a_1} \right)^2 + \left( \frac{a_2}{a_1} \right)^2 + \dots + \left( \frac{a_{n-1}}{a_1} \right)^2 + \left( \frac{a_n}{a_1} \right)^2 \right] = \frac{\sum_{i=1}^n a_i^2}{a_1^2 n} \quad (10)$$

Como  $a_i \leq a_j$  Tem-se:

$$\left( \frac{a_i}{a_j} \right)^2 \leq \frac{a_i}{a_j}$$

portanto,

$$F_P \leq F_C$$

Substituindo  $F_C^2$  em ambos os lados tem-se:

$$F_P - F_C^2 = \frac{\sum_{i=1}^n a_i^2}{a_1^2 n} - \frac{1}{a_1^2 n^2} (a_1 + a_2 + \dots + a_{n-1} + a_n)^2 \quad (11)$$

E sabendo que:

$$(a_1 + a_2 + \dots + a_{n-1} + a_n)^2 = \sum_{i=1}^n a_i^2 + 2 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_i a_j \quad i < j \quad (12)$$

Tem-se assim:

$$F_P = F_C^2 + \frac{(n-1) \sum_{i=1}^n a_i^2}{n^2 a_1^2} + \frac{2 \sum_{i=1}^n a_i a_j}{n^2 a_1^2} \quad i < j \quad (13)$$

$$(n-1) \sum_{i=1}^n a_i^2 \geq 2 \sum_{i=1}^n a_i a_j \quad i < j \quad (14)$$

Obtêm-se que:

$$F_P \geq F_C^2 \quad (15)$$

$$F_C^2 \leq F_P \leq F_C \quad (16)$$

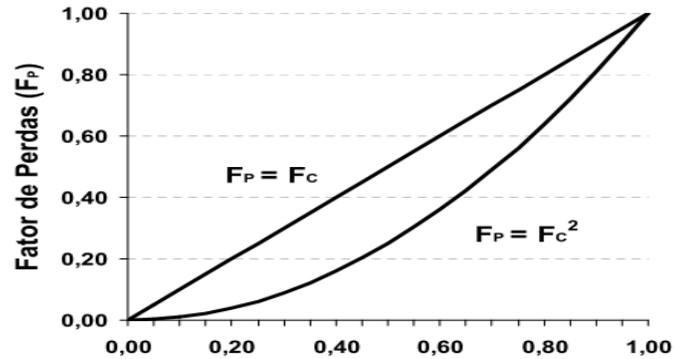


Figura 6 Factor de Carga  $F_C$

Os resultados podem ser obtidos caso sejam considerados apenas dois intervalos, ao invés de  $n$  intervalos (figura 2), conforme apresentado por Gustafson e Baylor em 1988).

A desigualdade (16) se associa a seguinte equação parametrizada:

$$F_P = (F_C)K + (F_C)^2(1 - K) \quad (17)$$

Onde temos :

$F_P$  : Fator de Perdas;

$F_C$  : Fator de carga;

$k$  : Parâmetro de valores entre zero e um

Quando não se conhece a curva da carga, o valor de perdas pode ser obtido a partir de (17), com o uso de um coeficiente  $K$  previamente determinado. Tradicionalmente adota-se  $K$  igual a 0,30. Porém, tem-se buscado valores para o coeficiente  $K$  os sistemas similares, onde apenas o fator de carga é conhecido.

No relatório do Comitê de Distribuição (CODI) apresentado em 1996, propõe-se o uso do valor 0,15 para o coeficiente  $K$ . Em estudos de transmissão como citado no mesmo relatório do Comitê de Distribuição, uma norma técnica, também citada neste relatório, publicada pela empresa ELETROSUL e denominada Obtenção do fator de perdas a partir da Curva de Carga, conclui que: o parâmetro  $K$  varia entre 0,04 e 0,014 nos sistemas usuais. Esses valores foram obtidos com base numa análise das curvas globais de carga de diversas empresas, um novo estudo feita pelo (GUSTAFSON; BAYLOR, 1988), utilizando-se dados de empresas Americanas e Canadenses, chegou ao valor de 0,08.

## REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

Para analisar a influência dos valores de k nos cálculos das perdas técnicas, em alguns consumidores, ano 2015, foram comparados resultados utilizando diferentes valores para o coeficiente k. Inicialmente, as perdas foram obtidas para dois com o fator de perdas obtido da curva da carga medida nos sistemas analisados. Os resultados obtidos para dois sistemas de média tensão são apresentadas na tabela 1.

Tabela 1 Perdas técnicas com o factor de perdas obtidas pelas curvas de cargas

SEGMENTOS	PERDAS		TÉCNICAS	
	SISTEMA 1		SISTEMA 2	
	MWH	%	MWH	%
Transformador (SE)	255,56	0,28	89,06	0,77
Média tensão	1.320,56	1,44	206,44	1,79
Transformador	1.804,36	1,99	350,21	3,03
Baixa tensão	773,23	0,85	111,65	0,97
Outros	620,34	0,69	113,60	0,98
Total	4.755,91	5,26	870,96	7,53

Para uma comparação foram utilizados os valores de perdas obtidas com diferentes valores para o coeficiente k. Para igual a 0,20 em todos os segmentos do sistema, e também diferentes valores de k para um dos segmentos da rede.

Na tabela 1 são apresentadas as perdas técnicas obtidas para cada um dos casos. Em que k Equivale a:

- K=0,30- Para transformadores de subestação;
- K=0,20- Para redes de média tensão e transformadores de distribuição;
- K=0,15- Para redes de baixa tensão.

Tabela 2 Perdas técnica (%) para diferentes valores de k

SEGMENTOS	PERDAS	TECNICAS
	SISTEMA 1	SISTEMA 2

	K=0,20	K*	K=0,20	K*
Transformador (SE)	0,28	0,28	0,77	0,77
Média tensão	1,43	1,43	1,74	1,74
Transformador	1,94	1,94	2,95	2,95
Baixa tensão	0,83	0,82	0,96	0,95
Outros	0,67	0,67	0,96	0,96
Total	5,15	5,14	7,38	7,37

Conclui-se que os diferentes valores de k não influenciam consideravelmente na estimação dos índices de perdas técnicas nos sistemas de distribuição. Portanto, quando se possui as curvas de cargas medidas do sistema recomenda-se o cálculo do fator de perdas através dessa medição. Em relação ao fator de perdas, as perdas técnicas podem ser divididas em dois 2 grandes grupos segundo (COMITÉ DE DISTRIBUIÇÃO-CODI 1996):

**Perdas independentes da carga (perdas constantes):** são as perdas no núcleo dos transformadores de distribuição e reguladores de tensão, nos bancos de capacitores, nas bobinas de tensão dos medidores, etc. Tendo em conta que essas perdas são constantes teremos a expressão:  $F_p=1$ :

**Perdas dependentes da carga (perdas variáveis):** são as perdas nos condutores de média tensão e baixa tensão, e também nos enrolamentos séries dos equipamentos existentes, como transformadores, reguladores de tensão, medidores, etc. neste caso termos:  $0 < F_p \leq$ .

‘Na literatura especializada, grande parte dos estudos faz uso do fator de perdas para o cálculo das perdas, para isso é necessário o cálculo das perdas de demanda máxima. Outros métodos realizam o cálculo das perda médias e, conseqüentemente, não necessitam obter o fator de perdas’.

## 2.9. Cálculo de Perdas Eléctricas

A escolha do método para o cálculo das perdas técnicas depende principalmente do seu objectivo da análise, da base de dados disponíveis e do intervalo de tempo durante o qual se pretende calcula-lhas (um dia, uma semana, um mês, ou até uma ano).

Os métodos, em sua grande maioria, são direccionados ao cálculo das perdas técnicas, pois as perdas não-técnicas podem ser calculadas pela subtração das perdas técnicas em relação as perdas totais (*diferença entre a energia entregue e a energia faturada*) na distribuição. Então, um método eficiente para definir o índice de perdas técnicas, pode resultar em uma definição das perdas não-técnicas. Portanto, para se chegar às perdas não-técnicas, tanto em quantidade como

em que local elas estão ocorrendo, é necessário que o cálculo das perdas seja cada vez mais preciso, principalmente em função da quantidade de dados disponíveis nas empresas.

Muitas empresas como a 'EDM têm elaborado seus próprios métodos para localizar os pontos críticos de perdas não-técnicas em seus sistemas' e assim definir um plano de ação a ser seguido para a redução dessas perdas. Um dos métodos adotados pelas empresas tem sido o investimento em maneiras cada vez mais eficazes de cadastro de clientes e na regularização desses consumidores.

Com relação aos furtos de energia, cada empresa possui uma forma de investigar e localizar os pontos onde eles ocorrem. Para determinação de perdas técnicas nos sistemas de distribuição e transmissão, verifica-se uma grande variação nos processos adotados. Nos sistemas de transmissão as perdas são calculadas pela (*diferença entre a energia entregue ao sistema e a energia de saída do sistema*) ambas realizadas através de medições electrónicas. Nos sistemas de distribuição, a maioria das empresas distribuidora utiliza para a estimativa das perdas, procedimentos como: fluxo de potência, processos estáticos, modelos geométricos, etc.

### 2.10. Métodos Para Cálculos Perdas Técnicas

Os métodos para o cálculo das perdas técnicas que requerem uma base de dados detalhados do sistemas tendem obter resultados mais satisfatórios; porem, o grande problema encontrado pelas distribuidoras de energias é a obtenção dessa quantidade de dados, e qual a sua consistência com relação à realidade. Assim, torna-se importante a busca por métodos consistente para serem usados nas diferentes realidades. Os métodos podem ser mais detalhados e exatos em função dos dados disponíveis, mas em geral podem ser divididos em (DORTOLINA; NADIRA, 2005):

**Bottom-Up** - quando se tem conhecimento e detalhes do sistema: curvas de carga de consumidores, alimentadores, dados de rede de média tensão, transformadores, redes de baixa tensão, ramais de ligação, medidores, etc. neste caso, os cálculos eléctricos podem ser feitos com mais precisão a partir de simulação da operação ou cálculos de fluxo de potência, para os diferentes níveis de carga, partindo dos consumidores para a subestação. Alguns exemplos podem ser encontrados em *Bacelar (1994)*, *CODI (1996)*, *Deksny et al. (2005)*, *Méffe et al. (2002)*, e *Valente et al. (2002)*;

**Top-Down** – esta abordagem consiste no cálculo das perdas, em geral, pelas estimulação partindo da subestação e chegando aos consumidores. Estes métodos são utilizados quando

poucos dados do sistemas estão disponíveis. Geralmente é feita uma estimaco global das perdas do sistema a partir de comparao com sistemas similares, ou também calculadas em alguns segmentos da rede. Alguns exemplos so descritos em *Bostos et al. (2008)*, *Dortilina e Ndira (2005)*, *ANEEL-PRODIST (2008)*, *Rao e Deekshit (2006)*;

**Hibrida top-Down / Bottom-Up** – Quando se tem dados detalhados de apenas uma parte da rede, e poucos dados de outras zonas;

Outro fator importante para os clculos das perdas técnicas esta na forma como o sistema é representado e analisado, normalmente, os métodos realizam os clculos das perdas técnicas por segmento. Segmentos so grupos de componentes que exercem a mesma funo no sistema de distribuico. Os segmentos so:

**Subestao de distribuico (SE):** a subestao de distribuico é composta por diversos equipamentos que contribuem para os índices de perdas do sistema, como: chaves de interconexo, disjuntores, religadores, dentre outros. Porem a quantificaco de perdas nestes equipamentos  complexas. Sendo assim essas perdas so inseridas no segmento, os únicos equipamentos de uma subestao de distribuico que contribuem consideravelmente para os índices de perdas so os transformadores de subestao, os quais transferem energia do nível de baixa tenso para média tenso. Nos estudos analisados conclui-se que as perdas nos transformadores de subestao podem variar entre 0,5 e 1% da energia entregue ao sistema;

**Rede de Média tenso - (MT):** Segmentos que transporta a energia da subestao aos transformadores de distribuico, ou diretamente aos consumidores primrios. Neste segmento, as perdas técnicas ocorrem por dissipaco nos condutores, devido a este transporte de energia eléctrica. Os principais dados para clculos das perdas técnicas nas redes MT so: topologia do alimentador (dados do cabo e comprimento do trecho) e os dados das cargas instaladas na rede. A grande parte dos trabalhos encontrados na literatura calcula as perdas técnicas através de simulaco de fluxo de potência. Outros estdios utilizam tecnologia típicas ou valores médios de resistência e comprimento de rede. Os ndices de perdas nos alimentadores de média tenso variam entre 0,5 e 2,5 % da energia entregue ao sistema;

**Transformadores de Distribuico:** equipamentos que interligam as redes de MT as redes de BT. As perdas nos transformadores de distribuico so compostas por duas parcelas:

1. Perdas no ferro

## 2. Perdas no cobre (enrolamentos).

As perdas de demanda no ferro são consideradas constantes, pois não dependem da carga, sendo provocadas normalmente por correntes de Foucault e Histerese e são dependentes apenas da tensão de operação do transformador. Enquanto que, se as perdas de demanda no cobre são dependente da corrente da carga que atravessa os enrolamentos de transformadores. Os transformadores de distribuição são os elementos que mais contribuem para os índices de perdas de um sistema de distribuição. Considerando o tal transformador de um sistema, esses valores podem variar entre 1 e 3% requerida pelo sistema;

**Rede de Baixa Tensão** – a rede de baixa tensão ou secundaria é o segmento a justante do transformador de distribuição, que segue ate o segmento ramal de ligações, ou seja um transformador alimenta inumeros consumidores através dos condutores de BT. As redes de baixa tensão são em sua grande parte redes aéreas e radiais, alguns trabalhos apresentam uma analise de perdas direcionadas especialmente a este segmento. Os dados necessários para os cálculos das paredes na baixa tensão são análogos aos dos alimentadores de média tensão: dados dos condutores e dos consumidores. Para os circuitos de baixa tensão as perdas técnicas podem variar entre 0,5 e 2% da energia do sistema;

**Ramal** – ramal de ligações é o segmento que faz a ligação entre a rede de baixa tensão da empresa e o consumidor ( medidor de energia). As empresas buscam padronizar os ramais de acordo com o tipo de consumidor ( residencial, comercial, industrial etc.) porem, a extensão de cada um deles pode variar dentro de uma mesma classe de consumo. Normalmente, cada consumidor deve possuir um ramal de ligações, com isso chega-se a milhares a quantidade de ramais em uma empresa. Devido a essa grande variedade e, portanto, dificuldade em determinar as perdas técnicas individuais, os métodos normalmente utilizam valores médios de comprimentos e resistência dos condutores, e corrente média. Um dos fatores que diferem e que dificultam os cálculos das perdas é a obtenção desta corrente nos ramais neste segmento as perdas técnicas podem variar entre 0,2 e 0,6 % da energia do sistema;

**Medidor de Energia** - Cada ponto de consumo deve possuir um medidor de energia, os medidores de energia são compostas basicamente de um par de bobinas para cada fase (F), sendo cada par de bobinas formado por uma bobina de potencial e uma bobina de corrente.

Sendo assim, os medidores monofásicos possuem um par de bobinas, os bifásicos possuem dois pares e os trifásicos três pares. *As perdas que ocorrem na bobina da corrente são de responsabilidade do consumidor, pois dependem da carga; enquanto que as perdas na bobina de potencial são assumidas pela concessionária, pois não dependem da carga.* A maior parte dos medidores da empresa concessionárias de energia eléctrica como as da EDM é do tipo eletromecânico. Outros tipos de medidores como, os electrónicos, são mais comumente usados para grandes consumidores os primários, ou nas subestações de distribuição. Os medidores das subestações são usados para se medir a energia entregue aos circuitos, e sua quantidade é reduzida comparada com o número de medidores eletromecânicos. Com isso, praticamente todos os métodos são voltados aos cálculos das perdas nos medidores eletromecânicos. Os valores esperados de perdas nos medidores encontram-se normalmente entre 0,4 a 0,8% da energia do sistema analisado;

*Outro:* este segmento engloba as perdas que ocorrem nos equipamentos da empresa, como reguladores de tensão, banco de capacitores, corrente de fuga em árvores, em isoladores, em para-raios em conexões, etc. Devido á dificuldade em estimar as perdas nesses componentes, considera-se normalmente uma certa percentagem do total das perdas obtidas nos demais segmentos. Em CODI (1996) recomenda-se que a percentagem seja menor que 10% e nos resultados apresentados admite-se 5%. Esta percentagem depende das características do sistema analisado. Enquanto que, em Méffe et al. (2002) foi estabelecido uma estimativa de níveis de perdas de energia em cada segmentos do sistema eléctrico, considerando o segmento Outros, a faixa é 0,45 – 1,4% da energia do sistema , ou 8,5 – 24% das perdas técnicas dos outros segmentos.

### **2.11. Perdas Não-Técnicas**

Em relação aos métodos propostos para a obtenção das perdas não-técnicas são raros os trabalhos que buscam sua obtenção diretamente, sem os cálculos das perdas técnicas. São apresentados alguns métodos que analisam as curvas de cargas dos consumidores com comportamento anormais, e assim correlacionando-as com as perdas não-técnicas. Porém, o caminho mais utilizado para a quantificação das perdas não-técnicas tem sido ainda através do cálculo das perdas técnicas. Determinadas e localizadas as perdas não técnicas, parte-se para um plano de acção que busque elimina-las. Pode-se portanto, relacionar diversas ações

praticadas pelas empresas em busca de redução ou até mesmo da extinção das perdas não-técnicas de seus sistemas tais como:

- Identificar as localidades (normalmente comunidades pobres) e desenvolver uma relação com os líderes das zonas ou comunidade;
- Regularização de ligações clandestinas;
- Reconstruir a rede de distribuição de energia eléctrica: instalando cabos antifurtos, redes compactas ou multimédias ou multiplexadas de média tensão;
- Implementar política comerciais, como: negociar os débitos, políticas de corte, criar grupos da própria comunidade para a continuação do uso correto de energia;
- Sensibilização no sentido de diminuição das contas de energia eléctrica, como: compra de eletrodomésticos eficientes com a tecnologia atual, mais uso de lâmpadas LED's, instalações gratuitas dos padrões de entradas, instalações de aquecedor em sistema solares e para sistema de frio;
- Elaboração de projetos de responsabilidade social, como: criação de bibliotecas com sistemas informáticos; treinamento de eletricistas da própria comunidade ou zonas, eventos nas escolas, palestras qualificações dos professores para educar os alunos sobre o uso correto de energia;
- Maior qualidade de inspeções, porém cada vez mais direcionadas (através de melhorias de software, e dos métodos para o cálculo das perdas técnicas), juntamente com a modernização dos equipamentos utilizados e dos medidores;
- Mitigação dos erros do cadastro;
- Gestão dos ativos instalados: para o controle efetivo e, conseqüentemente, para os cálculos das perdas técnicas de forma eficiente e para correta administração e facturamento dos consumidores. Para isto é necessário uma melhor integração entre os sectores de contabilidade e engenharia das empresas. O parâmetro "eficiência energética" é um dos factores bastante importante no que diz respeito a redução de perdas de energia.

Da mesma forma que a otimização das perdas técnicas, para as perdas não-técnicas prioriza-se as ações que tem como consequência, o melhor retorno financeiro.



*Figura 7 Instalação de baixa tensão com uma altura de de 1,7 metros com probabilidade de perdas não-técnicas (Fonte: Autor)*

### **Efeito da potência transmitida na Rede**

A potência transmitida na rede é o fator que mais influencia as perdas, dado que têm relação direta com a intensidade de corrente eléctrica que circula nos condutores da rede.

Um valor de carga maior na rede provocará um aumento proporcional na corrente que circula nas linhas eléctrica, e conseqüentemente as perdas aumentarão quadraticamente ( $ri^2$ ).

### **Efeito do Fator da Potência**

O fator de potência ( $\cos\phi$ ) na rede, está intimamente relacionado com o transito de potência reativa na linha de distribuição. O factor de potência esta dependente das cargas a maior parte da carga de um SEE é indutiva necessita de energia reativa. Um factor de potência perto da unidade ( $\cos\phi \approx 1$ ) provocará uma diminuição no fluxo de potência reativa através de linhas, o que terá como consequência uma redução nas perdas nos condutores e das quedas de tensão.

### **Efeito da Tensão no Barramento de Referência**

A magnitude da tensão nos secundários dos transformadores da subestação (correspondente ao barramento da referência nos estúdios de trânsito de potência) afeta a corrente que flui a partir do ponto injector da rede, isto é a partir da subestação. Para um mesmo valor de potência, se a tensão for menor, a corrente irá ser superior, logo as perdas também. Além disso, se a tensão no barramento for demasiado baixa em relação ao valor nominal, isso pode influenciar o perfil de tensões na rede e têm como consequência um aumento das perdas de energia eléctrica. Se o desequilíbrio de tensões entre barramentos for acentuado, isso significa que a intensidade de corrente eléctrica irá ser superior a uma situação de igualdade de tensões entre os barramentos, logo as perdas irão ser maiores na primeira situação.

### **Efeito do Comprimento das Linhas nas Redes de Média Tensão**

O comprimento dos condutores na rede de média tensão MT pode ser significativo para o nível de perdas apresentado, por que esta relacionado diretamente com a resistência dos condutores. Por exemplo, considerando um mesmo nível de carga da rede, ao aumentar o comprimento dos condutores, a resistência destes também aumenta. Portanto à partida que as perdas aumentam linearmente com o aumento do comprimento das linhas, podendo esta conclusão ser extrapolada para a rede em determinadas condições.

### **Métodos de Redução de Perdas Técnicas**

Apartir da equação (11) deduzida no ponto interior, dedica-se o que desde logo pode ser feito para a redução do valor das perdas:

- Diminuir a resistência do condutor;
- Correção de Factor de Potência;
- Aumentar a Tensão nominal da rede;

A redução de perdas sempre foi um aspecto que mereceu destaque por parte das concessionárias ou distribuidoras como é o exemplo da EDM, no seu planeamento e operação das suas redes.

Além dos principais métodos de redução de perdas como à:

- Compensação de energias reativa;
- Substituição dos condutores;
- Aumento do nível de tensão e reconfiguração da Rede;

Ha que realçar, que na mudança do paradigma de funcionamento dos SEE, a produção dispersa (DG) assume um papel importantes nas redes de distribuição, podendo ser bastante útil à redução das perdas.

### **Compensação da Reativa**

A compensação da reativa em redes de distribuição é um factor importante de garantia de segurança e de economia da operação de redes de distribuição, nomeadamente de média tensão. Esta é a forma tradicionalmente utilizada pelos operadores de redes de distribuição, para reduzir as perdas de energia e diminuir as quedas de tensão ao longo das linhas que constituem à rede.

A energia reativa ( essencialmente a do tipo indutivo), é necessária para a criação dos campos eletromagnéticos dos componentes do sistema, circula através das redes entre a fonte de alimentação e as cargas, diminuindo a capacidade de transmissão das linhas eléctrica. O transito de energia reativa nas redes provoca um acréscimo na magnitude da corrente, e consequentemente um aumento no valor das perdas, já que estas dependem quadraticamente da corrente, portanto as perdas estão dependentes quer da componente activa e reactiva da carga

$$P = R(I\cos\vartheta)^2 + R(I\sin\vartheta)^2$$

Sendo assim, conseguindo uma diminuição no transito de potencia reativa , haverá uma redução da intensidade da corrente eléctrica nas linhas (componente reativa da corrente), o que se traduz numa redução das perdas. Pós a inserção da bateria de condensadores, o que corresponde a introdução de uma componente de corrente em quadraturas com tensão, as perdas são dadas por

$$P = R(I\cos\vartheta)^2 + R(I\sin\vartheta - I_C)^2$$

É habitual, nesse método ilustrar a sua aplicação recorrendo ao denominado triângulo de potência:

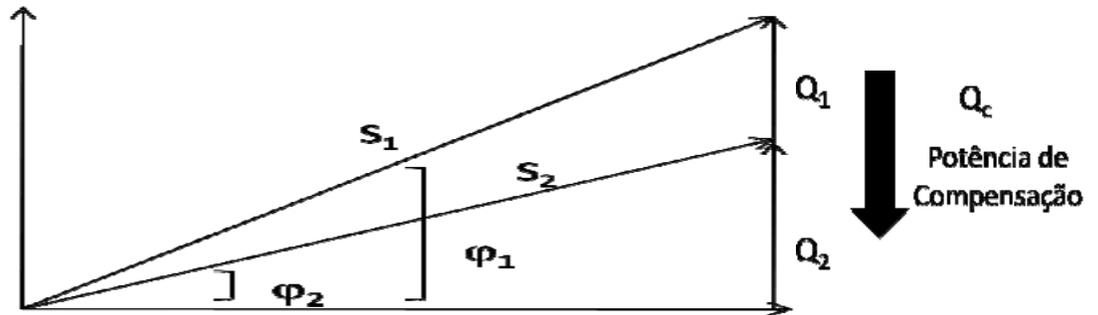


Figura 8 Triângulo de Potencias

A partir da figura 5 pode-se concluir que a redução de circulação de reactiva na rede, que corresponde a potência de compensação é obtida através de:

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P(\operatorname{tg}\vartheta_1 - \operatorname{tg}\vartheta_2)$$

Onde:

$Q_c$  – potência activa resultante da compensação (kvar)

$Q_1$  – potência reactiva antes da compensação (kvar)

$Q_2$  – potência reactiva depois da compensação (kvar)

$\varphi_1$  – ângulo de esfasamento antes da compensação

$\varphi_2$  – ângulo de esfasamento depois da compensação

$P$ - potência activa que circula na linha (kW)

Por outro lado pode-se, a partir da figura, determinar a redução de potência aparente, que corresponde à libertação de capacidade na linha de distribuição resultante da compensação de reactiva.

$$\Delta S = S_1 - S_2 = S_1 - \sqrt{(S_1 \cos\vartheta_1)^2 + (S_1 \operatorname{sen}\vartheta_1 - Q_c)^2}$$

Ao contrario da energia ativa que tem de ser gerada nas centrais, a energia reativa pode ser gerada em qualquer ponto da rede, inclusive perto da carga. A forma mais económica de o fazer é através da colocação de baterias de condensadores em determinados ponto da rede. Dada uma rede de distribuição, com um perfil de carga variável no tempo, obter a localização e

dimensão adequada das baterias de condensadores a colocar nos barramentos, como objetivo de atingir as 'condições de exploração com menores perda de energia' ao custo mais baixo.

Há que salientar que existe uma regra prática conhecida, sobre a colocação de baterias de condensadores numa linha, a denominada "Regra de dois terços" segundo a qual a localização ótima que contribui para a minimização da perda será a  $2/3$  do comprimento ao longo da linha, o que corresponde uma aproximação não muito correta.

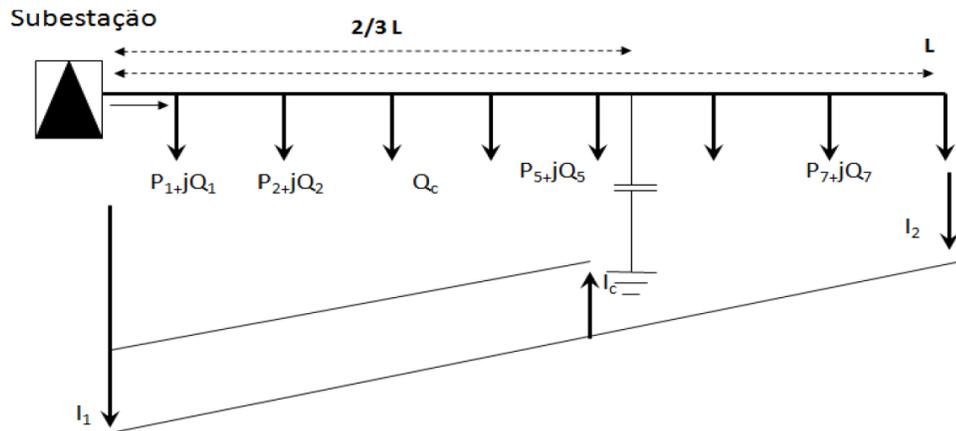


Figura 9 Ilustração da regra para a colocação de baterias de condensadores em redes de distribuição

### 2.12. Mudança do Nível de Tensão nas Linhas de Transmissão

A alteração de nível de tensão nas linhas é uma solução que permite a redução das perdas, todavia é uma medida que pode ter outro tipo de implicações na rede eléctrica, nomeadamente ao nível dos sistemas de proteção, dos isoladores, transformadores e de todo o restante equipamento utilizados. Portanto é uma solução que pode exigir a realização de investimentos significativos. Além disso, este tipo de solução pode obrigar a elevar os níveis de tensão das redes que se encontram a montante, sendo por isso uma solução que pode ter implicações significativas numa parte considerável o sistema eléctrico.

Trata-se de uma medida que têm vindo a ser aplicado em planos de redução de perdas de energia eléctrica em países em desenvolvimentos.

### Reconfiguração da Rede de Média Tensão

As redes de distribuição em média tensão são normalmente operadas radialmente sobretudo por que é mais fácil desta forma a sua operação e a coordenação das proteções, contudo possuem a possibilidade de alteração da topologia através da abertura e ou fecho de

seccionadores ou interruptores localizados em pontos estratégico. Muitas destas redes, sobretudo as que estão inseridas num ambiente urbano, são estabelecidas em anel aberto tendo a possibilidade de ser alimentadas por dois pontos de injeção.

Quando se efectua uma modificação da configuração da topologia da rede, tem-se como objectivos a redução do valor das perdas activas, melhoria do perfil de tensões e alimentação e ou isolamento de defeitos, e aumentar os níveis de fiabilidade. A reconfiguração pode não ter como finalidade exclusiva a redução de perdas, podendo o problema ser multiobjectivo, tentando-se ao mesmo tempo não só a minimização da perdas, mas também a minimização das ações de controlo ( abertura e fecho dos aparelhos de manobra) e da potência não fornecida.

As redes de distribuição têm pico de consumo em diferentes horas do dia, e com tal estão mais carregadas em certos períodos e mais leves nos restantes. As perdas activas durante as horas de ponta, podem ser reduzida, transferindo carga de zonas mais carregadas para outras menos carregadas. Procura-se portanto encontrar a configuração da rede que permite perdas, para vários cenários de cargas que ocorrem ao longo do dia.

### **Transformador**

os transformadores são componentes essenciais nos sistemas eléctricos, uma vez que são estes que permitem efetuar as mudanças de tensão que ocorrem ao longo do transporte e distribuição da energia eléctrica. Toda a energia que circula nas redes passa por estes componentes do sistema eléctrico, que são dos que mais contribuem para as perdas nas redes eléctricas.

Segundo publicação da união europeia, obtidos através do SEEDT (Strategies for development and diffusion Energy Efficient Distribution Transformers), dos cerca de 200 TWh de perdas na distribuição europeias, entre quatro em terço das perdas técnicas ocorrem em transformadores, estimando-se que o potencial de redução estará entre 40% e 80% das perdas existente.

Nos transformadores existentes existem 2 tipos de perdas técnicas que são: as perdas magnéticas que ocorrem no núcleo ferromagnético (não variam com a carga) e as perdas no cobre, que dependem da carga que está conectada ao secundário do transformador. São máquinas eléctricas de elevado rendimento, com tudo é bastante difícil operar um transformador perto do seu rendimento máximo devido à aleatoriedade e variabilidade das cargas. O valor de rendimento máximo corresponde ao ponto em que as perdas fixas igualam as perdas variáveis. E como se pode ver na figura 10 isso corresponde a um valor

que pode estar entre os 40 e 50%.

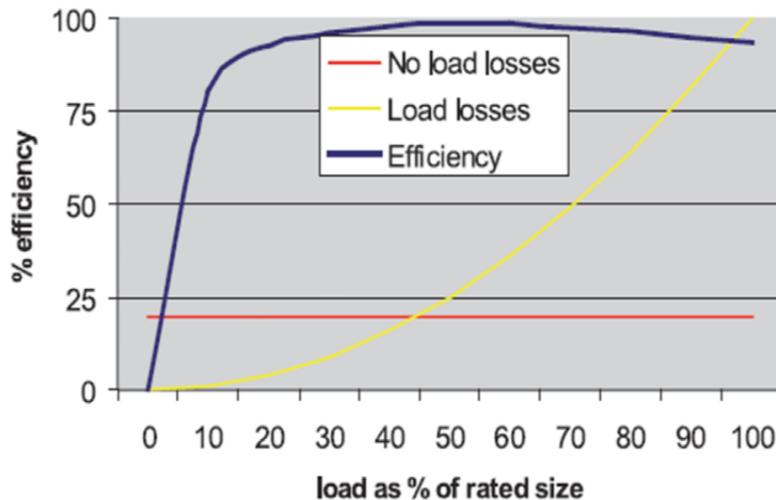


Figura 10 Rendimento, Perdas Fixas e Perdas Variáveis no Transformador em função da Carga

Para reduzir as perdas nos transformadores podem ser tomadas as seguintes medidas:

**Substituição do transformador:** é uma acção a ser tomada se o transformador já estiver desgastado ou degradado, se estiver chegado ao final da vida útil do seu desempenho eficiente. Na substituição dos transformadores já no final da vida ou na instalação de novos transformadores que são necessários para a ampliação das redes pode-se optar pela seleção de um transformador de elevado grau de eficiência energética, na Europa esses graus de eficiência estão definidos pela norma HD428 (transformadores em óleo) e HD538 (transformadores secos) propostas pela CENELEC.

**Monitorização do Transformador:** através do SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) da subestação pode-se ter um controlo mais efetivo do transformador, podendo detectar-se situações de sobrecarga, monitorizar os carregamentos excessivos, conseguir um melhor equilíbrio de carga entre as subestações; poderá ser uma boa solução tentar conseguir o diagrama de carga mais uniforme, por forma a diminuir a discrepância entre pontas de consumo e hora de vazio, fazendo com que o rendimento do transformador não seja bastante variável ao longo do dia, pois o regime de carga deste modo também não é. Essa uniformização terá de ser conseguida através de incentivos aos consumidores para racionalizarem os seus consumos ao longo do dia, incentivar a utilização de tarifas bi-horárias e a valorizar a energia consumida nas horas de vazio.

**Operação do Transformador:** quando numa subestação existem 2 transformadores pode-se averiguar qual o valor de carga, a partir do qual, as perdas apresentam um menor valor. Durante os períodos diário de menor consumo ter um transformador fora de serviço pode ser vantajoso sobretudo para reduzir as perdas no ferro. Por outro lado nas horas de ponta, pode ser mais vantajoso, ter os dois transformadores em serviço para reduzir o valor das perdas por efeito joule.

## **CAPÍTULO III – PROPOSTAS DE SOLUÇÕES**

### **3. Prpostas de Soluções**

#### **3.1. Construção De Relacionamento Com Instituições Públicas Visando a Redução De Taxas de Consumo De Energia Eléctrica (EDM)**

A eletricidade de Moçambique tem-se demonstrado a criar estratégias de eficiência energética no que diz respeito o uso da energia eléctrica de forma mais económica, e mais rendável possível para o público no geral e para todas as instituições públicas no território nacional. Desde o inicio do ano corrente a concessionaria empenhou-se em aplicar um projeto da Pro Energia, que visa a substituição de toda iluminação em instituições académicas públicas, ministérios direções regionais, iluminação pública etc. Projeto esse cujo seu maior objectivo é ajudar as instituições a poupar energia, obter um facturamento mais baixo possível sobre tudo para que as mesmas instituições consigam ter acesso a energia eléctrica sem cortes devido a falta de não pagamento do mesmo serviço, e também para que não haja furto ou ligações clandestinas que possam resultar em perdas não-técnicas que por sua vez possam influenciar no baixo rendimento na parte comercial da empresa.

O departamento da Eficiência Energética tem criado palestras em algumas instituições universitárias com o objetivo de sensibilizar a sociedade nacional, sobre como poupar a energia durante seu dia a dia, como também aconselhar o cidadão a aderir tipo de equipamento electrónico eficiente em sua residência em particular, ou estabelecimento comercial de modo que os mesmos equipamentos eléctricos, sejam duma tecnologia mais eficiente e económica.

Os resultado esperados perante essa atitude demonstrada pela empresa distribuidora nacional, tem sido positivo pois em vez de deixar o cidadão sem a energia eléctrica devido a falta de não pagamento ou furto em ligações clandestinas, uma vez sendo uma empresa com quadros, engenheiros, técnicos com competência, opta-se em ilustrar a sociedade a importância de ter acesso a energia com fornecimento contínuo, o uso da forma económica e o desenvolvimento que ela nos propõem para a nossa vida contemporânea.

### 3.2. Funcionamento de COD (cal center)

O cal center é um departamento da linha de cliente da EDM que recebe as informações de avarias informadas pelos clientes, isto é, para o cliente ter a cesso a essa linha é necessário aceder o número 1455 e fazer uma chamada, por sua vez na medida que o agente da linha do cliente o atender automaticamente a chamada e avaria ficam registado no sistema de gestão de avarias de cliente, é necessário que o cliente fornece todos os detalhes ao agente (rua, número do contador, zona, tipo de avaria etc), normalmente as avaria são reparadas depois de 2 ou 3 horas depois do fim do curso da chamada feita para a linha.

É normal que o quadro técnico não consiga-se fazer presente no local de avarias devido a falta de acesso para alcançar a residência onde tenha ocorrido a avaria, como também pode ser o caso de falta de pessoal da areia técnica o piquete que estejam integrados. O tempo que um cliente leva par ser atendido pode sim ser um espaço suficiente para se registar perdas não-técnicas. É de salientar que devido ao crescimento da densidade populacional e do desenvolvimento dos bairros a empresa distribuidoras de energia eléctrica ainda não possui um número suficiente do piquetes capaz de solucionar os problemas de avarias que são registadas diariamente pelo COD, normalmente por dia são registados 400 avarias de diferentes segmento, por províncias ou por região sendo assim torna-se bastante complicado e difícil atender todos os clientes registado no determinado dia, pois isso também pode contribuir nas perdas não-técnicas, é da natureza humana que um homem é impaciente em suportar ficar no apagão ou sem energia durante bastante tempo.

### 3.3. Metodologia Para a Detecção Das Perdas Não-Técnicas

As perdas não técnicas são as que mais promovem a oscilação negativa das receitas das companhias eléctricas, e o baixo despenho da integridade de sistema de distribuição, nesse capítulo ilustra-se possíveis soluções de detecção das perdas de energia.

A metodologia para detecção das perdas não-técnicas são divididas em soluções baseadas em **hardware e software**, as soluções baseada em hardware focam na instalação de equipamentos específicos que permitem às distribuidoras identificarem atividades irregulares por parte dos consumidores. No entanto, a necessidade de uma nova infraestrutura, muitas vezes, inviabiliza a sua implantação (SAEED et al., 2020).

Sendo assim, as soluções baseadas em software, as que identificam o furto e a fraude de eletricidade a partir de dados de demanda de energia eléctrica, são priorizadas pelos pesquisadores. Essas soluções são organizadas em três grandes classes: os métodos orientados a dados, os métodos à rede e os métodos híbridos (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018; SAEED et al., 2020).

**Os métodos realizados a dados** são baseadas em técnicas de aprendizagem de máquinas e análise de dados e não utilizam a rede eléctrica para a obtenção de informações. Eles são ainda subdivididos entre modelos supervisionados e não supervisionado (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018; SAEED et al., 2020).

**Os métodos supervisionados** utilizam dados dos consumidores regulares (classe negativa) e irregular (classe positiva), para o treinamento do classificador. Esses métodos aprendem padrões nos dados de consumo dos usuários, para fins de previsão. Dentre as principais técnicas de aprendizagem supervisionada utilizadas, destacam-se: máquinas vetorial de suporte (SVM), redes neurais artificiais (ANN), florestas de caminho ideal (OPF) e a árvore de decisão (DT) (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018; et al., 2020).

**Em contrapartida, os métodos não supervisionados:** não requerem qualquer tipo de etiqueta, positiva ou negativa, para o treinamento dos classificadores e, portanto, funcionam por si só para obter as informações nos dados fornecidos. Dessa forma, podem realizar tarefas de processamento mais complexa. Os principais algoritmos de aprendizagem não supervisionados que têm sido utilizados para detecção das perdas não-técnicas são os algoritmos de aglomeração, os métodos estatísticos, os métodos de regressão e a detecção de antecedentes (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018; SAEED et al. 2020).

**Os métodos orientados à rede:** baseiam-se nas informações obtidas a partir dos medidores inteligentes e no cálculo de diferentes parâmetros físicos da rede eléctrica para a identificação das perdas. Usualmente, empregam-se ferramentas de fluxo de potência para avaliar a demanda das perdas e identificar suas fontes, através do balanço de energia. Os métodos baseados em rede geralmente são mais precisos contudo, são mais de serem implementados, visto que podem necessitar de **sensores dedicados á detectar as atividades fraudulentas**. Dentre os diferentes métodos baseados em rede, destacam-se: a abordagem de fluxo de carga, a abordagem de estimativa do estado e abordagem de rede de sensores (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018; SAEED et al., 2020)

**Por fim, os métodos híbridos:** utilizam combinação de técnicas e algoritmos dos métodos orientados para dados e baseados em redes, com intuito de detectar perdas com maior precisão (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018; SAEED et al., (2020).

Segundo SOUZA SAVIAN et al. (2022), esses métodos são os economicamente mais viáveis para a realidade em países em desenvolvimentos, pois permitem serem empregados em diferentes áreas de concessão.

A comparação entre os métodos e algoritmos de detecção de perdas não técnicas é complexa devido à falta de conjuntos de dados e cenários de teste. Via de regras, diferentes conjuntos de consumidores, diferentes topologias de rede e diferentes tipos de fraudes são estudados, enquanto faltam métricas de desempenho comumente aplicadas. Ainda assim é possível realizar uma comparação qualitativa baseada no desempenho, no curto, em recurso, no desequilíbrio de classe e no tempo de respostas de cada um dos métodos (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018).

Da maneira geral, métodos orientados à rede apresentam melhores desempenho do que os métodos orientados a dados e híbridos, principalmente devido à utilização de um modelo físico subjacente, ou seja, o sistema de energia. Os métodos orientados a dados utilizam modelos que se ajustam aos dados existentes da maneira estática. Assim, tornam-se sensíveis a conjuntos de treinamento e propensos a falsos positivos. Os métodos híbridos apresentam um desempenho mediano a depender do uso do modelo subjacente. Contudo, incluir uma condição de balanço de energia a um método orientado a dados pode melhorar substancialmente no seu desempenho. Para o tempo de resposta, os métodos orientados à rede mostram-se mais rápidos do que a maioria dos métodos híbridos e orientados a dados. Como não necessitam de muitos dados, tornam-se mais ágeis nas decisões. Além disso, os dispositivos fornecem dados de altas resoluções e, em alguns casos, até em tempo real, o que acelera o processo. Por outro lado, os métodos orientados a dados podem com perfis de consumidores mensais ou anuais, e assim, causam atrasos no processo de tomada de decisão. Para os métodos híbridos, o tempo de resposta é definido pela componente orientada a dados.

Para os recurso, os métodos orientados a dados exigem inerentemente grandes volumes de dados. Em parte, isso também serve para métodos híbridos. Os métodos orientados à rede não requerem grandes volumes de dados, mas sim dados de alta resolução a altas qualidade. Dessa

## REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

maneira, tanto os métodos, quanto os orientes à rede, precisam de uma grande variedade de dados, mas não necessariamente de grande volume, enquanto os métodos orientados a dados consomem grandes conjuntos de dados em uma pequena variedade. Finalmente, os custos estão relacionados com as despesas com aquisição, a instalação e a manutenção de qualquer equipamento de software e hardware dos sistemas. Os métodos detecção orientados à rede geralmente custam mais para serem implementados, pois exigem medidores observadores. Ademais, os componentes de software são mais complexos, o que aumenta os custos de desenvolvimento, operação e treinamento, em compensação, os métodos orientados a dados usam quase exclusivamente os dados já encontrados na medição inteligentes. Dessa forma, o sistema pode ser facilmente construído a partir da infraestrutura existente com mínimos custos de desenvolvimento. Já os custos dos métodos híbridos variam entre os dois métodos de acordo com componentes orientados à rede.

O gráfico abaixo ilustra as informações de perdas fornecidas pela EDM no período 2021-2022.

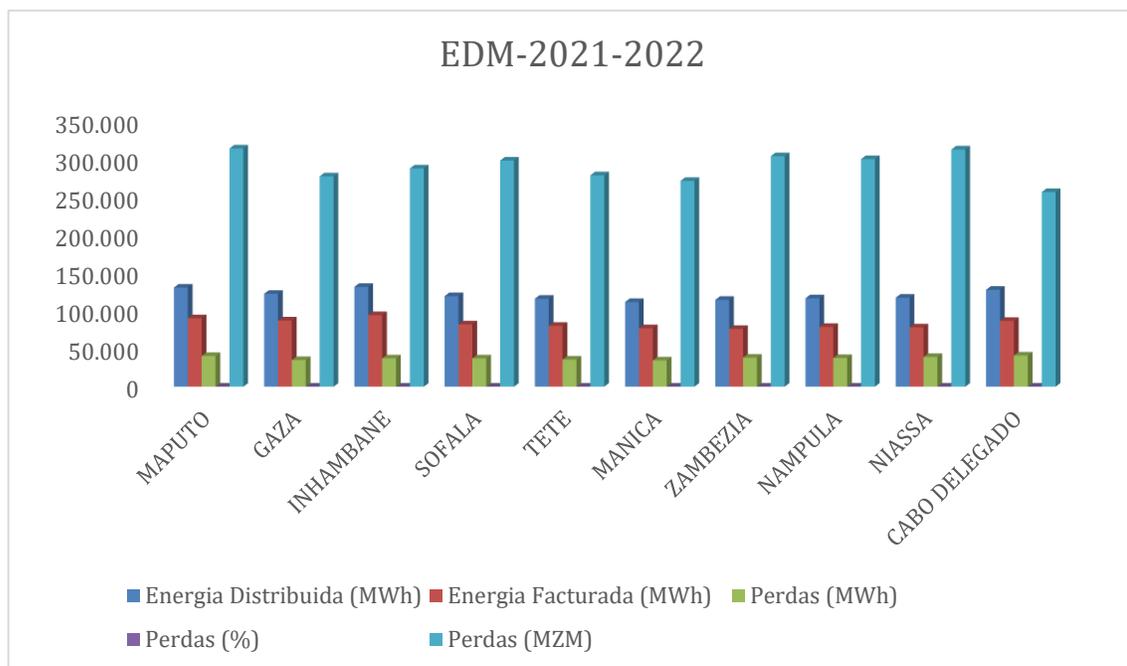


Figura 11 Gráfico de barras de carga de perdas do ano 2021-2022(Fonte:EDM)

<b>Comparação</b>	<b>Métodos orientados em Dados</b>	<b>Métodos orientados em Redes</b>	<b>Abordagem Híbridas</b>
Desempenho	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Os modelos podem ser facilmente treinados,</li> <li>▪ Produzem um grande número de falsos positivos se houver mudança no uso de energia</li> </ul>	Apresenta melhor desempenho	Executa adequadamente dependendo da utilização do modelo
Tempo de resposta	Precisa de dados de consumo mensais, sazonais ou anuais, o que aumenta o tempo de resposta.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tempo de resposta mais rápido,</li> <li>▪ Não necessita uma grande quantidades de dados</li> </ul>	Enfrenta problemas semelhantes aos métodos orientados em dados
Recursos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Precisa de uma grande quantidade de dados,</li> <li>▪ Precisa de dados rotuladas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Não precisas de dados de volume significativo,</li> <li>▪ Precisa de dados de alta qualidade e alta resolução</li> </ul>	Precisam de grandes volumes e uma grande variedade de dados.
Custos	Não requer custos adicionais para aquisição, instalação e manutenção do sistema existente.	Requer um elevado custo	Oscila entre ambos de acordo com a necessidade de dispositivos específicos dos métodos baseados em rede.

### 3.4. Propostas De Soluções Possíveis Para a Redução De Perdas e Furto De Energia Eléctrica Para Média e Baixa Tensão

- **Remoção obrigatória de todos aos contadores integrados no interior das residências ou consumidores de baixa tensão:** este ponto consiste em remover todos os contadores integrados no interior das residências ou estabelecimentos comerciais, de modo a garantir que o cliente não possa ter mínimas chances de fazer um chante na baixada ou na caixa de coluna por onde passa as duas correntes (N e F) antes do contador pois é nessa pequena distância onde passa a corrente que saio do poste público até ao cliente sem o medidor, e é vantajoso pois o cliente só terá acesso a energia paga;
- **Alocação de novos contadores Splitte nos postos públicos para distribuição individual com controle remoto:** este segmento consiste em distanciar o contador do cliente, como também dificultar a manobra de furto ou ligações clandestinas, uma vez instalado o contador no poste público a uma dada altura que o cliente não consiga alcançar os pontos (N, F) antes do medidor, e é vantajoso por que o cliente só terá acesso ao comunicador do seu contador que só lhe permitirá ter o controle da compra de energia, controlar a tensão etc;
- **Não se permitir que passe a baixada para mine poste do cliente sem o medidor de energia:** este segmento consiste em a concessionária não admitir que o cliente tenha acesso a passagem da baixa no poste-leti do cliente sem que o cliente tenha regularizado o contrato para a sua ligação de forma legal;
- ❖ **Alocação de capacitores, e controladores de tensão:** é através desse segmento que facilita o controle de clientes de Média tensão, realmente é um investimento bastante caro para se puder importar esse equipamento, sendo que a empresa visa obter lucros é imperioso que os clientes de todos os níveis sejam controlados e monitorados sequencialmente;
- ❖ **Controle sistemático mensal de cada cadastro, sobre níveis de compra de credelec, e visitas periódicas sem o pré-aviso ao cliente:** ao se aplicar esse ponto, na mediada que o departamento de Proteção de Receitas e Perdas de Energia Eléctrica fizer um controle sistemático com seriedade, é possível sim obter dados sobre níveis de compras de energias que o cliente faz durante um determinado período, e possivelmente delegar uma determinada equipe técnica para fazer uma análise e o levantamento de cargas que

o cliente possui, através desses dados é sim possível identificar clientes causadores de perdas não-técnicas;

- ❖ **Controle de instalações eléctricas em todos os compartimentos possíveis no período da inspeção:** Toda inspeção deve sim ser feita com rigosidade, tecnicamente no que se diz respeito a utilização de energia é bastante simples que um técnico ou formado na área de instalação civil crie um canal clandestino o mais invisível possível para poder usar a energia eléctrica de forma livre e a custo zero, é nesse contexto que a empresa distribuidora deve sim formar o seu quadro técnico para essa inspeção do género;
- ❖ **Elaborar políticas especificamente para garantir que os técnicos da inspeção não caiam na corrupção:** é realmente sim possível reduzir a corrupção nessa fase, todas as concessionárias precisam elaborar políticas incentivadoras e encorajar o seu quadro técnico a corrigir o roubo feito pelo cliente, é sabido que a corrupção em alguma parte de nacionais encarnou a nível 100% aos cidadãos, mas também o técnico da empresa precisa ter em mente que o seu salário provem e cresce através das compras de energia de todo cliente, sendo assim há necessidade de se desencorajar os técnicos a não admitirem serem corrompidos pelo cliente fraude-lente, exemplo (*bonificar o técnico inspecionador com 30% do seu salário e 15% do valor da multa calculada em cada fraude encontrada, se a mesma tiver um comprovativo justo*).

### 3.5. Proposta De Redes Com Medidores Inteligentes

Os atuais avanços tecnológicos dedicados a sistemas eléctricos de potências têm permitido que os sistemas de distribuição de energia eléctrica sejam beneficiados por investimentos em uma infraestrutura supervisionada que explora o uso de equipamento de medição e monitoramento, visando à melhoria da qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia eléctrica (SONNEWEND at. Al.,2014).

Entretendo a implementação de um sistema de medição inteligente não se limita apenas à instalação de medidores electrónicos nas residências ou estabelecimentos dos consumidores das concessionárias de energia eléctrica. O envolvimento nesse sistema ocorre desde a geração até o consumidor final, procedimentos como controlar as perdas, planejar e operar a rede estão ligados de maneira direta através dessa tecnologia (FROTA, 2012).

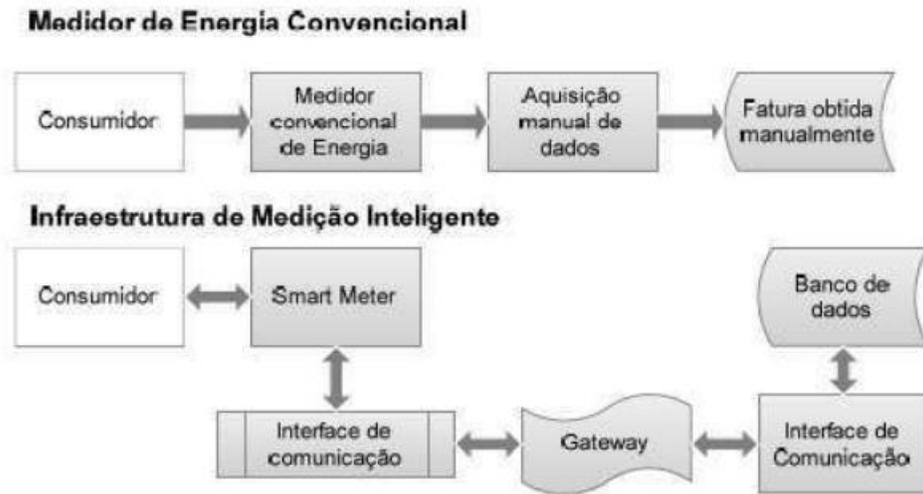


Figura 12 Estrutura do medidor convencional em comparação a de medição avançada

É necessário atrelar a esta plataforma de comunicação que assegure uma via dupla de comunicação confiável entre as UC (Unidades Consumidoras) e os CCM, CCP (Centros de Controle de Medição ou Centrais de Controle de Perdas). As concessionárias são as responsáveis por contactar todos os elementos dessa rede de comunicação. As concessionárias contam com Sistemas de Gerenciamento de Dados de Medidores (MDMS- Meter Data Management Systems) (GUIMARÃES et. Al, 2013). Esses sistemas se comunicam com medidores inteligentes (Gateway) e provedores de serviços que surgem com o novo modelo de negócio de redes eléctrica inteligentes. Na figura 11 podem-se observar as diferentes estruturas entre a dinâmica da medição convencional em relação a infraestrutura da medição inteligente.

Os **gateways** de consumidores são responsáveis pela comunicação com utensílios inteligentes dentro das instalações desses comunicadores, conectados a rede de média tensão ou longa distância com uma rede local. Esses gateways podem se comunicar através de redes domiciliares com eletrodomésticos inteligentes, ligando os ou desligando-os, e assim controlar a carga, levar em conta a tarifação em função do horário de consumo, a geração de energia pelo consumidor ou ainda permitir que consumidores acompanhem o consumo através da internet, por exemplo. O gateway pode inclusive ser integrado ao medidor inteligente ( GUIMARÃES et. Al, 2013).

Na proporção em que as concessionárias trocam os medidores eletromecânicos por outros electrónicos, uma enorme qualidade de dados irá ser alocadas nos centros de controle das empresas, proporcionando um melhor panejamento e controle de toda a rede. Com essa troca o consumidor também terá melhores condições de realizar o gerenciamento da sua energia com auxílio de aplicativo que estão em desenvolvimento e irão ajudar no acesso aos dados.

Entre tanto é bastante importante ressaltar que esse segmento não se limita apenas a mera automação das redes de eletricidade. Quando se é agregado à um sistema eléctrico, informações importantes relativas a qualidade de energia, localização de falhas, previsão de demanda e um melhor controle de perdas; os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica aumentam a confiabilidade e o gerenciamento dos ativos, além de mitigar impactos ambientais e reduzir custos operacionais (GELLINGS, 2009).

Nesse sentido, as redes inteligentes pressupõem a incorporação de um moderno sistema de telecomunicação às tradicionais redes de distribuição de energia eléctrica, de modo que sejam capazes de processar as informações recebidas e tomar decisões de forma automática ou auxiliar o operador na tomada de decisões.

Em Moçambique, a companhia eléctrica de transporte e distribuição de energia eléctrica, para melhor deter as perdas necessita de construção de infraestruturas para centrais de controle de perdas de energia eléctrica, para introdução da tecnologia da modernização digital, novos software de aplicação e capacidade de processamentos de dados, implantadas em todo território nacional por onde passa a rede de distribuição de energia eléctrica.

Para que esse processo ocorra da maneira eficaz, algumas definições devem ser observadas com confiabilidade, (eficiência, segurança, questões ambientais e competitividade), MME, 2010. De acordo com FRONTA (2012) as tecnologias envolvidas no processo de redes inteligentes

também podem ser separadas em quatro grupos: medições electrónicas, comunicação, sensoriamento/automação e computação como ilustra a figura a baixo.

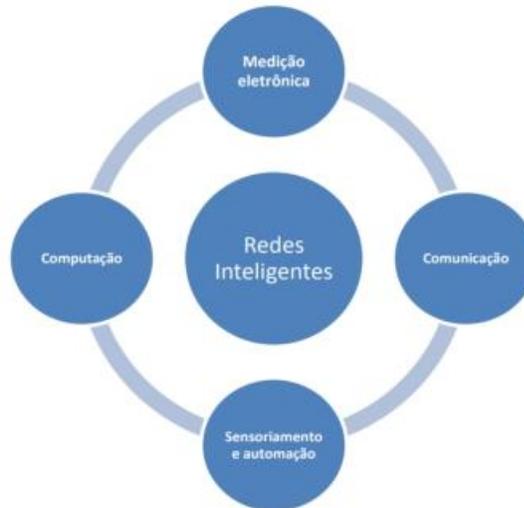


Figura 13 Tecnologia de redes com medidores inteligentes

Uma das principais funções dos medidores inteligentes perante a resoluções de erro das perdas não-técnicas é a sua comunicação com outros equipamentos instalados na rede ou nas unidades dos consumidores finais, ou seja, o sistema de comunicação é uma ferramenta fundamental na infraestrutura de rede de inteligência, já que a sua implementação irá gerar uma enorme quantidade de dados que serão posteriormente analisados e controlados pela equipe técnica e o bloco administrativo de operações (LAVERTY 2010).

A implantação dos medidores inteligentes produzirá uma convergência acentuada entre a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia, e infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados. Esta ultima funcionara como uma Internet das coisas, interligados aos chamados IED (inteligente Eletronic Device) e trocando informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede eléctrica. Essa convergência de tecnologia exigirá o desenvolvimento de novos métodos de controle, automação e otimização da operação do sistema eléctrico (FALCÃO, 2010).

De acordo com VIERA (2011) algumas definições são importantes para um melhor esclarecimento da medição inteligente:

- ❖ ARM (Automated Meter Reading) – é o sistema electrónico ou eletromecânico, que efetua a leitura automática de dados da unidade consumidora;

- ❖ AMI (Advanced Metering Infrastructure) – é o sistema com capacidade de realizar medições, leituras (programada ou não) e validar os dados de uso de energia. Esse sistema utiliza diferentes meios de comunicação entre os medidores inteligentes de energia eléctrica;
- ❖ AMM (Advanced Meter Management) – é uma plataforma técnica de gestão para os medidores inteligentes que apresentam como funções básicas o: gerenciamento de grupo que possibilita o controle de grupos de dispositivos e gerenciamento de plataformas de comunicação como medidas de assegurar a comunicação dupla entre os medidores e concessionárias;
- ❖ MDM (Meter Data Management) – é responsável pelo processamento e gerenciamento dos dados produzidos pelos medidores que devem ter um crescimento exponencial com exigência de intervalos entre as leituras mais curtas.

Por isso, a definição dos requisitos de comunicação constitui variável crítica para as concessionárias de energia eléctrica. O desafio que se impõe às tecnologias de comunicação refere-se à sua capacidade de operar com grande volume de dados de forma confiável, segura e a um baixo custo (GUNGOR et al., 2010). Atualmente existe um portfólio de tecnologia disponível no mercado com objetivo de propiciar essa comunicação. Entre elas o Power Line Communication (PLC), Zigbee, redes Mesh, radiofrequência e redes celulares do tipo General Packet Radio Service (GPRS) (MATEUS et al., 2013, KHALIFA et al., 2011).

Nesses tópicos serão abordados os principais protocolos de comunicação dos medidores electrónicos estabelecidos, através de uma rede de Sensores Sem Fios (RSSF), destacando-se as suas características, vantagens e desvantagens.

O sistema de transmissão de dados Wi-Fi é uma norma internacional que define características de uma rede local sem fio, compatível com dispositivos que utilizam padrão 802.11. A norma IEEE 802.11 (Wireless Local Area Networks (WLAN)) é um padrão antigo e tem como vantagem permitir taxas de dezenas de Mbits/s. É composta por 20 padrões diferentes, que definem otimização, largura de banda e especificação de componentes. Os mais populares são: 802.11b, 802.11g, 802.11n (NETTO et al., 2013)

O padrão de comunicação ZigBee segue a norma IEEE 802.15.4, homologado em maio de 2003, que foi desenvolvido para redes de comunicação que precisassem de uma baixa taxa de transmissão de dados e uma alta robustez. É a tecnologia ideal para o monitoramento de energia, automação

residencial e leitura automática de medidores. Prova disso é que o Zigbee Smart Energy Profile (SEP) foi utilizado como o padrão de comunicação mais adequada para o domínio de rede de um Smart Grid residencial pelo U.S. National Institute for Standards and Technology (NIST) (CECATTI, 2011).

### **3.6. Proposta De Instalações De Contadores Inteligentes Em Redes De Distribuição Para A Redução De Perdas**

A Instalação de contadores inteligentes com uma base de controle sistemático através de softwares de aplicação é recomendado como uma solução viável e segura, por outro lado trata-se de contadores ou medidores de energia com funções auxiliares em sistemas electrónicos com uma precisão inalterável.

A estimativa do custo de energia é o principal motivo de confusão nas faturas de consumo, no entanto para se evitar constrangimento entre a empresa de distribuição de energia eléctrica e o consumidor cliente, pode-se tomar a alternativa de montagem de contadores inteligentes, automaticamente gerenciados por (Departamento de Controle de Perdas).

Estes tipo de contadores trazem diversas vantagens em operações e manobras, como: Permitem alterar remotamente a potência contratada e sinalizar mais rapidamente as avarias eléctricas; garantem mais precisão na leitura dos KWh de energia consumidos e também podem fazer as leituras automáticas; evitam fraudes com os consumos; tem o poder de registar tentativas de violação do contador; tem o poder de registar ausência de consumos; facilitam os alertas para as equipas técnicas, garantem que as regras do mercado de energia estejam a ser seguidas por todos os consumidores

O principal objectivo dos contadores inteligentes é acabar com as estimativas e acertos de consumos, mas eles também são uma parte essencial da implementação das redes inteligentes de energia, já que tem outros benefícios.

#### **Leituras Diárias, Automáticas e Remotas**

Esse segmento consiste em fazer o controle remoto de todos os contadores, com a ligação remota (para todos os clientes, mesmo sem internet), os contadores inteligentes conseguem enviar dados para o operador de rede em controle sistemático, com intervalos de tempo de 15 minutos.

## *REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA*

Este procedimento é designado como telecontagem, por isso, os contadores inteligentes garantem dados muito mais precisos nas leituras dos consumos de energia, apenas com dados reais.

Quanto a avarias: os consumos são enviados automaticamente, mas também é muito mais simples ao operador da rede detectar anomalias ou falhas no fornecimento, e assim, torna fácil a resolução de avarias eléctricas.

Quanto a configurações Remotas: os contadores inteligentes evitam visitas técnicas a residências do clientes, é possível mudar o ciclo horário (bi-horario) e também a potência contratada remotamente.

Quanto a Corte e Ligações automáticas: os contadores inteligentes estão preparados para fazer o corte automático de energia em casos de anomalias. esta é uma péssima informação mas, por outro lado, também automaticamente fazem a ligação imediata depôs do pagamento em falta, por isso evita o custo de deslocação dos técnicos.

### 3.7. Estrutura pra um melhor control de perdas em clientes de baixa tensão.

Essa estrutura visa criar uma organização de resolução a nível de controle de pedras de energia eléctrica, é sim possível montar um sistema de auto controle de perdas não-técnicas, isso implicará o uso de sistemas de aplicações e equipamentos com controle remoto através de centrais de controlo regional, uma vez que o sistema atual não demonstra bons resultado, a melhor alternativa pode-se optar em investimento de alto custo para melhores rendimentos.

O controle sistemático têm maior precisão em fazer a leitura do comportamento dos medidores de energia os contadores inteligentes, uma vez que as anomalias são detectadas sistematicamente.



Figura 14 Estrutura para o melhor controlo de perdas em clientes de baixa tensão (Fonte: Autor)

### **3.8. Construção de Centrais de Controle de Perdas Não-Técnicas**

Essa gestão merece uma especial atenção por parte das concessionárias de distribuição, o conhecimento do comportamento dos seus medidores de energia instalados principalmente na rede de baixa tensão, é de fundamental importância. Pois, permite a identificação de problemas que possam incorrer em perdas comerciais, devido a falhas ou má aferição dos medidores, e deve resultar em ações corretivas ou preventivas no sentido de verificar a conformidade dos medidores com as normas de metrologia.

Na implementação desse tipo de projeto deve-se ter em conta que, haverá um controle árduo da parte do operário ou técnico do mesmo sistema da recepção de dados de cada medidor individual do cliente, e também, deve-se disponibilizar ao pessoal do piquete para que, em caso de reparação física o cliente possa ter um atendimento expresso e eficiente da parte técnica da empresa distribuidora.

É importante que o departamento comercial crie uma estratégia eficiente para controlar as perdas não-técnica à “automática”, mais também é importante que o cliente tenha um fornecimento com qualidade, de energia e atendimento expresso antecipada da parte técnica das manutenções elétricas da parte da concessionária.

Para a realidade do nosso país o Moçambique, a escolha da opção monitoria electrónica através de sistemas eléctricos com uma rede comunicadora para a detecção das perdas não-técnicas, torna-se a mais viável e lucrativa pois evita corrupção da parte dos trabalhadores como também da parte dos clientes em caso de se comprovar as fraudes ou furtos feitos pela unidade consumidora, uma vez que não necessitam do corpo técnico físico para a sua fiscalização, para melhor se detectar as perdas na região Sul, Centro e Norte em Moçambique, é necessário que a concessionária faça uma divisão, de centrais de controle de perdas, em todo o país a nível de, (distritos, bairros, zonas, número de quarteirões, mapeamento das linhas etc) para que haja uma eficiência nas suas detecções, rastreamentos e resoluções técnicas imediatas.

## **CAPÍTULO IV – IMPACTO E CONSEQUÊNCIAS DAS PERDAS DE ENERGIA**

### **4. IMPACTO E CONSEQUÊNCIAS DAS PERDAS DE ENERGIA**

#### **4.1. Impacto Das Perdas De Energia Nas Companhias Eléctricas de Distribuição**

As perdas de energia eléctricas nas companhias de distribuição tem sim realmente um impacto negativo, no sector de comercialização e no investimento futuro para o desenvolvimento da expansão da energia para os locais ainda em curso para extensão da rede eléctrica para os países em desenvolvimento. As perdas não-técnicas causam inúmeros prejuízos ao sector energético, com consequências que se espalham por diferentes esferas da sociedade, ao abranger governos, empresas e consumidores. Entre os principais danos encontrados, destacam-se a redução na arrecadação de tributos e impostos, a diminuição na qualidade do fornecimento de energia distribuída e o aumento nas tarifas de energia eléctrica.

#### **4.2. Consequências Para os Países**

As perdas não técnicas de geração são um relevante problema aos sistemas eléctricos e, dado o crescimento e importância do uso eficiente da eletricidade, as nações têm concentrado esforços na busca de soluções que reduzam os níveis dessas perdas.

Para que países possam agir no sentido de diminuir as perdas não-técnicas, é necessário, primeiramente, compreender quais as consequências dessas perdas para a sociedade. Por isso, torna-se importante um robusto conhecimento sobre fatores causadores associados as perdas (PRASAD; SAMIKANNU et al., 2017) Na literatura, diversos estudos buscam identificar esse fatores , porém já é consenso que problemas governamentais e socioeconomicos são os que mais influenciam na questão (DEPURE; WANG; DEVABHAKTUNI, 2011; VIEGAS et al., 2017). No que se refere à (governança e à corrupção), *estudos mostraram correlações positivas significativas, entre a ineficiência governamental e as perdas de energia eléctrica* (Smith, 2004; TASDOVEN; FIEDLER; GARAYEV, 2012; JAMIL; AHMAD, 2019). SMITH (2004) *relacionou a instabilidade política e a responsabilidade do governo com as perdas de energia e concluiu que, “quando pior for a governação maiores serão as perdas”*. Além de isso, segundo TASDOVEN, FIEDLER E GARAYEV (2012), *muitas empresas estatais fornecedoras de energia eléctrica são monopólios burocráticos ineficientes, o que pode favorecer a corrupção e, conseqüentemente, o furto de energia*. Por fim, JAMIL E AHMAD (2019) analisaram a corrupção com ênfase na participação de funcionários corruptos nos esquemas de fraude. Sob a ótica dos autores, os

consumidores e funcionários corrompem-se para reduzir o custo da tarifa de energia e para gerar renda extra, respectivamente, o que resulta em prejuízo a concessionária.

Para os tributos socioeconômicos, DEPURU, WANG e DEVABHAKTUNI (2011) afirmaram que esses são os que mais influenciam as perdas não-técnicas.

A respeito disso, é possível observar uma consonância nos estudos sobre o tema, quanto a incidência das perdas nos países desenvolvidos e em desenvolvimento. Contudo, sabe-se que ambientes frágeis, associados a economias em transição, são impactados de forma mais acentuada (VIEGAS et al., 2017). Portanto, países em desenvolvimento devem concentrar esforços para mitigação do problema (CARR; THOMSON, 2022; RAZAVI; FLEURY, 2019).

A partir das informações coletadas, nota-se que a perda financeira é consequência mais recorrente entre os países e o motivo mais apontado para esse prejuízo é a redução das receitas das concessionárias (CARR, THOMSON, 2022).

GHASEMI e GITIZADEH (2018) acrescentam que as perdas não-técnicas influenciam indiretamente outros fatores, inflação, o desemprego e o endividamento das empresas de energia, ou seja, possuem relevante impacto sobre o estado econômico do país.

Atualmente, observa-se um movimento em torno da mudança da matriz energética mundial para fontes renováveis, com intuito da preservação dos recursos naturais. Todavia, é evidente que outros caminhos também devem ser seguidos para alcançar tal resultado como, por exemplo, o aumento da eficiência energética das nações. Diante do exposto, é importante haver intervenção governamental junto ao problema das perdas não técnicas de energia.

Nesse sentido, a literatura traz algumas ações que se mostram úteis para redução dessas perdas pelos países, tais como a rígida aplicação da lei para criminosos. No que se refere a isso, Smith (2004) já demonstrou que países com aplicação da lei estão mais propensos a serem acometidos pelas perdas de energia. Ademais, BROSEÑO e ROJAS (2020) afirmaram que é necessário que o governo sinalize para a população que *o furto de energia é um crime que traz prejuízos para todos, além de deixarmos claro que podem punir durante os envolvidos*. CARR e THOMSON (2022) corroboraram que o fortalecimento da lei antifurto é uma medida eficaz de combate as perdas não-técnicas.

### 4.3. Consequências Para As Concessionarias

Além dos países, as concessionarias de distribuição de energia também são prejudicadas pelas perdas não-técnicas, o que representa uma grande perda financeira para essas empresas (CARR; THOMSON, 2022; MESSINIS; HATZI-ARGYRIOY, 2018). A partir dos estudos reunidos, consta-se que esses prejuízos ocorrem, principalmente, devido ao aumento dos custos associados (VIEGAS et al.,2017) e pela diminuição da receita total da empresa (DEPURU; WANG; DEVABHAK-TUNI,2011; JAMIL; AHMAD, 2019).

Quanto aos custos despendidos pela empresa por conta das perdas não-técnicas, destaca-se a necessidade da contratação e treinamento de equipes específicas para inspeções em campo (GLAUNER et al.,2018) e investimento em infraestrutura específica para a rede eléctrica e em tecnologias de medição de energia (GHASEMI; GITAZADEH, 2018), já a diminuição da receita se dá, basicamente, pelo não pagamento das faturas de energia (CARR; THOMSON, 2022). Logo, as perdas não-técnicas são grande empecilhos para as finanças das concessionarias que, diante do problema, são obrigadas a repassar aos consumidores regulares, através de incrementos na tarifa de energia, o prejuízo sofrido.

Além das perdas financeiras, as perdas não-técnicas são complicadores no fornecimento regular de energia pelas distribuidoras, dado o desequilíbrio entre a energia disponibilizada pela empresa e a demanda pelos consumidores. Segundo RAZAVI e FLEURY (2019), as concessionarias enfrentam dificuldades na estimativa da carga, o que por si próprio, pode resultar na sobrecarga das unidades geradoras do sistema como um todo, visto que a infraestrutura pode não estar apta a suportar esse excedente na demanda. Como resultado, para atender essa energia extra, as distribuidoras se veem obrigadas a comprarem mais energia no mercado, além de investirem em dispendiosas estratégias de combate as perdas não-técnicas, o que provoca prejuízo à gestão da empresa (PRASAD; SAMIKANNU et al.,2017).

Em relação a isso, as altas taxas de perdas não-técnicas demandam as empresas do sector realizem caros investimentos, onde a maioria é feita de forma prematura ou em vão. Em outras palavras, as empresas são obrigadas a investir de forma ineficiente para cobrir os custos dessas perdas. Dessa forma, esses fatores deterioram os sistemas eléctricos de potência e inviabilizam a prestação de serviços (MESSINIS; HATZIARHYRIOU, 2018).

Essa precarização dos sistemas pode ser observada, sobretudo, pela diminuição da qualidade de energia fornecida aos consumidores. As causas desse problema podem ter origens na

sobrecarga de energia, pelo excesso de demanda (LEWIS, 2015), no desconhecimento de informação precisas sobre o fluxo de demanda (DEPURE; WANG; DEVABHAKTUNI, 2011) ou por interrupções no fornecimento (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018; PRASAD; SAMIKANNU et al., 2017). Invariavelmente, em quaisquer destes contextos, a eficiência da distribuidora é prejudicada, uma vez que a confiabilidade da empresa é reduzida e as metas regulatórias são inalcançadas (GLAUNER et al., 2018).

Além disso, CARR e THOMSON (2022) afirmam que a baixa qualidade no fornecimento de energia faz com que os consumidores não acreditam que o dinheiro investido seja proporcional aos serviços entregue; desta forma, muitos recorrem ao furto. Esse ciclo, no qual as altas tarifas de energia eléctricas e a baixa qualidade no fornecimento elevam os índices de perdas não-técnicas que, por sua vez, geram incrementos tarifários e realimentam o ciclo, esta amplamente difundida entre os estudos sobre o tema (ASSIS CABRAL; LORDELO; FREITAS CABRAL, 2019; CARR; THOMSON, 2022; SOUZA SAVIAN et al., 2022; TASDOVEN; FIEDLER; GARAYEV, 2012). Diante disso, cabe às concessionárias encontrarem maneiras de romperem esse ciclo, através de investimentos em soluções que diminuam as perdas e proporcionem, por conseguinte, a modicidade tarifaria e a elevação da qualidade do fornecimento de energia eléctrica.

A implementação de soluções que inviabilizam o acesso dos consumidores aos medidores ou à rede mostram-se eficazes, principalmente em localidades que não apresentam o adequado planejamento urbano e possuam grande incidência de furto de energia. Nesse sentido, AGÜRO (2012) propõe à vedação física dos medidores e transformadores, com auxílio de anéis de bloqueio, e a colocação de selos que evidenciam quando medidores forem adulterados. Ademais, sugere a substituição de fios convencionais por condutores antifraude, caso em que o condutor fase é protegido pelo condutor neutro, quem tem um padrão concêntrico em torno do isolamento. Esse tipo de ferramenta é usualmente utilizado em cargas monofásicas. Já CARR e THOMSON (2022) defendem mudanças na estrutura da rede, como a alteração do ponto de medição para o topo do poste, inacessível aos consumidores. SOUZA SAVIAN et al. (2022) corroboram com a eficácia das medidas que inibem o acesso pelos consumidores, mas fazem a reserva do alto custo de implementação que pode impactar na tarifa de energia eléctrica.

Outra eficiente ferramenta apontada por AGÜERO (2012) é a macro –medição, a estratégia da macro-medição, ou medição totalizada, consiste na instalação de medidores globais para monitoramento, principalmente no lado de baixa tensão dos transformadores. Desta forma possibilita-se o balanço energético ou seja a comparação entre a energia fornecida aos consumidores e a faturada pela concessionária, a fim de se encontrar o foco de perdas não-técnicas. GLAUNER et al. (2018) corroboram com a eficácia da solução para a delimitação de consumidores fraudadores.

Com resultados ainda mais satisfatório, a implementação da infraestrutura avançada de medição é mais completa e inovadora no enfrentamento às perdas. A (IMA) possibilita uma sofisticada rede de entre os medidores inteligente e as distribuidoras dos serviços. Assim, cria-se uma comunicação automatizada e bidirecional entre os consumidores e os fornecedores. Os medidores inteligentes diferenciam-se dos tradicionais ao enviarem informações de atividades para os fornecedores para fins de monitoramento e tarifação de serviços ( VIEGAS et al., 2017). Dessa maneira, possibilitam a implementação de diversos recursos que auxiliam na mitigação das perdas. Dentre as ferramentas de enfrentamento às perdas utilizadas a partir da (IMA) citam-se a leitura remota, a desconexão em caso de não pagamento e os alarmes de abertura de caixa de medição, de desequilíbrio de fase e de corrente reversa (AGÜERO, 2012). Como consequência da IMA, soluções mais elaboradas, relacionadas á medição de energia, começaram a ser propostas, como é o caso dos medidores pré-pagos.

Esses medidores permitem aos consumidores adquirirem antecipadamente o equivalente monetário da quantidade de energia a ser consumida. Similarmente a telefonia móvel. AGÜRO (2012) argumenta em favores dos medidores pré-pagos, baseados na experiência internacional, de países como Reino Unido e África do Sul. CARR e THOMSON (2022) ratificam a eficácia desses medidores, principalmente quando combinados com estruturas invioláveis. No entanto, advertem que os consumidores mais vulneráveis podem sofrer impactos negativos, em razão de só poderem comprar pequenas quantidades de energia com antecedência.

Ainda, a partir dos dados fornecidos pelos medidores inteligentes e interligados ao IMA, elaborase o perfil de consumo de eletricidade dos usuários conectados à rede, o que possibilita a identificação otimizada de focos de furto e fraudes de energia na rede de distribuição (AGÜERO, 2012).

Em vista disso, constata-se que a redução das perdas através do investimento em tecnologia é limitada, uma vez que as distribuidoras são dependentes da situação social na qual sua

concessões estão localizadas. Isto posto, SOUZA e SAVIAN et al. (2022) afirmam que a segurança pública, a justiça e a equidade social têm uma parcela de responsabilidade no problema. Neste caso, cabe aos órgãos competentes proporcionar condições legais e regulatórias mínimas para o bom desempenho das distribuidoras.

As perdas não-técnicas de energias causam diversos problemas à gestão das concessionárias, seja pelo prejuízo financeiro, originário do aumento dos custos associados ou pela diminuição das receitas, seja pela diminuição da qualidade de energia fornecida, causada pelas ligações clandestinas. Desse modo, as empresas têm atuado em diferentes vertentes para a redução dos índices, como no aumento da tecnologia para o combate das perdas, além de investimentos em infraestruturas específicas, que possibilitam a prévia detecção das perdas. Ademais, sabe-se que investimentos tecnológicos não são suficientes, visto que fatores socioeconômicos influenciam o problema. Por isso, administrações e reguladores devem, continuamente aprimorar as condições legais e regulatórias impostas às concessionárias para possibilitar a atuação delas frente ao problema.

#### **4.4. Consequências Para a Sociedade**

Os consumidores também sofrem as consequências das perdas não-técnicas, de maneira que a maioria delas têm origem nos danos causados às concessionárias. Conforme as perdas provocam prejuízos às finanças das distribuidoras, medidas de contenção são aplicadas, onde a principal delas é o aumento das tarifas de energia.

Esse aumento das tarifas é uma prática comum por parte das concessionárias, além de ser muitas vezes necessárias, visto que a empresa se vê obrigada a amortizar os prejuízos causados pelas perdas de energia em consumidores (LEWIS, 2015; PRASAD; SAMIKANNU et al., 2017; RAZAVI; FLEURY, 2019). Entretanto, essa solução mostra-se ineficaz no longo prazo, tendo em vista que elevadas tarifas aumentam os índices dessas perdas (CARR; THOMSON, 2022). Em relação a isso, conta-se que os efeitos danosos de tal prática se disseminam entre os vários setores da sociedade, como assinalado por JAMIL e AHMAD (2019), que afirmam que esse acréscimo tarifário impacta, principalmente, a população menos abastada, a qual, por sua vez, recorre ao furto de energia. Além disso, as empresas também são prejudicadas pelas altas tarifas, ao registrar aumento do desemprego (BRISEÑO; ROJAS, 2020), a diminuição dos investimentos (LEWIS, 2015), além do endividamento (GHASEMI; GITIZADEH, 2018).

Como já mencionado, a qualidade no fornecimento de energia entregue pelas distribuidoras é afetada devido às perdas de energia. Assim, aumenta-se a instabilidade e o número de interrupções, principalmente em horários de pico (DEPURU; WANG; DEVABHAKTUNI, 2011). Quanto a isso, consumidores residências são prejudicados, pois a variação de tensão pode afetar o desempenho ou até danificar aparelhos elétricos (PRASAD; SAMIKANNU) et al ., 2017).

Além deles, os consumidores industriais e fabris podem ter suas rotinas alternadas devido à interrupção do fornecimento de energia eléctrica (GHASEMI; GITIZADEH , 2018). Ademais, podem ser afetados diretamente pelas perdas não-técnicas, visto que podem ser obrigados a investir em equipamentos para salvaguardar a sua própria infraestrutura e, indiretamente, pelos custos associados para reiniciar a produção, pelos custos de reparo e pelo desgaste de equipamento (GLAUNER et al ., 2018). Sobre o mesmo ponto de vista , LEWIS (2015) afirmam que as interrupções no fornecimento diminuem a produtividade das empresas, além de provocarem prejuízos a todos os sectores da economia.

Além dos prejuízos materiais, a segurança da comunidade em que as ligações irregulares estão inseridas, bem como das pessoas que realizam o furto e a fraude de energia, é colocada em risco. Devido às ligações clandestinas serem realizadas diretamente na rede de distribuição de energia e sem o equipamento intermediário que oferece proteção, risco de choque eléctrico e curto-circuito torna-se elevado, o que pode resultar em ferimento e até em morte (DEPURE; WANG; DEVABHAKTUNI, 2011; PRASAD; SAMIKANNU et al.,2017). Ademais, as ligações são realizadas de forma errónea, sem a devida segurança e com matérias inadequados, o que pode culminar em incêndio nas residências e nas áreas próximas (CARR; THOMSON, 2022; DEPURU; WANG; DEVABHAKTUI, 2011; TASDOVEN; FIEDLER; GARAYEV, 2012).

Portanto, conscientizar a sociedade dos efeitos prejudiciais do furto e da fraude de energia, principalmente causado pelo aumento das tarifas e pelo risco à integridade física dos consumidores, é parte essencial da solução. já os governos e as concessionarias, concerne elaborar estratégias que coloquem os consumidores irregulares no centro do problema, uma vez que essas são precursores das perdas não-técnicas. Dessa maneira, interrompe-se o ciclo vicioso das perdas e, gradativamente, criam-se as condições necessárias para reduzir o impacto das perdas não-técnicas para a população.

## 4.5. Estimativa de custos

Tabela 3 Estimativa de custos

Itens	Descrição	Preço (USD)	Quantidade	Valor total (USD)
1	Treinamento - Sistema AMI	21,000.00	3	63,000
2	Fornecimento e instalação de repetidores	1100.00	6	6,600
3	Fornecimento e instalação de Licença para incorporação de Medidores e DCUs	3.00	62.000	186.000
4	Fornecimento e instalação de medidores monofásicos GPRS de pré-pagamento inteligente	180.00	8000	1,440.000
5	Fornecimento e instalação de medidores inteligentes monofásico PLC	63.00	17000	1,071,000
6	Fornecer e instalar medidor PLC monofásico Smart Prepay	40.00	39000	1,560,000
7	Fornecimento e instalação de DCU (Data Concentrate Unit) com Totalizador	500	900	450,000
8	Fornecimento e instalação de Cabo VV 4x6mm <sup>2</sup> incluindo abraçadeiras (Câmara de Transferência de Maters para o exterior) e todos os acessórios	11.00	96,650	1,063,150
9	Fornecimento e instalação da caixa do medidor de proteção	30.00	26000	780,000

## REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

	01 Trifásico com respectivas cintas e pinças			
10	Fornecimento e instalação de caixa de proteção 04 Medidores monofásicos, com respectivas cintas e pinças	35.00	13000	455,000
	<b>TOTAL (USD)</b>			<b>7,260,750</b>

### **Aquisição e instalação de sistema para 75.000 mil clientes para a zona de Chamanculo**

Reduzir as perdas de energia no Município de Maputo entre 31% e 19%; correspondente à energia recuperada de 167.698MWh correspondente a 21 milhões de dólares por ano; “Fonte: Balanço Energético 2021”. Realização de proteção aprimorada de receitas de clientes; Aumentar a satisfação dos clientes, garantindo que; a integridade do faturamento é aprimorada Os consumos são cobrados de acordo com unidades medidas com precisão, a detecção/restauração imediata do fornecimento é feita além de aproveitar outros recursos interativos convenientes do sistema AMI para obter serviços com utilidade; Reduzir custos operacionais e melhorar a arrecadação de receitas através de desconexões e reconexões remotas, incluindo gestão remota de Clientes; Garantir que o balanço energético seja remotamente confiável através do Transformador de Distribuição; Vigilância e Análise da Qualidade de Energia (Fator de Potência); Monitoramento de Eventos de Alarme.

## **CAPÍTULO V –CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO**

### **5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO**

#### **5.1. CONCLUSÃO**

A implantação desse projeto vai constituir um maior rendimento pra a companhia eléctrica de distribuição, pois com uma nova dinâmica de monitorar os ramais de distribuição locais focais de onde decorram as perdas de energia, as não-técnicas, a dinâmica electrónica de observar no seu tempo real o comportamento de cada entidade consumidora, irá proporcionar uma eficiência operativa a rede de distribuição. No âmbito da sua operação em funcionamento, espera-se garantir que todos os consumidores interligados a rede paguem pelo consumo de energia que lhe é fornecida pela empresa distribuidora, como também garantir que o cliente tenha um atendimento técnico expresse da parte da entidade distribuidora, pois essa ação poderá garantir a redução de furtos e roubos de energias nas linhas de distribuição como também proporcionar o melhor desempenho entre a entidade distribuidora e a consumidora. Espera-se também poder-se reduzir o nível de corrupção existente entre funcionários da companhia eléctrica como também da entidade consumidora.

Há uma necessidade de se dinamizar a forma operacional técnica a atual, embora poça ter um custo diferente do investimento humano, mais o investimento tecnológico para problemas de engenharia como este, têm a probabilidade de gerar mais rendimentos, e tornar a assistência técnica mais eficiente e mais operativa.

#### **5.2. Recomendação**

De forma a salvaguardar a qualidade das instalações projetadas, de acordo com RSRDLAAT, dever-se mencionar que as instalações Eléctricas deverão ser objetos de verificação e ensaios, a verificação servirá para garantir a operacionalização e o correto funcionamento das instalações, antes da sua dada entrada em exploração produtiva. Recomenda-se o cumprimento de correto sistemas de segurança das instalações bem como da sociedade no geral, como também a maior conservação dos equipamentos electrónicos e à introdução de caixas invioláveis para encaixamento dos comunicadores.

## 6. BIBLIOGRAFIA

- [1]. AGÜERO, Julio Romero. Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction. *In: IEEE. PES T&D 2012. [S.l.: s.n.], 2012. P. 1–8.*
- [2]. BRISEÑO, Hugo; ROJAS, O. Factors associated with electricity theft in Mexico. EITE, D. R. V. **Medidores Eletrônicos: Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília. Brasília, DF. 2013.
- [3]. GLAUNER, Patrick; GLAESER, C; DAHRINGER, Niklas; VALTCHEV, Petko; STATE, Radu; DUARTE, Diogo. **Non-technical losses in the 21st century: Causes, economic effects, detection and perspectives**. [S.l.]: Interdisciplinary Centre for Security, Reliability e Trust, University of, 2018.
- [4]. IEEE Standard. Adoption of Smart Energy Profile 2.0 Application Protocol Standard. **IEEE Std 2030.5-2013**. p.1-348. 2013.
- [5]. IEEE Standard. Automatic Meter Reading Via Telephone - Network to Utility Controller. **IEEE Std 1390.3-1999**. p.1. 1999.
- [6]. INDECO. **Smart grid consumer engagement: lessons from North American utilities**. 2013.
- [7]. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - IEC **Lidando com o Desafio da Energia - O Papel da IEC**. Genebra, 2010.
- [8]. LAMIN, H. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília. Brasília, DF. 2013.
- [9]. LOPES, Y.; FRANCO, R. H. F.; MOLAMO, D. A.; SANTOS, M. A.; CALHAU, F. G.; BASTOS, C. A. M.; MARTINS, J. S. B.; FERNANDES, N. C. **Smart Grid e IEC 61850: Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico**. XXX Simpósio Brasileiro De Telecomunicações. Brasília, DF. 2015.
- [10]. TOLEDO, F. **Desvendando as redes elétricas inteligentes: Smart Grid Handbook**. Rio de Janeiro, RJ. 2012. The Smart grids Task Force – SGTF. Regulatory recommendations for data safety, data handling and data protection.

# ANEXOS

Anexo 1.1. Redes de distribuição do tipo baixada sobre baixada



Figura Anexo 1.1 Redes de distribuição do tipo baixada sobre baixada

**Anexo 2.2 Tipo de contador integrado no interior da residência**



Figura Anexo 2.2 Tipo de contador integrado no interior da residência

**Anexo 3.3 Rede de distribuição com excesso de ramais**



Figura Anexo 3.3 Rede de distribuição com excesso de ramais

**Anexo 4.4 Analisador de instalações de rede de distribuição de energia eléctrica**



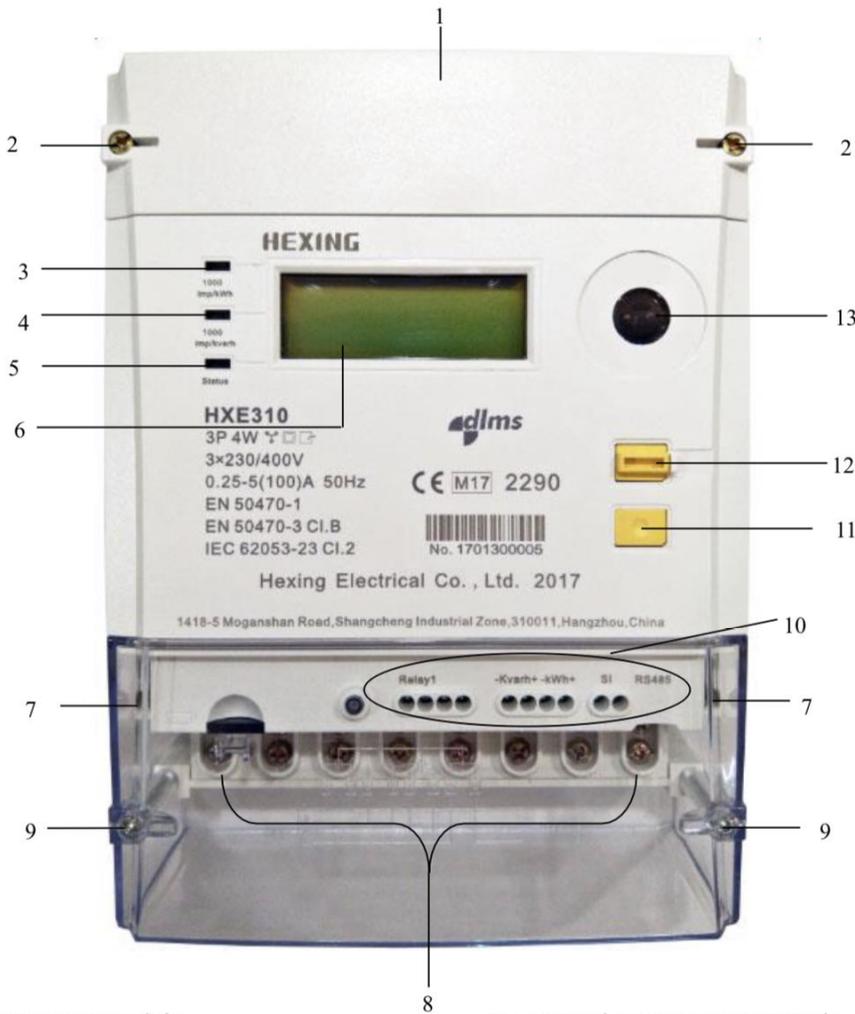
Figura Anexo 4.4 Analisador de instalações de rede de distribuição de energia eléctrica

Anexo 5.5 Tipo de contador Splitte usado nas redes de distribuição



Figura Anexo 5.5 Tipo de contador Splitte usado nas redes de distribuição

## Anexo 6.6 Contador inteligente



- 1. Communication module
- 2. Communication module seal
- 3. Active pulse LED
- 4. Reactive pulse LED
- 5. Alarm LED (optional)
- 6. LCD window
- 7. Metrology cover seals

- 8. Terminal cover Main terminals
- 9. Terminal cover seal
- 10. Auxiliary interface
- 11. Display button
- 12. Sealable button
- 13. Optical port

Figura Anexo 6.6 Contador inteligente

**Anexo 7.7 Instalação com furto de energia**



Figura Anexo7.7 instalação com furto de energia

Anexo 8.8 Mapa do Projecto para o Bairro de Chamanculo

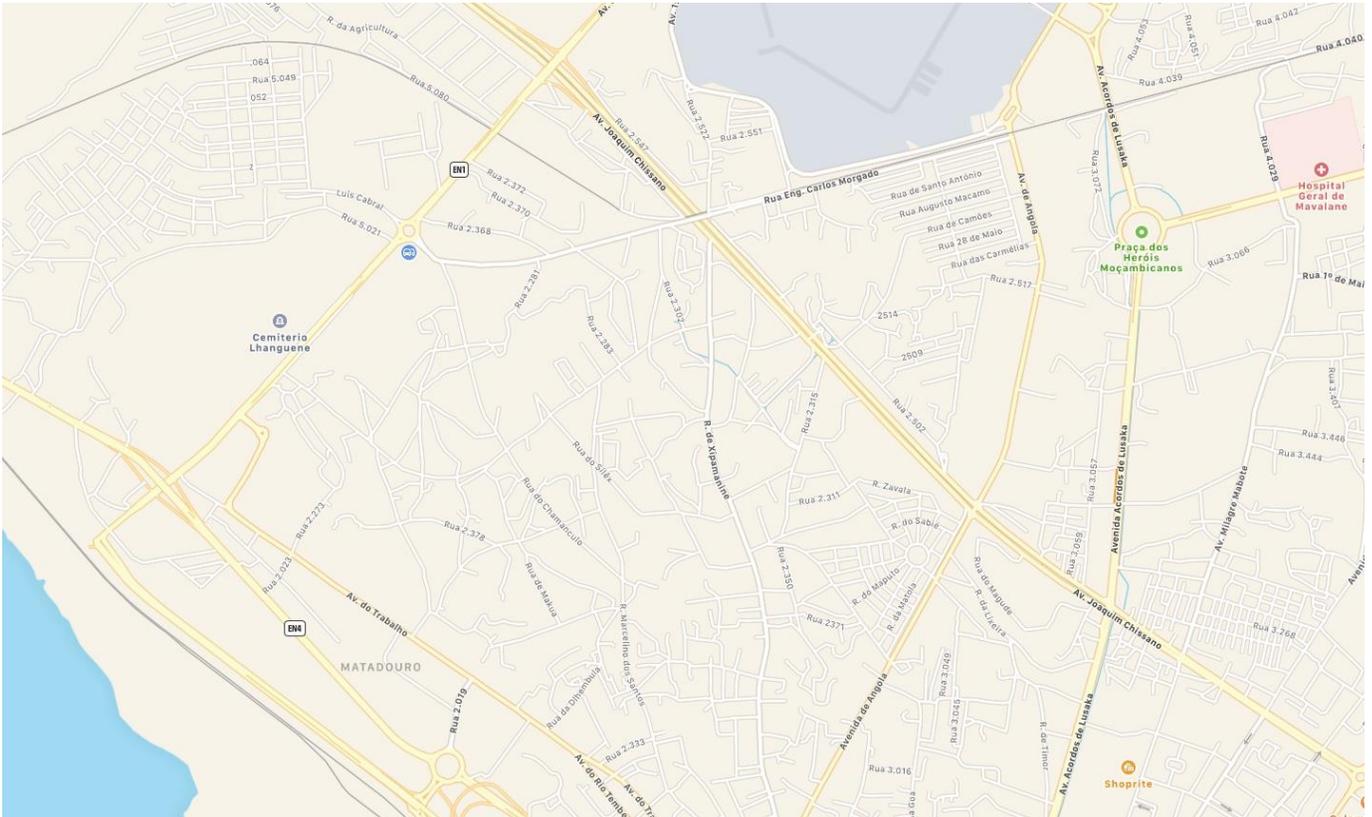


Figura Anexo 8.8 Mapa do projecto para o bairro de chamanculo

Anexo 9.9 Ilustração Cônica de uma cidade para o tipo de projeto

