

ESTRATÉGIA NACIONAL DE ELECTRIFICAÇÃO

Governo de Moçambique

À Ministra de Recursos Minerais e Energia

A Estratégia Nacional de Electrificação representa uma etapa importante do estudo "Desenvolvimento da Estratégia e Plano Nacional de Electrificação", pois visa fornecer os elementos necessários que permitirão a Moçambique alcançar o objectivo do acesso universal à electricidade até 2030.

A Estratégia baseia-se em três pilares centrais, em particular o institucional, financeiro e técnico - para determinar as actividades necessárias que irão apoiar a electrificação em Moçambique.

Institucionalmente, a Estratégia atribui papéis claros às instituições responsáveis pelo desenvolvimento da electrificação: MIREME, EDM e FUNAE. O MIREME deve liderar o processo de planeamento; a EDM como a principal empresa nacional de energia eléctrica, é a principal instituição responsável pela implementação dos projectos de electrificação, e será a líder na extensão do serviço de electricidade aos clientes na rede; o Fundo de Energia, FUNAE, será o líder na implementação de soluções energéticas nas zonas rurais remotas, com ênfase em tecnologias fora da rede, como sistemas solares domésticos e mini-redes. O Ministério de Economia e Finanças também terá um papel importante a desempenhar na alocação dos fundos para os projectos.

Financeiramente, a Estratégia separa os esforços de electrificação da provisão regular de serviços electricidade e propõe fluxos de fundos que envolvem a EDM, os seus clientes, o FUNAE, uma nova Conta de Electrificação, donativos e empréstimos das Instituições de Financiamento Internacionais (IFIs) e o Governo de Moçambique (GM). A ARENE, como sucessor do CNELEC, deve assumir a responsabilidade de ajuste de tarifas com o propósito de refletir os custos eficientes da prestação de serviços. O sucesso da implementação da estratégia exige que as operações da EDM sejam pagas a partir de tarifas cobradas aos consumidores enquanto que a construção de novas ligações é financiada de várias maneiras, fora da tarifa.

Tecnicamente, a Estratégia exige novos meios de trabalho destinados a construir um sistema confiável de forma económica. Novas abordagens para a criação de padrões técnicos, são combinadas com uso melhorado dos recursos humanos de forma a aumentar o seu proveito no desenho, construção e operação de infraestruturas necessárias para a electrificação.

Em geral, a Estratégia apresenta uma nova abordagem à electrificação com o potencial de enfrentar os desafios previsíveis na realização deste ambicioso, mas necessário programa para a electrificação de Moçambique.

Este relatório foi elaborado pelos consultores AF-Mercados EMI, em cooperação com Estudios Energéticos Consultores e Royal Haskoning DHV.

Sumario Executivo

Tradicionalmente, a Electricidade de Moçambique (EDM) assumiu o papel principal nos esforços do Governo de Moçambique (GM) para expandir o acesso à electricidade, complementado pelo FUNAE na provisão de serviços eléctricos nas zonas rurais e nos centros comunitários. Nos anos mais bem-sucedidos, a EDM conseguiu ligar cerca de 140 mil novos clientes por ano, mas esse número diminuiu nos últimos anos, principalmente devido à falta de modelo comercial adequado.

Para acelerar a electrificação e alcançar o acesso universal em 2030, o Governo de Moçambique, através do MIREME e da EDM, procurou apoio do Banco Mundial, que por sua vez contratou um Consultor para ajudar a desenvolver uma Estratégia Nacional de Electrificação e um plano complementar¹. Os objectivos desta actividade são:

- Avaliar o modelo actual de electrificação.
- Propor um novo modelo de negócios para fornecer energia comercial e social necessária para alcançar o acesso universal em 2030.

Este modelo de negócio será parte de uma nova Estratégia Nacional de Electrificação (ENE) para Moçambique. A ENE irá:

- Concentrar-se no desenvolvimento de um quadro de implementação para acelerar o acesso universal em Moçambique.
- Incluir considerações institucionais, técnicas e financeiras, que deverão ser abordadas para alcançar o acesso universal até 2030.
- Identificar o quadro regulamentar apropriado para facilitar a implementação da Estratégia Nacional de Electrificação
- Propor o Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) como principal coordenador do programa de electrificação e a EDM e o Fundo de Energia (FUNAE) como as principais agências de implementação, em estreita coordenação com a Autoridade Reguladora de Energia (ARENE) e com o sector privado.

Este relatório corresponde à Segunda Tarefa do projecto "Desenvolvimento da Estratégia e Plano Nacional de Electrificação". Baseia-se nos resultados e recomendações da Primeira Tarefa, que foi o relatório de diagnóstico do sector, discutido com o MIREME, a EDM, o FUNAE, a ARENE, outras instituições governamentais e os parceiros de cooperação.

Este relatório propõe uma abordagem diferente da actual para atingir os objectivos do acesso à electricidade em Moçambique. Esta abordagem, a ENE,

¹ AF-Mercados EMI in cooperation with Estudios Energéticos Consultores and Royal Haskoning DHV

está organizada à volta dos seguintes três pilares: institucional, técnico e financeiro.

Este relatório também beneficiou de consultas dos Parceiros de Cooperação do Sector de Energia em Moçambique, em particular com a participação activa de representantes do Grupo do Banco Mundial, Embaixada da Noruega, Embaixada da Suécia, Delegação da União Europeia, AFD, USAID, DFID, KFW, GIZ e outros.

Desafios

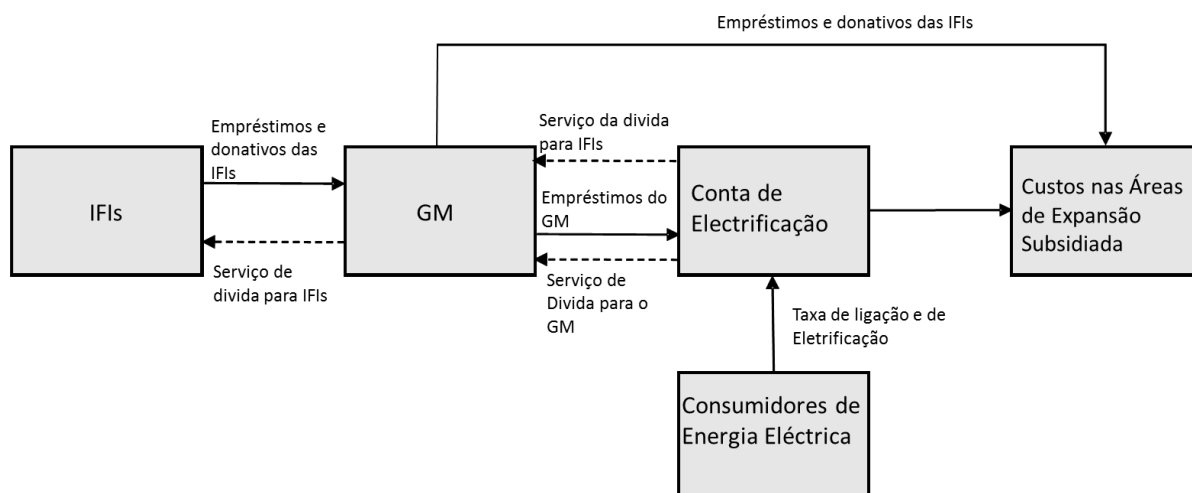
A Primeira Tarefa do projecto identificou os principais desafios que impedem o País de acelerar o acesso à electricidade:

1. **Os desafios institucionais** incluem a falta de um planeamento integrado e coordenação por parte do MIREME; falta de critérios para priorizar projectos; a necessidade de melhor coordenar as atividades entre a EDM e o FUNAE; a necessidade de estabelecer uma entidade reguladora do sector, nomeadamente o ARENE, aumentando a sua capacidade para que seja a autoridade responsável pelo ajuste das tarifas de electricidade.
2. **Os desafios financeiros** incluem a necessidade de um esquema de financiamento adequado para projectos de electrificação (tanto na rede como fora da rede); reforçando as finanças da EDM que actualmente encontra-se a operar em perda pois as atuais tarifas não cobrem seus custos operacionais; tornar os custos de ligação mais acessíveis para as famílias que beneficiam do acesso à electricidade; e garantir que as tarifas sejam acessíveis para famílias menos favorecidas.
3. **Os desafios técnicos** incluem assegurar a confiabilidade do sistema que irá enfrentar uma grande expansão do seu número de clientes; desenvolvimento de padrões e especificações detalhados para a construção de infraestruturas eléctricas; centralizar a aquisição de materiais para beneficiar as economias de escala; usar as tecnologias mais rentáveis para a eletrificação na rede; e capacitar os recursos humanos para depender menos de empreiteiros e consultores externos.

A Nova Abordagem de Electrificação

A estratégia a ser preparada como parte deste estudo pressupõe que a electrificação inclui ligações à rede, tanto como fora da rede quando o custo de ligação à rede for muito alto. A estratégia concentra-se em promover a electrificação independentemente da localidade dos clientes (rural, urbano, peri-urbano) e do tipo de clientes (comerciais ou sociais).

Um novo conceito para dividir a responsabilidade pela eletrificação distingue as Áreas de Expansão Própria (AEP) das Áreas de Expansão Subsidiada (AES). A AEP é a área dentro de um raio de 100 metros de uma linha de baixa tensão existente, dentro da qual a EDM é obrigada a ligar qualquer cliente que solicite serviço. O custo de ligação (um custo padronizado e definido no regulamento)



Construir sistemas de energia fora da rede é da responsabilidade do FUNAE. Uma vez que um sistema é instalado, o FUNAE irá transferi-lo para a EDM para comercialização, operações e manutenção, e a EDM pode terceirizar a operação para operadores privados ou para as comunidades envolvidas. Os projectos do FUNAE também serão financiados pela Conta de Electrificação sem a obrigação de o FUNAE reembolsá-los. O FUNAE e a EDM devem coordenar esforços em projectos específicos onde suas áreas podem se sobrepor.

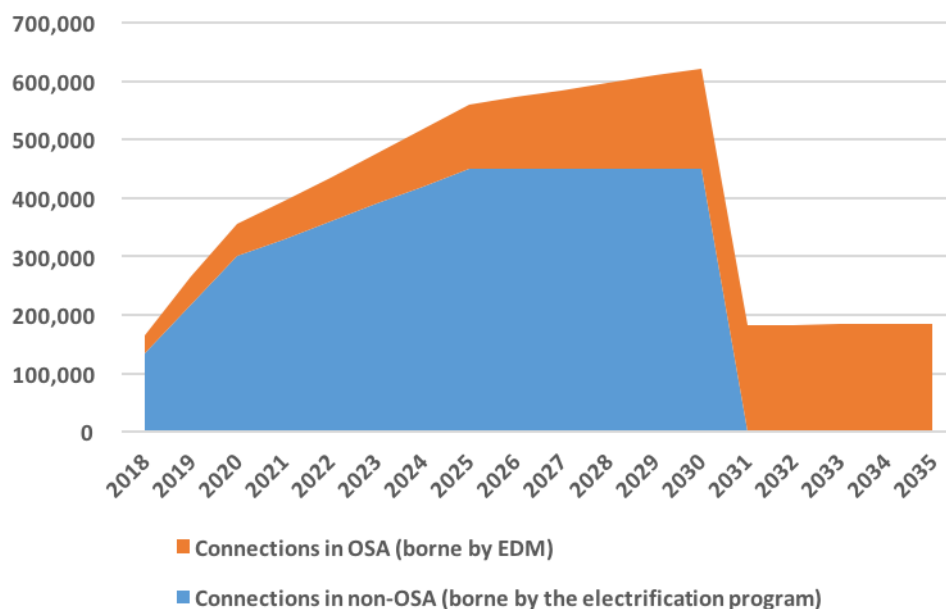
As outras características da nova abordagem são:

- Um processo de planeamento, com resultados exequíveis e de curto prazo, como elemento-chave para a implementação da estratégia. Somente os investimentos resultantes do processo de planeamento otimizado (tanto para expansão do sistema quanto para reabilitação e electrificação para ligar novos consumidores) são implementados, seguindo procedimentos competitivos. Os investimentos da EDM são implementados usando os melhores mecanismos de financiamento disponíveis. Os investimentos não devem ser financiados através das receitas tarifárias, enquanto os financiamentos concessionais das IFIs estejam disponíveis para Moçambique.
- Implementação de uma taxa de electrificação onde os procedimentos são destinados a financiar a electrificação, incluindo a gestão adequada de fundos.
- Equilíbrio da electrificação na rede e fora da rede, a fim de ter em consideração os aspectos sociais e as prioridades políticas para o desenvolvimento económico.
- Clarificação dos critérios para priorizar projectos identificados pelo Plano Director do Sector Eléctrico devem ser definidos:

- Com base na opção de menor custo definida pelo Plano Director do Sector Eléctrico

- Prioridade para projetos que utilizam activos existentes com capacidade disponível, ou seja, "densificação" de redes existentes (outros critérios podem complementar este).
 - Contribuições financeiras dos governos locais.
 - Promoção de actividades económicas em certas zonas, atenção as áreas com menor índice de desenvolvimento humano (IDH) e corredores de desenvolvimento.
 - Contribuição para a inclusão social através da aceleração do acesso à energia.
- Tarifas uniformes para cada categoria de clientes. A tarifa deve ser sustentável (refletir o custo eficiente da provisão de serviços), mas equilibrada com subsídios cruzados adequados para a população menos favorecida.
 - As receitas autorizadas da EDM devem ser suficientes para que a permita recuperar todos os custos operacionais (incluindo os custos de financiamento). As tarifas serão periodicamente ajustadas para refletir mudanças nos custos incontrolláveis. Os custos operacionais da EDM incluem a sua própria produção de energia, compras de energia de produtores independentes e da HCB, custos de transmissão, distribuição e vendas.

Projeção do numero de ligações de consumidores domésticos por ano



Financiamento projectado

A EDM, actualmente não está apenas liderando, mas também financiando o esforço de electrificação em Moçambique. Portanto, o facto das tarifas não refletirem os custos dificulta a sustentabilidade dos projectos de electrificação dentro da rede nacional.

Os regulamentos e a configuração institucional devem ser assegurados para permitir à EDM recuperar os custos eficientes da prestação de serviços de electricidade, se fornecer o serviço com qualidade aceitável². A tarifa deve incorporar mecanismos que refletem os custos, como a passagem automática de custos de combustível relacionados com a produção de energia e ajustes de acordo com as taxas de câmbio e inflação. A remuneração da EDM também deve incluir a depreciação de seus activos e um retorno de investimento razoável. Isso é necessário para permitir que a EDM forneça um serviço de qualidade aceitável e financie a substituição de seus activos.

No caso dos activos financiados pelo programa de eletrificação (incluindo aqueles financiados pela Conta de Electrificação ou pelos donativos e empréstimos concessionais das IFIs), a propriedade deve ser transferida de forma gratuita para a EDM³ e a tarifa deve excluir a remuneração do capital usado para o investimento, uma vez que o mesmo não é financiado pela EDM, mas deve levar em consideração os custos de operação e manutenção e a depreciação (incluindo a depreciação do equipamento de baixa tensão e do contador do cliente).

Foi assumido que número de ligações na AEP aumenta em função do aumento da taxa de acesso a electricidade, da população e da diminuição da dimensão média do agregado familiar. As necessidades de financiamento dessas ligações não foram calculadas no presente relatório.

Foi também assumido que o número de novas ligações de clientes residenciais nas Áreas de Expansão Subsidiada irá aumentar de 135,000 em 2018 para 300,000 em 2020 e 450,000 em 2025, altura em que o número de ligações foi assumido como constante até 2030. O número médio de ligações resultante de clientes residenciais a serem suportados pelo programa de eletrificação de 2018 a 2030 equivale a cerca de 373.000 clientes por ano (4,852,000 clientes no total).

A partir de 2031, quando se assume que o país já terá alcançado o acesso universal à electricidade, todos os novos clientes foram assumidos como ligados a AEP e os financiamentos relacionados investidos pela EDM.

Projeção de acesso a electricidade

² Isto inclui um nível de perdas razoável; normalmente, um programa de redução de perdas é acordado com o regulador, através de um processo contínuo para atingir os objectivos relacionados as perdas.

³ Livre de qualquer imposto

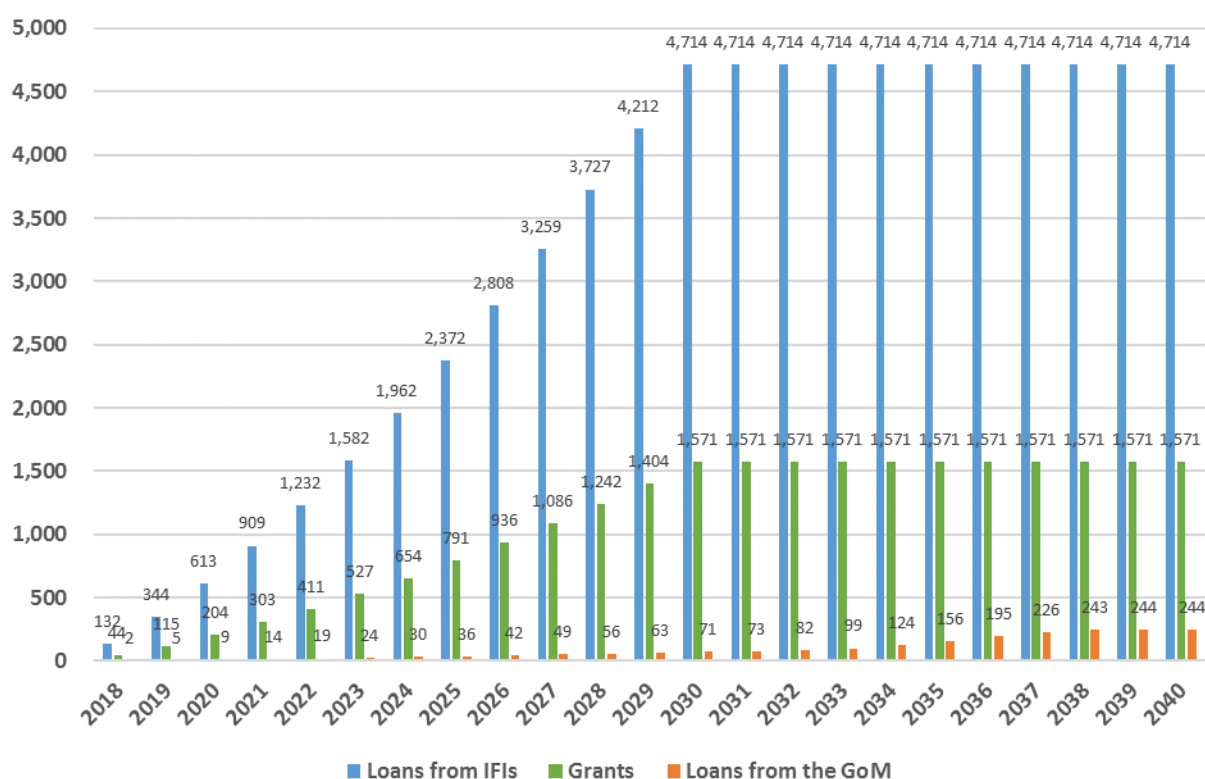
	2017	2020	2030	2040
População		28,644,358	33,713,497	37,859,444
Taxa de crescimento populacional por ano (%)	2.5%	1.9%	1.4%	1.0%
Dimensão média das famílias	5.0	4.9	4.4	4.0
Diminuição do tamanho médio das famílias (%)	-1%	-1%	-1%	-1%
Acesso à electricidade no final do ano (%)	26%	38%	100%	100%
No. de consumidores residenciais no final do ano		2,240,413	7,606,967	9,445,610
No. de ligações (acumulado de 2018)	-	785,206	6,151,760	7,990,403
No. de ligações nas Áreas de Expansão Própria (acumulado de 2018)	-	132,706	1,299,812	3,138,455
No. de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiadas (acumulado de 2018)	-	652,500	4,851,948	4,851,948

Financiamento de ligações e serviços nas Áreas de Expansão Subsidiada

Alcançar o acesso universal até 2030 exige que cerca de 6,65 bilhões de dólares sejam fornecidos pelas IFIs e pelo GM para financiar as ligações em Áreas de Expansão Subsidiada⁴. Em particular, os empréstimos estimados das IFIs totalizam cerca de 4,7 bilhões de dólares, as doações estimadas de IFIs totalizam cerca de 1,6 bilhões de dólares e os empréstimos do GM totalizam cerca de 244 milhões de dólares Americanos.

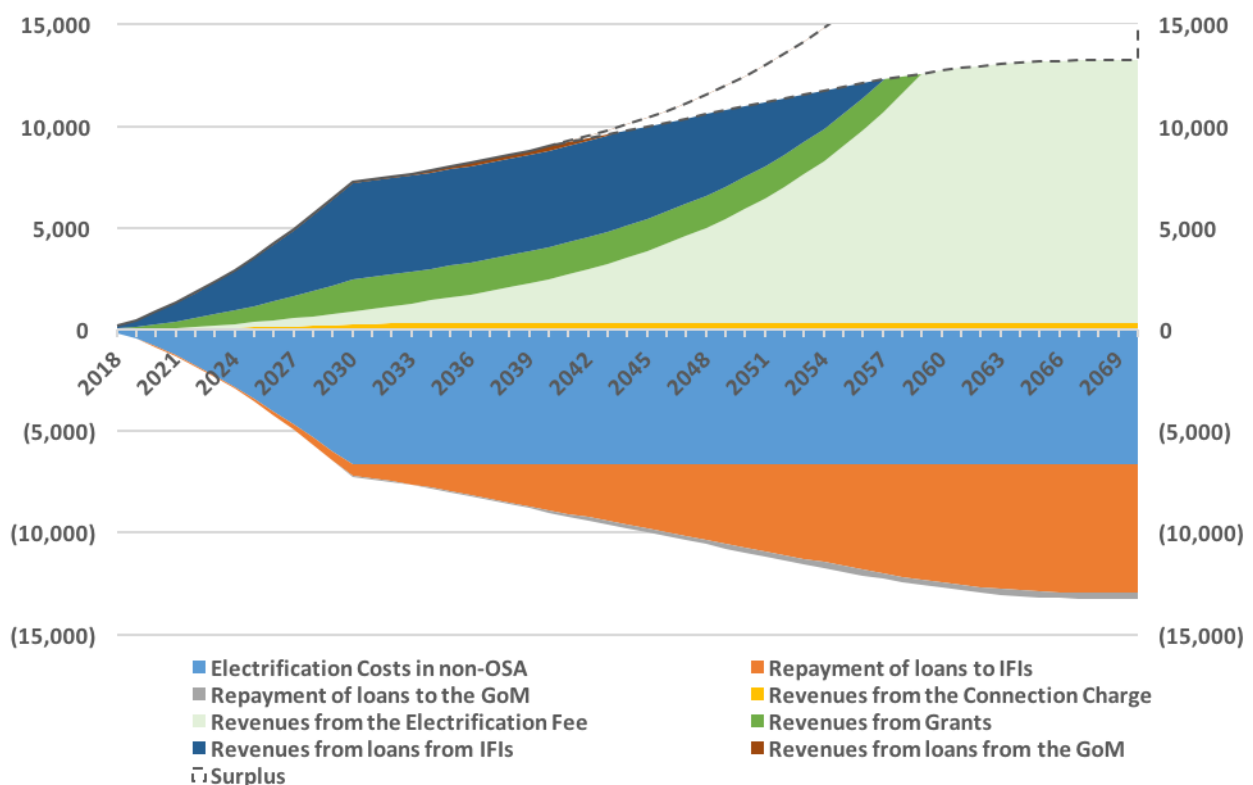
Projeções das necessidades de financiamento acumuladas para AES a partir de 2018 das IFIs e do GM (milhões de USD)

⁴ As necessidades financeiras para ligações de consumidores dentro das Áreas de Expansão Própria não foram calculadas nesta secção.



A taxa de Electrificação é um valor aproximado de 5% da receita mensal de cada consumidor. Esta taxa é depositada na Conta de Electrificação, pela EDM, para financiar futuros investimentos de electrificação. Em 2040, as receitas obtidas a partir da taxa de electrificação são altas o suficiente para cobrir integralmente os custos de financiamento, pelo que não há mais necessidade de recursos do GM. Consequentemente, a taxa de electricidade pode ser reduzida abaixo de 5%, uma vez que as receitas obtidas pelos consumidores de electricidade excederão os custos totais do programa, o que criaria o excedente representado como a área branca dentro da figura a seguir.

Projeções dos custos anuais acumulados e das receitas do programa de electrificação AES (Milhões de USD)



A viabilidade da nova abordagem de eletrificação requer um financiamento suficiente, que pode ser proveniente de uma combinação de fontes externas, governamentais e de utilidade. Também requer capacidade para planear, implementar e operar projectos de electrificação e manter serviços. Isso significa a capacidade de operar uma utilidade que terá um crescimento exponencial de número de clientes do ponto de vista técnico e comercial, exigindo não apenas financiamento expandido, mas também recursos humanos expandidos.

A eletrificação tem o potencial de transformar a vida familiar e comunitária. As Famílias com electricidade nas suas casas, terão acesso à iluminação, a telefones celulares, a televisores e rádios, constituindo uma melhoria com potencial disruptivo na sua qualidade de vida. As comunidades irão beneficiar de maiores condições de segurança, de saúde, de educação e dos serviços sociais. Empresas existentes melhoram seu desempenho e novas empresas são formadas.

A Estratégia Nacional de Electrificação para Moçambique oferece um quadro para acelerar o acesso universal em Moçambique, também irá identificar inovações institucionais, estruturas regulatórias para o desenvolvimento e operação da electrificação, meios financeiros para construção e a operação e manutenção de uma variedade de soluções técnicas, ligadas a rede e fora da rede, num país pobre com uma população rural dispersa.

Agradecimentos. Os autores agradecem a todos os participantes que forneceram informações, bem como as suas opiniões sobre esta estratégia, especificamente, gostaríamos de agradecer a liderança da Sua Excelência a Ministra do Ministério de Recursos Minerais e Energia, o PCA e o Conselho de Administração da EDM, a participação das equipas de planeamento da EDM, as equipas de implementação de projectos da EDM, equipas de operações de transmissão e distribuição da EDM, gestão do CNELEC, FUNAE e MIREME.

O Governo de Moçambique gostaria também de agradecer as contribuições e discussões sobre a ENE com os parceiros de cooperação. Em particular, gostaríamos de agradecer o envolvimento activo do Banco Mundial, das Embaixadas da Noruega, da Suécia e da Alemanha, da União Europeia, da AFD, da USAID e do DFID.

Contexto. Na sequência dos esforços do Governo de Moçambique (GM) para expandir o acesso a energia eléctrica, a Electricidade de Moçambique (EDM), a empresa nacional de energia eléctrica, assumiu o papel principal, solicitando ao Banco Mundial para que reveja a situação nacional de eletrificação e apoie na identificação de abordagens adequadas para Moçambique para aumentar o acesso aos serviços de electricidade tomando conta das implicações financeiras desse investimento para o sector de energia.

Financiamento e processo de elaboração. O apoio financeiro é fornecido pelo Banco Mundial (no âmbito do Fundo "Sustainable Energy for All Trust Fund"). Através deste apoio, o Banco Mundial irá facilitar a discussão e partilhar as lições aprendidas de outros programas de eletrificação bem-sucedidos. A seleção da melhor abordagem para a eletrificação para Moçambique é uma decisão do Governo. A preparação da estratégia incluiu as seguintes fases.

- Termos de Referência verificados e aprovados conjuntamente pelo MIREME, EDM e FUNAE em Junho de 2016.
- Consultor contratado para apoiar o Governo em Setembro de 2016.
- Sessão de debate interno para partilhar as boas práticas internacionais em Outubro de 2016
- Apresentação do relatório inicial às autoridades governamentais e parceiros de cooperação e a primeira visita para avaliar o progresso e os desafios da eletrificação em Dezembro de 2016.
- Apresentação do âmbito de trabalho aos parceiros de cooperação em Dezembro de 2016.
- Relatório de diagnóstico do sector apresentado e discutido com as autoridades governamentais em Fevereiro de 2017.

- Primeiro rascunho da Estratégia Nacional de Electrificação para discussão, incluindo discussões com a EDM, autoridades governamentais e parceiros de cooperação em Maio de 2017.

Objectivo deste documento preliminar. Facilitar a discussão entre as instituições governamentais sobre os princípios fundamentais para a electrificação e para receber orientação do governo sobre a decisão política a ser incorporada na estratégia.

Próximos passos. A Estratégia Nacional de Electrificação é aprovada pela Ministra de Recursos Minerais e Energia.

Índice

Siglas utilizadas	20
Termos técnicos (energia eléctrica)	21
Definições	22
1 Introdução	24
2 Quadro institucional do sector eléctrico de Moçambique	26
O Governo de Moçambique (GM): MIREME	26
Autoridades Reguladoras	26
Electricidade de Moçambique E.P. (EDM)	27
Fundo de Energia (FUNAE)	28
Outros actores no sector de energia eléctrica	28
3 Desafios para aumentar o acesso aos serviços de electricidade	30
Desafios institucionais	30
Desafios financeiros	30
Desafios técnicos	31
4 Estratégia	32
Políticas governamentais para a electrificação	32
Nova abordagem para electrificação	33
Aspectos Institucionais	Error! Bookmark not defined.
Papéis e responsabilidades institucionais	35
O processo de planeamento, tomada de decisões, financiamento e implementação de projectos	44
Exigências do ponto de vista Jurídico/Regulatório	44
Preparação das instituições para executar a estratégia proposta	45
Aspectos Financeiros	50
Políticas tarifárias	50
Acessibilidade tarifária	53
Subsídio para o Custo de ligação	56
Financiamento da Electrificação fora das Areas de Expansão Propria	56
Conforme foi descrito anteriormente, duas áreas foram consideradas nesta estratégia:	56
A Conta de Electrificação	69
Aspectos técnicos	72
Considerações técnicas	72
Determinando a melhor opção tecnológica para cada programa	76
Procedimentos de compra	78
Recursos Humanos	80

Implementação da Estratégia	82
Ações a curto prazo.....	82
Plano de Execução	83
Anexo A: Estimativas de custos.....	85
Anexo B: Estimativa de custo das tecnologias alternativas de sistemas.....	92
Anexo C: Custo dos componentes da rede a montante	97
Anexo D: Considerações técnicas para a electrificação	98

Lista Das Figuras

Figura 2.1 Organização do sector eléctrico em Moçambique.....	26
Figura 4.1 Estrutura, em vários níveis, desenvolvida pelo Banco Mundial para medir o serviço de electricidade.....	33
Figura 4.2 Papéis e responsabilidades institucionais propostos.....	36
Figura 4.3 Papeis e responsabilidades institucionais propostos.....	43
Figura 4.4 O processo de electrificação do ponto de vista da participação das instituições.....	44
Figura 4.5 Evolução da tarifa média e do custo médio de fornecimento 2009-2015 (US\$ centavos/kWh).....	51
Figura 4.6 Fluxo de fundos do programa de electrificação fora das Areas de Expansao Propria pela EDM.....	57
Figura 4.7 Fluxo de caixa do programa de electrificação dentro das Areas de Expansao Propria pela EDM.....	57
Figura 4.8 Número de ligações de clientes residenciais por ano, 2018-2035 – Cenário base.....	59
Figura 4.10 Projeções das necessidades de financiamento acumuladas a partir de 2018 das IFIs e do GM (em milhões de dólares americanos).....	64
Figura 4.11 Projeções dos custos anuais acumulados e das receitas do programa de electrificação (milhões de dólares americanos.....	66
Figura 4.12 Projeções da taxa de electrificação, 2018-2069 (percentagem da tarifa residencial e não residencial).....	67
Figura 4.13 Hipóteses sobre o número de ligações de clientes residenciais por ano – Cenário de menor acesso à electricidade.....	68
Figura 4.14 Área de intervenção do projecto.....	72
Figura 4.15 Critérios para determinar a melhor opção tecnológica em cada programa.....	77

Lista das Tabelas

Tabela 1.1 Número de clientes em evolução	24
Tabela 1.2 Evolução do consume por cliente.....	24
Tabela 4.1 Actividades preliminares por instituição.....	45
Tabela 4.2 Exemplo de Sistemas de Electrificação	50
Tabela 4.3 Benchmarks utilizados na medição da acessibilidade tarifária (% da despesa total das famílias)	53
Tabela 4.4 Média estimada dos gastos domiciliários mensais por quintis (MZN)	54
Tabela 4.5 Tarifas eléctricas actuais em Moçambique	54
Tabela 4.6 Média estimada das despesas tarifárias mensais por domicílio e por quintil.....	54
Tabela 4.7 Taxa de ligação antecipada adoptada para o quintil mais rico e os gastos mensais da taxa de ligação para o resto dos quintis (MZN)	55
Tabela 4.8 Comparação dos gastos médios de electricidade e gastos totais por domicílio, quintil e mensal	56
Tabela 4.9 Projeções do o acesso à electricidade, 2020-2060 – Cenário Base	59
Tabela 4.10 Custos de electrificação por ligação e por tecnologia fora das Areas de Expansao Propria pela EDM (US\$/ligação) – Cenário Base	60
Tabela 4.11 Percentagem de ligações por tecnologia e área (%) - Cenário Base.....	60
Tabela 4.12 Custos médios de electrificação por ligação e os custos totais acumulados de electrificação a partir de 2018 que serão transmitidos pelo programa de electrificação (por cenário) – Cenário base	60
Tabela 4.13 Receitas obtidas da taxa de ligação, 2020-2030 – Cenário base	61
Tabela 4.14 Receitas obtidas da taxa de electrificação – Cenário base	62
Tabela 4.15 Hipóteses sobre os termos do empréstimo – Cenário base.....	63
Tabela 4.16 Projeções dos custos anuais acumulados e as receitas de 2018 do programa de electrificação (milhões de dólares americanos)	66
Tabela 4.17 Custos de electrificação por ligação e por tecnologia fora das Areas de Expansao Propria pela EDM (US\$/ligação) – Cenário de custos de electrificação mais baixos	67
Tabela 4.18 Projeções sobre o acesso à electricidade - Cenário de menor acesso à electricidade.....	68
Tabela 4.19 Comparação dos valores acumulados para o Cenário Base e os dois cenários adicionais de 2018 a 2030 (milhões de dólares americanos)	69
Tabela 4.20 Comparação dos valores acumulados para o Cenário Base e os dois cenários adicionais de 2018 até o fim do período (milhões de dólares americanos).....	69
Tabela 4.21 Receitas anuais acumuladas e gastos da Conta de Electrificação a partir de 2020 – Cenário base	71
Tabela 4.22 Receitas anuais acumuladas e gastos da Conta de Electrificação a partir de 2020 – Menores custos de electrificação	71
Tabela 4.23 Receitas anuais acumuladas e gastos da Conta de Electrificação a partir de 2020 – Acesso menor à electricidade	71
Tabela 4.24 Parâmetros de projecto indicativos para os sistemas de electrificação.....	77
Tabela 4.25 Plano de Execução da Estratégia	83

Siglas utilizadas

AAAC	Condutor de Alumínio (sigla em inglês, all aluminium alloy conductor)
ABC	Cabos Aéreos Agrupados (sigla em inglês, <i>Aerial bundled cables</i>)
ARENE	Autoridade Reguladora de Energia
AT	Alta Tensão
CNELEC	Conselho Nacional de Electricidade
CTRG	Central Térmica de Ressano Garcia
EDM	Companhia de Energia Eléctrica de Moçambique
ENE	Estratégia Nacional de Electrificação
ESKOM	Comissão de Alimentação Eléctrica da África do Sul
FUNAE	Fundo de Energia
GM	Governo de Moçambique
HCB	Hidroeléctrica de Cahora Bassa
IFIs	Instituições Financeiras Internacionais (sigla em inglês, <i>International Financial Institutions</i>)
IPPs	Produtor Independente de Energia Eléctrica (sigla em inglês, Independent Power Producer)
MIREME	Ministério dos Recursos Minerais e Energia
MT	Média Tensão
MZN	Metical - moeda de Moçambique
ONU	Organização das Nações Unidas
PCA	Presidente do Conselho de Administração
PPA	Acordo de Compra de Energia Eléctrica (sigla em inglês, <i>Power Purchase Agreement</i>)
SEC	Companhia de Energia Eléctrica da Suazilândia
SWER	Redes do tipo <i>Monopolar com Retorno por Terra</i> (sigla em inglês, Single Wire Earth Return)
US\$	Dólar Americano

Termos técnicos (energia eléctrica)

V	Volt, unidade de voltagem
kV	Quilovolt, 1,000 volts
W	Watt, unidade de potência ativa
kW	Quilowatt, 1,000 watts
MW	Megawatt, 1,000 kW
Wh	Watt-hora, unidade de energia
kWh	Quilowatt-hora, 1,000 Wh
MWh	Megawatt-hora, 1,000 kWh
GWh	Giga watt-hora, 1,000 MWh
TWh	Terawatt-hora, 1,000 GWh
VA	Volt-ampere, unidade de potência aparente
KVA	Quilovolt-ampere, 1,000 VA
MVA	Megavolt-ampere, 1,000 kVA
VAr	volt-ampere reactivo, unidade de potência reativa
BT	Baixa Tensão, nível de tensão inferior a 0,6 kV
MT	Média Tensão, nível de tensão superior a 0,6 kV e menor que 35 kV
AT	Alta tensão, nível de tensão superior a 35 kV

Definições

Neste relatório, adotamos as seguintes definições:

- **Acesso:** fornecimento de energia eléctrica a um domicílio para consumo doméstico.
- **Áreas de Expansão Própria:** para esta Estratégia Nacional de Electrificação, estas áreas são definidas como áreas próximas às linhas existentes onde a Electricidade de Moçambique tem a obrigação de ligar clientes quando a ligação é solicitada usando recursos próprios. Estas áreas são definidas, em princípio, com base na capacidade da infraestrutura de baixa tensão (BT): 100m para cada lado de cada linha de BT existente.
- **Áreas de Expansão Subsidiada:** São outras áreas no país em que a Electricidade de Moçambique recebe subsídios do Governo ou da Conta de Electrificação para expandir a rede eléctrica. Nestas áreas a EDM não é obrigada a usar recursos próprios para ligar novos consumidores a rede nacional.
- **Consumidor:** pessoa ou entidade a quem é fornecida energia eléctrica para uso doméstico, industrial ou comercial.
- **Conversão à Rede Eléctrica:** O processo pelo qual redes isoladas (ou mini-redes) são conectadas à Rede principal e pelo qual os domicílios com sistemas Pré-Rede são convertidos para Domicílios ligados à Rede.
- **Custo Eficiente:** O custo de fornecer o serviço de energia, tendo em conta operação eficiente da rede e uma quantidade limitada de perdas no sistema.
- **Densificação da Rede:** O processo de ligar novos domicílios à Rede Eléctrica existente na área.
- **Domicílio electrificado:** um domicílio com acesso à energia eléctrica.
- **Domicílio fora da rede:** Domicílio abastecido por electricidade vinda de uma fonte que não seja ligada Rede e que não deverá ser ligada a esta rede. A soma dos domicílios Pré-electrificados e electrificados com sistemas fora da rede representa o total de domicílios electrificados com soluções fora da rede.
- **Domicílios Pré-Electrificado:** Domicílio abastecido por uma fonte que não seja a Rede Eléctrica, mas que deverá ser conectada à Rede em breve ou numa data definida no futuro próximo como parte do resultado do processo de planeamento.
- **Domicílios ligados à Rede:** um domicílio que recebe electricidade fornecida pela Rede Eléctrica Nacional.
- **Energia Social:** Energia entregue em áreas e/ou para clientes onde não há viabilidade do ponto de vista comercial, considerando o desempenho eficiente da empresa e o nível tarifário existente.
- **Energia Comercial:** energia entregue em áreas (ou a clientes) onde a mesma é viável do ponto de vista comercial, considerando-se o desempenho eficiente da empresa e o nível tarifário existente.
- **Extensão da Rede:** Extensão das linhas que saem da Rede nacional para abastecer novas áreas com electricidade.
- **Fornecimento Equivalente da Rede:** Fornecimento de electricidade (por meio de mini-redes ou soluções isoladas) capaz de abastecer um domicílio com uma

qualidade de serviço semelhante à electricidade da Rede convencional. A qualidade de serviço varia de acordo com as diferentes áreas de densidade de carga.

- **Mini-rede:** Rede de distribuição de baixa tensão (BT) que está isolada de outras redes e que possui fontes próprias de produção de electricidade.
- **Povoado electrificado:** um povoado onde a maioria das instalações comunitárias e mais de 50% de seus moradores podem fazer uso do serviço sem a necessidade de utilizar extensões de linhas adicionais.
- **Rede:** refere a rede eléctrica nacional que é o conjunto de instalações de serviço publico destinadas a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.
- **Reticulação Interna:** refere a instalação eléctrica dentro do domicilio
- **Zonas fora da rede:** Trata-se de áreas que não devem ser conectadas à rede a curto e médio prazo e devem ser fornecidas como alternativas fora da rede.
- **Zonas ligadas à rede:** Áreas abastecidas pela rede eléctrica. Dependendo do contexto, isso pode referir-se tanto às áreas actualmente abastecidas pela rede eléctrica, quanto às áreas que devem ser abastecidas pela rede eléctrica num futuro próximo ou, ainda, às áreas que, durante o processo de planeamento, foram definidas como aquelas a serem abastecidas pela electricidade da rede eléctrica.
- **Zona Rural:** um distrito, ou área que não faz parte de uma capital provincial ou município designado. A zona rural é caracterizada por baixa densidade populacional.

1 Introdução

Desde o final da guerra civil em 1992, Moçambique tem tido um crescimento forte e sustentado, com a economia crescendo a uma taxa anual média de 7,4 por cento. No entanto, o PIB per capita é ainda baixo (US\$ 600 em p.p.c. de 2016) e, aproximadamente, 50 por cento da população ainda vive abaixo da linha de pobreza⁵. Além disso, a maioria da população vive em zonas rurais e apenas 26 por cento estava ligada à rede eléctrica em 2016⁶.

Dando continuidade aos esforços do Governo de Moçambique (GM) para expandir o acesso à rede eléctrica, a Electricidade de Moçambique E.P. (EDM) tem desempenhado um papel importante na extensão da rede eléctrica no país (Tabelas 1.1 e 1.2). Em seus anos mais bem-sucedidos, a EDM conseguiu ligar cerca de 140,000 novos clientes por ano, mas este número vem diminuindo consideravelmente ao longo dos últimos anos, principalmente devido à falta de financiamento para a ligação de novos consumidores.

Tabela 1.1 Número de clientes em evolução

Cientes	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Número de clientes	415667	510848	614732	736085	858108	1010780	1140835	1257809	1377003	1450953
Número de clientes domésticos	373795	464197	559433	680583	790858	934995	1050735	1156089	1263234	1335207
Número de clientes não-domésticos	38790	43275	51620	51460	62855	70872	84718	95796	107361	108936
Crescimento dos clientes domésticos	71580	90402	95236	121150	110275	144137	115740	105354	107145	71973
Crescimento dos clientes não- domésticos	4981	4485	8345	-160	11395	8017	13846	11078	11565	1575

Fonte: EDM

Tabela 1.2 Evolução do consume por cliente

Consumo	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energia Total Vendida [GWh]	1669	1873	2029	2404	2449	2777	3186	3306	3642	3851	4764
Energia Total vendida em território nacional [GWh]	1307	1375	1506	1734	1935	2197	2517	2978	3381	3691	3902
Energia vendida para clientes especiais [GWh]	0	0	15	60	88	96	122	253	310	371	351
Energia vendida para distribuição [GWh]	1307	1375	1491	1674	1847	2101	2395	2725	3071	3320	3552
Energia vendida para clientes domésticos pela distribuidora [GWh]	481	517	580	648	751	897	1052	1233	1416	1538	1654
Energia vendida pela distribuidora a outros clientes [GWh]	826	858	911	1026	1096	1204	1343	1492	1655	1782	1897
Exportações [GWh]	362	498	523	670	514	580	669	329	260	160	862
Consumo médio dos clientes domésticos (kWh/ano)	1592	1382	1249	1158	1103	1135	1125	1173	1224	1218	1239
Consumo médio dos clientes não-domésticos (kWh/ano)	24422	22119	21405	21045	23010	20677	20667	20594	20521	20054	20634

Fonte: EDM

Nesse contexto, a EDM, sendo a empresa nacional de energia eléctrica, pediu apoio do Banco Mundial que, por sua vez, contratou um Consultor⁷ para auxiliar no desenvolvimento de uma Estratégia Nacional de Electrificação (ENE) e em um plano complementar para acelerar o processo de acesso à electricidade de modo a alcançar o acesso universal em Moçambique até 2030. Dentre os objectivos estabelecidos para esta consultoria, podemos citar:

⁵ Linha de pobreza definida de acordo com a definição do Banco Mundial

⁶ EDM, Dados Históricos 2001-2015

⁷ AF-Mercados EMI em cooperação com Estudios Energéticos Consultores e Royal Haskoning DHV

- Avaliar o modelo actual de electrificação; e
- Propor um novo modelo de negócio para expandir, tanto a energia comercial quanto a energia social, ambas necessárias, para atingir o acesso universal até 2030. Este modelo de negócios fará parte de uma nova Estratégia de Electrificação Nacional para Moçambique (ENE).

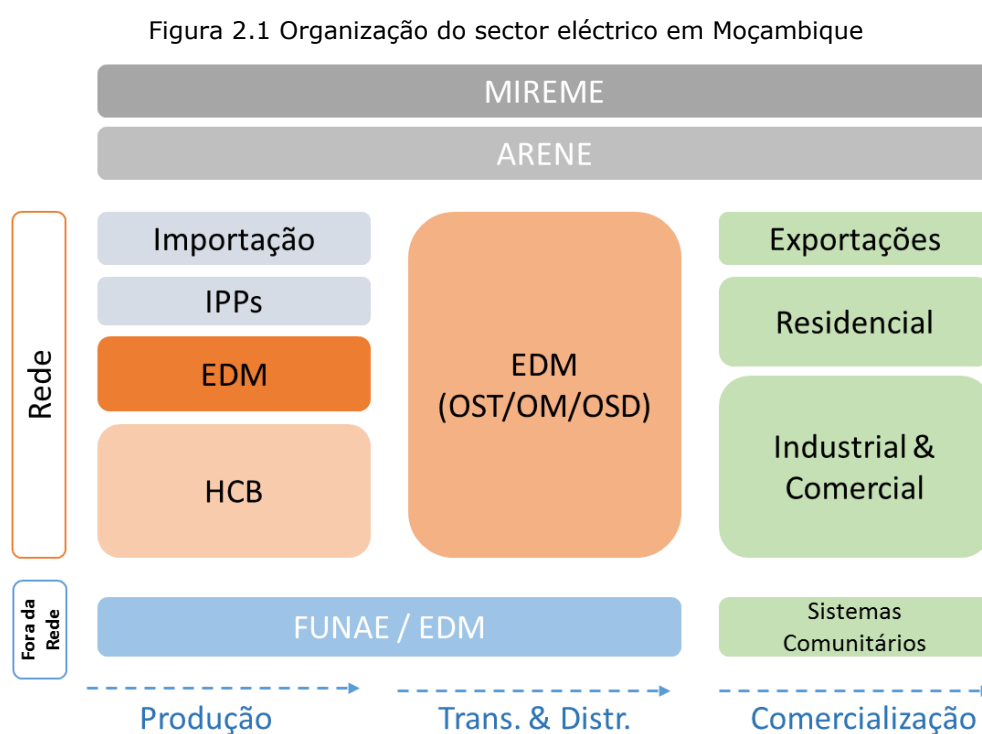
A ENE:

- Será implementada pela EDM e pelo FUNAE em estreita coordenação com o Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME), a nova Autoridade Reguladora de Energia (ARENE) e o sector privado;
- Irá focar no desenvolvimento de um modelo para electrificação que poderá acelerar o acesso universal em Moçambique;
- Incluirá considerações institucionais, técnicas e financeiras que deverão ter como intuito alcançar o acesso universal em 2030; e
- Identificará o modelo regulatório apropriado para facilitar a sua implementação.

Este relatório corresponde à Segunda Tarefa do Projecto "Desenvolvimento do Plano e Estratégia Nacional de Electrificação" e baseia-se nos resultados e recomendações do Relatório de Diagnóstico do Sector (Primeira Tarefa), discutido com a EDM, o FUNAE e as autoridades governamentais em Fevereiro de 2017. O objectivo deste documento é apresentar uma proposta de abordagem para atingir os objectivos de acesso à electricidade em Moçambique. Esta abordagem - o NES - é baseado em três aspectos pilares que são: aspectos institucionais, técnicos e financeiros.

2 Quadro institucional do sector eléctrico de Moçambique

Os principais actores do sector de energia eléctrica de Moçambique estão representados na figura 2.1:



MIREME: Ministério de Recursos Minerais e Energia; ARENE: Autoridade Reguladora de Energia; EDM: Electricidade de Moçambique; HCB: Hidroeléctrica de Cahora Bassa; FUNAE: Fundo Nacional de Energia; IPPs – Produtor Independente de Energia Eléctrica; OST – Operador do Sistema de Transporte; OM – Operador do Mercado; OSD – Operador do Sistema de Distribuição.

O Governo de Moçambique (GM): MIREME

O Ministério de Recursos Minerais e Energia (MIREME) é o órgão central do aparelho do estado que, de acordo com os princípios, objectivos e tarefas definidos pelo Governo, dirige e assegura a execução da política do Governo na exploração de recursos energéticos e no desenvolvimento e expansão de infraestruturas de fornecimento de energia eléctrica. O MIREME deve cumprir com as seguintes tarefas relacionadas ao sector eléctrico e, mais especificamente, ao processo de electrificação:

- Planear e estabelecer metas de electrificação (acesso);

Autoridades Reguladoras

Autoridade Reguladora de Energia (ARENE)

O CNELEC foi criado pela Lei de Electricidade (1997), com a função de proteger o interesse público na prestação de serviços de energia eléctrica e como um órgão consultivo para assessorar o Governo na conciliação, mediação e arbitragem de questões relacionadas ao sector eléctrico. Dentre as funções do CNELEC, podemos citar:

- Fornecer informações sobre a política e os objectivos em relação ao fornecimento de electricidade;
- Informar e propor regulamentos para o sector;
- Fornecer informações sobre os pedidos de concessões para fornecer electricidade, bem como sobre as tarifas propostas;
- Desenvolver propostas para promover novas tecnologias; e
- Participar de processos licitatórios quando uma nova capacidade é contratada.

Em Agosto 2017, o Parlamento aprovou uma lei que extingue o CNELEC e cria a Autoridade Reguladora de Energia (ARENE), com foco na regulação da electricidade e na distribuição de gás natural e combustíveis líquidos. Essa emenda dá autoridade à ARENE para:

- Estabelecer as tarifas;
- Homologar;
- Garantir controle de qualidade de serviço; e
- Desenvolver regulamentações.

Electricidade de Moçambique E.P. (EDM)

A Electricidade de Moçambique (EDM) é a empresa estatal, verticalmente integrada, responsável pela produção, transmissão, distribuição, comercialização e importação de energia eléctrica em todo o país.

Foram alcançados progressos significativos desde a sua criação em 1977. A capacidade de produção instalada do país é superior à sua demanda, principalmente devido à Central Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB). Cerca de 1,330 MW da capacidade instalada de 2,075 MW estão comprometidos com a Eskom na África do Sul, que faz parte de um acordo de longo prazo, que termina em 2029. A demanda máxima nacional aumentou de cerca de 320 MW, em 2006, para cerca de 900 MW, em 2016. A matriz energética actual é composta por 56% de energia hidroeléctrica, 42% de gás e cerca de 2% é importado de países vizinhos a partir de várias fontes. A rede de transmissão passou de 3,691 km, em 2003, para 5,249 km, em 2015. Uma prioridade fundamental agora é a construção do projecto da Sociedade Nacional de Transporte de Energia (STE) para interligar a rede nacional do país.

A EDM mobilizou com sucesso o financiamento privado e público para uma série de projectos de produção ligados a rede nos últimos 2 anos ou a serem implementados nos próximos 3 anos⁸. O desenvolvimento desses projectos de produção de energia permite que Moçambique aumente o acesso à electricidade e se posicione como um importante participante no mercado regional de electricidade.

Com relação à distribuição, a EDM aumentou o acesso ao serviço de electricidade de 8%, em 2006, para 26%, em 2016, graças a investimentos em investimentos para transmissão e distribuição de energia e sistemas de gestão que trazem melhorias em suas operações e actividades de gestão.

⁸ Operacional: CTRG (175MW, gás), Gigawatt (110MW, gás), Kuvaninga (40MW, gás). Em construção: CTM (100MW, gás), Mocuba (40MW, solar),. Financiamento garantido: empréstimo japonês – Temane (100MW, gás), Metoro (40MW, solar)

A Lei de Electricidade de 1997 permite o investimento do sector privado, o que vem acontecendo apenas a partir de 2014 e, principalmente, a produção por meio dos Produtores Independentes de Energia Eléctrica (IPPs). De acordo com as Leis aprovadas pelo Governo, a EDM tem o mandato por tempo indeterminado para fornecer electricidade no país e, de acordo com o Decreto 42/2005, funciona como gestor da Rede Eléctrica Nacional de Transmissão, executando as funções de Operador de Sistema e Mercado.

As leis preveem concessões em áreas determinadas a serem entregues a operadores privados. A própria EDM poderia terceirizar a operação em uma área ou parte de seus activos, desde que ela informe o MIREME e este não tenha nenhuma objeção sobre o assunto ⁹.

Fundo de Energia (FUNAE)

O Decreto 24/97, segundo o artigo 9 da Lei 2/87, criou formalmente o FUNAE como "um fundo". Os principais objectivos do FUNAE são:

- Desenvolver e produzir diferentes fontes de energia de baixo custo para atender a população de baixa renda, seja em zonas rurais ou urbanas; e
- Promover a conservação e o uso racional e sustentável dos recursos energéticos.

Com base nos objectivos acima mencionados, o FUNAE possui um mandato em nível nacional e está submetida ao MIREME.

O FUNAE tem actuado na obtenção de financiamento do Governo e dos parceiros de cooperação para a implementação de sistemas de fornecimento de energia fora da rede. Foram alcançados resultados significativos com a electrificação de 260 vilas, 580 escolas, 561 centros de saúde, 74 postos administrativos, 3 mercados de peixe e câmaras de armazenamento a frio, construção de uma mini-hidro, instalação de 19 sistemas de bombeamento de água e distribuição de 1.500 fogões. Além disso, também contribuiu excepcionalmente para alguns projectos de electrificação ligada à rede¹⁰.

A Lei não dá ao FUNAE o direito de operar e prestar serviços de energia eléctrica aos consumidores finais. Entretanto, o FUNAE tem realizando essas tarefas em alguns casos específicos.

Dada a necessidade de expandir o acesso às zonas rurais, o mandato do FUNAE também está sendo actualizado de forma a enfrentar os desafios das necessidades energéticas rurais.

Outros actores no sector de energia eléctrica

Dentre outros parceiros relevantes do sector de energia eléctrica de Moçambique, podemos citar:

⁹ A experiência das mini-redes de Vilanculos com um operador privado durou apenas um ano porque os consumidores atendidos pelo sistema queixaram-se de um maior custo dos serviços eléctricos em comparação com os consumidores ligados a rede nacional. Embora não tenha sido bem sucedido no final, isso mostra que, do ponto de vista legal e regulatório, é possível que um agente privado realize actividades de geração, distribuição e operação de redes eléctricas em Moçambique.

¹⁰ Informações fornecidas pelo FUNAE em reunião realizada nas instalações do FUNAE em 6 de Outubro de 2016.

- A Hidroelétrica de Cahora Bassa (HCB), que é uma central hidroelétrica de 2.075 MW de propriedade do Governo Moçambicano (92,5%) e das Redes Energéticas Nacionais de Portugal (7,5%);
- Os Produtores Independente de Energia Elétrica (IPPs). A primeira produção privada em grande escala conectada à rede foi uma Central Elétrica de Emergência (da sigla em inglês *EPP - Emergency Power Plant*), de 65MW, que foi contratada como um arranjo temporário para superar o déficit energético em 2014. Os IPPs existentes incluem a Central Térmica de Ressano Garcia (CTRG), de 175 MW, movida a gás, que iniciou operações comerciais em 2014; a Central Térmica Gigawatt, de 110 MW, movido a gás, operacionalizada em 2015; e a Kuvaninga, de 40 MW, também movido a gás, que iniciou operações em 2017; e
- A Companhia de Transmissão de Moçambique (MOTRACO). A MOTRACO é uma empresa de transmissão de propriedade da EDM, da Companhia de Energia Elétrica da África do Sul (ESKOM) e da Companhia de Energia Elétrica da Suazilândia (SEC). É responsável por fornecer electricidade para a Fábrica de Alumínio da Mozal, em Moçambique, e por transportar energia para a EDM, em Moçambique, e para a Companhia de Energia Elétrica da Suazilândia.

3 Desafios para aumentar o acesso aos serviços de electricidade

Com base no Relatório de Diagnóstico (desenvolvido na Primeira Tarefa deste Projecto), os seguintes elementos-chave foram identificados como desafios para acelerar o acesso aos serviços eléctricos. Estes são resumidos em três áreas principais: institucionais, financeiros e técnicos.

Desafios institucionais

- **Falta de planeamento abrangente e coordenado:** embora planos tenham sido elaborados no passado, a actividade de planeamento não é uma actividade contínua e coordenada. Do ponto de vista institucional, não há uma organização responsável pelo processo de planeamento, nem por um procedimento de planeamento. A exequibilidade dos resultados do plano não é clara.
- No que se refere aos **recursos humanos**, não há uma quantidade suficiente de pessoal técnico qualificado no MIREME e/ou na EDM com a capacidade necessária para o processo de execução de um bom planeamento, implementação e monitoria de projectos.
- **Falta de critérios para priorizar projectos de electrificação:** uma vez que os projectos são identificados, não há procedimentos e critérios claros para decidir em que ordem de prioridade eles serão implementados. Actualmente, no entanto, a EDM estabeleceu o processo e agora está trabalhando para operacionalizá-lo. Em princípio, a EDM segue, ou tem como diretriz, projectos identificados no Plano Director do Sector.
- **Âmbito da intervenção da EDM e do FUNAE:** embora a EDM e o FUNAE coordenem as áreas de intervenção, elas se baseiam em procedimentos informais em vez de um quadro formalmente estabelecido.
- **O papel do CNELEC/ARENE no ajuste tarifário e no reconhecimento de custos nas tarifas:** o CNELEC tem hoje apenas um papel consultivo na determinação das tarifas. No entanto, um fortalecimento de suas capacidades regulatórias, visto ser um órgão regulador, é esperado como parte de uma nova Lei recentemente aprovada pelo Parlamento. No entanto, a ARENE terá que aumentar substancialmente sua capacidade interna e contar com os recursos necessários para desenvolver efetivamente os estudos tarifários necessários.

Desafios financeiros

- **Falta de um procedimento de financiamento adequado para desenvolver projectos de electrificação (incluindo ligada à rede e fora da rede):** a falta de uma visão clara do futuro em termos de projectos (falta de processo de planeamento adequado) afeta a maneira como o acesso é financiado (planeamento do financiamento) e os instrumentos que podem ser utilizados para financiar os projectos. Observasse, entretanto, o desenvolvimento de um Plano Director Integrado para o Sector de Energia Eléctrica (2018-2043) que está sendo actualmente realizado com a assistência da JICA (Agência de Cooperação Internacional do Japão).

- **Sustentabilidade financeira da EDM:** Actualmente, a EDM tem que suportar o peso da expansão do acesso em um contexto no qual a situação é agravada pelas tarifas aplicáveis que não refletem o custo eficiente da prestação de serviços eléctricos e que estão abaixo do custo de compra de energia. As perdas energéticas são muito altas (26%) e precisam ser reduzidas.
- **As taxas de ligação representam um fardo significativo:** as taxas de ligação tem sido uma barreira para a electrificação e mais precisamente para a densificação da electrificação em muitos países.
- **Deve ser assegurada a acessibilidade tarifária para os domicílios rurais:** pode acontecer que, para alguns grupos, as tarifas sejam muito caras (ou o custo de ligação, como foi mencionado anteriormente). Portanto, os custos subjacentes às tarifas devem ser equilibrados com um subsídio para as famílias menos favorecidas.

Desafios técnicos

- **Confiabilidade do sistema:** adicionar um grande número de clientes em um curto período de tempo afetará a confiabilidade do sistema, mais cedo ou mais tarde, se a empresa não estiver bem preparada. Mesmo que os novos clientes tenham baixo consumo no início, seu crescente número e o crescimento do consumo por cliente, uma vez que eles tenham o serviço disponível, podem afetar a confiabilidade do sistema. A localização da nova demanda é outro aspecto que pode afetar a confiabilidade e o congestionamento do sistema, senão como um todo, pelo menos em algumas áreas.
- **Padrões e especificações no nível de distribuição:** embora existam padrões publicados para a construção de infraestruturas de distribuição, eles não são suficientemente detalhados, resultando em uma infraestrutura de distribuição heterogênea, portanto, não se beneficiando de padronização. Além disso, existe um conjunto de padrões que ainda não foram aprovados e que contribuiriam para a padronização.
- **Aquisição centralizada de materiais:** actualmente, não existe uma compra centralizada de materiais. As empresas contratadas na modalidade EPC (Engenharia, Fornecimento e Construção) fornecem todos os materiais necessários. O modelo actual de um "Epcista" também pode ser modificado, criando outras alternativas que normalmente geram economias consideráveis.
- **Utilização de tecnologias económicas para a electrificação ligada à rede:** embora tecnologias mais econômicas, como tipo Monopolar com retorno por Terra, também conhecido por SWER, sejam conhecidas e implementadas pela EDM, elas não são amplamente utilizadas para reduzir os custos de electrificação.
- **Implementação de projectos:** actualmente, o empreiteiro e o supervisor/consultor externos são contratados na modalidade EPC. Essa é geralmente uma alternativa cara para desenvolver a expansão da rede e, por isso, o modelo pode ser melhorado para reduzir custos.

4 Estratégia

Políticas governamentais para a electrificação

O Governo de Moçambique define a meta da electrificação que orienta a Estratégia Nacional de Electrificação, envolvendo, assim, os seguintes aspectos:

- **Acesso:** O acesso foi definido como "ter serviço eléctrico de qualquer tipo" na secção referente às Definições. A este respeito, o nível de serviço eléctrico pode ser diferente para os domicílios electrificados (ligados à rede e fora da rede):
 - No caso da electrificação ligada à rede, considera-se que um domicílio que esteja ligado à rede é beneficiado pelo serviço completo de electricidade;
 - No caso de electrificação fora da rede, diferentes níveis de serviço de electricidade são possíveis devido às múltiplas alternativas existentes de sistemas de energia fora da rede com base na duração de fornecimento, potência máxima e consumo. Para resolver esta questão, o Banco Mundial desenvolveu uma estrutura de vários níveis que permite medir os diferentes níveis de serviço de electricidade (figura 4.1). Conforme mostrado na figura abaixo, o nível 0 representa uma casa sem acesso ao serviço de electricidade que usa fontes tradicionais de energia, enquanto que o resto dos níveis estão ordenados em níveis crescentes de serviço de electricidade, levando em consideração as horas de fornecimento, a potência máxima e o consumo. Com base em afirmações do GM, embora a meta do governo seja ter um serviço equivalente àquele realizado de forma ligada à rede, serão aceitas soluções transitórias e alternativas que proporcionem um nível mais baixo de serviço de electricidade durante a fase de pré-electrificação, incluindo o Nível 2 até o Nível 5; e
 - Conforme indicado pelo GM no momento de elaboração desta estratégia, o acesso será considerado quando houver a presença de um serviço "equivalente ao do ligado à rede", excepto para casos especiais onde uma baixa qualidade de serviço for aceite como uma forma de transição para um futuro serviço "equivalente ao do ligado à rede".
- **Nível tencionado:** O acesso à electricidade chegou a 26 por cento em 2016¹¹. A meta oficial estabelecida é de 100 por cento para 2030.

¹¹ EDM, Dados históricos 2001-2015

Figura 4.1 Estrutura, em vários níveis, desenvolvida pelo Banco Mundial para medir o serviço de electricidade¹²



Tradução figura 2: Nível 0, 1, 2, 3, 4 e 5

A viabilidade desta meta envolve alguns aspectos básicos:

- Disponibilidade de financiamento proporcionados pelo GM, pelos financiadores ou outras fontes externas;
- Planeamento e preparação de projectos de electrificação;
- Logística para implementação de projectos;
- Operação e manutenção dos serviços de electricidade de um sistema em rápido crescimento. Isto significa ter uma capacidade de operar uma empresa de energia eléctrica que terá um crescimento exponencial no número de consumidores.

Nova abordagem para electrificação

A estratégia que será elaborada como parte deste estudo pressupõe que:

- A electrificação será realizada baseando-se em um "serviço equivalente à rede", excepto nos casos em que o custo de ligação do consumidor à rede exceda 2,000 US\$/kVA. Neste caso as alternativas de electrificação fora da rede devem ser consideradas.
- Esta estratégia está focada no desenvolvimento da electrificação no país (acesso ao serviço de electricidade), independentemente da localização geográfica dos clientes (rural, urbano, peri-urbano) e do tipo de clientes (comercial ou social), de forma a atingir a meta desejada.
- Áreas de Expansão Própria e Áreas de Expansão Subsidiada. Este é um novo conceito que foi definido para se atingir as metas das políticas, passando claramente a responsabilidade para a EDM, o FUNAE e o GM, além de garantir que a concessionária receba receitas suficientes para realizar uma operação eficiente. Área de Expansão Própria: é definida como a área adjacente às linhas principais¹³ de BT até um raio de 100 metros. Dentro desta área; a EDM é obrigada a ligar qualquer

¹² Fornecido pelo Banco Mundial.

¹³ 0,4 kV: Caso contrário, devem ser adotados cabos de serviço com 100m de comprimento.

cliente que solicite o serviço. O custo de ligação é o custo de ligação uniforme definido no regulamento (ou por esta estratégia) e pode ser pago pelo cliente em parcelas. O custo para ligar e abastecer esses consumidores é incluído na tarifa de energia cobrada pela EDM. Dentro desta área, as receitas provenientes das tarifas cobrem os custos de fornecimento, caso haja uma operação eficiente da EDM (energia comercial).

Inicialmente, definiu-se a curta distância de 100 metros para minimizar o ônus ou obrigações (do ponto de vista financeiro) da EDM. Esta distância pode ser estabelecida por meio de uma regulamentação e poderá ser modificada pela mesma no futuro. De qualquer forma, se a distância for aumentada, os custos excedentes da EDM serão incluídos na tarifa e serão pagos pelos clientes, possivelmente com custos mais altos porque é plausível que a EDM não consiga empréstimos com juros abaixo do mercado (como os empréstimos das Instituições Financeiras Internacionais [IFIs]) para expandir o acesso.

- Áreas de Expansão Subsidiada: representa todo o resto do território que não é determinado como uma Área de Expansão Própria. Nesta área, embora a EDM não tenha nenhuma obrigação de atender nenhum pedido de ligação de clientes em potencial, ela pode executar projectos, caso julgue viável. A Conta de Electrificação é quem paga o CAPEX de qualquer ligação feita dentro desta área e a EDM não precisa reembolsar nada por esses CAPEX. No entanto, a EDM tem a obrigação de operar esses activos. Os domicílios e outros consumidores ligados à rede são clientes da EDM e os custos operacionais correspondentes a esses activos devem ser incluídos na tarifa. Dentro desta área, as receitas de tarifas não cobrem necessariamente os custos, mesmo com uma operação eficiente da concessionária (energia social).

A fim de alcançar as metas das políticas do Governo de uma forma mais econômica, eficiente e em tempo curto, faz-se necessário estabelecer princípios claros e mecanismos para monitorar sua implementação. Isso também deve incluir um processo de revisão futuro para acomodar as mudanças resultantes do progresso alcançado.

Quando a meta geral é "aumentar o acesso aos serviços eléctricos" (ou "acesso"), os seguintes princípios serão considerados para a elaboração da estratégia:

- A meta de acesso é definida pela política estabelecida pelo GM (em consonância com as metas de desenvolvimento da ONU). Essa decisão pode ser tomada após a avaliação de diferentes cenários de acesso, em termos de nível e de velocidade para atingir as metas;
- Um processo de planeamento, com resultados exequíveis de curto prazo é um elemento-chave para a implementação da estratégia;
- A electrificação será implementada de forma gradual, pois deve levar em consideração aspectos sociais e prioridades políticas para o desenvolvimento econômico, como, por exemplo, a preferência por áreas com rápido crescimento econômico ou por áreas com níveis de pobreza mais elevados etc.;
- A electrificação ligada à rede será de responsabilidade da EDM (construção e operação);
- A electrificação fora da rede será de responsabilidade do FUNAE (Construção);
- O FUNAE transferirá os activos construídos (centrais eléctricas e mini-redes fora da rede) para a EDM para comercialização, operações e manutenção, e a EDM

pode terceirizar a operação desses activos para operadores privados ou para as comunidades envolvidas;

- A EDM e o FUNAE irão coordenar os esforços em projectos específicos para evitar uma sobreposição das áreas de intervenção;
- Clarificação dos critérios para priorizar os projectos identificados pelo Plano Director do Sector serão definidos, baseando-se em:
 - Opções de menor custo definidas pelo Plano Director do Sector Eléctrico;
 - Prioridades para os projectos que utilizam infraestruturas existentes com capacidade disponível, ou seja, a "densificação" de redes existentes (outros critérios podem complementar este);
 - Contribuições financeiras dos governos locais;
 - Promoções de actividades económicas em certas zonas, com foco nas áreas com menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH); e
 - Contribuições para a inclusão social através da aceleração do acesso à energia;
- Tarifa geograficamente uniforme para cada categoria de clientes;
- Tarifas sustentáveis que refletem os custos de provisão de serviços e que estejam equilibradas com os adequados subsídios cruzados para a facilitar a população menos favorecida;
- Implementação de uma taxa de electrificação em que os processos são destinados a financiar o processo de electrificação, incluindo a gestão adequada de fundos.

Esses princípios estão ainda mais detalhados abaixo e estão agrupados nos seguintes aspectos principais: elementos institucionais, financeiros e técnicos para a electrificação.

Aspectos institucionais

Papéis e responsabilidades institucionais

Do ponto de vista institucional, o processo de electrificação *proposto* pode ser resumido na tabela 3. Esta representação refere-se exclusivamente ao envolvimento ideal de cada instituição no tocante à estratégia de electrificação, portanto, não tem como intuito mostrar todas as actividades que cada instituição desempenha ou pelas quais é responsável.

Figura 4.2 Papéis e responsabilidades institucionais propostos

	GM	Min de Economia e Finanças	MIREME	EDM	FUNAE	ARENE	Conta de Electrificação	Sector Privado
Definição dos objectivos gerais das políticas	Define a política nacional e a política do sector de energia ●		Traduz a política do GM e define metas, define objectivos intermediários para atingir os objectivos da política energética ●					
Planeamento		Participa	Lidera o processo de planeamento ●	Participa ●	Participa ●	Participa ●	Participa	Participa
Aprovação do Plano	Aprova ●	Recomenda aprovação (ou não) ●						
Definição dos padrões de construção				Define padrões para o sistema integrado ●	Define padrões para as áreas isoladas ●	Assina os padrões ●		
Definição da qualidade do serviço						Define os objectivos de qualidade ●		
Definição das tarifas				Faz um pedido de revisão tarifária ●		Propõe e aprova tarifas ●		

Financiamento de projectos	Fornecer garantias aos fundos emprestados pelas IFIs, reembolsar empréstimos das IFIs e fornecer financiamento adicional ●	Operacionalizar os fundos recebidos das IFIs e o financiamento adicional decidido pelo GM ●					Financiar projectos do plano e reembolsar empréstimos (das IFIs e do GM) por meio da administração de colheita de taxas	
Implementação do plano				Constrói infraestrutura correspondente ao sistema ligado à rede ou fora da rede ●	Constrói infraestrutura correspondente aos sistemas fora da rede e transfere para a EDM uma vez instalada ●			Participa como um contratante que constrói activos ●
Operação de activos				Opera e mantém os activos ●				Opera activos terceirizados pela EDM (basicamente fora da rede) e IPPs ligados à rede) ●



Indica que a instituição pode realizar a actividade com os recursos actuais e a sua experiência, pelo menos nos estágios iniciais



Indica que a instituição pode realizar a actividade com os recursos actuais e qual sua experiência, mesmo com algum grau de dificuldade. No entanto, precisa melhorar sua capacidade técnica e/ou seu número de funcionários para a execução da actividade.



Indica que a instituição não pode realizar a actividade com os recursos humanos existentes e que precisa desenvolver seriamente a capacidade de seus recursos e mobilizar quadros adicionais.

O Governo de Moçambique (GM)

O GM define metas globais em termos de política energética e objectivos sociais. Estas metas são declaradas num alto nível e devem ser definidas pelo MIREME e implementados pela EDM, FUNAE, HCB e pelo sector privado.

As metas representam a estratégia nacional do país e, no que diz respeito ao sector energético, podem tratar de aspectos como:

- Redução das importações de energia e aumento das exportações;
- Aumento da eficiência energética;
- Desenvolvimento dos recursos nacionais, incluindo energias renováveis;
- Alcançar 100% de acesso à electricidade até 2030.

Ao mesmo tempo, o GM recebe fundos das IFIs para financiar diferentes programas, entre eles, os programas para melhorar o acesso à electricidade no país, respeitando os objectivos das políticas estabelecidas pelo Governo.

Ministério dos Recursos Minerais e Energia de Moçambique (MIREME)

Na estratégia proposta, o MIREME tem um papel central em dois aspectos diferentes relacionados ao processo de electrificação:

- Como parte do GM, o Ministério comunica às instituições relacionadas com o sector os objectivos do sector, desenvolve a estratégia e monitora sua implementação;
- O Ministério é encarregado de desenvolver um planeamento integrado com as seguintes características-chave:
 - Processo de planeamento realizado de forma contínua como parte das funções permanentes do Ministério;
 - Actividade participativa em que todas as instituições relacionadas com o sector contribuem, no entanto, o responsável e líder do processo é o Ministério; e
 - Planeamento "integral", significando que a produção, a transmissão e a distribuição estão contempladas no plano. É necessário levar em consideração os impactos de um rápido aumento do acesso nas necessidades ao nível de produção e de transmissão.

Os resultados do planeamento são exequíveis. Isso significa que os projectos a serem financiados são aqueles incluídos no plano aprovado. Assim sendo, a EDM pode, inicialmente, assumir mais responsabilidades no processo de planeamento até que as capacidades e as ferramentas necessárias sejam desenvolvidas no MIREME. Porém, a médio ou longo prazo, essa actividade deve se tornar responsabilidade do MIREME. Como resultado, o MIREME tem de:

- Publicar objectivos nacionais claros para o sector energético e, especificamente, para a tarefa de electrificação;
- Publicar os objectivos e projectos de electrificação originados do planeamento com um grau de detalhe razoável. Esses projectos devem ser diferenciados pelo menos nas seguintes categorias:
 - Projectos para electrificação *ligada à rede*:
 - Projectos (ligações), de carácter comercial, que são realizados pela EDM e pagos por meio de tarifa (Área de Expansão Própria);

- Projectos a serem realizados pela EDM e financiados, total ou parcialmente, com fundos das IFIs (Área de Expansão Subsidiada);
- Projectos a serem realizados pela EDM e financiados, total ou parcialmente, com recursos da Conta de Electrificação (Área de Expansão Subsidiada).
- Projectos para electrificação *em zonas fora da rede*:
 - Projectos a serem realizados pelo FUNAE e financiados, total ou parcialmente, com fundos das IFIs;
 - Projectos a serem realizados pelo FUNAE e financiados, total ou parcialmente, com recursos da Conta de Electrificação.
- Estabelecer o financiamento para os projectos (participação), que serão provenientes: dos fundos das IFIs (empréstimos e donativos), da Conta de Electrificação e daqueles a pagar pela tarifa (ou seja, ligações nas áreas de operação da EDM).

Autoridade Reguladora de Energia (ARENE)

A ARENE foi criada recentemente com as responsabilidades típicas de um regulador (ajuste da tarifa, homologação, monitoria, definição de padrões de serviço, etc.). É esperado que, em breve, ela assuma esse papel, assim que a Lei, que já foi aprovada pelo Parlamento, entrar em vigor.

A nova autoridade, a ARENE, terá as seguintes responsabilidades e participação no processo de electrificação:

- Participar no processo de planeamento: neste aspecto, a ARENE aconselhará o GM (e o MIREME), de maneira ampla, sobre as questões pertinentes ao sector eléctrico;
- Aprovar padrões de planeamento: este é um ponto relevante, uma vez que a aprovação desses padrões está directamente ligada às tecnologias utilizadas e, por sua vez, à qualidade do serviço e ao preço ou tarifa;
- Estabelecer padrões e indicadores de desempenho que a EDM (e, futuramente, outros operadores) deve alcançar ao fornecer o serviço. Este aspecto é chave para o ajuste da tarifa e para o estabelecimento dos parâmetros de qualidade do serviço a serem alcançados e, portanto, os padrões de construção. Esses parâmetros podem (e devem) ser diferentes, dependendo da tecnologia e da região ou área (rural/urbana);
- Fazer cumprir o Código de Rede;
- Determinar a tarifa, levando em consideração os problemas acima mencionados;
- Estabelecer processo de homologação.

Conta de Electrificação

A Conta de Electrificação terá as seguintes características e papéis:

- Foi criada para financiar projectos específicos, com o objectivo de melhorar o acesso à electricidade o mais rápido possível;
- É uma conta-garantia "destinada a fins específicos" administrada pelo Ministério de Economia e Finanças, com o objectivo exclusivo de financiar CAPEX para a electrificação em Áreas de Expansão Subsidiada;
- Recebe recursos:
 - o Do Governo de Moçambique;

o Das taxas cobradas sobre a electricidade vendida (inicialmente calculada como 5% da factura, antes dos impostos, para clientes que não são considerados de tarifa social).

- Recebe os pedidos e os projectos de financiamento da EDM e do FUNAE. Esses pedidos recebem apoio de uma análise de investimento para cada projecto;
- Revisa os pedidos, verifica a elegibilidade de cada projecto, prioriza projectos e os financia de acordo com a disponibilidade de fundos, considerando as metas do GM, o planeamento aprovado pelo MIREME e a categorização inicial dos projectos; e
- Torna público, regularmente, os projectos financiados pelo fundo, de forma que as movimentações da conta sejam feitas de forma transparente.

A Conta de Electrificação deverá ser gerida por Comité de Coordenação com a seguinte composição:

- MIREME;
- MEF
- Representante dos Parceiros, como observador.

Electricidade de Moçambique (EDM) – um novo “Modelo de Negócio”

Para a implementação bem sucedida da nova Estratégia Nacional de Electrificação, é necessário que a EDM adopte um novo Modelo de Negócios que reconheça e diferencie duas dimensões-chave do fornecimento de electricidade: energia comercial e energia social. Sob este modelo, a EDM é responsável principalmente pela electrificação ligada à rede, nas *Áreas de Expansão Própria* e pela distribuição de energia social dentro da estrutura das *Áreas de Expansão Subsidiada*, seguindo assim esses princípios estratégicos. Neste contexto, a electrificação será realizada dentro dos seguintes princípios:

- A EDM é obrigada a ligar todos os clientes que pedirem uma ligação em sua área de expansão própria. Esta área é definida como tendo um raio 100 metros a volta das linhas principais existentes de BT;
- O custo para essas ligações, bem como o abastecimento a esses clientes, será incluso na tarifa;
- Fora da área de expansão própria, as novas ligações e extensões da rede, quando necessárias, não serão pagas pela EDM. Elas serão pagas integralmente com fundos do GM (incluindo o IFI) e/ou pela Conta de Electrificação;
- A EDM não está sujeita a reembolsar qualquer um dos fundos necessários para essas ligações fora da área de expansão própria. Essas ligações serão financiadas pelo GM, pelas IFIs e pela Conta de Electrificação e, finalmente, é a Conta de Electrificação que pagará o investimento;
- A EDM irá operar essas novas redes comercialmente, ou seja, o custo de sua operação será contemplado e pago integralmente pela tarifa;
- A EDM participará no processo de planeamento como uma instituição interessada e importante, inicialmente, liderando o processo de planeamento até que o MIREME desenvolva conhecimentos e capacidade suficiente e adquira os recursos humanos e as ferramentas necessários para substituí-la nestas funções específicas;
- A EDM receberá do processo de planeamento um conjunto de projectos e metas, desenvolverá projectos em detalhes, realizará os estudos de viabilidade e fará a priorização provisória de projectos;
- O pedido de financiamento será feito à Conta de Electrificação, que revisará a definição de projectos e os estudos de viabilidade, e decidirá sobre o financiamento de acordo com o plano, com a disponibilidade dos fundos e com as directrizes do GM/MIREME. Os projectos podem ser financiados inicialmente com os fundos dos

programas do GM/IFIs acordados com o GM, mas, no final esse financiamento, será devolvido pela Conta de Electrificação;

- Uma vez que a Conta de Electrificação decidir sobre o procedimento de financiamento e informar à EDM, tornando, assim, essas decisões públicas, a EDM passará, então, a implementar os projectos aprovados;
- Em todos os casos, os fundos que financiam as despesas de capital dos projectos (CAPEX) serão desembolsados de acordo com etapas de construção predefinidas (*pari pasu* com a construção);
- Na colheita das tarifas, a EDM deverá transferir automaticamente a taxa correspondente (5%) para a Conta de Electrificação;
- A EDM será obrigada a se ligar os consumidores dentro da sua área de expansão; isto não é um impedimento para que a EDM possa abordar outros projectos, como mini-redes fora da rede, mas esta não será sua obrigação.

Fundo de Energia (FUNAE)

O FUNAE será principalmente responsável pela construção de infraestruturas para electrificação *em zonas fora da rede*, focadas nas comunidades remotas e nas actividades de *energia para fins sociais*. Essa electrificação será realizada dentro dos seguintes princípios:

- O CAPEX necessário para o desenvolvimento de electrificação fora da rede será fornecido pela Conta de Electrificação e pelo GM (incluindo os IFIs);
- O FUNAE não está sujeito a reembolsar os fundos necessários para sistemas não ligados à rede. Essas ligações serão financiadas pelo GM, pelos IFIs, pela Conta de Electrificação e, finalmente, é a Conta de Electrificação que pagará o investimento;
- O FUNAE não irá operar esses activos; uma vez concluído o projecto, o FUNAE o entregará à EDM que irá, ou operar, ou terceirizar a operação para uma operadora qualificada (nomeada por meio de um processo competitivo);
- O FUNAE participará do processo de planeamento, sendo uma das instituições interessadas;
- O FUNAE receberá do processo de planeamento um conjunto de projectos e metas. O FUNAE desenvolverá os projectos, realizará os estudos de viabilidade e fará a priorização provisória;
- O FUNAE solicitará financiamento a Conta de Electrificação que analisará a elegibilidade, a definição de projectos e estudos de viabilidade, além de decidir sobre o financiamento de acordo com o plano, a disponibilidade de fundos e as directrizes do GM/MIREME. Os projectos poderão ser financiados, inicialmente, com os fundos dos programas do GM/IFIs acordados com o GM. Porém, no final do processo, esses fundos serão devolvidos pela Conta de Electrificação;
- Uma vez que a Conta de Electrificação decidir sobre o procedimento de financiamento e informar ao FUNAE, tornando, assim, essas decisões públicas, o FUNAE dará o próximo passo: a implementação dos projectos aprovados;
- Em todos os casos, os fundos que financiam o CAPEX dos projectos serão liberados de acordo com etapas predefinidas de construção (*pari pasu* com construção); e
- Os projectos de electrificação com uma capacidade superior a 1 MW precisarão ter um tratamento especial do FUNAE, levando em consideração que: i) os padrões de construção devem prever uma possível ligação à rede no futuro; ii) a

coordenação com a EDM deve considerar o projecto como sendo um plano de "pré-electrificação".

Cahora Bassa e outras IPPs

No futuro, sendo constatado o progresso da electrificação, será necessária maior capacidade (e energia) para atender o consumo doméstico. Isso poderá ser obtido a partir da expansão da produção e/ou da capacidade instalada da Hidroeléctrica de Cahora Bassa, pois existe a possibilidade de sua utilização após o encerramento dos actuais contratos de exportação.

Em outras palavras, uma vez que os contratos de exportação da Cahora Bassa começarem a expirar, em vez de estendê-los, fornecendo o mesmo volume de capacidade anterior, parte dessa capacidade pode ser utilizada para abastecer a crescente demanda doméstica, devido ao rápido processo de electrificação.

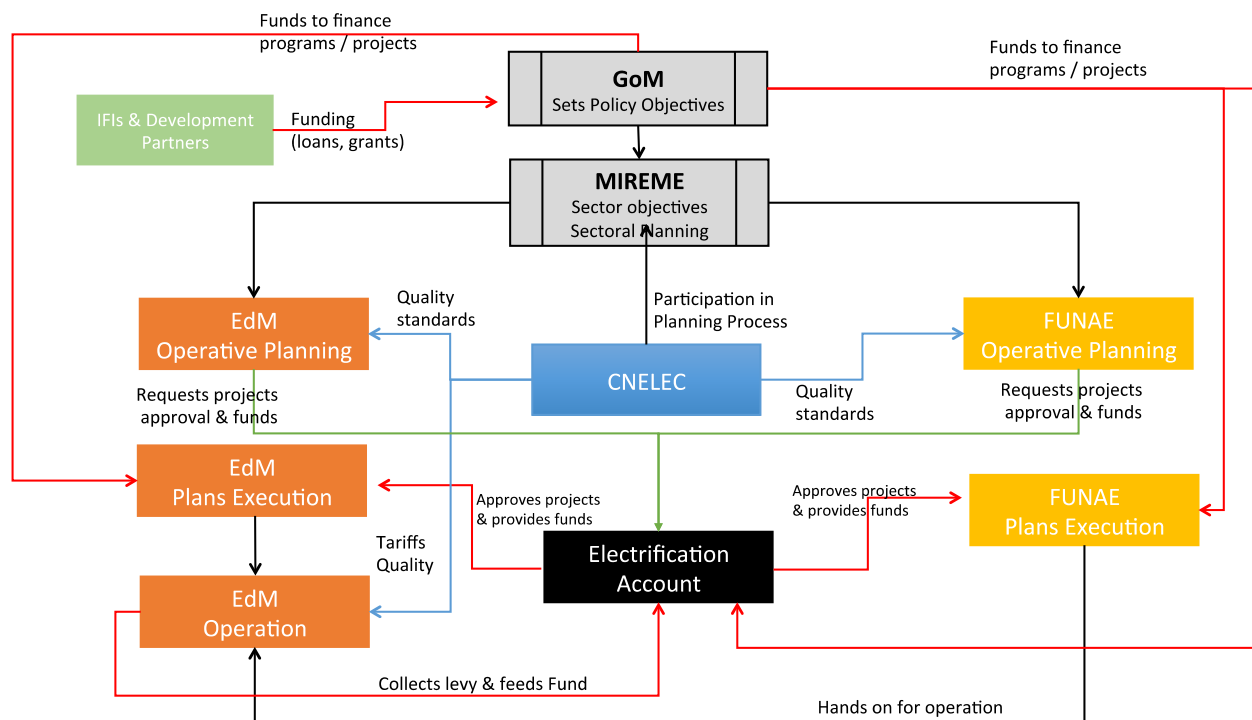
Parte da receita da Cahora Bassa poderá eventualmente ser utilizada para fornecer fundos para a Conta de Electrificação. Porém, é importante salientar que não é recomendado impor nenhum tipo de taxa ou tributação sobre as exportações, pois podem causar efeitos sobre as potencialidades do comércio exterior.

Também deve-se ter em mente que não é recomendado cobrar qualquer tipo de imposto ou taxa sobre os IPPs como fonte de receitas da Conta de Electrificação, uma vez que os IPPs repassarão esse imposto ou taxa para o preço final da electricidade, aumentando, desta forma, o preço da conta para o consumidor final. Isso representaria uma "cobrança dupla" para os consumidores finais, visto que eles já estarão a pagar a taxa de electrificação para financiar a Conta de Electrificação.

Mapa das Instituições

Na figura a seguir, as cores indicam: i) setas vermelhas, fluxos de dinheiro, ii) setas azuis, regulações, iii) setas verdes, pedidos para financiamento de projectos, iv) outros. Isso não representa a hierarquia institucional, mas sim as relações institucionais.

Figura 4.3 Papéis e responsabilidades institucionais propostos

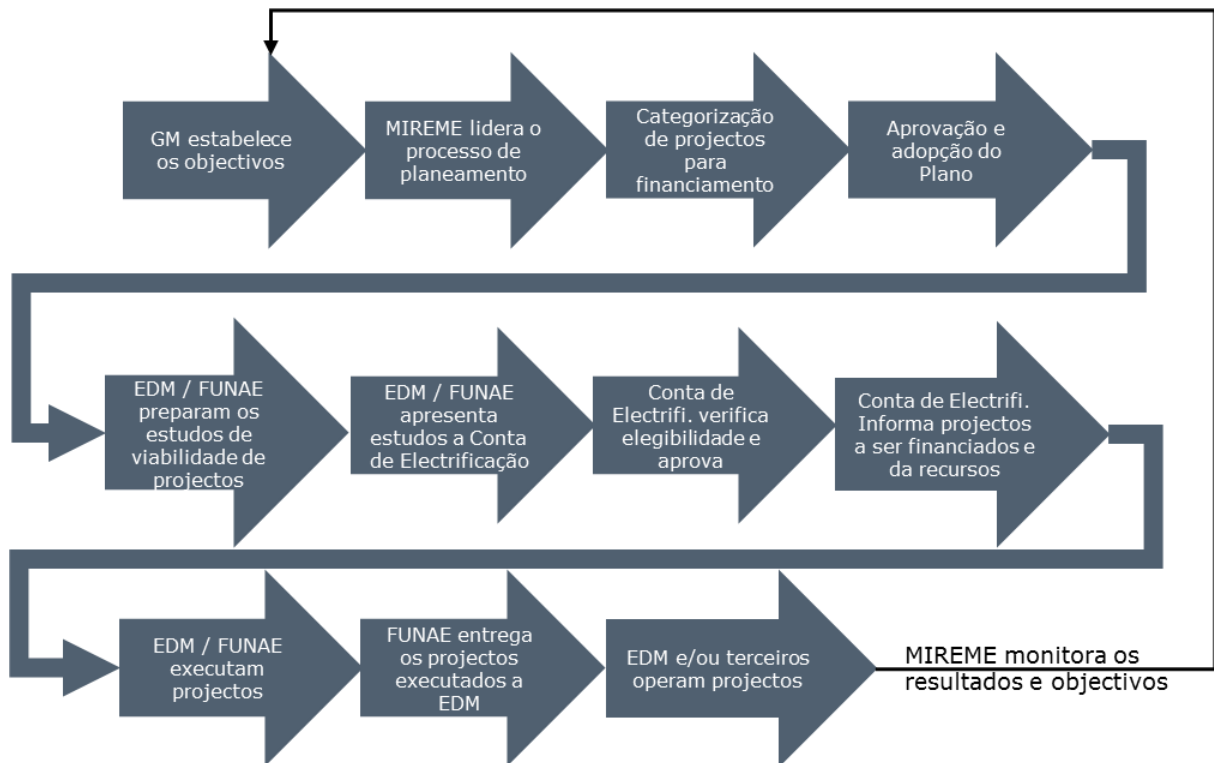


Tradução figura 4.4: Órgãos - no meio, à esquerda e à direita: GM (estabelece metas sobre políticas); MIREME (Metas e Planeamento por sector); CNELEC; Conta de Electrificação; IFIs e Parceiros de Desenvolvimento); EDM (Planeamento Operante); EDM (Planeja a Execução); EDM (Operação); FUNAE (Planeamento Operante); FUNAE (Planeja a Execução); **Funções à esquerda de cima para baixo:** Fundos para financiar programas/projectos; Financiamento (empréstimos, subsídios); Padrões de qualidade; Exige a aprovação de projectos e fundos; Aprova o projecto e fornece os fundos; Qualidade sobre as tarifas; Colheita as taxas e alimenta a Conta; **Funções à direita de cima para baixo:** Fundos para financiar programas/projectos; Padrões de qualidade; Exige a aprovação de projectos e fundos; Aprova o projecto e fornece os fundos; Pronto para iniciar a operação.

O processo de planeamento, tomada de decisões, financiamento e implementação de projectos

Do ponto de vista do processo da electrificação em si (decisão sobre projectos e implementação dos mesmos), o processo pode ser representado da seguinte forma:

Figura 4.4 O processo de electrificação do ponto de vista da participação das instituições



Exigências do ponto de vista Jurídico/Regulatório

A implementação do processo descrito requer alguns instrumentos legais/regulatórios.

Exigências legais

Do ponto de vista jurídico, seria necessária uma nova lei a respeito da cobrança de taxa de electrificação que serviria alimentar para a Conta de Electrificação que expusesse:

- a definição de quais consumidores irão pagar esta taxa;
- o valor da taxa;
- o procedimento para modificar/isentar a taxa;
- a definição de quem irá cobrar a taxa;
- os procedimentos/penalidades, caso a taxa não seja transferida para a Conta de Electrificação;
- a obrigação de reservar as verbas para financiar projectos destinados apenas para melhorar o acesso; e
- as condições para isentar a taxa, em casos em que a taxa não será mais aplicável.

Pode ser que não seja necessário a criação de um Lei que estabelece a Conta de Electrificação, pois é possível criá-la por meio de um Decreto Presidencial. De qualquer forma, os seguintes aspectos devem ser considerados:

- Objectivos da Conta de Electrificação;
- Governança;
- Fontes de financiamento;
- Elegibilidade dos projectos;
- Actividades/responsabilidades;
- Princípios para priorização de projectos;
- Condições para desembolsar os fundos;
- Monitoramento de projectos/desembolso de fundos;
- Penalidades/procedimentos, em caso de não conformidade; e
- Relatórios/prestação de contas.

Exigências regulatórias

O regulamento deverá completar as disposições da lei, caso seja necessário. Além disso, ele deve definir claramente:

- A metodologia detalhada das tarifas, incluindo a sua fórmula de cálculo, os procedimentos para sua determinação, a revisão tarifária periódica (incluindo audiências públicas), o ajuste tarifário automático sobre os principais determinantes de custo etc.
- O regulamento tarifário detalhado no qual é explicitamente estabelecido que:
 - o Governo e a Conta de Electrificação pagam pelo CAPEX envolvido na electrificação de clientes que não estão nas Áreas de Expansão Própria da EDM;
 - a tarifa é uma "tarifa nacional". Não há diferenciação que dependa de critérios geográficos (incluindo uma tarifa social para clientes necessitados que não contém a taxa para a Conta de Electrificação);
 - a tarifa contempla os custos eficientes da operação e de fornecimento de todos os clientes;
 - os custos eficientes de electrificação na área de expansão própria da EDM são contemplados na tarifa;
 - os activos transferidos para a EDM, financiados pela Conta de Electrificação, não fazem parte da base de activos regulatórios cujo objectivo é remunerar, porém, são levados em consideração para os custos operacionais, incluindo a provisão de depreciação dos activos da EDM; e
 - o mecanismo de subsídio cruzado para os custos operacionais dos sistemas fora da rede.

Preparação das instituições para executar a estratégia proposta

As diferentes instituições envolvidas na implementação da estratégia têm diferentes tarefas preliminares. Essas tarefas são executadas antes que a estratégia possa ser completamente implementada conforme elaborada. A tabela a seguir mostra uma série de actividades que as instituições podem efectuar de forma a preparar para a implementação da estratégia em si.

Tabela 4.1 Actividades preliminares por instituição

Instituição	Actividades Preliminares
GM	Rever e definir metas de acesso Orientar a criação da Conta de Electrificação
MIREME	Preparar um conjunto inicial de actividades e cronograma para fazer regularmente o planeamento Criar um grupo/escritório dentro do MIREME que será responsável

Instituição	Actividades Preliminares
	pela actividade de planeamento e monitoria do plano Adquirir recursos para a capacitação dos profissionais Discutir o acordo com EDM e FUNAE sobre os projectos de electrificação utilizando os fundos disponíveis Treinar e formar as equipas
Ministério de Economia e Finanças	Implementar um procedimento transitório que permita a utilização de fundos disponíveis das IFIs enquanto a Conta de Electrificação ainda não estiver estabelecida
EDM	Finalizar e aprovar padrões de qualidade Selecionar uma lista inicial (reduzida) de materiais relevantes para compras volumosas Elaborar e implementar um procedimento para compras volumosas de materiais seleccionados Definir "procedimentos padrão" para projectos de electrificação. Identificar projectos de densificação Coordenar, com o MIREME, um conjunto de projectos (e cronograma) para uma implementação rápida Preparar um programa para fortalecer as capacidades de planeamento e de implementação/monitoria de projectos. Começar o desenvolvimento das "capacidades logísticas" para a implementação do plano de electrificação
FUNAE	Identificar um conjunto de projectos de "baixo custo" para as áreas fora da rede Coordenar junto aos projectos do MIREME para uma implementação rápida (incluindo um cronograma) Definir "procedimentos padrão" para a electrificação em áreas fora da rede Preparar um programa para aumentar a capacidade de planeamento e de implementação de projectos
ARENE	Determinar a tarifa o mais cedo possível (uma vez que a Lei for aprovada) Desenvolver capacidades em termos de ajuste da tarifa Analisar e implementar os resultados do estudo tarifário que esta a ser realizado pela EDM.
Comité de Coordenação	Elaborar regras de implementação da "Conta de Electrificação"

Estabelecimento da conta de electrificação

Propósito

Não existe actualmente uma estrutura legal que estabeleça claramente as fontes de financiamento a serem alocadas exclusivamente para projetos de electrificação, incluindo um financiamento governamental pré-definido ou uma tarifa de electrificação ou qualquer abordagem híbrida. Sob a abordagem actual, a disponibilidade de fundos é fortemente dependente de parceiros internacionais e da situação financeira da EDM, que, como descrito anteriormente, está operando com prejuízo e não é financeiramente sustentável com as tarifas actuais em um ambiente macroeconómico onde o acesso a financiamento tornou-se extremamente complexo. A falta de um esquema de financiamento adequado limita o esforço de electrificação, com vários projetos tendo suas avaliações aprovadas, mas não desenvolvidas, devido à falta de financiamento.

Actividades

A experiência internacional tem mostrado que são necessários fundos significativamente altos e isolados para apoiar metas de electrificação tão ambiciosas como as que se estabelecem em Moçambique. Uma conta de electrificação deve ser criada para fornecer um esquema de financiamento adequado para projetos de electrificação em Moçambique. A conta de electrificação proposta é descrita em detalhes nas seções abaixo.

Estrutura geral e fontes de financiamento da conta de electrificação

Como descrito anteriormente, duas áreas diferentes foram consideradas nesta Estratégia:

- A Área de Expansão Própria (AEP) da EDM, que é definida como uma área próxima às linhas existentes, onde a concessionária é obrigada a ligar os consumidores quando eles solicitam a ligação. Esta área é definida em princípio como baseada na capacidade de infra-estrutura a montante de Baixa Tensão (BT) de 100 metros para cada lado de cada linha existente. Os custos de ligação na AEP serão suportados pela EDM e a tarifa reflectirá os custos e será suficiente para assegurar o reembolso deste financiamento.
- A Área de Expansão Subsidiada (AES) da EDM, que é definida como a área que não é uma AEP. A EDM não tem obrigação de responder a qualquer pedido de ligação de potenciais clientes nesta área. A EDM deve recuperar totalmente os custos de ligação, que devem ser suportados pelo programa de electrificação. Existem três fontes de financiamento (Figura 4.7): (1) utilizadores de electricidade, que apoiam a electrificação através de uma taxa de ligação e uma taxa de electrificação, (2) IFIs, que oferecem empréstimos e subvenções em condições favoráveis e (3) GoM, que fornece empréstimos e orçamento.

A Conta de Electrificação deve gerir os recursos financeiros obtidos dos utilizadores de electricidade e do GoM e financiar projectos de electrificação em AES e cobrir o serviço da dívida às IFIs e ao GoM para projectos de electrificação em AES (ver Figura 4.7). Empréstimos e subvenções de IFIs devem ser transferidos directamente para projectos de electrificação (eles nunca são transferidos para a Conta de Electrificação), com o GoM como a parte responsável por cobrir o serviço da dívida resultante.

As fontes de financiamento da conta de electrificação seriam:

- A taxa de electrificação.
- A taxa de ligação.
- Empréstimos do GoM.
- Dotações orçamentais anuais do GoM.
- Quaisquer outras taxas cobradas aos clientes de electricidade.

Os desembolsos da conta de electrificação seriam:

- Serviço da dívida para as IFIs com relação a projectos de electrificação em AES.
- Serviço da dívida ao GoM no que diz respeito a projetos de electrificação em AES.
- Custos de electrificação em AES.

Administração e supervisão da conta de electrificação

A Conta de Electrificação será uma conta de depósito sob administração do Ministério da Economia e Finanças e sob administração fiduciária de um banco ou agência.

A Conta de Electrificação deve ser delimitada para protegê-la: os únicos fluxos de saída devem ser os custos de electrificação em serviços AES e de dívida para IFIs e o GoM em relação a projectos de electrificação em AES. A legislação deve exigir que a EDM transfira todos os fundos da taxa de electrificação para a conta de electrificação.

Todas as transações da conta de electrificação devem ser públicas e devem ser publicadas regularmente pela agência ou pelo banco que administra a conta.

Nenhuma instituição adicional seria necessária para financiar a electrificação AES, e a conta seria transparente, responsável e adequada para rastrear dinheiro e auditar.

Elegibilidade e priorização de projectos de electrificação para suporte financeiro da conta de electrificação

Todos os projectos de electrificação na AES identificados no processo de planeamento a ser desenvolvido pelo MIREME seriam elegíveis para apoio financeiro da Conta de Electrificação.

Os pedidos de financiamento de projectos de electrificação viriam da EDM e do FUNAE para o Ministério da Economia e Finanças. O Ministério, considerando as metas do GdM, o planeamento aprovado pelo MIREME, e a categorização inicial dos projetos, reveria a elegibilidade de cada projeto e financiaria os selecionados.

- Serviço da dívida ao GoM no que diz respeito a projetos de electrificação em AES.
- Custos de electrificação em não AES.

Requisitos legais para a criação da conta de electrificação

A implementação da Conta de Electrificação requer instrumentos legais e regulatórios.

Para criar a taxa de electrificação que financia a conta de electrificação, uma nova lei deverá cobrir:

- A definição de quais consumidores serão cobrados com essa taxa.
- O valor da taxa.
- O procedimento para modificar ou eliminar a imposição.
- A definição de quem cobrará a taxa.
- A obrigação de transferir todas as receitas obtidas da taxa para a conta de electrificação.
- Procedimentos e penalidades caso a taxa não seja transferida para a conta de electrificação.
- A obrigação de destinar os recursos para que eles financiem apenas projectos que visam melhorar o acesso.
- Condições para eliminar a imposição porque deixa de ser aplicável.

A criação da conta de electrificação pode não precisar de uma lei, mas pode ocorrer através de um decreto de resolução do Conselho de Ministros e deve cobrir:

- Objectivos da Conta de Electrificação.
- Governança.
- Fontes de financiamento.
- Elegibilidade de projectos.
- Actividades e responsabilidades.
- Princípios para priorização de projectos.
- Condições para desembolsar fundos.
- Monitoramento de projectos e desembolso de recursos.
- Penalidades e procedimentos em caso de não conformidade.
- Relatórios e prestação de contas.

Partes interessadas e seus Papéis

MIREME: define os aspectos da Taxa de Electrificação e da Conta de Electrificação e define a estrutura legal para a criação da taxa de electrificação e da Conta de Electrificação.

GoM: emite as Leis, Decretos ou Resoluções do Conselho de Ministros exigidos para implementar as actividades acima mencionadas.

Ministério da Economia e Finanças: Faz a gestão da conta de electrificação.

Banco / Agência: Administra a conta de electrificação e publica todas as transações da conta de electrificação numa base regular.

A tabela 4.2 propõe um exemplo de como os projectos de electrificação podem ser classificados. Para cada uma das categorias definidas, um desenho técnico típico (ou básico) deve ser definido, beneficiando-se também da padronização dos materiais de construção. Desta forma, fica muito simples implementar projectos de electrificação, reduzindo o tempo e custos necessários.

Tabela 4.2 Exemplo de Sistemas de Electrificação

			Parâmetros Indicativos de Projecto		
Sistema	Metodologia	Tipo de assentamento	D = Distância da rede da EDM	P = Demanda por domicílio (kVA)	Densidade Populacional
Ligado à rede	Ligação de novos consumidores à rede BT existente (220 – 400V)	Urbano e periurbano	$D < 10\text{m}$	$3.0 < P < 5.0$	Alta
	Densificação (extensões urbanas de BT e de MT)	Urbano e periurbano	$10\text{m} < D < 5\text{km}$	$3.0 < P < 5.0$	Alta
	Rural trifásico de MT (principal e ramificações) e extensão de BT	Rural	$5\text{km} < D < 30\text{km}$	$2.0 < P < 3.0$	Alta
	Rural trifásico de MT (principal), MRT (19kV) para as ramificações e extensões de BT	Rural	$10\text{km} < D < 30\text{km}$	$1.0 < P < 2.0$	Média
Fora da Rede	Mini-rede: produção centralizada e rede de BT	Rural	$D > 30\text{km}$	$0.1 < P < 1.0$	Média
	Sistema solar para residências	Rural	$D > 30\text{km}$	0.1	Baixa

Nota: Nos casos onde houver um cliente de grande consumo, com uma ligação personalizada, a metodologia de electrificação será avaliada de forma diferente.

Aspectos Financeiros

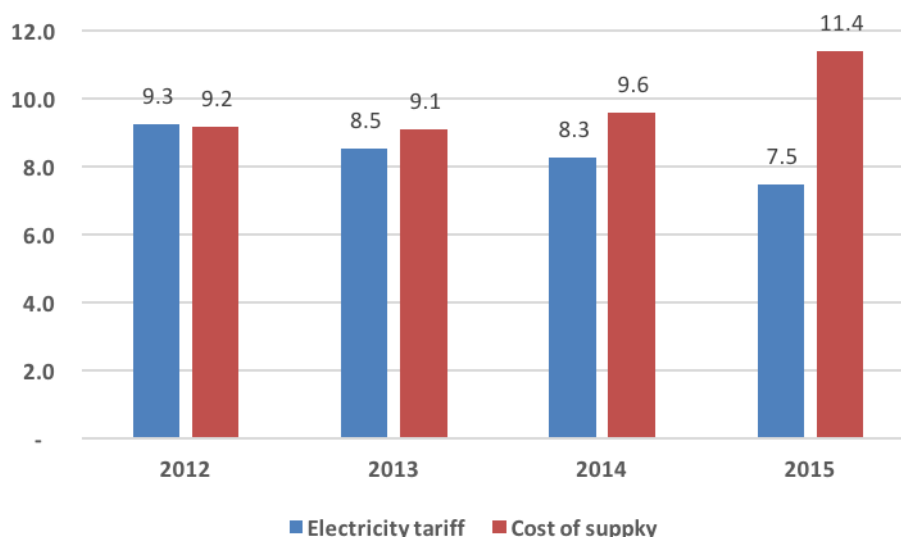
Políticas tarifárias

Os seguintes aspectos da política actual de tarifas de electricidade devem ser revistos:

As tarifas devem cobrir o custo eficiente de fornecimento de serviços de electricidade

As tarifas eléctricas actuais não cobrem o custo de fornecimento de energia em Moçambique. Conforme mostrado na figura 4.5, a lacuna entre a tarifa média de electricidade e o custo médio de fornecimento aumentou, ao longo dos últimos anos, principalmente devido ao aumento dos custos de aquisição de energia. A erosão da tarifa foi acelerada pela excepcional desvalorização do metical¹⁴ e pelo facto de que as tarifas de electricidade não foram ajustadas adequadamente por muitos anos. Especificamente, a tarifa média da electricidade foi estimada em US\$ 7,5 centavos/kWh, em 2015, enquanto que o custo médio de fornecimento foi estimado em US\$ 11,4 centavos/kWh. Como consequência, a EDM está operando com perdas e não é financeiramente sustentável com as tarifas actuais. A isso, soma-se ao facto de que o ambiente macroeconómico para o acesso ao financiamento se tornou extremamente complexo.

Figura 4.5 Evolução da tarifa média e do custo médio de fornecimento 2009-2015 (US\$ centavos/kWh)



Tradução figura 4.6: Tarifa sobre a electricidade; Custo de fornecimento

Fonte: EDM, Dados históricos 2009-2015

Além disso, a EDM actualmente não está apenas a liderar, mas também está a financiar o esforço para a electrificação de Moçambique. Portanto, o facto de que as tarifas não se refletem nos custos dificulta a sustentabilidade dos projectos de electrificação nos sistemas ligados à rede.

Os regulamentos adequados e a configuração institucional devem ser assegurados para permitir que a EDM recupere os custos eficientes do fornecimento de serviços de electricidade, se a empresa fornecer serviços com a qualidade indicada¹⁵. A tarifa deve incorporar mecanismos que permitem a reflexão dos custos associados, como o repasse automático dos custos de combustível relacionados a sua produção, os ajustes para

¹⁴ O Metical desvalorizou 62% em relação ao dólar norte-americano nos últimos dois anos (2015-2016). Mais especificamente, o metical desvalorizou 27% em relação ao dólar norte-americano em 2015 e 35% adicionais em 2016.

¹⁵ Isso inclui um nível razoável de perdas; normalmente, é acordado com o regulador um programa de redução de perdas que evoluirá por meio de uma "rota" razoável para alcançar o objectivo desejado em termos de perdas.

acompanhar os movimentos na taxa de câmbio e a inflação. A remuneração da EDM também deve incluir a desvalorização de seus activos e um retorno de investimento razoável. Isso é necessário para que a EDM possa fornecer uma qualidade de serviço aceitável, actuando como fornecedora de electricidade e podendo financiar a substituição de seus activos.

No caso dos activos a serem financiados por meio do programa de electrificação, incluindo aqueles financiados pela Conta de Electrificação ou pelo GM (canalizando os donativos e empréstimos das IFIs com juros abaixo do mercado), a propriedade dos activos deve ser transferida gratuitamente para a EDM¹⁶ e a tarifa deve excluir a remuneração do CAPEX (uma vez que não é financiada pela EDM). No entanto, deve-se levar em consideração os custos de operação e manutenção e a desvalorização (incluindo a depreciação das instalações em baixa tensão e do contador).

Política de uniformização das tarifas

As tarifas de electricidade são actualmente uniformes em todo o país, com consumidores em zonas rurais ligados à rede pagando a mesma tarifa que os usuários em zonas urbanas ligados à rede, apesar dos custos de electrificação serem maiores nas zonas rurais, pois os domicílios tendem a ser dispersos e localizados em áreas remotas e inacessíveis. Além disso, os baixos níveis de consumo não permitem aproveitar as economias de escala normalmente presentes no sector eléctrico. Embora essa abordagem possa não ser a mais eficiente financeiramente, ela está sujeita à aceitação social e política em todo o mundo. Muitos países desenvolvidos e em desenvolvimento têm tarifas uniformes (por exemplo, Espanha, Quênia, Vietnam) e isso continuará a ser a prática em Moçambique também, o que implica a existência de um subsídio cruzado entre os clientes rurais e urbanos.

No caso dos consumidores em zonas fora da rede, o FUNAE geralmente cobra os clientes de acordo com a tarifa da EDM, embora em alguns casos o FUNAE possa cobrar uma tarifa fixa (independente do consumo de energia do cliente). Essa tarifa é geralmente mais alta do que a tarifa da EDM, mas não necessariamente reflete nos custos. Recomenda-se que a política de tarifas uniformes seja implementada para consumidores em zonas fora da rede, o que implicará no subsídio cruzado entre os clientes¹⁷ ligados à rede e fora da rede.

Além disso, deve existir possibilidade para que a EDM possa fazer acordos com terceiros para a operação e a manutenção mais eficientes de alguns sistemas em zonas fora da rede. Dentre esses terceiros podem incluir operadores privados ou mesmo a comunidade local, que podem ser treinados e envolvidos na operação e na manutenção do sistema para um fornecimento mais eficiente do serviço. No entanto, propõe-se que esses clientes permaneçam clientes da EDM e a empresa devia continuar a ser a entidade legalmente responsável pelo serviço de electricidade.

Caso a EDM seja a única operadora da rede, os subsídios cruzados entre os clientes rurais e urbanos ligados à rede serão implícitos. Por outro lado, os subsídios cruzados entre os clientes ligados à rede e fora da rede também são possíveis e podem ser internamente geridos pela EDM. Caso as empresas distribuidoras de energia eléctrica (DISCOs) entrem no sector, deverá haver um subsídio cruzado explícito. As receitas permitidas das

¹⁶ Livre de qualquer imposto ou taxa.

¹⁷ Recomenda-se que as tarifas de electricidade cubram o custo total de abastecimento. Também é recomendável que a tarifa seja uniforme em todo o país. Isso implica que há um subsídio cruzado entre os consumidores, pois, se a tarifa for uniforme, alguns usuários pagarão mais do que o custo de abastecimento correspondente (por exemplo, consumidores urbanos e ligados à rede) e alguns outros usuários pagarão menos do que o custo correspondente de abastecimento (por exemplo, usuários rurais e em áreas não conectadas à rede).

operadoras privadas devem incluir os custos de operação e manutenção eficientes, a desvalorização dos activos e um retorno de investimento razoável. Para isso se tornar possível haverá a necessidade de criar um fundo regional de subsídios tarifários, que deverá ser administrado pela Agência Reguladora de Energia ou pelo MIREME.

Acessibilidade tarifária

Para avaliar a questão da acessibilidade tarifária, é necessário definir um tecto para determinar qual seria o nível aceitável de despesas relacionadas com os serviços públicos, como uma percentagem das despesas domésticas. Ao definir esse *benchmark*, usaremos inevitavelmente um juízo de valor que pode mudar ao longo do tempo e de lugar. Tendo em mente essas complicações, muitos governos e instituições financeiras internacionais desenvolveram regras *ad hoc* sobre o que constitui um nível aceitável de despesas relacionadas com os serviços públicos. Estes são resumidos abaixo:

Tabela 4.3 *Benchmarks* utilizados na medição da acessibilidade tarifária (% da despesa total das famílias)

Fonte	Electricidade	Calefação	Água	Todas as contas de consumo
Banco Mundial (2002)	10-15		3-5	
OMS (2004)	10			
IPA Energy (2003)	10	20		
Governo da Ucrânia (2000)				20

Fonte: BERD¹⁸

Embora não exista um *benchmark* universal, esses números são indicativos. Neste caso, considera-se que 10% das despesas domésticas totais é o tecto mais alto para a acessibilidade tarifária em relação ao custo da electricidade, e que, se a percentagem na despesa total da família for inferior a 5%, nenhuma preocupação relativa à acessibilidade tarifária foi identificada.

Na expectativa de avaliar a capacidade de pagamento da despesa de electricidade em Moçambique, foram comparadas as estimativas de despesas da electricidade por domicílio e por quintil com as estimativas de despesas totais por domicílio e por quintil.

Média de gastos domésticos por quintil

As médias estimadas de despesas domiciliárias mensais por quintil são apresentadas na tabela abaixo (em que o primeiro quintil representa o mais pobre e o quinto quintil representa o mais rico). Citamos abaixo as principais hipóteses para essas estimativas:

- A despesa média per capita e por quintil baseia-se nas pesquisas domiciliárias de 2014-15 realizadas pelo Instituto Nacional de Estatística de Moçambique ¹⁹;
- A dimensão média de uma família é de 5.0 pessoas, de acordo com os dados fornecidos neste mesmo estudo ¹⁹. Considerou-se que o tamanho médio da família era ligeiramente inferior nos quintis mais ricos do que nos quintis mais pobres;
- A média das despesas domésticas foram obtidas a partir da média das despesas per capita multiplicada pelo tamanho médio da família; e
- Finalmente, os resultados finais foram ajustados com os índices de inflação de 2015 e 2016 (2,4% e 16,70%, respectivamente ²⁰).

¹⁸ Banco Europeu para a Reconstrução e Desenvolvimento, Os consumidores pobres conseguem pagar a energia e a água? Uma análise da acessibilidade tarifária para países em transição, documento de trabalho nº 92, 2005.

¹⁹ Relatório Final da Pesquisa sobre o Orçamento Domiciliar 2014/15, Instituto Nacional Estatístico de Moçambique.

²⁰ Índices de inflação obtidos do site: <https://knoema.com/atlas/Mozambique/CPI-inflation>

Tabela 4.4 Média estimada dos gastos domiciliares mensais por quintis (MZN)

	Primeiro Quintil	Segundo Quintil	Terceiro Quintil	Quarto Quintil	Quinto Quintil
Despesas médias per capita - 2014	297	538	791	1,223	4,191
Dimensão média de uma família	5.50	5.25	5.00	4.75	4.50
Despesas médias domiciliares - 2014	1,634	2,824	3,955	5,807	18,861
Despesas médias domiciliares - Jan 2017	1,953	3,375	4,726	6,940	22,539

Média de despesas com tarifas por quintil

Tabela 4.5 Tarifas eléctricas actuais em Moçambique

Consumo mensal (kWh)	Social (MZN/kWh)	Residencial (MZN/kWh)	Agricultura (MZN/kWh)	Geral (MZN/kWh)	Taxa fixa (MZN)
0-100	1.07	-	-	-	0
0-300	-	4.04	3.40	5.80	152.37
301-500	-	5.072	4.84	8.29	152.37
>500	-	6.00	5.30	9.07	152.37
Pré-pago	1.07	5.14	4.71	8.31	-

Fonte: EDM em Junho 2017

As estimativas de despesas tarifárias mensais por quintil são apresentadas na tabela 4.6. Citamos abaixo as principais hipóteses para essas estimativas:

- O consumo médio adoptado para o quintil mais rico (200 kWh) foi obtido a partir do consumo médio de consumidores urbanos em três das maiores cidades de Moçambique (Maputo, Beira, Nampula). O consumo médio adoptado para o segundo quintil mais rico foi obtido do consumo médio de consumidores peri-urbanos nas mesmas cidades²¹;
- Os resultados do consumo médio adoptados para o resto dos quintis são muito mais moderados e usam como referência a experiência do esforço adoptado na electrificação do Quênia;
- Considerou-se a inclusão dos dois quintis mais pobres na tarifa social²²;
- Foram utilizadas as tarifas de electricidade actuais para consumidores residenciais (ver Tabela 4.5); e
- Considerou-se que a taxa média variável das tarifas dos consumidores residenciais do quintil mais rico foi ligeiramente superior a 4,04 MZN/kWh (4,25 MZN/kWh), a fim de simular que alguns desses consumidores utilizam mais de 300 kWh por mês.

Tabela 4.6 Média estimada das despesas tarifárias mensais por domicílio e por quintil

	Unidade	Primeiro Quintil	Segundo Quintil	Terceiro Quintil	Quarto Quintil	Quinto Quintil
Taxa fixa das tarifas residenciais	MZN	0	0	152.37	152.37	152.37
Taxa variável das tarifas residenciais	MZN/kWh	1.07	1.07	4.04	4.04	4.25
Consumo mensal esperado	kWh	15	30	45	80	200
Despesas tarifárias mensais	MZN	16	32	334	476	1,002

Despesas da taxa de ligação por quintil

As estimativas de despesas de taxa de ligação mensal por quintil são mostradas na tabela 4.7. Citamos aqui as principais hipóteses para essas estimativas:

²¹ Estes números de consumo foram fornecidos pela EDM.

²² Atualmente, apenas os consumidores com uma capacidade contratada abaixo de 1.1 kVA, consumindo menos de 100 kWh por mês e que comprovam ser de baixa renda, são elegíveis para a tarifa para fins sociais. O número de consumidores residenciais na tarifa para fins sociais totalizou apenas 3.596 em 2015, enquanto que o número de consumidores na tarifa doméstica atingiu 1.259.638 consumidores (Banco Mundial, Nota política sobre o sector energético de Moçambique, 30 de Novembro de 2015).

- Embora o custo da ligação tenha sido estimado em US\$500 por ligação no Plano Director preparado pela Norconsult e Vattenfall²³, uma taxa de ligação de apenas US\$72 foi adotada para promover sua acessibilidade tarifária;
- Adoptou-se a taxa de câmbio actual de 62,88 MZN/US\$²⁴;
- Adoptou-se o conceito de todo o quintil mais rico pagar antecipadamente a taxa de ligação; e
- Estipulou-se que os quatro quintis mais pobres irão pagar a taxa de ligação em 72 prestações mensais iguais a serem ajustadas para inflação, mas sem custos de financiamento.

Tabela 4.7 Taxa de ligação antecipada adoptada para o quintil mais rico e os gastos mensais da taxa de ligação para o resto dos quintis (MZN)

	Primeiro Quintil	Segundo Quintil	Terceiro Quintil	Quarto Quintil	Quinto Quintil
Taxa de ligação	63	63	63	63	4,527

Sumario da acessibilidade tarifaria

A tabela 4.8 mostra a percentagem das despesas tarifárias, a peso das despesas da taxa de ligação e o peso das despesas totais de electricidade²⁵ sobre as despesas mensais totais por quintil. Sob as hipóteses acima descritas, os resultados mostram que:

- Nenhuma preocupação foi identificada com a acessibilidade tarifária em relação às despesas totais de electricidade para os dois quintis mais pobres (4,0%, 2,8%);
- Não foram identificadas preocupações com a acessibilidade tarifária no que diz respeito às despesas tarifárias para o quinto quintil (4,4%). No entanto, as despesas totais de electricidade são superiores a 5% para o quinto quintil (24,5%), trabalhando com a hipótese de que esses consumidores serão obrigados a pagar a taxa de ligação antecipadamente (sem prestações). Mais especificamente, o peso da despesa de ligação representa, por si só, 20,1% das despesas mensais totais. Caso a taxa de ligação tenha sido comparada com as despesas totais em três meses, a percentagem das despesas de ligação ainda seria maior do que 5% (6,7%). Este resultado indica que as preocupações com a acessibilidade tarifária seriam validas, caso seja necessário que todo o quintil mais rico pague uma taxa de ligação antecipada de US\$72. Para tratar desta questão e determinar a quantidade da população que pode pagar a taxa de ligação antecipada sem se preocupar com a acessibilidade tarifária, seria conveniente dividir o quintil mais rico em dois ou mesmo percentis; infelizmente, esta informação não estava disponível; e
- Finalmente, as preocupações com a acessibilidade tarifária podem ser identificadas no que diz respeito às despesas com tarifas e despesas totais de electricidade para o terceiro e quarto quintis (as percentagens calculadas são superiores a 5%). No entanto, as despesas decorrentes estão abaixo do limiar mais alto para a acessibilidade tarifária, considerado nas experiências internacionais (10%).

²³ Assistência Técnica para Fortalecer a Capacidade de Investimento e o Planeamento da Rede de Desenvolvimento da EDM: Projeto de Atualização do Plano Director, 2012 - 2027: Relatório Final de Atualização do Plano Director: Volume III - Relatório Principal de 30 de abril de 2014

²⁴ Extraído do: [http://www.xe.com/currencyconverter/convert/?From=US\\$&To=MZN](http://www.xe.com/currencyconverter/convert/?From=US$&To=MZN). Acessado em 05/09/2017.

²⁵ As despesas totais de electricidade são calculadas a partir da soma das despesas tarifárias e das despesas com a taxa de ligação.

Tabela 4.8 Comparação dos gastos médios de electricidade e gastos totais por domicílio, quintil e mensal

	Unidade	Primeiro Quintil	Segundo Quintil	Terceiro Quintil	Quarto Quintil	Quinto Quintil
Despesas totais	MZN	1,953	3,375	4,726	6,940	22,539
Despesas tarifárias	MZN	16	32	334	476	1,002
Despesas tarifárias sobre as despesas totais	%	0.8%	1.0%	7.1%	6.9%	4.4%
Despesas com a taxa de ligação	MZN	63	63	63	63	4,527
Despesas de ligação sobre as despesas totais²⁶	%	3.2%	1.9%	1.3%	0.9%	20.1%
Despesas totais com electricidade	MZN	79	95	397	538	5,530
Despesas totais com electricidade sobre as despesas totais	%	4.0%	2.8%	8.4%	7.8%	24.5%

Subsídio para o Custo de ligação

Conforme demonstrado na análise da acessibilidade tarifária realizada na seção acima, as preocupações com a acessibilidade tarifária seriam consideradas se exigirmos que o quintil mais rico da população pague uma taxa de ligação antecipada de US\$72²⁷. Portanto, para as ligações de baixa tensão, propõe-se que apenas clientes com uma capacidade contratada acima de 3 kVA sejam obrigados a pagar a taxa de ligação antecipada (ou negociar com a EDM condições de pagamento mais flexíveis). Para ligações de baixa tensão de clientes com capacidade contratada inferior a 3 kVA, propõe-se que esses clientes não sejam obrigados a pagar antecipadamente, mas em 72 prestações mensais iguais, a serem ajustadas pela inflação (sem custos de financiamento). Além disso, propõe-se que os clientes com capacidade contratada inferior a 250W possam se candidatar a um quadro-elétrico pré-equipado (Ready Board) que será totalmente subsidiado.

Para ligações de média tensão, propõe-se que esses clientes sejam obrigados a pagar a taxa de ligação antecipada ou negociem com a EDM termos de pagamento mais flexíveis.

Financiamento da Electrificação fora das Áreas de Expansão Própria

Conforme foi descrito anteriormente, duas áreas foram consideradas nesta estratégia:

- As Áreas de Expansão Própria pela EDM são definidas como áreas próximas das linhas existentes onde a concessionária tem a obrigação de ligar os clientes quando a ligação é solicitada. Esta área é definida, em princípio, com base na capacidade de infraestrutura de baixa tensão (BT), com um raio de 100m para cada lado de linha existente.
- As Áreas de Expansão Subsidiada são definidas como as áreas que se localizam fora das Áreas de Expansão Própria.

Esta seção destina-se a determinar as necessidades de financiamento do programa de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada. Para este fim, um modelo financeiro que estima as necessidades financeiras do programa de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada foi desenvolvido, utilizando várias hipóteses sobre as projeções de acesso à electricidade, os custos de electrificação e as fontes de financiamento. Tanto as premissas como as necessidades de financiamento decorrentes estão descritas nas seções abaixo.

²⁶ Para o quintil mais rico, assumiu-se uma antecipação da taxa de ligação. Assumiu-se que o restante dos quintis poderão pagar a taxa de ligação em 72 prestações mensais iguais a serem ajustadas pela inflação, mas sem custos de financiamento

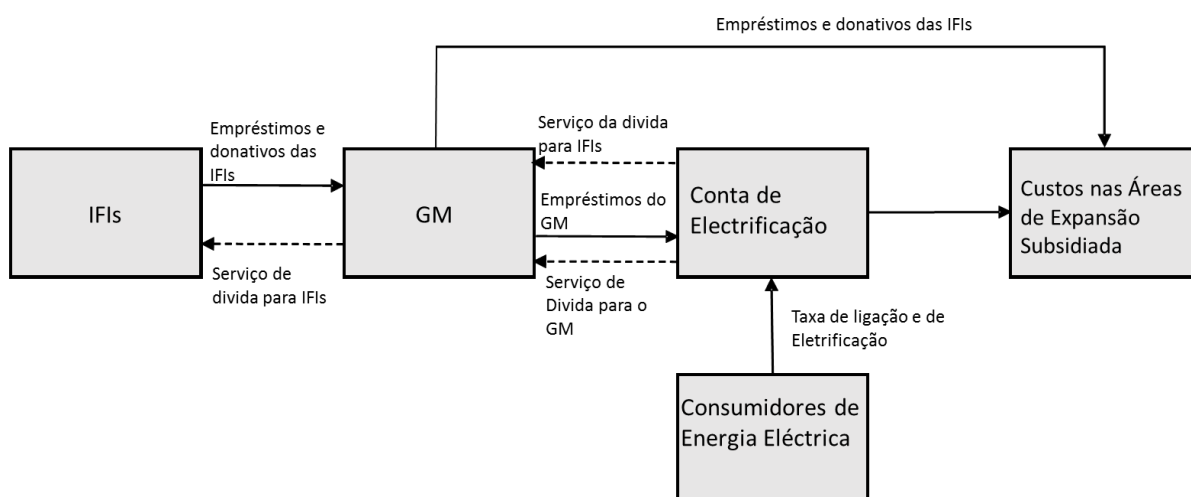
²⁷ Esta taxa destina-se a cobrir parte dos custos da baixada de baixa tensão, do contador e da mão-de-obra. Embora o custo da ligação tenha sido estimado em US\$500 no Plano Diretor, uma taxa de ligação de apenas US\$72 foi considerada de forma a promover a acessibilidade tarifária da taxa de ligação.

Fluxo de fundos para o programa de electrificação

Sob a abordagem proposta no desenvolvimento desta estratégia, assume-se que a EDM recupere totalmente os custos de ligação em uma Área de Expansão Subsidiada, que, presumidamente, foram assumidos pelo programa de electrificação. Conforme demonstrado no figura 4.6, foram consideradas três fontes de financiamento para o programa de electrificação nas Áreas de Expansão Própria: (1) consumidores de electricidade, assumidos para financiar o programa de electrificação por meio de uma taxa de ligação e de uma taxa de electrificação; (2) as IFIs e os parceiros de desenvolvimento, assumidos para apoiar o programa de electrificação por meio de empréstimos e donativos; e (3) o GM, assumido para apoiar o programa de electrificação por meio de empréstimos.

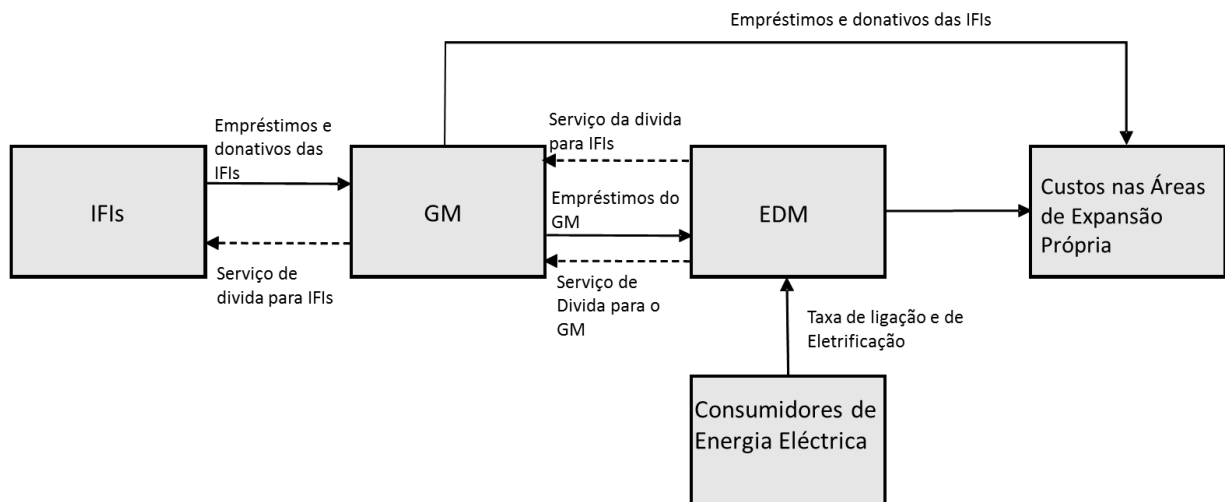
Por um lado, supõem-se que os empréstimos e donativos das IFIs devam ser directamente transferidos para os projectos de electrificação, com o GM sendo a parte responsável para cobrir o serviço da dívida resultante. Por outro lado, simulou-se uma Conta de Electrificação como a ferramenta para implementar os recursos financeiros obtidos dos usuários de electricidade e do GM, que cobririam parte dos custos de electrificação e do pagamento da dívida às IFIs e ao GM.

Figura 4.6 Fluxo de fundos do programa de electrificação fora das Áreas de Expansão Própria pela EDM



As necessidades de financiamento de electrificação nas Áreas de Expansão Própria não foram modeladas nesta secção. No entanto, o fluxo dos fundos de electrificação nessas áreas é mostrado na figura 4.7. Sob a abordagem proposta no desenvolvimento desta estratégia, supõe-se que a EDM irá recuperar totalmente os custos de ligação nas Áreas de Expansão Própria. Os custos de electrificação são assumidos pela EDM e financiados pelo custo de ligação dos usuários de electricidade e pelos fundos adicionais das IFIs e do GM. Assume-se que a tarifa irá incorporar estes custos e será suficiente para assegurar o reembolso deste financiamento.

Figura 4.7 Fluxo de caixa do programa de electrificação dentro das Áreas de Expansão Própria pela EDM



O acesso à electricidade foi determinado 26%, em 2016, quando o número de clientes residenciais atingiu 1,335,207, o tamanho médio do domicílio foi estimado em 5.0 pessoas e a população foi estimada em 25,727,603 pessoas²⁸.

Estima-se que o acesso à electricidade aumentará ligeiramente para cerca de 26,8%, em 2017, de acordo com as seguintes hipóteses:

- Foram considerados apenas 120 mil novos clientes residenciais no período 2016-2017;
- Considerou-se o mesmo tamanho médio das famílias assumido em 2015;
- Assumiu-se uma taxa de crescimento populacional de 2,5% por ano de acordo com a taxa de crescimento anual no período 2005-2015.

Pressupondo que o programa de electrificação apoiará o esforço de electrificação a partir de 2018, as principais hipóteses sobre as projeções de acesso à electricidade após 2018 são:

- Assume-se que o tamanho médio das famílias irá diminuir a uma taxa de 0,1% por ano, de 5.0 pessoas em 2018 para 4.4, em 2030, 4.0 pessoas, em 2040 e 3.3 pessoas, em 2060 (considerando ser o tamanho médio da família uma constante)²⁹.
- Assumiu-se que a taxa de crescimento populacional anual irá diminuir de 2%, em 2018, para 0%, em 2060.
- Assumiu-se um cenário de electrificação onde o país atingirá o acesso universal à electricidade até 2030 e onde:
 - O número de ligações de clientes residenciais nas Áreas de Expansão Subsidiada passará de 135 mil novas ligações por ano, em 2018, para 300 mil, em 2020, e para 450 mil, em 2025, assumindo que o número de ligações permanecerá constante até 2030. O número médio resultante de ligações de clientes residenciais a serem assumidos pelo programa de

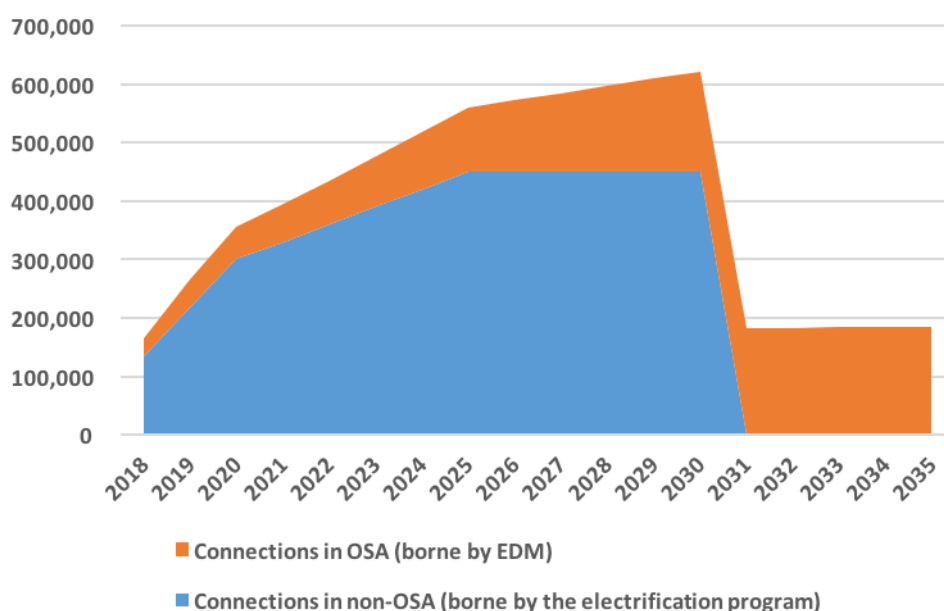
²⁸ EDM, Dados histórico 2001-2015

²⁹ O consultor assumiu uma diminuição do tamanho médio da família ao longo do tempo em Moçambique, de acordo com o padrão de declínio experimentado internacionalmente, devido, entre outras razões, à contracepção (controle de natalidade mais seguro e mais barato), a mudança de posição social das mulheres ou de uma mão-de-obra geograficamente móvel. Por exemplo, o tamanho médio da família na África do Sul diminuiu de 4,4 pessoas, em 1995, para 4,0 pessoas, em 2004, e para 3,6, em 2004 (Reestruturação das famílias na África do Sul rural: Reflexões sobre o tamanho médio da família no subdistrito de Agincourt 1992-2003, Unidade de Desenvolvimento de Pesquisa e do Trabalho da África Austral). No Canadá, o tamanho médio da família diminuiu de 6,2 pessoas, em 1851, para 4,3 pessoas, em 1941, e 2,5 pessoas, em 2011 (<http://www.statcan.gc.ca/pub/11-630-x/11-630-x2015008-eng.htm>)

electrificação no período 2018-2030 equivale a cerca de 373,000 clientes por ano (4,852,000 clientes, no total);

- O número de ligações de clientes residenciais nas Áreas de Expansão Própria aumentará alinhado com o acesso à electricidade, com o aumento da população e com a diminuição do tamanho médio das famílias. As necessidades de financiamento dessas ligações não foram calculadas nesta secção, mas o número de ligações estimadas nas Áreas de Expansão Própria também é fornecido na Figura 4.8 e na Tabela 4.9 abaixo;
- A partir de 2031, quando se assume que o país já terá alcançado o acesso universal à electricidade, assumiu-se que todos os novos clientes já estarão ligados às Áreas de Expansão Própria e seus custos assumidos pela EDM.

Figura 4.8 Número de ligações de clientes residenciais por ano, 2018-2035 – Cenário base



Tradução figura 4.8: Ligações nas Áreas de Expansão Própria (assumidos pela EDM); Ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada (assumidos pelo programa de electrificação)

Tabela 4.9 Projeções do o acesso à electricidade, 2020-2060 – Cenário Base

	2020	2030	2040	2060
População	28,644,358	33,713,497	37,859,444	41,433,010
Taxa de crescimento populacional por ano (%)	1.9%	1.4%	1.0%	0.0%
Tamanho médio das famílias	4.9	4.4	4.0	3.3
Diminuição do tamanho médio das famílias (%)	-1%	-1%	-1%	-1%
Acesso à electricidade no final do ano (%)	38%	100%	100%	100%
No. de consumidores residenciais no final do ano	2,240,413	7,606,967	9,445,610	12,638,582
No. de ligações (acumulado de 2018)	785,206	6,151,760	7,990,403	11,183,375
No. de ligações nas Áreas de Expansão Própria (acumulado de 2018)	132,706	1,299,812	3,138,455	6,331,427
No. de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada (acumulado de 2018)	652,500	4,851,948	4,851,948	4,851,948

Assim como os custos de electrificação, foram também considerados os sistemas de BT e MT exigidos do ponto de entrega para cada ligação de serviço, tal qual definido no Anexo B deste documento. Seguem abaixo as principais hipóteses para estimar os custos de electrificação:

- Assumiu-se que a porção dos sistemas ligados à rede por ano contabilizaram 99% das novas ligações totais, de 2018 a 2025, e assumiu-se que esta porção irá diminuir para 70%, em 2030;
- Três tecnologias com custos diferentes foram consideradas para os sistemas ligados à rede nas Áreas de Expansão Subsidiada (tabela 4.10)
- A porção dos sistemas ligados à rede por tecnologia está apresentada na tabela 4.11. Assumiu-se que 5% dos sistemas ligados à rede por ano foram feitas utilizando a tecnologia mais cara (tecnologia 3), enquanto que 47.5% dos sistemas ligados à rede por ano utilizaram as tecnologias mais baratas (tecnologias 1 e 2).
- Os custos dos sistemas fora da rede foram inicialmente estimados em cerca de US\$2,000 por ligação e permanecem constantes durante este período (favor consultar o Anexo B para entender melhor o contexto). Isto inclui os sistemas solares domésticos e representa um custo médio, apenas para as áreas fora da rede, das estimadas necessidades de fundos neste nível estratégico.
- A porção resultante dos sistemas fora da rede durante o período de 2018 a 2030 chegaria a 9.8% das ligações totais nas Áreas de Expansão Subsidiada, o que estaria alinhado com a porção actual estimada dos sistemas fora da rede exigidos no Quênia para se atingir o acesso universal (9.5%)

Tabela 4.10 Custos de electrificação por ligação e por tecnologia fora das Áreas de Expansão Própria pela EDM (US\$/ligação) – Cenário Base

Área	Tecnologia	Custo médio por ligação
Fora da Rede	Não conectada	2,000
	Tecnologia 1	1,200
Conectada à rede	Tecnologia 2	1,300
	Tecnologia 3	2,300

Tabela 4.11 Percentagem de ligações por tecnologia e área (%) - Cenário Base

Tecnologia	2020	2025	2030
Fora da Rede	1%	1%	30%
Conectada à rede	99%	99%	70%
Tecnologia 1	47.5%	47.5%	47.5%
Tecnologia 2	47.5%	47.5%	47.5%
Tecnologia 3	5%	5%	5%

Para todos os cenários, os custos de electrificação resultantes assumidos pelo programa de electrificação aumentaram com o passar do tempo em consonância com o crescente número de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada durante o período de 2018 a 2025 e com o custo médio crescente por ligação presumida durante o período de 2025 a 2030³⁰. A partir de 2031 em diante, nenhum custo de electrificação será assumido, visto que Moçambique já terá possivelmente alcançado o acesso universal e todos os novos clientes já estarão possivelmente ligados às Áreas de Expansão Própria da EDM;

Tabela 4.12 Custos médios de electrificação por ligação e os custos totais acumulados de electrificação a partir de 2018 que serão transmitidos pelo programa de electrificação (por cenário) – Cenário base

Item	Unidade	2020	2025	2030
Custo médio de electrificação por ligação ³⁰	US\$/ligação	1,309	1,309	1,512
Custos acumulados de electrificação de 2018	milhões de dólares	854	3,408	6,652

³⁰ O custo médio anual de electrificação por ligação foi calculado usando os custos de electrificação assumidos na Tabela 13 e a parcela das ligações assumidas na Tabela 14. O custo médio de electrificação por ano aumentou durante o período de 2025 a 2030 sob a porção crescente dos sistemas não ligados à rede assumidos durante este período, conforme se vê na **Error! Reference source not found.**

As receitas da taxa de ligação dos clientes residenciais nas Áreas de Expansão Subsidiada foram calculadas como o produto da taxa de ligação e do número de ligações nessas áreas. Eis as hipóteses-chave para esse cálculo:

- Assumiu-se uma taxa de ligação de US\$72 para a ligação dos clientes residenciais nas Áreas de Expansão Subsidiada;
- Assumiu-se que a porção dos clientes que terão que pagar uma antecipação da taxa de ligação totalizam 5% das ligações por ano, partindo do pressuposto que a maioria dos clientes com condição para pagar as taxas já estão ligados ao sistema;
- Considerou-se que o resto dos consumidores irão pagar 72 prestações (6 anos) sem custos de financiamento, ou seja juros. Assumiu-se que esses consumidores irão pagar 6 prestações mensais no primeiro e no último ano, e 12 prestações durante os 5 anos intermediários de forma a modelar que nem todos os novos clientes serão ligados em Janeiro;
- Assumiu-se que apenas 95% das receitas obtidas da taxa de ligação serão transferidas para a Conta de Electrificação. Considerou-se que os 5% restantes das receitas serão cobrados pela EDM como custos administrativos, visto que o pagamento da taxa de ligação será gerido pela EDM³¹.

A trajetória resultante das receitas obtidas da taxa de ligação será guiada pelo perfil assumido para o número de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada e pelo período de pagamento de 6 anos determinado para a maioria dos clientes. De 2037 em diante, nenhuma receita da taxa de ligação será considerada, visto que Moçambique terá possivelmente atingido o acesso universal até o final de 2030 e que o período de pagamento dos últimos consumidores ligados nas Áreas de Expansão Subsidiada terá expirado em 2036.

Tabela 4.13 Receitas obtidas da taxa de ligação, 2020-2030 – Cenário base

	Unidade	2020	2030	2040
No. de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada (acumulado de 2018)	#	652,500	4,851,948	4,851,948
Taxa de ligação	US\$	72	72	72
Porção das ligações que deverão ser pagas antecipadamente	%	5.0%	5.0%	5.0%
Período de pagamento para o resto dos clientes	anos	6	6	6
Porção das receitas transferidas para a Conta de Electrificação	%	95%	95%	95%
Receitas acumuladas da taxa de ligação (desde 2018)	MUS\$	11	244	332

As receitas obtidas da taxa de electrificação foram calculadas sendo o produto da taxa de electrificação, da tarifa média e do consumo eléctrico. Eis as hipóteses-chave:

- Assumiu-se que a implementação da taxa de electrificação se tornará efetiva em 2020³²;
- Considerou-se que a taxa de electrificação não será cobrada sobre as exportações, tão pouco dos consumidores residenciais que estiverem pagando a tarifa social;
- O número de consumidores residenciais dentro da tarifa social chegou a apenas 3.596, em 2015, o que representou apenas 0.3% dos consumidores residenciais totais³³. Para se obter as projeções sobre o número de clientes da tarifa social, assumiu-se que:

³¹ A EDM irá recuperar todo o custo de ligação por meio do programa de electrificação. Além disso, propõem-se que a EDM recupere os custos administrativos da gestão do pagamento da taxa de ligação de todos os novos clientes nas Áreas de Expansão Subsidiada ao se cobrar uma pequena percentagem das receitas obtidas da taxa de ligação (por exemplo, 5%).

³² Quando a operação da conta estará efetiva.

³³ Banco Mundial, Nota de política sobre o Sector de Energia de Moçambique, 30 de Novembro de 2015

- Haverá 5 mil clientes pagando a tarifa social até o final de 2017;
- A percentagem dos novos consumidores sociais que pagarão a tarifa social irá diminuir de 50% das ligações totais, em 2018, para 15%, em 2060;
- 3% dos consumidores dentro da tarifa social irão sair desta categoria cada ano.
- Assumiu-se a taxa de 5% sobre a tarifa eléctrica para o resto dos consumidores (residenciais e não residenciais) que não estão pagando a tarifa social. Deve-se observar que a taxa de electrificação não está diretamente indexada à taxa de câmbio ou ao custo actual de abastecimento, mas, de forma implícita, à tarifa eléctrica. Assumiu-se que a taxa de electrificação diminuirá nos anos que as receitas totais excederem os custos de electrificação e de financiamento.
- Considerando o cenário em que as tarifas médias dos consumidores que não estão na tarifa social aumente para MZN 7.55, em 2020 (0.120 US\$/kWh³⁴), assumiu-se que a tarifa média permanecerá constante em termos reais de 2020 em diante;
- Considerando que o consumo anual médio per capita da população com acesso à electricidade foi estimado em cerca de 584 kWh/per capita, em 2015³⁵, assumiu-se que o consumo médio anual irá aumentar para 4,500 kWh/per capita, em 2060, quando se prevê que permanecerá constante³⁶. Entretanto, no caso dos consumidores residenciais, também se assumiu que o consumo médio por domicílio aumentará ligeiramente nos primeiros anos do período de electrificação (de 2018 a 2030), sob a hipótese de que os consumidores de baixa renda³⁷ serão electrificados durante este período;
- Assumiu-se que 95% das receitas arrecadadas por meio da taxa de electrificação serão transferidas para a Conta de Electrificação.

As receitas resultantes obtidas da taxa de electrificação aumentará ao longo dos anos alinhadas ao aumento no número de consumidores, a curto prazo, e ao aumento da média do consumo eléctrico per capita, a longo prazo.

Tabela 4.14 Receitas obtidas da taxa de electrificação – Cenário base

	Unidade	2020	2040	2060
No. de consumidores residenciais	#	2,062,758	9,354,273	12,575,389
Participação dos consumidores residenciais na tarifa para fins sociais	%	14%	24%	14%
No. de consumidores residenciais na tarifa para fins sociais	#	294,534	2,259,239	1,773,211
Consumo médio por consumidor - tarifa para fins sociais	KWh/mês	33	52	100
Taxa de electrificação dos consumidores na tarifa para fins sociais	%	0%	0%	0%
No. de consumidores residenciais que não estão na tarifa para fins sociais	#	1,768,223	7,095,033	10,802,178
Consumo médio por consumidor - tarifa doméstica	KWh/mês	109	179	400
Taxa de electrificação dos consumidores na tarifa doméstica	%	5.0%	5.0%	5.0%
Consumo de energia eléctrica per capita	KWh/ano	523	994	4,500
Taxa de electrificação - tarifa não residencial	%	5.0%	5.0%	5.0%
Tarifa média - tarifas domésticas e não residenciais	MZN/kWh	7.55	7.55	7.55
Taxa de arrecadação de facturas	%	98.0%	98.3%	98.5%
Participação das receitas arrecadadas transferidas para a Conta de Electrificação	%	100.0%	100.0%	100.0%
Receitas obtidas a partir da taxa de electrificação	Milhões US\$	33	198	136
Receitas da taxa de electrificação (acumulada a partir de 2020)	Milhões US\$	33	2,140	5,861

³⁴ Assumindo que a taxa de câmbio atual seja de 62.88 MZN/US\$

³⁵ EDM, Dados históricos de 2001a 2015

³⁶ O consumo médio anual de electricidade per capita da população com acesso à electricidade na África do Sul chegou a 4.229 kWh, em 2014: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>

³⁷ Do que àqueles atualmente ligados à rede.

Foram modeladas fontes financeiras adicionais das IFIs e do GM para fechar o défice entre os custos de electrificação e financiamento, de um lado, e as receitas obtidas dos consumidores de energia eléctrica, de outro. Especificamente, as necessidades financeiras das IFIs e do GM para dado ano foram determinadas da seguinte forma:

- Assumiu-se as receitas obtidas dos consumidores de electricidade (por meio da taxa de ligação e da taxa de electrificação) para se cobrir, primeiramente, a amortização de empréstimos anteriores e, depois, os custos de electrificação;
- Caso as receitas obtidas dos consumidores de electricidade forem suficientemente robustas para cobrir integralmente os custos de financiamento e de electrificação, a taxa de electrificação será reduzida de forma que as receitas não ultrapassem os custos;
- Assumiu-se que os donativos ou empréstimos com juros baixos das IFIs irão cobrir o défice existente entre os custos de electrificação e as receitas obtidas dos consumidores de energia eléctrica³⁸;
- Considerou-se que os empréstimos do GM irão cobrir a amortização de novos empréstimos das IFIs (se houver), do défice entre as receitas obtidas dos consumidores de electricidade e da amortização de empréstimos anteriores (se houver), e de empréstimos resultantes do GM.

Os empréstimos das IFIs foram desenhados sob as seguintes condições³⁹:

- Período de carência: 6 anos;
- Validade: 38 anos;
- Taxa de Juros: 1.42%;
- Pagamento dos juros durante o período de carência a 1.42%;
- Não foi simulada nenhuma outra taxa com a intenção de manter a simplicidade;
- Moeda: Dólar Americano (US\$).

Por outro lado, os empréstimos do GM para a Conta de Electrificação foram desenhados sob as seguintes condições:

- Sem período de carência;
- Validade: 20 anos;
- Taxa de Juros: 1.42%;
- Não foi simulada nenhuma outra taxa com a intenção de manter a simplicidade;
- Moeda: MZN.

Tabela 4.15 Hipóteses sobre os termos do empréstimo – Cenário base

	Período de carência	Juros durante o período de carência	Validade	Taxa de juros	Moeda
Empréstimos das IFIs para projectos de electrificação	6 anos	1.42%	38 anos	1.42%	US\$
Empréstimos do GM para a Conta de Electrificação	Nenhum	-	20 anos	1.42%	Metical

Adicionalmente, assumiu-se que:

- A Conta de Electrificação não está protegida do risco da moeda estrangeira;
- Nem as receitas, nem os custos são ajustados pela inflação;

³⁸ Assumiu-se que os subsídios das IFISs irão cobrir 25% da lacuna gerada e que os empréstimos, 75%

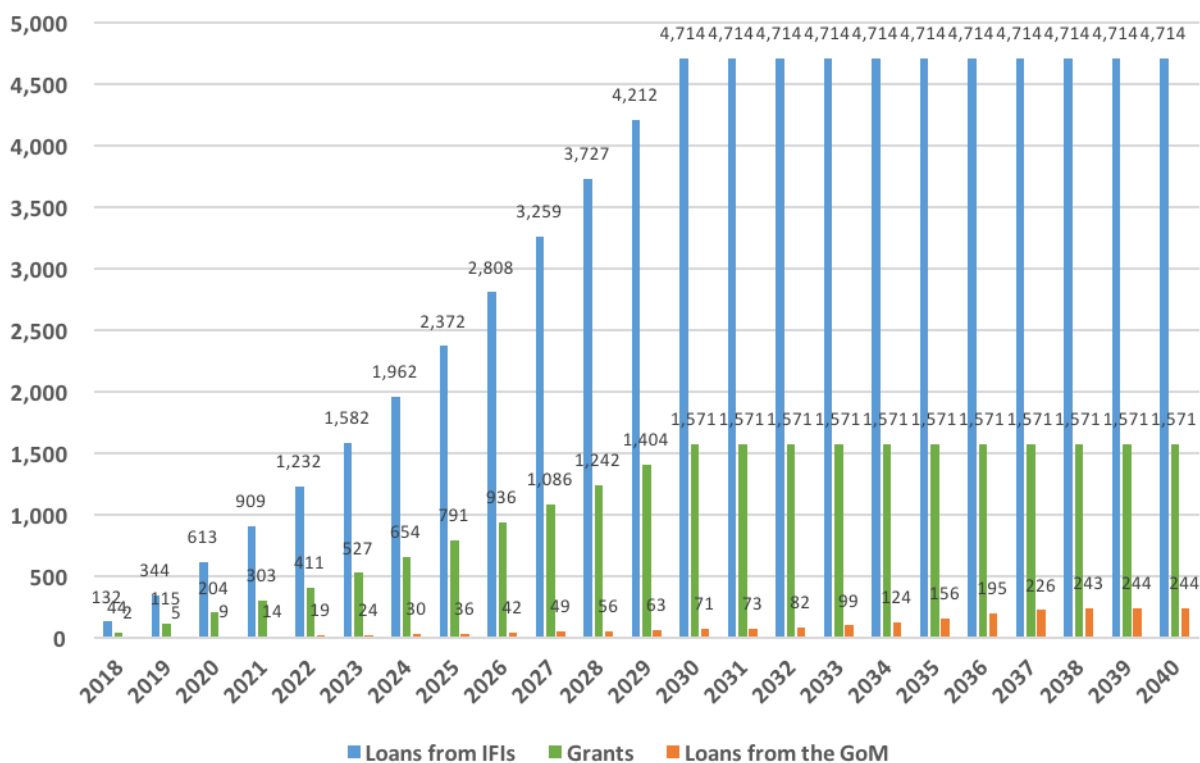
³⁹ Taxas de crédito e encargos AID, taxas fixas da AID para FY17 Q4 (Efetivo em 1 de abril, 2017), extraído da: <http://treasury.worldbank.org/bdm/htm/IDACreditPricing.html>

- Para mostrar os resultados em dólares americanos (US\$), adoptou-se uma taxa de câmbio de 62,88 MZN/US\$⁴⁰.

Financiamento total para Áreas de Expansão Subsidiada

Para se alcançar o acesso universal até 2030, será necessário a disponibilização de US\$6.530 milhões por parte das IFIs e do GM para o financiamento das ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada⁴¹. Especificamente, os empréstimos das IFIs somam cerca de US\$ 4,714 milhões, os donativos somam cerca de US\$ 1.571 milhões e os empréstimos do GM somam cerca de US\$ 244 milhões.

Figura 4.9 Projeções das necessidades de financiamento acumuladas a partir de 2018 das IFIs e do GM (em milhões de dólares americanos)



Tradução figura 9: Empréstimos das IFIs; Donativos; Empréstimos do GM

As projeções resultantes dos custos anuais acumulados e das receitas de 2018 do programa de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada estão presentes no Figura 10 e na Tabela 19, logo abaixo:

- Os custos de electrificação resultantes assumidos pelo programa de electrificação irão aumentar com o passar do tempo em consonância com o crescente número de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada, durante o período de 2025 a 2030, e com o crescente custo médio por ligação assumido, durante o período de 2025 a

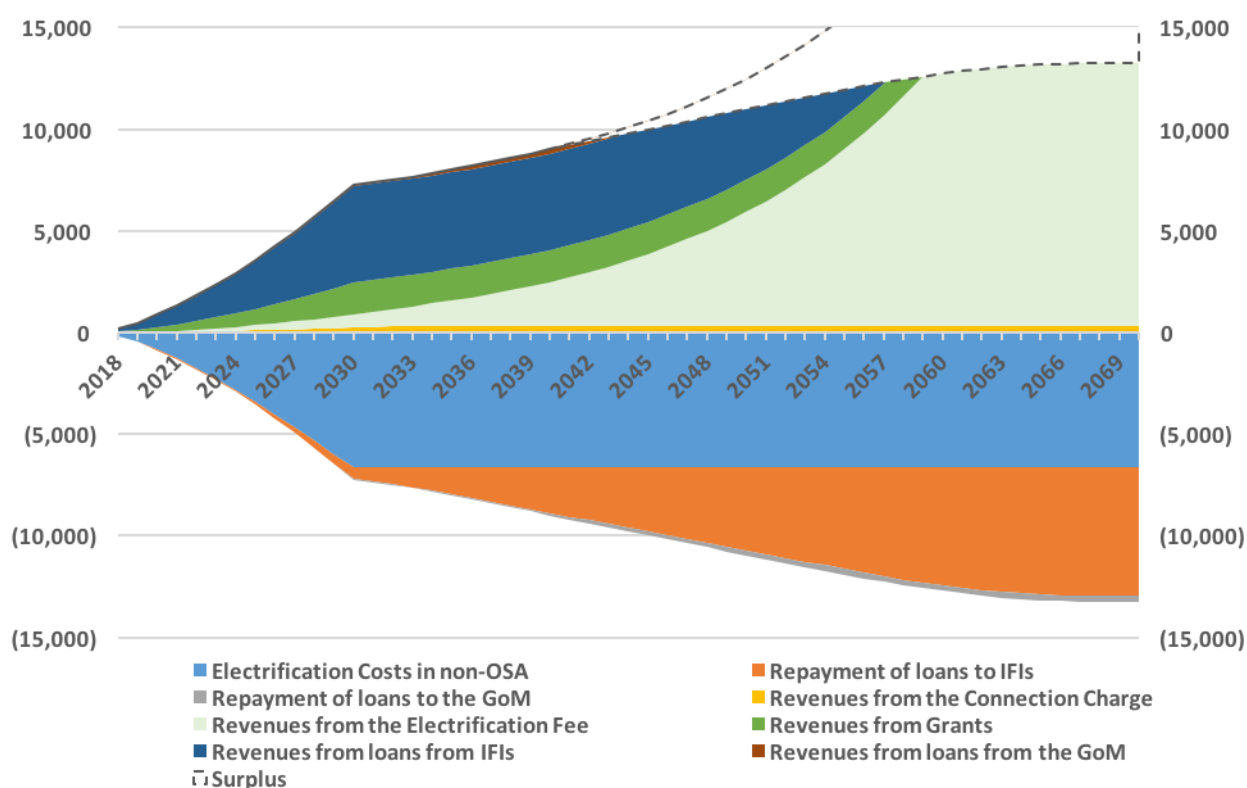
⁴⁰ Extraído da: [http://www.xe.com/currencyconverter/convert/?From=US\\$&To=MZN](http://www.xe.com/currencyconverter/convert/?From=US$&To=MZN). Acessado em 05/09/2017.

⁴¹ As necessidades de financiamento das ligações de clientes nas Áreas de Expansão Propria não foram modeladas nesta seção.

2030. A partir de 2031 em diante, nenhum custo de electrificação será assumido, visto que Moçambique já terá possivelmente alcançado o acesso universal e todos os novos clientes já estarão possivelmente ligados dentro das Áreas de Expansão Própria pela EDM;

- A trajetória resultante das receitas obtidas da taxa de ligação será guiada pelo perfil assumido para o número de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada e pelo período de pagamento de 6 anos determinado para a maioria dos clientes. De 2037 em diante, nenhuma receita da taxa de ligação será considerada, visto que Moçambique terá possivelmente atingido o acesso universal até o final de 2030 e que o período de pagamento dos últimos consumidores ligados nas Áreas de Expansão Subsidiada terá expirado em 2036;
- As receitas resultantes obtidas da taxa de electrificação aumentará ao longo dos anos alinhadas com o aumento no número de consumidores, a curto prazo, e com o aumento da média do consumo eléctrico per capita, a longo prazo;
- Existe uma enorme lacuna entre os custos de electrificação e as receitas obtidas dos consumidores de energia eléctrica nos primeiros anos do período que precisa ser preenchida pelos donativos e pelos empréstimos das IFIs. Isto também cria a necessidade de disponibilização de subsídios do GM para cobrir parte dos custos de financiamento. A medida que os custos com a electrificação aumenta durante estes primeiros anos do período, as necessidades financeiras das IFIs e do GM também aumentam (favor consultar Figura 9);
- Não haverá custos de electrificação em 2031, mas as receitas obtidas dos usuários de energia eléctrica não serão suficientemente robustas para cobrir integralmente os custos de financiamento. Isso irá criar a necessidade de fundos adicionais fornecidos pelo GM (favor consultar Figura 9);
- Em 2040, as receitas obtidas da taxa de electrificação serão suficientemente robustas para cobrir integralmente os custos de financiamento e não haverá a necessidade de demais fundos fornecidos pelo GM. Consequentemente, a taxa de electricidade poderá ser reduzida em menos de 5% pela primeira vez (favor consultar Figura 11), visto que as receitas obtidas dos usuários de energia eléctrica irão ultrapassar os custos totais, criando, assim, um excedente que está representado pela área branca no Figura 10;
- Em 2058, será feita a última amortização dos empréstimos do GM e os empréstimos do GM serão amortizados em sua totalidade;
- Em 2067, será feita a última amortização das IFIs e os empréstimos das IFIs serão amortizados em sua totalidade;
- Em 2068, a Conta de Electrificação poderá ser encerrado, uma vez que todos os custos de financiamento e electrificação já estarão cobertos.

Figura 4.10 Projeções dos custos anuais acumulados e das receitas do programa de electrificação (milhões de dólares americanos)

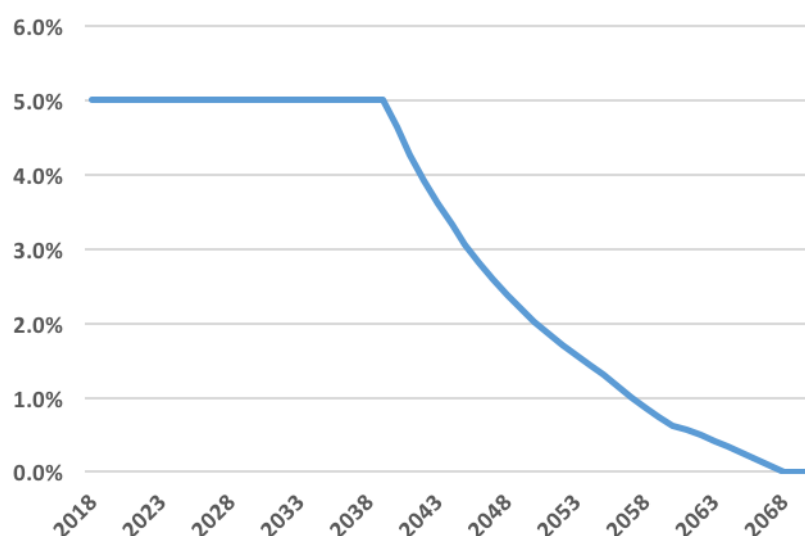


Tradução figura 10: **Esquerda:** Custos de Electrificação das Áreas de Expansão Subsidiada; Pagamento dos empréstimos para o GM; Receitas da Taxa de Electrificação; Receitas dos empréstimos das IFIs; Excesso; **Direita:** pagamento dos empréstimos das IFIs, Receitas da Taxa de Ligação; Receitas dos Subsídios; Receitas dos empréstimos do GM;

Tabela 4.16 Projeções dos custos anuais acumulados e as receitas de 2018 do programa de electrificação (milhões de dólares americanos)

	2020	2030	2040	2050	2070
Custos de electrificação assumidos pelo programa de electrificação	854	6,652	6,652	6,652	6,652
Amortização dos empréstimos para as IFIs	15	564	2,229	4,072	6,301
Amortização dos empréstimos ao GM	1	24	121	238	282
Custos totais	871	7,240	9,001	10,962	13,234
Receitas da taxa de ligação	11	244	332	332	332
Receitas da Taxa de Electrificação	33	639	2,140	4,101	6,373
Donativos	204	1,571	1,571	1,571	1,571
Empréstimos do IFIS	613	4,714	4,714	4,714	4,714
Empréstimos do GM	9	71	244	244	244
Receitas totais	871	7,240	9,001	10,962	13,234

Figura 4.11 Projeções da taxa de electrificação, 2018-2069 (percentagem da tarifa residencial e não residencial)



Cenários adicionais

Além do Cenário Base, dois cenários adicionais foram projectados: um cenário de custos de electrificação mais baixos com relação ao Cenário Base e um cenário de menor acesso à electricidade com relação ao Cenário Base. A hipótese que foi feita nesses cenários e os resultados obtidos estão descritos nas seções seguintes.

Cenário de custos de electrificação mais baixos com relação ao Cenário Base

Assumiu-se para cenário que os custos de electrificação ligada à rede seriam 30% mais baixos do que o Cenário Base, partindo do pressuposto de que as compras seriam feitas da melhor forma possível e que os procedimentos de execução propostos na seção 4.5 "Aspectos Técnicos", abaixo, seriam implementados.

Tabela 4.17 Custos de electrificação por ligação e por tecnologia fora das Áreas de Expansão Própria pela EDM (US\$/ligação) – Cenário de custos de electrificação mais baixos

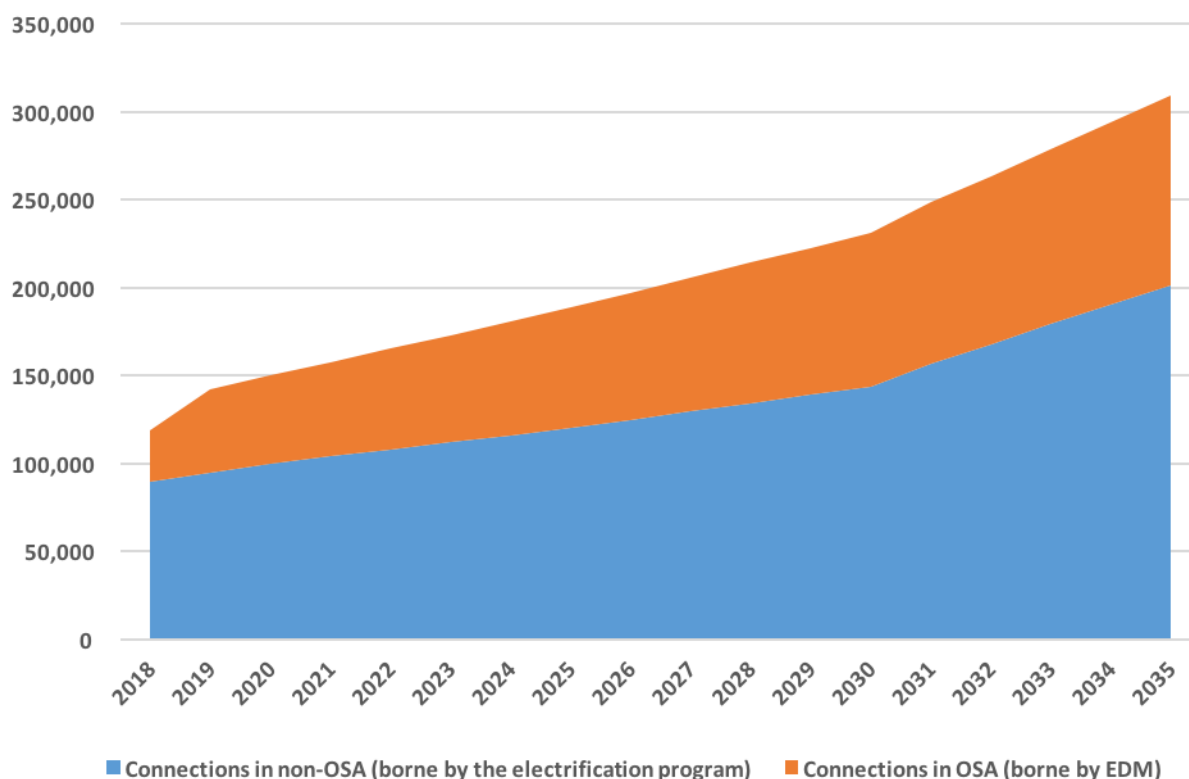
Área	Tecnologia	Custo médio por ligação
Fora da Rede	Não conectada	2,000
	Tecnologia 1	840
Conectada à rede	Tecnologia 2	910
	Tecnologia 3	1,610

Cenário de menor meta de acesso à electricidade com relação ao Cenário Base

Para este cenário, foram assumidos os seguintes caminhos:

- Assumiu-se que o acesso à electricidade aumentaria 50%, em 2030;
- Considerou-se que o país alcançará o acesso universal à electricidade até 2055;
- Assumiu-se que o número de ligações de clientes residenciais fora das Áreas de Expansão Própria pela EDM aumentaria de 90 mil novas ligações por ano, em 2018, para cerca de 140 mil até 2030 e para cerca de 200 mil, em 2035, quando considerou-se que os números de ligações permaneceriam constante até 2055. A média do número de ligações resultantes por ano dos clientes residenciais assumidos pelo programa de electrificação no período de 2018 a 2030 alcançou 116 mil clientes (1.516,100 clientes no total).

Figura 4.12 Hipóteses sobre o número de ligações de clientes residenciais por ano – Cenário de menor acesso à electricidade



Tradução figura 12: Ligações nas Áreas de Expansão Própria (assumidos pelo programa de electrificação); Ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada (assumidos pela EDM)

Tabela 4.18 Projeções sobre o acesso à electricidade - Cenário de menor acesso à electricidade

	2020	2030	2040	2060
População	28,644,358	33,713,497	37,859,444	41,433,010
Taxa de crescimento da população por ano (%)	1.9%	1.4%	1.0%	0.0%
Tamanho médio das famílias	4.9	4.4	4.0	3.3
Diminuição média do tamanho das famílias (%)	-1%	-1%	-1%	-1%
Acesso à electricidade no final do ano (%)	32%	50%	72%	100%
No de clientes residenciais no final do ano	1,866,617	3,803,121	6,803,875	12,638,594
Nº de ligações (acumulado a partir de 2018)	411,410	2,347,914	5,348,668	11,183,387
No de ligações nas Áreas de Expansão Própria (acumulado de 2018)	126,410	831,814	1,931,983	4,750,532
No de ligações nas Áreas de Expansão Subsidiada (acumulado de 2018)	285,000	1,516,100	3,416,685	6,432,855

As tabelas abaixo mostram uma comparação dos resultados obtidos no Cenário Base e em dois cenários adicionais desenhados:

Tabela 4.19 Comparação dos valores acumulados para o Cenário Base e os dois cenários adicionais de 2018 a 2030 (milhões de dólares americanos)

	Cenário base	Custos mais baixos	Menor acesso à electricidade
Custos de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada	6,652	4,942	2,038
Amortização dos empréstimos para as IFIs	564	386	167
Amortização dos empréstimos ao GM	24	17	7
Custos totais	7,240	5,344	2,212
Receitas dos usuários	884	884	648
Donativos do IFIS	1,571	1,103	387
Empréstimos do IFIS	4,714	3,308	1,160
Empréstimos do GM	71	50	17
Receitas Totais	7,240	5,344	2,212

Tabela 4.20 Comparação dos valores acumulados para o Cenário Base e os dois cenários adicionais de 2018 até o fim do período (milhões de dólares americanos)

	Cenário base	Custos mais baixos	Menor acesso à electricidade
Custos de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada	6,652	4,942	8,802
Amortização dos empréstimos para as IFIs	6,301	4,421	3,839
Amortização dos empréstimos ao GM	282	58	50
Custos totais	13,234	9,420	12,691
Receitas dos usuários	6,705	4,960	8,818
Donativos do IFIS	1,571	1,103	957
Empréstimos do IFIS	4,714	3,308	2,872
Empréstimos do GM	244	50	43
Receitas Totais	13,234	9,420	12,691

A Conta de Electrificação

Estrutura Geral e fontes de financiamento da Conta de Electrificação

De acordo com o que já foi descrito, está previsto que a Conta de Electrificação será responsável por implementar os recursos financeiros obtidos dos usuários de energia eléctrica e do GM para cobrir parte dos custos com a electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada e com o serviço da dívida das IFIs e do GM (figura 4.4). Assumiu-se que subsídios e empréstimos das IFIs serão transferidos diretamente para os projectos de electrificação, sendo o GM a parte responsável por cobrir o serviço da dívida resultante; isso significa que as fontes de financiamento das IFIs, possivelmente, não serão transferidas para a Conta de Electrificação.

As fontes resultantes de financiamento da Conta de Electrificação seriam:

- Taxa de electrificação sobre a electricidade vendida;
- Taxa de ligação;
- Empréstimos do GM;
- Dotações orçamentárias anuais pelo GM⁴²; e

Por outro lado, os gastos da Conta de Electrificação seriam:

- Pagamento da dívida para as IFIs;
- Pagamento da dívida para o GM; e
- Custos de electrificação.

⁴² Nenhuma dotação orçamentária do GM foi considerada na modelagem das necessidades de financiamento do esforço de electrificação nas Áreas de Expansão Propria na seção 4.3.4

Administração e supervisão da Conta de Electrificação

Dentro da abordagem proposta no desenvolvimento desta estratégia, a Conta de Electrificação seria uma conta-garantia sob gestão do Ministério da Economia e Finanças e sob a administração fiduciária do banco ou agência.

O Conta de Electrificação deve ser destinado a fins específicos. Suas únicas saídas devem ser os custos com electrificação e com o pagamento de dívida das IFIS e do GM. Recomenda-se também especificar em lei a obrigação da EDM de transferir os fundos definidos da taxa de electricidade a Conta de Electrificação.

Finalmente, propõem-se também que todas as transações da Conta de Electrificação sejam publicadas. A agência ou banco que administrará a conta deverá a seguir esta recomendação regularmente.

Os principais benefícios da criação e da implementação efetiva da conta seriam: nenhuma instituição adicional precisaria ser criada e a conta forneceria transparência, prestação de contas e a possibilidade de rastrear os recursos, além de permitir fazer auditorias.

Elegibilidade dos projectos de electrificação para suporte financeiro da Conta de Electrificação

Todos os projectos de electrificação fora das Áreas de Expansão Própria pela EDM identificadas no processo de planeamento a ser desenvolvido pelo MIREME são aptos a receber apoio financeiro da Conta de Electrificação.

O Ministério da Economia e das Finanças receberá pedidos para projectos de financiamento de electrificação da EDM e do FUNAE. Considerando as metas do GM, o planeamento aprovado pelo MIREME e a categorização inicial dos projectos, o Ministério da Economia e Finanças verificará a elegibilidade de cada projecto e financiará aqueles que forem seleccionados.

Receitas e gastos da Conta de Electrificação

Considerando a hipótese e os cenários descritos na sessão 4.4.4, em que as necessidades de financiamento do esforço para electrificação fora das Áreas de Expansão Própria pela EDM são estimadas, as tabelas abaixo fornecem as receitas e gastos anuais e acumulados da Conta de Electrificação em 2020, quando estima-se que a operação da conta se tornará efetiva

Observe-se aqui novamente o seguinte:

- A Conta de Electrificação não está protegido do risco cambial;
- Nem as receitas nem os custos são ajustados pela inflação;
- Para mostrar os resultados em dólares americanos (US\$), adotou-se uma taxa de câmbio de 62,88 MZN/US\$⁴³.

⁴³ Extraído da: [http://www.xe.com/currencyconverter/convert/?From=US\\$&To=MZN](http://www.xe.com/currencyconverter/convert/?From=US$&To=MZN). Acessado em 2017/05/09.

Tabela 4.21 Receitas anuais acumuladas e gastos da Conta de Electrificação a partir de 2020 – Cenário base

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2050	2060	2070	2080
Custos de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada	34	72	112	156	201	242	279	310	335	353	363	363	363	363	363	363
Reembolso de empréstimos para IFIs	9	22	39	62	93	135	190	259	343	442	558	2,222	4,065	5,782	6,294	6,294
Reembolso de empréstimos ao GM	1	1	2	4	5	8	10	13	16	20	24	120	238	282	282	282
Total de gastos	44	95	154	222	299	385	479	582	694	815	945	2,706	4,667	6,427	6,939	6,939
Receitas da taxa de ligação	6	16	30	48	70	95	121	150	179	209	240	327	327	327	327	327
Receitas da taxa de electricidade	33	70	110	155	204	260	321	389	464	547	639	2,140	4,101	5,861	6,373	6,373
Empréstimos do GM	4	9	13	19	24	31	37	44	51	58	66	239	239	239	239	239
Receitas totais	44	95	154	222	299	385	479	582	694	815	945	2,706	4,667	6,427	6,939	6,939

Tabela 4.22 Receitas anuais acumuladas e gastos da Conta de Electrificação a partir de 2020 – Menores custos de electrificação⁴⁴

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2050	2060	2070	2080
Custos de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada	36	76	121	171	224	278	331	383	434	482	528	528	528	528	528	528
Reembolso de empréstimos para IFIs	6	15	27	42	63	91	129	176	233	301	381	1,541	2,835	4,042	4,416	4,416
Reembolso de empréstimos ao GM	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	16	44	57	57	57	57
Total de gastos	42	92	149	216	291	375	467	568	678	797	925	2,114	3,420	4,627	5,002	5,002
Receitas da taxa de ligação	6	16	30	48	70	95	121	150	179	209	240	327	327	327	327	327
Receitas da taxa de electricidade	33	70	110	155	204	260	321	389	464	547	639	1,740	3,046	4,253	4,628	4,628
Empréstimos do GM	3	6	9	12	16	20	25	30	35	40	46	46	46	46	46	46
Receitas totais	42	92	149	216	291	375	467	568	678	797	925	2,114	3,420	4,627	5,002	5,002

Tabela 4.23 Receitas anuais acumuladas e gastos da Conta de Electrificação a partir de 2020 – Acesso menor à electricidade⁴⁵

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2050	2060	2070	2080
Custos de electrificação nas Áreas de Expansão Subsidiada	33	68	107	149	192	237	283	330	381	434	490	1,381	3,588	4,971	4,971	4,971
Reembolso de empréstimos para IFIs	4	8	14	21	31	45	62	82	106	133	164	712	1,696	2,768	3,534	3,824
Reembolso de empréstimos ao GM	0	1	1	1	2	2	3	4	5	5	7	22	40	49	50	50
Total de gastos	36	77	122	171	225	284	348	416	491	572	660	2,115	5,324	7,788	8,554	8,845
Receitas da taxa de ligação	3	7	12	18	26	33	41	49	57	66	74	192	329	436	437	437
Receitas da taxa de electricidade	32	68	106	148	194	244	298	358	423	494	571	1,889	4,954	7,311	8,076	8,367
Empréstimos do GM	1	2	3	5	6	7	9	10	12	13	15	34	41	41	41	41
Receitas totais	36	77	122	171	225	284	348	416	491	572	660	2,115	5,324	7,788	8,554	8,845

⁴⁴ Os custos de electrificação na rede são 70% menores do que no Cenário base⁴⁵ O acesso à electricidade será de 50%, em 2030, e o acesso universal à electricidade será alcançado em 2055 (no Cenário base, o acesso universal à electricidade foi previsto para acontecer em 2030)

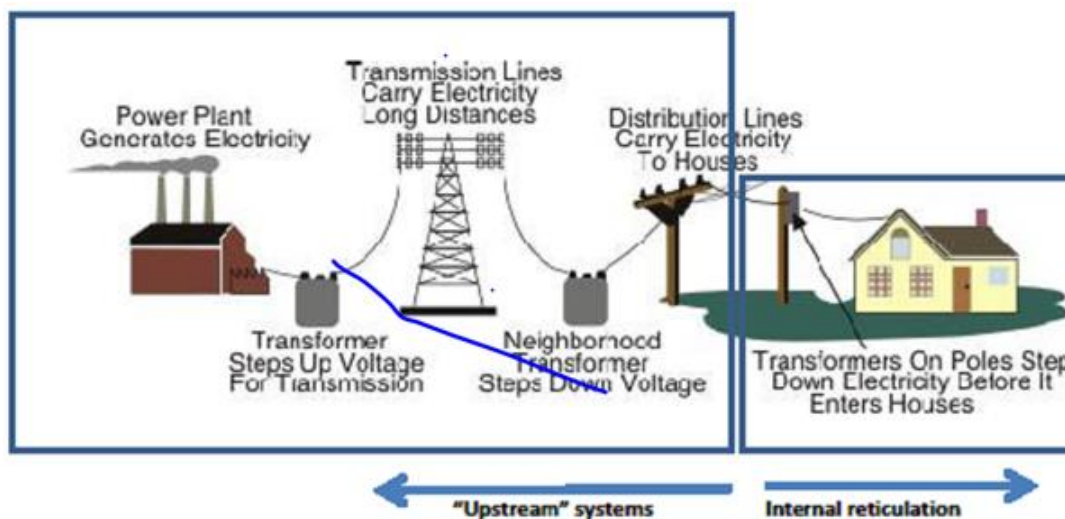
Aspectos técnicos

O acesso universal aos serviços de electricidade trará profundos impactos ao sistema eléctrico como um todo. A incorporação de uma grande quantidade de novos clientes, em curtos períodos de tempo, representa um desafio não só na distribuição e na comercialização, mas também na transmissão e na produção.

Multiplicar o número de consumidores por cinco pode causar grandes impactos nos serviços⁴⁶. Dessa forma, para lidar com cinco vezes mais clientes do que a quantidade histórica, será necessária uma completa "reestruturação" interna dos serviços relacionados à melhoria da gestão, das operações, da logística, do quadro técnico, dos sistemas etc.

A estratégia foca apenas na ligação do cliente, nas necessidades do sistema até a tensão de 33kV (média tensão) e nas soluções fora da rede convencional, embora reconheçamos que esforços adicionais possam ser requeridos na produção e na transmissão (como mencionado anteriormente). O seguinte esquema apresenta, de maneira simplificada, a área de intervenção do estudo.

Figura 4.13 Área de intervenção do projecto



Legenda figura 4.14: Central eléctrica gera electricidade; Os transformadores elevam o nível de tensão para a transmissão; As linhas de transmissão carregam electricidade por longas distâncias; Os transformadores intermediários rebaixam o nível de tensão; As linhas de distribuição carregam a electricidade até as casas; Os transformadores nos postes rebaixam a tensão antes de entrar nas casas; Sistemas "upstream"; Rede interna;

Considerações técnicas

Na medida que este estudo lida com a estratégia para se alcançar a meta de electrificação do governo, os principais parâmetros técnicos, as restrições, os projectos programados e em curso são apresentados em dois documentos elaborados pela Norconsult/Vattenfall:

- Assistência Técnica para fortalecer a Capacidade da EDM no Investimento e no Planeamento do Desenvolvimento de Redes - Plano Director Actualizado do Projecto, 2012 – 2027. Relatório final actualizado do Plano Director, Volume III - Relatório Principal de 30 de abril de 2014 (referido mais adiante, neste documento, como Plano Director).

⁴⁶ O consultor estima que o número atual de consumidores esteja próximo a 1.550.000 e que, em 2030, chegue a 7.800.000, assumindo o acesso completo à electricidade.

- Manual de Projecto de Redes de Distribuição (referido mais adiante neste documento como Manual de Projecto).

O relatório do Plano Director Integrado inclui o custo unitário para vários tipos de linhas, de transformadores e de componentes de subestação. Com o objectivo de não se criar diferentes bases de dados de custo, esses valores são usados neste relatório, mas reajustados em 2,5% por ano a fim de que sejam actualizados para reflectir valores de 2017. Note que a exatidão absoluta das estimativas de custo não é vista como algo essencial na apuração de valores relativos aos sistemas alternativos.

A partir de uma perspectiva estratégica, os aspectos técnicos considerados neste relatório lidam com as seguintes questões:

- Racionalização das normas que impactam:
 - Na confiabilidade de sistemas para os critérios de contingência em projectos de redes (além das normas já propostas: N-1, para locais urbanos, e N-0, para locais rurais);
 - Nos comentários a respeito das possibilidades de revisão das normas de projecto, como proposto no Manual de Projecto da Norconsult/Vattenfall, especificamente, para procurar formas de agilizar e de simplificar normas em um contexto de electrificação em massa.
- Seleção sistemática de tecnologias;
- Definição de diretrizes para a seleção e para a priorização de projectos baseadas num planeamento contínuo com foco no baixo custo, nos tipos de consumidores e nos parâmetros de disponibilidade da rede;
- Estratégias propostas para o suprimento que ajudarão no cumprimento das metas por meio de:
 - Padronização dos projectos e dos critérios de projectos;
 - Compras em volume alto de componentes básicos de sistemas.
- Capacidade de organização, incluindo:
 - Comentários sobre questões relacionadas a recursos humanos e a outros recursos necessários para o cumprimento das metas ligadas ao planeamento do projecto, às aquisições para construção e aos níveis operacionais.

O Plano Director Integrado foca-se nos aspectos da produção, da transmissão e da distribuição, além de considerar as normas associadas aos componentes desses sistemas. Eles não serão, portanto, discutidos neste relatório. Este relatório está focado na electrificação, isto é, nas redes derivadas dos grandes fornecedores de média tensão e que se estendem até áreas residenciais.

Racionalização de normas

A EDM realiza projectos há muitos anos e, ao longo do tempo, desenvolveu algumas normas. Elas aparentemente não estão, em grande parte, devidamente documentadas e diferenças entre os projectos e as práticas de construção podem acontecer devido ao facto de que os desenhos detalhados são deixados a cargo dos empreiteiros, contratadas sob o regime *turnkey* para determinados projectos.

Às vezes, os projectos podem ser influenciados por seus financiadores, podendo, alguns deles, impor limites geográficos à aquisição de materiais.

Para se criar um grau mais elevado de padronização, a Vattenfall Power Consultants/Norconsult foi indicada para compilar o Manual de Projectos para Redes de Distribuição. A última revisão deste manual foi lançada em setembro de 2009. Esse documento abrangente ainda precisa ser

formalmente aprovado⁴⁷ pela EDM para aplicação obrigatória em todos os novos projectos de electrificação.

De modo geral, sugere-se que todas as normas de distribuição sejam revistas pela EDM, ou por um consultor externo designado por ela, com os seguintes objectivos-chave:

- Os desenhos e especificações de componentes e de equipamentos de linhas e de cabos serão realizados com o objectivo de maximizar o nível de padronização. Os itens, tais como estruturas para linhas, devem possuir um nível de detalhe mais alto. Itens mais complexos nas plantas, como comutadores, transformadores, disjuntores etc., devem possuir detalhes dimensionais (especialmente detalhes de fixação).
- Os desenhos devem ser consistentes, de modo a eliminar interpretações divergentes por parte dos empreiteiros. Isso inclui o nível de orientação técnica que deve ser dada aos projetistas.
- Um conjunto de especificações de construção devem ser fornecidos aos empreiteiros, de maneira simplificada, para assegurar que a maioria dessas empresas possa ser treinada no uso dessas especificações.

Esses objectivos irão, por sua vez, requerer que a EDM:

- Forneça, ou procure externamente, equipas qualificadas para desenvolver os desenhos detalhados de acordo com os requisitos, e que ela faça a revisão do Manual de Projectos de Redes de Distribuição.
- Liste os fornecedores de materiais e de equipamentos mais apropriados e que assine contratos plurianuais de fornecimento (esse aspecto é abordado em mais detalhes na secção seguinte, que trata de aquisições).
- Forneça, ou procure externamente, equipas de projectos de redes que, antes dos processos de fornecimento, detalharão todos os aspectos do projecto actualmente deixados a cargo das empreiteiras.
- Treine as equipas locais de trabalho para que se tornem capazes de tomar decisões, diminuindo a gestão dos empreiteiros de construção no que diz respeito aos estudos de linhas, de seleção de estruturas, de seleção dos tipos de fundação, de resistência eléctrica do solo e de projectos de aterramentos do local;

Tudo isso deverá ser, no entanto, precedido por organização prévia, o que pressupõe o estabelecimento dos critérios de planeamento apropriados, o recrutamento e o treinamento do pessoal, ou a contratação de pessoal externo, e a obtenção de licenças de softwares de planeamento e de projecto, incluindo um SIG devidamente integrado para lidar com o planeamento e a gravação dos dados. Esses aspectos são abordados com mais detalhes nas secções que tratam de recursos, formação e aquisições.

O Manual de Projectos para Redes de Distribuição é um documento que consiste em sete volumes e que constitui uma base sólida para aplicações gerais. As secções abaixo têm o objectivo de adicionar valor ao documento, apresentando maneiras de aplicá-lo em sua plenitude e de desenvolvê-lo para que se torne útil ao desafio de atingir 100% da electrificação em Moçambique, até 2030. Tendo isso em mente, os seguintes passos são concebidos para que suportem o desenvolvimento de um conjunto de normas:

- Investigar se as diretrizes gerais do Manual de Projectos para Redes de Distribuição podem ser ainda mais racionalizadas, no que tange ao número permitido de estruturas e às variações nos condutores e nos acessórios mecânicos (isto é, reduzir o conjunto de opções possíveis a um subconjunto mais fácil de gerir);

⁴⁷ Até Novembro de 2016.

- Adicionar detalhes de estruturas e de componentes das redes para agilizar as aquisições e a construção;
- Dividir as normas em:
 - Normas de projecto e de fornecimento (design and supply) e
 - Normas de construção.
- Revisar os critérios de projecto presentes no Manual de Projectos para Redes de Distribuição, procurando identificar possíveis áreas em que normas mais rígidas facilitem a uma electrificação em massa. O objectivo poderia consistir de actualizações planeadas dentro de períodos limitados (isto é, construir, inicialmente, uma rede provisória e, a medida em que a carga cresce com o tempo, a rede final);
- Revisar os critérios de projecto presentes no Manual de Projectos para Redes de Distribuição com o objectivo de identificar o que pode não ser apropriado para o clima, os recursos, o regime de trabalho e outras condições próprias de Moçambique;
- Considerar outros aspectos que possam requerer uma revisão independente, com o intuito de apoiar a revisão dada pela própria EDM sobre os padrões propostos.

Revisão das normas actuais

As secções seguintes têm o objectivo de sensibilizar os compiladores das normas quanto aos aspectos que exigem revisão regular.

Há uma necessidade de redução do número de opções para estruturas em 11kV e 33kV, uma vez que dez tipos de estruturas, para cada nível de tensão, são actualmente especificados. Ainda que aplicadas em pequena escala em Moçambique, recomenda-se que os níveis de tensão 22/24kV não sejam utilizados como tensão de distribuição, devido à existência de uma extensa infraestrutura em 11kV e 33kV. No entanto, existe a possibilidade (se considerada favorável) de construção de linhas de MT em 22/24kV, devido à diferença de custo desprezível entre acessórios mecânicos para linhas em 11k e em 22kV.

O Manual de Projectos para Redes de Distribuição permite que os empreiteiros de projectos forneçam detalhes adicionais para cada tipo de estrutura a ser usada, isto é, o projecto detalhado e a construção ficam sob a responsabilidade de um número relativamente pequeno de empresas contratadas e que possuem determinado nível de experiência em projectos.

Isso, entretanto, descarta o uso de pequenas empreiteiras locais que poderiam ser treinadas para assumir a construção, mas que, provavelmente, carecem de alguma capacidade em projectos. Ao se realizar o projecto de maneira centralizada, e apenas uma vez, por meio de recursos competentes em projecto (de dentro da EDM ou por meio de consultores externos), pode-se evitar um esforço duplicado. Essa abordagem também permite a utilização de empreiteiros menos experientes (sem capacidade no desenvolvimento de projectos), que podem tornar-se exclusivamente fornecedoras de mão-de-obra para a construção. Para se atingir um grau máximo de electrificação dentro de um tempo limitado, há uma necessidade muito maior de empreiteiras especializadas em construção (sem experiência em projecto) de todos os tamanhos.

Isso também se aplica a aspectos, tais quais: averiguação de rotas de linhas, seleção dos tipos de estrutura e fundação e posicionamento de postes. Equipes independentes com experiência nesse aspectos podem realizá-los de maneira mais eficaz e a um custo menor que empresas de construção, especialmente no caso de pequenos empreiteiros que precisam subcontratar outras empresas para tais serviços. No que se refere a esses trabalhos, uma matriz de decisão precisa ser desenvolvida para a determinação do nível de estudo requerido em cada caso. Nos casos mais simples, as tarefas possivelmente se limitarão a determinação de coordenadas para postes por meio de GPS. No outro extremo, o projecto pode requerer um estudo completo utilizando a tecnologia LIDAR (*Light Detection and Ranging*) com equipamentos em terra ou com a utilização

de aviões para a obtenção de dados necessários para alimentar os softwares de projecto, como o PLS-CAD/POLE, usadas para o posicionamento de torres e linhas de transmissão.

Se as estruturas estiverem bem detalhadas, isso permitirá à EDM:

- Padronizar completamente os projectos e os equipamentos e
- Providenciar kits de todos os acessórios mecânicos, isoladores e dispositivos de fixação para cada tipo de estrutura, reduzindo custos e evitando o esforço dos empreiteiros em compilar seus próprios mapas de quantidades e em comprar todos os componentes individualmente, em geral, de diferentes fornecedores. Os aprovisionamentos para a construção de linhas tornam-se, assim, uma questão de solicitar um número requerido de cada kit.

De modo geral, sugere-se que os aspectos mais abrangentes sobre projecto, fornecimento de materiais e construção sejam simplificados, de modo que empreiteiras relativamente inexperientes possam ser treinadas para que assumam actividades simples de construção relacionadas à distribuição de energia. Assim sendo, as actividades mais complexas de projecto, fornecimento, seleção e alocação de estruturas e fundações serão desempenhadas de maneira centralizada.

Deve-se ter em consideração a reorganização geral das normas no Manual de Projectos para Redes de Distribuição separadas nas seções de Projecto e Fornecimento e de Construção para permitir:

- um nível adequado de suporte técnico que possibilite aos projetistas produzir projectos e especificações compatíveis com normas estabelecidas, evitando que as empreiteiras de construção assumam quaisquer actividades de desenho de projectos;
- o acesso de um grande número de empreiteiras relativamente inexperientes que lidem com especificações simples, deixando-os lidar, apenas, com aspectos de construção.

As normas do Manual de Projectos para Redes de Distribuição não lidam com sistemas fora da rede. Esse aspecto requer elaboração de especificações adequadas, que devem ser adicionadas à norma de distribuição e que sejam capazes de se integrar plenamente às especificações para ligações à rede, presentes na norma citada.

Estudos de demanda máxima (ao nível do transformador de distribuição, do ponto de entrega em MT e subestação em ATI) devem ser estabelecidos. Isso inclui a possibilidade de projectar sistemas iniciais que crescem de acordo com o aumento da carga e o consumo por consumidor.

As normas de planeamento da distribuição devem alimentar o Planeamento da Transmissão. A interação entre as funções de planeamento requer atenção especial e pode ser abordada no Código de Rede.

Determinando a melhor opção tecnológica para cada programa

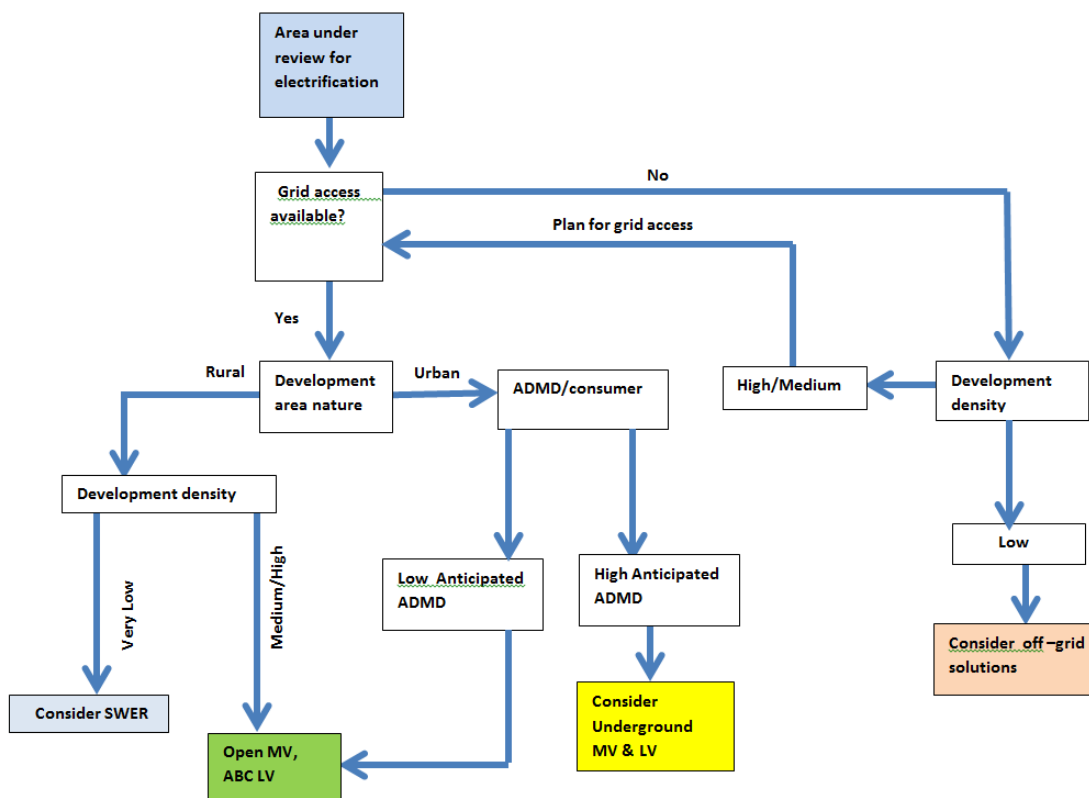
As áreas devem ser selecionadas para electrificação, de acordo com a seguinte ordem de prioridade:

- Áreas urbanas, bem edificadas, onde sistemas de MT, de BT ou de ambos já existem e possuem a capacidade de acomodar ligações adicionais.
- Áreas urbanas de alta densidade populacional, com alta demanda, onde as receitas geradas por meio das ligações podem justificar o investimento do capital e onde sistemas de MT já existem e possuem capacidade.

- Áreas urbanas de alta densidade com baixa demanda, onde sistemas de MT já existem e possuem capacidade.
- Áreas rurais de alta densidade, onde o fornecimento de MT ainda precisa ser providenciado;
- Áreas rurais de baixa densidade, onde a electrificação seria de baixa prioridade e onde sistemas alternativos e fora da rede podem ser indicados.

Os tipos de sistemas a instalar podem ser seleccionados, considerando-se o seguinte critério:

Figura 4.14 Critérios para determinar a melhor opção tecnológica em cada programa



Tradução figura 15: Área sob revisão para electrificação; Acesso à rede disponível?; Natureza do desenvolvimento da área; Rural/Urban; Densidade do desenvolvimento; Muito baixa – Considerar MRT (Monopolar com Retorno por Terra); Média/Alta – MT aberta, BT com condutores ABC; Plano para acesso à rede; Demanda máxima diversificada/consumidor; Baixa previsão de demanda máxima diversificada; Alta previsão de demanda máxima diversificada; Considerar MT e BT subterrâneas; Alta/média; Densidade do desenvolvimento; Baixo; Considerar soluções fora da rede

Tabela 4.24 Parâmetros de projecto indicativos para os sistemas de electrificação

Sistema	Metodologia	Tipo de Assentamento	Parâmetros Indicativos de Projecto		
			D = Distância da rede da EDM	P = Demanda por domicílio (kVA)	Densidade Populacional
Ligado à rede	Ligação de novos consumidores à rede BT existente (220 – 400V)	Urbano e peri-urbano	D < 10m	3.0 < P < 5.0	Alta
	Densificação	Urbano e peri-	10m < D < 5km	3.0 < P <	Alta

	(extensões urbanas de BT e de MT)	urbano		5.0	
	Rural trifásico de MT (principal e ramificações) e extensão de BT	Rural	5km<D<30km	2.0 < P < 3.0	Alta
	Rural trifásico de MT (principal), MRT (19kV) para as ramificações e extensões de BT	Rural	10km<D<30km	1.0 < P < 2.0	Média
Fora da Rede	Mini-rede: produção centralizada e rede de BT	Rural	D > 30km	0.1 < P < 1.0	Média
	Sistema solar para residências	Rural	D > 30km	>0.1	Baixa

Procedimentos de compra

Actualmente, a construção de infraestruturas de electrificação com ligação à rede é realizada por empreiteiros contratados pela EDM. As normas utilizadas para os projectos estão incluídas no Manual de Projecto para Redes de Distribuição compilado pela Vattenfall Power Consultants e pela Norconsult, em setembro de 2009. As secções da Norma de Distribuição, que mereceriam uma revisão, foram discutidas nas secções acima. Dessa forma, não haverá discussões adicionais a respeito delas. No entanto, ainda há espaço para melhorias e para redução de custos nas actividades de aquisição de materiais para os projectos.

De momento, os empreiteiros responsáveis pelo projecto compram todos os materiais utilizados na construção, ou seja, a EDM não fornece nenhum tipo de material aos empreiteiros. A racionalização proposta nas normas terá como resultado a redução nos materiais destinados à obra.

A EDM devia preparar contratos a termo para a provisão dos principais materiais, incluindo os seguintes:

- Condutores nus para MT (medidas padronizadas).
- Condutores ABC para BT (medidas padronizadas).
- Condutores para ligação de serviço.
- Transformadores de distribuição (tamanhos padronizados).
- Comutadores para MT e BT.
- Isoladores para MT.
- Acessórios mecânicos em geral para linhas em MT.
- Acessórios mecânicos em geral para linhas em BT.

- Acessórios de fixação para MT e BT.
- Contadores para pré-pagamento.
- Quadros de distribuição prontos e com componentes internos.

Para simplificar a aquisição dos materiais, diferentes materiais devem ser incluídos no mesmo contrato; por exemplo, todos os condutores e acessórios associados devem estar no mesmo contrato. Isso também assegurará a compatibilidade entre acessórios para linhas e condutores.

Os materiais adquiridos por meio do contrato serão livres de taxas para os empreiteiros, com base no projecto aprovado e no cronograma de instalação.

Há materiais que devem ser adquiridos, antecipadamente e em grande quantidade, para a execução do programa de electrificação. Como a EDM, actualmente, não compra, nem mantém quantidades significativas desses materiais, é proposto que, durante a preparação do contrato, os fabricantes/fornecedores sejam responsáveis pela organização e manutenção de locais de armazenamento selecionados e espalhados por todo o país (os locais serão determinados pelo programa proposto). Desta forma, a EDM não será responsável pela logística dos materiais até os **canteiros**, nem pela guarda dos armazéns. O pagamento pelos materiais fornecidos dessa forma precisará ser negociado com os fabricantes/fornecedores, levando em conta o risco assumido por todas as partes. Isso será uma solução temporária até que a EDM se sinta capaz de gerir a logística.

Para garantir o cumprimento das normas nacionais de electrificação em vigor, é imperativo que a EDM desenvolva grande capacidade para aprovar projectos de electrificação. É proposto que, inicialmente, isso seja feito por um consultor externo experiente, com a formação do pessoal da EDM e a criação da capacidade interna da EDM sendo condições específicas do contrato. Desenhos padronizados para elaboração simplificarão o processo e, todos os desenhos serão aprovados por este mecanismo antes do início da construção

Devido ao tamanho da tarefa a ser realizada, é proposto, além de tudo, que inicialmente os projectos de electrificação sejam assumidos por consultores externos. O treino e o desenvolvimento de competências dentro da EDM devem também ser requisitos para esses compromissos iniciais. Uma vez que essa competência esteja estabelecida como tarefa da EDM, o uso de consultores externos pode ser reduzido ou eliminado completamente. Embora a prática actual de contratação de empreiteiros seja extensivamente utilizada na EDM, existe um grande problema neste tipo de contrato: mudanças podem ocorrer durante a construção sem a aprovação do cliente (EDM) ou de seu representante.

Para a supervisão da construção, é proposto mais uma vez que essa actividade também seja realizada, inicialmente, por consultores externos, que devem também realizar formações de construção dentro da EDM. Para assegurar a qualidade dos projectos realizados externamente, é proposto que a monitoria da construção seja realizado por diferentes recursos dos responsáveis pelo projecto. Isso ajudará a assegurar que as mudanças de projecto não sejam realizadas por um consultor externo durante a construção, em acordo com a empresa contratada. Algumas mudanças de projecto podem ser necessárias durante a construção, mas isso será limitado se o projecto for realizado de modo independente da construção.

A identificação e o registro de futuros consumidores (*premarketing/marketing*), assim como os estudos de rotas para linhas em MT, devem ser executados por partes externas. Enquanto a EDM puder escolher possuir alguns desses recursos, o estabelecimento dessa competência em larga escala, dentro da EDM, não será necessário, uma vez que a meta para 2030 seja atingida.

Com a monitoria do projecto e da construção a ser executado por partes externas, existe a oportunidade de desenvolvimento de empresas com foco apenas em construção. Inicialmente,

os empreiteiros designados para assumir a construção devem ser contratados para desenvolver empresas locais emergentes, com capacidades específicas para cada contrato. Por exemplo, uma empresa emergente pode ser indicada como uma sub-empreiteira no primeiro projecto para fornecer serviços mais básicos como cavar buracos e instalar postes sob a supervisão da empresa principal e, no projecto seguinte, a mesma empresa emergente pode ser nomeada para lançar condutores e assim por diante, até que todos os aspectos de projecto tenham sido abrangidos neste processo de aprendizagem. Após a conclusão bem-sucedida de todas as tarefas, a empresa emergente pode ser indicada para assumir projectos completos de construção, com trabalhos menores, a princípio, e maiores, à medida que elas aumentem suas competências. É essencial que um programa de desenvolvimento de empresas emergentes seja conduzido pela EDM ou por uma agência governamental adequada (possivelmente pelo Ministério do Trabalho).

A gestão global de projectos desde a identificação até a instalação deve ser realizado, internamente, pela EDM, como implementadora da estratégia e dos planos de electrificação. Enquanto a assistência suplementar pode ser obtida, a priori, por meio de consultores externos, é fortemente recomendado que essa actividade, na medida do possível, seja realizada internamente. Os recursos de implementação de projectos existentes podem ser utilizados para este fim.

A respeito do fornecimento para construções fora da rede, as normas utilizadas devem ser similares as utilizadas para projectos ligados à rede porque, no devido tempo, elas podem acabar sendo ligadas à rede e, portanto, precisarão cumprir as normas da EDM. Isso permitirá também que materiais comuns e que mecanismos de fornecimento acima citados sejam utilizados. A adequação do uso de consultores externos precisará ser discutida com o FUNAE para estabelecer a solução de implementação mais efectiva, sendo esta dependente da abordagem requerida de electrificação fora da rede;

Embora seja considerada a meta de 100% de electrificação até 2030, para que ela seja atingida ao custo mais baixo, é provável que o foco esteja nos consumidores ligados à rede, em detrimento das comunidades remotas e fora da rede.

Recursos Humanos

A EDM indicou que o crescimento da rede excedeu o crescimento dos recursos de apoio, causando restrição significativa desses recursos. Essa situação pode ser severamente agravada pela electrificação em grande quantidade, como pretendida.

No que se refere ao desenvolvimento do capital humano dentro da EDM, é proposto que seja considerado o recrutamento de um grupo significativo de jovens técnicos recém-qualificados, que serão beneficiados por treinamento e capacitação propostos nas secções de fornecimento, referentes a monitoria de projectos e da construção. Uma vez treinados como projectistas por meio de um contrato externo com consultores, o novo grupo recrutado prosseguirá na monitoria da construção do mesmo projecto e será então treinado como um recurso de operação e de manutenção, para ser utilizado após a instalação e término do projecto. Desta forma, o requisito final para o pessoal de campo será abordado desde a fase de planeamento e será dimensionado de acordo com o desenvolvimento dos projectos. O benefício adicionado é a compreensão abrangente de que o pessoal de campo participará da filosofia de projecto, dos métodos e normas da construção e dos factores pertinentes à operação e manutenção de redes.

Todos os contratos atribuídos a projectistas, gerentes de projectos e de empreiteiras de construção devem incluir provisões para o treinamento do pessoal da EDM.

As áreas seguintes requerem atenção:

- Centros de serviço ao consumidor. As práticas actuais são baseadas em cada centro sendo capaz de lidar com cerca de 80.000 consumidores, 1 subestação e 100 transformadores de distribuição. Isso inclui todo o pessoal técnico e administrativo;
- Todos os aspectos de projecto;
- Treinamento do pessoal capaz de assumir exercícios de seleção de rotas e de estudos;
- Compilação e manutenção de todas as normas de projecto;
- Fornecimento e armazéns.

Implementação da Estratégia

Ações a curto prazo

A implementação completa da “estratégia” pode levar um certo tempo porque a estratégia precisa ser aprovada pelo GM e existem ações que precisam ser implementadas antes de estarem em plena capacidade operacional e em perfeita concordância com as decisões tomadas (por exemplo, a implementação do Fundo de Electricidade, o desenvolvimento de capacidades, a aprovação e implementação dos padrões e processos tal como as compras de materiais em grande quantidade); e tudo isso leva tempo.

Entretanto, é possível iniciar imediatamente o processo de electrificação utilizando os fundos já disponíveis das IFIs enquanto as decisões finais são tomadas e as diferentes tarefas exigidas para a implementação da estratégia são realizadas.

Sugere-se que a EDM assuma a responsabilidade de implementação numa fase inicial até que o MIREME adquira as capacidades e instrumentos necessários. As seguintes actividades permitirão o início dos projectos de electrificação em um curto período de tempo enquanto que o resto das actividades terão prosseguimento em suas implementações:

- Decisão sobre a alocação dos fundos disponíveis: electrificação ligada à rede e fora da rede. **Responsável: MIREME**
- Identificação dos “projectos de densificação”: a EDM pode rapidamente identificar os projectos de densificação onde já houver a infraestrutura e alguns consumidores já estiverem ligados. Esses projectos são considerados de baixo custo visto que o objectivo é fazer uso da infraestrutura de MT já existente (ou até mesmo a infraestrutura de BT) em áreas onde a população não foi ligada ao serviço. **Responsável: EDM**
- Acordo entre a EDM e o MIREME sobre a priorização desses projectos ligados à rede e fora da rede, considerando a disponibilidade de financiamentos. **Responsáveis: MIREME e EDM;**
- Identificação dos projectos de electrificação de “baixo custo” ligados à rede e fora da rede. **Responsável: FUNAE**
- Acordo entre a MIREME e o FUNAE sobre a priorização desses projectos ligados e não ligados a rede, considerando a disponibilidade de financiamentos. **Responsáveis: MIREME e FUNAE**
- Finalizar e aprovar os padrões necessários para a construção (projectos ligados à rede e fora da rede). **Responsável: EDM**
- Desenvolver “procedimentos de electrificação” ou um padrão para os projectos de electrificação ligada à rede ou fora da rede, de forma a reduzir os custos de engenharia. **Responsável: EDM**
- Desenvolver “procedimentos de electrificação” ou um padrão para os projectos de electrificação ligada à rede ou fora da rede, de forma a reduzir os custos de engenharia. **Responsável: FUNAE**
- Desenvolver arranjes transitórios para a utilização dos fundos das IFIs. **Responsáveis: Ministério de Economia e Finanças / MIREME**
- Implementação, dentro do MIREME, formação de um pequeno grupo para coordenar e conduzir esses esforços iniciais para “dar início” à estratégia de electrificação. Este grupo será a origem da “célula” dentro da qual será montado posteriormente um

escritório que será responsável pelo planeamento e monitoria dos esforços de electrificação. **Responsável: MIREME**

- Implementação de compras em grande quantidade para pelo menos alguns itens necessários para a construção do projecto. **Responsável: EDM.**

Plano de Execução

Na secção "Preparação das instituições para executar a estratégia proposta", foi apresentada uma série de actividades que cada instituição deve abordar para se iniciar a implementação da estratégia proposta. É possível propor um "plano de execução" de alto nível para a sua implementação, assumindo que a estratégia, quando for aprovada, não será muito diferente da actual. A seguinte tabela resume uma sequencia de actividades que cada instituição deve adoptar:

Tabela 4.25 Plano de Execução da Estratégia

Instituição	Actividade
<i>Estágio Preliminar</i>	
GM	Definir objectivos de política
GM – Ministério de Economia e Finanças	Implementar / criar a Conta de Electrificação Implementar uma cobrança para fomentar a Conta de Electrificação
EDM	Definir padrões de construção Definir e implementar procedimentos de compra em grande quantidade Estabelecer "procedimentos" para os projectos de electrificação Fortalecer o departamento de capacidade de monitoria e planeamento
FUNAE	Estabelecer "procedimentos" para projectos de electrificação Fortalecer o departamento de capacidade de monitoria e planeamento
MIREME	Estabelecer um "grupo de electrificação" para lidar com o planeamento e a monitoria de planos Desenvolver competências
<i>Estágio Inicial</i>	
Ministério de Economia e Finanças	Operacionalizar a Conta de Electrificação
MIREME	Definir objectivos para a actividade de planeamento Estabelecer critérios para a priorização de projectos Monitorar projectos de electrificação
EDM	Conduzir, inicialmente, a actividade de planeamento Finalizar a implementação do processo de compra de material em grande quantidade Implementar projectos ligados à rede seguindo os critérios de priorização do projecto e procedimentos de electrificação Finalizar o processo de capacitação de profissionais para implementação e monitoria de projectos Melhorar os sistemas e procedimentos gerais da empresa Preparar o procedimento padrão para terceirizar a operação de sistemas isolados
FUNAE	Proceder com a elaboração de projectos seguindo os planos e padrões estabelecidos
ARENE	Implementar as metodologias e cálculos tarifários
<i>Estágio Final</i>	
GM	Estabelecer as políticas relacionadas a electrificação
MIREME	Estabelecer metas

	Conduzir o processo de planeamento uma vez que a equipe profissional, ferramentas e capacitação forem alcançados Monitorar a implementação do plano
EDM	Construir infraestruturas e ligar os clientes à rede
FUNAE	Construir infraestruturas e ligar os clientes fora rede Entregar os projectos instalados (activos) à EDM
ARENE	Estabelecer as tarifas Monitorar a qualidade do serviço
Ministério de Economia e Finanças	Gerir a Conta de Electrificação Gerir a relação com as IFIs
Sector Privado	Participar na construção de activos e na operação de sistemas terceirizados

Anexo A: Estimativas de custos

Custo estimado de tecnologias alternativas de distribuição baseadas na ligação com a rede

Dois aspectos devem ser considerados, a saber: os custos de distribuição (custos de disponibilização de um ponto de fornecimento adequado próximo, ou dentro da área a ser electrificada) e a electrificação ou custos de rede (sistemas de MT e de BT requeridos do ponto de suprimento até cada ligação de serviço). Esta seção lida apenas com os aspectos referentes aos custos de electrificação (ou de reticulado/rede). Os custos de transmissão e distribuição serão abordados no relatório do Plano Director.

Os custos de electrificação por ligação irão variar substancialmente de projecto para projecto, com base em certos fatores. Os fatores, considerados como mais importantes na determinação dos custos, são:

- Densidade de desenvolvimento, expresso em número de domicílios por km²;
- Demanda Diversificada Máxima do projecto por domicílio;
- Nível de qualidade do serviço, expresso em disponibilidade anual;
- Confiabilidade inerente à tecnologia empregada;
- Natureza do terreno: terrenos rochosos, montanhosos ou similares aumentarão os custos;
- Localização das instalações: facilidade de acesso, custo de transporte etc.
- Dimensão do projecto ou número de conexões realizadas por contrato: contratos menores resultarão em maiores custos relativos por ligação.

As estimativas de custo no nível de detalhe requeridas pela Estratégia de Electrificação podem, portanto, lidar apenas com custos relativos aproximados entre projectos executados sob diferentes condições e circunstâncias.

Os sistemas ou esquemas mais comuns normalmente permitirão:

- Sistemas de distribuição trifásica/monofásica e de conexões de serviço padronizados;
- Uso de condutores nus em linhas aéreas de MT;
- Condutores isolados agrupados em feixe para BT;
- Transformadores de distribuição para instalação em poste;
- Utilização de postes de madeira;
- Iluminação pública – baixa potência;
- Medidores do tipo pré-pago;
- Demanda diversificada máxima de projecto na faixa de 0,5-0,6kVA/domicílio, aferido pelo transformador de distribuição para consumidores rurais, e de 2,5-3,5 kVA para consumidores urbanos e periurbanos de baixa renda.⁴⁸

Isso é citado com mais detalhes no esquema “padrão”.

Com respeito à demanda diversificada máxima de projecto, note-se que o Plano Director assinala um consumo doméstico actual de 1.128 kWh. Isso refere-se à electricidade utilizada, quase que exclusivamente, em aplicações de iluminação de baixa potência, ou seja, uma demanda diversificada máxima de projecto na faixa de 1,0-1,2 kVA por

⁴⁸ Estes figuras fazem referência a consumidores de baixa renda em áreas urbanas e periurbanas. No caso da electrificação de áreas residenciais de classes média e alta, a demanda diversificada máxima de projeto precisa ser revista numa base casuística. No momento, deve-se assumir que não há áreas residenciais de classes média e alta que não estejam electrificadas (premissa possivelmente incorreta).

consumidor residencial (aferido pelo transformador de distribuição) será suficiente para a maioria das aplicações.

A tabela a seguir é considerada um guia de alto nível nos critérios de projecto aplicados, mas deve-se, sempre que possível, verificá-lo e compará-lo aos dados obtidos, por meio de pesquisas de campo, sobre a viabilidade, a necessidade dos consumidores e as experiências com grupos similares de consumidores em outras áreas:

Tabela A.1.– Parâmetros indicativos para a demanda diversificada máxima de projecto

Descrição típica da área a ser electrificada	Fontes principais de renda de consumidores residenciais	Demanda diversificada máxima esperada para os 5 anos seguintes após a electrificação (kVA)	Demanda diversificada máxima esperada para os 15 anos seguintes após a electrificação (kVA)
Habitações em grupos rurais	Agricultura de subsistência, pensões, trabalho de imigrantes	0.35	0.5
Vilas rurais	Algumas indústrias locais, agricultura, pensões	0.7	0.9
Assentamentos informais próximos a uma área urbana.	Comércio informal, de maneira geral, empregos nas cidades	1.0	1.4
Área municipal formal	Empregos formais, de maneira geral, semiquualificados	1.7	2.4
Áreas residenciais urbanas de classe média	Empregos formais, classe operária	2.7	3.5
Áreas residenciais urbanas de classe alta	Trabalhos profissionais e semiprofissionais, tipos empreendedores	4.0	6.0

Impacto dos diferentes fatores no custo por ligação: sistemas padrão de redes monofásicas e trifásicas

A tabela A.2 a seguir é indicativa do impacto que alguns dos fatores acima do custo dos sistemas de electrificação a jusante, de um ponto de fornecimento nos arredores, ou de dentro da área servida, implicam:

Tabela A.2 – Impacto de vários fatores sobre o custo dos sistemas de distribuição "padrão", monofásicos e trifásicos ⁴⁹

Tipo de construção, assumindo, de modo razoável, fácil acesso e boas condições do terreno	Demanda máxima diversificada de projecto	Densidade de domicílios	Custo relativo ⁵⁰	Falhas relativas esperadas por ano
MT com condutores nus, BT com condutores aéreos agrupados (ABC)	1,0 - 1,2 kVA	Mais de 2 500/km ²	0,8	1
		750 - 2 500/km ²	1	
		Menos de 750/km ²	1,4	
	3,0 kVA	Mais de 2 500/km ²	1,3	
		750 - 2 500/km ²	1,5	
		Menos de 750/km ²	2,0 - 2,2	
MT com condutores nus, BT com condutores nus	1,0 - 1,2 kVA	Mais de 2 500/km ²	0,8 - 0,85	4-6
		750 - 2 500/km ²	0,85 - 0,95	
		Menos de 750/km ²	1,2 - 1,3	
	3,0 kVA	Mais de 2 500/km ²	1,2 - 1,3	
		750 - 2500/km ²	1,4 - 1,5	
		Menos de 750/km ²	1,9 - 2,0	
Cabos subterrâneos	3,0kVA	Mais de 2 500/km ²	1,5	0,8
		750 - 2 500/km ²	2,2 - 2,5	
		Menos de 750/km ²	2,7 - 3,5	

Estimativas de custo comparativas decorrentes das configurações dos sistemas de redes alternativos

O custo final de qualquer projecto de electrificação é totalmente dependente de uma série de fatores como a Demanda Máxima Diversificada de projecto, a tecnologia empregada, o terreno, os custos de ligação à rede, entre outros. Em nível de programas, só se emite um parecer a respeito dos custos típicos para servir de base para orçamentos iniciais. As estimativas para cada projecto precisam ser determinadas, detalhadamente, após a especificação do número de conexões, dos critérios de projecto, da tecnologia e da disponibilidade de ligação à rede na fase de planeamento de cada projecto.

Os critérios gerais de planeamento, no que tange às configurações de sistemas, conforme definidos no Plano Director, são:

- o sistema normal de MT será um sistema trifásico a três fios.
- se a carga alimentada por um ramo de ligação não requer um sistema trifásico, um alimentador bifásico a dois fios pode ser empregado, alimentando um ou vários transformadores monofásicos.
- devido a sua capacidade limitada de carga, sistemas MRT (tanto condutor quanto blindagem) devem apenas ser considerados onde a carga total é baixa (até cerca de 200kVA) e as linhas são relativamente longas (mais de 10km).
- para fornecer uma indicação dos custos relativos para configurações de sistemas alternativos, as seguintes opções são precificadas e, para não se criar duplicidade das taxas de custo unitárias típicas, as taxas (crescentes) apresentadas no Plano Director são usadas.
- nos cálculos iniciais e para manter uma referência de estudos prévios (e, posteriormente, avaliar potencial economia comparada com este caso), consideramos

⁴⁹ Estes são apenas custos relativos. A tabela 5 contém as premissas feitas para um projeto hipotético, baseadas nas taxas unitárias, conforme o Plano Director da Norconsult

⁵⁰ Baseando-se principalmente nos valores da Eskoms e nas discussões com outras distribuidoras (municipais) na África do Sul

um “cenário de preço” compatível com os estudos prévios. As seguintes alternativas foram investigadas⁵¹:

- Condutores nus de MT trifásicos, transformadores trifásicos e redes de MT com cabos aéreos agrupados tipo ABC (sem circuitos monofásicos);
- Condutores nus de MT trifásicos e bifásicos, transformadores bifásicos, redes secundárias monofásicas e bifásicas de MT com cabos do tipo ABC (com uma divisão de 1:2 entre monofásico e bifásico de BT por simplicidade);
- Redes de MT trifásicas e no sistema MRT, transformadores isoladores e essencialmente nenhuma rede de BT no entorno rural com habitações dispersas em um leiaute informal.

Um sistema MRT com *shield* e fornecimento por meio de transformador em AT somente será viável em circunstâncias excepcionais nas quais o custo de redes regulares seriam normalmente bem maiores, mas esse é um fator menos relevante na decisão de fornecer o serviço. A prática actual da EDM de projetar sistemas MRT e, posteriormente, fazer o *upgrade* para sistemas trifásicos é consistente e deve ser mantida.

Para se comparar os custos relativos de sistemas alternativos, um caso hipotético típico e que apresenta os seguintes parâmetros é considerado:

Tabela A.3 – Composição do projecto hipotético de electrificação utilizada para comparar os custos de tecnologia alternativa

Número total de conexões de serviço	Demanda máxima diversificada de projecto /ligação	Número de conexões	Demanda estimada da área (kVA)
Vilas rurais	0,7	5.000	3.500
Grupos rurais de habitações	0,35	1.200	420
Total de conexões		6.200	
Total estimado de carga em linhas de MT (kVA)		3.920	
Média das demandas máximas diversificada/ligação (kVA)		0,63	

Como mencionado, o custo de sistemas alternativos é baseado em taxas unitárias conforme é encontrado no Plano Director e em várias premissas relativas a preços unitários e a outros fatores:

- O custo/km de linhas de MT a dois fios é considerado como 75% do custo equivalente de uma linha trifásica;
- Os preços de transformadores monofásicos e trifásicos são considerados como 90% de uma unidade trifásica.
- Os custos de condutores do tipo ABC (três ou dois fios) e do condutor ABS similar de 4 núcleos são considerados como 80% e 65%, respectivamente.
- O Plano Director permite um custo de uma ligação de serviço monofásica de 500 US\$/ligação, o que provavelmente inclui um medidor adequado, ligação de condutores aéreos e postes adicionais, condutores e acessórios mecânicos nos pontos onde a ligação cruza uma rua a partir da linha de BT. Esse valor de orçamento é definitivamente muito otimista, mas é assumido que no cálculo inicial até o Relatório 4

⁵¹ Deve-se salientar que a natureza do terreno e as condições de acesso podem aumentar essas estimativas em mais de 50%.

("Plano Nacional de Electrificação em 10 Anos"), está plenamente desenvolvido (como mencionado antes, trata-se de um cenário de preço que mantém coerência com esses estudos).

- O relatório do Plano Director data de abril de 2014 e as estimativas, baseadas nas taxas unitárias presentes no relatório, aumentaram em 2,5% por ano que cria uma data-base de custo para abril de 2017;
- O Plano Director permite, de maneira correta, que contingências, projecto e outros custos, custos de sobressalentes e mobilização possam ir além dos custos de rede básicos, e isso se reflete nas estimativas. Deve-se salientar que não está incluído nenhum subsídio para juros ou empréstimos durante a construção.
- Essas premissas resultam nas seguintes estimativas para os sistemas alternativos investigados:

Tabela A.4 – Custos estimados dos sistemas de redes internas secundárias alternativas em MT e BT para projecto hipotético (US\$)

Componente de custo	Trifásico a 4 fios (BT) e a 3 fios (MT)	Misto de 2 e 3 fios em MT e 4, 3, e 2 fios em BT	MRT habitações em grupos rurais
Custos de linhas internas de MT	157	137	184 ⁵²
Custos de transformadores	220	198	187
Custos de linhas de BT	212	181	143
Subtotal para esquema de rede básico, excluindo conexões de serviço e iluminação pública, com base nas taxas unitárias de Abril de 2014	589	516	515
Conexões de clientes monofásico	500	500	500
Iluminação pública	75	75	75
Custos totais por ligação da construção de sistemas internos, com base nas taxas de abril de 2014	1.164	1.090	1.089
Crescimento das taxas unitárias até abril de 2017, com base em crescimento de 2.5% a.a.	7,7%	7,7%	7,7%
Custos totais por ligação da construção de sistemas internos, com base nas taxas de abril de 2017	1.253	1.174	1.173
Reserva para sobressalentes a 1.5%	19	18	18
Custos de mobilização a 2%	25	23	23
Contingências a 10 %	125	117	117
Projecto, licitação e supervisão a 10 %	125	117	117
Compensação para linhas de MT a 4 % dos custos das linhas	6	5	7
ORÇAMENTO TOTAL PROPOSTO/CONEXÃO PARA CUSTOS DE REDES INTERNAS	1.554	1.455	1.456

Embora os custos de projectos similares possam induzir a erros, como nem sempre está definido de forma clara o que exatamente é levado em consideração, muitas fontes mostram uma larga faixa de custos (de 600 a 2.300 US\$/ligação).

⁵² Os custos unitários para redes MRT (\$/km) são menores. No entanto, assumiu-se, para o projeto hipotético, que um aumento na média dos custos para linhas/conexões será requerido devido à natureza dispersa do desenvolvimento, com uma economia no comprimento das redes de BT.

Tabela A.5 – Dados de custo de electrificação

Empresa/serviço	Custos estimados – abril de 2017 (US\$/ligação)	Comentários
Eskom, África do Sul	1.660	Exclusão da iluminação pública, densidade populacional média do país de 42/km ²
Áreas metropolitanas principais na África do Sul	2.310	Inclusão da iluminação pública, densidade residencial de cerca de 2 000/km ² , demanda máxima diversificada de projecto de 3,5 kVA
Áreas metropolitanas principais na África do Sul	1.550	Inclusão da iluminação pública, densidade residencial de cerca de 2 000/km ² , demanda máxima diversificada de projecto de 1,5 kVA
Camboja	592	Sem iluminação pública, densidade populacional média de 82/km ² , demanda máxima diversificada de projecto não definida
Etiópia	1.400 – 1.600	Sem iluminação pública, densidade populacional média de 83/km ² , demanda máxima diversificada de projecto não definida

1. RSA Dept. de Energia - Programa Nacional de Electrificação Nacional – relatório de feedback, Junho de 2013.

2. Dados recebidos em base informal dos gerentes de projectos correspondentes.

3. Plano Estratégico de Electrificação Rural do Camboja, dezembro de 2009.

4. Relatório Final da Estratégia de Electrificação Nacional da Etiópia, junho de 2016. Há comentários no relatório sobre custos altos e sugestões de como podem ser reduzidos significativamente.

Com base nas estimativas de custo precedentes, é proposto que os seguintes valores sejam usados como um perfil de preços para realização de orçamentos em nível estratégico e como estimativas iniciais ajustadas nos próximos relatórios à medida que mais dados específicos forem sendo reunidos:

- Áreas urbanas e periurbanas de alta densidade, próximas aos principais centros, em terrenos com fácil acesso relativo e em boas condições de topografia e solo, apresentando média das demandas máximas diversificadas de 3kVA/ligação: US\$ 2.300.
- Áreas rurais de baixa densidade e áreas urbanas de alta densidade e baixo poder aquisitivo, próximas aos principais centros, em terrenos com fácil acesso relativo e em boas condições de topografia e solo, apresentando média das demandas máximas diversificadas de 0.6-0.8 kVA /ligação: US\$ 1.200 - US\$1.300.

Esses são os custos totais de rede assumidos para determinar as necessidades financeiras dos esforços para electrificação na seção 4.4.4.

No topo desses custos de rede, estaria o custo dos componentes da rede a montante, o que inclui os custos dos sistemas de transmissão e distribuição e os custos dos sistemas em média tensão a montante para suprir o projecto hipotético⁵³. Como uma indicação inicial elevada de previsão orçamentária, o consultor estima o custo adicional por ligação dos componentes da rede a montante em cerca de 600 US\$/ligação. Um contexto mais detalhado para esta estimativa é dado no Anexo II deste relatório.

Custo de sistemas fora da rede

O custo de sistemas não ligados à rede variarão drasticamente de acordo com a tecnologia, além de serem influenciados pelos parâmetros de confiabilidade e disponibilidade. Como

⁵³ O projeto hipotético requererá a instalação de uma transformador AT/BT em uma subestação existente. Adicionalmente, uma linha-tronco de 30km, em 33kV, precisará ser construída a partir da subestação citada até um ponto no local do projeto hipotético.

exemplo, enquanto uma planta fotovoltaica fixa pode ser alimentada a um custo inferior a 1.000 US\$/kVA para 0,6 – 0,8 kVA, a utilização de baterias para uma disponibilidade completa fará com que a estimativa dobre.

Ambos os sistemas não ligados e MRT apenas podem ser considerados quando os requisitos de carga e a densidade populacional são baixos, o fornecimento de electricidade é uma necessidade e os custos com os sistemas padrão são excessivos.

Diferentes alternativas para sistemas não ligados (sistemas domésticos solares com armazenamento, mini-redes etc.) foram considerados e um custo médio de 2.000 US\$/ligação foi assumido como representativo dessas tecnologias. Isso será elaborado com mais detalhes no próximo relatório (Implementação da Estratégia Nacional de Electrificação).

Anexo B: Estimativa de custo das tecnologias alternativas de sistemas

A tabela B.1 serve para detalhar as estimativas do projecto hipotético, como sumarizado no corpo do relatório.

Tabela B.1 – Custos de linha em média tensão interna com sistemas alternativos em média tensão

Custos de linhas em média tensão	Ramo do alimentador do ponto de derivação até a área a ser electrificada	Ramo do alimentador do ponto de derivação até a área a ser electrificada	MRT para habitações em grupos rurais, trifásico de MT na cidade
Comprimento interno total da linha de MT (km)	44	44	65
Comprimento/ligação (m)	7,1	7,10	10,48
Comprimento de linhas de sistemas a 3 fios	44	20	20
Comprimento de linhas de sistemas a 2 fios	0	24	15
Comprimento de linhas de sistemas MRT	0	0	30
Condutores em circuitos trifásicos	Pino	Pino	Pino
Área da seção transversal do condutor	72mm ²	72mm ²	72mm ²
Capacidade de condução de corrente do sistema a 3 fios	175A (10 MVA)	175A (10 MVA)	46A (1,5MVA)
Condutores em circuitos MRT	N/A	N/A	Bantam
Área da seção transversal do condutor	N/A	N/A	16mm ²
Custo/km (US\$/km) para linhas a 3 fios	21,000	21,000	21,000
Custo/km (US\$/km) para linhas a 2 fios	16,800	15,750	15,750
Custo/km (US\$/km) para linhas em sistema MRT	14,500	14,500	14,500
Custo de linhas de MT (US\$/km)	924,000	798,000	1,091,250
Religador e isolador da linha na derivação	49,500	49,500	49,500
Custos de linha de MT /ligação (US\$)	157	137	184

Tabela B.2 – Custos dos transformadores de poste de distribuição

Potência do transformador	Preço unitário (US\$/trafo)	Total	Custo total (US\$)	Capacidade total instalada
32kVA	17.200	15	258.000	480
50 kVA	22.600	10	226.000	500
100 kVA	26.800	22	589.600	2.200
160 kVA	29.200	10	292.000	1.600
Total		57	1.365.600	4.780
Custo médio do transformador /ligação			220	
Carga média				82.0%

Tabela B.3 – Sistemas de distribuição de baixa tensão trifásicos a 4 fios, com condutores do tipo ABC

Descrição	Vilas rurais	Habitações em grupos rurais	Custo unitário de linha de BT (US\$)	Custos de linha de BT (US\$)
Comprimento/consumidor médio	9	22		
Comprimento total	45	26		
Misto de condutores do tipo ABC - média				
4x95mm ² + 25mm ²	15	5	25.000	500.000
4x50mm ² + 25mm ²	20	9	18.900	548.100
4x25mm ²	10	12	12.000	264.000
Custo total de linhas de BT				1.312.100
Custo médio por linha de BT por ligação				212

Tabela B.4 – Sistema de distribuição de baixa tensão, misto bifásico e trifásico a 3 e 4 fios, com condutores ABC

Descrição	Vilas rurais	Habitações em grupos rurais	Custo unitário de linha de BT (US\$)	Custos de linha de BT (US\$)
Comprimento/consumidor médio	9	22		
Comprimento total	45	26		
Misto de condutores do tipo ABC - média				
4x95mm ² + 25mm ²	6	2	25.000	200.000
3x95mm ² + 25mm ²	6	3	20.000	180.000
2x95mm ² + 25mm ²	3	2	16.250	81.250
4x50mm ² + 25mm ²	8	3	18.900	207.900
3x50mm ² + 25mm ²	8	5	15.120	196.560
2x50mm ² + 25mm ²	4	3	12.285	85.995
4x25mm ²	4	1	12.000	60.000
3x25mm ²	4	4	9.600	76.800
2x25mm ²	2	2	7.800	31.200
Custo total de linhas de BT				1.119.705
Custo médio por linha de BT por ligação				181

Tabela B.5 – Sistemas de distribuição de baixa tensão com distribuição MRT em média tensão em áreas rurais

Descrição	Vilas rurais	Habitações em grupos rurais	Custo unitário de linha de BT (US\$)	Custos de linha de BT (US\$)
Comprimento/consumidor médio	9	10		
Comprimento total	45	12		
Misto de condutores do tipo ABC - média				
4x95mm ² + 25mm ²	6	0	25.000	150.000
3x95mm ² + 25mm ²	6	0	20.000	120.000
2x95mm ² + 25mm ²	3	0	16.250	48.750
4x50mm ² + 25mm ²	8	2	18.900	189.000
3x50mm ² + 25mm ²	8	2	15.120	151.200
2x50mm ² + 25mm ²	4	1	12.285	61.425
4x25mm ²	4	2	12.000	72.000
3x25mm ²	4	2	9.600	57.600
2x25mm ²	2	3	7.800	39.000
Custo total de linhas de BT				888.975
Custo médio por linha de BT por ligação				143

Tabela B.6 – Sumário dos custos com rede interna de sistemas alternativos (US\$)

Componente de custo	Trifásico a 4 fios e 3 fios de MT	Misto de 2 e 3 fios e 4,3 e 2 fios de BT	MRT para habitações em grupos rurais
Custos de linhas internas de MT	157	137	184
Custos de transformadores	220	198	187
Custos de linhas de BT	212	181	143
Subtotal para esquema de rede básica, excluindo as conexões de serviço e iluminação pública em taxas unitárias em Abril de 2014	589	516	515
Conexões de consumidores monofásicos	500	500	500
Iluminação pública	75	75	75
Custo total/ligação de construção de sistemas internos com base nas taxas de abril de 2014	1.164	1.090	1.089
Crescimento em taxas unitárias até abril de 2017 de 2.5% p.a.	7,7%	7,7%	7,7%
Custo total/ligação de construção de sistemas internos com base nas taxas de abril de 2017	1.253	1.174	1.173
Reserva para sobressalentes a 1.5%	19	18	18
Custos de mobilização a 2%	25	23	23
Contingências a 10%	125	117	117
Projecto, licitação e supervisão a 10%	125	117	117
Compensação para linhas de MT a 4% dos custos das linhas	6	5	7
ORÇAMENTO TOTAL PROPOSTO/CONEXÃO PARA CUSTOS DE REDES INTERNAS	1.554	1.455	1.456

Tabela B.7 – Custos dos alimentadores principais de linhas de média tensão

Custos de linhas de média tensão	Alimentador principal de estação de distribuição de MT existente até um ponto de derivação
Comprimento suposto (km)	30
Comprimento/ligação (m)	4,84
Condutor	Mulberry
Área da seção transversal do condutor	250mm ²
Capacidade de condução de corrente	275 A (15 MVA)
Custo/km (US\$/km)	32.000
Custos de linhas de MT (US\$)	960.000
Religador e isolador de linha na derivação	49.500
Custo /ligação de linhas de MT	155

Tabela B.8 – Custos de subestações em média tensão (assumindo extensões até uma subestação existente)

Item	Custo (US\$)
Novas linhas e <i>bays</i> de transformadores @ 60.000 US\$/bay	120.000
Transformador de 5MVA adicional e custos associados	71.250
Custos totais de subestações	191.250
Custo/ligação de extensão de subestação	31

Anexo C: Custo dos componentes da rede a montante

O custo da infraestrutura até um ponto adequado de fornecimento no local do projecto é totalmente dependente do tamanho da carga e da localização em relação à infraestrutura de produção e de transmissão existentes. O custo total estimado por ligação pode, portanto, estar indicado sem nenhum grau de exatidão. O que se segue é assinalado como uma indicação apenas dos custos a montante para uma subestação AT/MT adequada, baseados em uma série de premissas:

- O projecto hipotético requererá a instalação de um transformador AT/MT em uma subestação existente.
- Uma seção de 30km da linha-tronco em 33kV precisará ser construída a partir da subestação existente até um local no projecto hipotético.

Tabela C.1 –Indicativo de custos de sistemas em média tensão a montante para alimentar um projecto hipotético (US\$)

Componente de custo	Taxa unitária	Total
30 km de linhas em 22kV usando o condutor 250mm ² CAL	32.000/km	960.000
Novas linhas em 33kV e bays de transformador em subestações AT/33kV em subestações AT/33kV existentes	60.000/bay	120.000
Transformador de 5MVA AT/33kV adicional e custos associados	71.250	71.250
Custos totais supostos de sistemas de distribuição a montante baseados em taxas unitárias presentes no Plano Director de 2014		1.151.250
Actualizações dos custos @ 2,5 % p.a. base de abril de 2017		1.240.000
Custos com contingência e projecto		1.538.000
Custo suposto por ligação de consumidor de redes de MT a montante para o projecto hipotético		248

A infraestrutura criada desta forma, provavelmente excederá sua capacidade, o que terá que ser financiado como parte do projecto, mas que servirá para reduzir custos posteriores com a mesma linha e subestação.

Como indicação inicial de alto nível dos requisitos orçamentários, é proposto que seja usado conforme exposto na tabela a seguir:

Tabela C.2 - CAPEX total sugerido para orçamento de conexões de serviço típicas

Nível do sistema	Custo por ligação de serviço (US\$, base de abril de 2017)
Sistema de transmissão	150
Sistema de distribuição	200
Sistema de distribuição/média tensão até o ponto de fornecimento de um local do projecto	250
Média de sistema de distribuição de MT e de BT interno, incluindo ligação de serviço, medidor e iluminação pública (baixa densidade média/ áreas de alta densidade)	1.800
Total por ligação de serviço média	2.400

Esses custos sugeridos devem ser usados apenas como referência em orçamentos iniciais. Com a continuação da construção de uma relação de custos mais abrangente e detalhada, os custos se basearão nas reais atribuições do contrato.

Anexo D: Considerações técnicas para a electrificação

Confiabilidade de fornecimento

A confiabilidade de fornecimento precisa ser considerada para assegurar qualidade dos serviços de electricidade, seja por meio da rede, seja por sistemas isolados. A confiabilidade do fornecimento para os consumidores depende de uma série de fatores, incluindo:

- Aspectos de desenho do sistema.
 - A tecnologia básica empregada tem um impacto na confiabilidade do serviço; por exemplo, sistemas totalmente subterrâneos seriam sujeitos a muito menos interrupção que sistemas de distribuição aérea com condutores nus;
 - Critérios de projecto, incorporando aspectos como fatores de segurança, impactarão na confiabilidade;
 - Os fatores geográficos e ambientais no local da instalação: população, densidade populacional, terreno, níveis de iluminação etc.
 - Critério de redundâncias, isto é, a extensão na qual elementos de sistema são duplicados para permitir o fornecimento contínuo, mesmo sob certas condições de falta;
- A qualidade da construção inicial.
 - Qualidade dos materiais utilizados
 - Qualidade das obras de construção
- Aspectos operacionais: tempo de resposta a interrupções de fornecimento, o que, por sua vez, é dependente de vários fatores, como:
 - Localização, acessibilidade, disponibilidade de sobressalente e recursos e natureza da falha;
 - Disponibilidade do pessoal de manutenção e número de localidades com falhas a serem atendidas;
- Manutenção contínua.

Alguns índices são utilizados na medição da confiabilidade do fornecimento. Os mais comuns são:

- frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC), que mede o número anual médio de interrupções por consumidor;
- duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), que mede o número anual médio de horas durante as quais o fornecimento de um consumidor é interrompido;
- duração Máxima de Interrupção Contínua (DMIC), que mede o tempo máximo de interrupção contínua de energia eléctrica em uma unidade consumidora.

A confiabilidade, portanto, não pode ser quantificada por meio da tecnologia empregada apenas em nível da distribuição. Isso, entretanto, não implica que metas para FIC e DIC não devam ser estabelecidas. As metas devem ser estabelecidas levando-se em conta o que se considera aceitável para uma base específica de consumidores. Os seguintes dados foram extraídos de uma Relatório de Distribuição de 2014:

Tabela D.1 – Índices Indicativos de Confiabilidade para sistemas de BT e de MT da EDM

Área	FIC (Falhas/ consumidor)		DIC (duração de interrupção do fornecimento, em horas) ¹		DMIC (Tempo de restauração do Sistema em horas) ¹		Falhas em linhas de MT (No./ 100km) ¹	Número de Interrupções de BT
	Sistema de MT	Sistemas de BT ²	Sistema de MT	Sistemas de BT ²	Sistema de MT	Sistemas de BT ²		
Maputo	0,3		0,31		1,02		100	
Toda EDM	2,01	0,44	1,01	3,51	0,51	8,0	64	609.844

1. Relatório de Desempenho da Rede de Distribuição da EDM de 2014, com dados sobre BT extraídos dos comentários do relatório.

2. Relatório da EDM acima com dados calculados a partir dos textos do relatório.

Com base na informação fornecida, um cliente provavelmente experimentará cerca de 2,5 interrupções por ano por consumidor, cada um com duração de 8,5 horas devido a problemas nas redes de distribuição primária/secundária. Isso indica que melhorias devem ser feitas na infraestrutura e no gerenciamento da rede de distribuição com a adição de novos clientes à rede.

A definição de confiabilidade do fornecimento difere entre sistemas de distribuição urbanos e rurais. A confiabilidade, por sua vez, será aferida pelo consumo médio mensal ou anual de consumidores residenciais: usuários com alto consumo de electricidade para iluminação, aquecimento, refrigeração, cozinha e comunicação demandam maior confiabilidade que consumidores que utilizam a electricidade apenas para iluminação. A decisão de seleccionar a tecnologia mais apropriada em cada projecto particular pode ser guiada pelos valores relativos de confiabilidade da tecnologia que serão apresentados neste relatório (ver Tabela 3, seção 6.2.1.2).

Revisão dos critérios de projecto com o objectivo de flexibilização de certas normas

O que será apresentado a seguir foi mencionado como exemplo de questões que serão melhor investigadas durante a elaboração do plano (Tarefa 4):

- Uso de arranjos com condutores verticais escalonados em 33kV, 11kV e cabos nus em baixa tensão em que as cargas permitem a utilização de condutores de bitolas menores. Os custos com suprimento e a construção no geral podem ser diminuídos às custas de um pequeno aumento no comprimento dos postes. Deve-se notar também que, a respeito disso, há o perigo em potencial de que aves maiores (urubus, águias e outras aves de tamanho similar) façam uso de estruturas que possuem configurações com condutores nus horizontais;
- A utilização exclusiva de condutores com ligas de alumínio. Condutores de alumínio com alma de aço (ACSR) são adequados e econômicos em áreas interiores, mas o custo de manutenção de reservas alternativas para ambos os condutores e as necessidades a suprir devem ser avaliadas.
- Pode parecer que a utilização de conexões, alças, dispositivos de ancoragem e outros componentes pré-formados não é permitida nas normas, no entanto, o uso desses dispositivos poderia gerar benefícios no custo e na construção.
- Os critérios de confiabilidade específicos para o fornecimento (disponibilidade) podem precisar de revisão. Um nível mais baixo de confiabilidade pode ser aceitável em troca

de diminuição nos custos, especialmente em instalações com baixa demanda, nas quais o uso pode ser limitado apenas à iluminação.

- A distância ao solo especificada para linhas aéreas pode ser reconsiderada. As distâncias especificadas de 6.0 m (dentro de áreas urbanas) e 7.0m (no cruzamento de rodovias) para linhas em 11kV e 33kV podem experimentar alguma redução. Isso poderia, por sua vez, permitir o uso de configurações com condutores verticais escalonados sem aumento no comprimento dos postes. É preciso conhecer o ambiente de regulamentação no qual essas mudanças aconteceriam.
 - A alta velocidade do vento em projecto (40m/s) pode não ser uma boa premissa em algumas áreas;
 - O aumento das tensões disruptivas de impulso atmosférico em linhas no sistema MRT em 33kV, 11kV e 19kV por meio de *gaps* simples nos condutores de descida traria benefícios com alta intensidade de raios;
 - A eliminação de cruzetas, onde possível e aconselhável, como definido acima.
- O documento da seção do Manual de Projectos para Redes de Distribuição que lida com Requisitos de Proteção Ambiental deve ser revisado e aprovado pelas autoridades moçambicanas pertinentes.

A adequação das referências aos assuntos relativos às práticas de trabalho, saúde e segurança precisa ser revista pelas respectivas autoridades governamentais responsáveis.