

**REPÚBLICA ANGOLA**  
**MINISTÉRIO DA ENERGIA E ÁGUAS**

**PROJECTO DE ELABORAÇÃO DO  
PLANO DIRECTOR DE DESENVOLVIMENTO  
DE ELECTRICIDADE NA REPÚBLICA DE  
ANGOLA**

**DRAFT DO RELATÓRIO FINAL**

**MAIO DE 2018**

**AGÊNCIA DE COOPERAÇÃO INTERNACIONAL DO JAPÃO  
(JICA)**

**TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD.  
(TEPSCO)**

**INTERNATIONAL INSTITUTE OF ELECTRIC POWER, LTD.  
(IIEP)**



## ÍNDICE

|                    |  |            |
|--------------------|--|------------|
| <b>Capítulo 1.</b> | <b>O resumo do projecto</b>  | <b>1-1</b> |
| 1.1                | O contexto da investigação .....   | 1-1        |
| 1.2                | O Objectivo do Projecto.....   | 1-2        |
| 1.2.1              | Objectivo .....  | 1-2        |
| 1.2.2              | Os órgãos envolvidos .....   | 1-2        |
| 1.3                | O Conteúdo do Projecto.....  | 1-2        |
| <b>Capítulo 2.</b> | <b>A situação actual de angola incluindo o sector de energia eléctrica</b>   | <b>2-1</b> |
| 2.1                | A localização de Angola.....   | 2-1        |
| 2.2                | Censo demográfico.....   | 2-2        |
| 2.2.1              | Situação social .....  | 2-2        |
| 2.2.2              | A situação económica.....  | 2-2        |
| 2.3                | A revisão da situação actual do sector de energia eléctrica.....   | 2-4        |
| 2.3.1              | A Reforma do Sector de Energia .....   | 2-4        |
| 2.3.2              | A organização do sector de energia após a reforma.....   | 2-5        |
| 2.4                | Revisão da situação da demanda e fornecimento de energia .....   | 2-13       |
| 2.4.1              | A situação da demanda .....  | 2-13       |
| 2.4.2              | A situação da capacidade de fornecimento.....  | 2-15       |
| 2.5                | Revisão da situação das actividades realizadas por outros<br>doadores e o sector privado .....   | 2-15       |
| 2.5.1              | As actividades realizadas por outros doadores .....  | 2-15       |
| 2.5.2              | A situação das actividades realizadas pelo sector privado .....  | 2-16       |
| 2.6                | A revisão sobre as Directrizes Angolanas para Mitigação de Mudanças<br>Climáticas (INDC, etc.) ligadas ao sector de energia eléctrica..... | 2-17       |
| 2.7                | Os desafios do sector de energia de Angola.....  | 2-20       |
| 2.7.1              | Os desafios em termos organizacionais .....  | 2-20       |
| 2.7.2              | Os desafios em termos de sistema de energia.....   | 2-21       |
| 2.7.3              | As questões em termos de política de energia .....   | 2-21       |
| <b>Capítulo 3.</b> | <b>Análise da energia primária para desenvolvimento de fontes de energia</b>   | <b>3-1</b> |
| 3.1                | Situação energética geral em Angola.....   | 3-1        |
| 3.1.1              | Análise de fluxo de energia primária .....   | 3-1        |

|                    |   |             |
|--------------------|---|-------------|
| <b>3.2</b>         | <b>O potencial de energia primária.....</b>   | <b>3-5</b>  |
| 3.2.1              | As grandes centrais hidroeléctricas.....  | 3-5         |
| 3.2.2              | Petróleo.....   | 3-8         |
| 3.2.3              | Gás Natural.....  | 3-10        |
| 3.2.4              | Energias renováveis.....  | 3-11        |
| 3.2.5              | Carvão.....   | 3-16        |
| <b>3.3</b>         | <b>A situação das instalações de fornecimento de energia.....</b>   | <b>3-17</b> |
| 3.3.1              | As instalações de produção de GNL, etc.....   | 3-17        |
| 3.3.2              | Instalações de refino de petróleo.....  | 3-17        |
| <b>3.4</b>         | <b>As tendências dos preços de cada energia.....</b>  | <b>3-18</b> |
| 3.4.1              | Petróleo.....   | 3-19        |
| 3.4.2              | Gás Natural.....  | 3-20        |
| 3.4.3              | O preço do combustível a ser considerado no estudo da composição<br>óptima de fontes de energia.....  | 3-21        |
| <b>3.5</b>         | <b>Organização dos itens de informação que devem ser desenvolvidas de<br/>modo a facilitar o desenvolvimento de fontes de energia.....</b>      | <b>3-21</b> |
| 3.5.1              | As opções de fontes de energia.....   | 3-21        |
| 3.5.2              | As opções de combustível e suas características.....  | 3-22        |
| 3.5.3              | A definição de cenários para o plano de de geração<br>termoeléctrica e a escolha do combustível a ser usado.....                                | 3-23        |
| 3.5.4              | As instalações que devem serem construídas para promover<br>o desenvolvimento de fontes de energia.....   | 3-25        |
| <b>Capítulo 4.</b> | <b>Os Procedimentos de Elaboração do Plano Director de Energia Eléctrica<br/>com base no Plano Óptimo de Energia Eléctrica (Best Mix) _____</b> | <b>4-1</b>  |
| <b>4.1</b>         | <b>As directrizes básicas do Plano Óptimo de Energia Eléctrica<br/>4-1</b>  |             |
| <b>4.2</b>         | <b>Os conteúdos específicos de cada item de estudo.....</b>   | <b>4-1</b>  |
| 4.2.1              | Desempenho económico.....   | 4-1         |
| 4.2.2              | Fiabilidade de fornecimento.....  | 4-6         |
| 4.2.3              | Segurança energética.....   | 4-8         |
| 4.2.4              | Considerações ambientais e sociais.....   | 4-8         |
| <b>4.3</b>         | <b>O fluxo de elaboração do Plano Óptimo de Energia<br/>Eléctrica 4-9</b>   |             |
| <b>Capítulo 5.</b> | <b>A previsão da demanda de energia eléctrica até 2040 _____</b>  | <b>5-1</b>  |



|                    |  |             |
|--------------------|--|-------------|
| <b>5.1</b>         | <b>A previsão de demanda de energia eléctrica e informações relacionadas dentro do plano actual</b> .....            | <b>5-1</b>  |
| 5.1.1              | A previsão actual da demanda de energia eléctrica .....  | 5-1         |
| 5.1.2              | A previsão da taxa de crescimento do PIB e da população .....  | 5-2         |
| 5.1.3              | A adequação da actual previsão de demanda de energia eléctrica e os desafios existentes .....                        | 5-6         |
| <b>5.2</b>         | <b>O histórico da demanda de energia eléctrica e as características regionais</b> .....                              | <b>5-7</b>  |
| 5.2.1              | O histórico de demanda de energia .....  | 5-7         |
| 5.2.2              | As características regionais da demanda de energia .....   | 5-11        |
| <b>5.3</b>         | <b>Previsão de demanda de energia até 2040</b> .....   | <b>5-12</b> |
| 5.3.1              | Previsão da demanda de energia eléctrica .....   | 5-12        |
| 5.3.2              | Previsão da máxima demanda anual de energia .....  | 5-12        |
| 5.3.3              | Previsão de curva de carga diária .....  | 5-15        |
| 5.3.4              | A previsão de demanda de energia gerada .....  | 5-20        |
| 5.3.5              | Avaliação macro do resultado da previsão de demanda .....  | 5-22        |
| <b>Capítulo 6.</b> | <b>Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia</b>  | <b>6-1</b>  |
| <b>6.1</b>         | <b>Recolha e análise de informações sobre as instalações de fontes de energia existentes</b> .....                   | <b>6-1</b>  |
| 6.1.1              | O estado actual das instalações de fontes de energia existentes .....  | 6-1         |
| 6.1.2              | As características das centrais hidroeléctricas de grande porte .....  | 6-10        |
| 6.1.3              | As instalações em construção .....   | 6-11        |
| <b>6.2</b>         | <b>Recolha e análise de informações sobre os planos existentes de desenvolvimento de fontes de energia</b> .....     | <b>6-15</b> |
| <b>6.3</b>         | <b>Os preparativos para o estudo do plano de desenvolvimento de fontes de energia de longo prazo</b> .....           | <b>6-18</b> |
| 6.3.1              | A configuração das diversas condicionantes relativas à avaliação económica, etc. calculadas por PDPAT .....          | 6-18        |
| 6.3.2              | A selecção dos tipos de fonte de energia a serem incorporados no Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia ..... | 6-21        |
| 6.3.3              | Condições básicas para Estudo de Optimização do Plano de Desenvolvimento .....                                       | 6-24        |
| <b>6.4</b>         | <b>O estudo da proporção de composição mais económico das fontes de energia em 2040</b> .....                        | <b>6-25</b> |

|  |  |             |
|--|--|-------------|
| 6.4.1  | O plano de desenvolvimento de centrais hidroeléctricas .....   | 6-25        |
| 6.4.2  | Formulação da taxa de reserva necessária para garantir LOLE de 24 horas<br>6-26                                  |             |
| 6.4.3  | A selecção da proporção de composição de mínimo de custo das fontes<br>de energia segundo PDPAT .....            | 6-27        |
| <b>6.5</b>   | <b>Elaboração do Plano de Desenvolvimento de Energia<br/>Eléctrica para Cada Ano.....</b>                        | <b>6-29</b> |
| 6.5.1  | Elaboração do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia<br>(proposta) até 2040 .....                         | 6-29        |
| 6.5.2  | O Impacto da Implementação de Energia renováveis.....  | 6-32        |
| 6.5.3  | Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia que leva em<br>conta energias renováveis (proposta básica) .....   | 6-33        |
| 6.5.4  | A quantidade de emissões de gases com efeito de estufa (proposta básica) .....                                   | 6-38        |
| <b>6.6</b>   | <b>Cenário · Estudo de caso.....</b>   | <b>6-40</b> |
| 6.6.1  | A selecção do cenário.....   | 6-40        |
| 6.6.2  | O cenário de risco devido ao atraso no cronograma de<br>desenvolvimento das centrais.....                        | 6-41        |
| 6.6.3  | Cenário de alteração das regiões de desenvolvimento de<br>CCGT .....   | 6-44        |
| 6.6.4  | Caso com implementação de energias renováveis.....   | 6-49        |
| <b>6.7</b>   | <b>Elaboração da lista de projectos.....</b>   | <b>6-51</b> |
| <b>Capítulo 7. Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Sistemas de<br/>Transmissão de Energia</b> | <b>.....</b>   | <b>7-1</b>  |
| <b>7.1</b>   | <b>O actual sistema de energia .....</b>   | <b>7-1</b>  |
| <b>7.2</b>   | <b>O sistema de transmissão na capital Luanda.....</b>   | <b>7-2</b>  |
| <b>7.3</b>   | <b>O plano de expansão do sistema de energia da RNT .....</b>  | <b>7-3</b>  |
| <b>7.4</b>   | <b>As características do sistema principal de energia em<br/>Angola .....</b>                                    | <b>7-6</b>  |
| 7.4.1  | Critérios de tensão.....   | 7-7         |
| <b>7.5</b>   | <b>Recolha e análise de informações sobre as instalações existentes de<br/>transmissão e transformação .....</b> | <b>7-7</b>  |
| 7.5.1  | Resumo geral .....   | 7-7         |
| 7.5.2  | As instalações de transmissão existentes .....   | 7-7         |
| 7.5.3  | As instalações de transformação existentse.....  | 7-12        |

|                    |   |             |
|--------------------|---|-------------|
| <b>7.6</b>         | <b>A Recolha e Análise de Informações Sobre os Planos Recente de Desenvolvimento .....</b>                                      | <b>7-16</b> |
| 7.6.1              | Estratégias e planos de desenvolvimento existentes .....  | 7-16        |
| 7.6.2              | Análise dos dados técnicos das instalações existentes e os custos actualizados .....  | 7-23        |
| 7.6.3              | Análise baseada na interconexão internacional com os países vizinhos (República Democrática do Congo, Namíbia, Zâmbia) .....    | 7-26        |
| <b>7.7</b>         | <b>Plano de desenvolvimento da rede de transmissão .....</b>  | <b>7-30</b> |
| 7.7.1              | As directrizes .....  | 7-30        |
| 7.7.2              | Plano de instalações de transformação de fornecimento regional baseado na previsão de demanda.....                              | 7-31        |
| 7.7.3              | Plano de instalações de transmissão de 220 kV baseado no plano de instalações de transformação para fornecimento regional ..... | 7-34        |
| 7.7.4              | O plano de instalações de transmissão baseado no plano de desenvolvimento de fontes de energia.....                             | 7-37        |
| 7.7.5              | Plano de instalações principais de transmissão e transformação de 400 kV baseado na análise do sistema de energia.....          | 7-42        |
| 7.7.6              | Visão futura do sistema principal de transmissão.....   | 7-44        |
| 7.7.7              | Previsão de demanda nas subestações.....  | 7-44        |
| 7.7.8              | Plano de transmissão de energia para 2040.....  | 7-45        |
| 7.7.9              | Avaliação do resultado da análise do sistema de energia.....  | 7-47        |
| 7.7.10             | A validade da instalação distribuída de CCGTs .....   | 7-47        |
| 7.7.11             | O estudo das medidas de redução das perdas na transmissão de energia .....  | 7-49        |
| 7.7.12             | Progressão Anual do Plano de Desenvolvimento da Transmissão .....   | 7-50        |
| 7.7.13             | Resumo do Plano de desenvolvimento do sistema de transmissão de energia até 2040.....   | 7-54        |
| <b>Capítulo 8.</b> | <b>Revisão do ambiente de investimento privado .....</b>  | <b>8-1</b>  |
| <b>8.1</b>         | <b>Revisão sobre o investimento privado .....</b>   | <b>8-1</b>  |
| <b>8.2</b>         | <b>Revisão do relatório sobre o ambiente de investimento privado .....</b>  | <b>8-3</b>  |
| 8.2.1              | O relatório sobre o ambiente de investimentos do BAD.....   | 8-3         |
| 8.2.2              | A legislação Angolana .....   | 8-3         |
| <b>8.3</b>         | <b>Entrevista às empresas japonesas.....</b>  | <b>8-4</b>  |

---

---

|                     |   |              |
|---------------------|---|--------------|
| <b>8.4</b>          | <b>A nova Lei de investimento privado .....</b>   | <b>8-5</b>   |
| 8.4.1               | A nova Lei de investimento privado (2015) .....   | 8-5          |
| 8.4.2               | Resumo sobre os projectos de investimento em energia com<br>base na nova Lei de investimento privado (2015).....        | 8-5          |
| <b>8.5</b>          | <b>Identificação de gargalos com base na análise e organização<br/>do actual ambiente de investimento privado .....</b> | <b>8-6</b>   |
| <b>Capítulo 9.</b>  | <b>Plano de investimento de longo prazo .....</b>   | <b>9-1</b>   |
| <b>9.1</b>          | <b>As premissas dos meios de obtenção de financiamento .....</b>  | <b>9-1</b>   |
| <b>9.2</b>          | <b>Os meios de obtenção de financiamento para os<br/>investimentos</b>  | <b>9-1</b>   |
| 9.2.1               | Estudo sobre empréstimo APD - Ajuda Pública ao Desenvolvimento (ODA).....   | 9-1          |
| 9.2.2               | Comparação dos diversos empréstimos .....   | 9-4          |
| <b>9.3</b>          | <b>Plano de investimento de longo prazo .....</b>   | <b>9-5</b>   |
| 9.3.1               | Resumo sobre o plano de investimento de longo prazo .....   | 9-5          |
| 9.3.2               | O Custo marginal de longo prazo (CMLP) .....  | 9-11         |
| 9.3.3               | Recomendação sobre a melhor estratégia financeira .....   | 9-17         |
| <b>Capítulo 10.</b> | <b>Análise económica e financeira .....</b>   | <b>10-1</b>  |
| <b>10.1</b>         | <b>A análise financeira da RNT, PRODEL e ENDE .....</b>   | <b>10-1</b>  |
| 10.1.1              | RNT .....   | 10-1         |
| 10.1.2              | PRODEL.....   | 10-4         |
| 10.1.3              | ENDE .....  | 10-6         |
| <b>10.2</b>         | <b>A análise da solidez financeira e sustentabilidade .....</b>   | <b>10-9</b>  |
| 10.2.1              | A comparação entre o custo de fornecimento de energia e os níveis tarifários.   | 10-9         |
| 10.2.2              | A situação actual de cobrança da tarifa de energia eléctrica.....   | 10-10        |
| 10.2.3              | A solidez financeira.....   | 10-10        |
| <b>10.3</b>         | <b>Revisão da situação financeira da RNT, PRODEL e ENDE.....</b>  | <b>10-11</b> |
| 10.3.1              | Nível de preços .....   | 10-11        |
| 10.3.2              | A estrutura de custos.....  | 10-12        |
| 10.3.3              | A capacidade de endividamento.....  | 10-12        |
| 10.3.4              | A intervenção do governo e as regulações relacionadas à política<br>financeira, sistema de tarifas, etc.....            | 10-12        |
| 10.3.5              | Identificação de desafios em termos financeiros .....   | 10-13        |
| <b>10.4</b>         | <b>Identificação de outros desafios.....</b>  | <b>10-13</b> |
| <b>Capítulo 11.</b> | <b>Considerações ambientais e sociais .....</b>   | <b>11-1</b>  |

---

|                     |  |              |
|---------------------|--|--------------|
| <b>11.1</b>         | <b>O resumo sobre a Avaliação Ambiental Estratégica (AEE) a ser realizada no presente Plano Director.....</b>          | <b>11-1</b>  |
| <b>11.2</b>         | <b>A situação do meio ambiente e da sociedade como base.....</b>   | <b>11-3</b>  |
| <b>11.3</b>         | <b>O sistema e a organização relacionados às considerações ambientais e sociais em Angola.....</b>                     | <b>11-7</b>  |
| 11.3.1              | Os decretos e os regulamentos relacionados às considerações ambientais e sociais.....                                  | 11-7         |
| 11.3.2              | A diferença entre as leis internas de Angola e as directrizes da JICA  | 11-10        |
| 11.3.3              | Órgãos (organizações) pertinentes ao sistema de considerações ambientais e sociais e as suas respectivas funções ..... | 11-12        |
| <b>11.4</b>         | <b>Estudo comparativo das propostas de alternativas (incluindo a opção zero)</b>                                       | <b>11-17</b> |
| <b>11.5</b>         | <b>Definição do escopo (scoping).....</b>  | <b>11-17</b> |
| <b>11.6</b>         | <b>O resultado das considerações ambientais e sociais.....</b>   | <b>11-20</b> |
| <b>11.7</b>         | <b>Avaliação de impacto ambiental.....</b>   | <b>11-71</b> |
| <b>11.8</b>         | <b>Análise de cenários do ponto de vista de considerações ambientais e sociais.....</b>                                | <b>11-72</b> |
| <b>11.9</b>         | <b>Medidas de mitigação .....</b>  | <b>11-74</b> |
| <b>11.10</b>        | <b>Plano de monitoramento.....</b>   | <b>11-76</b> |
| <b>11.11</b>        | <b>Reunião de partes interessadas.....</b>   | <b>11-77</b> |
| <b>11.12</b>        | <b>Avaliação ambiental estratégica (SEA) para as linhas de transmissão.....</b>  | <b>11-79</b> |
| <b>Capítulo 12.</b> | <b>Elaboração do draft do Plano Director .....</b>   | <b>12-1</b>  |
| <b>12.1</b>         | <b>Elaboração do Draft do Plano Director de Energia Eléctrica Abrangente até 2040 .....</b>                            | <b>12-1</b>  |
| 12.1.1              | Directrizes de Elaboração da Lista de Desenvolvimento de Fontes de Energia.....  | 12-1         |
| 12.1.2              | Directrizes de Elaboração da Lista de Desenvolvimento de Transmissão de Energia .....                                  | 12-2         |
| 12.1.3              | A Lista de Projectos .....   | 12-4         |
| <b>12.2</b>         | <b>Os projectos que Japão pode cooperar tecnicamente.....</b>  | <b>12-18</b> |
| 12.2.1              | Projectos de construção de novos CCGTs.....  | 12-18        |
| 12.2.2              | Projecto de Reforço do Sistema de Transmissão de Energia da Região Sul .....   | 12-19        |
| 12.2.3              | Projecto de ampliação da fonte de energia de pico (GT) e implementação do SCADA.....                                   | 12-21        |

|                     |   |              |
|---------------------|---|--------------|
| 12.2.4              | Projecto de Repotenciação de Hidroeléctricas Antigas.....   | 12-23        |
| <b>12.3</b>         | <b>Recomendações aos Planos de Acção do MINEA, RNT,<br/>PRODEL, ENDE e IRSEA Relativos ao Plano de<br/>Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica .....</b> | <b>12-24</b> |
| 12.3.1              | Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do<br>Sector de Energia Eléctrica .....   | 12-24        |
| 12.3.2              | Realização periódica do trabalho de revisão do Plano<br>Director de Energia Eléctrica e criação do departamento<br>responsável.....                             | 12-25        |
| 12.3.3              | Actividades de melhoria para estabelecimento do método<br>preciso de previsão de demanda .....  | 12-26        |
| 12.3.4              | Revisão do levantamento sobre potencial hídrico .....   | 12-27        |
| 12.3.5              | Melhorias nos meios de obtenção de financiamento .....  | 12-27        |
| 12.3.6              | Inserção das Actividades no Plano de Médio Prazo (3 a 5<br>anos) do Plano Director .....  | 12-30        |
| 12.3.7              | Melhoria do sistema de operação do sistema de energia e<br>implementação do SCADA.....  | 12-31        |
| 12.3.8              | Criação do sistema operacional que aproveita as<br>características da geração de energia.....   | 12-33        |
| <b>Capítulo 13.</b> | <b>Transferência de tecnologia e Capacitação .....</b>  | <b>13-1</b>  |
| <b>13.1</b>         | <b>Workshops (Realização de Oficinas) .....</b>   | <b>13-1</b>  |
| <b>13.2</b>         | <b>Realização de Missão de Convite ao Japão .....</b>   | <b>13-3</b>  |
| 13.2.1              | Participantes da missão .....   | 13-3         |
| 13.2.2              | Os resultados das actividades .....   | 13-3         |

## LISTA DE FIGURAS

|             |  |      |
|-------------|--|------|
| Figura 2-1  | Evolução do PIB em Angola.....   | 2-3  |
| Figura 2-2  | Evolução da taxa de crescimento do PIB de Angola.....  | 2-3  |
| Figura 2-3  | Evolução do PIB por sectores em Angola.....  | 2-4  |
| Figura 2-4  | Reestruturação do Sector Eléctrico .....   | 2-4  |
| Figura 2-5  | Organograma do MINEA .....   | 2-6  |
| Figura 2-6  | Organograma da RNT.....  | 2-7  |
| Figura 2-7  | Mapa de Rede da RNT(em Julho de 2017).....   | 2-9  |
| Figura 2-8  | Organograma da PRODEL .....  | 2-10 |
| Figura 2-9  | Organograma da ENDE.....   | 2-11 |
| Figura 2-10 | A evolução do consumo de energia.....  | 2-13 |
| Figura 2-11 | Consumo de energia por sectores e sistemas .....   | 2-14 |
| Figura 2-12 | O fluxograma de previsão da demanda de energia em Angola.....  | 2-15 |
| Figura 2-13 | Estrutura da linha de base (2005) das emissões de GEE em Angola por actividades e por emissões, dentro do sector de energia..... | 2-18 |
| Figura 2-14 | Cenário de linha de base e projecções dos cenários de mitigação incondicional e condicional em Angola.....                       | 2-19 |
| Figura 3-1  | Fluxograma de energia primária em Angola.....  | 3-1  |
| Figura 3-2  | Consumo de produtos petrolíferos em Angola.....  | 3-2  |
| Figura 3-3  | Produção de petróleo em Angola.....  | 3-2  |
| Figura 3-4  | Exportação de petróleo produzido em Angola.....  | 3-3  |
| Figura 3-5  | Importação de derivados de petróleo por Angola.....  | 3-3  |
| Figura 3-6  | Produção de petróleo refinado em Angola.....   | 3-4  |
| Figura 3-7  | Os derivados de petróleo transformados em energia eléctrica em Angola.....   | 3-4  |
| Figura 3-8  | Mapa de distribuição de potencial hidroeléctrico em toda Angola .....  | 3-5  |
| Figura 3-9  | As localizações das centrais hidroeléctricas existentes/ planeadas.....  | 3-7  |
| Figura 3-10 | A produção de petróleo bruto em Angola (2012-2016).....  | 3-8  |
| Figura 3-11 | Distribuição dos locais de desenvolvimento petrolífero em Angola .....   | 3-9  |
| Figura 3-12 | Volume produzido de gás natural (2012-2016).....   | 3-10 |
| Figura 3-13 | Capacidade total do plano de implementação das energias renováveis.....  | 3-11 |
| Figura 3-14 | Pequeno hidroeléctrico de pequeno e médio .....  | 3-12 |
| Figura 3-15 | Distribuição do potencial de geração de energia solar .....  | 3-13 |
| Figura 3-16 | Distribuição do potencial de geração eólica em Angola.....   | 3-15 |
| Figura 3-17 | Distribuição do potencial de geração de energia de biomassa.....   | 3-16 |
| Figura 3-18 | O histórico de produção de GNL (2012-2016).....  | 3-17 |

|             |   |      |
|-------------|---|------|
| Figura 3-19 | Previsão de flutuação no preço do petróleo para cada cenário .....  | 3-20 |
| Figura 3-20 | Previsão de flutuação nos preços do gás natural para cada cenário .....   | 3-21 |
| Figura 4-1  | Exemplo de Método de Selecção .....   | 4-4  |
| Figura 4-2  | Exemplo de um resultado de simulação por PDPAT .....  | 4-5  |
| Figura 4-3  | Distribuição de probabilidade da LOLP .....   | 4-6  |
| Figura 4-4  | LOLE .....  | 4-6  |
| Figura 4-5  | A relação entre LOLE e taxa de margem de reserva .....  | 4-7  |
| Figura 4-6  | A capacidade necessária de fornecimento e o plano de desenvolvimento de fontes de energia (exemplo) .....                     | 4-8  |
| Figura 4-7  | Procedimento de elaboração do Plano de Desenvolvimento de Energia Eléctrica .....   | 4-10 |
| Figura 5-1  | A actual previsão de demanda (potência de pico) .....   | 5-1  |
| Figura 5-2  | Demanda real de energia .....   | 5-2  |
| Figura 5-3  | Desempenho do crescimento e previsão do PIB real .....  | 5-3  |
| Figura 5-4  | Distribuição da densidade populacional (2014) .....   | 5-4  |
| Figura 5-5  | Distribuição da densidade populacional por regiões (2014) .....   | 5-4  |
| Figura 5-6  | A previsão da população em Angola .....   | 5-5  |
| Figura 5-7  | Relação entre a taxa anual de crescimento do PIB e da quantidade de demanda de energia .....                                  | 5-6  |
| Figura 5-8  | A quantidade máxima de energia e o histórico da quantidade de energia de corte planeada (Sistemas norte, central e sul) ..... | 5-8  |
| Figura 5-9  | Comparação entre as potências máximas de cada mês no Sistema Norte (potência máxima anual: 100%) .....                        | 5-9  |
| Figura 5-10 | A curva de carga diária (Sistema Norte: 2016) .....   | 5-9  |
| Figura 5-11 | A curva de carga diária (Sistema Norte: 2017) .....   | 5-10 |
| Figura 5-12 | Localização da Hidroeléctrica de Lauca .....  | 5-10 |
| Figura 5-13 | O fluxograma de previsão da demanda de energia em Angola .....  | 5-12 |
| Figura 5-14 | Plano de electrificação .....   | 5-13 |
| Figura 5-15 | Estimativa da máxima potência anual .....   | 5-15 |
| Figura 5-16 | A curva de carga diária em 2016 (Sistema Norte) .....   | 5-16 |
| Figura 5-17 | O resultado da previsão da curva de carga diária (Sistema Norte: média dos 3 dias mais altos) .....                           | 5-17 |
| Figura 5-18 | Curva de carga diária do sistema independente no norte (2016) .....   | 5-17 |
| Figura 5-19 | A curva de carga diária em 2016 (Sistemas Norte + Central + Leste) .....  | 5-18 |
| Figura 5-20 | O resultado da previsão da curva de carga diária (Sistemas central + sul + norte: média dos 3 dias mais altos) .....          | 5-19 |
| Figura 5-21 | O resultado da previsão da curva de carga diária (média dos 3 dias mais altos) .....  | 5-20 |
| Figura 5-22 | O resultado da previsão da demanda da quantidade de energia a ser gerada .....  | 5-21 |



|             |   |      |
|-------------|---|------|
| Figura 5-23 | A relação entre a demanda de energia e o PIB .....  | 5-22 |
| Figura 6-1  | A composição da capacidade instalada .....  | 6-1  |
| Figura 6-2  | Composição da capacidade instalada com base na capacidade disponível de fornecimento .....                                    | 6-2  |
| Figura 6-3  | Histórico do volume de influxo na central Capanda .....   | 6-11 |
| Figura 6-4  | Histórico de geração na central Capanda.....  | 6-11 |
| Figura 6-5  | A localização da central térmica Soyo1 .....  | 6-13 |
| Figura 6-6  | Maquete final da central térmica Soyo1 .....  | 6-13 |
| Figura 6-7  | A evolução da taxa de parada por acidentes das centrais .....   | 6-20 |
| Figura 6-8  | As características das fontes de energia representativas (2018) .....   | 6-23 |
| Figura 6-9  | As características das fontes de energia representativas (2040) .....   | 6-23 |
| Figura 6-10 | As características das fontes de energia para demanda de pico (2040).....   | 6-24 |
| Figura 6-11 | As características das fontes de energia para demanda média (2040).....   | 6-24 |
| Figura 6-12 | Padrão de desenvolvimento de centrais hidroeléctricas até 2040 .....  | 6-26 |
| Figura 6-13 | Relação entre LOLE e a taxa de reserva .....  | 6-27 |
| Figura 6-14 | A taxa de reserva necessária para garantir LOLE de 24 horas .....   | 6-27 |
| Figura 6-15 | A relação entre a proporção de composição das instalações de Turbina a Gás (GT) e o custo anual (em 2040) .....               | 6-28 |
| Figura 6-16 | A proporção de composição de mínimo custo em 2040 (com base na capacidade de fornecimento de Novembro) .....                  | 6-29 |
| Figura 6-17 | Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta).....   | 6-31 |
| Figura 6-18 | O impacto da implementação da geração por energia eólica (2040).....  | 6-32 |
| Figura 6-19 | O impacto da implementação da geração por energia solar (2040) .....  | 6-32 |
| Figura 6-20 | O equilíbrio de kW em cada mês (2040).....  | 6-34 |
| Figura 6-21 | O equilíbrio de kWh em cada mês (2040).....   | 6-34 |
| Figura 6-22 | Exemplo de operação diária num dia de ocorrência de demanda de pico (2040, estação seca (Novembro)).....                      | 6-35 |
| Figura 6-23 | Exemplo de operação diária num dia de ocorrência de demanda de pico (2040, estação chuvosa (Maio)) .....                      | 6-35 |
| Figura 6-24 | Exemplo de operação semanal numa estação seca (Novembro 2040).....  | 6-35 |
| Figura 6-25 | Exemplo de operação semanal numa estação chuvosa (Maio 2040) .....  | 6-35 |
| Figura 6-26 | Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta básica).....  | 6-36 |
| Figura 6-27 | Equilíbrio oferta-demanda (proposta básica, equilíbrio do pico de Novembro).....  | 6-37 |
| Figura 6-28 | (Referência) Equilíbrio oferta-demanda (proposta básica, capacidade de geração, máximo equilíbrio oferta-demanda do ano)..... | 6-37 |
| Figura 6-29 | Custo de geração anual (proposta básica).....   | 6-38 |

|             |  |      |
|-------------|--|------|
| Figura 6-30 | Preço unitário de geração (proposta básica) .....  | 6-38 |
| Figura 6-31 | Volume de emissões de gases de efeito de estufa (proposta básica) .....  | 6-39 |
| Figura 6-32 | Relação com o valor-alvo do plano de redução de gases de efeito estufa (DRAFT INDC).....                       | 6-39 |
| Figura 6-33 | O impacto do atraso no desenvolvimento de centrais hidroeléctricas.....  | 6-42 |
| Figura 6-34 | O impacto da antecipação da demanda (= atraso no desenvolvimento de todas as centrais).....                    | 6-43 |
| Figura 6-35 | Aumento das despesas devido à introdução de fontes de emergência .....   | 6-44 |
| Figura 6-36 | Aumento das emissões de GEE associadas à introdução de fontes de energia de emergência.                        | 6-44 |
| Figura 6-37 | Aumento no custo do combustível ao usar GLP/ GNL como combustível para CCGT .....                              | 6-46 |
| Figura 6-38 | Efeito de redução das emissões de CO <sub>2</sub> pela implementação de geração por energia .....              | 6-50 |
| Figura 6-39 | Aumento do custo de geração devido à implementação.....  | 6-50 |
| Figura 6-40 | Aumento do custo unitário de geração devido à implementação.....   | 6-50 |
| Figura 7-1  | Diagrama do sistema de transmissão da RNT em Julho de 2017 .....   | 7-2  |
| Figura 7-2  | A distribuição do sistema de transmissão de energia na zona central da capital Luanda (em Julho de 2017) ..... | 7-3  |
| Figura 7-3  | Sistema de transmissão de energia em Angola (2025) .....   | 7-5  |
| Figura 7-4  | Sistema de transmissão de energia em Angola (2027) .....   | 7-6  |
| Figura 7-5  | Colunas de betão 60 kV.....  | 7-9  |
| Figura 7-6  | Torre de ângulo de linha única 60 kV .....   | 7-9  |
| Figura 7-7  | Torre de ramificação de linha subterrânea 60 kV .....  | 7-9  |
| Figura 7-8  | Torre de coluna de aço 60 kV .....   | 7-9  |
| Figura 7-9  | Torre de coluna de aço 220 kV (de tensão) .....  | 7-10 |
| Figura 7-10 | Torre de coluna de aço 220 kV (suspensa).....  | 7-10 |
| Figura 7-11 | Linha de transmissão de 220 kV ao longo da estrada.....  | 7-10 |
| Figura 7-12 | Torre de ângulo de aço 220 kV.....   | 7-10 |
| Figura 7-13 | Linha (única) de transmissão 400kV (vista geral) .....   | 7-11 |
| Figura 7-14 | Transformador 66 kV/ 15 kV de fabricação chinesa .....   | 7-13 |
| Figura 7-15 | Ecrã de controlo do reactor de compensação variável.....   | 7-13 |
| Figura 7-16 | Disjuntores verticais a gás 220 kV.....  | 7-14 |
| Figura 7-17 | Comutador isolado a gás, tipo interior .....   | 7-14 |
| Figura 7-18 | Exemplo de configuração de barramento múltiplo (subestação Futungo 220 kV).....                                | 7-14 |
| Figura 7-19 | Secção de 2022 do Sistema Norte segundo o Plano Existente da RNT.....  | 7-21 |
| Figura 7-20 | Secção de 2027 do Sistema Norte segundo o Plano Existente da RNT .....   | 7-21 |
| Figura 7-21 | Secção de 2022 dos Sistemas Central, Sul e Leste segundo o Plano Existente da RNT .....                        | 7-22 |
| Figura 7-22 | Secção de 2027 dos Sistemas Central, Sul e Leste segundo o Plano Existente da RNT .....                        | 7-22 |
| Figura 7-23 | Estimativa de custo de cada subestação de 400 kV .....   | 7-24 |

|              |  |       |
|--------------|--|-------|
| Figura 7-24  | Estimativa de custo de cada subestação de 220kV .....  | 7-25  |
| Figura 7-25  | Resumo da interconexão internacional em Angola.....  | 7-26  |
| Figura 7-26  | Resumo do conceito de interconexão internacional com SAPP .....  | 7-28  |
| Figura 7-27  | Fluxograma de desenvolvimento da rede de transmissão.....  | 7-30  |
| Figura 7-28  | A conexão da central térmica de Soyo ao sistema .....  | 7-38  |
| Figura 7-29  | A conexão da central hidroeléctrica de Luachimo ao sistema .....   | 7-38  |
| Figura 7-30  | A conexão das centrais hidroeléctricas da área de Luanda.....  | 7-39  |
| Figura 7-31  | A conexão das centrais hidroeléctricas da bacia do rio Cuanza.....                                       | 7-39  |
| Figura 7-32  | A conexão das centrais hidroeléctricas da bacia do rio Quive.....  | 7-40  |
| Figura 7-33  | A conexão ao sistema nas proximidades da central térmica de Lobito.....                                  | 7-40  |
| Figura 7-34  | A conexão da central térmica de Namibe e hidroeléctrica de Baynes ao sistema.....                        | 7-41  |
| Figura 7-35  | Linha principal (backbone) em 2040 (400 kV, 220 kV).....   | 7-46  |
| Figura 7-36  | Sistema principal (400 kV, 220 kV) em 2040 com base na proposta da RNT.....                              | 7-49  |
| Figura 7-37  | Linha principal em 2025 (400 kV, 220 kV).....  | 7-51  |
| Figura 7-38  | Linha principal em 2030 (400 kV, 220 kV).....  | 7-52  |
| Figura 7-39  | Linha principal em 2035 (400 kV, 220 kV).....  | 7-53  |
| Figura 8-1   | A posição de Angola no 'Doing Business 2017' do Banco Mundial .....                                      | 8-1   |
| Figura 8-2   | A posição e a pontuação em cada um dos tópicos do 'Doing Business 2017', Banco Mundial .....             | 8-2   |
| Figura 9-1   | Valores de investimentos em instalações até 2040 (com base no ano de início da operação).....            | 9-7   |
| Figura 9-2   | Empréstimos e despesas financeiras até 2040.....   | 9-10  |
| Figura 9-3   | Despesas anuais dos equipamentos de geração de energia e o custo unitário por kWh.....                   | 9-12  |
| Figura 9-4   | Despesa anual dos equipamentos de transmissão e transformação de energia e o custo unitário por kWh..... | 9-13  |
| Figura 9-5   | Aumento nas despesas por kWh das instalações de geração de energia (hidroeléctrica/ térmica).....        | 9-14  |
| Figura 9-6   | Aumento nas despesas por kWh das instalações de transmissão e transformação de energia....               | 9-14  |
| Figura 11-1  | Abordagem AAE (SEA).....   | 11-2  |
| Figura 11-2  | Estado actual da vegetação .....   | 11-4  |
| Figura 11-3  | Welwitschia mirabilis .....  | 11-4  |
| Figura 11-4  | Áreas Protegidas de Angola .....   | 11-6  |
| Figura 11-5  | Fluxograma do procedimento da elaboração e aprovação .....   | 11-15 |
| Figura 11-6  | Local de construção planejado para cada fonte de energia.....  | 11-21 |
| Figura 11-7  | Local do projecto hidroeléctrico de Cambambe.....  | 11-22 |
| Figura 11-8  | CIMANGOLA - Local candidato a projecto de energia térmica (GNL/óleo pesado) .....                        | 11-27 |
| Figura 11-9  | BENJAMIN - Local candidato a projecto de energia eólica.....   | 11-30 |
| Figura 11-10 | CALENGA - Local candidato a projecto de energia eólica .....   | 11-34 |

|              |  |       |
|--------------|--|-------|
| Figura 11-11 | GASTÃO - Local candidato a projecto de energia eólica .....  | 11-36 |
| Figura 11-12 | KIWABA NZOJI I - Local candidato a projecto de energia eólica .....  | 11-39 |
| Figura 11-13 | MUSSENDE I - Local candidato a projecto de energia eólica .....  | 11-42 |
| Figura 11-14 | NHAREA - Local candidato do projecto de energia eólica .....   | 11-45 |
| Figura 11-15 | TOMBWA - Local candidato do projecto de energia eólica .....   | 11-47 |
| Figura 11-16 | BENGUELA - Local candidato do projecto de energia fotovoltaica.....  | 11-49 |
| Figura 11-17 | CARACULO - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica .....  | 11-51 |
| Figura 11-18 | CAMBONGUE - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica.....  | 11-53 |
| Figura 11-19 | GANDA/ALTO CATUMBELA - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica .....                                    | 11-55 |
| Figura 11-20 | LOBITO/CATUMBELA - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica .....  | 11-57 |
| Figura 11-21 | LUBANGO - Local candidato a projecto de energia solar .....  | 11-59 |
| Figura 11-22 | MATALA - Local candidato a projecto de energia solar.....  | 11-61 |
| Figura 11-23 | QUIPUNGO - Local candidato a projecto de energia solar .....   | 11-63 |
| Figura 11-24 | NAMACUNDE - Local candidato a projecto de energia solar .....  | 11-65 |
| Figura 11-25 | TECHAMUTETE - Local candidato a projecto de energia solar.....   | 11-67 |
| Figura 11-26 | Diagrama de análise de índice ambiental dos tipos de fontes de energia (geral).....                                | 11-71 |
| Figura 11-27 | Linhas de transmissão direccionada à implementação da AAE (5+1 trajectória) .....                                  | 11-79 |
| Figura 12-1  | Resumo do plano de desenvolvimento de fontes de energia e do plano de desenvolvimento da rede de transmissão ..... | 12-11 |
| Figura 12-2  | Mapa de projecto em 2040.....  | 12-12 |
| Figura 12-3  | Mapa de projecto em 2040 (arredores de Luanda).....  | 12-13 |
| Figura 12-4  | Mapa de projecto em 2040 (zona norte de Luanda) .....  | 12-14 |
| Figura 12-5  | Mapa de projecto em 2040 (zona leste de Luanda) .....  | 12-15 |
| Figura 12-6  | Mapa de projecto em 2040 (região central) .....  | 12-16 |
| Figura 12-7  | Mapa de projecto em 2040 (região sul) .....  | 12-17 |
| Figura 12-8  | O plano de reforço do sistema de transmissão de energia sobreposto ao mapa de riscos.....                          | 12-20 |
| Figura 12-9  | A situação actual da central hidroeléctrica de Biópio.....   | 12-23 |
| Figura 12-10 | Exemplo de organização de formulação do Plano Director de Desenvolvimento de Energia Eléctrica .....               | 12-25 |
| Figura 12-11 | Conteúdo e estrutura de trabalho para previsão da demanda de energia.....  | 12-26 |
| Figura 12-12 | Exemplo de uso do SCADA .....  | 12-32 |
| Figura 12-13 | A composição da organização do centro de despacho de energia da TEPCO .....  | 12-33 |
| Figura 12-14 | Alocação de pessoal na central .....   | 12-34 |

## **LISTA DE TABELAS**

|             |   |      |
|-------------|---|------|
| Tabela 2-1  | A capacidade instalada de geração de energia em Angola (em Junho de 2017)   | 2-11 |
| Tabela 2-2  | Dados gerais da ENDE  | 2-12 |
| Tabela 2-3  | Centrais que iniciaram a operação em 2016 - 2017  | 2-15 |
| Tabela 3-1  | Lista de planos de construção de grandes centrais hidroeléctricas   | 3-6  |
| Tabela 3-2  | As instalações de refinação existentes e planeadas  | 3-18 |
| Tabela 3-3  | Características de cada combustível   | 3-22 |
| Tabela 5-1  | Evolução na taxa de electrificação em todo país   | 5-6  |
| Tabela 5-2  | A taxa de electrificação e a potência máxima por províncias (2016)  | 5-11 |
| Tabela 5-3  | Previsão da demanda de energia para os sectores comercial, mineiro e industrial   | 5-13 |
| Tabela 5-4  | A revisão da máxima demanda anual de energia  | 5-14 |
| Tabela 5-5  | A variação da potência máxima mensal (normalizada)  | 5-15 |
| Tabela 5-6  | A variação da potência máxima mensal (normalizada)  | 5-18 |
| Tabela 5-7  | Previsão da máxima demanda anual de energia   | 5-21 |
| Tabela 6-1  | As principais instalações de geração por região e tipos de geração (MW)   | 6-1  |
| Tabela 6-2  | Potência máxima disponível das centrais térmicas (MW)   | 6-2  |
| Tabela 6-3  | A capacidade de fornecimento (MW) por regiões e por tipos de geração de energia com base na capacidade disponível de fornecimento | 6-2  |
| Tabela 6-4  | A responsabilidade por tipos de geração de energia (MW)   | 6-3  |
| Tabela 6-5  | Lista de Centrais Hidroeléctricas (Outubro de 2017)   | 6-5  |
| Tabela 6-6  | Lista de Centrais Térmicas (Outubro de 2017)  | 6-6  |
| Tabela 6-7  | Os locais candidatos ao desenvolvimento de centrais hidroeléctricas   | 6-16 |
| Tabela 6-8  | Os projectos candidatos de geração de energia eólica  | 6-17 |
| Tabela 6-9  | Os projectos candidatos de geração de energia solar   | 6-18 |
| Tabela 6-10 | Custo de construção de cada central   | 6-19 |
| Tabela 6-11 | Os combustíveis usados nas centrais térmicas e as suas eficiências de geração   | 6-19 |
| Tabela 6-12 | As diversas condicionantes usadas na avaliação económica  | 6-19 |
| Tabela 6-13 | A quantidade de calor dos combustíveis e a unidade de emissão de gases de efeito estufa   | 6-20 |

|             |  |      |
|-------------|--|------|
| Tabela 6-14 | Preços de combustíveis a serem usados no estudo do Plano de Desenvolvimento  | 6-21 |
| Tabela 6-15 | Relação entre o volume de emissão de GEE da proposta básica e o valor-alvo do DRAFT INDC   | 6-39 |
| Tabela 6-16 | As vantagens e as desvantagens em termos de directrizes para localização das centrais térmicas                                       | 6-45 |
| Tabela 6-17 | As características de preço dos sítios candidatos para CCGT  | 6-47 |
| Tabela 6-18 | Seleção e escolha dos sítios para CCGT.....  | 6-48 |
| Tabela 6-19 | Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo.....  | 6-51 |
| Tabela 7-1  | Critérios de tensão .....  | 7-7  |
| Tabela 7-2  | Lista de linhas de transmissão em 400 kV (em Outubro de 2017).....   | 7-12 |
| Tabela 7-3  | Lista de linhas de transmissão em 220kV (em Outubro de 2017).....  | 7-12 |
| Tabela 7-4  | Lista de subestações de 400 kV (em Outubro de 2017) .....  | 7-15 |
| Tabela 7-5  | Lista de subestações de 220kV (em Outubro de 2017) .....   | 7-16 |
| Tabela 7-6  | Plano existente de linhas principais de transmissão (backbone) de 400kV da RNT (até 2027).   | 7-17 |
| Tabela 7-7  | Plano existente para subestações da linha principal 400kV da RNT (até 2027) .....  | 7-18 |
| Tabela 7-8  | Plano existente de linhas de transmissão principal (backbone) de 220kV da RNT (até 2027) ..  | 7-19 |
| Tabela 7-9  | Plano existente de subestações da linha principal de 220kV da RNT (até 2027).....  | 7-20 |
| Tabela 7-10 | Estimativa de custo por km da linha de transmissão.....  | 7-23 |
| Tabela 7-11 | Estimativa de custo por subestação com base na capacidade total do transformador.....  | 7-25 |
| Tabela 7-12 | Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema norte .....                                | 7-31 |
| Tabela 7-13 | Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema central.....                               | 7-32 |
| Tabela 7-14 | Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema sul .....                                  | 7-33 |
| Tabela 7-15 | Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema leste .....                                | 7-34 |
| Tabela 7-16 | A revisão feita no plano de instalações de transmissão devido ao plano de instalações de transformação de fornecimento regional..... | 7-36 |
| Tabela 7-17 | Resultado do estudo de conexão da linha de transmissão com base no plano de fontes de energia.....                                   | 7-37 |
| Tabela 7-18 | Plano de instalações de transformação do sistema principal de 400 kV baseado na análise do sistema de energia.....                   | 7-42 |

|             |   |      |
|-------------|---|------|
| Tabela 7-19 | Plano de instalações de transmissão do sistema principal de 400 kV baseado na análise do sistema de energia ..... | 7-43 |
| Tabela 7-20 | Lista de cargas nas subestações .....   | 7-44 |
| Tabela 7-21 | As perdas na transmissão nos locais de instalação de CCGT em 2040 .....   | 7-47 |
| Tabela 7-22 | As perdas na transmissão em 2040 .....  | 7-50 |
| Tabela 7-23 | Lista de projectos do Plano de instalações de transformação de 400kV .....  | 7-54 |
| Tabela 7-24 | Lista de projectos do Plano de instalações de transformação de 220kV (1) .....                                    | 7-55 |
| Tabela 7-25 | Lista de projectos do Plano de instalações de transformação de 220kV (2) .....                                    | 7-56 |
| Tabela 7-26 | Lista de projectos do Plano de instalações de transmissão de 400kV .....  | 7-57 |
| Tabela 7-27 | Lista de projectos do Plano de instalações de transmissão de 220kV .....  | 7-58 |
| Tabela 7-28 | Lista de projectos de linhas de transmissão de alimentação.....   | 7-59 |
| Tabela 8-1  | Os constrangimentos no ambiente de investimento de Angola .....   | 8-3  |
| Tabela 8-2  | As legislações pertinentes ao ambiente de investimento privado .....  | 8-4  |
| Tabela 9-1  | Comparativo dos diversos empréstimos.....   | 9-5  |
| Tabela 9-2  | Os custos unitários de construção por instalação.....   | 9-6  |
| Tabela 9-3  | Montante dos investimentos de longo prazo até 2040 (com base no ano de início da operação) .....                  | 9-6  |
| Tabela 9-4  | Comparação entre as receitas e lucro líquido da PRODEL e RNT e o investimento de longo prazo .....                | 9-7  |
| Tabela 9-5  | Proporção de distribuição dos custos de obras durante o período de construção .....                               | 9-8  |
| Tabela 9-6  | Montante dos investimentos de longo prazo até 2040 (com base nos anos de obras) .....                             | 9-8  |
| Tabela 9-7  | Tabela de condições por tipos de empréstimo .....   | 9-10 |
| Tabela 9-8  | Empréstimos e despesas financeiras até 2040 .....   | 9-10 |
| Tabela 9-9  | Especificações para cálculo das despesas de depreciação/ cálculo do IDC por instalação.....                       | 9-11 |
| Tabela 9-10 | Aumento nas despesas por kWh das instalações de geração de energia (hidroeléctrica/ térmica) .....                | 9-13 |
| Tabela 9-11 | Aumento nas despesas por kWh das instalações de transmissão e transformação de energia..                          | 9-14 |
| Tabela 9-12 | As receitas e as despesas unitárias por kWh das três companhias .....   | 9-15 |
| Tabela 9-13 | Aumento das despesas por kWh decorrentes do investimento a longo prazo.....                                       | 9-16 |
| Tabela 9-14 | Resumo da tabela de tarifas de electricidade (anunciada em Dezembro de 2015) .....                                | 9-16 |
| Tabela 9-15 | Cálculo do declínio no rácio de capital decorrente dos investimentos de longo prazo .....                         | 9-18 |
| Tabela 10-1 | A demonstração de resultados (P/L) da RNT .....   | 10-1 |

|              |   |       |
|--------------|---|-------|
| Tabela 10-2  | O Balanço (B/S) da RNT .....  | 10-2  |
| Tabela 10-3  | O fluxo de caixa (C/F) da RNT .....   | 10-3  |
| Tabela 10-4  | Os principais indicadores financeiros da RNT (resultados de cálculo).....   | 10-4  |
| Tabela 10-5  | O fluxo de caixa (C/F) da PRODEL .....  | 10-4  |
| Tabela 10-6  | O Balanço (B/S) da PRODEL .....   | 10-5  |
| Tabela 10-7  | O fluxo de caixa (C/F) da PRODEL .....  | 10-6  |
| Tabela 10-8  | Os principais indicadores financeiros da PRODEL (resultados de cálculo) .....   | 10-6  |
| Tabela 10-9  | A demonstração de resultados (P/L) .....  | 10-7  |
| Tabela 10-10 | O Balanço (B/S) da ENDE .....   | 10-7  |
| Tabela 10-11 | O fluxo de caixa (C/F) da ENDE .....  | 10-8  |
| Tabela 10-12 | Os principais indicadores financeiros da ENDE (resultados de cálculo) .....   | 10-9  |
| Tabela 10-13 | As receitas e os custos unitários por kWh das três companhias.....  | 10-10 |
| Tabela 10-14 | Os dias necessários para recuperar as contas a receber (dias).....  | 10-10 |
| Tabela 10-15 | O rácio corrente das companhias (resultado dos activos) .....   | 10-11 |
| Tabela 10-16 | O rácio de capital das companhias .....   | 10-11 |
| Tabela 10-17 | Aumento do custo por kWh devido ao investimento a longo prazo (repetição) .....   | 10-12 |
| Tabela 10-18 | O PIB de Angola e o rácio da dívida governamental em relação ao PIB .....   | 10-15 |
| Tabela 11-1  | Classificação das espécies ameaçadas de extinção em Angola de acordo com a Lista Vermelha da UICN (2016).....                             | 11-5  |
| Tabela 11-2  | Nomes, extensões e o ano da intitulação das áreas protegidas.....   | 11-6  |
| Tabela 11-3  | Classificação do uso do território nacional.....  | 11-7  |
| Tabela 11-4  | Principais decretos e regulamentos relacionados às considerações ambientais e sociais .....   | 11-8  |
| Tabela 11-5  | Principais convenções internacionais relacionadas à avaliação ambiental estratégica .....   | 11-9  |
| Tabela 11-6  | Plano Director 2040 que possa contribuir na redução anual de CO <sub>2</sub> (Estimativa) .....   | 11-10 |
| Tabela 11-7  | Diferenças entre as leis internas de Angola e as directrizes da JICA sobre a elaboração da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA/EIA) ..... | 11-11 |
| Tabela 11-8  | Itens de definição do escopo (scoping) a ser realizada na AAE.....  | 11-17 |
| Tabela 11-9  | Os itens do trabalho de definição do escopo a ser realizada na AAE e os respectivos critérios de avaliação.....                           | 11-19 |



|  |       |
|--|-------|
| Tabela 11-10 Os critérios de avaliação dos itens de definição do escopo .....  | 11-19 |
| Tabela 11-11 Locais candidatos de energia térmica ao desenvolvimento de fontes de energia sujeitos à implementação da AAE..... | 11-20 |
| Tabela 11-12 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto hidroeléctrico de Cambambe ..                        | 11-23 |
| Tabela 11-13 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto hidroeléctrico de Cambambe ..                        | 11-25 |
| Tabela 11-14 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de geração de energia térmica de CIMANGOLA.....      | 11-28 |
| Tabela 11-15 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de BENJAMIN.....                   | 11-31 |
| Tabela 11-16 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de CACULA.....                     | 11-33 |
| Tabela 11-17 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de CALENGA.....                    | 11-35 |
| Tabela 11-18 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de GASTÃO .....                    | 11-37 |
| Tabela 11-19 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de KIWABA NZOJI I.....             | 11-40 |
| Tabela 11-20 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de MUSSENDE I.....                 | 11-43 |
| Tabela 11-21 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de NHAREA.....                     | 11-46 |
| Tabela 11-22 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de TOMBWA .....                    | 11-48 |
| Tabela 11-23 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de BENGUELA.....                    | 11-50 |
| Tabela 11-24 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de CARACULO.....                    | 11-52 |
| Tabela 11-25 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de CAMBONGUE.....                   | 11-54 |
| Tabela 11-26 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de GANDA/ALTO CATUMBELA.....        | 11-56 |
| Tabela 11-27 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de LOBITO/CATUMBELA.....            | 11-58 |
| Tabela 11-28 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar LUBANGO .....                       | 11-60 |
| Tabela 11-29 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de MATALA.....                      | 11-62 |
| Tabela 11-30 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de QUIPUNGO.....                    | 11-64 |
| Tabela 11-31 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de NAMACUNDE.....                   | 11-66 |
| Tabela 11-32 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de TECHAMUTETE .....                | 11-68 |
| Tabela 11-33 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de geração de energia de biomassa de HUÍLA .....     | 11-70 |

|              |   |       |
|--------------|---|-------|
| Tabela 11-34 | Carga ambiental nas considerações ambientais e sociais por tipo de fonte de energia.....  | 11-71 |
| Tabela 11-35 | Pontos de avaliação dos aspectos ambientais globais em locais onde cada fonte de energia está localizada.....                           | 11-72 |
| Tabela 11-36 | Pontos de avaliação dos aspectos ambientais regionais em locais onde cada fonte de energia está localizada.....                         | 11-73 |
| Tabela 11-37 | Medidas gerais de mitigação a serem consideradas juntamente com o desenvolvimento de várias fontes de energia.....                      | 11-75 |
| Tabela 11-38 | Itens gerais de monitoramento a serem considerados juntamente com o desenvolvimento de fontes de energia .....                          | 11-76 |
| Tabela 11-39 | Lista de linhas de transmissão previstas a serem implementadas .....  | 11-79 |
| Tabela 11-40 | Itens de avaliação ambiental a serem considerados com relação a cada proposta do plano de linhas de transmissão e graus de impacto..... | 11-81 |
| Tabela 11-41 | Definição do escopo (Troço da linha de transmissão da central de Capanda - Saurm).....  | 11-81 |
| Tabela 11-42 | Definição do escopo (troço da linha de transmissão de central de Cambambe - Lubango).....   | 11-83 |
| Tabela 11-43 | Definição do escopo (troço da linha de transmissão de Belém do Dango - subestação Lubango).....   | 11-85 |
| Tabela 11-44 | Definição do escopo (troço da linha de transmissão de subestação Lubango - subestação Cahama - subestação Baynes) .....                 | 11-87 |
| Tabela 11-45 | Definição do escopo (troço da linha de transmissão de Belém do Dango - subestação Ondjiva).....   | 11-89 |
| Tabela 11-46 | Definição do escopo (troço da linha de transmissão da subestação Cahama - central de Ruacana).....                                      | 11-91 |
| Tabela 11-47 | Itens e métodos do levantamento .....   | 11-93 |
| Tabela 11-48 | Itens ambientais que devem ser ponderados em termos de considerações ambientais e sociais ao determinar o plano de trajectória .....    | 11-95 |
| Tabela 11-49 | Medidas gerais de mitigação a serem consideradas juntamente com a instalação das linhas de transmissão .....                            | 11-96 |
| Tabela 11-50 | Itens gerais de monitoramento a serem considerados juntamente com o desenvolvimento de linhas de transmissão .....                      | 11-97 |
| Tabela 12-1  | A lista de projectos do Plano de Instalações de Geração .....   | 12-4  |
| Tabela 12-2  | Lista de projectos do Plano de Instalações de Transformação de 400kV .....  | 12-5  |
| Tabela 12-3  | Lista de projectos do Plano de Instalações de Transformação de 220kV (1).....   | 12-6  |
| Tabela 12-4  | Lista de projectos do Plano de Instalações de Transformação de 220kV (2) .....  | 12-7  |
| Tabela 12-5  | Lista de projectos do Plano de Instalações de Transmissão de 400kV .....  | 12-8  |
| Tabela 12-6  | Lista de projectos do Plano de Instalações de Transmissão de 220kV .....  | 12-9  |

|              |   |       |
|--------------|---|-------|
| Tabela 12-7  | Lista de projectos de linhas de transmissão de alimentação.....   | 12-10 |
| Tabela 12-8  | Exemplo de projecto de CCGT .....   | 12-18 |
| Tabela 12-9  | Projecto de Sistema de Transmissão de Energia da Região Sul.....  | 12-20 |
| Tabela 12-10 | Projecto de Sistema de Transmissão de Energia da Região Sul.....  | 12-20 |
| Tabela 12-11 | Exemplo de projecto de implementação de fonte de energia de pico e SCADA .....                                  | 12-22 |
| Tabela 12-12 | A situação das centrais .....   | 12-23 |
| Tabela 12-13 | Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica.....                         | 12-24 |
| Tabela 12-14 | Fluxo do empréstimo em iene .....   | 12-29 |
| Tabela 12-15 | Ciclo de elaboração do Plano de Médio a Longo Prazo.....  | 12-31 |
| Tabela 12-16 | Tabela de processos do Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica ..... | 12-35 |
| Tabela 13-1  | O programa do workshop .....  | 13-1  |
| Tabela 13-2  | Lista de participantes do lado angolano .....   | 13-3  |
| Tabela 13-3  | Resultados das actividades da missão de convite ao Japão .....  | 13-4  |

## ABREVIATURAS

| Abreviatura     | Em inglês   | Em português  |
|-----------------|---|---|
| A/C             | Advisory Committee                                    | Conselho Consultivo   |
| AC              | Alternating Current                                   | Corrente alternada  |
| AGC             | Automatic Generation Control                          | Controle Automático de Geração  |
| AOA             | Angolan Kwanza  | Kwanza (unidade monetária de Angola)                                    |
| ARAP            | Abbreviated Resettlement Action Plan                  | Plano de reassentamento simplificado                                    |
| AfDB/BAD        | African Development Bank                              | Banco Africano de Desenvolvimento                                       |
| BAU             | Business as usual                                     | Manutenção do estado actual   |
| BO              | Build-Operate   | Construção - Operação   |
| BOD             | Biochemical Oxygen Demand                             | Demanda bioquímica de oxigénio  |
| BOT             | Build-Operate-Transfer                                | Construção - Operação - Transferência                                   |
| C/C             | Combined Cycle  | Ciclo combinado   |
| CCGT            | Combined Cycle Gas Turbines                           | Ciclo Combinado a Gás   |
| CIRR            | Commercial Interest Reference Rates                   | Taxa de juro comercial de referência                                    |
| CO <sub>2</sub> | Carbon Dioxide  | Dióxido de carbono  |
| CR              | Critically Endangered                                 | Espécie em perigo crítico   |
| CRF             | Capital Recovery Factor                               | Factor de recuperação de capital  |
| CRIEPI          | Central Research Institute of Electric Power Industry | Instituto Central de Pesquisa da Indústria de Energia Eléctrica (Japão) |
| CV              | Cross-linked polyethylene insulated Vinyl sheath      | Cabo de revestimento de vinil isolado com polietileno reticulado        |
| DC              | Direct Current  | Corrente contínua   |
| DFR             | Draft Final Report                                    | Draft do relatório final  |
| DG              | Diesel Generator                                      | Gerador a diesel  |
| DNEE            | National Directorate of Electricity Energy            | Direcção Nacional de Energia Eléctrica                                  |
| DSM             | Demand Side Management                                | Gestão da demanda   |
| ECA             | Export Credit Agency                                  | Agência de crédito à exportação   |
| EIA             | Environmental Impact Assessment                       | Avaliação de impacto ambiental  |
| EIRR            | Economic Internal Rate of Return                      | Taxa Interna de Rentabilidade Económica                                 |
| EMMP            | Environmental Monitoring Plan                         | Plano de monitoria ambiental  |
| EMP             | Environmental Management Plan                         | Plano de Gestão Ambiental   |
| EN              | Endangered  | Espécies ameaçadas  |
| ENDE            | National Electricity Distribution Company             | Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade                       |
| EPA             | Environmental Protection Agency                       | Agência de protecção ambiental  |
| EPC             | Engineering, Procurement and Construction             | Engenharia, aquisição e construção                                      |
| EU              | European Union  | União Europeia  |
| F/S             | Feasibility Study                                     | Estudo de viabilidade   |
| FIRR            | Financial Internal Rate of Return                     | Taxa Interna de Retorno Financeiro                                      |
| FR              | Final Report  | Relatório final   |
| GAMEK           | Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza            | Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza                              |

| Abreviatura | Em inglês  | Em português   |
|-------------|--|--|
| GDP/ PIB    | Gross Domestic Product                                   | Produto Interno Bruto                                    |
| GHG/GEE     | Green House Gas  | Gases de efeito estufa                                   |
| GIB         | Gas Insulated Busbars                                    | Barramentos isolados a gás                               |
| GIS         | Geographic Information System                            | Sistema de Informação Geográfica                         |
| GIS         | Gas Insulated Switchgear                                 | Comutador isolado a gás                                  |
| GIT         | Gas Insulated Transformer                                | Transformador isolado a gás                              |
| GT          | Gas Turbine  | Turbina a gás  |
| HFO         | Heavy Fuel Oil   | Óleo pesado  |
| HPP         | Hydropower plant   | Usina hidroeléctrica                                     |
| HQ          | Headquarters   | Sede   |
| HV          | High Voltage   | Alta tensão  |
| I&C         | Instrumentation & Control                                | Instrumentação e controlo                                |
| IEA         | International Energy Agency                              | Agência Internacional de Energia                         |
| INDC        | Intended Nationally Determined Contribution              | Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas     |
| INE         | National Statistic Bureau                                | Instituto Nacional de Estatística                        |
| IPP         | Independent Power Producer                               | Produtores Independentes de Energia                      |
| IRR         | Internal Rate of Return                                  | Taxa interna de retorno                                  |
| IRSEA       | Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e Agua | Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e Agua |
| IUCN        | International Union for Conservation of Nature           | União Internacional para Conservação da Natureza         |
| Ic/R        | Inception Report   | Relatório preliminar                                     |
| It/R        | Interim Report   | Relatório intermediário                                  |
| JBIC        | Japan Bank for International Corporation                 | Japan Bank for International Corporation                 |
| JICA        | Japan International Cooperation Agency                   | Agência de Cooperação Internacional do Japão             |
| JV          | Joint Venture  | joint-venture  |
| LFO         | Light Fuel Oil   | Óleo leve  |
| LILO        | Line in Line out   | Entrada/ Saída de linha                                  |
| LNG/GNL     | Liquefied Natural Gas                                    | Gás natural liquefeito                                   |
| LOLE        | loss of load expectation                                 | Expectativa de perda de carga                            |
| LOLP        | loss of load probability                                 | Probabilidade de perda de carga                          |
| LPG/GPL     | liquefied petroleum gas                                  | Gas de petróleo liquefeito                               |
| LRMC        | Long Run Marginal Cost                                   | Custo Marginal a Longo Prazo                             |
| LV          | Low Voltage  | Baixa pressão  |
| MINEA       | Ministry of Energy and Water Resources                   | Ministério da Energia e Águas                            |
| MMBTU       | Million British Thermal Unit                             | Milhão de unidade térmica britânica                      |
| MOEF        | Ministry of Environment and Forestry                     | Ministério do Meio Ambiente e Florestas                  |
| MP          | Master Plan  | Plano Director   |
| MScfpd      | Million Standard cubic feet per day                      | Milhão de pés cúbicos por dia                            |
| MVA         | Mega volt ampere   | Mega voltampere  |
| MW          | Megawatt   | Megawatt   |
| NG          | Natural Gas  | Gás natural  |
| NGO         | Non-Governmental Organization                            | Organização não-governamental                            |
| NLDC        | National Load Dispatch Center                            | Centro nacional de despacho de cargas                    |
| O&M         | Operation and Maintenance                                | Operação e manutenção                                    |

| Abreviatura | Em inglês  | Em português  |
|-------------|--|---|
| ODA         | Official Development Assistance                        | Ajuda Pública ao Desenvolvimento                      |
| OECD/OCDE   | Organisation for Economic Co-operation and Development | Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico |
| OPGW        | Optical Fiber Ground Wire                              | Cabo de guarda com fibra óptica                       |
| OVPS        | Overvoltage Protectors                                 | Protecção de sobretensão                              |
| PAP         | Project Affected People                                | Os moradores afectados pelo projecto                  |
| PDP         | Power Development Plan                                 | Plano de Desenvolvimento da Transmissão               |
| PDPAT       | Power Development Planning Assist Tool                 | (Nome do software)                                    |
| PIL         | Private Investment Law                                 | Lei de investimento privado                           |
| PMF         | Probable Maximum Flood                                 | Caudal máximo possível de inundação                   |
| PPP         | Public Plivate Partnership                             | Parceria Público-Privada                              |
| PPS         | Power Producer and Supplier                            | Concessionárias específicas de energia eléctrica      |
| PRODEL      | Public Electricity Production Company                  | Empresa Pública de Produção de Electricidade          |
| PSRSP       | Power Sector Reform Support Program                    | Power Sector Reform Support Program                   |
| PSS/E       | Power System Simulator for Engineering                 | (Nome do software)                                    |
| PTSE        | Electricity Sector Transformation Program              | Programa de Transformação do Sector de Energia        |
| Q&A         | Question and Answer                                    | Perguntas e respostas                                 |
| RETICS      | Reliability Evaluation Tool for Inter-conneted System  | (Nome do software)                                    |
| RNT         | National Electricity Transportation Company            | Rede Nacional de Transporte de Electricidade          |
| ROW         | Right of Way   | Faixa de servidão                                     |
| S/Y         | Switchyard   | Estação de seccionamento                              |
| SCADA       | Supervisory Control And Data Acquisition               | Sistema de monitoria e controle & recolha de dados    |
| SHM         | Stakeholder Meeting                                    | Reunião de partes interessadas                        |
| SIL         | Surge Impedance Loading                                | Impedância de surto                                   |
| SLD         | Single Line Diagram                                    | Diagrama Unifilar                                     |
| SMP         | System Marginal Price                                  | Preço marginal do sistema                             |
| SOx         | Sulfur Oxide   | Óxido de enxofre                                      |
| SS          | Substation   | Subestação transformadora                             |
| ST          | Steam Turbine  | Turbina a vapor                                       |
| T/L         | Transmission Line                                      | Linha de transmissão                                  |
| TBC         | Tie-line Bias Control                                  | Controle com Polarização de Frequência                |
| TOOR        | Transfer of Operating Rights                           | Transferência de direitos de operação                 |
| TOR         | Terms of Reference                                     | Termos de Referência                                  |
| TOX         | Total organic halogens                                 | Total de halogéneos orgânicos                         |
| TPP         | Thermal Power Plant                                    | Central Térmica                                       |
| Tr          | Transformer  | Transformador   |
| USC         | U.S. Cent  | Centavo de dólar norte-americano                      |
| USD         | U.S. Dollar  | Dólar norte-americano                                 |
| VU          | Vulnerable species                                     | Espécies Ameaçados                                    |
| W/S         | Workshop   | Workshop (oficina)                                    |
| WHO/OMS     | World Health Organization                              | Organização Mundial de Saúde                          |

| Abreviatura | Em inglês                 | Em português              |
|-------------|---------------------------|---------------------------|
| WPP         | Wind Power Plant          | Central de energia eólica |
| XLPE        | Cross Linked Polyethylene | Polietileno reticulado    |
| kV          | Kilovolt                  | Quilovolt                 |
| kW          | Kilowatt                  | Quilowatt                 |
| p.u.        | per unit                  | por unidade/ unitário     |





## **Resumo do Relatório**

### **1. O Objectivo do Projecto**

Este projecto visa elaborar o Plano Director de Energia Eléctrica de Angola para o ano horizonte de 2040 e assim contribuir para uma implementação fluida do desenvolvimento de energia eléctrica e realizar um fornecimento estável de energia no país.

Mais especificamente, o projecto objectiva alcançar os seguintes resultados.

- Elaboração do Plano Director de Energia Eléctrica abrangente (2018 - 2040) para as fontes de energia e redes de transmissão de energia de todo o país.
- Promover o entendimento suficiente sobre o Plano Director junto aos órgãos pertinentes (MINEA, RNT, PRODEL e ENDE) e realizar também a capacitação dos funcionários destes órgãos no tocante à sua elaboração e revisão.

### **2. O Conteúdo do Projecto**

- A revisão e análise da situação actual do sector de energia eléctrica
- Previsão de demanda de energia (até 2040)
- Análise da energia primária para desenvolvimento de fontes de energia
- Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia
- Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Sistemas de Transmissão de Energia
- Revisão do ambiente de investimento privado
- Plano de investimento de longo prazo
- Análise económica e financeira
- Considerações ambientais e sociais
- Elaboração do draft do Plano Director
- Transferência de tecnologia e Capacitação

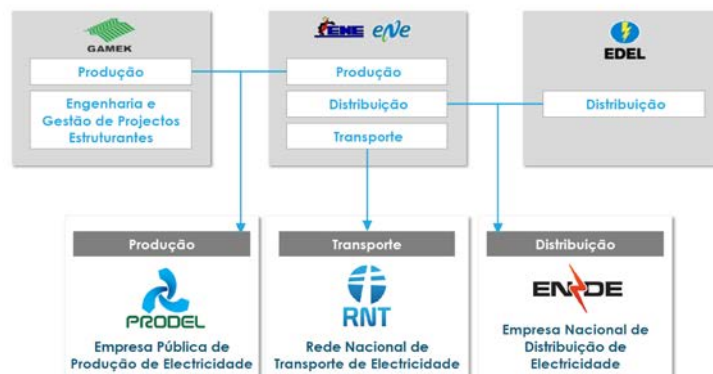
### **3. A Situação Actual do sector de energia eléctrica e outros sectores em Angola**

#### **3.1 A situação social e económica**

| Item             | Números                               |
|------------------|---------------------------------------|
| Área territorial | 1.246.700 km <sup>2</sup>             |
| População        | 25.900 mil habitantes (MINEA, 2014)   |
| PIB              | 103 mil milhões de dólares (WB: 2015) |

### 3.2 A situação actual do sector de energia eléctrica

Têm sido feitas reformas na organização do sector de energia eléctrica em Angola com base no Programa de Transformação do Sector Eléctrico (PTSE). Para integrar horizontalmente as companhias de energia GAMEK, ENE E EDEL nas respectivas companhias de geração, transmissão e distribuição, o MINEA reorganizou essas companhias que receberam nova



(Fonte: The Transformation Program for the Electricity Sector-PTSE)

**Figura Reestruturação do Sector Eléctrico**

égide, nomeadamente a PRODEL encarregada de geração, a RNT encarregada de transmissão e a ENDE encarregada de distribuição de energia.

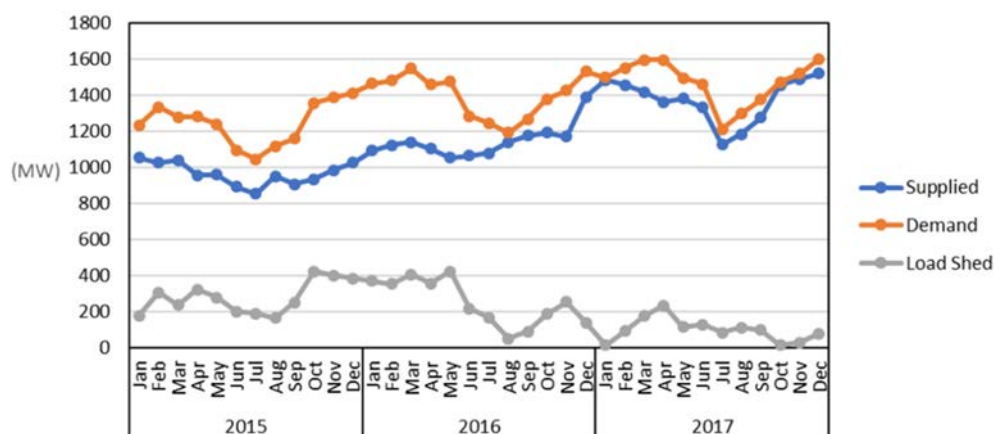
Para realizar o referido modelo o PTSE estudou o modelo óptimo para o mercado de energia eléctrica e elaborou o roteiro (road map) de reformas no sector de energia eléctrica. Dentro deste trabalho foram feitas recomendações sobre reformas na lei e regulação com o intuito de modificar o mercado de energia eléctrica para o sistema de comprador único (single buyer), separação horizontal das companhias de energia existentes desmembrando-as em respectivos sectores de geração, transmissão e distribuição, estabelecimento de contractos comerciais entre os participantes do mercado de energia, promoção de PPPs entre outras.

Além disso, o PTSE estabelece as seguintes 4 fases de acordo com o tempo esperado de realização de cada processo. As 4 fases são as seguintes:

- (i) Fase de preparação (2010-2013): período de desenho da nova estrutura de mercado
- (ii) Fase I (2014-2021): remodelação do sector de energia eléctrica, período de assentamento posterior à divisão horizontal das companhias de energia
- (iii) Fase II (2018-2021): incentivo aos IPPs com a adopção do sistema de preço fixo de aquisição e assim melhorar a eficiência do sector
- (iv) Fase III (2021-2025): período de liberalização parcial do mercado de energia eléctrica através de implementação de PPPs e IPPs e também o licenciamento parcial do sector de distribuição

### 3.3 Histórico de demanda de energia

A demanda e fornecimento de energia em Angola não está equilibrada, e a falta de fornecimento têm durado por muitos anos. Na figura abaixo é mostrado o histórico de demanda de energia da região norte após 2015, que possui o maior tamanho de demanda, de onde se pode observar que por durante muito tempo até o início de 2017 foram realizados vários *blackouts planeados*. Esses apagões planeados estão a diminuir graças à entrada em operação da central de Cambambe 2 (700 MW) em 2016.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT (NLDC))

**Figura: A quantidade máxima de energia e o histórico da quantidade de energia de corte planeada (Sistemas norte)**

### 3.4 As instalações de fontes de energia existentes

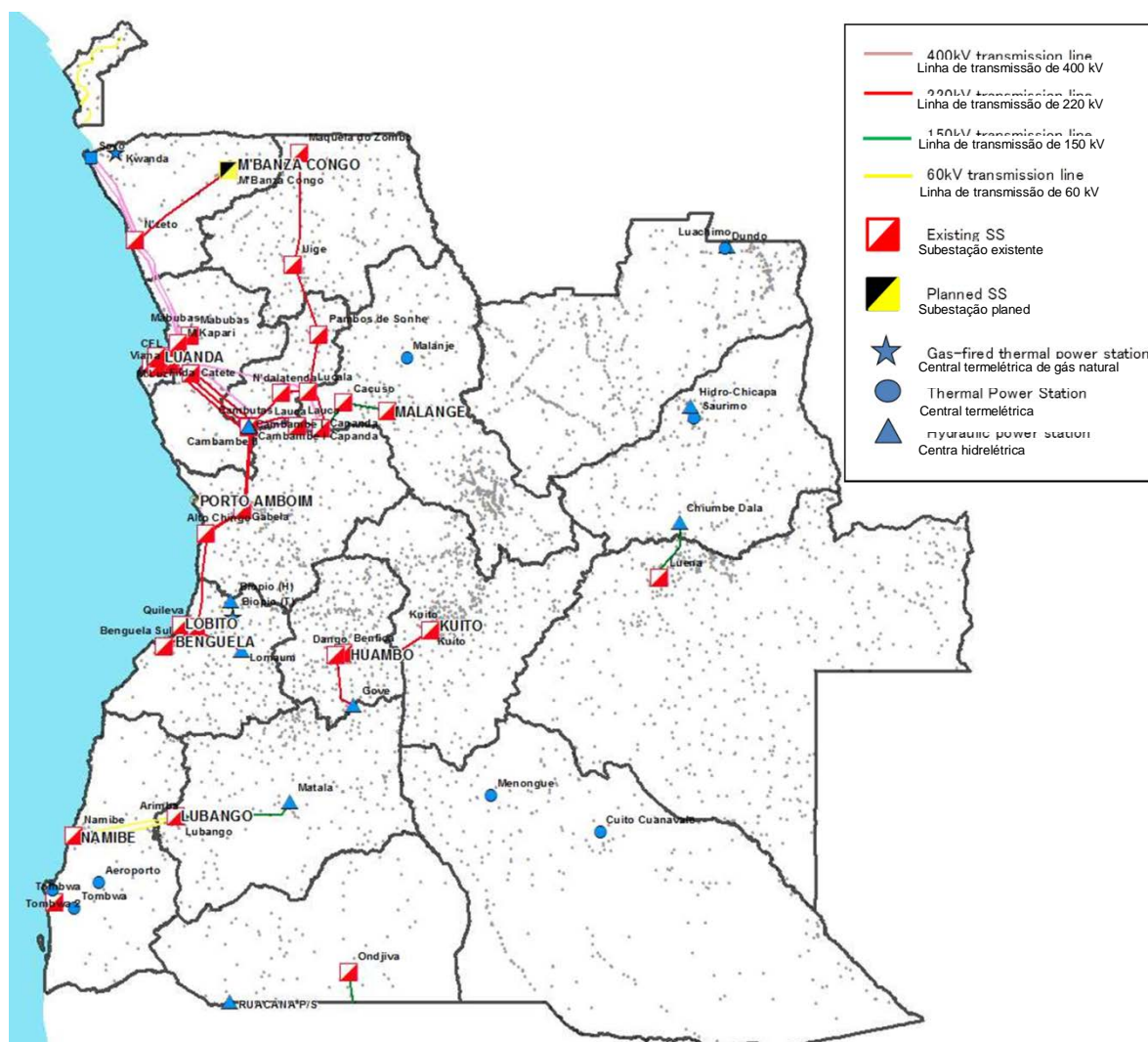
É mostrado na tabela abaixo, os resultados do resumo das capacidades instaladas de geração organizadas por regiões. Em termos nacionais as centrais hidroeléctricas representam a maioria das instalações de fontes energia e o restante é composto pelas instalações de geração térmica.

**Tabela: As principais instalações de geração por região e tipos de geração (MW)**

| Região         | Total | Hidroeléctrica<br>(excepto as<br>de pequeno<br>porte) | Energia térmica |         | Renováveis |        |          |
|----------------|-------|---|-----------------|---------|------------|--------|----------|
|                |       |   | GT              | Gasóleo | Biomassa   | Eólico | Solar PV |
| Todo o País    | 4.339 | 2.365   | 1.181           | 743     | 50         | 0      | 0        |
| Região Norte   | 3.527 | 2.172   | 899             | 407     | 50         | 0      | 0        |
| Região Central | 492   | 125   | 254             | 113     | 0          | 0      | 0        |
| Região Sul     | 221   | 41  | 28              | 152     | 0          | 0      | 0        |
| Região Leste   | 99    | 28  | 0               | 71      | 0          | 0      | 0        |

(Fonte: Elaborado a partir dos dados fornecidos por PRODEL, MINEA)

### 3.5 O sistema actual de energia

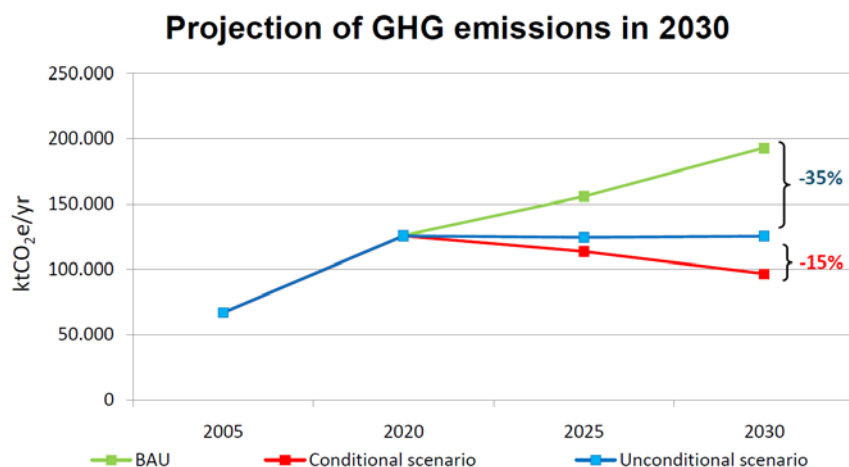


(Fonte: RNT)

Figura: Diagrama do sistema de transmissão da RNT em Julho de 2017

### 3.6 Política de Mudanças Climáticas de Angola (INDC, etc.)

Com base na análise da situação de emissão do ano base (2005), o Governo de Angola declarou reduzir até 2030 as emissões de GEE em até 50% em relação ao ano base BAU pela implementação de acções incondicionais e condicionais para as áreas alvo.



|  | 2005   | 2020    | 2030              |
|--|--------|---------|-------------------|
| <b>Emissões- cenário BAU (ktCO<sub>2</sub>e)</b>           |        |         | 193.250           |
| <b>Emissões- cenário incondicional (ktCO<sub>2</sub>e)</b> | 66.812 | 125.778 | 125.612<br>(-35%) |
| <b>Emissões- cenário condicional (ktCO<sub>2</sub>e)</b>   |        |         | 96.625<br>(-50%)  |

(Fonte: DRAFT INDC of the Republic of Angola)

**Figura:** Cenário de linha de base e mitigação de projecções dos cenários incondicional e condicional em Angola

## 4. Análise da energia primária para desenvolvimento de fontes de energia

### 4.1 O potencial energético

| Energia primária | Potencial  |
|------------------|--|
| Petróleo         | Reserva extraível confirmada: 12,7 mil milhões de barris (estatísticas da BP no final de 2014) |
| Gás Natural      | Reserva extraível confirmada: 9,7 triliões de pés cúbicos (2014, Cedigaz)                      |
| Hidroeléctrica   | Potencial hidroeléctrico 18 GW (Atlas and National Strategy for the new Renewable Energies)    |
| Energia solar    | 17,3 GW (Atlas and National Strategy for the new Renewable Energies)                           |
| Energia eólica   | 3,9 GW (Angola Energia 2025)   |
| Biomassa         | 4GW (Angola Energia 2025)  |

### 4.2 A situação das instalações de fornecimento de energia

#### (1) As instalações de produção de GNL

A planta da Angola LNG de Soyo, na província de Zaire, é a única instalação de produção de GNL no país. O gás associado ao petróleo obtido no processo de extracção de petróleo é enviado para esta instalação através de um gasoduto aonde é processado em forma de GNL. A capacidade instalada de produção da Angola LNG é de 34 MSm<sup>3</sup>/ d.

#### (2) Instalações de refino de petróleo

Actualmente a única instalação de refino de petróleo em Angola é a Refinaria de Luanda que fica na capital Luanda. Por esta razão, a capacidade de refino de petróleo é insuficiente em relação ao consumo de derivados de petróleo no mercado interno em Angola, e actualmente mais de 80% do consumo é complementado por produtos importados.

A Sonangol elaborou um plano de construção de novas refinarias em Lobito na região central, em Soyo e Cabinda, na região norte e em Namibe, na região sul. A refinaria de Lobito estava prevista para entrar em operação a partir de 2018, no entanto por falta de recursos a sua construção foi interrompida em Agosto de 2016. O projecto de refinaria em Soyo foi discutido mas os trabalhos de construção não chegaram de facto a serem iniciadas. A refinaria de Namibe teve a sua construção iniciada em Julho de 2017 e no momento as obras estão em avanço.

Em Fevereiro de 2018, a Sonangol anunciou um novo plano de desenvolvimento de instalações de refino de petróleo em Lobito na região central e Gabinda na região norte, e também um plano de expansão da refinaria existente de Luanda Refinery. O plano para Lobito permanece igual ao mesmo plano anterior com meta de se construir até 2022 uma instalação com capacidade de 200.000 bpd/ dia, enquanto que para a refinaria na província de Cabinda, a meta é construir até 2020 uma instalação menor que a de Lobito. Além disso, o plano de expansão da refinaria existente Luanda Refinery tem meta em ampliar o volume de produção do actual 57.000 bpd/ dia para 65.000 bpd/ dia até 2020.

#### **4. 3 Preço de combustível**

No estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo, é necessário definir os futuros preços do combustível. Por essa razão, os preços são estimados conforme mostrado na tabela abaixo, com base em preços internacionais a partir de 2015 e na estimativa de longo prazo feita pela IEA.

**Tabela Preços de combustíveis a serem usados no estudo do Plano de Desenvolvimento**  
unid.: centavos USD/ Mcal

| Ano  | Petróleo Cru (CrudeOil) | LFO   | HFO   | GPL   | GN    | GNL   |
|------|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2015 | 3,281                   | 3,948 | 3,919 | 4,041 | 1,036 | 4,087 |
| 2020 | 5,082                   | 6,116 | 6,071 | 6,259 | 1,633 | 3,810 |
| 2025 | 6,111                   | 7,354 | 7,300 | 7,527 | 1,892 | 4,266 |
| 2030 | 7,140                   | 8,593 | 8,529 | 8,795 | 2,151 | 4,722 |
| 2035 | 7,558                   | 9,096 | 9,029 | 9,310 | 2,450 | 4,822 |
| 2040 | 7,977                   | 9,599 | 9,528 | 9,825 | 2,749 | 4,921 |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo a partir de preços internacionais de 2015 e dados da IEA)

## 5. Os Procedimentos de Elaboração do Plano Director de Energia Eléctrica com base no Plano Óptimo de Energia Eléctrica (Best Mix)

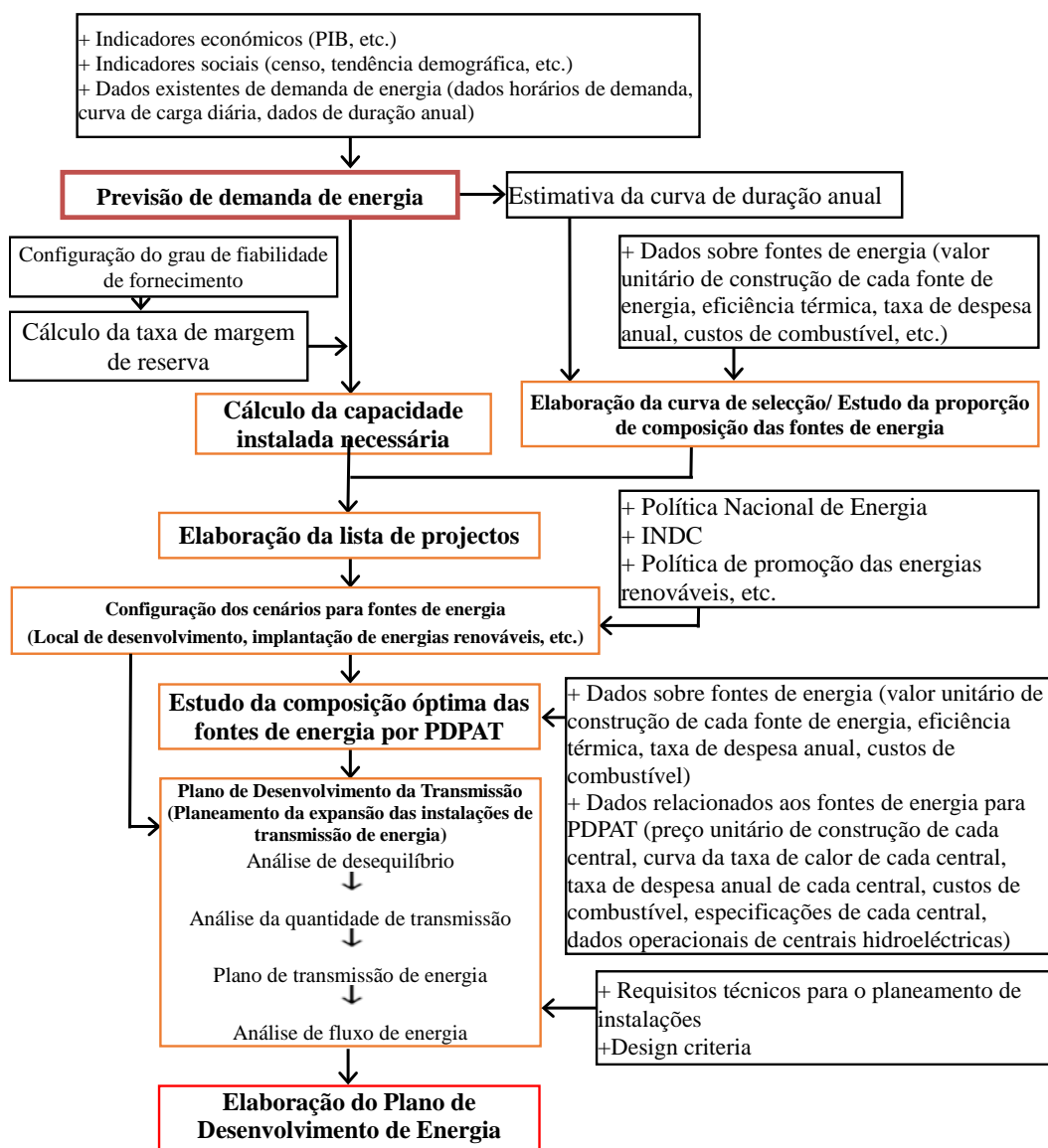
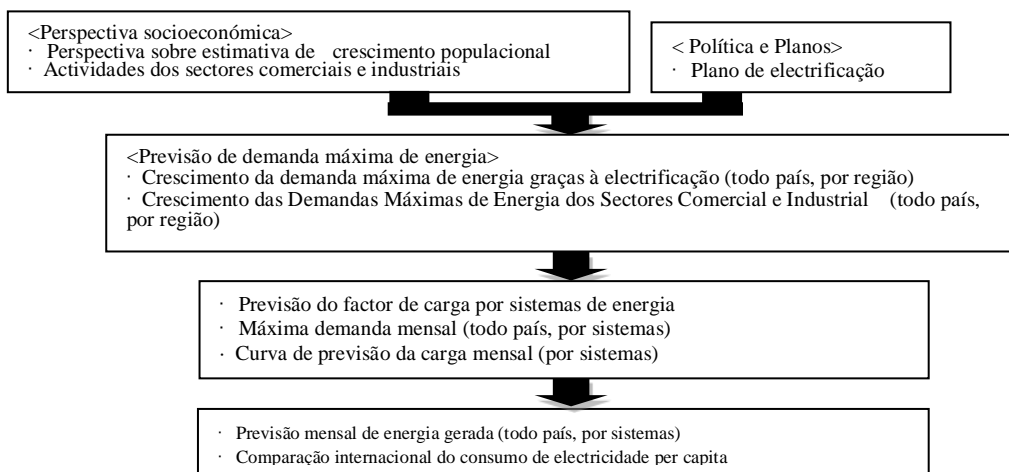


Figura: Procedimentos de elaboração do Plano de Desenvolvimento de Energia Eléctrica

## 6. Previsão da demanda de energia eléctrica

### 6.1 Fluxo de Previsão da Demanda

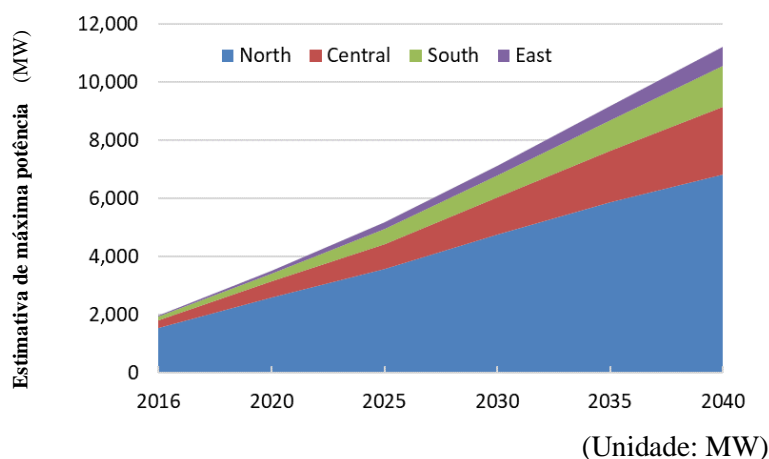


(Fonte: Equipa de Estudo)

**Figura: O fluxograma de previsão da demanda de energia em Angola**

### 6.2 Previsão da máxima demanda anual de energia

A demanda máxima de energia do sector civil de consumo foi calculada baseada na taxa de electrificação, população, composição familiar média por contrato e potência máxima por contrato. A isso adicionou-se a previsão de demanda anual máxima de energia dos sectores comercial e industrial e obteve-se a estimativa de máxima demanda anual de energia até 2040. Os resultados são mostrados na tabela e figura abaixo. Como resultado, a previsão da máxima demanda de energia para 2040 foi de 11.226 MW.



|         | 2016  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040   |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Norte   | 1.546 | 2.584 | 3.570 | 4.753 | 5.864 | 6.839  |
| Central | 266   | 574   | 877   | 1.275 | 1.765 | 2.313  |
| Sul     | 135   | 267   | 499   | 758   | 1.060 | 1.409  |
| East    | 42    | 91    | 249   | 346   | 490   | 665    |
| Total   | 1.989 | 3.516 | 5.195 | 7.132 | 9.180 | 11.226 |

(Fonte: Equipa de Estudo)

**Figura: Estimativa de máxima potência anual**



### 6.3 Previsão de demanda da quantidade de energia a ser gerada

A demanda da quantidade de energia a ser gerada pode ser obtida pela equação abaixo: O resultado da previsão da demanda de quantidade de energia a ser gerada em 2040 foi de 64.979 GWh.

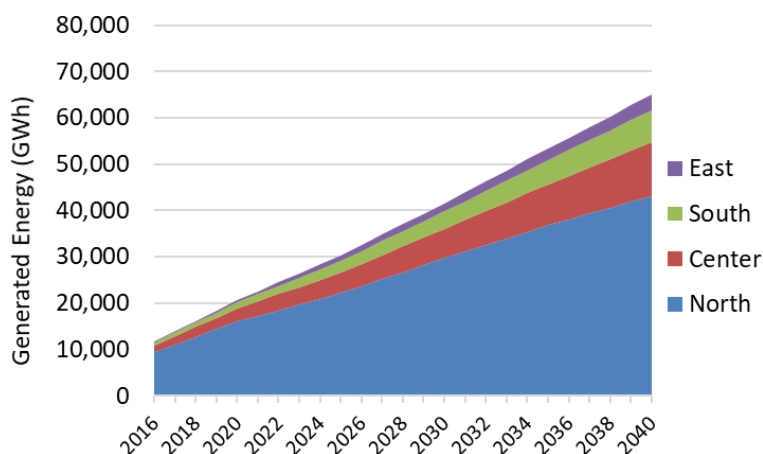
Quantidade de demanda a ser gerada (kWh) = potência máxima anual (kW) × 8.760 horas × factor de carga anual

**Tabela: Previsão da quantidade de energia a ser gerada anualmente**

(Unidade: GWh)

|      | Norte  | Centro | Sul   | Leste | Todo país |
|------|--------|--------|-------|-------|-----------|
| 2016 | 9.522  | 1.325  | 673   | 208   | 11.728    |
| 2020 | 15.977 | 2.860  | 1.329 | 453   | 20.619    |
| 2025 | 22.183 | 4.366  | 2.485 | 1.241 | 30.275    |
| 2030 | 29.685 | 6.347  | 3.774 | 1.723 | 41.529    |
| 2035 | 36.805 | 8.790  | 5.279 | 2.442 | 53.316    |
| 2040 | 43.136 | 11.518 | 7.015 | 3.309 | 64.979    |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)



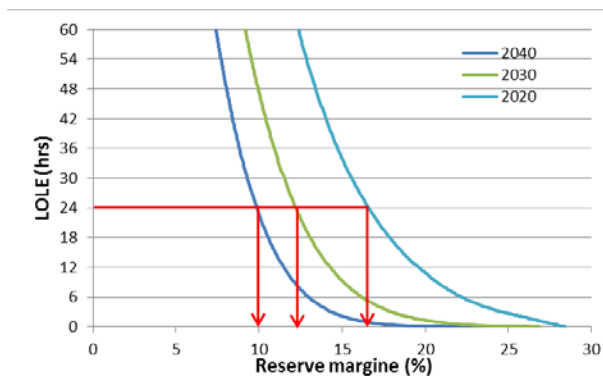
(Fonte: Equipa de Estudo)

**Figura: O resultado da previsão de demanda da quantidade de energia a ser gerada**

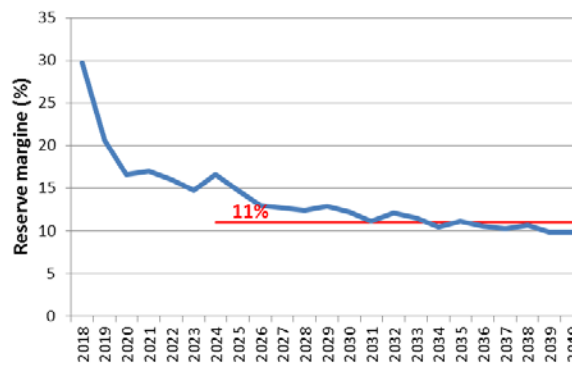
## 7. Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia

### 7.1 Formulação da taxa de reserva necessária para garantir LOLE de 24 horas

A figura abaixo mostra a taxa de reserva equivalente a 24 horas que é a meta de LOLE e os resultados da análise feita usando PDPAT e RETICS. A taxa de reserva de fornecimento necessária a partir de 2030 será algo em torno de 11%.



**Figura:** Relação entre LOLE e a taxa de reserva



**Figura:** A taxa de reserva necessária para garantir LOLE de 24 horas

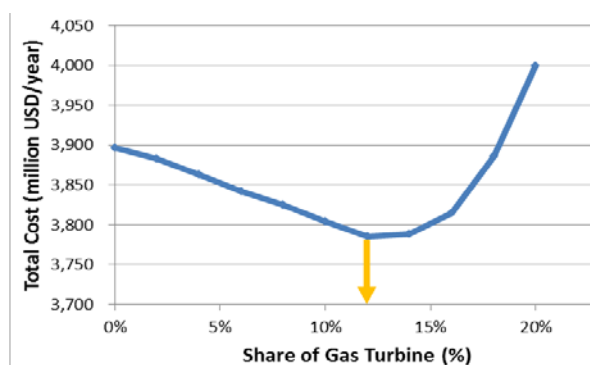
## 7.2 A selecção da proporção de composição de fontes de energia de mínimo custo segundo PDPAT

Foi analisada a proporção de composição de fontes de energia de mínimo custo em 2040 e com isso foi seleccionada a proporção de composição mais económica em 2040 entre hidroeléctricas de grande porte e térmicas de ciclo combinado (CCGT) e de turbina a gás (GT).

O cálculo segundo PDPAT foi realizado nas seguintes condições:

- 2040 como ano alvo
- Taxa de reserva de fornecimento de 11% que é atendida por GT que possui o menor custo fixo.
- A proporção de composição corresponde à proporção da capacidade de fornecimento de cada fonte de energia (mas que exclui a capacidade de fornecimento da capacidade que atende à margem de reserva de fornecimento) dentro do equilíbrio oferta-demanda em que o pico do mês apresenta a menor taxa de reserva do ano.

É mostrado o resultado do cálculo de ensaio do custo anual feito por PDPAT quando se varia a proporção de composição em relação a GTs. O custo anual se torna menor quando a proporção de composição do GT é 12%.



**Figura:** A relação entre a proporção de composição das instalações de Turbina a Gás (GT) e o custo anual (em 2040)

O pico de demanda no ano de 2040 ocorre em Dezembro, no entanto a energia eléctrica disponível gerada pelas centrais hidroeléctricas também diminui devido ao período de seca, o que faz com o mês de Novembro seja o mais rigoroso em termos de equilíbrio oferta-demanda. É mostrada na figura abaixo a proporção de composição da capacidade de fornecimento das fontes de energia quando se define em 12% a proporção de GTs para a secção de Novembro de 2014. O Plano de Desenvolvimento de Fontes

de Energia deve ser elaborado para que as fontes de energia se aproximem dessa composição em 2040.

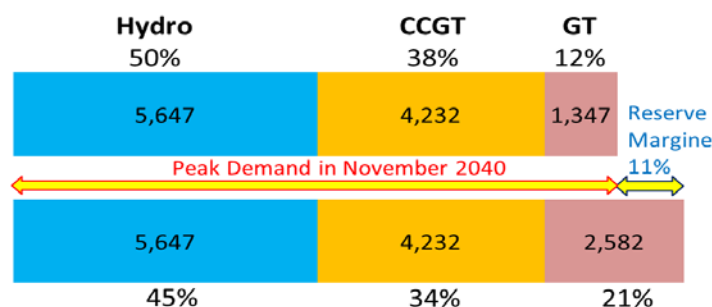


Figura: A proporção de composição de mínimo de custo em 2040 (com base na capacidade de fornecimento de Novembro)

### 7.3 Elaboração da lista de projectos

É mostrada na tabela abaixo a proposta recomendada para o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo.

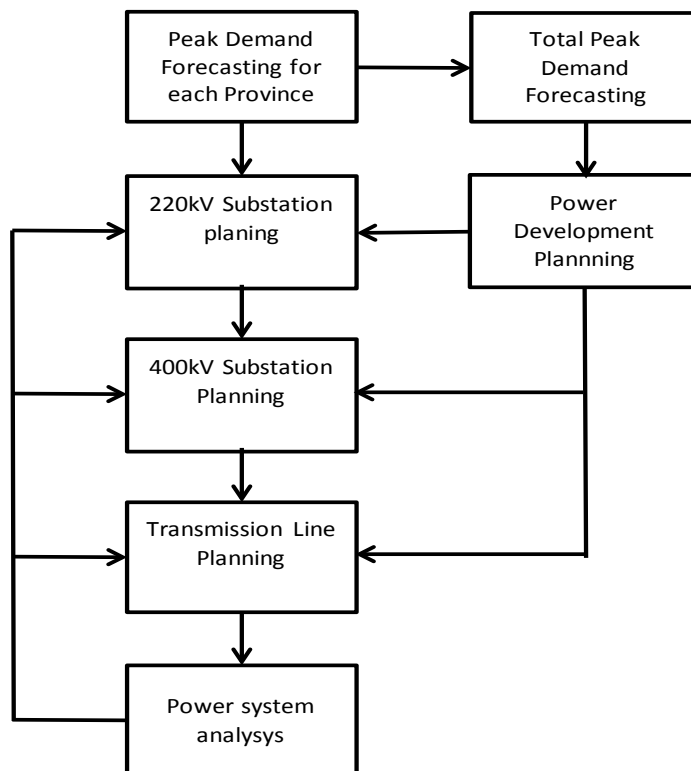
Tabela: Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo

| Ano   | Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia |                 |   |                               |                  |
|-------|---|-----------------|---|-------------------------------|------------------|
|       | Hidroeléctrica                                | CCGT            | GT  | Energia eólica                | Energia solar    |
| 2017  |   | Soyo1-1 (250)   |   |                               |                  |
| 2018  | Lauca (2070)                                  | Soyo1-2 (500)   |   |                               |                  |
| 2019  | Lomaun ext.(65)                               |                 |   |                               |                  |
| 2020  | Luachimo ext.(34)                             |                 |   |                               |                  |
| 2021  |   | Soyo2-1 (375)   |   |                               |                  |
| 2022  |   | Soyo2-2 (375)   | Cacuaco No.1 (125)  |                               |                  |
| 2023  |   |                 |   |                               |                  |
| 2024  | Caculo Cabaça(2172)                           |                 | Cacuaco No.2 (125)  |                               |                  |
| 2025  |   |                 | Sambizanga No.1 (125)   |                               |                  |
| 2026  | Baynes (300)                                  |                 |   |                               |                  |
| 2027  |   | Lobito1-1 (375) | Quileva No.1 (125)  |                               |                  |
| 2028  | Quilengue (210)                               |                 | Quileva No.2 (125)  | Beniamin (52)                 | Benguela (10)    |
| 2029  |   | Lobito1-2 (375) |   | Cacula (88)                   | Cambongue (10)   |
| 2030  |   |                 | Quileva No.3 (125)<br>Soyo-SS No.1 (125)  | Chibia (78)                   | Caraculo (10)    |
| 2031  |   | Lobito2-1 (375) |   | Calenga (84)                  | Catumbela (10)   |
| 2032  | Zenzo (950)                                   |                 | Cacuaco No.3 (125)<br>Cacuaco No.4 (125)  | Gasto (30)                    | Lobito (10)      |
| 2033  |   |                 | Sambizanga No.2 (125)<br>Quileva No.4 (125)<br>Quileva No.5 (125)<br>Quileva No.6 (125) | Kiwaba Nzoji I (62)           | Lubango (10)     |
| 2034  |   | Lobito2-2 (375) |   | Kiwaba Nzoji II (42)          | Matala (10)      |
| 2035  | Genga (900)                                   |                 | Soyo-SS No.2 (125)<br>Cacuaco No.5 (125)  | Mussede I (36)                | Quipungo (10)    |
| 2036  |   | Namibe1-1 (375) |   | Mussede I (44)<br>Nharea (36) | Techamutete (10) |
| 2037  |   |                 | Cacuaco No.6 (125)<br>Sambizanga No.3 (125)<br>Soyo-SS No.3 (125)                       | Tombwa (100)                  | Namacunde (10)   |
| 2038  | Túmulo Caçador(453)                           | Lobito3-1 (375) |   |                               |                  |
| 2039  |   |                 |   |                               |                  |
| 2040  |   | Lobito3-2 (375) |   |                               |                  |
| Total | 7.154MW                                       | 4.125MW         | 2.250MW   | 652 MW                        | 100 MW           |

## 8. Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Sistemas de Transmissão de Energia

### 8.1 As Diretrizes do Plano de Desenvolvimento da Transmissão

A elaboração do plano de desenvolvimento deve avançar conforme o procedimento mostrado na figura abaixo.

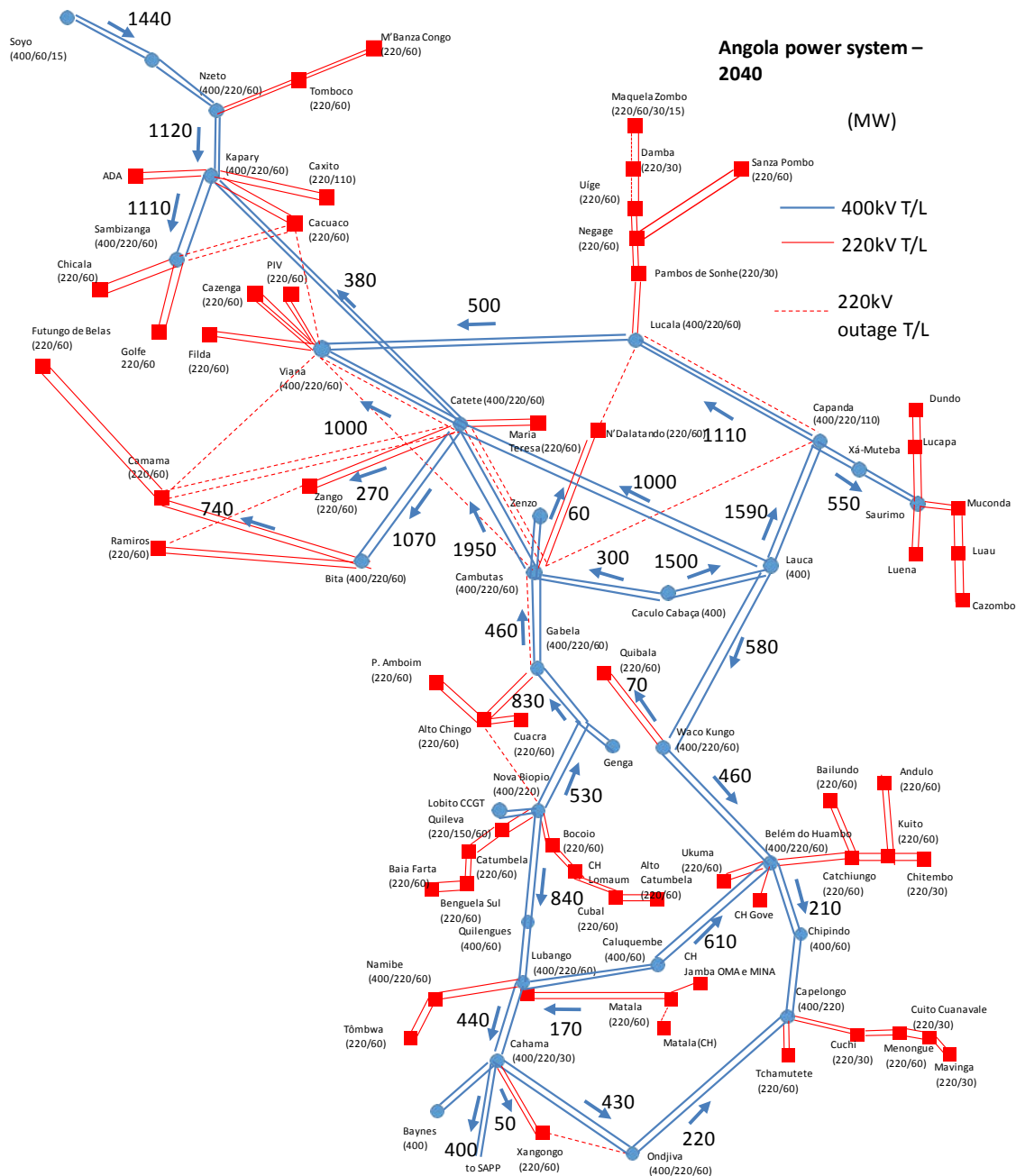


(Fonte: Equipa de Estudo)

**Figura: Fluxograma do Plano de Desenvolvimento da Rede de Transmissão**

## 8.2 Plano de transmissão de energia para 2040

Pelo PSSE confirmou-se que não houve sobrecarga e outros fenómenos em todos os eventos n-1 para todas as linhas de transmissão de 400 kV, 220 kV ou de tensões superiores, e para todos os transformadores de 400/220 kV, 220 kV/ 60 kV etc. com tensão primária de 220 kV ou superior.



(Fonte: Equipa de Estudo)

**Figura O sistema principal em 2040 (400 kV, 220 kV)**

### 8.3 Elaboração da lista de projectos de instalações de transmissão

Os resultados até a secção anterior foram organizados e elaborou-se a lista de projectos. A seguir, é mostrada a lista de projectos do Plano de Transmissão de Energia de 400 kV.

**Tabela: Lista de projectos do Plano de instalações de transformação de 400kV**

| Project# | Year of operation | Area        | Voltage (kV) | Substation Name | Capacity (MVA) | Cost (MUS\$) | Remarks                             |
|----------|-------------------|-------------|--------------|-----------------|----------------|--------------|-------------------------------------|
| 1        | 2020              | Cuanza Sul  | 400          | Waco kungo      | 450            | 40.5         | 450 x 1, under construction(China)  |
| 2        | 2020              | Huambo      | 400          | Belem do Huambo | 900            | 51.3         | 450 x 2, under construction(China)  |
| 3        | 2022              | Luanda      | 400          | Bitá            | 900            | 51.3         | 450 x 2, under construction(Brazil) |
| 4        | 2025              | Cuanza Sul  | 400          | Waco kungo      | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| 5        | 2025              | Luanda      | 400          | Bitá            | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| 6        | 2025              | Zaire       | 400          | N'Ze to         | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| 7        | 2025              | Luanda      | 400          | Viana           | 2,790          | 96.6         | upgrade 930 x 3                     |
| 8        | 2030              | Luanda      | 400          | Viana           | 930            | 52.0         | upgrade 930 x 1                     |
| 9        | 2025              | Bengo       | 400          | Kapary          | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| 10       | 2025              | Bengo       | 400          | Kapary          | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| 11       | 2030              | Luanda      | 400          | Catete          | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| 12       | 2025              | Huila       | 400          | Lubango2        | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 13       | 2025              | Huila       | 400          | Capelongo       | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 14       | 2025              | Huila       | 400          | Calukembe       | 120            | 32.6         | 60 x 2                              |
| 15       | 2025              | Benguela    | 400          | Nova Biopio     | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 16       | 2025              | Southern    | 400          | Cahama          | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 17       | 2025              | Eastern     | 400          | Saurimo         | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 18       | 2025              | Lunda Norte | 400          | Xa-Muteba       | 360            | 38.3         | 180 x 2                             |
| 19       | 2025              | Huila       | 400          | Quilengues      | 120            | 32.6         | 60 x 2                              |
| 20       | 2025              | Cuanza Sul  | 400          | Gabela          | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 21       | 2025              | Luanda      | 400          | Sambizanga      | 1,860          | 74.3         | 930 x 2                             |
| 22       | 2025              | Malanje     | 400          | Lucala          | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 23       | 2025              | Chipindo    | 400          | Chipindo        | 360            | 38.3         | 180 x 2                             |
| 24       | 2035              | Cunene      | 400          | Ondjiva         | 900            | 51.3         | 450 x 2                             |
| 25       | 2035              | Luanda      | 400          | Bitá            | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| 26       | 2035              | Malanje     | 400          | Lucala          | 450            | 40.5         | upgrade 450 x 1                     |
| Total    |                   |             |              |                 | 19,590         | 1,201.1      |                                     |

(Fonte: Equipa de Estudo)

**Tabela: Lista de projectos do Plano de instalações de transmissão de 400kV**

| Project# | Year of operation | Area     | Voltage (kV) | Starting point  | End point       | number of circuit | Line Length (km) | Cost (MUS\$) | Remarks                       |
|----------|-------------------|----------|--------------|-----------------|-----------------|-------------------|------------------|--------------|-------------------------------|
| 1        | 2020              | Central  | 400          | Lauca           | Waco kungo      | 1                 | 177              | 138.1        | under construction(China)     |
| 2        | 2020              | Central  | 400          | Waco kungo      | Belem do Huambo | 1                 | 174              | 135.7        | under construction(China)     |
| 3        | 2022              | Northern | 400          | Catete          | Bitá            | 2                 | 54               | 52.9         |                               |
| 4        | 2023              | Northern | 400          | Cambutas        | Caçulo Cabaça   | 2                 | 54               | 52.9         |                               |
| 5        | 2025              | Northern | 400          | Cambutas        | Catete          | 1                 | 123              | 95.9         | Dualization                   |
| 6        | 2025              | Northern | 400          | Catete          | Viana           | 1                 | 36               | 28.1         | Dualization                   |
| 7        | 2025              | Northern | 400          | Lauca           | Capanda elev.   | 1                 | 41               | 32.0         | Dualization                   |
| 8        | 2025              | Northern | 400          | Kapary          | Sambizanga      | 2                 | 45               | 44.1         | For New Substation            |
| 9        | 2025              | Northern | 400          | Lauca           | Catete          | 2                 | 190              | 186.2        | Changing Connection Plan      |
| 10       | 2025              | Central  | 400          | Lauca           | Waco kungo      | 1                 | 177              | 138.1        | Dualization                   |
| 11       | 2025              | Central  | 400          | Waco kungo      | Belem do Huambo | 1                 | 174              | 135.7        | Dualization                   |
| 12       | 2025              | Central  | 400          | Cambutas        | Gabela          | 2                 | 131              | 128.4        |                               |
| 13       | 2025              | Central  | 400          | Gabela          | Benga           | 2                 | 25               | 24.5         |                               |
| 14       | 2025              | Central  | 400          | Benga           | Nova Biopio     | 2                 | 200              | 196.0        |                               |
| 15       | 2025              | Southern | 400          | Belem do Huambo | Caluquembe      | 2                 | 175              | 171.5        |                               |
| 16       | 2025              | Southern | 400          | Caluquembe      | Lubango2        | 2                 | 168              | 164.6        |                               |
| 17       | 2025              | Southern | 400          | Belem do Huambo | Chipindo        | 2                 | 114              | 111.7        |                               |
| 18       | 2025              | Southern | 400          | Chipindo        | Capelongo       | 2                 | 109              | 106.8        |                               |
| 19       | 2025              | Southern | 400          | Nova Biopio     | Quilengues      | 2                 | 117              | 114.7        |                               |
| 20       | 2025              | Southern | 400          | Quilengues      | Lubango2        | 2                 | 143              | 140.1        |                               |
| 21       | 2025              | Southern | 400          | Lubango2        | Cahama          | 2                 | 190              | 186.2        |                               |
| 22       | 2025              | Eastern  | 400          | Capanda elev    | Xa-Muteba       | 2                 | 266              | 260.7        |                               |
| 23       | 2025              | Eastern  | 400          | Xa-Muteba       | Saurimo         | 2                 | 335              | 328.3        |                               |
| 24       | 2027              | Southern | 400          | Capelongo       | Ondjiva         | 1                 | 312              | 243.4        |                               |
| 25       | 2027              | Southern | 400          | Cahama          | Ondjiva         | 1                 | 175              | 136.5        |                               |
| 26       | 2027              | Southern | 400          | Cahama          | Ruacana         | 2                 | 125              | 122.5        | International Interconnection |
| Total    |                   |          |              |                 |                 |                   | 3,830            | 3,475.6      |                               |

(Fonte: Equipa de Estudo)

## 9. Plano de investimentos de longo prazo

### 9.1 Plano de investimentos baseado nos anos de início de cada instalação

São apresentados os valores de investimento baseados no ano de início da operação segundo o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia e Plano de Desenvolvimento da Transmissão. O investimento total até 2040 será de 31.548 milhões de USD, sendo composto dos respectivos montantes para geração hidroeléctrica 19.083 milhões, geração de energia térmica 6,413 milhões de dólares, energias renováveis 0 milhões de dólares, investimento em linhas de transmissão 4.417 milhões e em subestações 1.636 milhões.

O investimento total em geração de electricidade (hidroeléctricas e térmicas) é 24,9 vezes a receita (2.944 vezes o lucro líquido) da PRODEL em 2016, e o investimento total em linhas de transmissão e subestações é 14,9 vezes a receita (297,1 vezes o lucro líquido) da RNT em 2016, que representam assim valores gigantescos. Isso mostra que é difícil para a PRODEL e RNT proverem recursos, sejam eles provenientes do lucro ou reservas próprias, necessários para o investimento em instalações para cada ano, sendo necessário obter empréstimo externo para realizar novo investimento.

**Tabela: Montante dos investimentos de longo prazo até 2040 (com base nos anos de início da operação das instalações)**

|              | 2017       | 2018      | 2019         | 2020       | 2021         | 2022         | 2023       | 2024       | 2025         | 2026       | 2027         | 2028         | 2029      | 2030       |
|--------------|------------|-----------|--------------|------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|--------------|--------------|-----------|------------|
| Hydro        | 0          | 0         | 5,589        | 34         | 0            | 0            | 0          | 0          | 5,864        | 810        | 0            | 567          | 0         | 0          |
| TPP          | 300        | 0         | 0            | 0          | 1,050        | 531          | 0          | 531        | 81           | 0          | 81           | 450          | 81        | 163        |
| Renewable    | 0          | 0         | 0            | 0          | 0            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 0            | 0         | 0          |
| Transmission | 208        | 0         | 2            | 279        | 0            | 878          | 556        | 2          | 1,614        | 0          | 785          | 0            | 0         | 18         |
| Sub-station  | 0          | 25        | 0            | 225        | 0            | 444          | 51         | 0          | 196          | 0          | 426          | 0            | 0         | 18         |
| <b>total</b> | <b>508</b> | <b>25</b> | <b>5,591</b> | <b>539</b> | <b>1,050</b> | <b>1,854</b> | <b>607</b> | <b>533</b> | <b>7,756</b> | <b>810</b> | <b>1,293</b> | <b>1,017</b> | <b>82</b> | <b>199</b> |

|              | 2031       | 2032         | 2033       | 2034       | 2035         | 2036       | 2037       | 2038         | 2039      | 2040       | total         |
|--------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|-----------|------------|---------------|
| Hydro        | 0          | 2,565        | 0          | 0          | 2,430        | 0          | 0          | 1,223        | 0         | 0          | <b>19,083</b> |
| TPP          | 450        | 163          | 325        | 450        | 163          | 450        | 244        | 450          | 0         | 450        | <b>6,413</b>  |
| Renewable    | 0          | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 0            | 0         | 0          | <b>0</b>      |
| Transmission | 34         | 0            | 0          | 8          | 6            | 0          | 6          | 0            | 18        | 2          | <b>4,417</b>  |
| Sub-station  | 129        | 0            | 0          | 0          | 103          | 0          | 0          | 0            | 18        | 0          | <b>1,636</b>  |
| <b>total</b> | <b>613</b> | <b>2,728</b> | <b>325</b> | <b>458</b> | <b>2,701</b> | <b>450</b> | <b>250</b> | <b>1,673</b> | <b>36</b> | <b>452</b> | <b>31,548</b> |

### 9.2 O Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP)

O Custo Marginal de Longo Prazo (*LRMC, Long-run Marginal Cost*) é calculado com base no *Manual de Cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) para Projectos de Empréstimos ODA*, do JBIC. A seguinte fórmula é aplicada de acordo com o mesmo manual:

*Custo marginal de longo prazo (CMLP) = Custo total de construção do projecto × factor de recuperação de capital + despesa anual de manutenção, etc.*

Onde o Factor de recuperação de capital =  $r / (1 - (1 + r)^{-n})$

(r: 10%, n: vida útil das instalações (hidroeléctricas (40 anos), térmicas 25 anos (CCGT) e 20 anos (GT)), Transmissão de energia (40 anos), de transformação (40 anos))

Despesa anual de manutenção, etc. = custo de O&M + custo de combustível (nas térmicas) de cada ano

Custo de O&M: proporção (%) do custo total de construção de cada instalação

Custo de combustível: custo anual de combustível de centrais térmicas

Os resultados são mostrados abaixo: o preço unitário por kWh de geração de energia aumenta no máximo em 8,5 centavos, e o preço unitário por kWh de transmissão e transformação aumenta no máximo em 2 centavos.

**Tabela: Aumento nas despesas por kWh das instalações de geração de energia (hidroeléctrica/ térmica)**

|                       | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| incremental cost /kWh | 0.031 | 0.024 | 0.014 | 0.057 | 0.063 | 0.066 | 0.065 | 0.059 | 0.085 | 0.084 | 0.081 | 0.082 | 0.080 | 0.079 |

(\$ /kwh)

| type                  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  | 2039  | 2040  | total |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| incremental cost /kWh | 0.079 | 0.083 | 0.083 | 0.084 | 0.085 | 0.085 | 0.085 | 0.084 | 0.083 | 0.082 | 0     |

(\$ /kwh)

**Tabela: Aumento nas despesas por kWh das instalações de transmissão e transformação de energia**

|                       | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| incremental cost /kWh | 0.002 | 0.003 | 0.003 | 0.006 | 0.006 | 0.013 | 0.016 | 0.015 | 0.019 | 0.018 | 0.022 | 0.021 | 0.020 | 0.019 |

(\$ /kwh)

| type                  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  | 2039  | 2040  | total |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| incremental cost /kWh | 0.018 | 0.018 | 0.017 | 0.016 | 0.015 | 0.014 | 0.014 | 0.013 | 0.013 | 0.012 | =     |

(\$ /kwh)

Com base nessa estimativa, fez-se o levantamento sobre a capacidade de cobertura, pela actual receita unitária por kWh da PRODEL e da RNT, das despesas por kWh incorridas devido aos novos investimentos. Com base nas demonstrações financeiras de 2016, foram calculadas as receitas unitárias e as despesas unitárias por kWh da PRODEL e da RNT, enquanto que o resultado do cálculo do custo unitário por kWh da geração, transmissão e transformação de energia com base no investimento de longo prazo ficou 1,59 vezes a receita unitária actual da PRODEL e 1,4 vezes a da RNT, superando o actual patamar de receita unitária dessas companhias. Portanto, para cobrir esse custo é preciso elevar a tarifa de energia eléctrica.

**Tabela: Aumento das despesas por kWh decorrentes dos investimentos de longo prazo**

(Unidade: USD/ kWh)

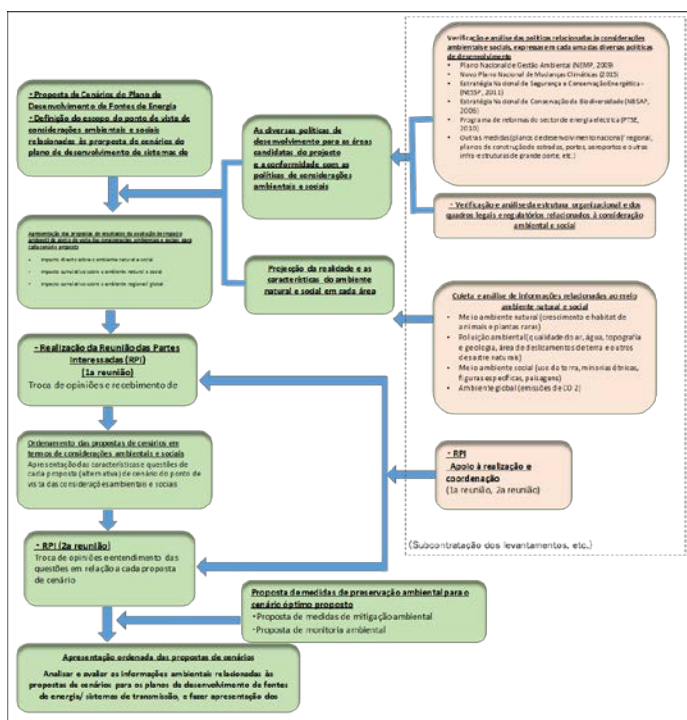
|   | PRODEL                         | RNT                            |
|---|--------------------------------|--------------------------------|
| 1. Preço unitário da receita @/ kWh em 2016   | @ 0,11/ kWh<br>(= @ 23,11 AOA) | @ 0,041/ Kwh<br>(= @ 8,86 AOA) |
| 2. Despesas unitárias de custo @/ kWh em 2016   | @ 0,09/ kWh<br>(= @ 19,89 AOA) | @ 0,037/ kWh<br>(= @ 8,15 AOA) |
| 3. Despesas unitárias decorrentes do investimento de longo prazo<br>Incremento (valor máximo) | @ 0,085/ kWh                   | @ 0,02/ kWh                    |
| 4. Total das despesas unitárias (2 + 3)   | @ 175/ kWh                     | @ 0,057/ kWh                   |
| 5. Despesas unitárias/ receita unitária   | 1,59 vezes                     | 1,4 vezes                      |

\* Taxa de conversão: 1 USD = 215.064 AOA (TTM) pelo câmbio oficial de 12 de Março de 2018 do Banco Central de Angola



## 10. Considerações ambientais e sociais

### 10.1 O resumo sobre a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) a ser realizada no presente Plano Director



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Figura Abordagem AAE (SEA)

### 10.2 Avaliação de impacto ambiental

Baseada na AAE, foram avaliados os itens de considerações ambientais e sociais para cada tipo de fonte de energia e os resultados expressos pelos índices (índices ambientais) são mostrados na tabela abaixo.

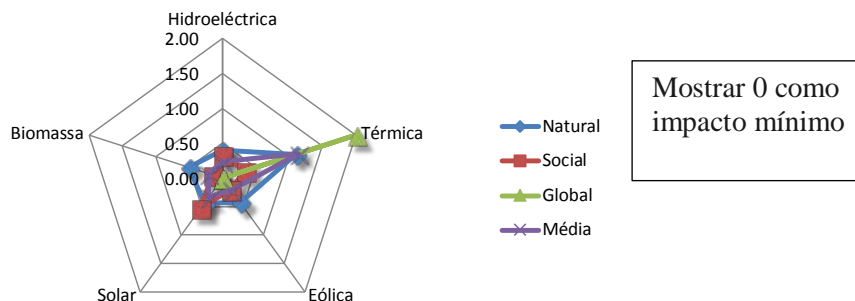
Os impactos que causam sobre o ambiente natural e social para cada tipo de fonte de energia são diferentes, sendo que a taxa de impacto ambiental é baixa, ou seja, os tipos de fontes de energia com menor impacto negativo ao ambiente circundante são na seguinte ordem: ① biomassa ② hidráulica ③ solar ④ eólica ⑤ térmica (GNL/óleo pesado).

A razão pela qual o índice ambiental total de geração de energia eólica e solar é alto, é devido ao grande valor de impacto negativo na paisagem local em consequência do surgimento de estruturas artificiais gigantes ou extensas nas vastas planícies do continente africano (principalmente savana e vegetação arbustiva).

**Tabela: Carga ambiental nas considerações ambientais e sociais por tipo de fonte de energia**

|  | Tipo | Hidroeléctrica |       | Térmica | Eólica |       |       |       |       |        |       | Solar |        |        |        |        |        |        |        |        |        | Biomassa |        |        |        |     |
|--|------|----------------|-------|---------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|--------|--------|--------|-----|
|  |      | Nome           |       | 1       | 2      | 3     | 4     | 5     | 6     | 7      | 8     | 9     | 10     | 11     | 12     | 13     | 14     | 15     | 16     | 17     | 18     | 19       | 20     | 21     | 22     |     |
|  |      | MW             |       | 960     | 40.8   | 212   | 52    | 88    | 84    | 30     | 62    | 36    | 36     | 100    | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10       | 10     | 10     | 10     | 3   |
| Topografia e geologia  |      | -1.0           | 0.0   | 0.0     | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Solo   |      | -1.0           | 0.0   | -2.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | -1.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0   | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Qualidade da água  |      | -1.0           | -1.0  | -2.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | -1.0     | -1.0   | -1.0   | -1.0   |     |
| Qualidade do ar  |      | 0.0            | 0.0   | -2.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | -1.0   |     |
| Ruído e vibração   |      | 0.0            | 0.0   | -1.0    | -1.0   | -1.0  | 0.0   | 0.0   | -2.0  | -2.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | -1.0   |     |
| Geração de resíduos  |      | 0.0            | 0.0   | 0.0     | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0     | -2.0   | -2.0   | -2.0   |     |
| Subsistência do solo   |      | 0.0            | 0.0   | 0.0     | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Flora terrestre  |      | -2.0           | -1.0  | -2.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | -1.0  | -1.0  | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Fauna terrestre, peixes e corais                                     |      | -1.0           | 0.0   | -2.0    | -3.0   | -3.0  | -3.0  | -3.0  | -3.0  | -3.0   | -3.0  | -3.0  | -1.0   | -1.0   | -2.0   | -1.0   | 0.0    | -1.0   | -1.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Áreas de protecção ambiental (Meio ambiente natural)                 |      | 0.0            | 0.0   | 0.0     | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | -3.0  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| (Média)  |      | -0.40          | -1.10 |         |        |       |       | -0.43 |       |        |       |       |        |        |        |        |        | -0.44  |        |        |        |          |        |        | -0.50  |     |
| Reassentamento da população  |      | -1.0           | -1.0  | -1.0    | 0.0    | -1.0  | 0.0   | 0.0   | -2.0  | -2.0   | 0.0   | 0.0   | -1.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Minorias étnicas e população nativa                                  |      | 0.0            | 0.0   | 0.0     | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Uso da terra   |      | 0.0            | 0.0   | 0.0     | -1.0   | -1.0  | -1.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0    | -1.0  | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | -1.0     | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Uso da água  |      | -1.0           | -1.0  | -1.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | -1.0   |     |
| Paisagem   |      | 0.0            | 0.0   | 0.0     | -3.0   | -3.0  | -3.0  | -3.0  | -3.0  | -3.0   | -3.0  | -3.0  | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0     | -3.0   | -3.0   | -3.0   | 0.0 |
| Património histórico   |      | 0.0            | 0.0   | 0.0     | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| Meio ambiente social   |      | -0.33          | -0.33 | -0.33   | -0.66  | -0.83 | -0.66 | -0.50 | -0.83 | -0.83  | -0.66 | -0.50 | -0.66  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.66    | -0.50  | -0.50  | -0.15  |     |
| (Média)  |      | -0.33          | -0.33 |         |        |       |       | -0.68 |       |        |       |       |        |        |        |        |        | -0.53  |        |        |        |          |        |        | -0.15  |     |
| Gás com efeito de estufa (Meio ambiente global)                      |      | 0.0            | 0.0   | -2.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    |     |
| (Média)  |      | 0.00           |       | -2.00   |        |       |       | 0.00  |       |        |       |       |        |        |        |        |        | 0.00   |        |        |        |          |        |        | 0.00   |     |
| <b>Índice ambiental abrangente</b>                                   |      | -0.31          | -0.17 | -1.14   | -0.35  | -0.41 | -0.32 | -0.26 | -0.44 | -0.44  | -0.35 | -0.40 | -0.38  | -0.36  | -0.40  | -0.36  | -0.26  | -0.30  | -0.30  | -0.32  | -0.26  | -0.26    | -0.26  | -0.21  |        |     |
| <b>Índice ambiental abrangente (média)</b>                           |      | -0.24          |       | -1.14   |        |       |       | -0.31 |       |        |       |       |        |        |        |        |        | -0.32  |        |        |        |          |        |        | -0.21  |     |
| <b>Índice ambiental abrangente por MW (cada central)*</b>            |      | -0.32          | -4.16 | -5.37   | -6.73  | -4.65 | -3.80 | -8.66 | -7.09 | -12.22 | -9.72 | -4.00 | -38.00 | -36.00 | -40.00 | -36.00 | -26.00 | -30.00 | -30.00 | -32.00 | -26.00 | -26.00   | -26.00 | -70.00 |        |     |
| <b>Índice ambiental abrangente por MW (tipo de fonte de energia)</b> |      | -2.24          |       | -5.37   |        |       |       | -7.11 |       |        |       |       |        |        |        |        |        | -32.00 |        |        |        |          |        |        | -70.00 |     |

\*: Por uma questão de conveniência para comparação, foi definida em 1.000 vezes.

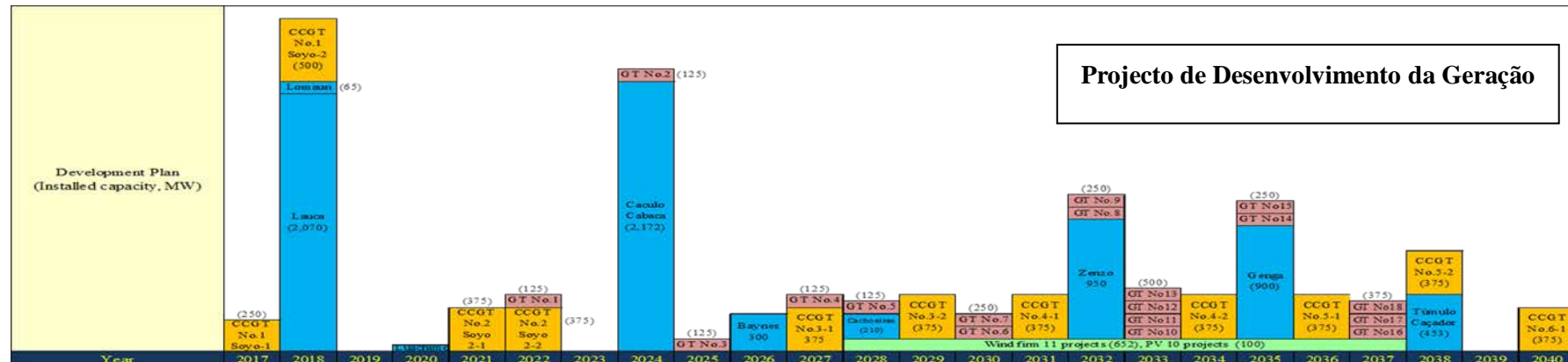


(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura: Diagrama de análise de índice ambiental dos tipos de fontes de energia (geral)**

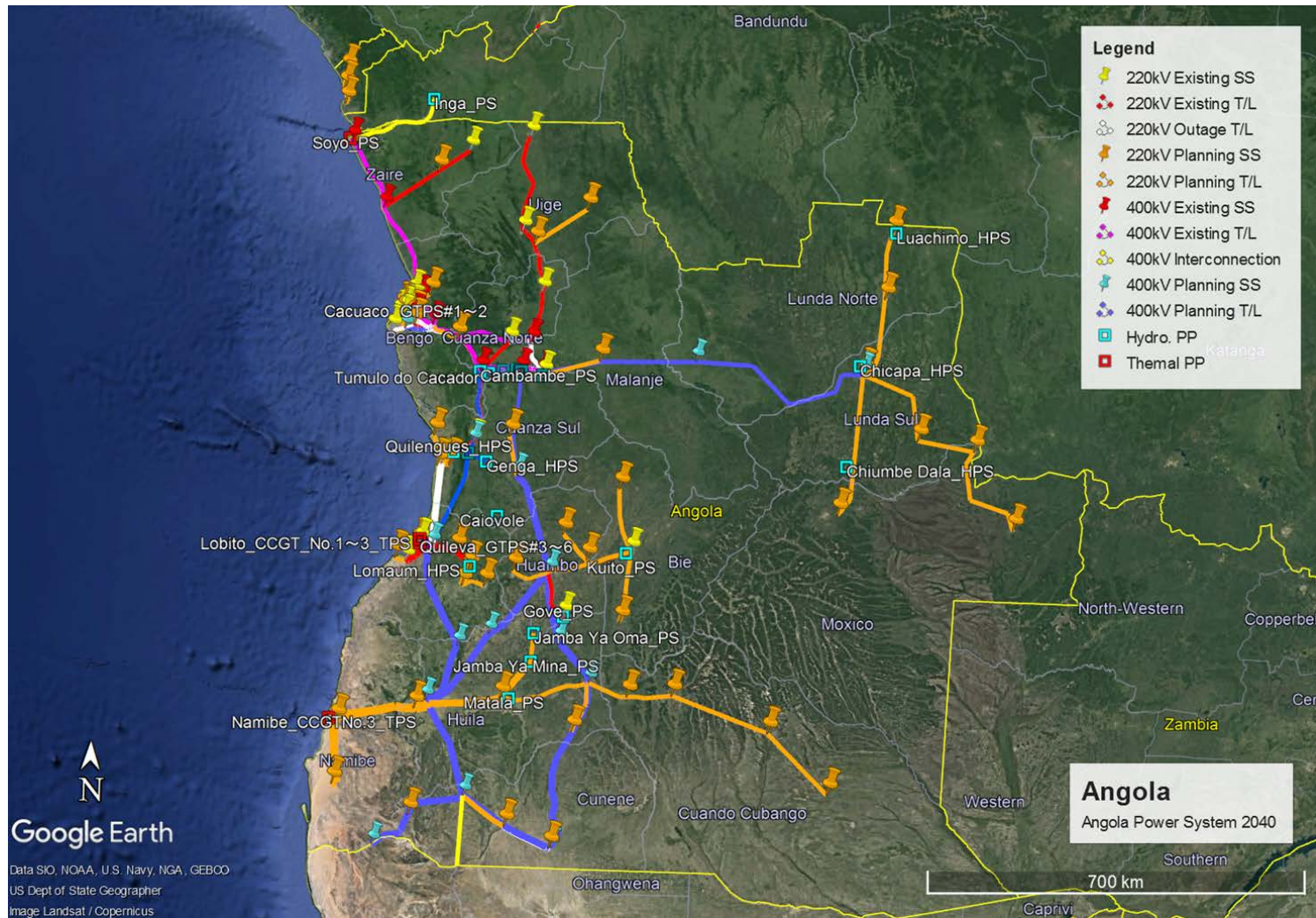
## 11. Elaboração do draft do Plano Director

A figura abaixo resume o cronograma anual de desenvolvimento dos locais de desenvolvimento de fontes de energia de energia e a progressão anual dos planos para os principais sistemas.



| Plano de Desenv. de Transmissão   | Ano 2018-20  | Ano 2021-25      | Ano 2026-30 | Ano 2031-35 | Ano 2036-40 |
|---|--|------------------|-------------|-------------|-------------|
| Projecto de linhas de transmissão   | Implementação de um projecto de interligação de novas centrais hidroeléctricas e de novas centrais térmicas a gás das regiões central e sul ao sistema principal   |                  |             |             |             |
| Construção do sistema principal de 400 kV   | Lauca - Waco Kungo - Belem do Huambo   | - Lubango        |             |             |             |
|   | Cambutasu - Gabela - Nova Biopio - Lubango   |                  |             |             |             |
|   |  | Lubango - Cahama |             |             |             |
| Progressão do sistema 220 kV  | Melhoria do sistema regional principalmente em Luanda e Benguela   |                  |             |             |             |
| Duplicar as linhas de transmissão das linhas principais para garantir critério N-1. | Para evitar sobrecarga em ocorrências de acidente nas linhas de transmissão de circuito único existentes na linha principal, acrescentar mais uma linha em paralelo de modo a duplicar o circuito e assim eliminar as restrições operacionais e melhorar a sua confiabilidade. |                  |             |             |             |

Figura: Resumo do plano de desenvolvimento de fontes de energia e do plano de desenvolvimento da rede de transmissão



**Figura: Mapa de projecto em 2040**

## 12. Recomendações aos Planos de Acção do MINEA, RNT, PRODEL, ENDE e IRSEA Relativos ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica

Foram levantadas as seguintes acções no Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica:

**Tabela: Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica**

| Objectivo  | Item  | O conteúdo do Plano de Acção  |
|--|---|---|
| Plano de acção relacionado ao trabalho de manutenção dentro do Plano Director de Energia Eléctrica | Criação da estrutura  | ➤ Estabelecimento do Instituto de Planeamento de Desenvolvimento de Energias (IPDP, <i>Institute of Power Development Planning</i> , nome provisório) |
|  | Continuidade do Plano Director  | ➤ Continuidade da revisão da previsão de demanda de energia   |
|  |   | ➤ Recolha de dados necessários de indicadores económicos  |
|  |   | ➤ Recolha de dados de demanda, melhoria dos métodos de acúmulo  |
|  | ➤ Entrevista junto aos consumidores, etc.   |   |
|  | ➤ Continuidade da revisão do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia  |   |
|  | ➤ Revisão do Plano de aquisição de energia  |   |
|  | ➤ Continuidade na recolha de informações sobre as tecnologias recentes ligadas às energias hidroeléctrica e térmica |   |
|  | ➤ Continuidade do levantamento de potencial hídrico   |   |
|  | ➤ Continuidade do estudo do Plano Óptimo de Fontes de Energia   |   |
|  | ➤ Continuidade da revisão do Plano de Desenvolvimento da Transmissão  |   |
|  | ➤ Continuidade da análise de fornecimento de energia e desequilíbrio na demanda de energia eléctrica                |   |
|  | ➤ Revisão das especificações de transmissão   |   |
|  | ➤ Revisão do cálculo do fluxo de potência   |   |
| Plano de acção relacionado à execução do projecto de desenvolvimento                               | Gestão empresarial, gestão do projecto  | ➤ Inserção no Plano de Médio Prazo do Plano Director  |
|  | Gestão e reforma dos financiamentos de capital  | ➤ Estudo de melhoria da estrutura de tarifas  |
|  |   | ➤ Estudo do método de aproveitamento dos empréstimos  |
|  |   | ➤ Estudo sobre o método de aproveitamento de capitais privados  |
| Outros:  | Reforma organizacional do centro de despacho  | ➤ Estudo de implementação do SCADA  |
|  |   | ➤ Estabelecimento da estrutura do centro de despacho  |

**Tabela: Tabela de processos do Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica**

|  |                                | 2018-20  | 2021-25   | 2026-30 | 2031-35 | 2036-40 |
|--|--------------------------------|--|---|---------|---------|---------|
| <b>Composição do departamento de estudo de planos</b>  | MINEA<br>RNT<br>PRODEL<br>ENDE | Estabelecimento do IPDP  |   |         |         |         |
| <b>Revisão do PD de Energia</b>  | MINEA /<br>IPDP                |  | ▼   | ▼       | ▼       | ▼       |
| <b>Actividades de melhoria do sistema de previsão de demanda<br/>Organização e acúmulo de informações<br/>Implementação de entrevistas ao consumidor</b> | RNT<br>ENDE                    | Estabelecimento do IPDP  | Acúmulo e análise eficiente dos dados             |         |         |         |
|  |                                | Melhoria da estrutura de entrevistas ao consumidor; continuidade das entrevistas |   |         |         |         |
| <b>Revisão do levantamento do potencial hidroeléctrico</b>   |                                |  | ▼   | ▼       | ▼       | ▼       |
| <b>Elaboração do plano de médio prazo</b>  | RNT<br>PRODEL<br>ENDE          | Revisão anual do plano quinquenal  |   |         |         |         |
| <b>Desenho do sistema de tarifas de varejo</b>   | IRSEA                          | Desenho do sistema de tarifas  | O mais tardar até o início da liberação do varejo |         |         |         |
| <b>Desenho institucional para entrada de IPPs<br/>Sistema de concessão, Estabelecimento de sistema de PPA</b>  | IRSEA                          | Desenho do sistema para IPP  | Até o início da entrada de IPPs                   |         |         |         |
| <b>Reforma do centro de despacho<br/>Reforma organizacional do centro de despacho<br/>Implementação do SCADA etc.</b>                                    | RNT<br>PRODEL                  | Reforma organizacional do centro de despacho                                     |   |         |         |         |
|  |                                | Projecto e implementação do SCADA  |   |         |         |         |



## **Capítulo 1. O resumo do projecto**

### **1.1 O contexto da investigação**

A República de Angola (adiante denominada apenas por Angola), após o término da sua guerra civil em 2002, apresentou um crescimento económico estável com taxa média anual de crescimento de 10,7% entre 2002 a 2013. Neste contexto o Governo de Angola elaborou a política de desenvolvimento a longo prazo denominada Visão 2025 e o Plano Nacional de Desenvolvimento 2013-2017 (sigla PND 2013-2017) a fim de sair da dependência excessiva ao petróleo e diversificar a sua economia de modo a realizar um crescimento económico sustentável.

O sector de energia está incluído entre os sete sectores importantes indicados no PND 2013-2017 e a restauração da infra-estrutura destruída durante a guerra civil está a ser feita de forma acelerada. No entanto, são apontados problemas diversos tais como a tarifa de electricidade fixada a um preço baixo de cerca de 5 AOA/ kWh para um custo de fornecimento de cerca de 40 AOA/ kWh, a vulnerabilidade da geração de energia hidroeléctrica, que representa cerca de 60% da electricidade gerada, à flutuação sazonal (seca), a baixa taxa de electrificação com média nacional de cerca de 30%, as perdas na transmissão e na distribuição de cerca de 55% (cerca de 15% de perdas técnicas e cerca de 40% de perdas não técnicas), bem como o baixo nível de recolha da tarifa de energia por insuficiência dos meios de medição representada pelo alto índice de perdas não técnicas.

O Ministério da Energia e Águas (MINEA) que é o órgão responsável pela formulação de políticas do sector de energia elaborou a Política e Estratégia de Segurança Energética Nacional denominado PESEN 2011) que aponta como acções prioritárias a reforma estrutural do sector de electricidade, a implementação de iniciativas PPP, o desenvolvimento de novas fontes energéticas (geração de energia por ciclo combinado a gás, energia hídrica), a promoção do estabelecimento da rede de transmissão e distribuição, a elaboração de políticas e enquadramentos relacionados às energias renováveis entre outras. A fim de realizar a implementação destas reformas foi elaborado o Programa de Transformação do Sector de Energia (PTSE) que traça as metas e organiza as acções de implementação de forma progressiva e divididas em quatro fases entre 2010 a 2025, sendo que as metas até 2025 estabelecem a melhora de 30% para 60% na taxa de acesso à electricidade e o aumento de 2.120MW para 8.742MW da capacidade instalada de geração de energia eléctrica.

Para a promoção do PTSE o MINEA vai exercer o papel de organizador dos planos de energia mediante cada interveniente do segmento de fornecimento da energia como a Rede Nacional de Transporte de Electricidade - RNT, a Empresa Pública de Produção de Electricidade - PRODEL, a Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade - ENDE. No entanto, a entidade não possui experiências na elaboração de um plano de desenvolvimento abrangente que se baseie no conceito de Custo Marginal a Longo Prazo (LRMC: Long Run Marginal Cost) que leva em conta estimativas de demanda com alta precisão, instalações de produção de longo prazo entre outros factores. Para realizar o fornecimento de energia estável em Angola é necessário fazer o desenvolvimento das fontes de energia e dos sistemas de transmissão seguindo um Plano Director de Energia Eléctrica que por sua vez

se baseie em dados estatísticos e análises científicas e a elaboração de um Plano Director é uma questão urgente. Nestas circunstâncias e pela expectativa depositada ao Japão pela sua experiência, conhecimentos e tecnologia, foi solicitada a cooperação na elaboração do Plano Director de Energia Eléctrica a longo prazo até 2040.

## **1.2 O Objectivo do Projecto**

### **1.2.1 Objectivo**

O presente projecto tem como objectivo elaborar o Plano Director de Energia Eléctrica de Angola com horizonte até o ano 2040 de modo a contribuir para a realização eficaz do desenvolvimento de energia eléctrica que servirá para garantir o fornecimento estável de energia no país.

- Elaboração do Plano Director de Energia Eléctrica abrangente (2018 - 2040) que inclui o desenvolvimento de fontes de energia e da rede de transmissão e distribuição de energia em todo o país
- Realização da capacitação do pessoal das agências pertinentes à formulação e revisão do Plano Director de Energia Eléctrica através de obtenção do entendimento por esses os órgãos pertinentes (MINEA, RNT, PRODEL, ENDE) em relação ao Plano Director

### **1.2.2 Os órgãos envolvidos**

Agências principais: Ministério da Energia e Águas (MINEA)

Divisão: Direcção Nacional de Energia Eléctrica (DNEE)

Órgãos executores: Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), Empresa Pública de Produção de Electricidade (PRODEL), Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade (ENDE), Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e Água (IRSEA)

## **1.3 O Conteúdo do Projecto**

- (1) Trabalhos de preparação (no Japão) e a explicação e discussão do Relatório Inicial
  - Recolha e análise de documentos e informações relacionados
  - Elaboração do Relatório Inicial
  - Realização da explicação e a discussão sobre o Relatório Inicial e também confirmação da partilha das responsabilidades com os órgãos executores e o governo local.
- (2) Revisão e análise da situação actual do sector de energia eléctrica
  - Revisão da situação actual do sector de energia eléctrica (políticas, regime legal, quadro regulatório, estrutura organizacional, planos de desenvolvimento existentes, etc.)
  - Revisão da situação de desenvolvimento do sector de energia eléctrica
  - Revisão da situação de demanda e fornecimento de energia
  - Revisão das actividades realizadas por outros doadores e pelo sector privado



- Revisão das directrizes (INDC, etc.) de Angola em relação às medidas de mitigação das mudanças climáticas relativas ao sector de energia eléctrica
- (3) Estimativa de demanda de energia eléctrica
  - Estabelecer a estimativa futura de demanda até 2040, incluindo a análise de sensibilidade.
    - ✓ Levar em conta o país inteiro (se os dados puderem ser obtidos realizar a estimativa até a níveis regionais)
    - ✓ Considerar os impactos dos principais projectos/ planos de desenvolvimento na estimativa de demanda sectorial.
    - ✓ Levar em em conta a curva de carga
- (4) Análise de energia primária para desenvolvimento de fontes de energia
  - Entendimento e análise dos potenciais de energia primária (hídrica, petróleo, gás natural, energias renováveis, etc.) no desenvolvimento de fontes de energia
  - Organização de informações necessárias para a realização do desenvolvimento de fontes de energia
- (5) Estudo sobre optimização do plano de desenvolvimento de fontes de energia
  - Recolha e análise de informações sobre as instalações existentes relacionadas às fontes de energia
  - Recolha e análise de informações sobre planos existentes de desenvolvimento de fontes de energia
  - Organizar o plano optimizado de longo prazo de desenvolvimento de fontes de energia até 2040.
    - ✓ Focalizar a análise de tecnologias e custos no plano de desenvolvimento de fontes de energia
    - ✓ Prever múltiplos cenários (caso-base, caso alto)
    - ✓ Realizar a análise de sensibilidade
    - ✓ Calcular as emissões de gases de efeito estufa em cada cenário
- (6) Estudo de optimização do plano de desenvolvimento de sistemas de transmissão
  - Recolha e análise de informações sobre as instalações existentes do sistema de transmissão
  - Recolha e análise de informações de planos de desenvolvimento recentes do MINEA.
    - ✓ Análise de estratégias e planos de desenvolvimento existentes
    - ✓ Análise de custos e dados de tecnologia recentes nas instalações existentes
    - ✓ Análise levando em conta as interconexões internacionais com os países vizinhos (República Democrática do Congo, Namíbia, Zâmbia)
  - Realização da análise de fluxo de potência
  - Avaliar o software mais adequado para a análise do sistema de energia
  - Avaliação das medidas de redução das perdas na transmissão
  - Organizar o plano de desenvolvimento do sistema de transmissão de energia até 2040

- (7) Revisão do ambiente para investimentos privados
- Fazer a revisão do ambiente para investimentos privados no sector de energia eléctrica (políticas, estratégias, regime legal, quadro regulatório, procedimentos, etc.)
  - Identificar o gargalo existente através da análise e organização da situação actual em termos de ambiente para investimento privado
- (8) Plano de investimento de longo prazo
- Realizar a análise económica e financeira relacionada à execução do plano de desenvolvimento proposto
  - Revisar e actualizar os planos de investimentos existentes com horizonte até 2025
  - Organizar um plano de investimento de longo prazo até o ano de 2040, levando em conta o plano de desenvolvimento de fontes de energia e o plano de desenvolvimento da rede de transmissão
- (9) Análise económica e financeira
- Revisão da situação financeira da RNT, PRODEL e ENDE.
    - ✓ O nível actual de preços
    - ✓ A estrutura de custos
    - ✓ A capacidade de endividamento
    - ✓ A intervenção do governo e as regulações relacionadas à política financeira, sistema de tarifas, etc.
  - Identificação de desafios em termos financeiros
  - Análise relacionada à sustentabilidade financeira da RNT, PRODEL e ENDE
  - Recomendações sobre a estratégia financeira óptima
- (10) Considerações sociais e ambientais
- Análise dos enquadramentos legal e regulatório em Angola relativos às considerações sociais e ambientais
  - Realização e recomendação do estudo comparativo das propostas de alternativas que inclui considerações sobre o impacto ambiental e social baseadas no conceito de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)
- (11) Elaboração do Draft do Plano Director
- Elaborar a versão Draft (rascunho) do Plano Director abrangente até 2040 levando em conta todas as análises propostas.
  - Recomendações aos planos de acções do MINEA, RNT, PRODEL, ENDE e IRSEA relacionados ao plano de desenvolvimento do sector de energia eléctrica
- (12) Transferência de tecnologia e capacitação
- Realizar a transferência de tecnologia ao MINEA, RNT, PRODEL, ENDE e IRSEA ao longo dos trabalhos de elaboração do Plano Director
  - Realizar workshop para transferência de tecnologia

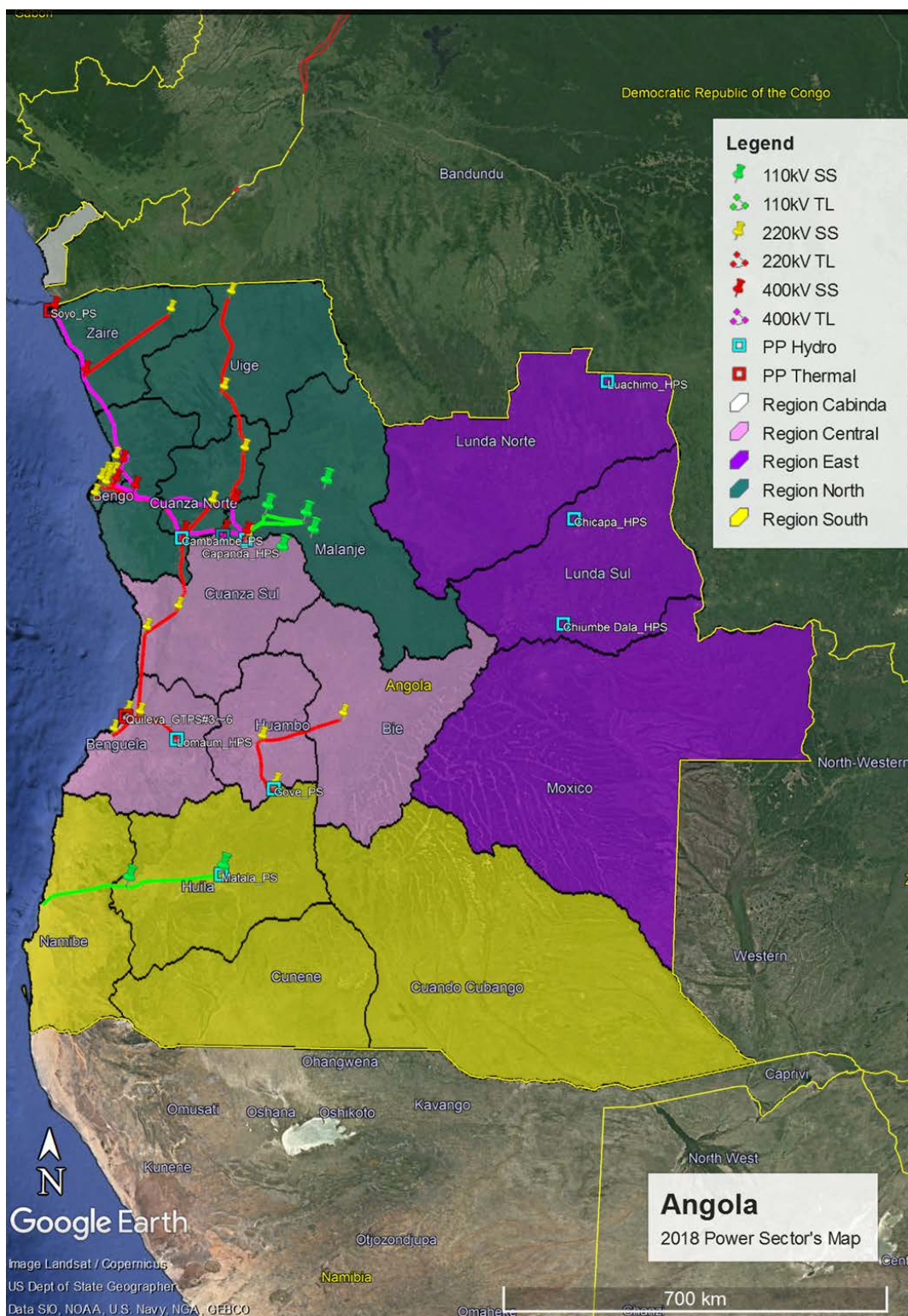
- Convite ao Japão para visita relacionada ao projecto



## Capítulo 2. A situação actual de Angola incluindo o sector de energia eléctrica

### 2.1 A localização de Angola

A localização de Angola é mostrada na figura abaixo. A apresentação do território é feita na próxima secção. Os sistemas de energia do país são divididos em geral em norte, central, sul e leste.



## 2.2 Censo demográfico

### 2.2.1 Situação social

Angola está localizada na parte sudoeste do continente Africano com uma área territorial de 12,467 milhões de km<sup>2</sup>, cerca de 3,3 vezes o tamanho do Japão, com uma população de cerca de 25,90 milhões de habitantes (2014). Faz fronteira do lado oeste com o Oceano Atlântico e possui uma costa de mais de 1.600km de extensão. Ao norte faz fronteira com a República Democrática do Congo, a leste com a Zâmbia e ao Sul com a Namíbia.

Angola está localizada na região tropical do hemisfério sul, no entanto o seu clima não apresenta necessariamente características tropicais. Acredita-se que isso se deve a três elementos característicos que o país possui. O primeiro é a existência de uma grande área montanhosa, que apresenta grandes altitudes. O segundo é a Corrente de Benguela, uma corrente fria que passa pela costa sul do país. O terceiro é a existência do deserto de Namibe a sudeste do país.

Devido a estas configurações o clima de Angola é caracterizado por apresentar estações ora secas ora extremamente quentes. De Maio a Agosto do ano há pouca precipitação na zona costeira enquanto que de Outubro a Abril o clima apresenta grandes chuvas no interior do país.

Angola é composta por 18 províncias. Como já foi citada a sua população é de 25,90 milhões de pessoas. A província de Luanda tem o maior número de população com 27% do total do país. Em seguida vem a província de Huíla com 10%, as províncias de Benguela e Huambo com 8%, província de Cuanza Sul com 7%, e províncias de Bié e Uíge com 6%. Nessas províncias estão concentradas 72% da população do país.



| Províncias de Angola |                |
|----------------------|----------------|
| 1.Bengo              | 10.Huíla       |
| 2.Benguela           | 11.Luanda      |
| 3.Bié                | 12.Lunda-Norte |
| 4.Cabinda            | 13.Lunda-Sul   |
| 5.Cuando Cubango     | 14.Malange     |
| 6.Kwanza-Norte       | 15.Moxico      |
| 7.Kwanza-Sul         | 16.Namibe      |
| 8.Cunene             | 17.Uíge        |
| 9.Huambo             | 18.Zaire       |

### 2.2.2 A situação económica

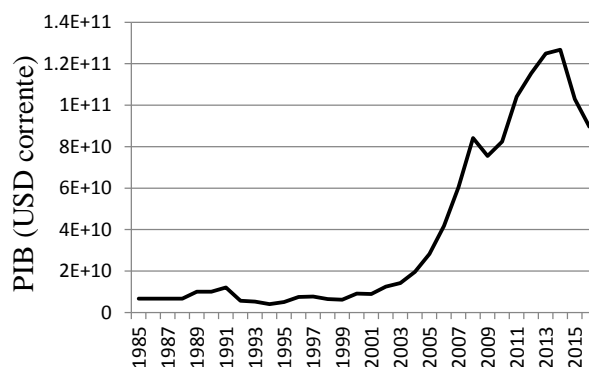
É mostrada na Figura 2-1 a evolução do PIB de Angola e a evolução da taxa de crescimento do PIB é mostrada na Figura 2-2.

A economia Angolana havia sido deteriorada devido ao longo conflito interno que se iniciou após a sua independência em 1975, no entanto a existência de recursos minerais como petróleo, diamante, etc.

permitiu que logo após o término da guerra civil em 2002 a indústria exploradora e exportadora destes recursos contribuisse para que o país tivesse um alto crescimento económico, notadamente entre os anos de 2004 a 2008. O PIB do país em 2015 chega a 103 mil milhões de USD (dólares norte-americanos).

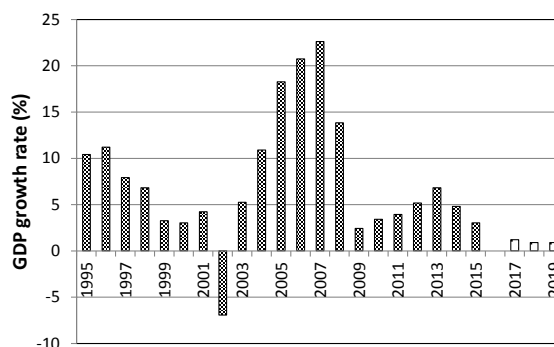
No entanto, a queda recente no preço do petróleo trouxe sérios danos à economia Angolana, que fez estagnar o seu crescimento de modo que a taxa de crescimento do PIB em 2016 caiu para quase zero.

É mostrado na Figura 2-3 o PIB por sectores da economia, e aqui é perceptível que a economia Angolana é baseada praticamente na indústria de recursos naturais, o que torna a sua estrutura económica vulnerável aos impactos dos preços internacionais de commodities. Além dos recursos minerais Angola também possui alto potencial agrícola e pesqueira, e o Governo Angolano elaborou o Plano de Desenvolvimento Nacional para promover outros sectores industriais e diversificar a sua economia para sair da recessão económica em que se encontra. No plano citado é também incluído o sector de energia eléctrica. Neste momento está em avanço acções de reforma do sector e de liberalização da sua geração e distribuição.



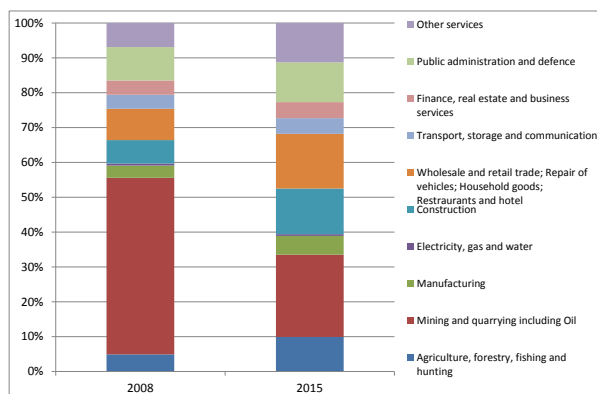
**Figura 2-1 Evolução do PIB em Angola**

(Fonte: Banco Mundial)



**Figura 2-2 Evolução da taxa de crescimento do PIB de Angola**

(Fonte: Banco Mundial)



**Figura 2-3 Evolução do PIB por sectores em Angola**

( Fonte: African Economic Outlook 2017; AfDB, OECD, UNDP)

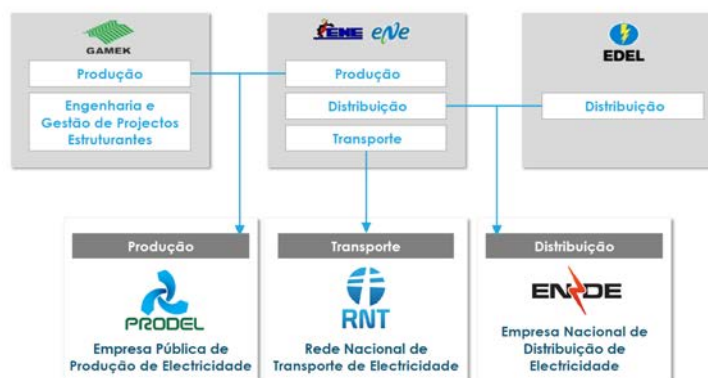
## 2.3 A revisão da situação actual do sector de energia eléctrica

Este capítulo irá tratar da situação global do sector de energia eléctrica em Angola incluindo as diversas companhias de energia. A situação individual de cada companhia de energia será detalhada nos capítulos pertinentes.

### 2.3.1 A Reforma do Sector de Energia

Têm sido feitas reformas na organização do sector de energia eléctrica em Angola com base no Programa de Transformação do Sector Eléctrico (PTSE).

Anteriormente em Angola, os trabalhos de geração, transmissão e distribuição eram feitos de maneira sobreposta pelas empresas estatais GAMEK, ENE, EDEL e outras. O PTSE integrou de forma horizontal essas companhias de energia, e incumbiu os respectivos trabalhos de geração, transmissão e distribuição às respectivas companhias responsáveis sob a nova égide, nomeadamente a PRODEL encarregada de geração, a RNT encarregada de transmissão e a ENDE encarregada de distribuição de energia.



(Fonte: The Transformation Program for the Electricity Sector-PTSE)

**Figura 2-4 Reestruturação do Sector Eléctrico**

Vale lembrar que o PTSE é um dos componentes do Power Reform Support Program (PSRSP) realizado com o apoio da JICA e do Banco Africano de Desenvolvimento (BAD). O PTSE avaliou o modelo óptimo para o mercado de energia eléctrica no país e elaborou o roteiro (road map) de reformas no sector de energia eléctrica para que o referido modelo seja realizado. Dentro deste trabalho foram



feitas recomendações a respeito das reformas na lei e regulação com o intuito de modificar o mercado de energia eléctrica para um sistema de comprador único (single buyer), separação horizontal das companhias de energia existentes desmembrando-as em respectivos sectores de geração, transmissão e distribuição, estabelecimento de contractos comerciais entre os participantes do mercado de energia, promoção de PPPs entre outras recomendações.

Além disso, o PTSE estabelece as seguintes 4 fases de acordo com o tempo esperado para o alcance de cada uma delas. As 4 fases são as seguintes:

- (i) Fase de preparação (2010-2013): período de concepção da nova estrutura de mercado
- (ii) Fase I (2014-2021): remodelação do sector de energia eléctrica, período de assentamento posterior ao desmembramento horizontal das companhias de energia
- (iii) Fase II (2018-2021): incentivo aos IPPs com a adopção do sistema de preço fixo de aquisição, de modo a melhorar a eficiência do sector
- (iv) Fase III (2021-2025): período de liberalização parcial do mercado de energia eléctrica através de implementação de PPPs e entrada de IPPs e também de licenciamento parcial do sector de distribuição

É preciso observar que o sector de transmissão de energia vai continuar sob domínio público já que este sector possui natureza exclusiva. Além disso, para melhorar o acesso à electricidade nas várias regiões existe a ideia de dividir o sector de distribuição em 5 regiões que serão exploradas por 18 distribuidoras.

### **2.3.2 A organização do sector de energia após a reforma**

#### **(1) MINEA**

O MINEA é o órgão público responsável pelo sector de energia eléctrica em Angola. É mostrado na Figura 2-5 o organigrama do MINEA. O Ministério é composto basicamente de quatro divisões, nomeadamente Direcção Nacional de Águas (DNA), Direcção Nacional de Energia Eléctrica (DNEE), Direcção Nacional de Energias Renováveis (DNER), Direcção Nacional de Electrificação Rural e Local (DNERL). Além disso, a entrevista realizada junto ao MINEA apontou que o Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza (GAMEK), o Gabinete Para a Administração da Bacia Hidroeléctrica do Cunene (GABHIC) e o Instituto Regulador dos Serviços de Água (IRSEA) também são componentes do MINEA.

O MINEA é o órgão administrativo que propõe, elabora, gere, implementa e controla as políticas dos sectores de energia, águas e saneamento. Particularmente, o Ministério busca estabelecer estratégias de desenvolvimento sustentável no fornecimento de águas e energia eléctrica pelo uso racional dos recursos hídricos e energéticos, e também planear e promover políticas nacionais ligadas à electrificação do país. O Ministério também assume importante papel na promoção das actividades

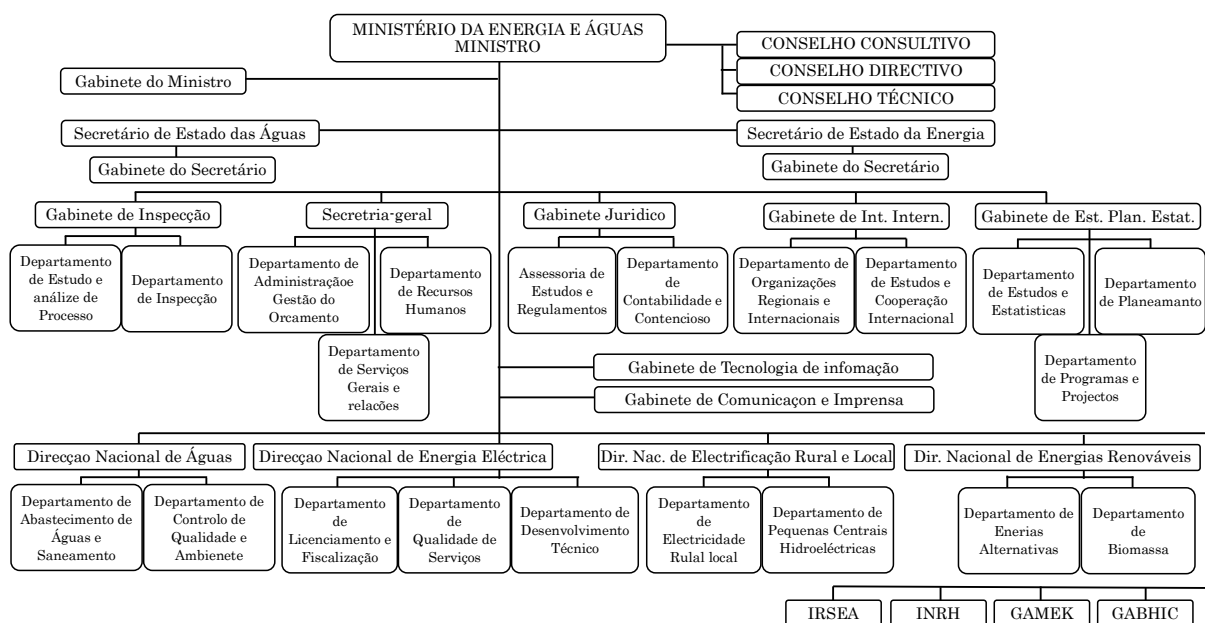
de investigação nos sectores pertinentes e na elaboração de leis necessárias à promoção das actividades do sector.

A direcção que ocupa uma posição de relevância dentro do MINEA é a DNEE. Esta direcção supervisiona a política sobre energia eléctrica. A DNEE é a divisão de planeamento que todo ano recebe, organiza e avalia os Planos de Desenvolvimento de Energia Eléctrica levantados pelas respectivas divisões de planeamento da ENDE, RNT e PRODEL, e com base na avaliação feita elabora a proposta de orçamento.

O GAMEK é considerado uma divisão do MINEA e é responsável desde o planeamento até o início de operação de grandes projectos de fontes de energia e transmissão. Iniciada a operação destes projectos, os activos relativos à geração são transferidos ao PRODEL e os relacionados à transmissão para RNT. Portanto as instalações são posteriormente operadas pelas respectivas companhias.

De acordo com a explicação feita pela DNEE, as iniciativas dos planos de desenvolvimento cabem às respectivas companhias, no entanto para projectos de grande porte o actor principal se torna o GAMEK. Como a delimitação dos projectos considerados de grande porte é imprecisa, é preciso dizer que não é claro a alguém que esteja do lado de fora perceber quem é o actor principal num plano de desenvolvimento de energia eléctrica.

Além do GAMEK , existe no MINEA o GABHIC que explora o desenvolvimento do Rio Cunene.



**Figura 2-5 Organograma do MINEA**

(Fonte: Equipa de Estudo)

(2) IRSEA

O IRSEA foi estabelecido pelo Decreto Presidencial nº 4 de 12 de Abril de 2002. O IRSEA se responsabiliza pela consolidação de regras básicas do sector de energia eléctrica através do estabelecimento de regulações em termos de sistema de tarifas, acesso à rede de linhas de ligação, qualidade dos serviços prestados, relações comerciais, despacho de cargas, etc. A principal missão do IRSEA é garantir o fornecimento estável, proteger os consumidores, garantir o equilíbrio económico e financeiro das companhias de energia, promover a competição e garantir um ambiente comercial justo. Todas as companhias de energia eléctrica estão sujeitas à regulação pelo IRSEA, sendo que este tem o papel de aconselhar o MINEA em todos os assuntos relacionados à indústria de energia.

(3) RNT

A RNT assumiu as instalações de transmissão de alta tensão do seu antecessor ENE, é uma companhia nova responsável pelo planeamento e gestão de todas as instalações de transmissão e distribuição. É mostrado na Figura 2-6 o organograma da RNT em Julho de 2017.

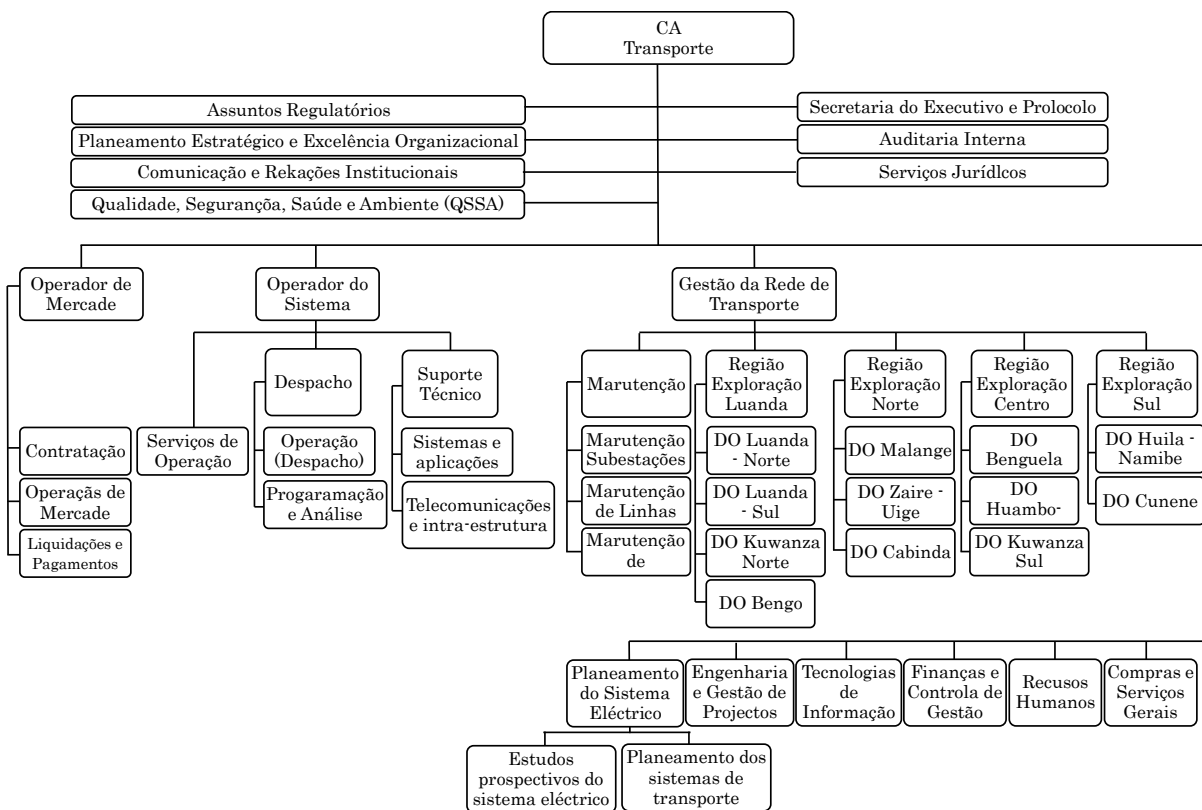


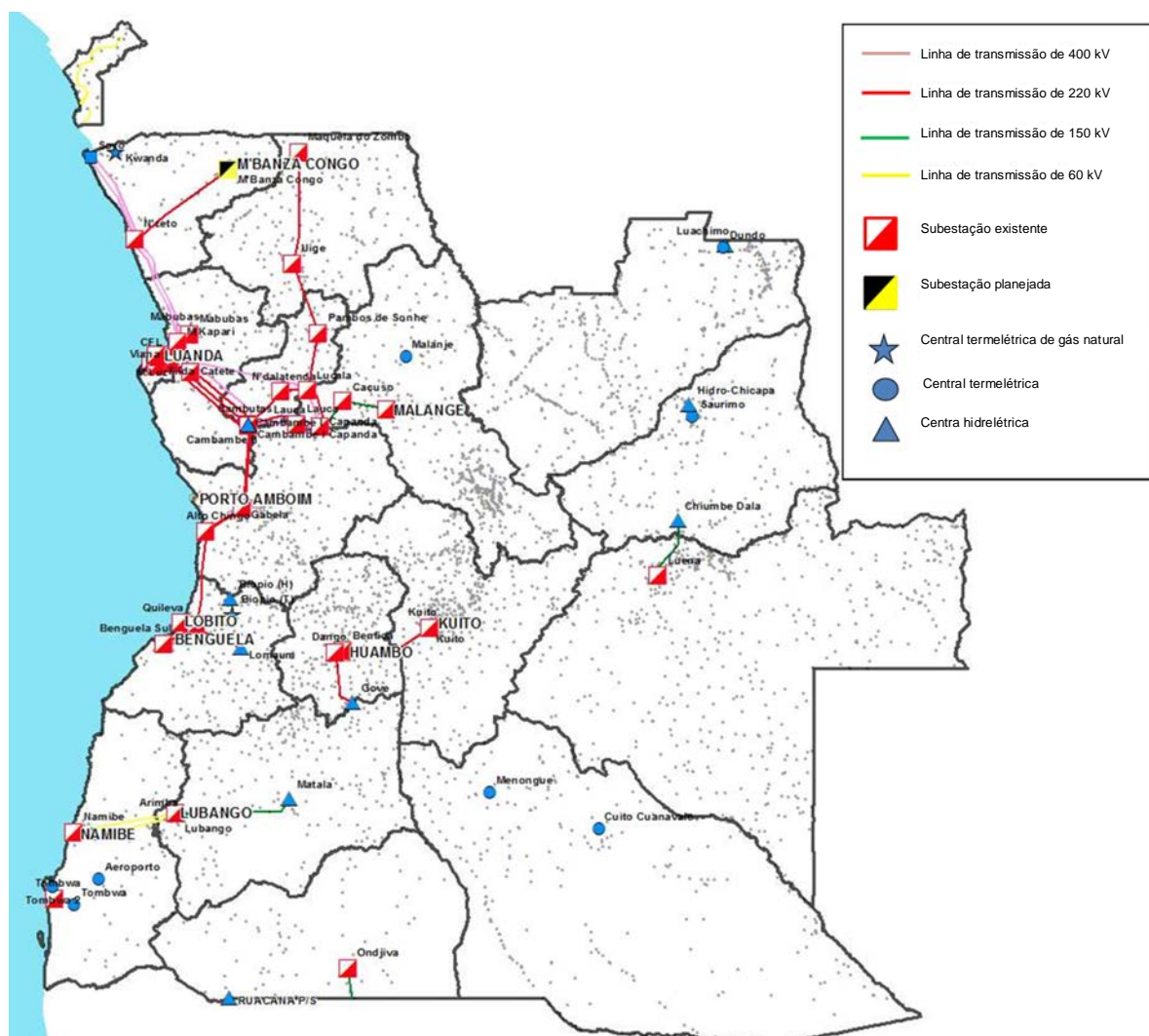
Figura 2-6 Organograma da RNT

(Fonte: Equipa de Estudo)

É mostrado na Figura 2-7 o diagrama do sistema de transmissão de energia da RNT em Julho de 2017. A rede de transmissão possui tensão máxima de 400 kV, e é composto por tensões de transmissão em 220 kV, 150 kV, 132 kV, 110 kV e 60 kV.

A rede de transmissão em Angola é dividida em três sistemas, nomeadamente o Sistema Norte, o Sistema Central e Sistema Sul. Destes, o Sistema Norte fornece a energia gerada pelas hidroeléctricas de grande porte como Campanda e Cambambe para a capital Luanda, o maior centro consumidor do país, além de Bengo, Malanje, Cuanza Norte, Cuanza Sul, Uige, etc. a cobrir desta maneira 80% de toda a energia do país.

Em Julho de 2017, a obra da linha de interligação entre Alto Chingo, do Sistema Norte e Nova Biopio-Quileva, do Sistema Central está concluída o que em termos de estrutura representaria a integração desses dois sistemas, no entanto a linha Cambambe-Gabela que é o sistema que deveria transmitir pela Alto Chingo a energia gerada pelas hidroeléctricas ao norte está grandemente deteriorada e se encontra fora de funcionamento, o que inviabiliza o fornecimento à interligação. A nova linha Cambambe-Gabela de 220 kV (que estava prevista para entrar em operação em 2017) ficou pronta em 2018 e assim os sistemas norte e central se encontram de facto integradas.



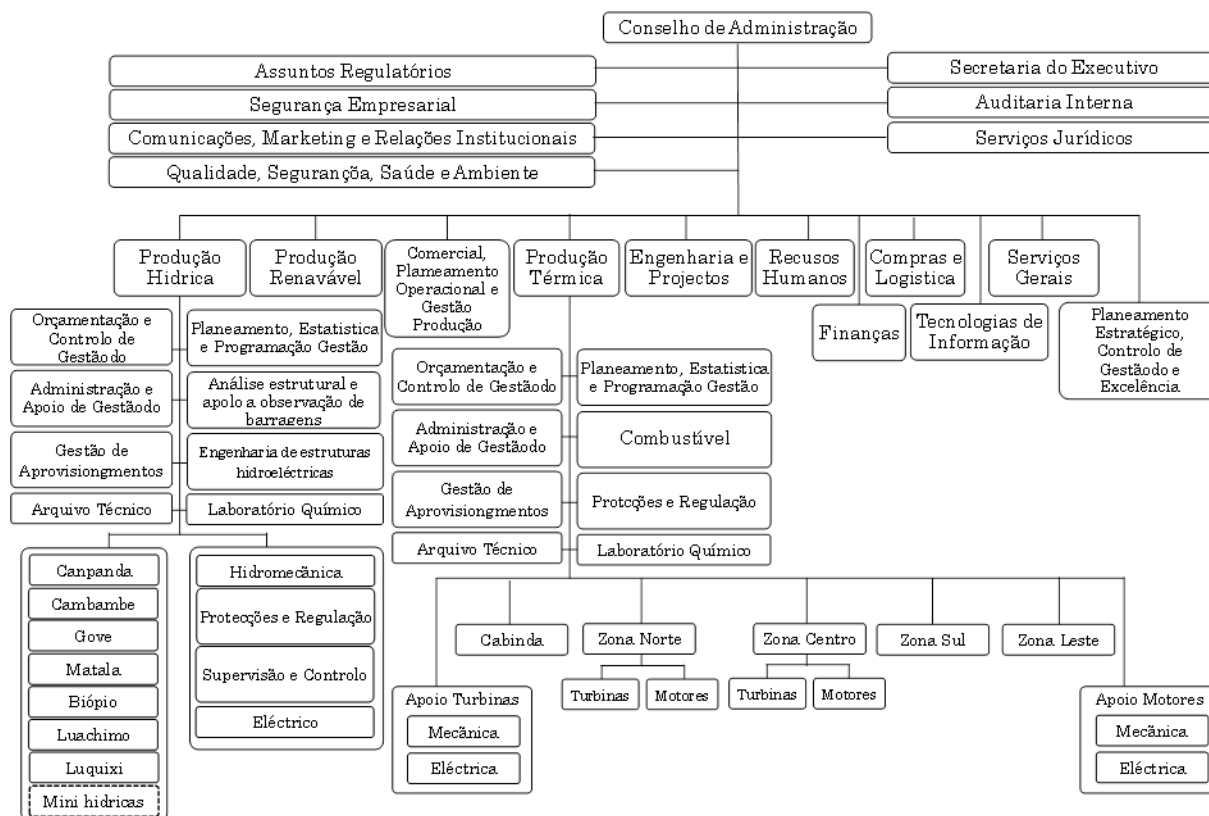
(Fonte: RNT)

Figura 2-7 Mapa de Rede da RNT(em Julho de 2017)

#### (4) PRODEL

A PRODEL é a companhia responsável pela geração de energia após o desmembramento horizontal das companhias anteriores. Ela é responsável pela O&M das instalações de geração de energia pertencentes ao país. Dentre as instalações podemos citar a hidroeléctrica de Capanda que estava sob gestão da GAMEK e a hidroeléctrica de Cambambe que estava sob ENE, além de outros activos como centrais térmicas.

É mostrado na Figura 2-8 o organigrama da PRODEL.



**Figura 2-8 Organograma da PRODEL**

(Fonte: Equipa de Estudo)

A capacidade instalada de geração de energia de Angola em Julho de 2017 é mostrada na Tabela 2-1, com base na entrevista realizada às companhias de energia eléctrica. A capacidade instalada é de 3.055 MW ao final de Junho de 2017. Destes, a energia ligada à rede (on-grid) é 2.560MW. No entanto, as entrevistas apontaram riscos de parada ou redução da potência gerada em centrais térmicas devido ao seu envelhecimento, o que leva a concluir que a capacidade real de geração é menor que a instalada.

Em termos de formato de geração, as centrais hidroeléctricas representam 56% do total e os outros 42% são centrais térmicas.

Todas as instalações de geração térmica são de combustão interna ou GT (turbina a gás), sendo que praticamente todos eles usam como combustível o óleo diesel, e uma parte o jetfuel. Pelo lado das hidroeléctricas 90% da geração é feita pelas três grandes centrais hidroeléctricas Capanda, Cambambe, e Cambambe-2.

Tabela 2-1 A capacidade instalada de geração de energia em Angola (em Junho de 2017)

| Formato de geração de energia | On grid (MW)    | Off grid (MW) | Total (MW)      | Proporção (%) |
|-------------------------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|
| Hidroeléctrica                | 1,671.00        | 36.40         | 1,707.40        | 55.9%         |
| Térmica                       | 839.30          | 457.40        | 1,296.70        | 42.4%         |
| Biomassa                      | 50.00           | 0.00          | 50.00           | 1.6%          |
| Pequenas hidros               | 0.00            | 0.94          | 0.94            | 0.0%          |
| <b>Total</b>                  | <b>2,560.30</b> | <b>494.74</b> | <b>3,055.04</b> | <b>100.0%</b> |

(Fonte: Equipe de Estudo com base em entrevistas às companhias de energia)

(5) ENDE

A ENDE é a companhia responsável de distribuição após a separação horizontal das companhias anteriores. Ela assumiu as instalações de distribuição da ENE e todas as actividades da EDEL.

As tensões de distribuição adoptadas são 30 kV e 15 kV. Além disso, a companhia possui geradores a diesel de pequeno porte instalados na rede de distribuição para manter a estabilidade dos sistemas de média a baixa tensão. A operação dessas fontes de energia é feita pela PRODEL, enquanto que o comando de geração é feito pela RNT.

É mostrado na Figura 2-9 o organograma da ENDE. A Tabela 2-2 apresenta a visão geral da ENDE.

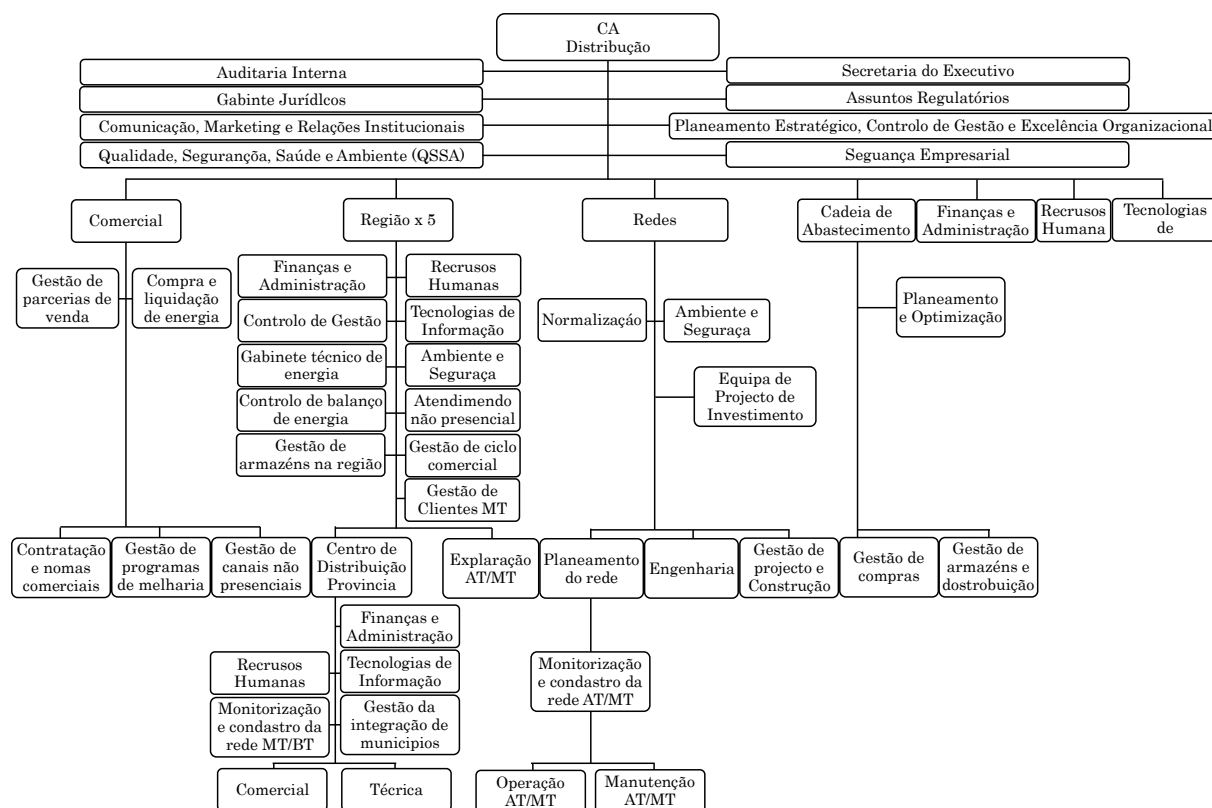


Figura 2-9 Organograma da ENDE

(Fonte: Equipe de Estudo)

**Tabela 2-2 Dados gerais da ENDE**

|  |  |
|--|--|
| <b>Número de empregados</b>                  | 4.652 (em Julho de 2017)                                     |
| <b>Número de contractos</b>                  | 1.297.609 (em Julho de 2017)                                 |
| <b>Potência máxima</b>                       | 1.252 MW (em Dezembro de 2016)                               |
| <b>Quantidade de fornecimento</b>            | 9.348 GWh (em 2016)  |
| <b>Receita de venda da energia eléctrica</b> | 49.495 milhões de AOA (em 2016, incluindo perdas comerciais) |

(Fonte: ENDE RELATO de BALANÇO DAS ACTIVIDADES)

(6) Os desafios do sector de energia em Angola

Com base nos resultados do trabalho de revisão feito até agora, serão apontados os desafios existentes no sector de energia eléctrica em Angola.

(a) As direcções responsáveis pelo planeamento de energia eléctrica

No momento, a elaboração do Plano de Desenvolvimento de Energia Eléctrica pelo MINEA é feita a partir da demanda de energia eléctrica prevista pela ENDE, que por sua vez serve de base para o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia pela PRODEL. Os dois planos elaborados servirão de referência para a RNT fazer o Plano de Desenvolvimento da Transmissão. Ao fim, com base nesses planos a DNEE deverá elaborar a proposta de orçamento. No entanto, nota-se uma falta de conscientização por parte da PRODEL que é a parte responsável pelo Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia. Isso se deve ao facto de que o desenvolvimento de fontes de energia de grande porte está a cargo da GAMEK, e a PRODEL não possui protagonismo nesse processo.

Após a elaboração do Plano Director de Desenvolvimento de Energia pela Equipa de Estudo do presente projecto, é necessário que o lado Angolano faça evoluir (rolling) o seu conteúdo a cada ano que passa. Para tanto, o presente projecto prevê a transferência tecnológica para elaboração do Plano Director, no entanto a falta de clareza nas atribuições da GAMEK e PRODEL, tem-se mostrado um grande constrangimento em termos organizacionais.

(b) A escassez de dados acumulados

É verificada escassez de dados acumulados em cada companhia eléctrica na altura de 2017, já que a integração das companhias estatais de energia eléctrica e o seu desmembramento horizontal em 3 companhias separadas ocorreu em 2015.

Mesmo os dados das companhias anteriores que foram sucedidos pelas novas três companhias, não apresentaram harmonia quando foram integrados.



De agora em diante é fortemente recomendado que o MINEA e as matrizes de cada companhia definam as directrizes sobre acúmulo de dados, e com base nessas directrizes os dados abaixo sejam acumulados nas matrizes de cada companhia:

- ✓ Dados de demanda horária a nível nacional
- ✓ Dados de registo de operação de todas as centrais
- ✓ Dados hidrológicos (caudal, operações nas albufeiras, volume de água consumido, etc.)
- ✓ Registo de uso de combustíveis, etc.

(c) A implantação excessiva de geração a diesel e turbinas a gás (GT)

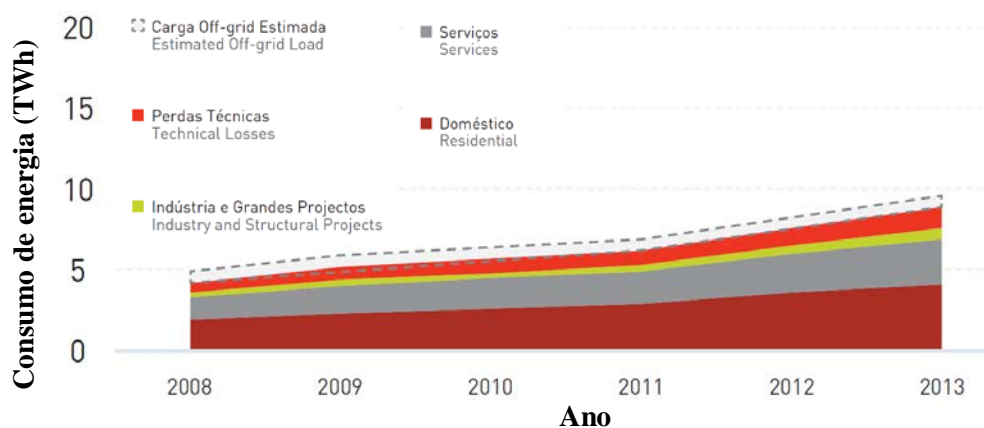
No sistema de energia eléctrica de Angola têm sido implantados muitos geradores a diesel e a gás (GT) principalmente nas subestações de sistemas regionais. Considera-se que isso tem o objectivo de estabilizar o sistema em horários de pico, mas acredita-se que na verdade os geradores são operados por longas horas para suprir a falta de fornecimento. Conforme será descrito mais tarde, os benefícios económicos da geração a diesel e GT são obtidos pela operação em curto tempo. É estimado que a operação por longo tempo da forma como tem sido feita em Angola acaba encarecendo o custo do sistema de energia eléctrica do país.

## 2.4 Revisão da situação da demanda e fornecimento de energia

### 2.4.1 A situação da demanda

(1) O consumo de energia e a quantidade gerada

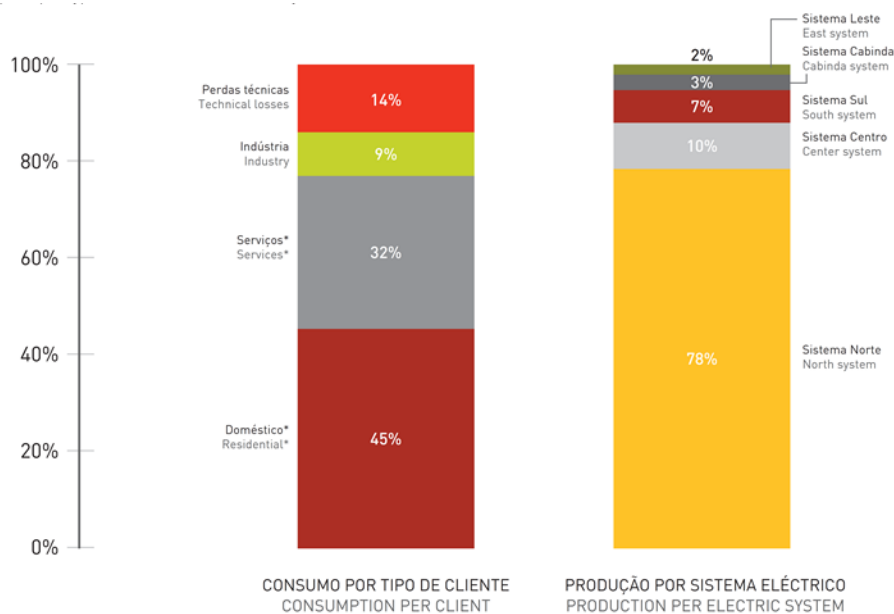
O consumo de energia registou uma taxa de crescimento de 15,5% entre os anos de 2008 a 2014. Como resultado disso, a quantidade consumida de energia em Angola atingiu 9,48 TWh em 2014, sem considerar os efeitos de contenção da demanda por limitação de carga e geração doméstica de energia.



(Fonte: Visão de Longo Prazo para o Sector Eléctrico: Angola Energia 2025)

**Figura 2-10 A evolução do consumo de energia**

Ao olhar para o consumo de energia por sectores, a proporção de consumo do sector civil é grande, a representar 45% da demanda total. Em seguida vem o sector de serviços com cerca de 32%, e o sector industrial com cerca de 9%.



\*As perdas comerciais foram distribuídas pelos diferentes segmentos.  
\*Commercial losses were allocated to different segments.

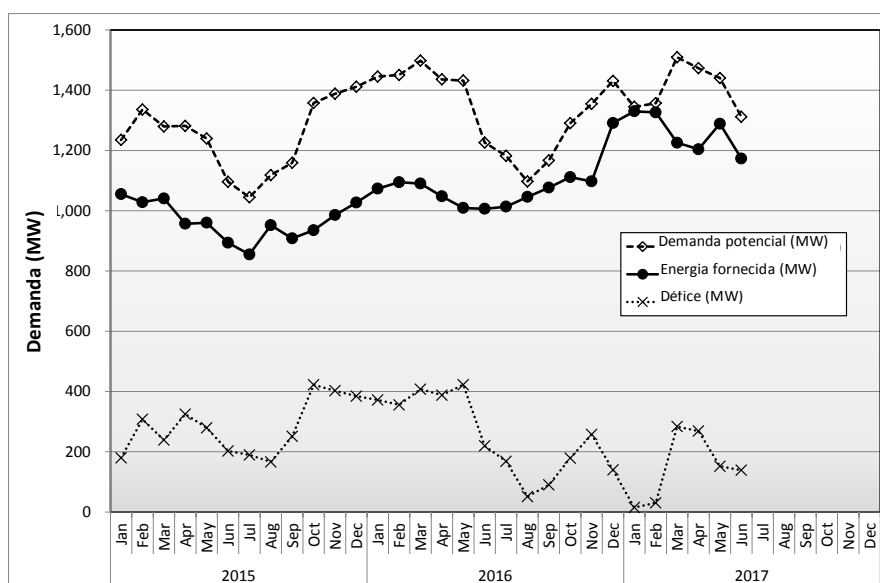
**Figura 2-11 Consumo de energia por sectores e sistemas**

(Fonte: Angola Power Sector Long Term Vision: Angola Energia 2025)

## (2) Potência máxima

É mostrada na Figura 2-12 a evolução da potência máxima mês a mês. A curva com os pontos em forma de  $\diamond$  representa a demanda potencial que não considera nenhuma limitação de carga, enquanto que a curva representada com os pontos  $\bullet$  é a energia fornecida de facto. O deficit no fornecimento é representado pela curva com os pontos em x.

Assim observamos que a taxa de crescimento da demanda potencial nos últimos 2 anos foi de cerca de 6%, enquanto que a taxa de crescimento do fornecimento foi de 12%. Isso reflecte o forte aumento da demanda potencial e o aumento significativo no fornecimento graças à melhoria no deficit de fornecimento devido ao fortalecimento da sua capacidade realizada entre 2016 a início de 2017.



**Figura 2-12 O fluxograma de previsão da demanda de energia em Angola**

(Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados fornecidos pela RNT)

#### 2.4.2 A situação da capacidade de fornecimento

Conforme descrito acima, a capacidade gerada pelas instalações da rede (on-grid) em Junho de 2017 é de 2.560,30 MW. No entanto, a existência de um pequeno deficit conforme mostrado na Tabela 2-3 da secção anterior leva a crer numa redução da geração por motivos de parada ou perda de eficiência por envelhecimento das instalações de geração principalmente nas centrais térmicas, e também pela escassez de água nas centrais hidroeléctricas.

Mas é facto também que o fortalecimento das fontes de energia tem sido levado adiante pela entrada em operação de novas fontes de energia entre 2016 e início de 2017.

**Tabela 2-3 Centrais que iniciaram a operação em 2016 - 2017**

| Nome da unidade                 | Tipo           | Cap. instalada (MW) | Data de comissionamento |
|---------------------------------|----------------|---------------------|-------------------------|
| <b>Cambambe 2</b>               | Hidroeléctrica | 700                 | 2016                    |
| <b>Laúca Unidade 1</b>          | Hidroeléctrica | 340                 | 21 de Julho de 2017     |
| <b>Soyo CCGT (parcialmente)</b> | CCGT           | 125                 | Agosto de 2017          |

### 2.5 Revisão da situação das actividades realizadas por outros doadores e o sector privado

#### 2.5.1 As actividades realizadas por outros doadores

##### (1) Banco Africano de Desenvolvimento

- ✓ O doador mais activo no sector de energia eléctrica em Angola é reconhecidamente o Banco Africano de Desenvolvimento. A instituição desempenhou papel de liderança na reforma do sector de energia eléctrica de Angola em 2014.

- ✓ Actualmente o BAD tem realizado principalmente projectos de assistência técnica relacionados à área de distribuição, e no momento promove a implementação de 4 estudos de viabilidade (FS) citados abaixo:
- ✓ Fixed Asset Register Project
- ✓ Technical Loss Reduction Program (Data do TOR: Junho de 2015)
- ✓ Non-technical Loss Reduction Program (Data do TOR: Maio de 2017)
- ✓ Transmission Lines Program

(2) Governo dos Estados Unidos da América

O Governo dos Estados Unidos da América (EUA), sob a liderança da Agência de Recursos Energéticos do Departamento de Estado, tem realizado assistência técnica entre 2016 a 2017 tendo como contraparte principal a RNT. O seu conteúdo é a elaboração do plano de interligação dos Sistemas Norte, Central e Sul que no momento se encontram separados, para o período entre 2017 a 2036.

Além disso, o Governo dos EUA também está a promover nas regiões central e sul o programa de implementação de GTs para fortalecer as fontes de energia emergenciais.

### **2.5.2 A situação das actividades realizadas pelo sector privado**

(1) IPP

Como mencionado anteriormente, o Governo de Angola prevê uma entrada maior de IPPs e acções no âmbito de PPP somente a partir de 2021, sendo que actualmente existem de forma limitada IPPs que operam centrais a diesel e centrais fora de rede (off-grid) de pequeno porte.

(2) PPP

2 A Lei de PPP foi promulgada em Abril de 2011. A lei tem como o objectivo atrair investimentos do sector privado a Angola, e regula as regras gerais de PPP desde os termos fundamentais até questões de arbitrariedade, e o acompanhamento a posteriori de projectos implementados.

Esta lei deverá ser concluída com o estabelecimento do regulamento adequado de implementação, no entanto o regulamento ainda não foi elaborado. Por conta disso, até o momento, a Lei de PPP ainda não entrou efectivamente em vigor. São condições necessárias e importantes para o sucesso da iniciativa PPP em Angola a promulgação da nova Lei Geral de Electricidade (General Electricity Act) e o Programa do Sector de Energia (Electric Sector Program) de modo a dinamizar a participação do sector privado.

(3) Outras actividades

Actualmente, as principais actividades do sector privado em Angola estão ligadas ao EPC. Os exemplos abaixo são representativos:

Cambambe: Odebrecht, Alstom, Voith, Semence

Hidroeléctrica de Lauca: Odebrecht

Linha de transmissão de Lauca - Huambo: CMEC (China Machinery Engineering Corporation)

Soyo: CMEC, GE

Soyo 2: AE energy, GE

Dentre as empresas japonesas, a empresa de trading Sumitomo Corporation firmou um memorando de entendimento com o Governo de Angola para a construção de uma central de geração a diesel valendo-se do gerador a diesel de fabricação japonesa.

## **2.6 A revisão sobre as Directrizes Angolanas para Mitigação de Mudanças Climáticas (INDC, etc.) ligadas ao sector de energia eléctrica**

O draft do INDC (Intended Nationally Determined Contribution) de Angola foi elaborado em Dezembro de 2015. Segue abaixo o resumo do seu conteúdo:

### **(1) Metas de redução**

A Angola visa reduzir até 2030 e de forma incondicional, o volume de emissão de GEE (gases de efeito estufa) em até 35% em comparação com o ano base BAU (Business As Usual = manutenção do estado actual) de 2005. Além disso, para o cenário com condicionantes, o país prevê uma redução adicional de 15% em comparação com os níveis de emissão BAU até 2030, e assim pretende obter uma redução de 50% no total. O país estima custos necessários de 14.700 milhões de USD para atingir as metas tanto incondicionais como condicionais.

Uma vez que alguns dos principais sectores económicos do país apresentam extrema vulnerabilidade em relação aos impactos da mudança climática, o INDC de Angola incluiu acções de melhoria que devem ter implementação prioritizada a fim de reforçar a capacidade de recuperação do país e atingir os golos da Estratégia de Desenvolvimento de Longo Prazo (2025).

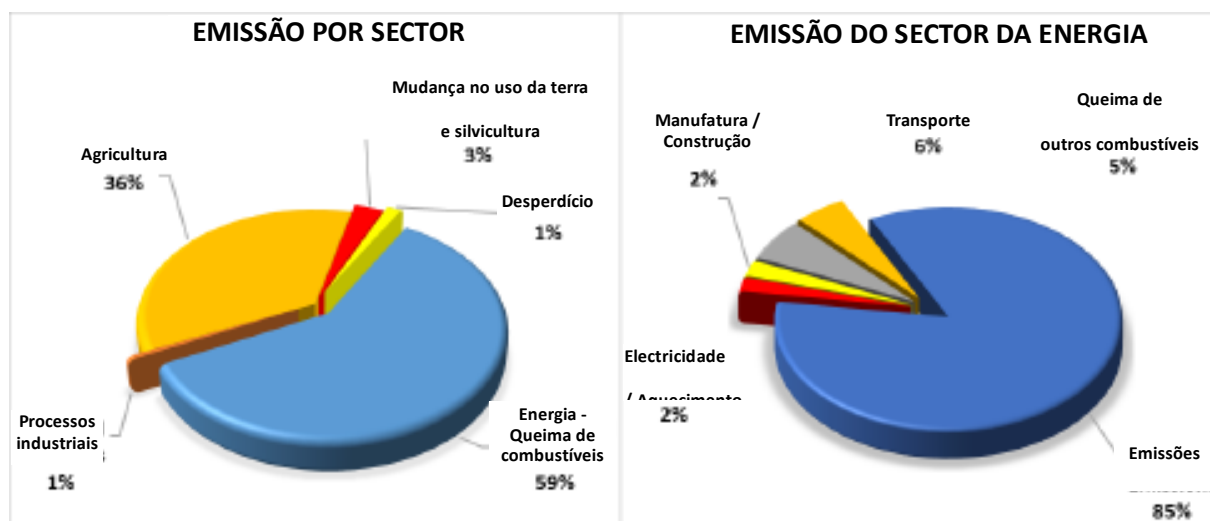
### **(2) A situação do ano base**

O ano base adoptado é o ano de 2005.

Na Figura 2-13 é mostrada a situação das emissões por sectores no ano de 2005 em Angola. Segundo esses dados o volume de emissões por queima de combustível no sector de energia ocupava a maioria das emissões, numa proporção de 59% do total. Outras emissões significativas eram provenientes do sector agrícola e obras relacionadas ao uso de terreno como desenvolvimento florestal e outras.

A figura também mostra os valores de emissão por fontes dentro do sector de energia. Dentre as fontes, as emissões evasivas (fugitive emissions) são as mais representativas e chegam a 85% do total.

[Nota] De acordo o documento: *Fugitive emissions : 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, as emissões fugitivas podem ser derivadas do carvão ou de gás natural e petróleo, sendo que esse último é definido assim: *compreende emissões fugitivas de todas as actividades ligadas ao petróleo e gás natural. As fontes primárias dessas emissões podem incluir vazamentos de equipamentos fugitivos, perdas por evaporação, ventilação, queima e vazamentos accidentais.*



**Figura 2-13 Estrutura da linha de base (2005) das emissões de GEE em Angola por actividades e por emissões, dentro do sector de energia**

(Fonte: INDC (Esboço) da República de Angola)

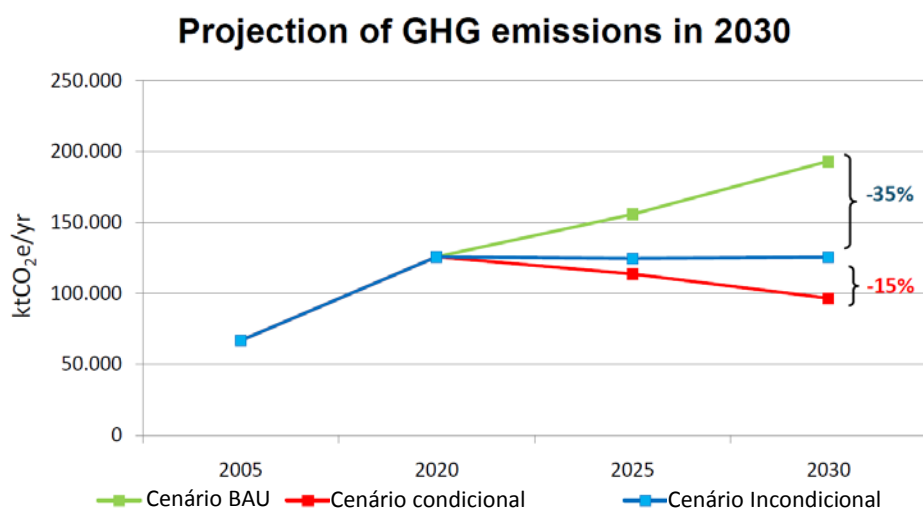
(1) As directrizes básicas das medidas de redução

Com base na análise da situação de emissão do ano base, o Governo de Angola declarou reduzir as emissões de GEE em até 50% em relação ao ano base BAU até 2030, implementando acções incondicionais e condicionais nas áreas abaixo:

<As áreas que os esforços serão destinados>

Geração de energia renovável

Reflorestamento



|   | 2005   | 2020    | 2030    |
|---|--------|---------|---------|
| <b>Emissões – Cenário BAU (ktCO<sub>2</sub>e)</b>           |        |         | 193,250 |
| <b>Emissões – Cenário Incondicional (ktCO<sub>2</sub>e)</b> | 66,812 | 125,778 | 125,612 |
| <b>Emissões – Cenário Condicional (ktCO<sub>2</sub>e)</b>   |        |         | 96,625  |
|   |        |         | (-35%)  |
|   |        |         | (-50%)  |

(Fonte: INDC (Esboço) da República de Angola)

**Figura 2-14 Cenário de linha de base e projecções dos cenários de mitigação incondicional e condicional em Angola**

(2) O Conteúdo das iniciativas de redução de CO<sub>2</sub> descritas no INDC

O Governo de Angola deixa claro no INDC que dos 50% da meta de redução de emissões, pretende atingir os 35% através de contramedidas incondicionais, e a parcela restante de 15% por contramedidas condicionais.

As medidas de acções incondicionais são projectos em andamento com recursos já alocados, e em termos de iniciativas do sector de energia eléctrica estão indicados os seguintes três projectos:

- Repotenciação da Central Hidroeléctrica de Cambambe I
- Segunda Central Hidroeléctrica de Cambambe
- Parque Eólico de Rombwa

Por outro lado, as medidas de acções condicionais são projectos que estão em avaliação para implementação com base na análise do seu desempenho. No sector de energia, o MINEA está a organizar a lista de potenciais candidatos a projectos pertinentes, e as linhas gerais estão definidas da

seguinte forma:

- 681 MW para projectos de energia eólica;
- 681 MW para projectos de energia eólica;
- 640 MW para projectos de biomassa; e
- 6.732 MW para projectos de hidroelétricas

## **2.7 Os desafios do sector de energia de Angola**

Com base nos resultados do trabalho de revisão feitos até agora, serão apontados os desafios existentes no sector de energia eléctrica em Angola.

### **2.7.1 Os desafios em termos organizacionais**

#### **(1) As direcções responsáveis pelo planeamento de energia eléctrica**

No momento, a elaboração do Plano de Desenvolvimento de Energia Eléctrica pelo MINEA é iniciada a partir da demanda de energia eléctrica prevista pela ENDE, que por sua vez serve de base para o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia pela PRODEL, e os dois planos elaborados servirão de base para a RNT fazer o Plano de Desenvolvimento da Transmissão. Ao fim, com base nesses planos, a DNEE deverá elaborar a proposta de orçamento. No entanto, nota-se uma falta de conscientização por parte da PRODEL que é a parte responsável pelo Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia. Isso se deve ao facto de que o desenvolvimento de fontes de energia de grande porte está a cargo da GAMEK, e a PRODEL não possui protagonismo nesse processo.

Após a elaboração do Plano Director de Desenvolvimento de Energia pela Equipa de Estudo no presente projecto, é necessário que o lado Angolano evolua (rolling) o seu conteúdo a cada ano que passa. Para tanto, o presente projecto prevê a transferência tecnológica para elaboração do Plano Director. No entanto a falta de clareza nas atribuições da GAMEK e PRODEL tem se mostrado um grande constrangimento em termos organizacionais.

#### **(2) Escassez de dados acumulados**

É verificada escassez de dados acumulados em cada companhia eléctrica na altura de 2017, já que a integração das companhias estatais de energia eléctrica e o seu desmembramento horizontal em 3 companhias separadas ocorreu em 2015.

Mesmo os dados das companhias anteriores que foram sucedidos pelas novas três companhias muitos deles não apresentam harmonia quando foram integrados.

De agora em diante é fortemente recomendado que o MINEA e as matrizes de cada companhia definam as directrizes de acúmulo de dados, e com base nessas directrizes os dados abaixo sejam acumulados nas matrizes de cada companhia:

- ✓Dados de demanda horária a nível nacional



- ✓Dados de registo de operação de todas as centrais
- ✓Dados hidrológicos (caudal, operações nas albufeiras, volume de água consumido, etc.)
- ✓Registo de uso de combustíveis, etc.

### **2.7.2 Os desafios em termos de sistema de energia**

#### **(1) Introdução excessiva de geração a diesel, turbinas a gás (GT)**

No sistema de energia eléctrica em Angola têm sido implantados muitos geradores a diesel e a gás (GT) principalmente nas subestações de sistemas regionais. É considerado que isso tem o objectivo de estabilizar o sistema em horários de pico, mas acredita-se que na verdade os geradores são operados por longas horas para suprir a falta de fornecimento. Conforme será descrito mais tarde, os benefícios económicos da geração a diesel e GT são obtidos pela operação em curto tempo. É estimado que a operação por longo tempo da forma como tem sido feita em Angola encarece o custo do sistema de energia eléctrica do país.

#### **(2) Centro nacional de despacho de cargas**

O centro de despacho de cargas em Angola está construído anexo à subestação Camama. No momento este centro de despacho não monitora as saídas horárias de cada central de geração de energia, e portanto é suposto que não está a comandar os despachos de forma detalhada. Considera-se que o grande problema disso são as ordens de despacho às fontes de energia que atendem a demanda de pico, e para melhorar a fiabilidade do sistema daqui para frente é necessário remodelar as instalações do centro de despacho e alterar as suas directrizes de operação.

#### **(3) Cobrança de tarifas**

É considerado que as perdas na transmissão em Angola é de cerca de 55%, e destas cerca de 15% são perdas técnicas. Em outras palavras, cerca de 40% são perdas não-técnicas. Segundo o BAD a maioria das perdas não-técnicas é o não pagamento da tarifa. A taxa de recolha é particularmente baixa nas habitações colectivas e edifícios multiusos. Futuramente está prevista a implantação de medidas tais como o sistema de cartão pré-pago como é feito na África do Sul.

### **2.7.3 As questões em termos de política de energia**

#### **(1) Barreiras à participação do sector privado**

Como já descrito, o PTSE estabeleceu promover a participação do sector privado no sector de energia a partir de 2021, no entanto não foram elaboradas regulamentações detalhadas que corroborem para a situação. Devido a isso, no momento os IPPs estão a negociar a sua participação com o Governo de forma individual e desenvolvem os seus projectos de acordo com o julgamento feito pelo responsável do Governo. Assim, se faz necessário preparar o mais rápido possível o sistema legal para que haja participação activa do sector privado a partir de 2021.



## Capítulo 3. Análise da energia primária para desenvolvimento de fontes de energia

### 3.1 Situação energética geral em Angola

#### 3.1.1 Análise de fluxo de energia primária

Angola é o segundo maior produtor de petróleo em África depois da Nigéria. As reservas recuperáveis confirmadas em Angola são de 12.7 mil milhões de barris (ao final de 2014, estatísticas BP), com uma produção de 1,772 milhões de barris/ dia (média entre Janeiro a Novembro de 2015, dados JOGMEC). Para o gás natural as reservas recuperáveis confirmadas (ao final de 2014) são de 9.700 mil milhões de pés cúbicos (2014, Cedigaz), e a produção comercial é de 29,7 mil milhões de pés cúbicos (2014, OCDE/ IEA). O fluxo de energia primária é mostrado na Figura 3-1. O país exporta uma grande parte do petróleo extraído. Quanto ao gás natural extraído em associação ao petróleo, a grande parte é reinjectada de volta à reserva ou queimado devido à escassez de infra-estruturas de transporte e liquefacção do gás, sendo pequena a sua utilização eficaz. Pelo fluxo não é possível dizer que os benefícios de extracção própria do petróleo e gás natural estão a ser reflectidos à população em geral.

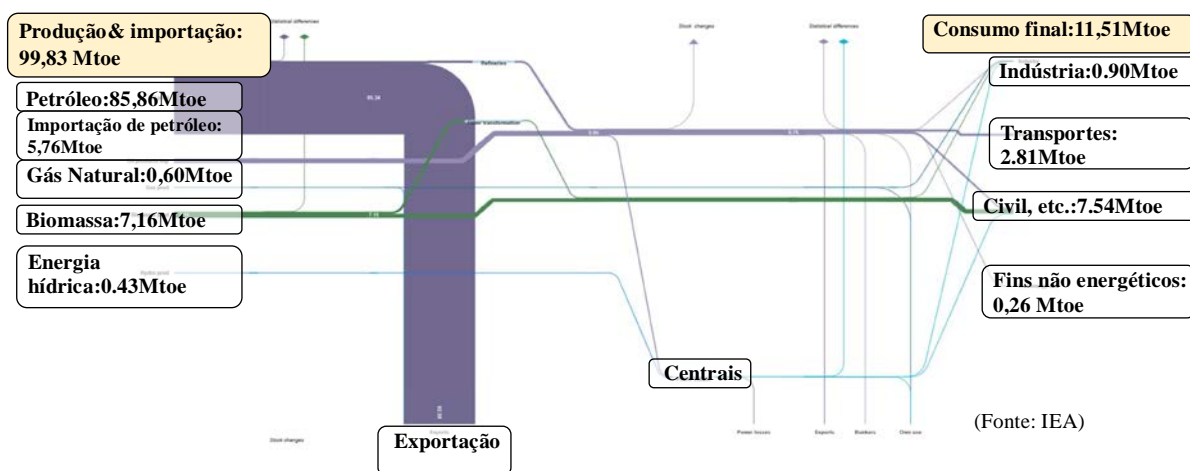
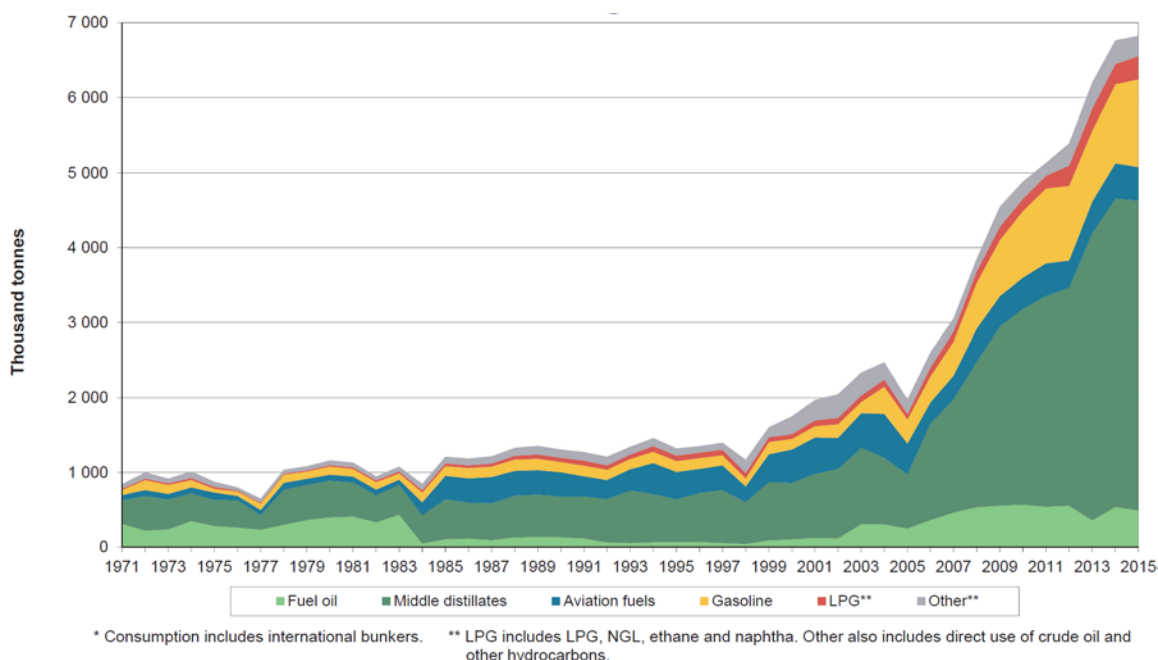


Figura 3-1 Fluxograma de energia primária em Angola

#### (1) O consumo de derivados de petróleo

É mostrado na **Figura 3 2** a evolução do consumo de derivados de petróleo em Angola. O consumo de derivados de petróleo aumentou bruscamente a partir de 2003, ao final da guerra civil. O aumento foi acentuado particularmente no consumo de destilados médios como o querosene, gasóleo (diesel) e óleo leve, o que indica o aumento de consumo de combustível nas actividades de transporte e comercial.

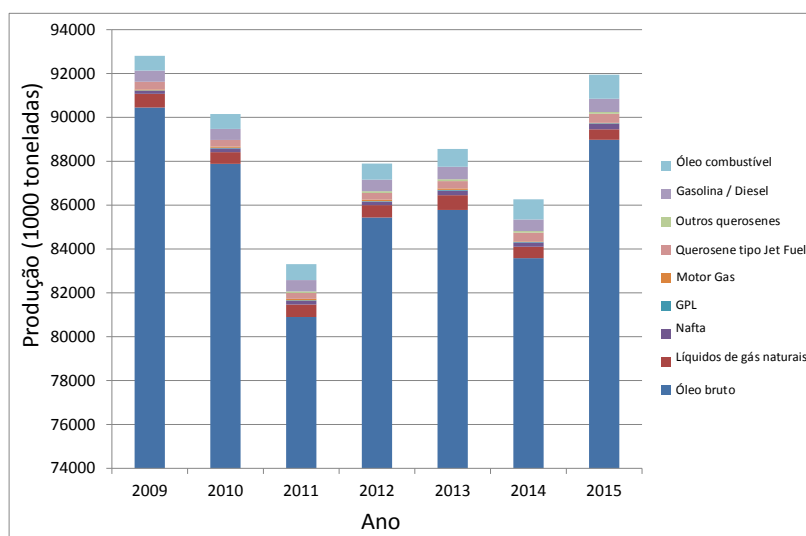


(Fonte: IEA, Inclui o consumo de combustíveis marítimos (bunker) internacionais )

**Figura 3-2 Consumo de produtos petrolíferos em Angola**

(2) A produção de derivados de petróleo

A Figura 3-3 mostra a evolução da produção de derivados de petróleo em Angola. É possível perceber com facilidade que a maior parte da produção é petróleo bruto. A produção de petróleo bruto registou a mínima em 2011 e desde então tem retomado a tendência de crescimento, sendo que em 2015 recuperou o patamar de cerca de 89.000.000 toneladas.



**Figura 3-3 Produção de petróleo em Angola**

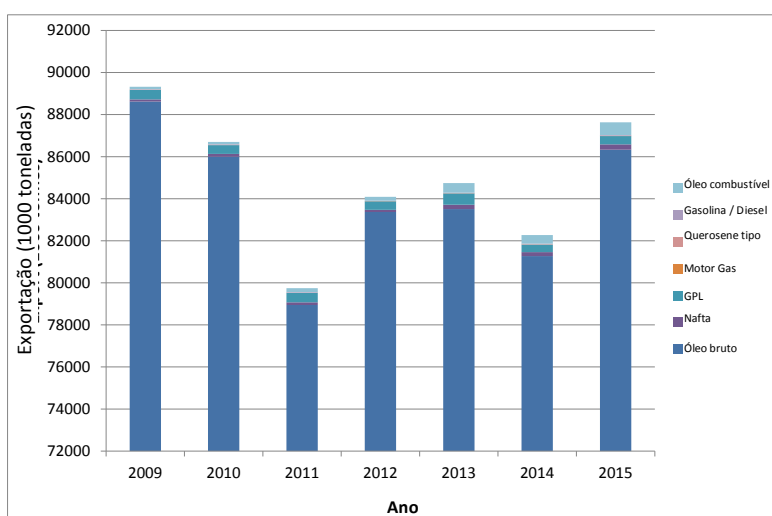
(Fonte: IEA)

(3) Os volumes de exportação e importação de petróleo

É mostrada a evolução do volume de exportação de derivados de petróleo na Figura 3-4, e a evolução do volume de importação na Figura 3-5.

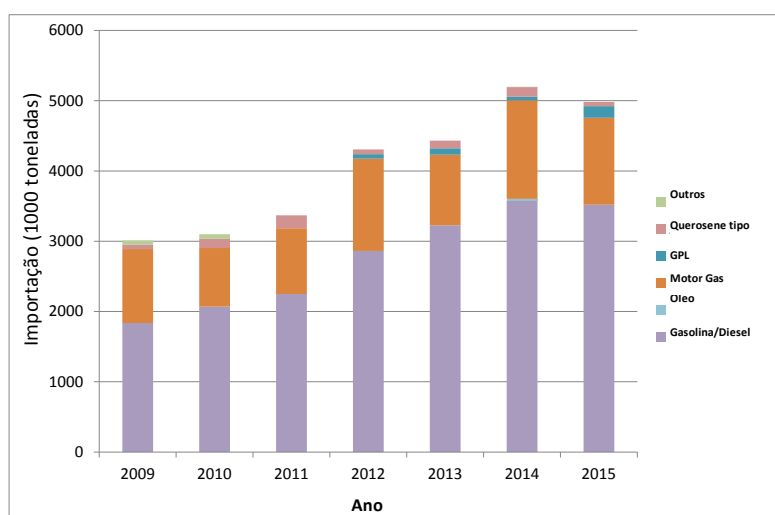
O volume exportado é composto praticamente do petróleo bruto produzido no país, e apenas uma pequena parte desta produção interna foi destinada às refinarias domésticas.

Por outro lado, a composição dos derivados importados mostra que mais de 90% é gasóleo e gasolina, e o seu volume mostra tendência crescente. A figura mostra a distorção existente em Angola que apesar de ser um grande produtor de petróleo no continente Africano, depende de importações de produtos secundários de petróleo.



(Fonte: IEA)

**Figura 3-4 Exportação de petróleo produzido em Angola**

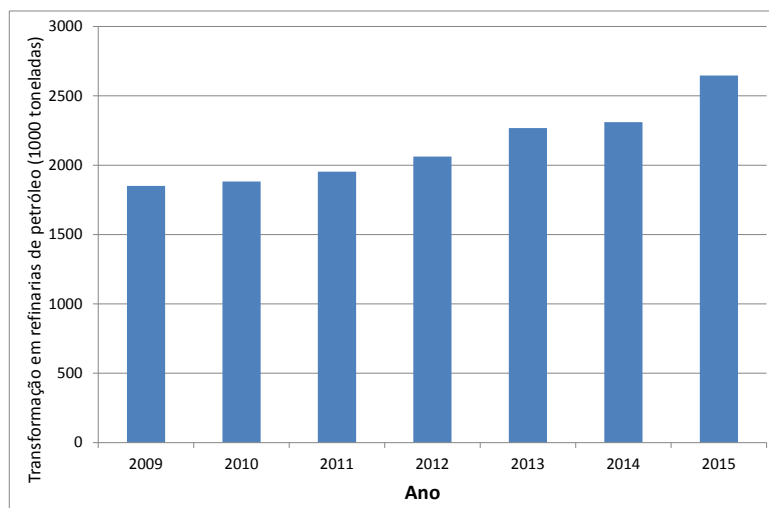


(Fonte: IEA)

**Figura 3-5 Importação de derivados de petróleo por Angola**

(4) O volume de petróleo transformado em refinarias

Na Figura 3-6 é mostrada a evolução na quantidade de petróleo produzido em Angola que foi transformada em refinaria doméstica. Apesar de haver tendência de crescimento no volume transformado, a capacidade das refinarias domésticas é limitada, como será explicado mais tarde, o que cria uma situação de incapacidade em atender o consumo interno de derivados de petróleo, facto que leva ao aumento das importações desses derivados de petróleo.

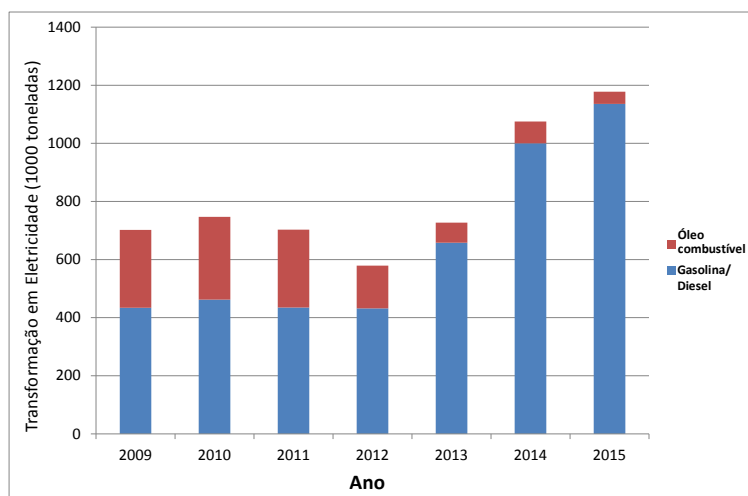


**Figura 3-6 Produção de petróleo refinado em Angola**

(Fonte: IEA)

(5) Os derivados de petróleo transformados nas centrais de geração de energia eléctrica

É mostrado na Figura 3-7 a evolução no volume de derivados de petróleo transformados em energia eléctrica nas centrais de geração. Há uma súbita tendência de aumento a partir de 2013, ao mesmo tempo em que os derivados de petróleo também tendem a se tornarem mais leves em detrimento de óleos pesados.



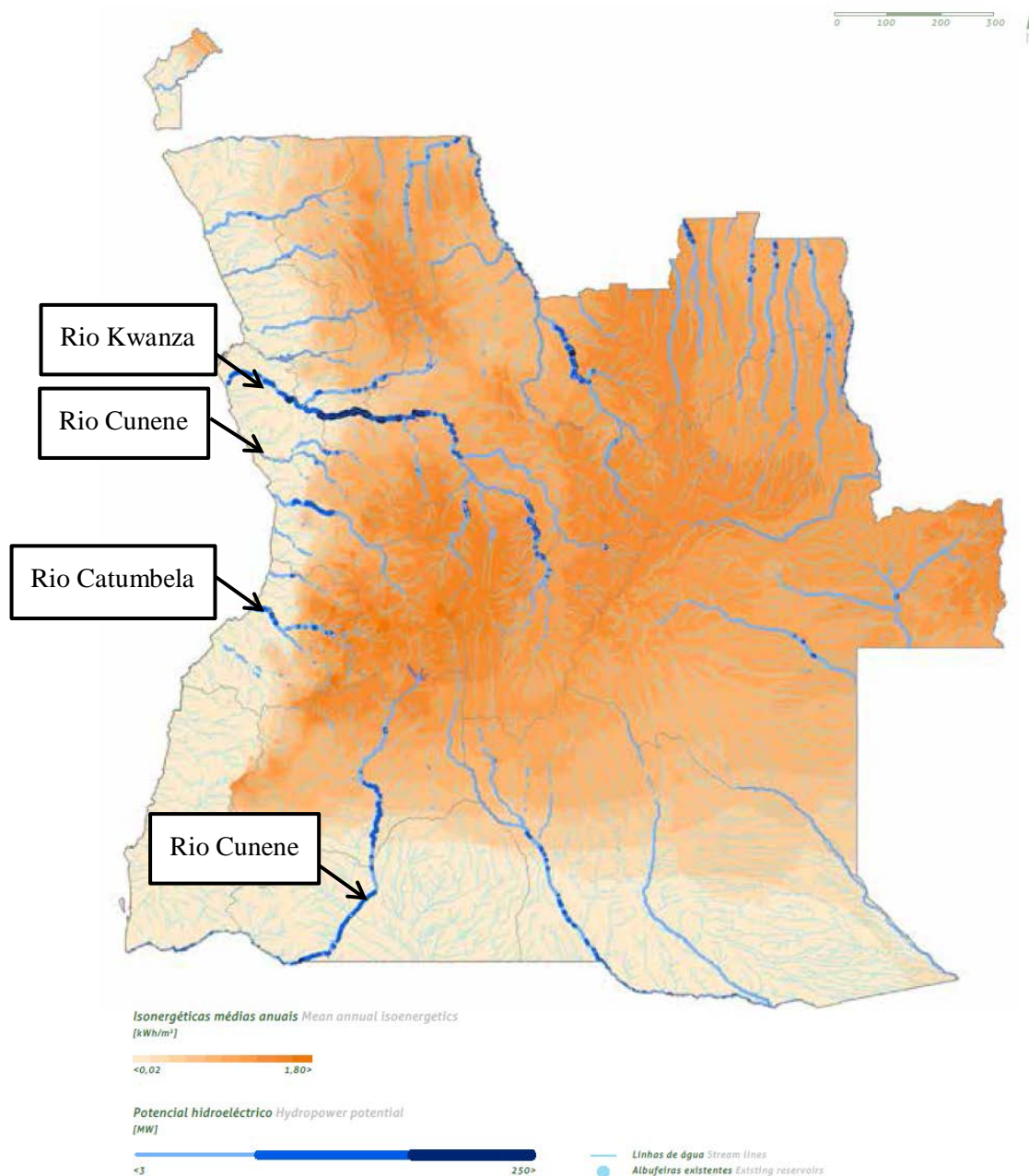
(Fonte: IEA)

**Figura 3-7 Os derivados de petróleo transformados em energia eléctrica em Angola**

## 3.2 O potencial de energia primária

### 3.2.1 As grandes centrais hidroeléctricas

Angola é um dos países Africanos com maior potencial de energia hidroeléctrica. Segundo Atlas and National Strategy for the new Renewable Energies, o potencial de energia hidroeléctrica do país é de 18 GW, dos quais 86% estão nos rios Kwanza, Cunene, Catumbela e Queve. É mostrada na Figura 3-8 o potencial hidroeléctrico de todo o território em Angola.



**Figura 3-8 Mapa de distribuição de potencial hidroeléctrico em toda Angola**

(Fonte: Atlas and National Strategy for the new Renewable Energies)

**Tabela 3-1 Lista de planos de construção de grandes centrais hidroeléctricas**

| N° | Nome              | Nome do rio | Capacidade | Energia   | Custo do projecto |
|----|-------------------|-------------|------------|-----------|-------------------|
|    |                   |             | [MW]       | [GWh/ano] | Milhões \$        |
| 1  | Carianga          | CUANZA      | 381        | 1557      | 1295              |
| 2  | Bembeze           | CUANZA      | 260        | 1075      | 768               |
| 3  | Zenzo 1           | CUANZA      | 460        | 2680      | 1206              |
| 4  | Zenzo 2           | CUANZA      | 114        | 695       | 623               |
| 5  | TÚMULO DO CAÇADOR | CUANZA      | 453        | 2759      | 1041              |
| 6  | QUISSONDE         | CUANZA      | 121        | 773       | 838               |
| 7  | Salamba           | CUANZA      | 48         | 194       | 324               |
| 8  | QUISSUCA          | LONGA       | 121        | 589       | 567               |
| 9  | Cuteca            | LONGA       | 203        | 873       | 734               |
| 10 | CAFULA            | QUEVE       | 403        | 1919      | 1121              |
| 11 | UTIUNDUMBO        | QUEVE       | 169        | 743       | 406               |
| 12 | DALA              | QUEVE       | 360        | 1686      | 1010              |
| 13 | CAPUNDA           | QUEVE       | 283        | 1200      | 741               |
| 14 | BALALUNGA         | QUEVE       | 217        | 1013      | 475               |
| 15 | MUCUNDI           | CUBANGO     | 74         | 368       | 538               |
| 16 | CAPITONGO         | CATUMBELA   | 41         | 249       | 239               |
| 17 | CALENGUE          | CATUMBELA   | 190        | 1136      | 471               |
| 18 | CALINDO           | CATUMBELA   | 58         | 340       | 187               |

(Fonte: elaborado pela Equipa de Estudo a partir de Energia 2025)



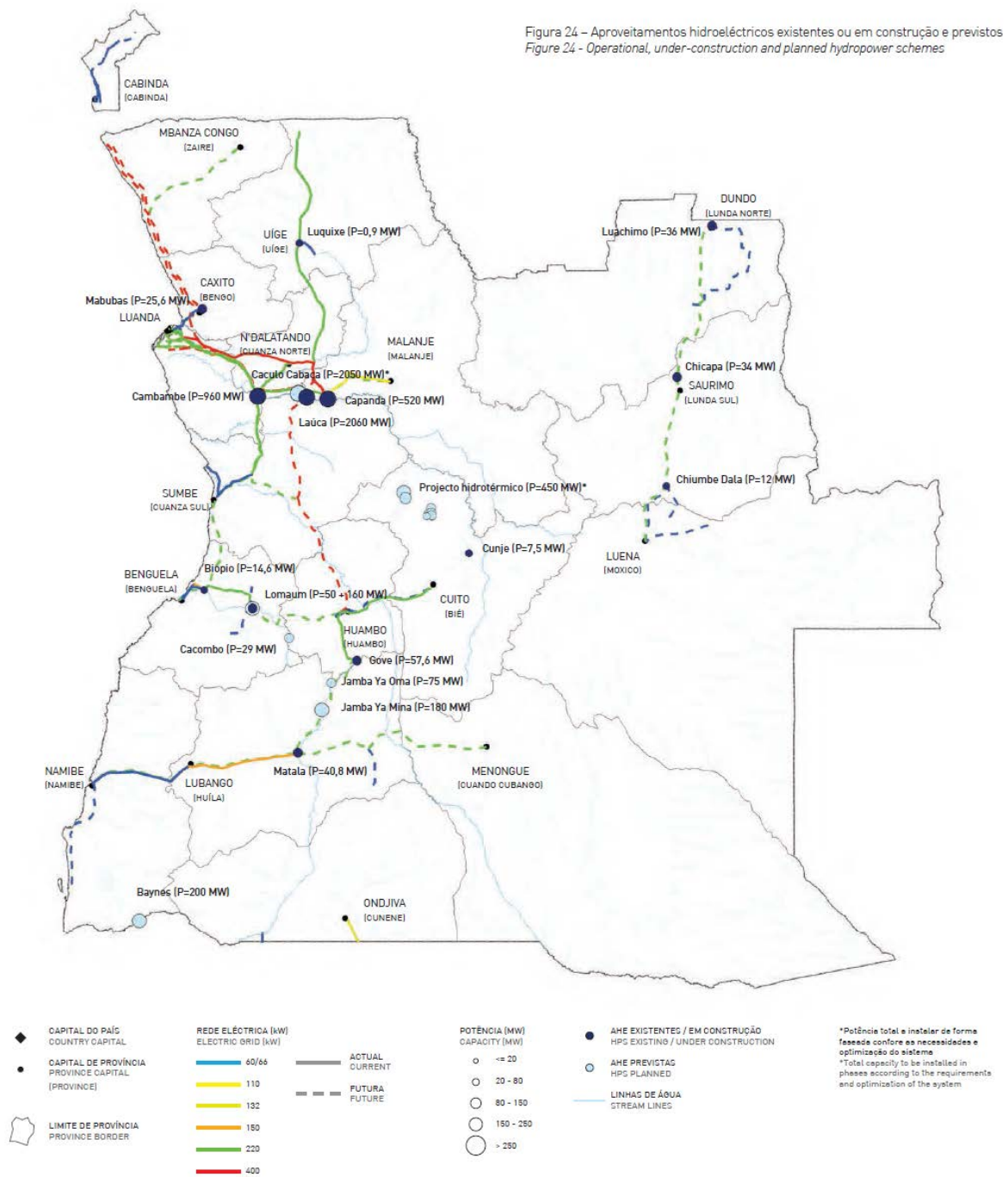


Figura 3-9 As localizações das centrais hidroeléctricas existentes/ planeadas

(Fonte: Angola Energia 2025)

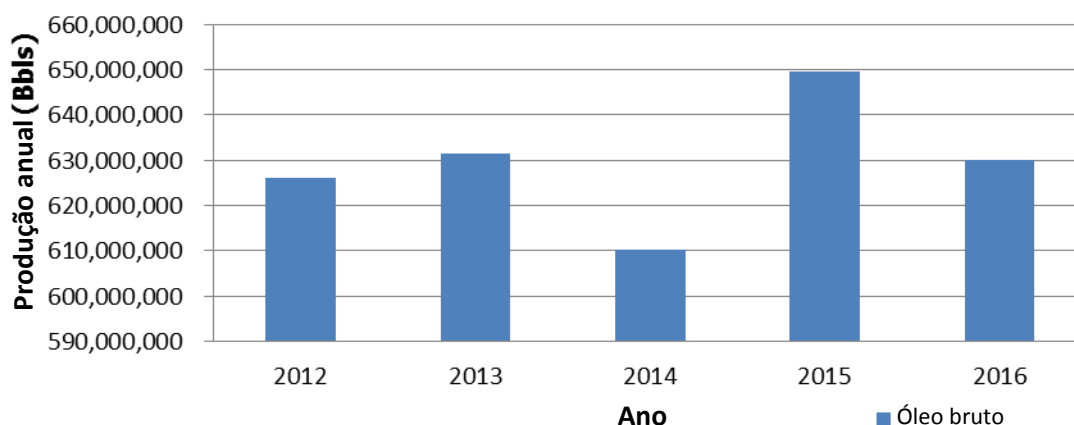
### 3.2.2 Petróleo

Os recursos petrolíferos em Angola são geridos pela empresa estatal Sonangol, e a sua exploração é feita em cooperação com as empresas internacionais de petróleo (BP, Chevron, ENI, Exxon Mobil, Petrobras, Statoil, Total, etc.).

As reservas recuperáveis confirmadas são de 12.7 mil milhões de barris (ao final de 2014, estatísticas BP), com uma produção de 1,772 milhões de barris/ dia (média entre Janeiro a Novembro de 2015, dados JOGMEC).

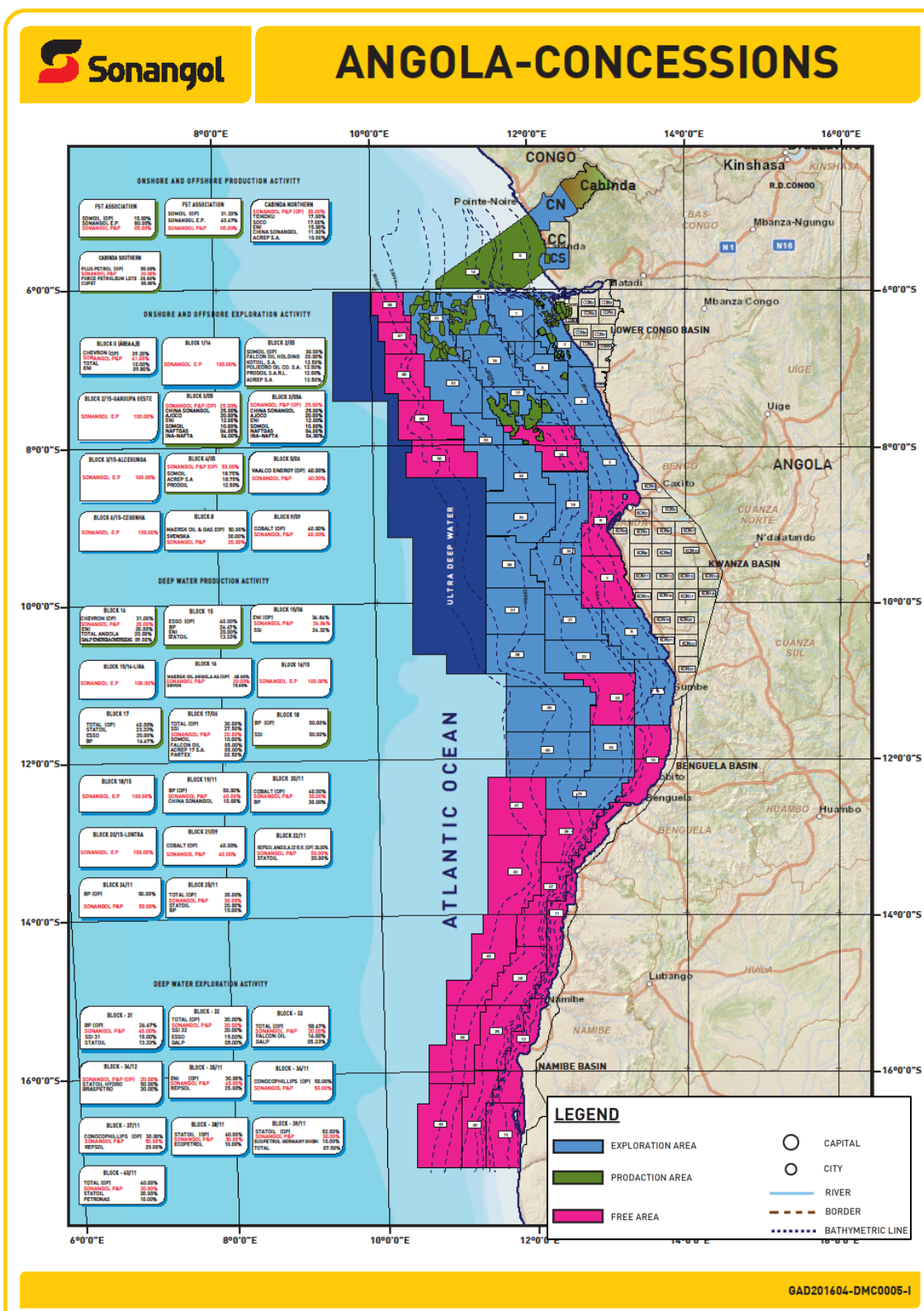
A área produtora de petróleo se localiza na zona costeira (off-shore) entre a região norte e central, sendo que uma parte é explorada no interior do país (on-shore), com destaque às regiões costeiras da Província de Gabinda e a Província de Zaire.

A Figura 3-10 mostra as produções anuais de petróleo bruto em Angola, e a Figura 3-11 mostra a distribuição dos locais de desenvolvimento de petróleo em Angola.



(Fonte: Elaborado por Equipa de Estudo com base no Sonangol Annual Report)

**Figura 3-10 A produção de petróleo bruto em Angola (2012-2016)**



(Fonte: Sonangol Home Page)

Figura 3-11 Distribuição dos locais de desenvolvimento petrolífero em Angola

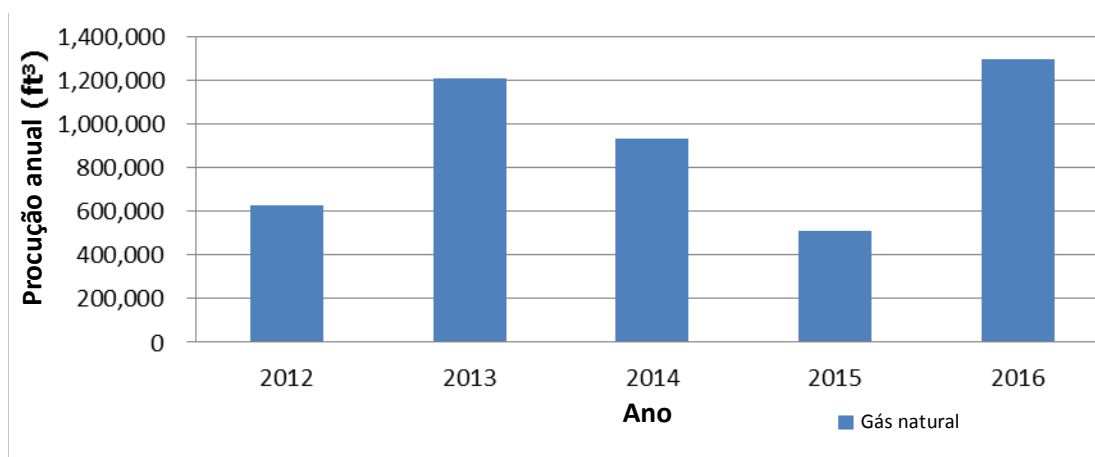
### 3.2.3 Gás Natural

As reservas recuperáveis confirmadas de gás natural (ao final de 2014) são de 9.700 mil milhões de pés cúbicos (Cedigaz, 2014, representa cerca 90 vezes todo o consumo no Japão em 2016), e a produção comercial é de 29,7 mil milhões de pés cúbicos (2014, OCDE/ IEA). A maior parte do gás natural produzido é o gás associado ao petróleo obtido na exploração deste, que acaba sendo reinjectado à reserva ou processado por queima. No entanto, o governo Angolano estuda aproveitar o gás de maneira eficaz, já que existe um aumento na demanda mundial de gás natural devido à sua baixa emissão de GEE por unidade de calor em comparação com o petróleo e o estabelecimento por novas tecnologias de transporte nos últimos anos.

A exploração de gás natural em Angola é gerida pela empresa estatal Sonangol E.P. e o gás natural associado obtido nas instalações de exploração de petróleo é aproveitado na produção de GNL no porto de Soyo. Segundo a Angola LNG operadora desta planta, e que é uma subsidiária do Grupo Sonangol E.P., a capacidade desta planta está projectada para refinar 1,1 mil milhões pés cúbicos/ dia, e a capacidade de produção de GNL é de 5,2 milhões de ton./ ano. A construção do gasoduto que vai transportar o gás natural também é feita pela Sonangol E.P., e em 2017, os blocos 15, 17 e 18 já estavam ligados por gasodutos, enquanto que estão a ser construídos gasodutos para os blocos 0 e 14.

Um dos usos de gás natural previstos é o combustível para CCGT na central térmica de Soyo 1, em construção na localidade de Soyo, e para CCGT na central Soyo 2 prevista para ser construída. Sabe-se pela entrevista feita que a central Soyo1 já iniciou a operação da sua unidade 1 em Julho de 2017, unidade essa de ciclo simples e geração a diesel. Essa geração será mudada para gás após a construção do gasoduto que irá ligar a central à planta de GNL no terminal Soyo.

O volume de produção de gás natural em Angola é mostrado na Figura 3-12.

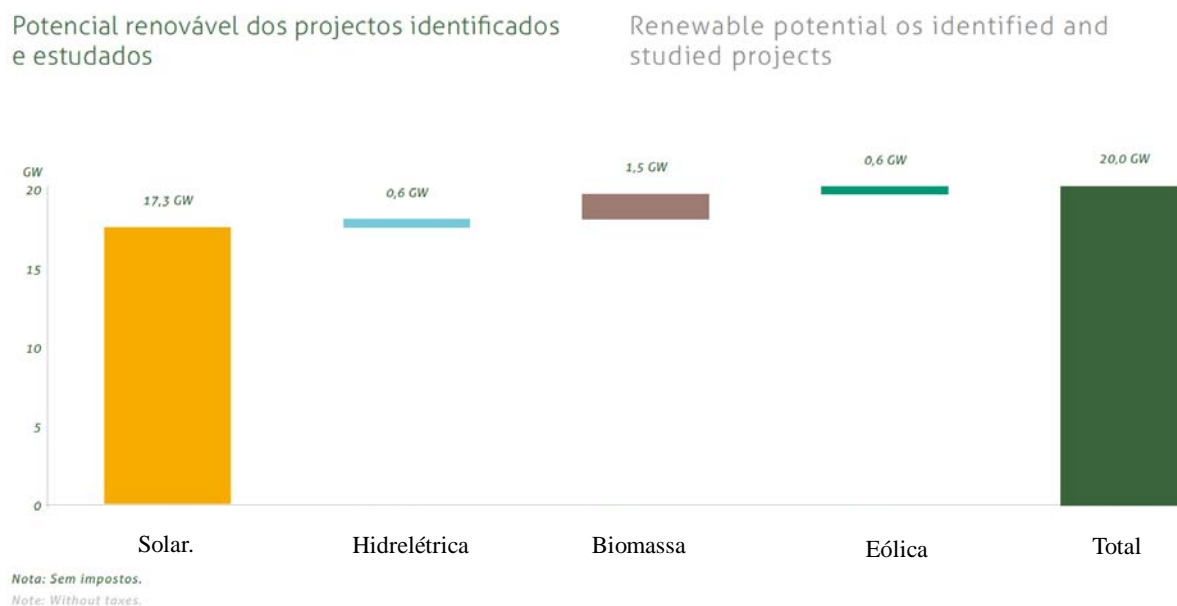


(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base no Sonangol Annual Report)

**Figura 3-12** Volume produzido de gás natural (2012-2016)

### 3.2.4 Energias renováveis

Em 2017 as energias renováveis (ER) não têm sido implementadas ainda em Angola devido a questões de custo. No entanto, o potencial somado de todas as ER é alto chegando a 20,0GW, e o Governo Angolano estabeleceu números concretos e projectos prioritários dentro do Angola Energia 2025 como metas de implementação de energias renováveis. As capacidades totais de geração pelas respectivas energias renováveis nos projectos em estudo são mostradas na Figura 3-13. O detalhe sobre cada energia renovável é explicado nos itens (1) a (4).



(Fonte: Atlas e Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis)

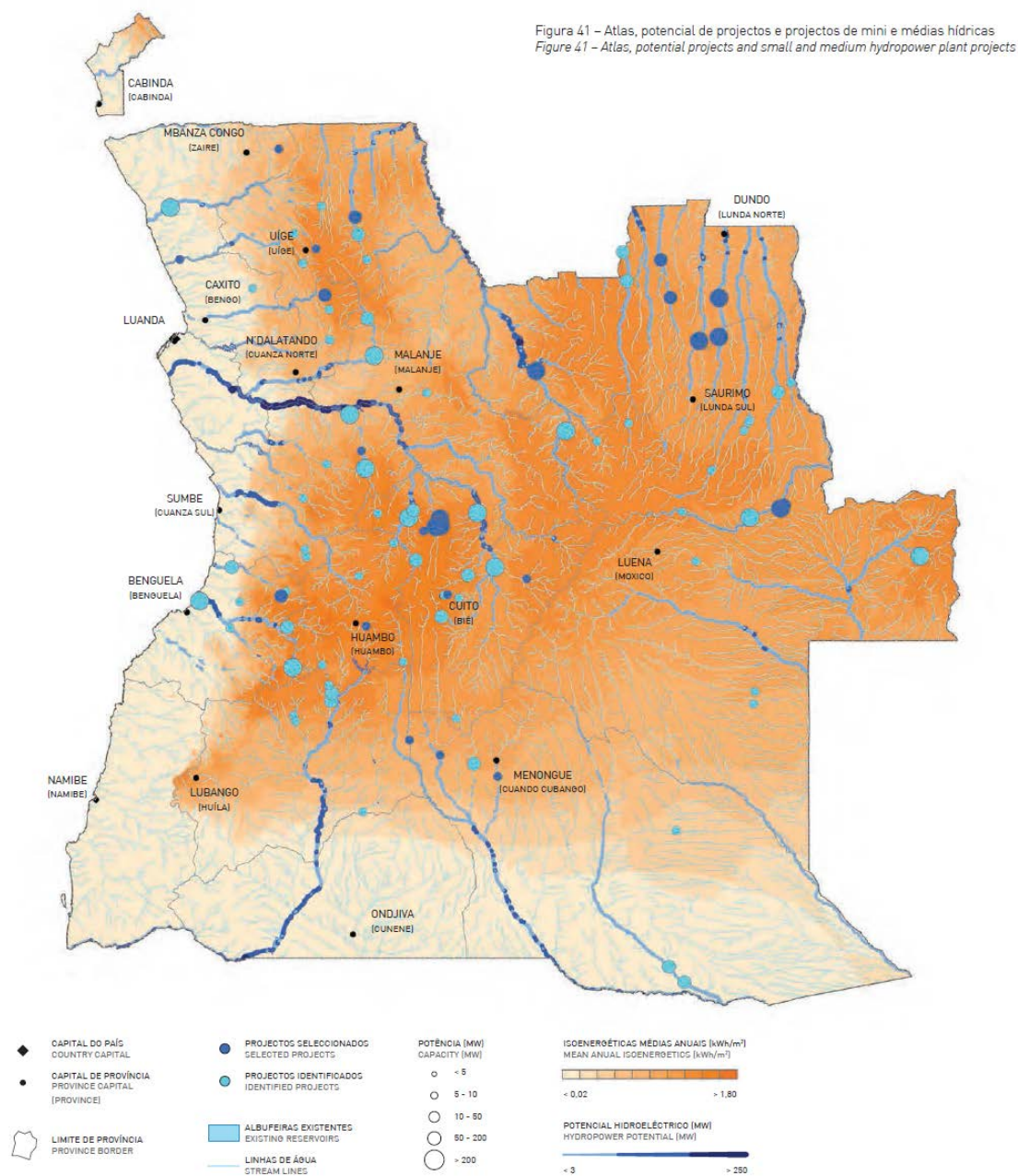
**Figura 3-13 Capacidade total do plano de implementação das energias renováveis**

#### (1) Hidroeléctricas de pequeno e médio portes

De acordo com o Atlas and National Strategy for the new Renewable Energies o potencial total dos projectos em estudo das hidroeléctricas de pequeno e médio portes é de 0,6 GW, embora a implementação de hidroeléctricas de pequeno e médio portes em 2017 chegue a apenas um total de cerca de 60 MW. Já o plano futuro previsto no Angola Energia 2025 prevê a implantação até 2025 de sistemas independentes para electrificação rural em 7 locais num total de 30 MW, e mais um total 70 MW a serem ligados ao sistema, além de hidroeléctrica de médio porte com 270 MW.

É mostrado na Figura 3-14 a distribuição do potencial para geração em pequenas e médias hidroeléctricas.





(Fonte: Angola Energia 2025)

### Figura 3-14 Pequeno hidroeléctrico de pequeno e médio

#### (2) Energia solar

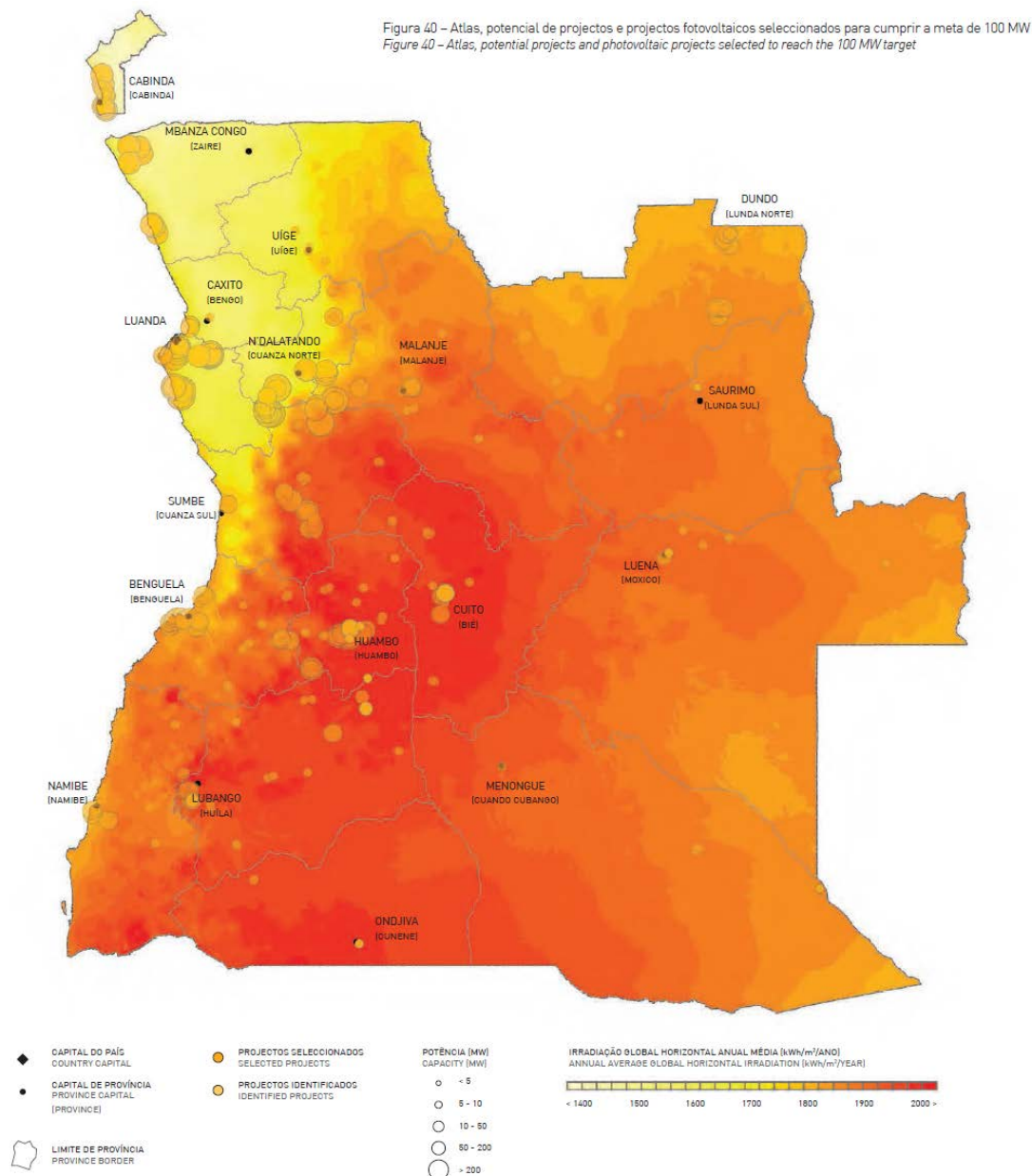
Segundo Atras and National Strategy for the new Renewable Energies, Angola recebe insolação anual média da ordem de 1,350 a 2,070 kWh/ m<sup>2</sup>/ ano, sendo que o potencial total de geração fotovoltaica nos projectos já levantados chega a um total de 17,3 GW. Além disso, é de notar que a característica da geração fotovoltaica no país difere de outras energias renováveis por não apresentar distribuição desigual e se encontra disponível de forma homogénea por todo o país.

Entretanto, a implantação de geração fotovoltaica como alternativa para geração térmica a diesel

tem sido postergado devido a questões económicas já que a tecnologia requer um sistema de acumulação em baterias o que acaba encarecendo o custo do projecto.

Nas regiões do Sistema Leste (Províncias de Huambo, Kuito, etc.) e do Sistema Sul, a implantação de centrais de geração fotovoltaica de médio a grande porte apresenta vantagens em termos de custo, e a meta em termos de electrificação rural é introduzir 100 MW até 2025.

É mostrada na Figura 3-15 a distribuição do potencial de geração de energia solar em todo o território angolano.



(Fonte: Angola Energia 2025)

**Figura 3-15 Distribuição do potencial de geração de energia solar**

(3) Geração e energia eólica

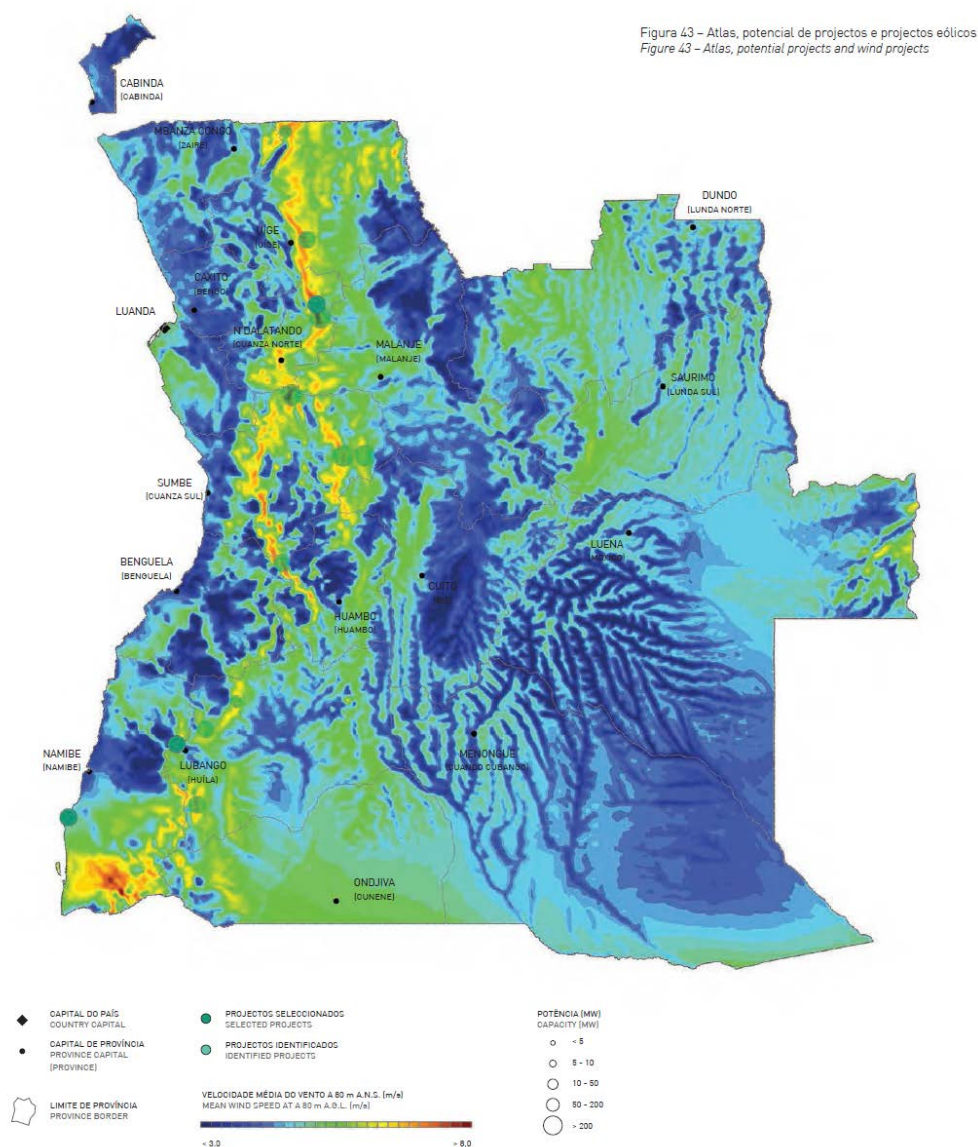
De acordo com o Angola Energia 2025, o país possui alto potencial de geração de energia eólica graças ao relevo de grande altitude com penhascos ao longo da costa do Oceano Atlântico e à região sudoeste na fronteira com Namíbia que apresenta ventos com velocidade 6 m/s a uma altura de 80 m da superfície.

Segundo o levantamento feito por todo o país são 12 os locais candidatos à geração de energia eólica num total máximo de 3,9 GW, desses os locais de alta prioridade devido à vantagem económica totalizam 0,6 GW.

Os planos futuros prevêem a implantação de 100 MW até 2025, sendo que os principais projectos são o Projecto de Geração Eólica de Tombwa, além de um local na Província de Cuanza Norte e outro na Província de Lubango.

É mostrada na Figura 3-16 a distribuição de potencial de geração eólica em todo o território angolano.





(Fonte: Angola Energia 2025)

**Figura 3-16 Distribuição do potencial de geração eólica em Angola**

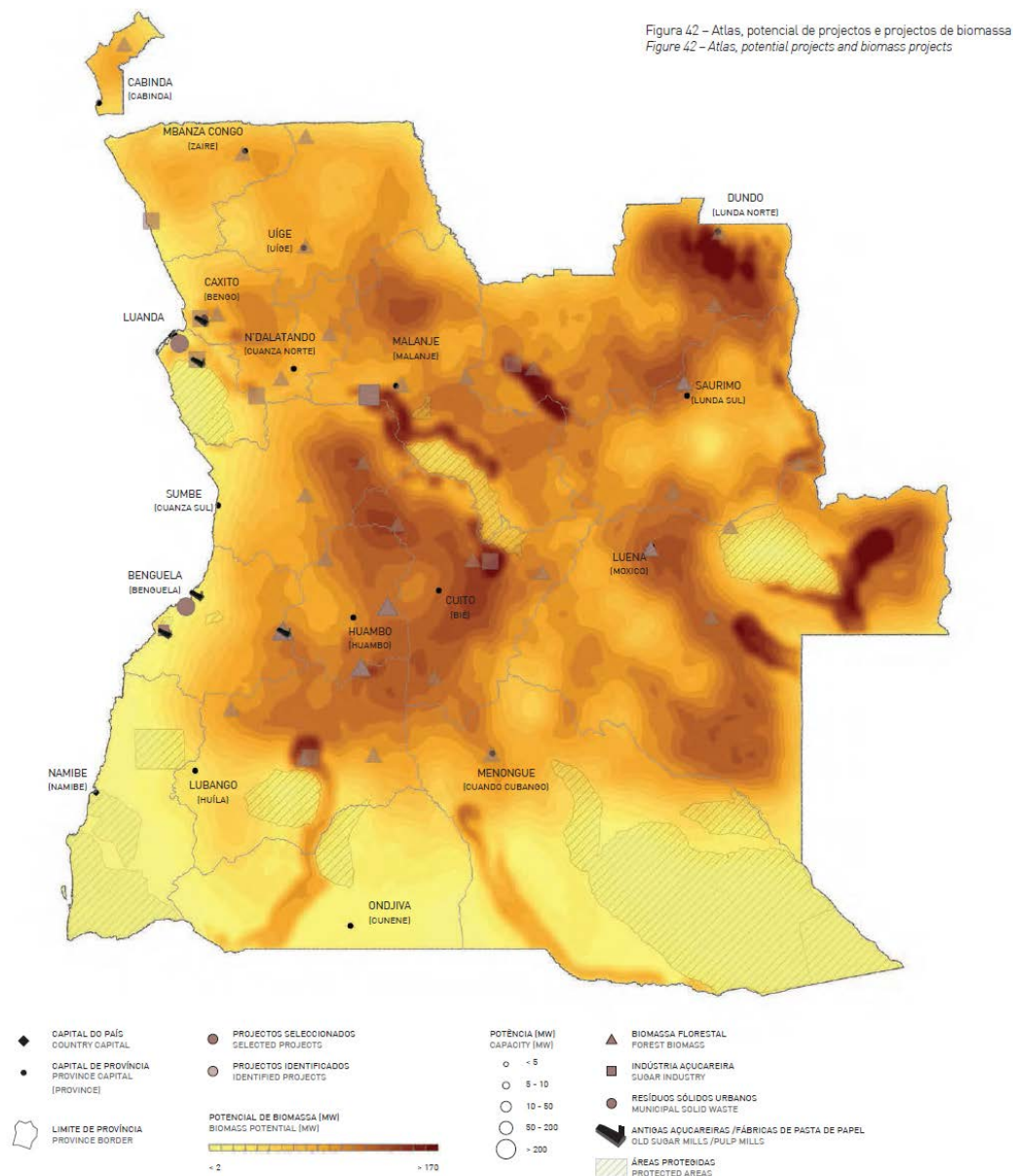
#### (4) Geração de Energia de Biomassa

Em termos de recursos de biomassa em Angola, existem recursos florestais, resíduos agrícolas (principalmente os de cana de açúcar), sendo que este potencial está concentrado nas regiões central (Províncias de Huambo, Bié, Benguela) e região leste (Províncias de Moxico, Luanda-Sul e Luanda-Norte). O potencial de biomassa em todo o território angolano chega a 4 GW, e destes a soma dos potenciais de geração de projectos já investigados chega a 1,5GW.

De acordo com o Angola Energia 2025 o plano futuro prevê a geração de 500 MW de energia de biomassa até 2025 sendo que os principais projectos são o aproveitamento de recursos florestais existentes para geração hidrotermal de 300 MW, e o Projecto Biocom na Província de Malange

que faz aproveitamento da produção de cana-de-açúcar com geração de 100 MW. Além disso, existe o projecto de incineração de resíduos sólidos nas grandes cidades como Luanda e Benguela com meta de geração de 50 MW.

É mostrada na Figura 3-17 a distribuição do potencial de geração de energia de biomassa.



(Fonte: Angola Energia 2025)

**Figura 3-17** Distribuição do potencial de geração de energia de biomassa

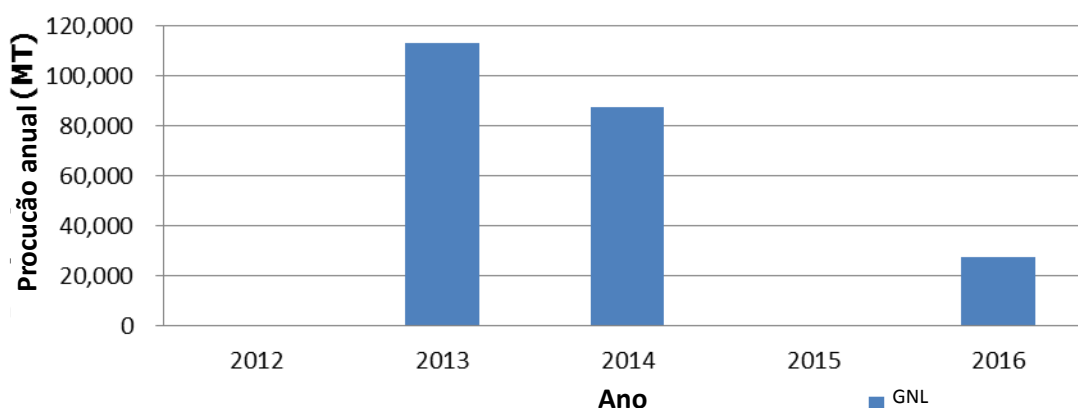
### 3.2.5 Carvão

Não foram feitos levantamentos das reservas de carvão em Angola, e como não há histórico de uso deste mineral, inexistem dados relacionados ao carvão na altura de 2017.

### 3.3 A situação das instalações de fornecimento de energia

#### 3.3.1 As instalações de produção de GNL, etc.

A única instalação de produção de GNL em Angola é a planta da Angola LNG em Soyo, na Província de Zair, que recebe no seu terminal através de gasoduto o gás associado à exploração de petróleo, e faz a transformação desse gás em GNL na sua planta. A capacidade instalada de produção de GNL em Angola é de 34 MSm<sup>3</sup>/d, sendo que a produção realizada entre os anos de 2012 a 2016 é mostrada na Figura 3-18.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base no Sonangol Annual Report)

**Figura 3-18 O histórico de produção de GNL (2012-2016)**

No momento, o GNL produzido é na sua maioria exportado mas os seguintes cenários futuros de aproveitamento de GNL são preconizados no Angola Energia 2025:

- 1) Exportação para países remotos através de grandes navios-tanque de GNL
- 2) Transporte de GNL até Lobito, Namibe e a sua regaseificação, usando o gás como combustível para uma nova central térmica de grande porte.

Os cenários acima estão mencionados no Angola Energia 2025. Embora não está claro se o projecto seja viável, mesmo levando em conta os custos de energia despendidos na liquefacção (para GNL) e regaseificação do gás no destino.

#### 3.3.2 Instalações de refino de petróleo

Actualmente a única instalação de refino de petróleo em Angola é a Refinaria de Luanda que fica na capital Luanda. Assim, existe um défice de capacidade de refino em relação ao petróleo produzido no país, e por essa razão, mais de 80% do combustível actualmente consumido no mercado interno depende de importações.

Diante esta realidade, a estatal petrolífera Sonangol planeia construir novas instalações de refino de petróleo na cidade costeira de Lobito, na região central do país, na cidade de Soyo, na Província de

Zaire ao norte, e na cidade costeira de Namibe, ao sul do país. Destes, a refinaria de Lobito estava prevista para entrar em operação a partir de 2018, no entanto por falta de recursos a sua construção foi interrompida em Agosto de 2016. O projecto de refinaria em Soyo foi discutido mas os trabalhos de construção não chegaram de facto a ser iniciadas. A refinaria de Namibe teve a sua construção iniciada em Julho de 2017 e no momento as obras estão em avanço.

Em Fevereiro de 2018, a Sonangol anunciou um novo plano de desenvolvimento de instalações de refino de petróleo em Lobito e na província ao norte de Gabinda, e também um plano de expansão da refinaria existente em Luanda. No momento o plano se encontra em fase de avaliação das propostas de projecto recebidas tanto internamente como do exterior, sendo que para Lobito permanece o mesmo plano anterior com meta de se construir até 2022 uma instalação com capacidade de 200.000 bpd/ dia, enquanto que, para a refinaria da província de Cabinda, a meta é construir até 2020 uma instalação menor que a do Lobito.

Além disso, o plano de expansão da refinaria existente em Luanda já está acordado com a italiana ENI e é sabido que a sua meta é ampliar o volume de produção do actual 57.000 bpd/ dia para 65.000 bpd/ dia até 2020.

As informações sobre as instalações de refinação existentes e planeadas foram compiladas na Tabela 3-2 As instalações de refinação existentes e planeadas.

**Tabela 3-2 As instalações de refinação existentes e planeadas**

| Nome da refinaria  |            | Unidade        | Luanda                                 | Lobito                       | Soyo    | Namibe                   | Cabinda |
|--------------------|------------|----------------|--|------------------------------|---------|--------------------------|---------|
| Empresa            |            |                | Sonangol Refinaria de Luanda (Sonarel) | Sonaref (Sonangol group)     | N/D     | Namref e 2 grupos russos | N/A     |
| Início de operação |            | Ano            | 1958<br>+2020                          | Suspendido em<br>2016 → 2022 | N/D     | N/D                      | 2020    |
| Custo              |            | USD            | N/D                                    | 8 bilhões<br>→12 bilhões     | N/D     | 12 bilhões               | N/A     |
| Capacidade         | Óleo bruto | Barris por dia | 57,000<br>+65,000                      | 200,000                      | 110,000 | 400,000                  | N/A     |

(Fonte: Equipa de Estudo a partir de Sonangol Universo)

### 3.4 As tendências dos preços de cada energia

Na consideração do Plano Ótimo de Fontes de Energia a configuração da despesa de combustível é item de grande relevância. Para definir os valores é costume, do ponto de vista da economia nacional, levar em conta os preços internacionais de combustível. Por isso o levantamento e o estudo serão feitos com base nos preços do mercado internacional.

O levantamento irá tomar como referência os dados da World Energy Outlook 2016 (WEO-2016) divulgado pela International Energy Agency (IEA) e do Banco Mundial (WB) comparando as variações nos preços até os dias actuais, e os 3 cenários previstos pela IEA e assim fazer uma avaliação

da evolução do preço do petróleo até 2040.

Os cenários considerados no WEO-2016 são os seguintes:

- New Policies Scenario
- Current Policies Scenario
- 450 Scenario

O New Policies Scenario é o cenário que considera que praticamente todos os países se obrigam a reduzir a emissão de GEE de acordo com o Acordo de Paris aprovado na 21<sup>a</sup> Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança Climática (COP21) realizada em Dezembro de 2016, de modo que cada país atinja as metas assumidas de forma integral ou parcial, reduzindo assim o uso de combustíveis fósseis e promovendo a implantação de energias limpas, a começar pelas energias renováveis.

O Current Policies Scenario é o cenário corrente sem se alcançar as metas do Acordo de Paris, e também sem nenhum tipo de novos acordos que traga mudanças no uso de combustíveis fósseis.

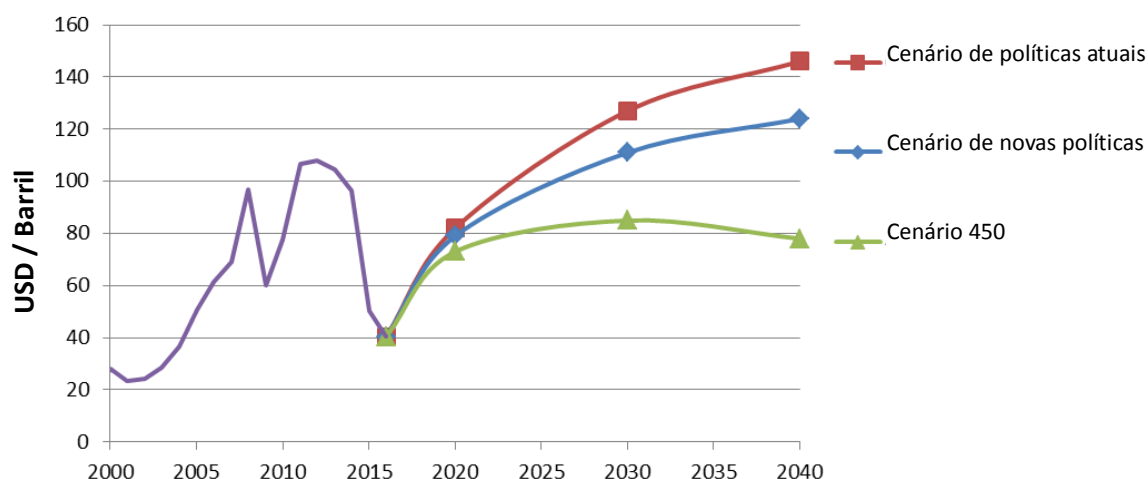
O 450 Scenario é o cenário proposto pela IEA no World Energy Outlook para a descarbonização da sociedade, onde se estimou a composição energética do mundo e permite uma subida de temperatura de 2 °C em média em relação à era industrial.

#### **3.4.1 Petróleo**

É mostrada na Figura 3-19 as flutuações nos preços do petróleo no mercado internacional a partir de 2000 e o estudo sobre a evolução dos preços em cada cenário futuro.

Em qualquer um dos cenários é previsto aumento nos preços do petróleo para o futuro. O preço actual se encontra a USD 40/ barril seguindo a tendência de queda que se iniciou em 2012. No entanto, como a demanda pelo petróleo continuará forte nos mercados emergentes é esperado que o petróleo comprado actualmente junto aos países membros da OPEP, que apresentam preços mais baixos, comece a ser comprado também dos países não-membros da OPEP com preços superiores. Assim em qualquer um dos cenários futuros é previsto que o preço do barril atinja USD 80/ barril em 2020.

Para as flutuações nos preços a partir de 2020 estão previstas maior desenvolvimento dos recursos petrolíferos e a redução de fontes baratas e de alta qualidade, o chamado "sweet spot", e consequente aumento do petróleo mais caro e de baixa qualidade, além do avanço tecnológico que encarecerá os equipamentos de exploração, reflectindo assim no aumento do preço do petróleo. Já o 450 Scenario promove uma acentuada sociedade descarbonizada em relação aos outros cenários de modo a reduzir a própria demanda pelo petróleo, o que resultará na manutenção do seu preço.



\* Preço no mercado de petróleo bruto WTI, o preço não inclui impostos.

(Elaborado pela Equipa de Estudo com base no World Energy Outlook 2016, IEA)

**Figura 3-19 Previsão de flutuação no preço do petróleo para cada cenário**

### 3.4.2 Gás Natural

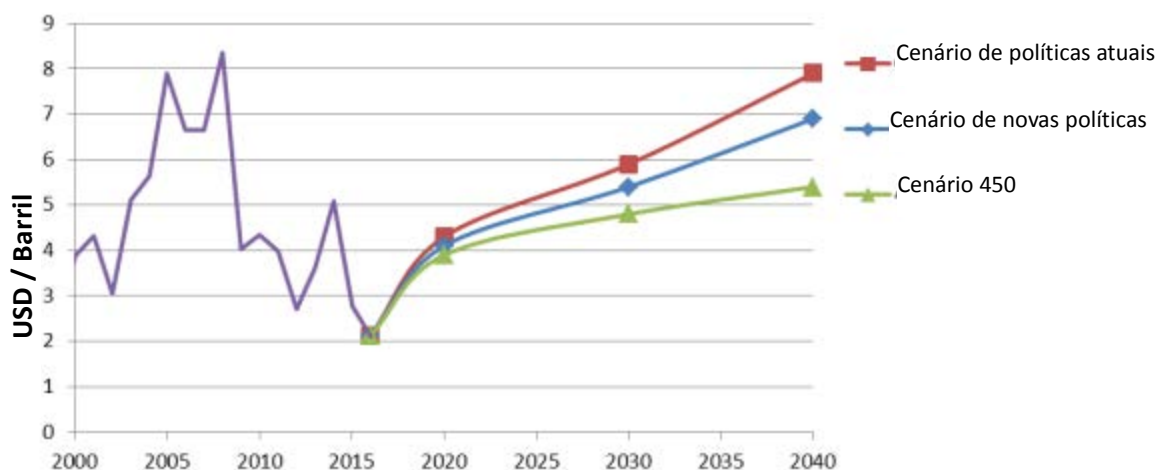
Embora não exista preço internacional comum para o gás natural como há para o petróleo, existem preços definidos para cada região, notadamente: (1) Estados Unidos, (2) Europa, (3) China, (4) Japão. Dentre esses preços: (1) Estados Unidos é o preço de venda do gás extraído no país e transportado por gasoduto, (2) Europa e (3) China são os preços do gás natural importado transportado via gasoduto ou transformado em GNL, e (4) Japão é apenas o preço do gás natural importado em forma de GNL.

No caso de Angola, o gás natural é produzido internamente no país, e o plano futuro é construir gasodutos para conectar e comercializar aos locais consumidores dentro do país, portanto o preço a ser tomado como referência para a previsão da flutuação deverá ser (1) Estados Unidos.

O preço do gás nos Estados Unidos é chamado de Henry Hub, nome esse proveniente do centro de distribuição existente no Estado de Louisiana, e no seu preço também está reflectido os custos de transporte, distribuição entre outros.

É mostrada na Figura 3-20 as flutuações nos preços de gás natural a partir de 2000 e também a previsão da flutuação nos preços de até 2040. Como o preço do gás natural apresenta uma correlação directa com o preço do petróleo é esperado que, da mesma forma que o petróleo, os preços sejam impulsionados pela forte demanda até 2020 a patamares em torno de USD 4/ MBtu. Como é previsto para o gás natural um aumento da demanda internacional devido ao seu aproveitamento em forma de GNL de baixa impureza e pouca emissão de CO<sub>2</sub>, a partir de 2020 a proporção de gás natural transformado e exportado em forma GNL deverá crescer em relação ao consumo interno e em qualquer um dos cenários o seu preço apresentará um suave aumento.





\*Preço de transacção na América do Norte (sem impostos).

(Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados do Banco Mundial e IEA World Energy Outlook 2016)

**Figura 3-20 Previsão de flutuação nos preços do gás natural para cada cenário**

### 3.4.3 O preço do combustível a ser considerado no estudo da composição óptima de fontes de energia

Para as despesas de combustível do Plano Óptimo de Fontes de Energia serão adoptados os valores bases do New Policies Scenario já que Angola também participa do Acordo de Paris. Os valores específicos das despesas de combustível serão tratados no capítulo sobre o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia.

## 3.5 Organização dos itens de informação que devem ser desenvolvidas de modo a facilitar o desenvolvimento de fontes de energia

Na hora de conceber o plano de desenvolvimento de fontes de energia, principalmente o plano de geração termoelétrica é importante fazer o estudo sobre as directrizes de fornecimento do combustível. Em outras palavras, é premissa básica de um plano de geração termoelétrica fazer o estudo sobre o tipo de combustível a usar, os seus fornecedores, os meios de transporte e as instalações que devem ser preparadas.

Nesta secção, é feita uma análise sobre as potenciais opções de geração termoelétrica e os combustíveis a serem usados, de modo a organizar as instalações de fornecimento de combustível necessário.

### 3.5.1 As opções de fontes de energia

No Capítulo 6 já foi discutido em detalhes o plano de desenvolvimento de fontes de energia, e as opções de fonte levantadas são as seguintes:

- Centrais hidroeléctricas de grande porte
- CCGT
- GT
- Energia renovável (pequena hidroeléctrica, eólica, solar, biomassa, etc.)

Como resultado, como opções existentes de energia termoeléctrica do plano de geração de energia em Angola considerou-se o CCGT (Ciclo Combinado a Gás) e o GT (Turbina a Gás).

### 3.5.2 As opções de combustível e suas características

Como opções de combustível a serem usadas podem ser citadas: gás natural, GNL, GLP e gasóleo (diesel).

As características de cada combustível estão organizadas na Tabela 3-3.

**Tabela 3-3 Características de cada combustível**

| Tipo de combustível | Características   | Preço em 2015             |
|---------------------|---|---------------------------|
| Gás Natural         | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Em Angola é obtido como gás associado em campos petrolíferos.</li> <li>➤ Sem levar em conta os custos de transporte é o combustível mais barato em termos de preço por unidade de calor. Portanto, a sua aplicação na geração de energia à cabeça de poço torna-se vantajoso.</li> <li>➤ Para geração de energia nas proximidades do local de consumo será necessário construir instalações de fornecimento de gás como gasodutos, etc. Nesse caso, acarretará aumento no custo de geração de electricidade.</li> <li>➤ Como o factor de emissão de CO<sub>2</sub> é cerca de 20% menor do que o GLP, o seu uso é vantajoso também quando se considera as emissões de CO<sub>2</sub>.</li> </ul> | Aprox.<br>1 centavo/ Mcal |
| GNL                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ É o gás natural resfriado e liquefeito. Angola tem uma planta de GNL em Soyo.</li> <li>➤ O seu preço por unidade de calor é quase o mesmo que o GLP. Para aplicar o gás na geração termoeléctrica é necessário construir um tanque de GNL de grande porte próximo da central. O alto preço do tanque acarretará no aumento do custo de geração de electricidade.</li> <li>➤ Como o factor de emissão de CO<sub>2</sub> é cerca de 20% menor do que o GLP, o seu uso é vantajoso também quando se considera as emissões de CO<sub>2</sub>.</li> </ul>   | Aprox.<br>4 centavo/ Mcal |
| GPL                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Gás gerado em associação nos campos de petróleo e jazigos de gás natural, e também no processo de produção de petróleo.</li> <li>➤ O seu preço por unidade de calor é quase o mesmo que o GNL.</li> <li>➤ Como o custo de equipamento de fornecimento é pequeno, o seu custo de fornecimento pode ser baixo.</li> <li>➤ A eficiência térmica quando aplicada ao CCGT e ao GT é comparável à do gás natural ou GNL.</li> <li>➤ O factor de emissão de CO<sub>2</sub> é cerca de 20% superior ao do gás natural e do GNL.</li> </ul>   | Aprox.<br>4 centavo/ Mcal |
| Gasóleo             | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ É conhecido como óleo leve.</li> <li>➤ O seu preço por unidade de calor é ligeiramente mais barato ou quase igual ao do GNL. No entanto, conforme descrito abaixo a sua eficiência térmica é inferior de modo que o seu custo de geração de energia é maior.</li> <li>➤ Como o custo de equipamento de fornecimento é pequeno, o seu</li> </ul>  | Aprox.<br>4 centavo/ Mcal |



|  |  |  |
|--|--|--|
|  | <p>custo de fornecimento pode ser baixo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ A eficiência térmica quando aplicada ao CCGT e ao GT é bastante inferior à do gás natural ou GNL.</li> <li>➤ Além disso, o factor de emissão de CO<sub>2</sub> é cerca de 40% superior ao do gás natural e do GNL, e se levar em conta a eficiência térmica na hora de gerar energia, as emissões de CO<sub>2</sub> serão significativamente altas.</li> </ul> |  |
|--|--|--|

Em Angola, o gasóleo é usado na maioria das centrais térmicas a GT e a gasóleo. Isso se deve ao facto de o gasóleo usado nessas centrais ser fornecido de forma gratuita ou a baixo preço pelo Governo. Conforme mostra a tabela acima, não é possível dizer que a continuidade do uso de gasóleo seja recomendável tanto em termos de custo (para a economia da população) como em termos de emissões de CO<sub>2</sub>. É importante que no futuro este combustível seja substituído por GLP e gás natural.

### 3.5.3 A definição de cenários para o plano de de geração termoeléctrica e a escolha do combustível a ser usado.

Definir o cenário para o plano de geração de energia térmica e com base nele estabelecer de forma mais realista o combustível a ser usado.

#### (1) A fonte de energia para demanda média

|   |  |
|---|--|
| <p>[Uma ideia primária sobre a configuração de fontes de energia]</p>                           | <p>A escolha mais económica é a geração de energia por gás natural à cabeça do poço =&gt; O CCGT em Soyo é o mais vantajoso</p>  |
| <p>[Desafios]</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ao construir uma fonte de energia relativamente grande em Soyo, o sistema de energia de Angola vai ter uma estrutura na qual um fluxo de potência fluirá no sentido Soyo =&gt; Luanda =&gt; Benguela. Este facto representa desvantagem em termos de garantia da estabilidade do sistema.</li> <li>➤ Além disso, essa pendência provoca um grande fluxo de corrente que pode acarretar um aumento na perda por transmissão de energia.</li> <li>➤ A capacidade actual da linha de 400 kV entre Soyo - Luanda é de 2200 MW (critério N-1) e só pode transmitir energia de até duas centrais classe Soyo CCGT (750 MW). No caso de se construir uma terceira central eléctrica será necessária uma linha adicional de transmissão.</li> </ul>   |
| <p>[Informações sobre outras instalações/ preços levantados no Japão pela Equipa de Estudo]</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Custo de construção da linha de transmissão: Aprox. 1 milhão USD/ km</li> <li>➤ Custo de construção do gasoduto: 4 - 13 milhões USD / km</li> <li>➤ Custo de construção do tanque GNL: 100 - 150 milh. USD/ unidade (Capacidade 125.000 m<sup>3</sup>).</li> <li>➤ FSRU (Unidade Flutuante de Regaseificação e Armazenamento): 250 - 330 milh. USD (Capacidade 140.000 m<sup>3</sup>)</li> <li>➤ Custo de construção do tanque GLP: 10 - 30 milh. USD/ unidade (Capacidade 20 000 m<sup>3</sup>)</li> </ul>   |
| <p>[As premissas para configuração do cenário de desenvolvimento de CCGT]</p>                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ É razoável que seja desenvolvido Em Soyo até duas centrais eléctricas.</li> <li>➤ A partir da terceira central o desenvolvimento enfrentará a necessidade de ampliação da linha de transmissão para Luanda e Benguela cujo custo de construção é estimado que seja pelo menos de 300 mil USD/ circuito.</li> <li>➤ Assim, é necessário fazer também a comparação com a geração de energia próximo ao local de consumo.</li> <li>➤ Neste caso, é possível considerar a geração por fornecimento de gás natural por gasoduto, ou o fornecimento de GNL pela instalação de tanques de GNL e instalações de vaporização, entre outras opções.</li> <li>➤ Estima-se que o custo de construção de um gasoduto deverá ser de pelo menos 1 mil milhão de USD, que é uma responsabilidade demasiada onerosa para ser assumida somente pela actividade de geração de electricidade, portanto, considera-se como condicionante o uso conjunto do gás com outras indústrias.</li> <li>➤ Para o fornecimento de GNL, o custo de instalação de dois tanques de GNL é de 200 a 300 milhões de</li> </ul> |

|   |
|---|
| <p>USD, o que é relativamente barato.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ O custo do FSRU é maior que o do tanque de GNL, mas apresenta vantagem por ter um período curto de instalação.</li><li>➤ Por outro lado, se considerar o uso do GLP, as instalações de abastecimento serão significativamente baratas. Actualmente o preço do GLP não é muito diferente do preço do GNL, o que o torna uma opção a considerar. No entanto, as emissões de CO2 aumentam em cerca de 20%.</li></ul>   |
| <p>[A configuração do cenário de desenvolvimento de CCGT]</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Dar máxima prioridade ao desenvolvimento até a segunda central eléctrica de Soyo. O desenvolvimento a partir da 3ª central depende da análise do custo de ampliação da linha de transmissão, mas ao considerar a estabilidade do sistema, é recomendável gerar electricidade nas proximidades do local de consumo.</li><li>➤ Se considerar principalmente o aumento da demanda na região central do país, incluindo a região de Benguela, o desenvolvimento de CCGT no porto de Lobito, na região de Benguela, apresenta benefícios.</li><li>➤ Além disso, para acompanhar o crescimento da demanda, é considerado importante não apenas o acréscimo de CCGT no Porto de Lobito, mas também o desenvolvimento de CCGT no Porto de Namibe, na região sul. Se o desenvolvimento de CCGT na região sul avançar e for estabelecida a ligação internacional com a Namíbia, haverá a possibilidade futura de também vender energia ao SAPP.</li><li>➤ Tendo em conta os pontos acima, traçar o plano primeiramente dando prioridade à construção das duas centrais eléctricas de 750 MW em Soyo, e em seguida desenvolver centrais de CCGT no Porto de Lobito e no Porto de Namibe.</li></ul> |
| <p>[Cenário de fornecimento de combustível]</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Em linha com o cenário acima de desenvolvimento de CCGT é recomendada a seguinte configuração de fornecimento de combustível:</li><li>➤ Em Soyo continuar a fornecer gás natural para a geração de energia à cabeça do poço.</li><li>➤ Em Lobito, como primeira etapa, fazer os preparativos para fornecer GLP. Como segunda etapa, fazer a preparação para fornecimento de GNL e assim que ela estiver pronta, trocar o combustível para GNL.</li></ul>  |

## (2) Fonte de alimentação para demanda de pico

|   |
|---|
| <p>[Uma ideia primária sobre a configuração de fontes de energia]</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ A escolha mais económica é a geração de energia por gás natural à cabeça do poço =&gt; O desenvolvimento de GT em Soyo é o mais vantajoso</li><li>➤ No entanto, uma fonte de energia para suprir a demanda de pico deve ser instalada próximo ao local de consumo para se ter vantagem em termos de estabilidade do sistema.</li></ul>  |
| <p>[Desafios]</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Ao se construir em Soyo uma térmica GT que é uma fonte de energia para demanda de pico juntamente com CCGT que é uma fonte de energia para demanda média, o sistema de energia de Angola apresentará uma estrutura demasiada pendente na qual o fluxo de potência correrá no sentido Soyo =&gt; Luanda =&gt; Benguela. Este facto criará uma desvantagem significativa em termos de garantia da estabilidade do sistema.</li><li>➤ Além disso, isso provoca um grande fluxo de corrente que pode acarretar um aumento na perda por transmissão de energia.</li><li>➤ Embora, se considerarmos a capacidade da linha de 400 kV entre Soyo e Luanda que é de 2200 MW (critério N-1), e que o desenvolvimento previsto do CCGT em Soyo (classe 750 MW) limita-se a duas centrais, existe uma folga de quase 700 MW, o que permite conectar um GT com essa potência de saída.</li></ul>   |
| <p>[A configuração do cenário de desenvolvimento de GT]</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Em Soyo é razoável do ponto de vista económico desenvolver um GT de geração à <i>cabeça do poço</i> com potência total de quase 700 MW. Para tanto, a condição é de que seja possível fazer o seu controle a partir do centro de despacho e que possa garantir a estabilidade do sistema.</li><li>➤ Para outros desenvolvimentos é importante conectar a central no sistema principal existente próximo ao local de consumo como Luanda e Benguela.</li><li>➤ Levando esses pontos em consideração, o desenvolvimento de vários GTs de geração à <i>cabeça do poço</i> em Soyo não é negado, mas estima-se que seja limitado.</li><li>➤ As outras GTs como fontes de energia estimadas para demanda de pico devem se localizar muitas delas em subestações próximas à Luanda e o restante no Porto de Lobito próximo a Benguela.</li><li>➤ Para a GT a ser instalado no Porto de Lobito considerar a possibilidade de ser do tipo combinado. Isso pode ser uma medida eficaz para atender o aumento de necessidade futura de fontes de energia de demanda média ao invés da demanda de pico devido à mudança no factor de carga, etc.</li></ul> |

[Cenário de fornecimento de combustível]

- Em linha com o cenário acima de desenvolvimento de GT é recomendada a seguinte configuração de fornecimento de combustível:
- Em Soyo fornecer gás natural para geração de energia por CCGT e também por GT.
- Para os GTs nas proximidades do local de consumo em Luanda e Benguela, considerando-se a dificuldade maior em fornecer gás natural por gasoduto, devem ser feitos preparativos para fornecer GPL para ambas as localidades.
- Futuramente, quando forem construídas estações de GNL em pontos intermediários e isso possibilitar o fornecimento de gás vaporizado pela tubulação, deve-se mudar a fonte para GNL.

### 3.5.4 As instalações que devem ser construídas para promover o desenvolvimento de fontes de energia

|                     |  |
|---------------------|--|
| CCGT e GT em Soyo   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Soyo está localizado nas proximidades do campo petrolífero já desenvolvido, e a geração à cabeça do poço usando o gás natural produzido a partir do gás associado à extracção do petróleo é possível.</li> <li>➤ A construção do gasoduto para a Central de Soyo 1 já está em progresso e está prevista para entrar em operação em 2018.</li> <li>➤ É necessário ampliar a capacidade deste gasoduto actual.</li> <li>➤ Além das instalações de fornecimento de combustível, é preciso dar continuidade ao estudo sobre a racionalidade do fortalecimento das linhas de transmissão até Luanda. Além disso, é necessário considerar a instalação de sistema de comando (SCADA) na central.</li> </ul> |
| CCGT e GT em Lobito | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Como primeiro passo, é necessário construir as instalações de fornecimento de GLP.</li> <li>➤ É necessário fazer o estudo sobre a fonte de abastecimento do GLP seja por importação ou pela construção de uma refinaria dentro do país. Ao escolher pela refinaria doméstica, é necessário considerar o plano de reforço da refinaria junto às várias entidades pertinentes.</li> <li>➤ Como segunda etapa, é necessário desenvolver instalações de fornecimento, como tanques de GNL.</li> <li>➤ Como forma de adquirir GNL, é necessário avaliar uma carteira (portfolio) composta por GNL produzido internamente e o importado.</li> </ul>   |
| GT em Luanda        | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Presume-se que o GT usará GLP e portanto será necessário construir instalações de fornecimento de GLP.</li> <li>➤ Como método de transporte ao terminal de GLP, será necessário construir também estradas e caminhos-de-ferro.</li> <li>➤ Em relação ao uso do GNL, é necessário que no futuro cresçam exigências de criação da estação redistribuição de GNL a incorporar as demandas de outras indústrias.</li> </ul>   |

Uma vez que estas questões se relacionam ao Plano Director de Energia em Angola é necessário acompanhar o conteúdo deste plano que é sabido estar em processo de estudo neste momento.



## **Capítulo 4. Os Procedimentos de Elaboração do Plano Director de Energia Eléctrica com base no Plano Óptimo de Energia Eléctrica (Best Mix)**

### **4.1 As directrizes básicas do Plano Óptimo de Energia Eléctrica**

Este capítulo pretende fazer a confirmação dos procedimentos de elaboração do Plano Director de Energia Eléctrica com base no Plano Óptimo de Energia Eléctrica, antes de entrar nas explicações dos principais itens da previsão da demanda de energia eléctrica, do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia e do Plano de Desenvolvimento da Transmissão a serem feitas nos capítulos seguintes.

A ideia básica na hora de elaborar o Plano Óptimo de Fontes de Energia é se posicionar em certo ponto de vista e elaborar o plano mais adequado de fontes de energia para o país, e com base nesse plano elaborar o plano de transmissão de energia mais efectivo. Não é necessário dizer que como premissa esse planeamento necessita se embasar em valores de energia eléctrica estimados com uma boa precisão e que reflecta a análise da situação real do país e os seus planos futuros.

E qual seria esse "certo ponto de vista"? A questão mais importante é a económica. Porém, existe a questão da segurança energética de um país. Recentemente, o ponto de vista do combate ao aquecimento global também se tornou um factor importante. São mostrados abaixo os itens relevantes ao estudo do Plano Óptimo de Fontes de Energia:

- ✓ Desempenho económico (redução do custos básico de fornecimento (custo de geração + transmissão))
- ✓ Fiabilidade d fornecimento (tempo anual de falta de fornecimento permitido, etc.)
- ✓ Segurança energética (estabilidade de fornecimento, estabilidade do custo básico de fornecimento)
- ✓ Considerações ambientais e sociais (avaliação de impacto ambiental, volume de emissões de GEE)
- ✓ Viabilidade (ambiente social, tempo adequado de desenvolvimento (lead time), recursos financeiros, etc.)

### **4.2 Os conteúdos específicos de cada item de estudo**

#### **4.2.1 Desempenho económico**

É necessário considerar os seguintes pontos ao elaborar o Plano Director de Energia Eléctrica óptimo do ponto de vista económico.

- ✓ Considerar a proporção na composição das fontes de energia que minimize o custo básico de geração de energia. O custo básico de geração de energia inclui custos fixos como o custo de capital e custos variáveis como custos de combustível. No estudo da proporção de composição costumam ser utilizados meios como o Método de Selecção (screening method)

e softwares de simulação de operação da demanda e fornecimento como o PDPAT.

- ✓ Ao obter a proporção óptima de composição das fontes de energia elaborar o plano específico de projecto de geração de energia. O plano deve incluir o planeamento sobre o posicionamento estratégico das centrais na rede de energia.
- ✓ Com base no Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia elaborar o plano de ampliação de instalações de transmissão mais eficiente para transmitir a energia gerada até o local de consumo. Determinar o custo de transmissão necessário para este plano, e calcular o custo básico de transmissão de energia.

Para realizar tal estudo, o Plano de Geração de Energia é o que traz maior impacto em termos de viabilidade económica, e como já foi citado anteriormente, existem dois meios de estudo para isso:

(1) Método de Selecção (screening method)

Um exemplo de resultado de análise pelo método de selecção é mostrado na Figura 4-1.

O Método de Selecção (Screening Method) é o método que relaciona a taxa de utilização das instalações e as despesas de geração, e projecta a taxa de utilização das instalações sobre a curva anual de duração de carga a fim de obter a capacidade instalada necessária para cada fonte de energia e também analisar a proporção óptima das instalações.

A figura superior representa o custo anual de cada fonte de energia. A intersecção com o eixo Y da função linear representa o custo anual correspondente aos custos fixos, a inclinação representa os custos variáveis, principalmente os custos de combustível. Já a figura inferior mostra a curva de duração da demanda anual. No exemplo mostrado, a título de simplificação, a geração é composta apenas pelas energias hidroeléctrica, térmica a carvão, CCGT, a óleo e GT.

Neste caso, a geração hidroeléctrica é capaz de gerar energia com o custo mais baixo a partir da taxa de utilização da instalação na faixa de 20% ou superior. Portanto é possível reduzir o custo global de geração de energia ao manter as centrais hidroeléctricas com alta taxa de operação. Em outras palavras, é importante priorizar a geração hidroeléctrica em relação a outras fontes de energia para atender à demanda de energia eléctrica.

No caso da geração térmica a carvão os custos se tornam baixos a partir da taxa de utilização de 60% para cima. Por isso, a fim de operar de modo a garantir a taxa de operação de 60% ou mais, deve-se assegurar uma quantidade de instalações que possam atender a uma demanda com probabilidade de ocorrência de 60% ou mais, e assim melhorar o seu desempenho económico. Como foi visto, a demanda que compõe a parte da base da curva de duração é chamada de demanda básica (base demand), e a fonte de energia a suprir essa demanda é chamada de fonte de energia de base. A quantidade de instalação necessária para a fonte de energia de base pode ser obtida pela projecção da taxa de utilização de instalações sobre a curva de duração, cujo valor é de cerca de 4200 MW. Supondo que a energia hidroeléctrica implantada tenha potência de 2200 MW, a energia térmica a carvão a ser implementada de forma adequada deve ter 2000 MW.

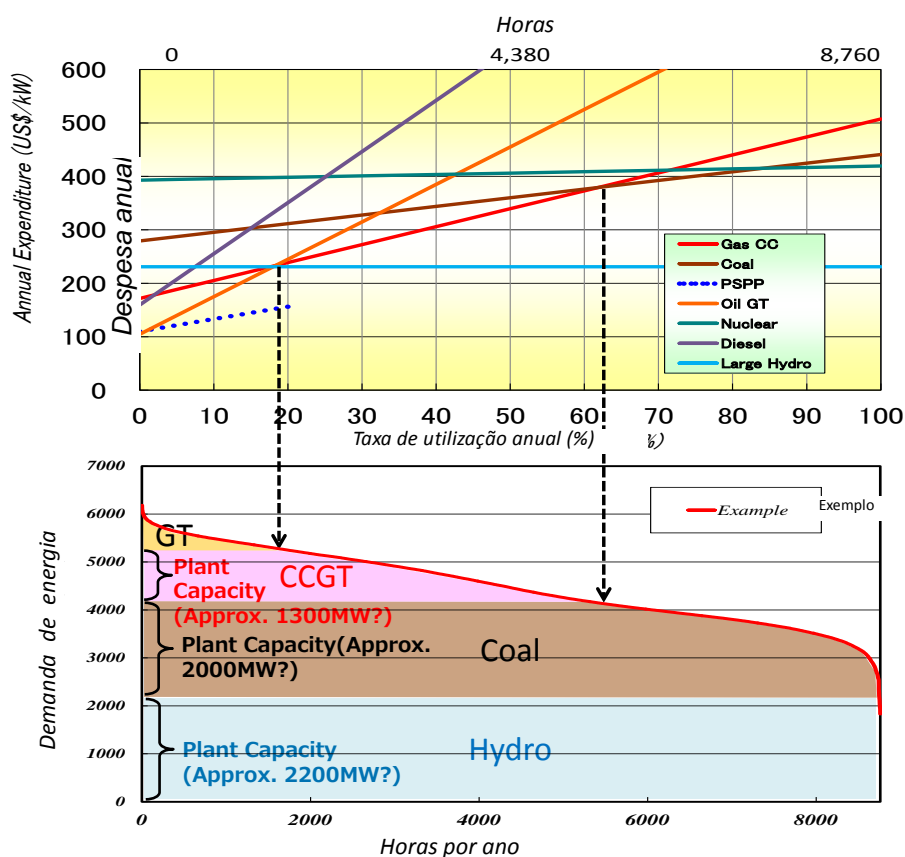
Se da mesma forma considerarmos o CCGT, o desempenho económico seria óptimo na faixa em torno de 20% a 60% de taxa de utilização, e por isso seria vantajoso fazê-lo atender a uma demanda na faixa de aproximadamente 20% a 60% de probabilidade de ocorrência (demanda média), e nesse exemplo seria necessário assegurar uma instalação de cerca de 1300 MW.

Para o óleo e GT, o desempenho económico seria óptimo na faixa de de cerca 20% ou menor, sendo vantajoso fazê-los atender a uma demanda na faixa de cerca 20% ou menor de probabilidade de ocorrência (demanda de pico), e nesse exemplo seria necessário assegurar uma instalação de apenas 700 MW.

Assim é determinada a quantidade de instalação necessária para cada fonte de energia como descrito acima, e com base nesses valores calcula-se a proporção óptima de fontes de energia. O futuro do plano de fontes de energia deve tomar como referência essa proporção óptima e estudar a quantidade de instalações em cada fonte de energia.

São mostrados os dados necessários para esses estudos.

| <b>Itens</b>                                       | <b>Dados necessários</b>  | <b>Observações:</b>                                   |
|--|---|---|
| <b>Relacionados à demanda de energia eléctrica</b> | Curva de duração do valor previsto de demanda de energia        | Valor previsto de demanda de energia para 8.760 horas |
| <b>Relacionados com fontes de energia</b>          | Custo unitário de construção de cada fonte de energia (USD/ kW) |   |
|  | Eficiência térmica (%)  |   |
|  | Taxa de despesa anual (%)                                       | Taxa de juros, depreciação, despesas de O&M, etc.     |
|  | Custos de combustível (USD/ kW)                                 |   |



(Fonte: Equipa de Estudo)

**Figura 4-1 Exemplo de Método de Selecção**

(2) PDPAT

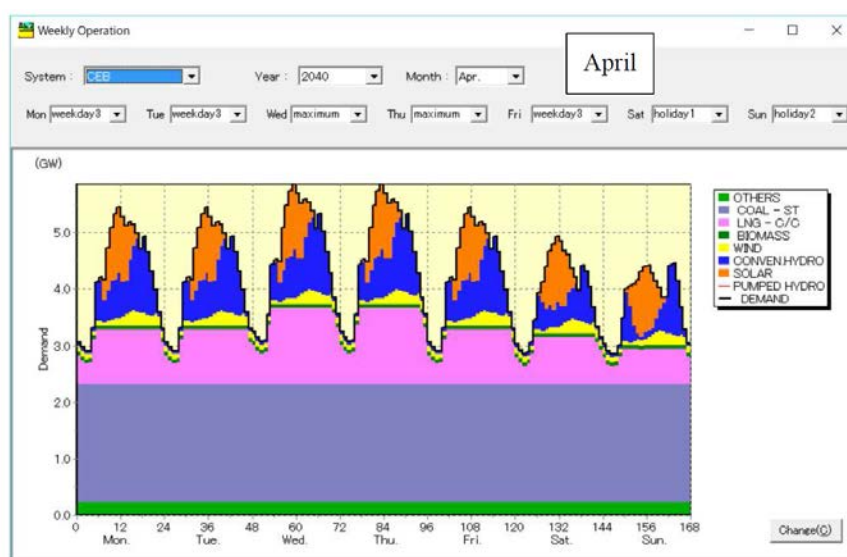
O PDPAT é uma espécie de software de simulação da operação da demanda e fornecimento desenvolvido pela TEPCO. Esse software de simulação da operação da demanda e fornecimento simula a forma de operação e fornecimento de energia de cada central, configurada como dado de entrada, que compõe o sistema. A Figura 4-2 ilustra um exemplo de resultado de fornecimento.

O PDPAT é capaz de analisar a forma de operação de uma central de modo a minimizar o seu custo necessário de combustível, e assim obter a despesa global de combustível. Também calcula a despesa anual das centrais. Em outras palavras, o software possibilita obter o custo total do sistema de fontes de energia de um ano, e assim permite fazer a comparação dos custos anuais de geração para cada cenário de desenvolvimento e avaliar a proporção óptima de composição das fontes de energia.

Como descrito acima o PDPAT permite fazer cálculos económicos através da simulação bastante realística da operação das centrais, e para tanto são necessários os seguintes tipos de dados.



| Itens  | Dados necessários  | Observações:  |
|--|--|---|
| <b>Relacionados à demanda de energia eléctrica</b> | Curva de duração do valor previsto de demanda de energia | Valor previsto de demanda de energia para 8.760 horas |
| <b>Relacionados com fontes de energia</b>          | Preço unitário de construção de cada central (USD / kW)  |   |
|  | Curva da taxa de calor (heat rate) de cada central       |   |
|  | Taxa anual de despesa em cada central (%)                | Taxa de juros, depreciação, despesas de O & M, etc.   |
|  | Custos de combustível (USD/ valor calorífico ou volume)  |   |
|  | As especificações da central                             | Potência máxima/ mínima de saída                      |
|  | Dados de registos operacionais da usina hidroeléctrica   | Geração mensal de energia                             |



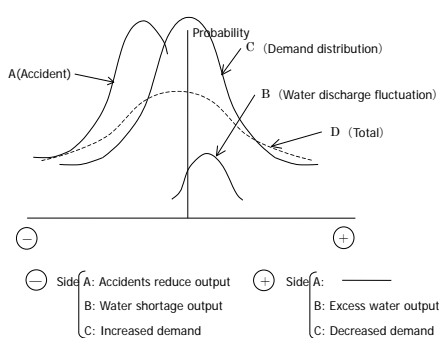
**Figura 4-2 Exemplo de um resultado de simulação por PDPAT**

Na realização da avaliação económica, é costumeiro se obter primeiro de forma aproximada a proporção óptima das fontes de energia, e assim configurar o plano realista de construção das centrais. Esses dados serão entrados no PDPAT e servirão para elaborar o Plano Óptimo de Fontes de Energia.

### 4.2.2 Fiabilidade de fornecimento

LOLP (Loss of load probability, probabilidade de perda de carga) e LOLE (Loss of load expectation, expectativa de perda de carga). A LOLP é a probabilidade anual ou num determinado período de o fornecimento ficar abaixo da demanda e a LOLE é o tempo esperado de ocorrência desse deficit, e basicamente, os dois termos são sinónimos.

A distribuição de probabilidade da LOLP é determinada principalmente pela síntese das seguintes distribuições de probabilidade.



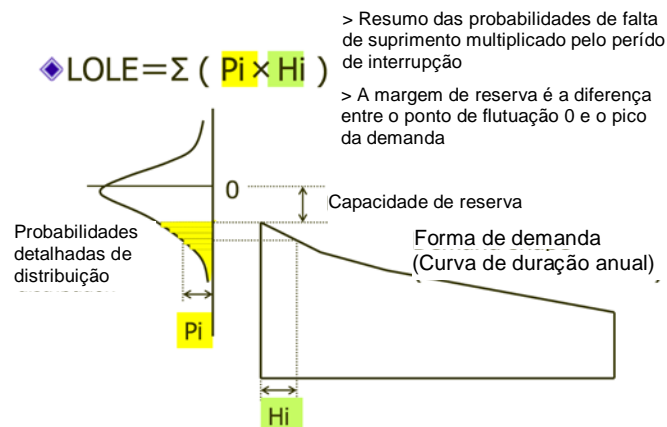
| As distribuições de probabilidade   | Características   |
|---|---|
| Distribuição de probabilidade da flutuação na demanda   | Distribuição praticamente normal  |
| Distribuição de probabilidade da flutuação na geração hidroeléctricas em função da probabilidade de disponibilidade de água | Actua do lado positivo se estiver a considerar a capacidade de fornecimento das hidroeléctricas como geração permanente |
| Distribuição de probabilidade de flutuação na geração por paradas não planeadas de centrais que não sejam hidroeléctricas   | Obedece a distribuição binomial. Pela sua natureza, actua para o lado negativo  |

**Figura 4-3 Distribuição de probabilidade da LOLP**

Quanto a LOLE, por se tratar do tempo esperado de ocorrência de falta de fornecimento obtido a partir das distribuições de probabilidade, é possível calculá-la a partir da equação exibida na Figura 4-4.

Onde,  $P_i$ : probabilidade de falta de fornecimento

$H_i$ : tempo de ocorrência da demanda no período de falta de fornecimento.



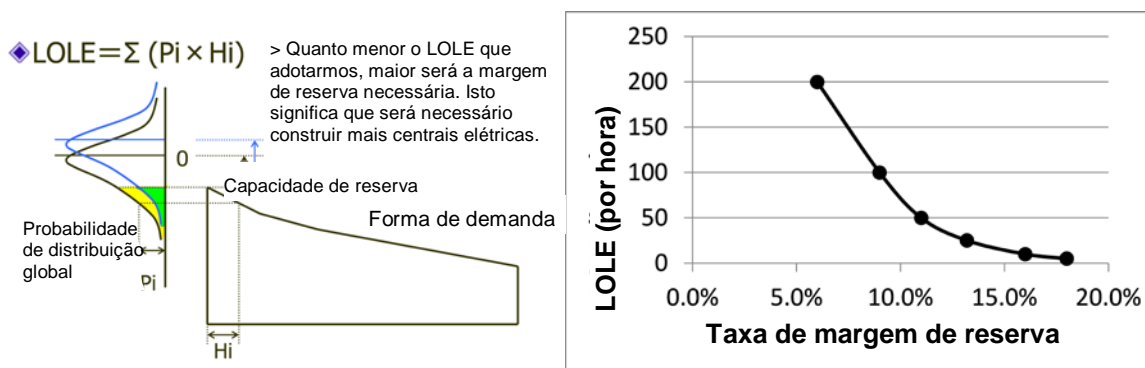
**Figura 4-4 LOLE**

Pela experiência da Equipa de Estudo em trabalhos nos países emergentes, pensa-se que é adequado estabelecer um tempo para LOLE de aproximadamente 24 horas/ ano. Isto significa que se buscará estabelecer um sistema de fontes de energia que permita um total quedas de energia de até cerca de 1 dia (24 horas) durante o ano inteiro.

Como não é possível obter a capacidade necessária de fornecimento directamente a partir da fiabilidade de fornecimento é costumeiro utilizar um método onde se introduz o conceito de taxa de margem de reserva (reserve margin rate) e se obtém primeiro a relação entre a LOLE e a taxa de margem de reserva, de modo a obter a taxa de margem de reserva equivalente ao grau de fiabilidade de fornecimento configurado e com base nessa taxa obtida chegar-se à quantidade de energia eléctrica a ser fornecida. O plano de fonte de energia será implementado com base nessa quantidade de energia eléctrica a ser fornecida.

$$\text{Taxa de margem de reserva} = \frac{\text{Capacidade de suprimento} - \text{Demanda}}{\text{Demanda}}$$

É mostrada na Figura 4-5 o conceito de obtenção da relação entre a LOLE e a taxa de margem de reserva, mas basicamente usa-se a margem de reserva como parâmetro variável e obtém-se as respectivas LOLEs. A partir daí é possível perceber obviamente que para se estabelecer um sistema de fontes de energia de alta fiabilidade de fornecimento, ou seja, de baixa LOLE é necessário ter uma grande capacidade em termos de margem de reserva de fornecimento.

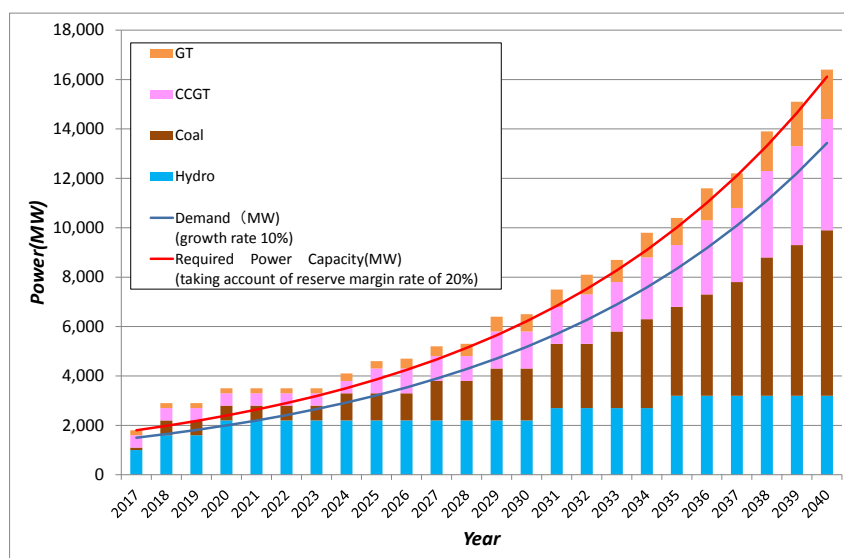


**Figura 4-5 A relação entre LOLE e taxa de margem de reserva**

A capacidade necessária de fornecimento pode ser obtida pela equação abaixo, portanto será necessário fazer o planeamento de fontes de energia para atender a essa capacidade de fornecimento.

$$\text{Capacidade de fornecimento} = (1 + \text{taxa de margem de reserva}) \times \text{demanda}$$

Na Figura 4-6 é mostrada um exemplo de desenvolvimento de instalações de fontes energia. Neste exemplo podemos perceber pelo gráfico que enquanto a curva azul indica o valor previsto da demanda de energia eléctrica, o plano de desenvolvimento de fontes de energia deve ser elaborado para atender à quantidade necessária de fornecimento representada pela curva vermelha que leva em conta a capacidade de margem de reserva de fornecimento.



**Figura 4-6 A capacidade necessária de fornecimento e o plano de desenvolvimento de fontes de energia (exemplo)**

#### 4.2.3 Segurança energética

Na avaliação do Plano Ótimo de Fontes de Energia há casos onde se deve considerar outros pontos de vista além do desempenho económico. Um deles é a segurança energética. Especialmente para um país como o Japão que carece de recursos naturais internos é uma questão importante a se considerar. Como pontos de vista podemos citar os seguintes temas:

- Garantia de energia doméstica
- Desenvolvimento de recursos minerais próprios dentro do país (combustíveis fósseis)
  - ✓ Desenvolvimento de energia nuclear como uma energia utilizável de longo prazo
  - ✓ Desenvolvimento de energia hidroeléctrica
  - ✓ Desenvolvimento de energia solar, eólica, geotérmica, de biomassa, etc.
- Diversificação dos tipos de combustíveis fósseis, e dos seus fornecedores

Em qualquer dos casos, é um assunto que costuma se relacionar a decisões políticas de alto grau, sendo necessário estar de acordo com a política energética do país.

#### 4.2.4 Considerações ambientais e sociais

O ponto de vista das considerações ambientais e sociais também é um item importante a considerar além da questão do desempenho económico. Além da EIA para cada projecto como tem sido feito convencionalmente, nos últimos anos se considera importante avaliar o impacto sobre o aquecimento global para cada um dos cenários globais levantados num plano director de energia eléctrica. Por esse motivo, tem-se tornado difícil incluir as centrais térmicas a carvão quando consideramos o seu impacto ao meio ambiente global apesar de apresentarem vantagens económicas.

Por outro lado, muitos países consideram o aproveitamento das energias renováveis como uma questão de importância dentro das medidas de combate ao aquecimento global, e assim torna-se necessário também avaliar a forma de incluir essas fontes de energia no Plano Director de Energia Eléctrica.

Essas questões também estão relacionadas a decisões políticas de alto grau, sendo necessário estar de acordo com a política energética e do INDC do país.

### **4.3 O fluxo de elaboração do Plano Óptimo de Energia Eléctrica**

É mostrada na **Figra 4-7** o procedimento de elaboração do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia mais adequado, incluindo os itens de importância conforme explicado na secção anterior. O Plano Director de Energia Eléctrica de Angola também seguirá este procedimento para ser implementado.

O Plano de Desenvolvimento da Transmissão é grandemente impactado pelos cenários do plano de geração, especialmente em relação ao tipo de central a ser implantado e do posicionamento de construção das centrais dentro da rede. Certamente será necessário realizar o estudo de optimização das instalações de transmissão para cada um dos cenários levantados.

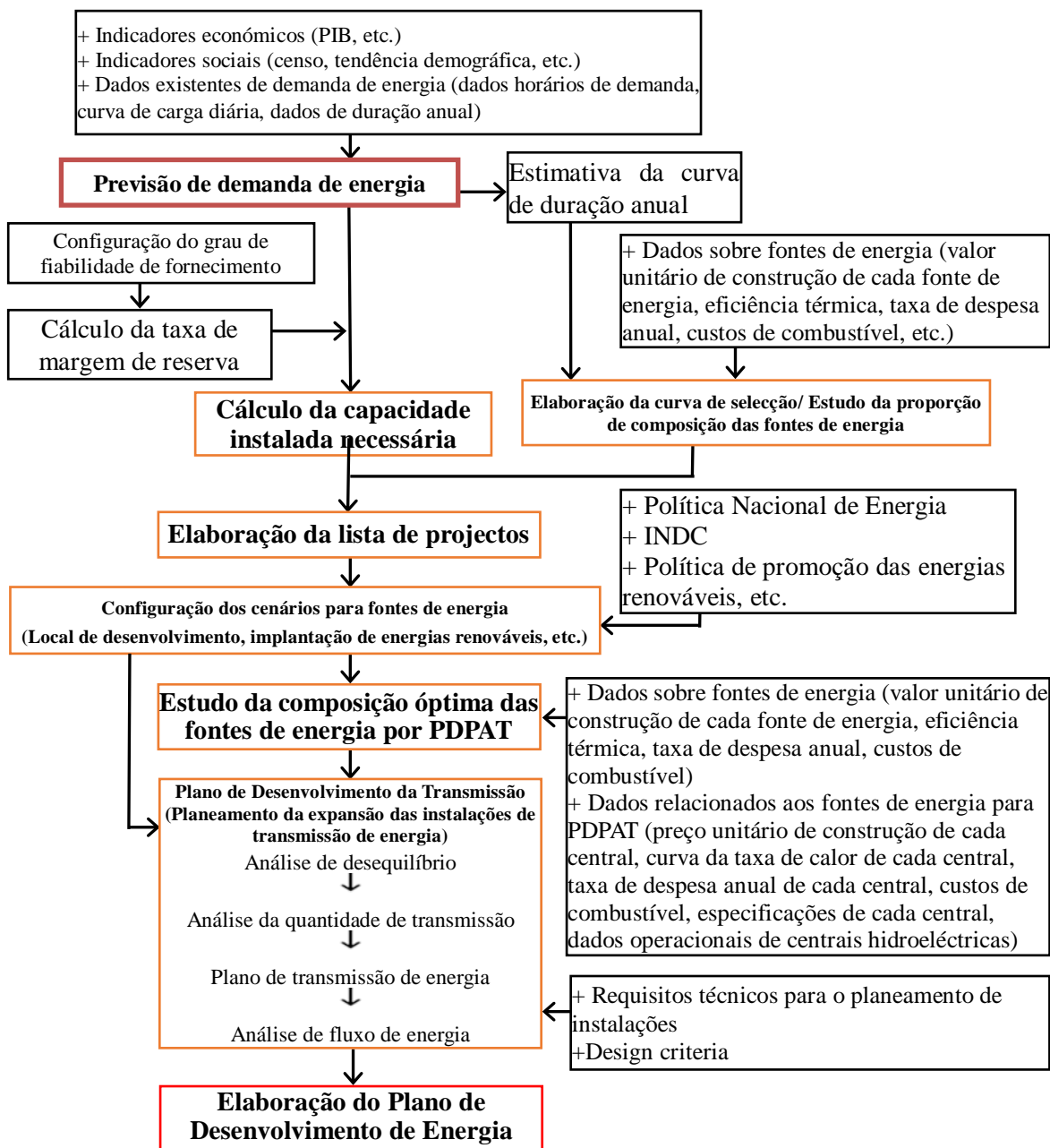


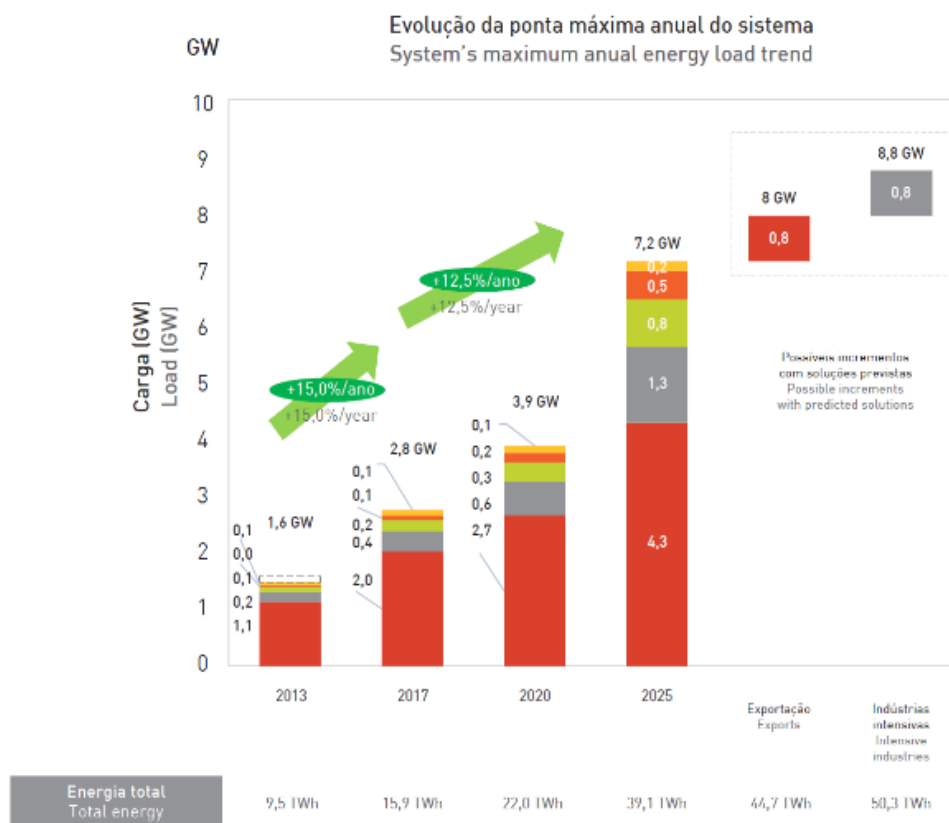
Figura 4-7 Procedimento de elaboração do Plano de Desenvolvimento de Energia Eléctrica

## Capítulo 5. A previsão da demanda de energia eléctrica até 2040

### 5.1 A previsão de demanda de energia eléctrica e informações relacionadas dentro do plano actual

#### 5.1.1 A previsão actual da demanda de energia eléctrica

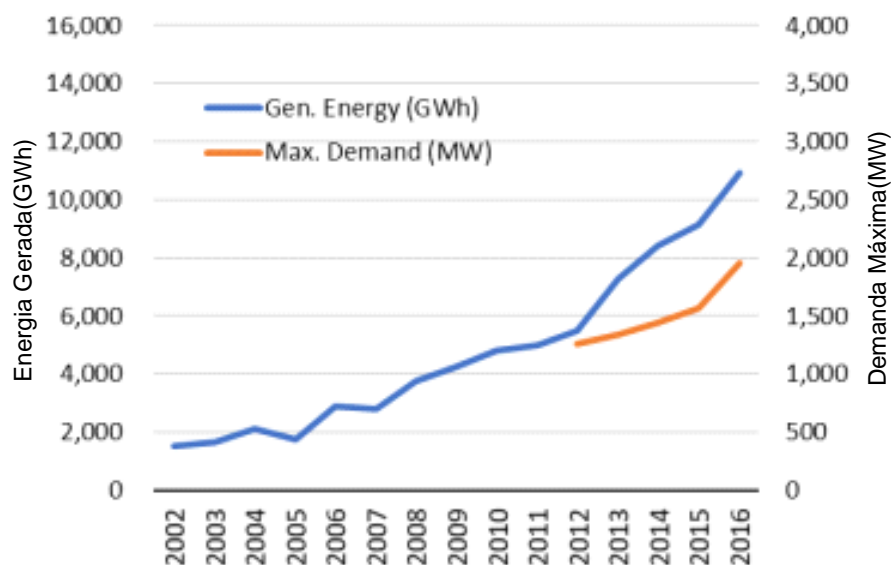
É de domínio público a previsão de demanda de energia exibida na Figura 5-1 que foi publicada em Angola Energia 2025. Esta previsão de demanda foi realizada em 2014 e estima a demanda até o ano 2025. É mostrada na Figura 5-2 o histórico da demanda real até 2016. A estimativa previa uma taxa de aumento anual de 15% na potência máxima entre 2013 a 2017, enquanto que a taxa de aumento real da potência máxima entre os anos 2013 a 2016 registou 7 a 25% (média de 13,3%), um número final quase coincidente, no entanto a potência máxima para 2017 é esperado em 2,3 GW que é 0,5 GW menor que a estimativa.



(Fonte: Angola Energia 2025)

Figura 5-1 A actual previsão de demanda (potência de pico)

Quanto à demanda em termos de quantidade de geração de energia, a taxa de aumento médio da quantidade de energia gerada até 2012 era de aproximadamente 10%, enquanto que a partir de 2012 essa taxa praticamente dobrou atingindo uma média de cerca de 19%, o que indica um aumento acelerado da demanda. A potência máxima aumentou 500 MW (25%) somente em 2016.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados de WB Database, RNT e ENDE)

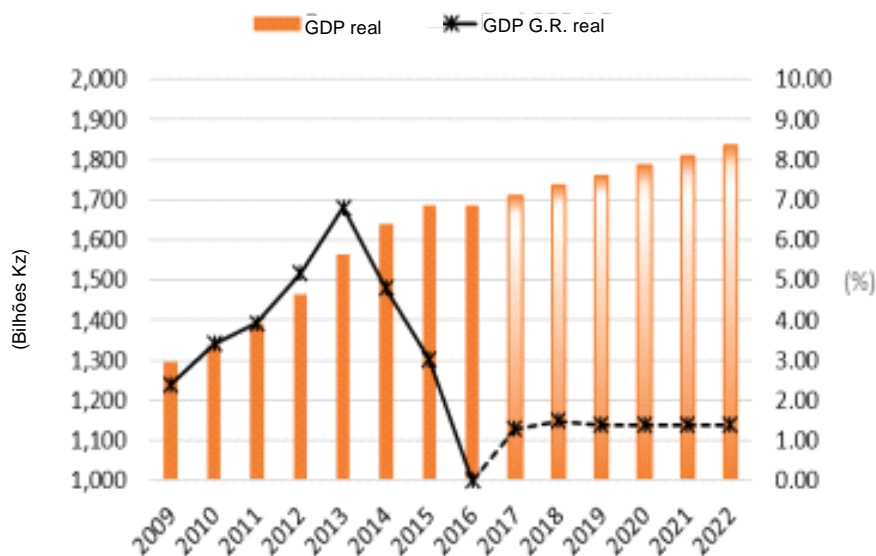
**Figura 5-2 Demanda real de energia**

### 5.1.2 A previsão da taxa de crescimento do PIB e da população

(1) A evolução do PIB e a sua previsão segundo FMI

É mostrada na Figura 5-3 o histórico do PIB (2010 Constant Price, LCU) com base no Data Base do Banco Mundial e a sua estimativa segundo o FMI (versão 2018).





(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base na previsão do FMI 2017))

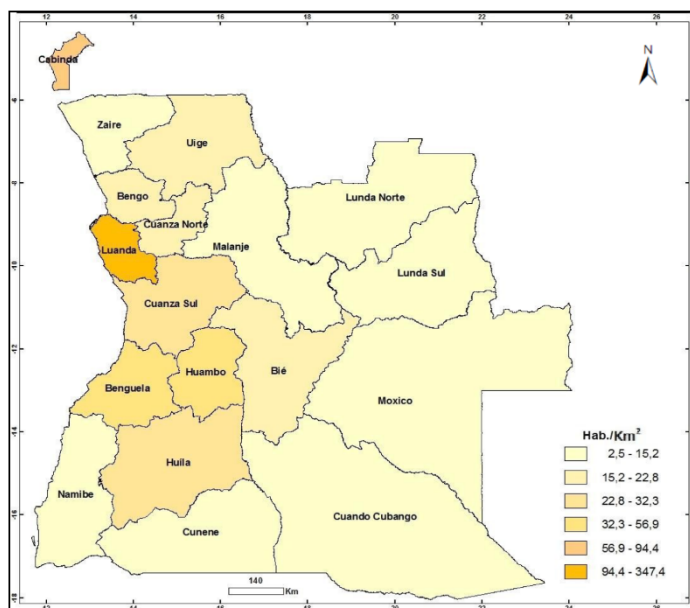
**Figura 5-3 Desempenho do crescimento e previsão do PIB real**

Angola possui uma estrutura económica dependente do sector petrolífero, sendo que o seu PIB real em 2013 foi de 96,3 mil milhões de dólares, dos quais cerca de 40% é proveniente do sector petrolífero. Entre os anos de 2010 a 2013 houve a recuperação da estabilidade macroeconómica e o crescimento económico apresentou uma tendência de aceleração, em 2014 houve a necessidade de trabalhos de manutenção e reparo em alguns jazigos de petróleo o que reduziu a produção de petróleo que era de 1,8 milhões de barris/ dia no ano anterior para 1,66 milhões de barris/ dia. Essa queda se fez reflectir também na taxa de crescimento do PIB real que ficou em 4,2% (estimativa FMI), uma diminuição de 6,8% em relação ao anterior. Além disso, o preço do petróleo bruto que estava a 100 USD/ bbl. em 2014 despencou para 50 USD/ bbl. a partir de 2015, desacelerando ainda mais a taxa de crescimento do PIB real que ficou a 3,0% em 2015, e a 0,0% em 2016. De acordo com a estimativa do FMI, edição de 2017, a partir de 2017 o PIB irá ficar em torno de 1,4%.

(2) Previsão da população

A população total de Angola é de 25,90 milhões de habitantes (em 2014). A Província de Luanda apresenta a maior densidade populacional que é de 100 habitantes/ km<sup>2</sup> em toda a sua área.

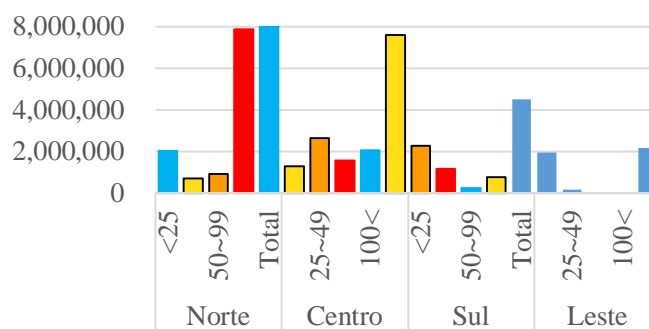
Outras províncias com cidades regionais que apresentam uma densidade populacional superior a 100 pessoas/ km<sup>2</sup> são ao norte as Províncias de Uíge e Malanje, no centro as Províncias de Cuanza Sul, Benguela e Huambo, e no sul somente a Província de Huíla, sendo que a região leste não possui nenhuma cidade deste porte.



(Fonte: Estatística Populacional 2014 (INE))

**Figura 5-4 Distribuição da densidade populacional (2014)**

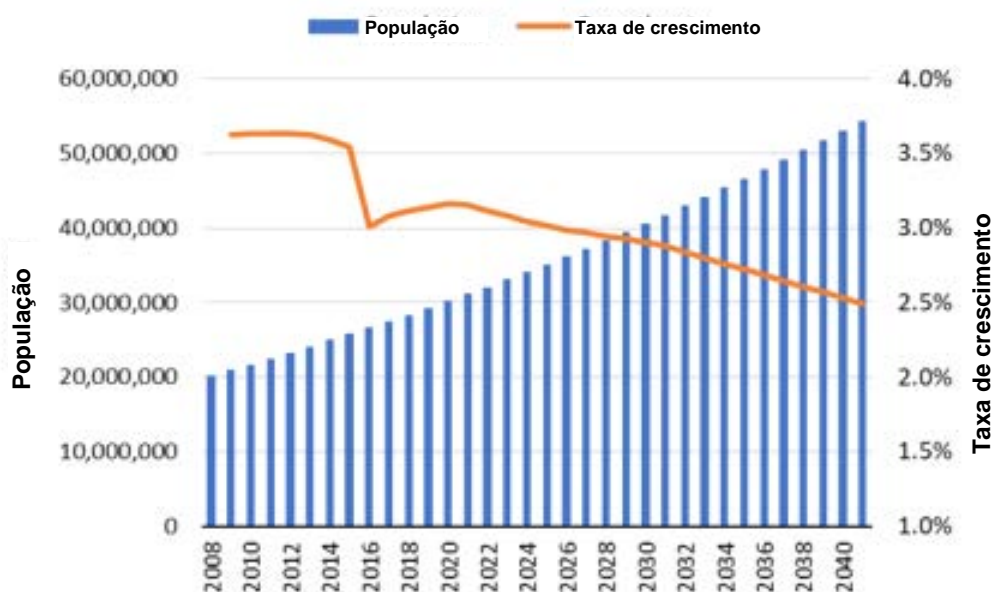
O resultado da organização dos dados de densidade populacional por regiões está mostrada na Figura 5-5. É possível notar que a população da região norte é de 11,6 milhões de habitantes (45%) representando praticamente a metade da população do país.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base na Estatística Populacional 2014 (INE))

**Figura 5-5 Distribuição da densidade populacional por regiões (2014)**

É mostrada na Figura 5-6 a previsão da população em Angola (2014-2050) feita pelo INE (Instituto Nacional de Estatística). A população do país em 2016 é de aproximadamente 27,5 milhões de habitantes com uma taxa de crescimento de 3%, e para 2040 é estimada uma população do país de aproximadamente 54,3 milhões de habitantes e a taxa de crescimento irá diminuir para cerca de 2,5%.

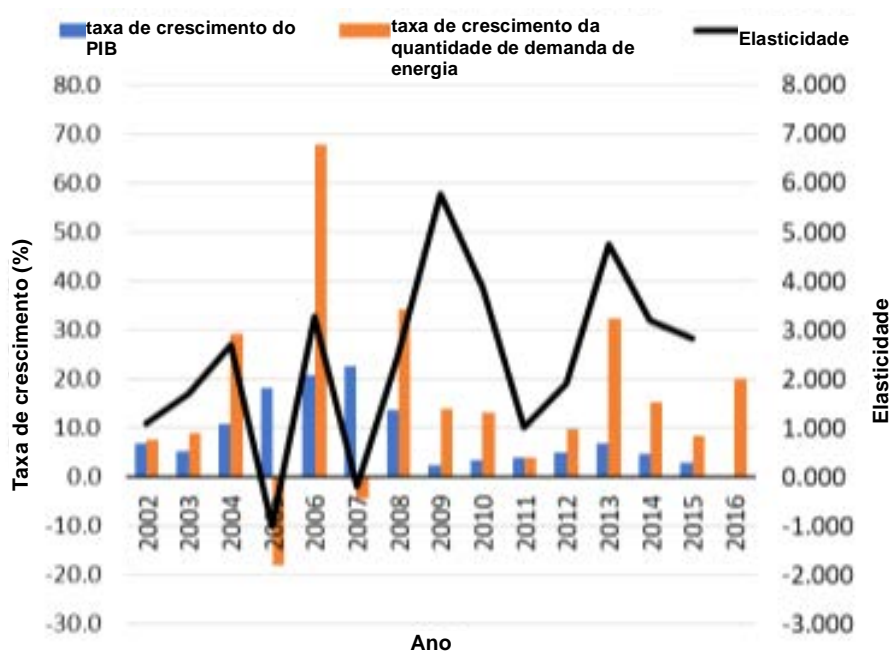


(Fonte: Projecção populacional 2014-2050 (INE))

**Figura 5-6 A previsão da população em Angola**

- (3) A correlação entre a taxa de crescimento do PIB e da demanda da quantidade de energia eléctrica

É mostrada na Figura 5-7 a taxa de crescimento anual do PIB e da demanda de quantidade de energia eléctrica a partir de 2002, após o término da guerra civil. Não é possível ver nenhum tipo de correlação entre a taxa de crescimento anual do PIB e da quantidade de energia eléctrica gerada, e o valor da elasticidade (taxa de crescimento da quantidade de energia eléctrica gerada/ taxa de crescimento do PIB) está entre -1,0 a 6,0, uma variação muito grande quando comparada com os valores usuais de outros países que giram em torno de 1,0 a 2,0. Portanto, não é apropriado estimar a demanda da quantidade de energia eléctrica com base na taxa de crescimento do PIB.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA com base no WB Database)

**Figura 5-7 Relação entre a taxa anual de crescimento do PIB e da quantidade de demanda de energia**

#### (4) O progresso da electrificação

A evolução da taxa de electrificação em Angola segundo WB Database é mostrada na tabela abaixo. É possível perceber que a taxa de electrificação tem diminuído progressivamente pelo facto de não ter havido um desenvolvimento de fontes de energia em grande escala após a guerra civil e também devido ao aumento da população.

No entanto, é previsto que a taxa de electrificação comece a subir a partir de 2016 já que neste ano se iniciou a operação de todas as unidades geradoras da central Cambambe No.2 (700 MW) e também está em avanço a expansão das linhas de transmissão. É de notar que a Angola Energia 2025, estabeleceu a meta de 60% na taxa de electrificação até 2025.

**Tabela 5-1 Evolução na taxa de electrificação em todo país**

|                            | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Taxa de electrificação (%) | 38,4 | 37,7 | 37,5 | 36,4 | 35,8 | 35,1 | 34,6 | 33,9 | 33,3 | 32,0 |

(Fonte: WB Data Base)

#### 5.1.3 A adequação da actual previsão de demanda de energia eléctrica e os desafios existentes

Estima-se que a actual previsão da demanda de energia eléctrica feita pelo MINEA baseou-se na demanda esperada (potência real de fornecimento + potência de corte de energia planeada) que é a

soma das demandas anuais máximas de energia dos sectores civil, industrial, comercial e outros. Como será descrito mais tarde, não há clareza sobre os dados estatísticos do modelo económico (PIB) e do plano de electrificação. Principalmente a falta de dados organizados de demanda de energia eléctrica a incluir corte de energia planeada (demanda potencial) dificulta a previsão da quantidade de energia eléctrica a ser gerada a cada mês.

Portanto, o presente projecto fará, da mesma forma que o MINEA, a estimativa da máxima demanda de energia para todo o país até 2040 por meio da soma das demandas de energia eléctrica por sectores sejam eles civil (plano de electrificação), industrial e comercial, e por sistemas de energia (norte, central, sul e leste).

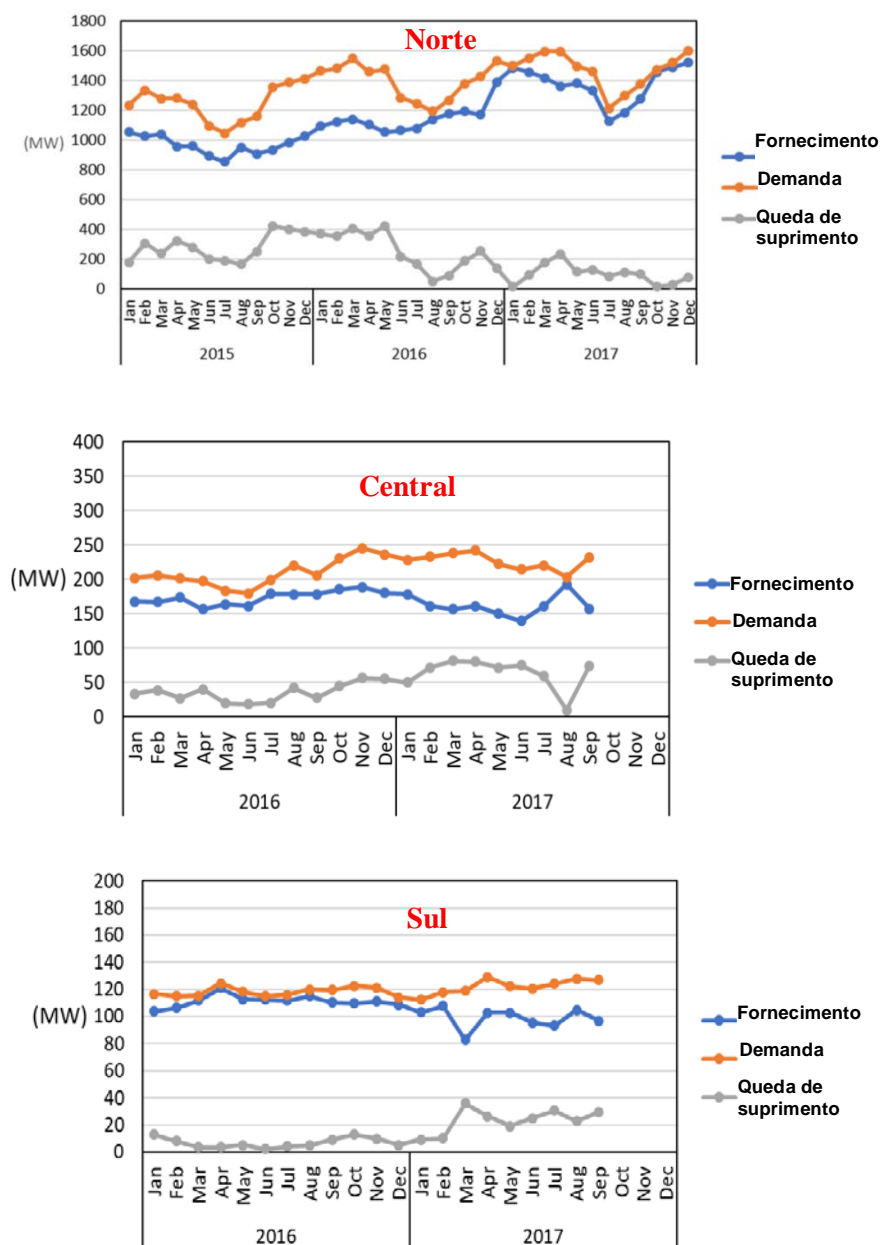
## **5.2 O histórico da demanda de energia eléctrica e as características regionais**

### **5.2.1 O histórico de demanda de energia**

#### **(1) O histórico dos cortes de energia planeados (demanda potencial)**

A demanda e o fornecimento de energia em Angola não estão equilibrados, e há falta de fornecimento que tem durado muitos anos. Os registos horários de cortes de energia planeados (demanda potencial) não estão organizados, e só foi possível obter a quantidade de energia de corte planeada para a potência mensal máxima a partir de 2015 no sistema norte e a partir de 2016 nos sistemas central e sul (ver Figura 5-8). Entre Outubro de 2015 a Maio de 2016 foram realizadas cortes de energia planeados de no máximo 400 MW ao mês, mas após a entrada em operação de Cambambe 2 (700MW) a quantidade de energia de corte planeada em 2017 ficou na ordem de 200 MW para baixo.

O sistema leste não possui dados organizados de quantidade de energia de corte planeada e a situação é desconhecida. Os registos horários de cortes de energia planeados (demanda potencial) não estão organizados, e só foi possível obter a quantidade de energia de corte planeada para a potência máxima mensal a partir de 2015 do Sistema Norte (ver Figura 5-8). Entre Outubro de 2015 a Maio de 2016 foram realizadas cortes de energia planeadas de no máximo 400 MW ao mês, mas após a entrada em operação de Cambambe 2 (700MW) a quantidade de energia de corte planeada em 2017 tem estado na ordem de 200 MW ou inferior. Os Sistemas Central, Sul e Leste não possuem dados organizados de quantidade de energia de corte planeada e a sua situação é desconhecida.



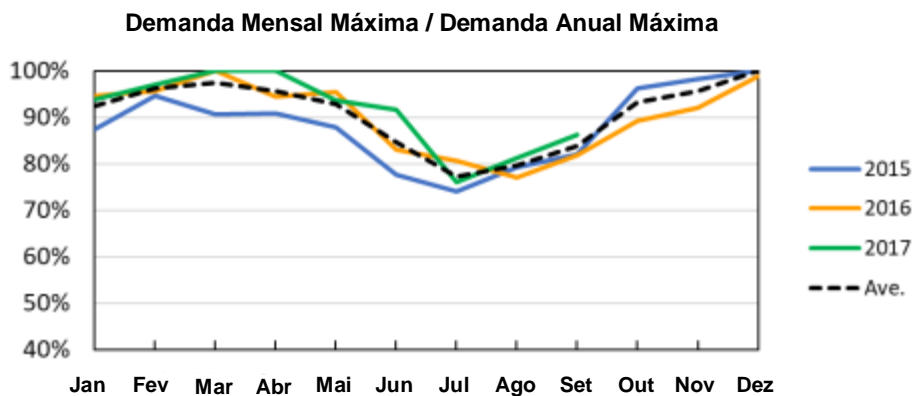
(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT (NLDC))

**Figura 5-8 A quantidade máxima de energia e o histórico da quantidade de energia de corte planeada (Sistemas norte, central e sul)**

(2) A evolução da demanda de energia por todo o país

O histórico da demanda de energia eléctrica dos últimos anos está mostrado na Figura 5-2 e a proporção entre a potência máxima em cada mês (incluindo a demanda potencial) e a potência máxima anual do Sistema Norte é mostrada na Figura 5-9.

É possível dizer que as flutuações sazonais são grandes e a potência máxima anual acontece em Dezembro, enquanto que nos 4 meses do inverno entre Junho a Setembro a potência diminui para cerca de 80%.



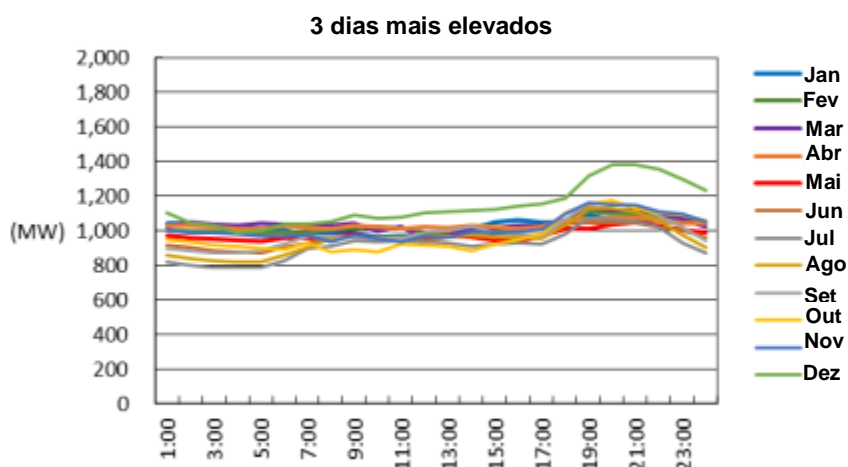
(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT (NLDC))

**Figura 5-9 Comparação entre as potências máximas de cada mês no Sistema Norte (potência máxima anual: 100%)**

### (3) Histórico da curva de carga diária

Para o Sistema Norte conseguimos obter da RNT (NLDC) dados digitais de histórico de geração a cada hora, a partir de Outubro de 2015 quando foi implantado o sistema SCADA. É mostrada na Figura 5-10 a curva de carga diária da potência máxima dos 3 dias mais altos de cada mês em 2016.

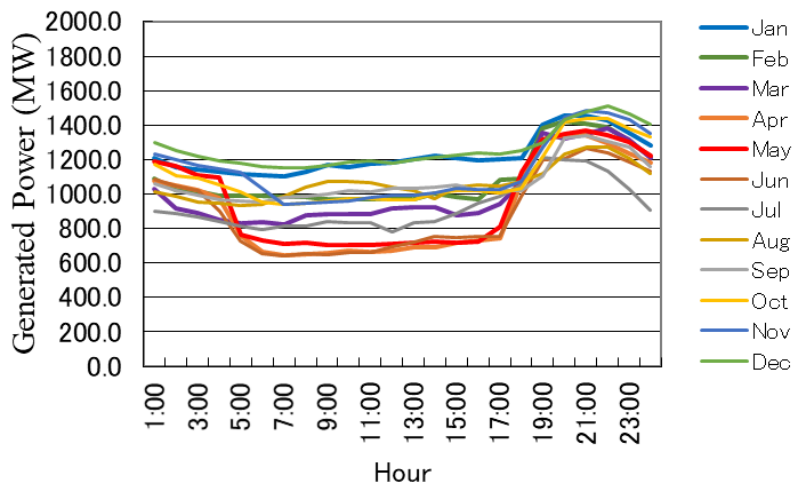
A curva de carga diária apresenta o formato de modelo de pico de iluminação, o pico se encontra no horário entre 19:00 - 20:00, com excepção do mês de Dezembro, apresenta uma curva praticamente horizontal. Estima-se que isso se deve claramente ao corte de energia planeada citado em (1) devido à falta de capacidade de fornecimento no horário de pico.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT (NLDC))

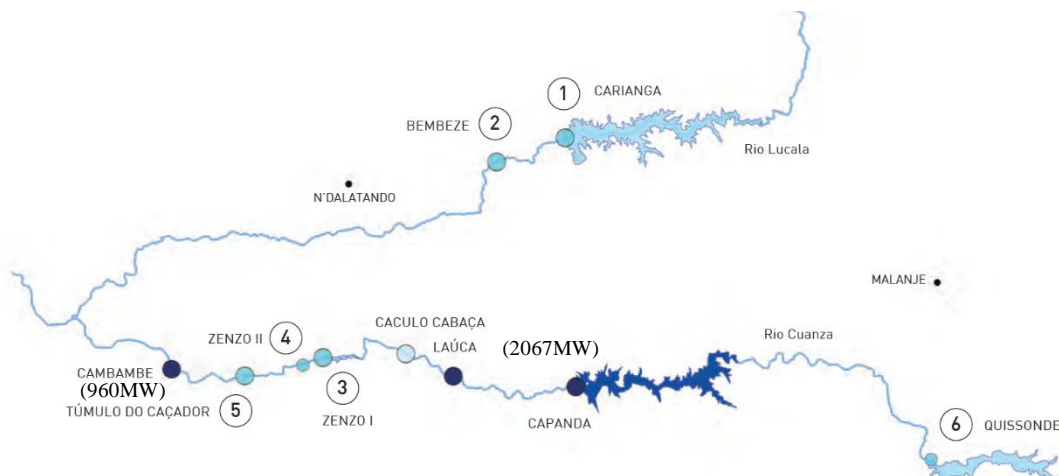
**Figura 5-10 A curva de carga diária (Sistema Norte: 2016)**

As curvas de carga diária para potência máxima de 3 dias em cada mês de 2017 são mostradas na Figura 5-11, embora não se possa tomá-las como referência já que devido ao enchimento da albufeira da Hidroeléctrica de Lauca para o início da operação, a Hidroeléctrica de Cambambe localizada a jusante está sob restrição de geração.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT (NLDC))

**Figura 5-11 A curva de carga diária (Sistema Norte: 2017)**



**Figura 5-12 Localização da Hidroeléctrica de Lauca**



## 5.2.2 As características regionais da demanda de energia

No momento, o sistema eléctrico nacional é subdividido em 5 sistemas: Sistema Norte, Central, Sul, Leste e Cabinda. Na tabela abaixo estão mostradas a potência máxima (incluindo a demanda potencial), número de contractos, taxa de electrificação, a potência máxima por número de contractos para cada Província.

A potência máxima em todo o país com excepção de Cabinda é de 1.989 MW, sendo que aproximadamente 80% corresponde ao Sistema Norte. Além disso, a taxa de electrificação da região sul e leste é muito baixo na ordem de apenas um dígito.

A potência máxima por número de contractos nas províncias pode ser estratificada da seguinte forma: províncias de Luanda, Bengo e Cuando-Cubango 2,0 kW, província de Zaire 1,5 kW Zaire, e em outras Províncias 1,0 kW.



**Tabela 5-2 A taxa de electrificação e a potência máxima por províncias (2016)**

|   | Província      | Demanda real (MW) 2016 | No. de clientes (2016) | Taxa de electrificação (%) | Demanda/ Cliente (kW) | Demanda estratificada/ Cliente |
|---|----------------|------------------------|------------------------|----------------------------|-----------------------|--------------------------------|
| N | Luanda         | 1358.3                 | 718,015                |                            | 1.892                 | 2.000                          |
| N | Bengo          | 27.7                   | 14,784                 |                            | 1.874                 | 2.000                          |
| N | Cuanza Norte   | 29.4                   | 28,376                 |                            | 1.036                 | 1.000                          |
| N | Malanje        | 37.3                   | 35,430                 |                            | 1.053                 | 1.000                          |
| N | Uíge           | 25.9                   | 34,709                 |                            | 0.746                 | 1.000                          |
| N | Zaire          | 21.0                   | 14,025                 |                            | 1.517                 | 1.500                          |
| N | Cabinda        | 46.4                   | 49,048                 |                            | 0.946                 | 1.000                          |
|   | Subtotal       | 1546.3                 |                        | 50.8                       |                       |                                |
| C | Cuanza Sur     | 41.4                   | 45,038                 |                            | 0.919                 | 1.000                          |
| C | Benguela       | 160.0                  | 100,685                |                            | 1.589                 | 1.500                          |
| C | Huambo         | 49.6                   | 49,086                 |                            | 1.011                 | 1.000                          |
| C | Bié            | 15.0                   | 15,545                 |                            | 0.965                 | 1.000                          |
|   | Subtotal       | 266.0                  |                        | 26.7                       |                       |                                |
| S | Huíla          | 69.0                   | 74,244                 |                            | 0.925                 | 1.000                          |
| S | Cunene         | 15.4                   | 16,545                 |                            | 0.931                 | 1.000                          |
| S | Quando-Cubango | 19.2                   | 7,832                  |                            | 2.451                 | 2.000                          |
| S | Namibe         | 31.9                   | 27,766                 |                            | 1.149                 | 1.000                          |
|   | Subtotal       | 135.1                  |                        | 7.3                        |                       |                                |
| E | Moxico         | 11.3                   | 11,515                 |                            | 0.981                 | 1.000                          |
| E | Lunda Norte    | 18.5                   | 19,218                 |                            | 0.963                 | 1.000                          |
| E | Lunda Sul      | 12.0                   | 11,767                 |                            | 1.020                 | 1.000                          |
|   | Subtotal       | 41.8                   |                        | 5.4                        |                       |                                |
|   | <b>TOTAL</b>   | <b>1989.0</b>          | <b>1,273,628</b>       | <b>32.3</b>                | <b>1.562</b>          |                                |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT e ENDE)

## 5.3 Previsão de demanda de energia até 2040

### 5.3.1 Previsão da demanda de energia eléctrica

Devido ao facto de não haver correlação entre o crescimento do PIB e o crescimento da demanda de energia eléctrica, e por não existirem dados organizados sobre o histórico da demanda de energia que incluía a demanda potencial resolveu-se fazer a previsão da demanda de energia em Angola por metodologia própria (ver o fluxograma abaixo).

Primeiro, será prevista a potência máxima anual com base nas previsões da INE sobre o aumento populacional, plano de electrificação (meta governamental), previsão da demanda dos sectores comercial, mineiro/ industrial (estimativas da ENDE) e o histórico de 2016 como mostrada na Tabela 5-3 Previsão da demanda de energia para os sectores comercial, mineiro e industrial. A seguir será prevista a curva de carga diária de cada mês incluindo a demanda potencial e por regiões, e assim presumir o factor de carga anual. Por fim, faz-se a previsão da demanda de quantidade de energia eléctrica a ser gerada a partir da máxima demanda anual de energia eléctrica e o factor de carga anual.

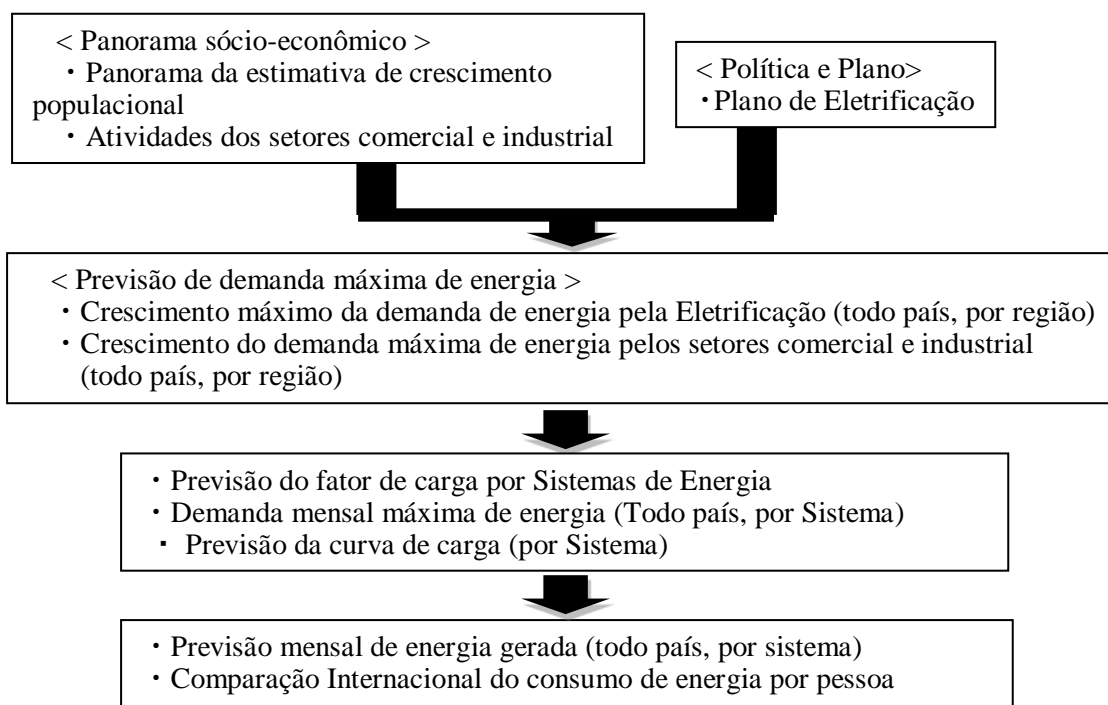
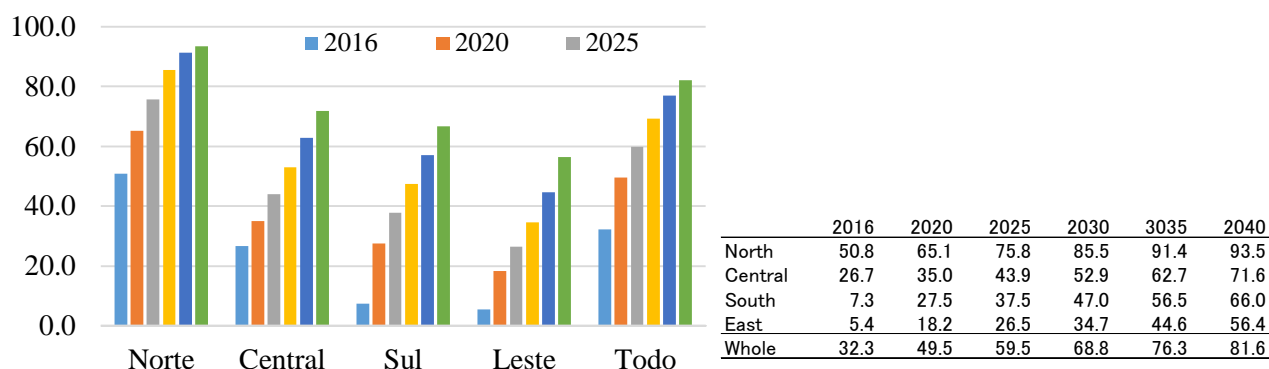


Figura 5-13 O fluxograma de previsão da demanda de energia em Angola

### 5.3.2 Previsão da máxima demanda anual de energia

#### (1) Plano de electrificação

Com base na taxa de electrificação de cada região em 2016 (32,3% para o país) elaborou-se o plano de electrificação conforme exibido na Figura 5-14 de modo a avançar a electrificação a partir de locais com alta densidade populacional e assim atingir a meta governamental de 60% em 2025.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-14 Plano de electrificação**

(2) Previsão de demanda de energia para os sectores comercial e industrial

Foi feita a previsão tendo como pré-requisito a estimativa da ENDE sobre o aumento da demanda de energia eléctrica (kW) nos sectores comercial, mineiro e industrial até 2025, e a participação de 20% no aumento da demanda em termos de potência máxima em 2040 pelos sectores comercial, mineiro e industrial.

**Tabela 5-3 Previsão da demanda de energia para os sectores comercial, mineiro e industrial**

|   |                | 2020  | 2025  | 2030   | 2035   | 2040   |
|---|----------------|-------|-------|--------|--------|--------|
| N | Luanda         | 66,7  | 92,5  | 192,5  | 292,5  | 392,5  |
| N | Bengo          | 3,9   | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| N | Cuanza Norte   | 20,8  | 88,6  | 138,6  | 188,6  | 238,6  |
| N | Malanje        | 16,4  | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| N | Uíge           | 20,8  | 65,5  | 115,5  | 165,5  | 215,5  |
| N | Zaire          | 22,9  | 49,2  | 79,2   | 109,2  | 139,2  |
| N | Cabinda        | 16,39 | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| C | Cuanza Sul     | 2,3   | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| C | Benguela       | 10,4  | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| C | Huambo         | 22,2  | 32,1  | 62,1   | 92,1   | 122,1  |
| C | Bié            | 1,9   | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| S | Huíla          | 10,5  | 20,9  | 40,9   | 60,9   | 80,9   |
| S | Cunene         | 3,4   | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| S | Quando-Cubango | 3,8   | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
| S | Namibe         | 2,3   | 44,0  | 64,0   | 84,0   | 104,0  |
| L | Moxico         | 7,4   | 44,0  | 64,0   | 84,0   | 104,0  |
| L | Lunda Norte    | 7,4   | 44,0  | 64,0   | 84,0   | 104,0  |
| L | Lunda Sur      | 6,4   | 20,8  | 40,8   | 60,8   | 80,8   |
|   | Total          | 246,0 | 668,3 | 1188,3 | 1708,3 | 2228,3 |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

(3) Previsão da máxima anual da demanda de energia

A demanda máxima de energia do sector civil baseada no plano de electrificação em cada Província foi calcula pela equação de previsão abaixo:

A demanda máxima de energia do sector civil = taxa de electrificação × população/ média da população por contrato × potência máxima por contrato

Onde,

Média da população por contractos: 6,8 pessoas/ contrato (resultado de 2016)

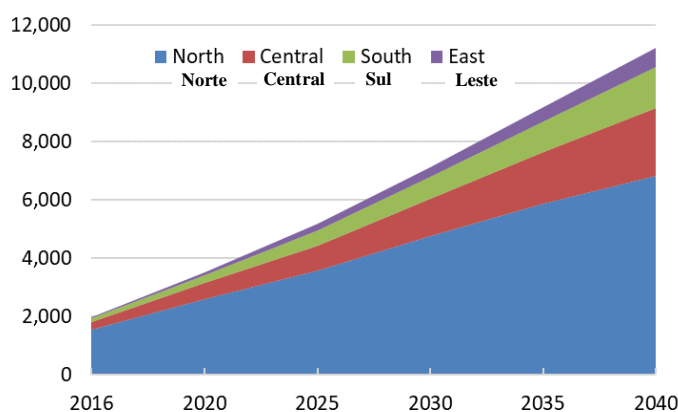
A potência máxima por contrato: A potência máxima por contractos estratificada e por províncias é mostrada na Tabela 5-2.

A isso, adiciona-se a previsão de máxima anual da demanda de energia dos sectores comercial e industrial de (2) e obtém-se a estimativa de máxima anual da demanda de energia por região (por províncias) até 2040 conforme a Tabela 5-4 e a Figura 5-15.

**Tabela 5-4 A revisão da máxima demanda anual de energia**

| Província        | 2020             |                  | 2025              |                  | 2030              |                  | 2035              |                  | 2040              |                  |
|------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|
|                  | População        | Demanda prevista | População         | Demanda prevista | População         | Demanda prevista | População         | Demanda prevista | População         | Demanda prevista |
| N Luanda         | 8.523.574        | 2122,9           | 9.920.997         | 2751,9           | 11.332.670        | 3541,8           | 12.723.054        | 4220,5           | 14.120.025        | 4733,5           |
| N Bengo          | 462.598          | 58,6             | 553.863           | 119,1            | 656.180           | 176,6            | 766.679           | 242,2            | 882.618           | 315,7            |
| N Cuanza Norte   | 524.569          | 67,4             | 602.893           | 151,0            | 692.367           | 220,5            | 791.241           | 288,1            | 896.755           | 358,0            |
| N Malanje        | 1.175.886        | 103,3            | 1.362.964         | 151,8            | 1.581.477         | 216,2            | 1.827.369         | 290,5            | 2.090.620         | 359,0            |
| N Uíge           | 1.761.367        | 72,9             | 2.039.752         | 156,0            | 2.376.167         | 256,1            | 2.771.516         | 370,4            | 3.212.593         | 500,5            |
| N Zaire          | 720.902          | 54,8             | 836.664           | 104,9            | 960.805           | 164,4            | 1.092.530         | 230,3            | 1.232.419         | 303,2            |
| N Cabinda        | 847.377          | 104,1            | 965.555           | 135,0            | 1.088.094         | 177,6            | 1.213.169         | 222,3            | 1.342.068         | 269,3            |
| Subtotal         |                  | <b>2584,0</b>    |                   | <b>3569,8</b>    |                   | <b>4753,3</b>    |                   | <b>5864,2</b>    |                   | <b>6839,2</b>    |
| C Cuanza Sur     | 2.236.581        | 101,5            | 2.588.393         | 173,9            | 3.003.387         | 262,8            | 3.477.688         | 369,3            | 3.995.420         | 494,3            |
| C Benguela       | 2.611.074        | 299,9            | 2.965.850         | 415,5            | 3.361.497         | 562,6            | 3.793.794         | 733,9            | 4.250.235         | 882,0            |
| C Huambo         | 2.471.780        | 131,9            | 2.927.924         | 205,3            | 3.467.136         | 318,4            | 4.081.212         | 454,1            | 4.748.471         | 613,5            |
| C Bié            | 1.765.495        | 41,1             | 2.073.190         | 82,1             | 2.433.384         | 130,8            | 2.840.654         | 207,8            | 3.280.737         | 323,3            |
| Subtotal         |                  | <b>574,3</b>     |                   | <b>876,8</b>     |                   | <b>1274,7</b>    |                   | <b>1765,2</b>    |                   | <b>2313,2</b>    |
| S Huíla          | 2.997.267        | 121,2            | 3.486.668         | 201,3            | 4.054.938         | 310,6            | 4.705.412         | 443,5            | 5.418.796         | 601,6            |
| S Cunene         | 1.194.495        | 38,8             | 1.395.546         | 82,7             | 1.625.997         | 137,0            | 1.886.099         | 200,3            | 2.170.008         | 273,3            |
| S Cuando-Cubango | 638.615          | 41,6             | 738.518           | 86,3             | 849.591           | 141,3            | 969.408           | 204,2            | 1.096.109         | 275,3            |
| S Namibe         | 608.649          | 65,3             | 716.595           | 128,7            | 835.795           | 169,0            | 964.302           | 212,3            | 1.100.773         | 258,6            |
| Subtotal         |                  | <b>266,8</b>     |                   | <b>499,1</b>     |                   | <b>757,9</b>     |                   | <b>1060,1</b>    |                   | <b>1408,8</b>    |
| E Moxico         | 907.681          | 27,6             | 1.056.030         | 75,2             | 1.228.578         | 109,4            | 1.420.377         | 157,5            | 1.623.913         | 224,0            |
| E Lunda Norte    | 1.030.631        | 37,9             | 1.185.039         | 96,5             | 1.357.513         | 144,2            | 1.549.313         | 198,5            | 1.757.670         | 259,9            |
| E Lunda Sur      | 649.133          | 25,6             | 754.520           | 77,4             | 871.618           | 92,4             | 996.379           | 134,5            | 1.124.767         | 180,6            |
| Subtotal         |                  | <b>91,1</b>      |                   | <b>249,2</b>     |                   | <b>346,0</b>     |                   | <b>490,5</b>     |                   | <b>664,5</b>     |
| <b>TOTAL</b>     | <b>2.587.445</b> | <b>3516,3</b>    | <b>36.170.961</b> | <b>5194,8</b>    | <b>41.777.194</b> | <b>7131,9</b>    | <b>47.870.396</b> | <b>9180,0</b>    | <b>54.343.997</b> | <b>11225,7</b>   |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)



|         | 2016  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040   |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Norte   | 1,546 | 2,584 | 3,570 | 4,753 | 5,864 | 6,839  |
| Central | 266   | 574   | 877   | 1,275 | 1,765 | 2,313  |
| Sul     | 135   | 267   | 499   | 758   | 1,060 | 1,409  |
| Leste   | 42    | 91    | 249   | 346   | 490   | 665    |
| Total   | 1,989 | 3,516 | 5,195 | 7,132 | 9,180 | 11,226 |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-15 Estimativa da máxima potência anual**

### 5.3.3 Previsão de curva de carga diária

No entanto, não existem dados organizados tanto em termos de fornecimento horário e demanda potencial já que o Sistema Norte não possui dados organizados de demanda potencial a cada hora, enquanto que em outros sistemas ainda não foi introduzido o sistema SCADA. No entanto, não existem dados organizados tanto em termos de fornecimento horário nem de demanda potencial já que o Sistema Norte não possui dados organizados de demanda potencial para cada hora, enquanto que em outros sistemas além do norte ainda não foi introduzido o sistema SCADA.

#### (1) Sistema Norte

As máximas potências mensais dos últimos 3 anos do Sistema Norte mostradas na Figura 5-9 foram normalizadas pela potência máxima anual e a sua média foi calculada (ver Tabela 5-5). A potência máxima do ano ocorre em Dezembro, enquanto que a potência máxima de Julho é o menor, ficando em 77% da potência máxima do ano.

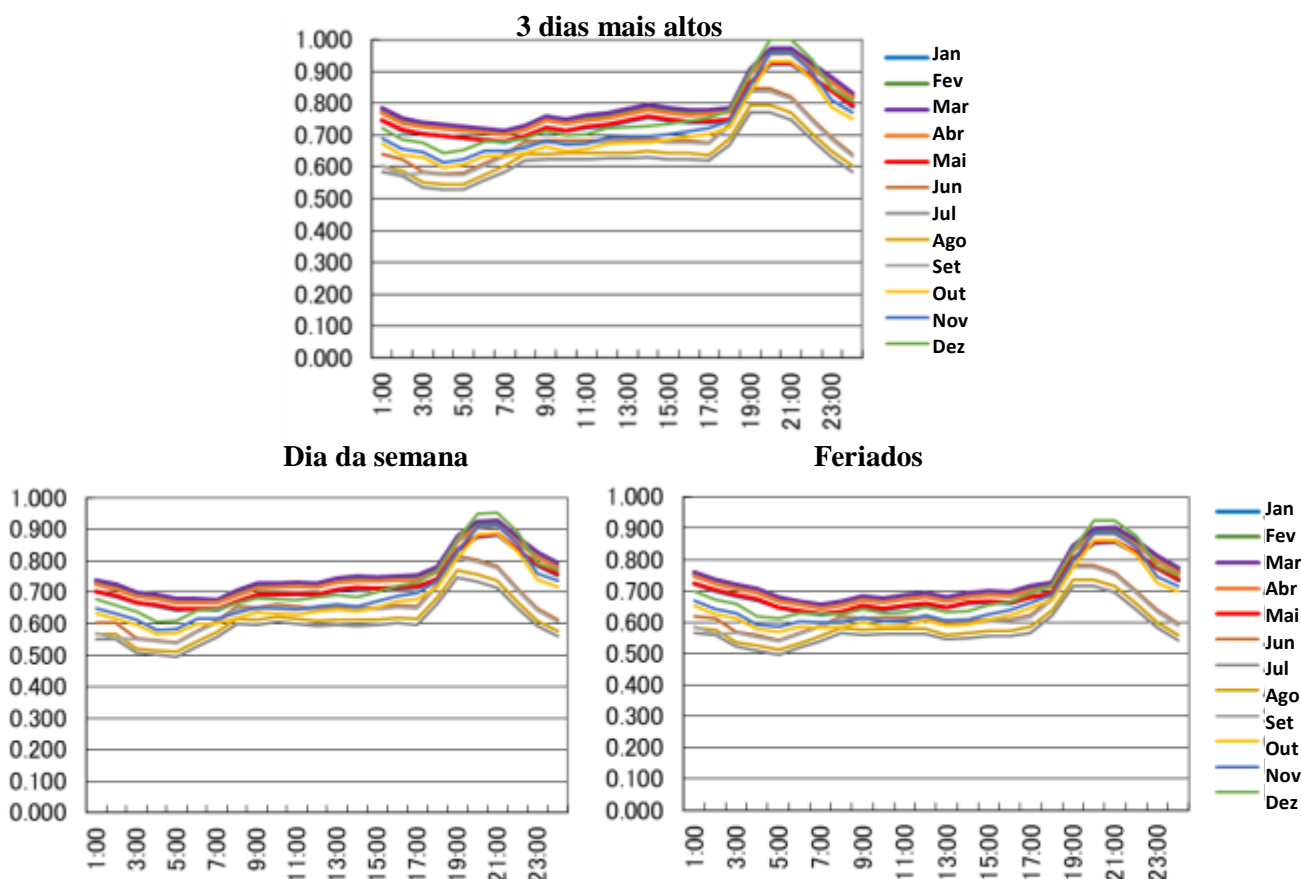
**Tabela 5-5 A variação da potência máxima mensal (normalizada)**

|       | Jan | Fev | Mar  | Abr  | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez  |
|-------|-----|-----|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 2015  | 87% | 95% | 91%  | 91%  | 88% | 78% | 74% | 79% | 82% | 96% | 98% | 100% |
| 2016  | 95% | 96% | 100% | 94%  | 95% | 83% | 81% | 77% | 82% | 89% | 92% | 99%  |
| 2017  | 94% | 97% | 100% | 100% | 94% | 84% | 84% | 84% | 84% | —   | —   | —    |
| Média | 92% | 96% | 97%  | 96%  | 93% | 85% | 77% | 80% | 84% | 93% | 96% | 100% |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT (NLDC))

Em seguida, é mostrada na Figura 5-8 A quantidade máxima de energia e o histórico da quantidade de energia de corte planeada (Sistemas norte, central e sul) a curva de carga diária em cada mês de 2016 (os 3 dias mais altos, dias de semana e feriados). A curva foi estimada pela correcção da demanda em horários de pico (3 horas) baseada na curva de carga dos meses de Agosto e Dezembro de 2016 e de Janeiro de 2017 que apresentaram demanda potencial relativamente baixa. É mostrada na Figura 5-16 A curva de carga diária em 2016 (Sistema Norte) a curva de carga diária dos 3 dias mais altos, dias de semana e feriados de cada mês como resultado estimado (normalizado pela potência máxima anual).

A partir deste resultado o factor de carga anual calculado em 70,3%.

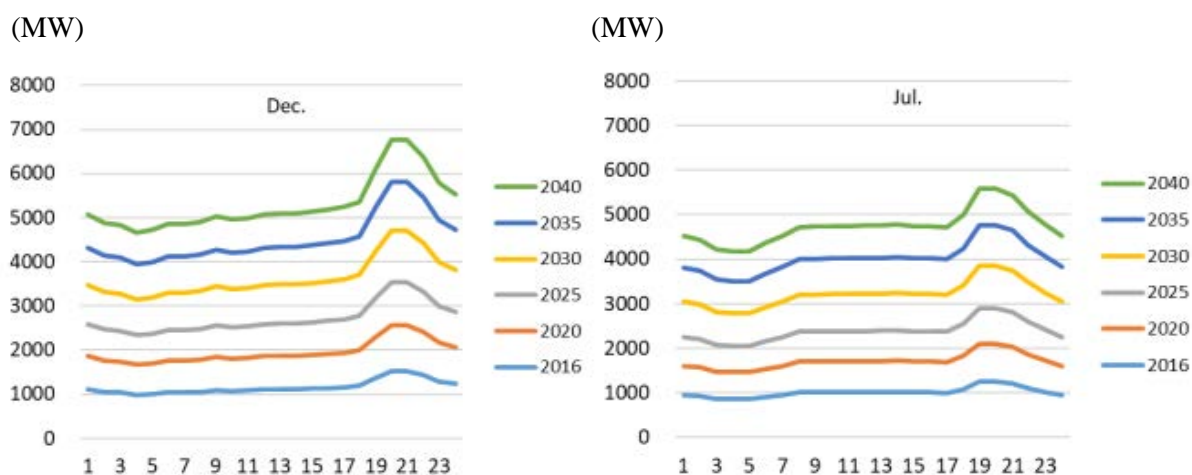


(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-16 A curva de carga diária em 2016 (Sistema Norte)**

Para o Sistema Norte é estimado que, pelo facto de incluir uma grande cidade que é Luanda, a demanda de dia aumenta relativamente em relação à demanda de pico que é ao entardecer. Pela experiência de outros países é estimado que o factor de carga anual (70.3%) em 2040 aumente em torno de 72% em relação ao 2016.

Com base no pressuposto acima estimou-se as curvas de carga diária de cada mês (3 dias mais altos, dias de semana e feriados) até 2040. Destas são mostradas as curvas de carga diária da média dos 3 dias mais altos até 2040 dos meses de Dezembro onde ocorre a potência máxima do ano e de Julho que apresenta a menor potência máxima entre os meses.

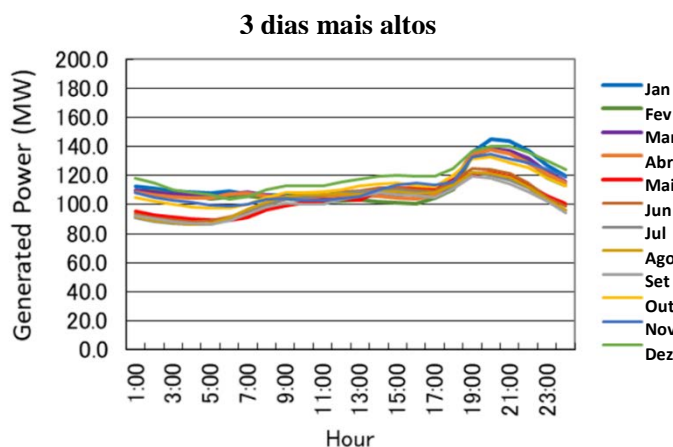


(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-17 O resultado da previsão da curva de carga diária (Sistema Norte: média dos 3 dias mais altos)**

(2) Sistemas Central, Sul e Leste

Como os dados horários de fornecimento de energia gerada nos sistemas central, sul e leste não estão organizados, decidiu-se fazer a estimativa com base nos dados de fornecimento de energia de sistemas regionais independentes (isolated) do sistema norte em 2016. A Figura 5-18 mostra a curva de carga diária da média máxima de 3 dias em 2016 de sistemas regionais independentes do norte.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-18 Curva de carga diária do sistema independente no norte (2016)**

As máximas potências mensais (a incluir demandas potenciais) em 2016 dos sistemas norte e sul foram normalizadas pela potência máxima anual e a obtida a sua média (ver Tabela 5-6). A potência máxima anual ocorre em Dezembro, enquanto que a potência máxima de Junho é a menor, ficando a 77% da potência máxima do ano.



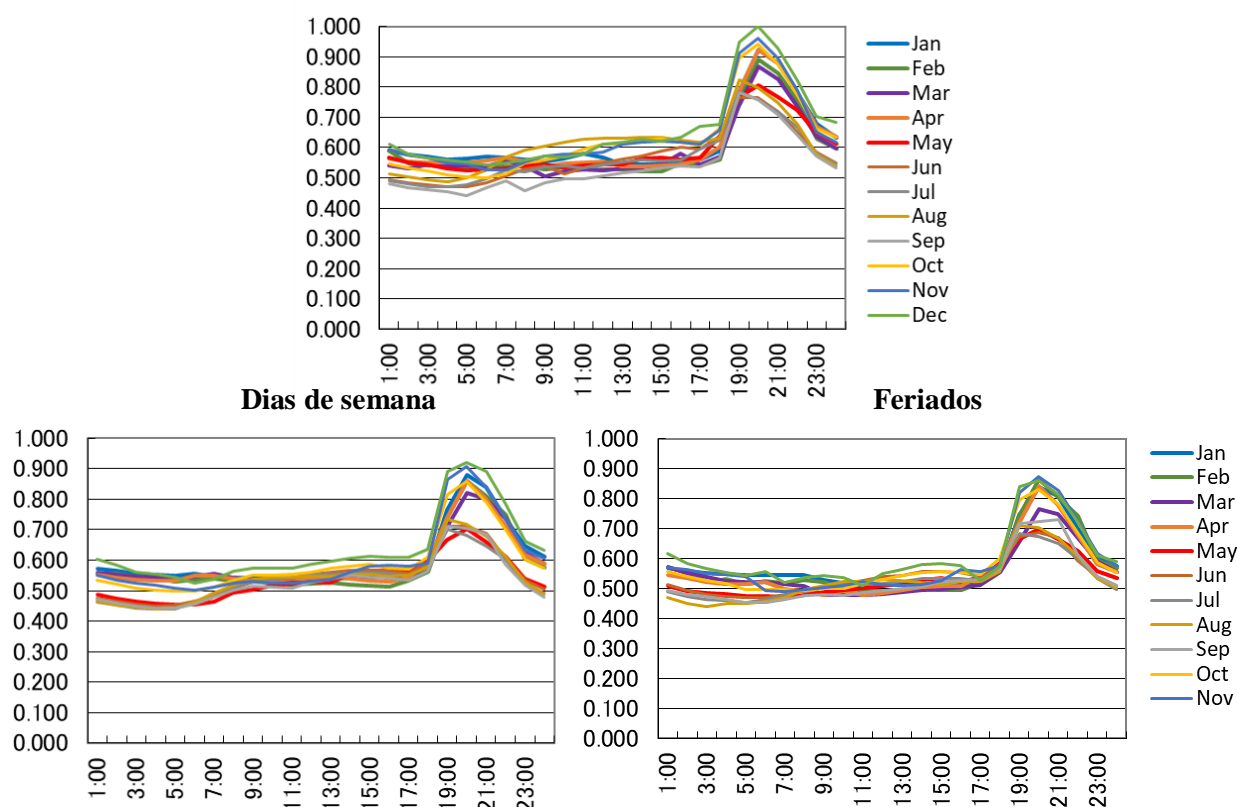
**Tabela 5-6 A variação da potência máxima mensal (normalizada)**

|          |        | Jan | Feb | Mar | Abr  | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov  | Dez  |
|----------|--------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|
| 2016     | Centro | 82% | 84% | 82% | 80%  | 75% | 73% | 81% | 90% | 84% | 94% | 100% | 96%  |
|          | Sul    | 94% | 92% | 93% | 100% | 95% | 92% | 93% | 96% | 96% | 99% | 97%  | 91%  |
| Aplicado |        | 92% | 89% | 87% | 92%  | 81% | 77% | 78% | 82% | 78% | 94% | 96%  | 100% |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo com base nos dados da RNT (NLDC))

Como a demanda potencial média em 2016 do sistema central apresenta uma grande escala de demanda conforme mostrada na Figura 5-8, e é 0,3 vezes a potência máxima mensal, foi estimada uma curva de carga diária (normalizada pela potência máxima anual) pela correcção da demanda na faixa de pico (3 horas) com base na proporção da demanda potencial mostrada acima. São mostradas na Figura 5-19 as curvas de carga diária da média dos 3 dias mais altos de cada mês, dos dias de semana e dos feriados como resultados da estimativa. A partir deste resultado o factor de carga anual calculado foi de 56,8%.

**Média dos 3 dias mais altos**



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

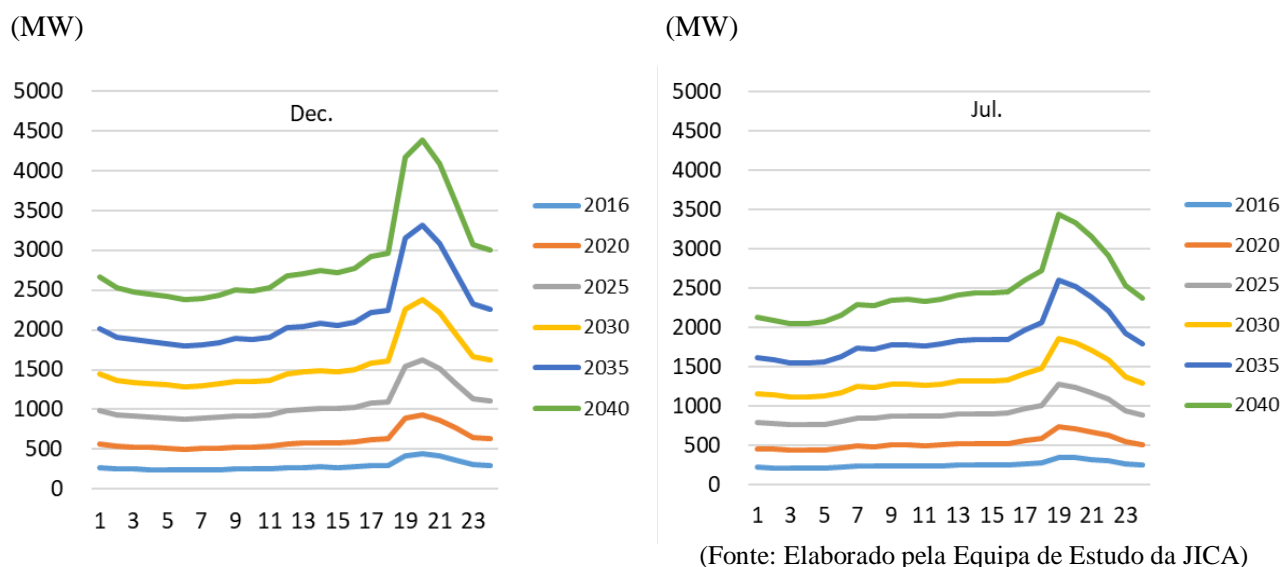
**Figura 5-19 A curva de carga diária em 2016 (Sistemas Norte + Central + Leste)**

Como os sistemas central, sul e leste possuem previsão de promoção da electrificação até 2040, as suas curvas de carga diária deverão sofrer aumento de forma similar (tipo pico de iluminação de rua) devido à demanda de consumo geral, embora a proporção entre a demanda comercial/ industrial e a



citada demanda de consumo não muda. Portanto, é suposto que o factor de carga anual (56,8%) de 2016 dificilmente sofrerá mudanças em qualquer um dos sistemas.

Com base no pressuposto acima estimou-se as curvas de carga diária de cada mês (3 dias mais altos, dias de semana e feriados) dos sistemas central, sul e leste até 2040. Destas são mostradas na Figura 5-20 as curvas de carga diária da média dos 3 dias mais altos até 2040 nos meses de Dezembro (onde ocorre a potência máxima do ano) e de Julho (que apresenta a menor potência máxima entre os meses no sistema norte).

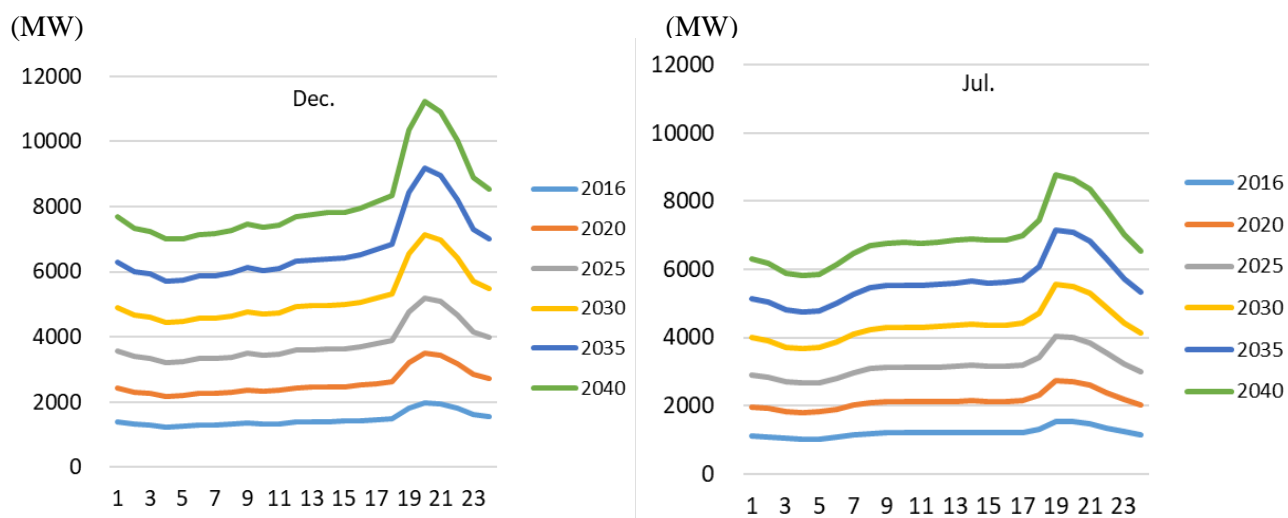


**Figura 5-20 O resultado da previsão da curva de carga diária (Sistemas central + sul + norte: média dos 3 dias mais altos)**

(3) Para todo o país

Com base nos resultados de previsão acima, em termos de factor de carga anual do sistema nacional (total dos sistemas norte, central, sul e leste), o factor de carga de 2016 (67,3%) deverá diminuir para 66,1% na altura de 2040. A principal razão disso é a diminuição da proporção da região norte na demanda máxima de energia em todo o país que passa de 77,7% em 2016 para 61,0% em 2040, à medida que a promoção da electrificação nas regiões central, sul e leste for promovida.

Dentre as curvas mensais de carga diária (3 dias mais altos, dias de semana e feriados) em todo o país, são mostradas na Figura 5-21 as curvas de carga diária da média dos 3 dias mais altos até 2040 dos meses de Dezembro (onde ocorre a potência máxima do ano) e de Julho (que apresenta a menor potência máxima entre os meses).



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-21 O resultado da previsão da curva de carga diária (média dos 3 dias mais altos)**

#### 5.3.4 A previsão de demanda de energia gerada

A demanda da quantidade de energia a ser gerada pode ser obtida pela equação abaixo:

Quantidade de demanda a ser gerada (kWh) = potência máxima anual (kW) × 8.760 horas × factor de carga anual

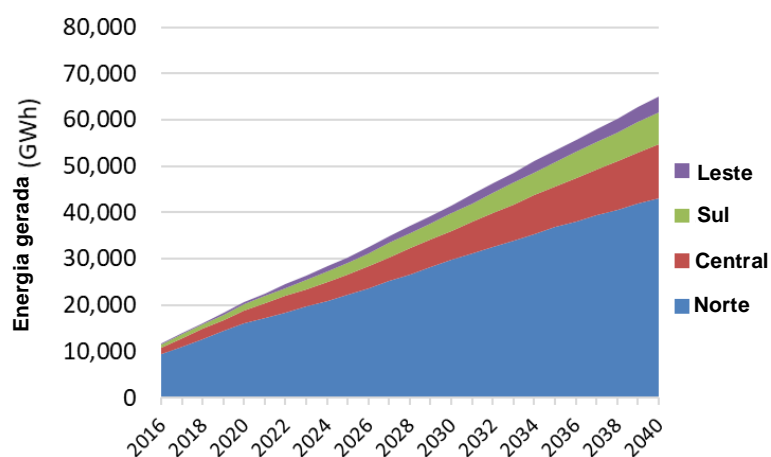
A Tabela 5-7 e a Figura 5-22 abaixo são resultados da previsão da demanda da quantidade de energia a ser gerada com base na estimativa da potência máxima anual e factor de carga anual de cada sistema.

**Tabela 5-7 Previsão da máxima demanda anual de energia**

(Unidade: GWh)

|      | Norte  | Centro | Sul   | Leste | Todo   |
|------|--------|--------|-------|-------|--------|
| 2016 | 9,522  | 1,325  | 673   | 208   | 11,728 |
| 2017 | 11,131 | 1,708  | 837   | 269   | 13,946 |
| 2018 | 12,743 | 2,092  | 1,001 | 331   | 16,167 |
| 2019 | 14,359 | 2,476  | 1,165 | 392   | 18,392 |
| 2020 | 15,977 | 2,860  | 1,329 | 453   | 20,619 |
| 2021 | 17,214 | 3,161  | 1,560 | 611   | 22,546 |
| 2022 | 18,452 | 3,462  | 1,791 | 768   | 24,474 |
| 2023 | 19,693 | 3,763  | 2,023 | 926   | 26,405 |
| 2024 | 20,937 | 4,065  | 2,254 | 1,083 | 28,339 |
| 2025 | 22,183 | 4,366  | 2,485 | 1,241 | 30,275 |
| 2026 | 23,678 | 4,762  | 2,743 | 1,337 | 32,520 |
| 2027 | 25,175 | 5,158  | 3,001 | 1,434 | 34,768 |
| 2028 | 26,675 | 5,555  | 3,258 | 1,530 | 37,019 |
| 2029 | 28,179 | 5,951  | 3,516 | 1,626 | 39,272 |
| 2030 | 29,685 | 6,347  | 3,774 | 1,723 | 41,529 |
| 2031 | 31,103 | 6,836  | 4,075 | 1,867 | 43,881 |
| 2032 | 32,525 | 7,324  | 4,376 | 2,011 | 46,235 |
| 2033 | 33,949 | 7,813  | 4,677 | 2,154 | 48,593 |
| 2034 | 35,375 | 8,301  | 4,978 | 2,298 | 50,953 |
| 2035 | 36,805 | 8,790  | 5,279 | 2,442 | 53,316 |
| 2036 | 38,066 | 9,335  | 5,626 | 2,616 | 55,643 |
| 2037 | 39,330 | 9,881  | 5,973 | 2,789 | 57,974 |
| 2038 | 40,597 | 10,427 | 6,321 | 2,962 | 60,306 |
| 2039 | 41,865 | 10,973 | 6,668 | 3,136 | 62,641 |
| 2040 | 43,136 | 11,518 | 7,015 | 3,309 | 64,979 |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)



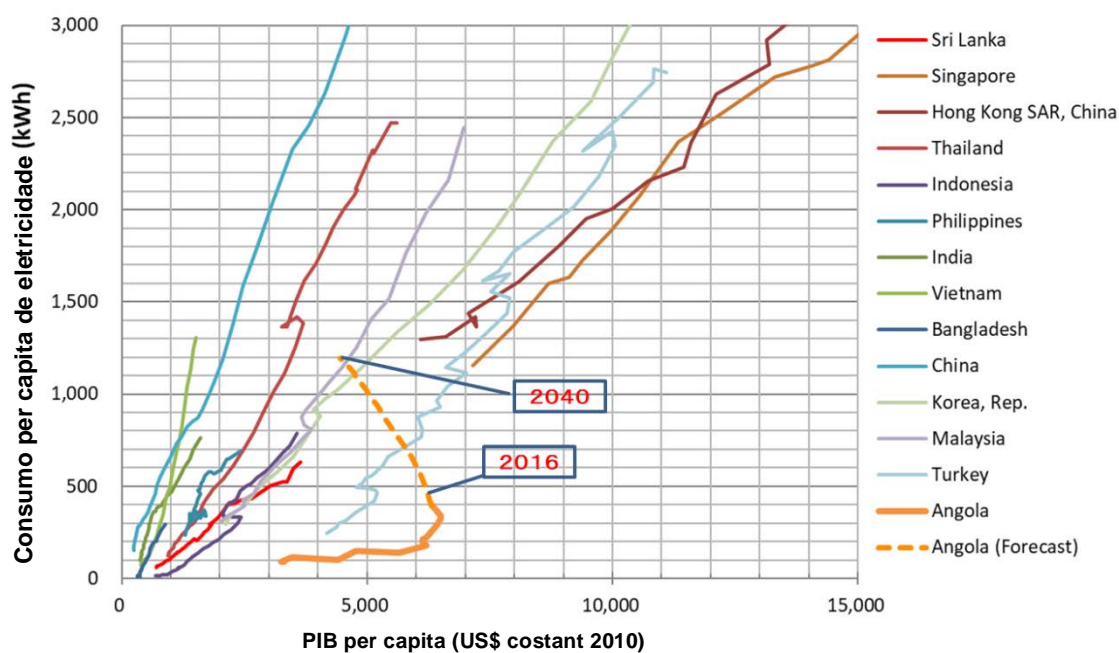
(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-22 O resultado da previsão da demanda da quantidade de energia a ser gerada**

### 5.3.5 Avaliação macro do resultado da previsão de demanda

A fim de confirmar a adequação dos resultados de previsão de demanda foi feita a comparação com os desempenhos de outros países em desenvolvimento. A Figura 5-23 é o gráfico da relação entre o PIB per capita e a quantidade de consumo de energia (1973 a 2013) acrescido do histórico de consumo e do resultado da previsão da demanda de Angola. As relações entre o PIB e a quantidade de consumo de energia dos países apresentam diferenças de inclinação que é reflexo das diferenças de uso de energia em cada país devido às suas condições climáticas e estruturas industriais próprias no entanto, cada país apresenta um aumento relativamente linear.

A estimativa da taxa de crescimento populacional entre 2016 a 2040 é de uma diminuição gradual de 3% para 2,5%, enquanto que se presume que a taxa de crescimento do PIB até 2022 de 1,4%, segundo estimativas do FMI, continuará nesse patamar, portanto, é esperado que o PIB per capita diminua. Por outro lado, o consumo de energia eléctrica per capita continuará a aumentar quase linearmente, como em outros países em desenvolvimento, portanto pode-se considerar coerente a previsão de demanda de energia eléctrica até o ano de 2040.



(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 5-23** A relação entre a demanda de energia e o PIB

## Capítulo 6. Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia

### 6.1 Recolha e análise de informações sobre as instalações de fontes de energia existentes

#### 6.1.1 O estado actual das instalações de fontes de energia existentes

(1) A composição das instalações de fontes energia

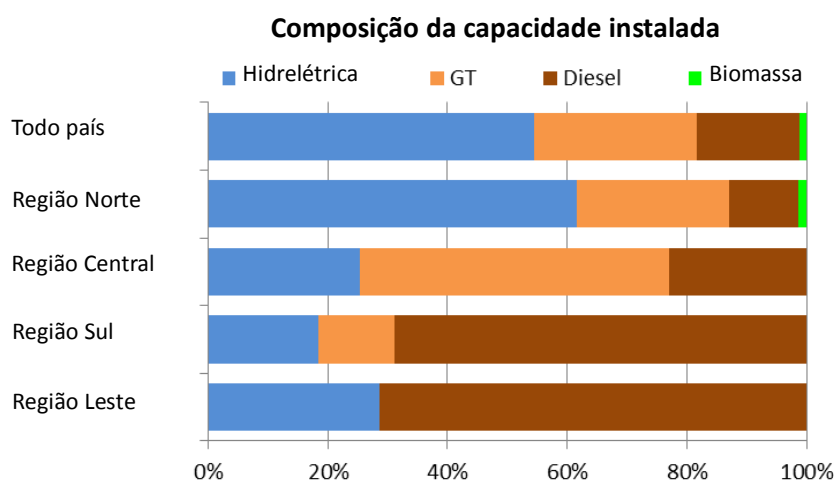
É mostrada na Tabela 6-1 a quantidade de instalações das centrais de geração de energia (excluindo instalações de geração de pequeno porte como pequenas hidroeléctricas, etc.) por regiões, e também na Figura 6-1 a composição das instalações por tipos de fontes de energia.

Em termos de país as centrais hidroeléctricas representam a maioria das instalações de fontes energia e o restante é composto pelas instalações de geração térmica (turbinas a gás, diesel). No entanto, muitas das centrais hidroeléctricas estão localizadas na região norte, enquanto que nas outras regiões a proporção das centrais térmicas se torna relativamente maior.

Em termos de energias renováveis, existe uma central de geração por biomassa em operação enquanto que não há desenvolvimento de gerações eólicas ou fotovoltaicas de grande porte.

**Tabela 6-1 As principais instalações de geração por região e tipos de geração (MW)**

| Região           | Hidroeléctrica<br>(não incluindo<br>pequeno porte) | Termelétrica | Renovável    |            | Região    |          |          |
|------------------|--|--------------|--------------|------------|-----------|----------|----------|
|                  |  |              | GT           | Diesel     | Biomass   | Eólica   | Solar PV |
| <b>Todo país</b> | <b>4,339</b>                                       | <b>2,365</b> | <b>1,181</b> | <b>743</b> | <b>50</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |
| Região Norte     | 3,527  | 2,172        | 899          | 407        | 50        | 0        | 0        |
| Região Central   | 492  | 125          | 254          | 113        | 0         | 0        | 0        |
| Região Sul       | 221  | 41           | 28           | 152        | 0         | 0        | 0        |
| Região Leste     | 99   | 28           | 0            | 71         | 0         | 0        | 0        |



**Figura 6-1 A composição da capacidade instalada**

Por outro lado, as instalações de geração de energia hidroeléctrica, térmica e energias renováveis estão se deteriorando, e alguns já pararam de operar ou não conseguem mais gerar a sua capacidade instalada. Principalmente as instalações de geração termoeléctrica apresentam uma queda acentuada na sua capacidade máxima de geração, e conforme as capacidades máximas mostradas na Tabela 6-2 a situação não permite aproveitar 40% da potência instalada média considerando todas as instalações de geração térmica. Portanto, é necessário considerar a potência disponível de fornecimento para avaliar a capacidade actual de fornecimento.

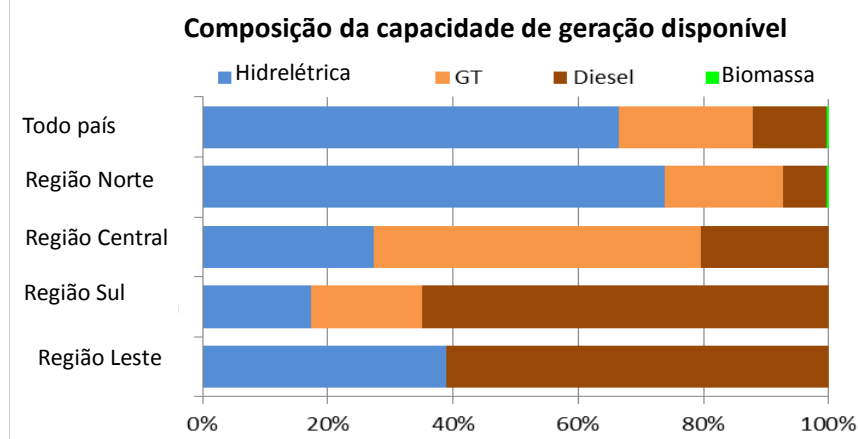
É mostrada na Tabela 6-3 a capacidade de fornecimento por regiões e por tipos de geração de energia com base na capacidade disponível de fornecimento. Na Figura 6-2 é mostrada a composição das instalações onde podemos ver que a proporção de energia hidroeléctrica é superior a 65% e toda a operação de geração é centrada na hidroeléctrica acima da proporção da capacidade instalada.

**Tabela 6-2 Potência máxima disponível das centrais térmicas (MW)**

| Região           | Termeléctrica            |                        |                          |
|------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|
|                  | Capacidade instalada (1) | Available capacity (2) | Capacidade instalada (1) |
| <b>Todo país</b> | <b>1,924</b>             | <b>1,145</b>           | <b>60%</b>               |
| Região Norte     | 1,306                    | 751                    | 58%                      |
| Região Central   | 367                      | 226                    | 61%                      |
| Região Sul       | 180                      | 130                    | 72%                      |
| Região Leste     | 71                       | 38                     | 53%                      |

**Tabela 6-3 A capacidade de fornecimento (MW) por regiões e por tipos de geração de energia com base na capacidade disponível de fornecimento**

| Região           | Total        | Hidroeléctrica<br>(não incluindo<br>pequeno porte) | Termoeléctrica |            | Renovável |          |          |
|------------------|--------------|--|----------------|------------|-----------|----------|----------|
|                  |              |  | GT             | Diesel     | Biomass   | GT       | Diesel   |
| <b>Todo país</b> | <b>3,441</b> | <b>2,286</b>                                       | <b>739</b>     | <b>406</b> | <b>10</b> | <b>0</b> | <b>0</b> |
| Região Norte     | 2,941        | 2,150  | 549            | 202        | 10        | 0        | 0        |
| Região Central   | 311          | 85   | 162            | 64         | 0         | 0        | 0        |
| Região Sul       | 157          | 27   | 28             | 102        | 0         | 0        | 0        |
| Região Leste     | 62           | 24   | 0              | 38         | 0         | 0        | 0        |



**Figura 6-2 Composição da capacidade instalada com base na capacidade disponível de fornecimento**

(2) As formas de posse dos equipamentos

Foram organizadas na Tabela 6-4 as informações a respeito da responsabilidade de manutenção e operação das centrais eléctricas existentes pela PRODEL e outros intervenientes. Tanto nas centrais hidroeléctricas como nas térmicas, a operação de muitas instalações de fornecimento é feita pela PRODEL. Principalmente as grandes centrais hidroeléctricas com alta capacidade de ajuste estão sob controle da PRODEL, o que confere à companhia relevante papel no fornecimento estável de energia.

**Tabela 6-4 A responsabilidade por tipos de geração de energia (MW)**

| Região           | Total        | Hidroeléctrica |           | Termoeléctrica |            | Biomassa |           |
|------------------|--------------|----------------|-----------|----------------|------------|----------|-----------|
|                  |              | PRODEL         | Outros    | PRODEL         | PRODEL     | Outros   | PRODEL    |
| <b>Todo país</b> | <b>4,339</b> | <b>2,274</b>   | <b>92</b> | <b>1,373</b>   | <b>552</b> | <b>0</b> | <b>50</b> |
| Região Norte     | 3,527        | 2,146          | 26        | 944            | 362        | 0        | 50        |
| Região Central   | 492          | 75             | 50        | 337            | 30         | 0        | 0         |
| Região Sul       | 221          | 41             | 0         | 28             | 152        | 0        | 0         |
| Região Leste     | 99           | 12             | 16        | 63             | 7          | 0        | 0         |

(3) As instalações de geração hidroeléctricas

São mostradas na Tabela 6-5 as informações básicas relacionadas às centrais hidroeléctricas existentes.

A capacidade instalada das centrais hidroeléctricas é de 2.373 MW em Outubro de 2017, destes 2.146 MW são gerados pelas 3 grandes centrais hidroeléctricas (Capanda, Cambambe e Lauca). Destes, a central de Lauca ainda se encontra em construção embora já esteja a operar a unidade 2, e como será descrito na sessão seguinte, está prevista a operação de novas unidades em sequência o que irá aumentar ainda mais a capacidade de fornecimento das 3 grandes centrais.

Todas as 3 centrais estão localizadas no rio Kwanza. Destes a central de Capanda (520 MW) se localiza no médio Kwanza é uma central que possui uma grande albufeira (capacidade efectiva de 36,51 milhões de m<sup>3</sup>) e foi o primeiro a ser desenvolvido no país. Posteriormente foi construída a central de Cambambe (180MW). A barragem da central Cambambe teve a sua altura da albufeira elevada posteriormente por mais 15 m, além da obra de reabilitação (com aumento da capacidade de geração para 260 MW) e expansão da própria central (700 MW). As obras de reabilitação e expansão foram feitas pela empresa Odbrecht Angola e os equipamentos de geração de energia ficou sob a responsabilidade da empresa Voith.

A central Lauca (2.067 MW) se localiza no meio das duas centrais já descritas, e é uma central de grande porte que possui uma grande albufeira (capacidade efectiva de 54,82 milhões de m<sup>3</sup>). Assim, no momento essas 3 centrais desempenham um papel vital no fornecimento de energia eléctrica.

(4) Instalações de geração térmica

São mostradas na Tabela 6-6 as informações básicas relacionadas às centrais hidroeléctricas existentes.

A central Soyo é o primeiro em Angola a gerar energia por ciclo combinado, no momento duas turbinas a gás (total de 250 MW) que usam no momento diesel como combustível já entraram em operação, espera-se que o o gás seja fornecido brevemente e a obra está prevista para ser concluída em 2018.

Quanto às outras centrais estão a operar algo em torno de 10 unidades de turbinas a gás de 20 a 40 MW cada uma, sendo que a grande maioria são gerações a diesel de pequeno porte, e muitas instalações não estão ligadas ao sistema tronco.

Muitos destes GT e geradores a diesel estão instalados nas subestações de sistemas regionais ou nas suas proximidades, e são operados para mitigar a redução da tensão eléctrica. O ideal seria que operassem realmente para estabilizar o sistema em horários de pico de demanda, mas na realidade são operados para salvaguardar a escassez de capacidade de fornecimento o que resulta num longo tempo de operação dos geradores. Este facto é considerado a causa do permanente alto custo de geração de energia em Angola, e representa um dos constrangimentos a serem resolvidos pelo sector de energia do país.

O combustível usado é basicamente o diesel sendo que uma pequena parte da turbina a gás usa jetfuel (Jet B). Apesar de não haver geração de energia a gás no momento, de acordo com a PRODEL, existe o plano futuro de substituir o combustível actual para o gás assim que o fornecimento de gás se tornar viável de modo a economizar o custo de combustível. Estão em andamento discussões com a Sonangol embora não exista nenhuma acção concreta no momento.



**Tabela 6-5 Lista de Centrais Hidroeléctricas (Outubro de 2017)**

| Nome da central               | Conexão de rede | Proprietário | Local   |              |           |               |               | Capacidade instalada (MW) | Número de unidades/capacidade da unidade (MW) | Capacidade disponível (MW) | Ano de comissionamento | Observações   |
|-------------------------------|-----------------|--------------|---------|--------------|-----------|---------------|---------------|---------------------------|---|----------------------------|------------------------|---|
|                               |                 |              | Área    | Província    | Município | Longitude     | Latitude      |                           |   |                            |                        |   |
| <b>Lauca</b>                  | on grid         | PRODEL       | Norte   | Malanje      | -         | 15° 7'32.38"E | 9°44'30.58"S  | 666.0                     | 6x333,1x67                                    | 666.0                      | 2017-2018              | #1,#2 completado, #3-#6 Em construção, Total 2067MW |
| <b>Capanda</b>                | on grid         | PRODEL       | Norte   | Malanje      | Cacuso    | 15°27'48.85"E | 9°47'35.02"S  | 520.0                     | 4x 130  | 480.0                      | 2004/2007              | -   |
| <b>Cambambe</b>               | on grid         | PRODEL       | Norte   | Kwanza Norte | Dondo     | 14°28'44.76"E | 9°45'4.40"S   | 260.0                     | 4x 65   | 240.0                      | 2012                   | -   |
| <b>Cambambe 2</b>             | on grid         | PRODEL       | Norte   | Kwanza Norte | Dondo     | 14°29'1.08"E  | 9°44'47.27"   | 700.0                     | 4x 175  | 640.0                      | 2016                   | -   |
| <b>Mabubas</b>                | on grid         | IPP          | Norte   | Bengo        | Dande     | 13°42'0.57"E  | 8°32'6.77"S   | 25.6                      | 4x 6.4  | 24.0                       | 2012                   | -   |
| <b>Biópio</b>                 | on grid         | PRODEL       | Central | Benguela     | Lobito    | 13°43'36.24"E | 12°28'4.58"S  | 14.58                     | 4x 3.645                                      | 12.0                       | 1955                   | -   |
| <b>Lomaúm</b>                 | on grid         | IPP          | Central | Benguela     | Cubal     | 14°23'8.39"E  | 12°43'31.27"S | 50.0                      | 2x10, 2x15                                    | 50.0                       | 2015                   | -   |
| <b>Gove</b>                   | on grid         | PRODEL       | Central | Huambo       | Caála     | 15°52'12.72"E | 13°27'7.41"S  | 60.0                      | 3x 20   | 35.0                       | 2012                   | -   |
| <b>Matala</b>                 | on grid         | PRODEL       | Sul     | Huíla        | Matala    | 15° 2'30.93"E | 14°44'39.96"S | 40.8                      | 3x 13.6                                       | 27.2                       | 1959                   | -   |
| <b>On grid Total=</b>         |                 |              |         |              |           |               |               | <b>2,337.0</b>            |   | <b>2,174.2</b>             |                        |   |
| <b>Luachimo</b>               | off grid        | PRODEL       | Leste   | Lunda Norte  | Dundo     | 20°50'35.45"E | 7°21'48.94"S  | 8.4                       | 4x 2.1  | 4.0                        | -                      | Fora de serviço no momento                          |
| <b>Chicapa</b>                | off grid        | IPP          | Leste   | Lunda Sul    | Saurimo   | 20°21'14.94"E | 9°29'8.64"S   | 16.0                      | 4x 4  | 14.0                       | -                      | -   |
| <b>Chiumbe Dala</b>           | off grid        | PRODEL       | Leste   | Lunda Sul    |           | 20°12'14.75"E | 11° 1'19.39"S | 12.0                      | 2x4, 2x2                                      | 10.0                       | 2017                   | -   |
| <b>Off grid Total=</b>        |                 |              |         |              |           |               |               | <b>36.4</b>               |   | <b>28.0</b>                |                        |   |
| <b>Hidroeléctrica Total =</b> |                 |              |         |              |           |               |               | <b>2,373.4</b>            |   | <b>2,202.2</b>             |                        |   |

**Tabela 6-6 Lista de Centrais Térmicas (Outubro de 2017)**

| Nome da central  | Conexão | Proprietário | Local |           |           |               |              | Capacidade instalada (MW) | Número de unidades/ capacidade da unidade(MW) | Capacidade disponível (MW) | Ano de comissionamento | Tipo    | Combustível | Observações                            |
|------------------|---------|--------------|-------|-----------|-----------|---------------|--------------|---------------------------|---|----------------------------|------------------------|---------|-------------|--|
|                  |         |              | Área  | Província | Município | Longitude     | Latitude     |                           |   |                            |                        |         |             |  |
| Soyo             | on grid | PRODEL       | Norte | Zaire     | Soyo      | 12°20'51.70"E | 6°10'40.60"S | 250,0                     | GT 4x125,<br>ST 2x125                         | 250,0                      | 2017-2018              | GT      | Diesel/NG   | #1,2 em operação,<br>Total 750MW(CCGT) |
| CD Benfica       | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Belas     | 13° 9'54.40"E | 8°57'14.73"S | 40,0                      | 10x 4   | 24,0                       | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |  |
| CT Cazenga #1    | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   | 13°18'23.38"E | 8°48'53.54"S | 24,4                      | 1x 24.4                                       | 0,0                        | 1979                   | GT      | Diesel      | N/D<br><br>N/D<br>N/D                  |
| CT Cazenga #2    | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   |               |              | 32,0                      | 1x 32.8                                       | 32,0                       | 1985                   | GT      | Gasóleo     |  |
| CT Cazenga #3    | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   |               |              | 40,0                      | 1x40  | 40,0                       | 1993                   | GT      | Gasóleo     |  |
| CT Cazenga #4    | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   |               |              | 22,4                      | 1x 22.45                                      | 0,0                        | -                      | GT      | Jet B       |  |
| CT Cazenga #5    | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   |               |              | 22,4                      | 1x 22.45                                      | 0,0                        | -                      | GT      | Jet B       |  |
| CT Cazenga #6    | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   |               |              | 22,0                      | 1x 22   | 18,00                      | 2010                   | GT      | Jet B       |  |
| CT Cazenga #7    | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   |               |              | 22,0                      | 1x 22   | 18,00                      | 2010                   | GT      | Jet B       |  |
| CT CFL           | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Cazenga   |               |              | 13°16'36.78"E             | 8°49'41.66"S                                  | 125,0                      | 5x 25                  | 75,0    | 2012-2013   |  |
| CD Viana Km9     | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Viana     | 13°18'59.68"E | 8°51'59.71"S | 40,0                      | 24x 1.66                                      | 25,0                       | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |  |
| CT Boa Vista I   | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Luanda    | 13°13'19.10"E | 8°49'20.40"S | 45,0                      | 1x 45   | 0,0                        | 2011                   | GT      | Gasóleo     | N/D<br>N/D                             |
| CT Boa Vista II  | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Luanda    |               |              | 45,0                      | 1x 45   | 0,0                        | 2011                   | GT      | Gasóleo     |  |
| CT Boa Vista III | on grid | PRODEL       | Norte | Luanda    | Luanda    |               |              | 41,2                      | 1x 41.2                                       | 24,0                       | 2011                   | GT      | Gasóleo     |  |
| CT Refinaria     | on grid | IPP          | Norte | Luanda    | Cazenga   | 13°18'28.20"E | 8°46'56.37"S | 25,5                      | -   | 0,0                        | -                      | GT      | Gasóleo     |  |
| CT CIF Thermal   | on grid | IPP          | Norte | Luanda    | Viana     | 13°34'0.35"E  | 9° 6'29.84"S | 50,0                      | -   | 0,0                        | -                      | GT      | Gasóleo     |  |
| CD Capopa 1      | on grid | PRODEL       | Norte | Malanje   | Malanje   | -             | -            | 4,5                       | -   | 0,0                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |  |

| Nome da central       | Conexão  | Proprietário | Local   |           |           |               |               | Capacidade instalada (MW) | Número de unidades/ capacidade da unidade(MW) | Capacidade disponível (MW) | Ano de comissionamento | Tipo    | Combustível | Observações  |
|-----------------------|----------|--------------|---------|-----------|-----------|---------------|---------------|---------------------------|---|----------------------------|------------------------|---------|-------------|--------------|
|                       |          |              | Área    | Província | Município | Longitude     | Latitude      |                           |   |                            |                        |         |             |              |
| CD Capopa 2           | on grid  | PRODEL       | Norte   | Malanje   | Malanje   | -             | -             | 19,6                      | 5x3.9   | 15,7                       | 2015                   | Gasóleo | Diesel      |              |
| CT Camama             | on grid  | PRODEL       | Norte   | Luanda    | Belas     | -             | -             | 50,0                      | 2x25  | 50,0                       | 2017                   | GT      | Gasóleo     |              |
| CT Biópio             | on grid  | PRODEL       | Central | Benguela  | Lobito    | 13°43'21.66"E | 12°27'48.10"S | 22,0                      | 1x22.0  | 0,0                        | 1977                   | GT      | Gasóleo     |              |
| CT Quileva            | on grid  | PRODEL       | Central | Benguela  | Lobito    | 13°35'23.96"E | 12°22'54.95"S | 182,3                     | 6x15,3x30.78                                  | 112,3                      | 2010-2017              | GT      | Gasóleo     | #2-5 N/D     |
| CT Belem              | on grid  | PRODEL       | Central | -         | -         | -             | -             | 50,0                      | 2x25  | 50,0                       | 2017                   | GT      | Gasóleo     |              |
| CD Quileva (Aggreko)  | on grid  | IPP          | Central | Benguela  | Lobito    | 13°35'20.90"E | 12°22'58.58"S | 30,0                      | 39x0.79                                       | 26,4                       | -                      | Diesel  | Diesel      |              |
| CD Lobito             | on grid  | PRODEL       | Central | Benguela  | Lobito    | 13°32'29.78"E | 12°22'1.80"S  | 20,0                      | 4x5.0   | 0,0                        | 1986                   | Gasóleo | Diesel      | N/D          |
| CD Cavaco             | on grid  | PRODEL       | Central | Benguela  | Benguela  | 13°25'57.06"E | 12°35'11.60"S | 20,0                      | 5x4.1   | 8,0                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      | #1,2,4,5 N/D |
| CD Benfica            | on grid  | PRODEL       | Central | Huambo    | Huambo    | 15°44'45.10"E | 12°45'13.75"S | 15,0                      | 4x 3.75                                       | 11,3                       | 2013                   | Gasóleo | Diesel      | #3 N/D       |
| CD Lubango            | on grid  | PRODEL       | Sul     | Huíla     | Lubango   | 13°30'52.08"E | 14°55'53.49"S | 40,0                      | 11x2.61                                       | 29,1                       | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |              |
| CD Arimba             | on grid  | PRODEL       | Sul     | Huíla     | Lubango   | 13°34'48.45"E | 14°57'7.87"S  | 40,0                      | 28x1,43                                       | 31,4                       | 2012                   | Gasóleo | Diesel      |              |
| <b>On grid Total=</b> |          |              |         |           |           |               |               | <b>1 340,3</b>            |   | <b>840,2</b>               |                        |         |             |              |
| CD Morro Bento        | off grid | IPP          | Norte   | Luanda    | Belas     | 13°11'21.47"E | 8°53'29.65"S  | 40,0                      | 40x1,05                                       | 0,0                        | 2017                   | Gasóleo | Diesel      | N/D          |
| CT Morro Bento 2      | off grid | PRODEL       | Norte   | Luanda    | Belas     | 13°11'21.47"E | 8°53'29.65"S  | 50,0                      | 2x 25   | 25,0                       | 2017                   | GT      | Gasóleo     | #1 parado    |
| CT Rocha Pinto        | off grid | IPP          | Norte   | Luanda    | Belas     | -             | -             | 40,0                      | 2x 20   | -                          | -                      | GT      | Gasóleo     | N/D          |
| CD Quartéis           | off grid | PRODEL       | Norte   | Luanda    | Cazenga   | 13°14'26.92"E | 8°50'24.79"S  | 32,0                      | 8x 3.75                                       | 16                         | 2013-17                | Diesel  | Diesel      |              |
| CD Cassaque           | off grid | PRODEL       | Norte   | Luanda    | Viana     | 13°21'56.56"E | 9° 6'58.12"S  | 20,0                      | 18x 1.22                                      | 9,2                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |              |
| CD Morro da Luz       | off grid | IPP          | Norte   | Luanda    | Belas     | 13°11'50.09"E | 8°52'13.68"S  | 20,0                      | 29x1,38                                       | 0,0                        | -                      | Diesel  | Diesel      |              |
| CT Viana              | off grid | PRODEL       | Norte   | Luanda    | Viana     | 13°18'59.68"E | 8°51'59.71"S  | 22,0                      | 1x22  | 22,0                       | 2010                   | GT      | Gasóleo     |              |

| Nome da central        | Conexão  | Proprietário | Local   |             |           |               |               | Capacidade instalada (MW) | Número de unidades/ capacidade da unidade(MW) | Capacidade disponível (MW) | Ano de comissionamento | Tipo    | Combustível | Observações |
|------------------------|----------|--------------|---------|-------------|-----------|---------------|---------------|---------------------------|---|----------------------------|------------------------|---------|-------------|-------------|
|                        |          |              | Área    | Província   | Município | Longitude     | Latitude      |                           |   |                            |                        |         |             |             |
| CD Kianganga           | off grid | PRODEL       | Norte   | Zaire       | Zaire     | -             | -             | 19,7                      | -   | 11,13                      | 2006-15                | Diesel  | Diesel      |             |
| CD Tomboco             | off grid | PRODEL       | Norte   | Zaire       | Zaire     | -             | -             | 1,0                       |   | 1,016                      | -                      | Diesel  | Diesel      |             |
| CD Kaluapanda          | off grid | PRODEL       | Central | Bié         | Kuito     | -             | -             | 10,0                      | 4x2,5   | 5,0                        | 2011                   | Gasóleo | Diesel      | #1,2 N/D    |
| CD Caála               | off grid | PRODEL       | Central | Huambo      | Caála     | -             | -             | 2,0                       | -   | 0,0                        | 2004-09                | Diesel  | Diesel      |             |
| CD Bailundo            | off grid | PRODEL       | Central | Huambo      | Bailundo  | -             | -             | 2,7                       | -   | 2,26                       | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Camacupa            | off grid | PRODEL       | Central | Bié         | Camacupa  | -             | -             | 3,2                       | -   | 1,2                        | 2001                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Chinguar            | off grid | PRODEL       | Central | Bié         | Chinguar  | -             | -             | 2,1                       | -   | 1,39                       | 2008                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Lossambo            | off grid | PRODEL       | Central | -           | -         | -             | -             | 8,0                       | -   | 8,0                        | -                      | Diesel  | Diesel      |             |
| CD Xitoto I            | off grid | IPP          | Sul     | Namibe      | Namibe    | 12°10'14.86"E | 15° 8'44.90"S | 11,2                      | 2x5,6   | 0,0                        | -                      | Diesel  | Diesel      | N/D         |
| CD Xitoto II           | off grid | IPP          | Sul     | Namibe      | Namibe    | 12°10'14.85"E | 15° 8'42.01"S | 10,2                      | 6x 1.66                                       | 6,8                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CT Xitoto III          | off grid | PRODEL       | Sul     | Namibe      | Namibe    | 12°10'14.85"E | 15° 8'42.01"S | 28,0                      | 1x28  | 28,0                       |                        | GT      | Gasóleo     |             |
| CD Airport             | off grid | IPP          | Sul     | Namibe      | Namibe    | 12° 7'26.88"E | 15°14'20.56"S | 11,7                      | 3x3,89  | 7,8                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      | #2 N/D      |
| CD Ondjiva             | off grid | IPP          | Sul     | Cunene      | Ondjiva   | -             | -             | 10,2                      | 3x 3,33                                       | 6,8                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Menongue            | off grid | IPP          | Sul     | K. Kubango  | Menongue  | 17°41'52.31"E | 14°39'24.65"S | 11,9                      | 7x1,71  | 8,5                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Tômbwa              | off grid | IPP          | Sul     | Namibe      | Tômbwa    | 11°51'0.70"E  | 15°48'17.30"S | 9,6                       | 5x1,4, 2x 1,2                                 | 4,32                       | 2014-15                | Diesel  | Diesel      |             |
| CD Cuito Cuanavale     | off grid | IPP          | Sul     | Kuando      | Kubango   | 19° 8'44.30"E | 15° 8'29.50"S | 7,5                       | 5x 1,7  | 7,5                        | 2015                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| <b>Off grid Total=</b> |          |              |         |             |           |               |               | <b>372,9</b>              |   | <b>171,9</b>               |                        |         |             |             |
| CD Saurimo             | off grid | PRODEL       | Leste   | Lunda Sul   | Sumbe     | 20°24'5.16"E  | 9°38'32.58"S  | 14,1                      | 5x 2,5  | 4,1                        | 2011-14                | Diesel  | Diesel      |             |
| CD Dundo Nova          | off grid | PRODEL       | Leste   | Lunda Norte | Dundo     | 20°48'20.98"E | 7°22'55.82"S  | 30,0                      | 8x 3.75                                       | 22,5                       | 2013-14                | Diesel  | Diesel      |             |

| Nome da central                                  | Conexão  | Proprietário | Local   |           |           |               |               | Capacidade instalada (MW) | Número de unidades/ capacidade da unidade(MW) | Capacidade disponível (MW) | Ano de comissionamento | Tipo    | Combustível | Observações |
|--|----------|--------------|---------|-----------|-----------|---------------|---------------|---------------------------|---|----------------------------|------------------------|---------|-------------|-------------|
|  |          |              | Área    | Província | Município | Longitude     | Latitude      |                           |   |                            |                        |         |             |             |
| CD Luena (Hynday)                                | off grid | PRODEL       | Leste   | Moxico    | Luena     | 19°56'44.40"E | 11°45'39.72"S | 7,5                       | 5x 1,7  | 3,0                        | 2012                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Luena (Catherpillar)                          | off grid | PRODEL       | Leste   | Moxico    | Luena     | 19°54'40.62"E | 11°47'30.00"S | 6,5                       | 2x1,64+2x1,6                                  | 1,6                        | 2013                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Luau  | off grid | PRODEL       | Leste   | -         | -         | -             | -             | 5,4                       | -   | 3,6                        | 2015                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Era   | off grid | IPP          | Leste   | -         | -         | -             | -             | 7,4                       | -   | 3,0                        | -                      | Diesel  | Diesel      |             |
| <b>Off grid (Cabinda) Total=</b>                 |          |              |         |           |           |               |               | <b>70,9</b>               |   | <b>37,8</b>                |                        |         |             |             |
| <b>Termoeléctrica (terreno principal) Total=</b> |          |              |         |           |           |               |               | <b>1 784,0</b>            |   | <b>1 050,0</b>             |                        |         |             |             |
| CD Chibodo                                       | off grid | IPP          | Cabinda | Cabinda   | -         | -             | -             | 30,6                      | 18x1,67                                       | 15,3                       | 2014                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CT Malembo I / II / III                          | off grid | PRODEL       | Cabinda | Cabinda   | -         | -             | -             | 95,0                      | 2x35,1x25                                     | 70                         | 2012-15                | GT      | Gasóleo     |             |
| CD Santa Catarina                                | off grid | IPP          | Cabinda | Cabinda   | -         | -             | -             | 10,2                      | 6x 1.7  | 6,8                        | 2014                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Belize  | off grid | IPP          | Cabinda | Cabinda   | -         | -             | -             | 2,2                       | 2x 1,1  | 1,1                        | 2014                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| CD Buco Zau                                      | off grid | IPP          | Cabinda | Cabinda   | -         | -             | -             | 2,2                       | 2x 1,1  | 2,2                        | 2014                   | Gasóleo | Diesel      |             |
| <b>Off grid (Cabinda) Total=</b>                 |          |              |         |           |           |               |               | <b>140,2</b>              |   | <b>95,4</b>                |                        |         |             |             |
| <b>Termoeléctrica Total=</b>                     |          |              |         |           |           |               |               | <b>1 924,2</b>            |   | <b>1 145,4</b>             |                        |         |             |             |

Legenda: CT: Gas Turbine, CD: Diesel

### **6.1.2 As características das centrais hidroeléctricas de grande porte**

Como foi descrito na secção anterior (3), as grandes centrais hidroeléctricas foram desenvolvidas ao longo do rio Kwanza, sendo que antes da central Lauca entrar em operação existiam as centrais Capanda e Cambambe (potência instalada total: 1.480 MW) que eram as principais centrais do Sistema Norte.

A central Capanda situa-se no trecho médio do rio Kwanza, e se localiza a montante de todo o restante do grupo de centrais existentes. O volume de influxo de água à albufeira da central Capanda é mostrada na Figura 6-3 pelo que é possível perceber que existe uma grande diferença no volume de influxo entre o período de seca e de cheias, e mesmo para o volume do período de cheias existe uma grande variação entre cada ano.

A Figura 6-4 mostra o histórico da capacidade de geração da central Capanda. Na geração mensal de energia a variação anual do influxo tem sido harmonizada pelos efeitos da operação da albufeira, mesmo assim a capacidade gerada no período seco, entre Setembro a Outubro, é inferior à geração do período de cheias. Além disso, o período de 2011-12 apresentou uma grande seca que resultou em pouco volume de influxo no período de cheias, o que reflectiu na grande redução da capacidade gerada no período seco. O período 2016-17 também apresentou pouco volume de influxo que reflectiu na redução da capacidade de geração no período seco.

A capacidade disponível de geração de uma central hidroeléctrica depende muito do caudal do rio, assim na operação de centrais hidroeléctricas com albufeiras é necessário represar de forma planeada o volume de influxo de modo a garantir a capacidade de geração no período de seca. Especialmente em Angola que possui rios com grande disparidade de caudal entre os períodos seco e de cheias, é necessário fazer o planeamento a longo prazo levando-se em conta o efeito da operação da albufeira que se faz reflectindo a estimativa da capacidade de geração disponível para cada mês.

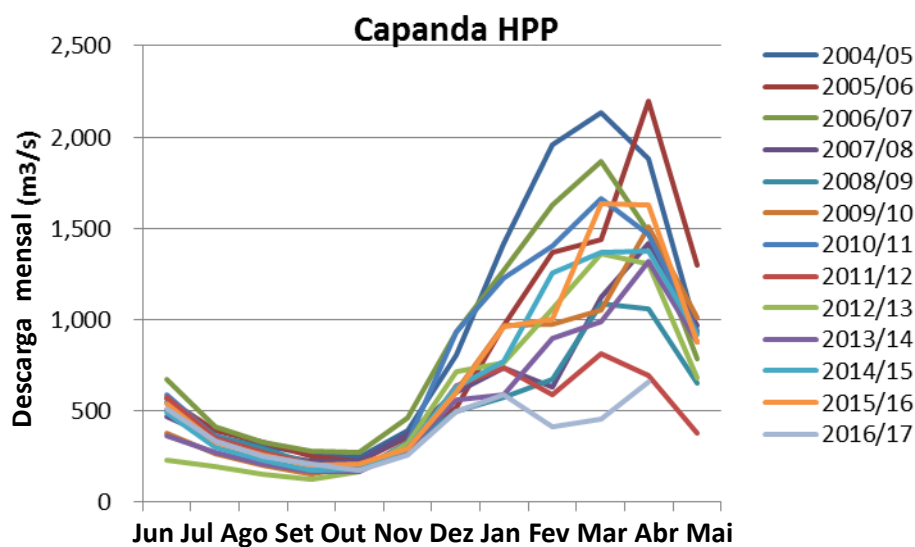


Figura 6-3 Histórico do volume de influxo na central Capanda

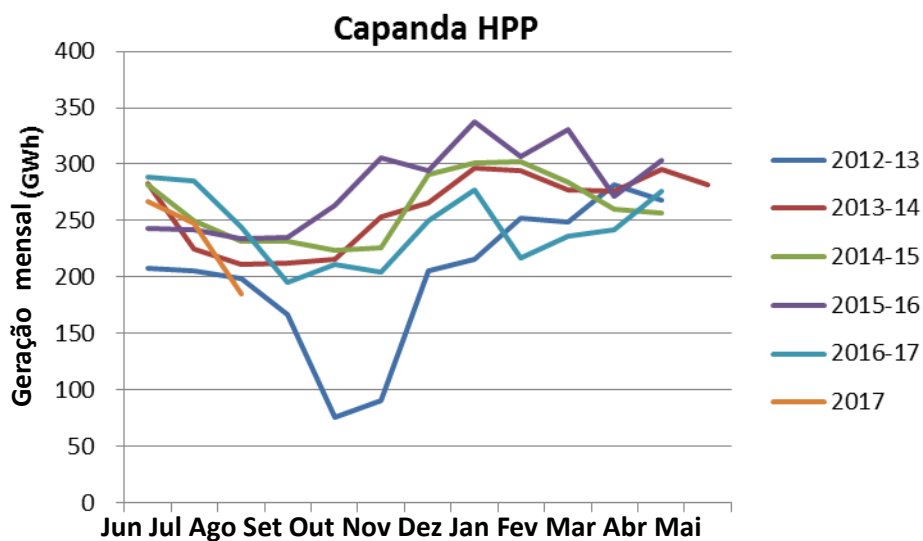


Figura 6-4 Histórico de geração na central Capanda

### 6.1.3 As instalações em construção

#### (1) As instalações de geração hidroeléctricas

No momento, estão em construção duas centrais hidroeléctricas de grande porte que são a central Lauca (2.067 MW) e Caculo Cabaça (2.170 MW). Ambas as centrais possuem uma grande albufeira e se localizam no rio Kwanza, numa posição intermediária entre a central Capanda e a Cambembe.

Para além das duas localidades citadas também estão em andamento obras de reabilitação de centrais existentes, todas elas de pequeno porte.

<Central Lauca>

A central Lauca é de uma central tipo barragem e se localiza a jusante da central Capanda, ela é composta de 6 turbinas geradoras tipo Francis (333,3 MW x 6) e um gerador por descarga de manutenção. O projecto foi financiado por Brasil e as obras foram feitas por ODEBRECHT, enquanto que o moinho-de-água foi fornecido pela empresa ANDRIZ HYDRO. A unidade 1 entrou em operação em Julho de 2017, e a unidade 2 em Outubro do mesmo ano, e as unidades subsequentes também estão planeadas para entrarem em operação a cada 2 meses.

<Central Caculo Cabaça>

A central Caculo Cabaça foi planeada a jusante da central Laca, e também é do tipo barragem sendo composta de 4 turbinas geradoras tipo Francis (530 MW x 4) e um gerador por descarga de manutenção. O financiamento do projecto foi feito por Industrial and Commercial Bank of China (ICBC) e as obras ficaram a cargo da JV formado por CGGC (China Gezhouba Group Co. Ltd), BOREAL INVESTMENTS LIMITED, CGGC e NIARA -HOLDING LDA. No momento, se encontra em fase inicial dos trabalhos de preparação da obra de construção e desde Agosto de 2017 está a ser feita a obra de desvio do rio. O período de construção da estrutura principal da barragem está previsto para durar 80 meses.

(2) As instalações de geração térmica

Está a avançar a construção da central Soyo 1 que será a primeira central de ciclo combinado em Angola. Comparada com as centrais térmicas existentes a central Soyo1 é uma central de geração de energia de grande porte e de alta eficiência.

<Central térmica Soyo1>

A central térmica Soyo1 está em construção na Província de Zaire (Figura 6-5) a noroeste de Angola (uma parte da turbina a gás já está a operar de forma experimental usando o diesel como combustível) sendo uma central de ciclo combinado gás-diesel com potência total de 750 MW. A central é composta por dois conjuntos de instalações de ciclo combinado em série, sendo que cada conjunto possui 2 turbinas geradoras e duas caldeiras de recuperação (HRSG) e uma turbina geradora a vapor (2 on 1), com potência de 375 MW.

Além disso, já foi construído o gasoduto que liga a base de GNL Angola e a central, e a previsão é que o fornecimento de gás à central comece em Novembro.



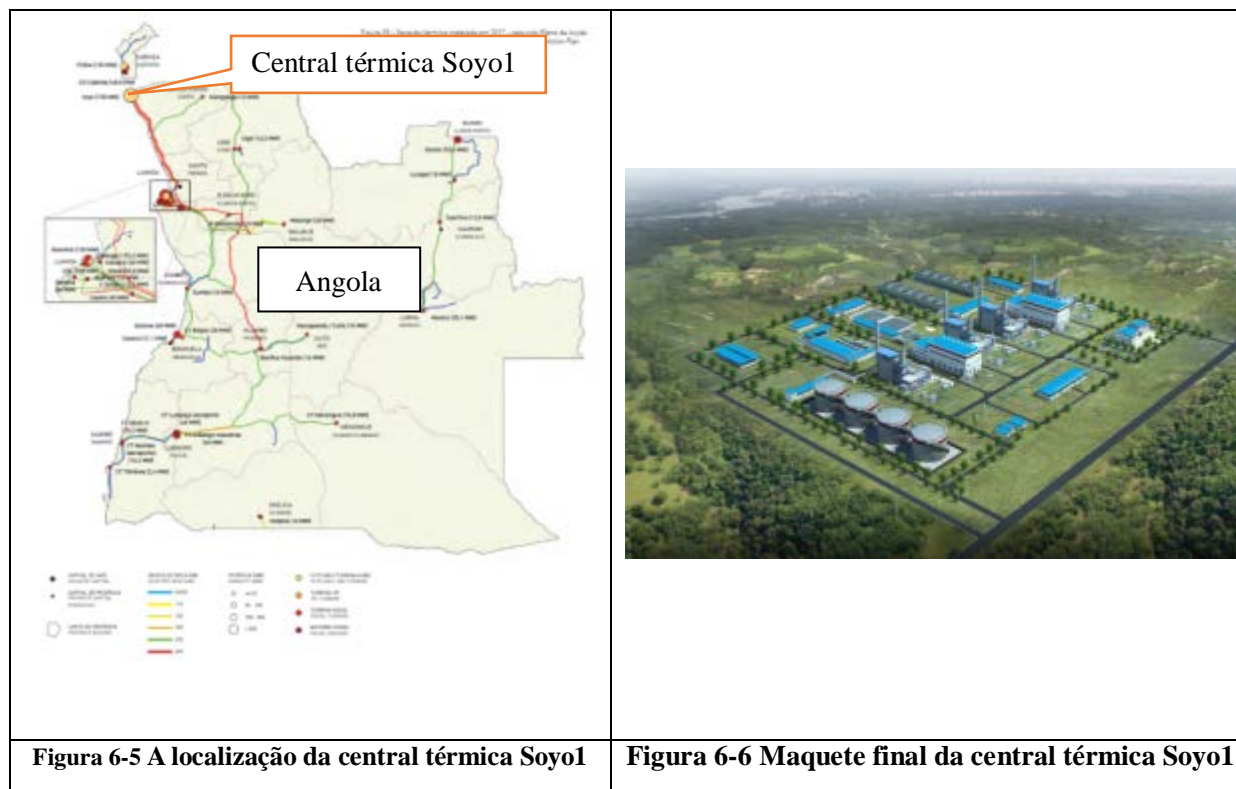


Figura 6-5 A localização da central térmica Soyol1

Figura 6-6 Maquete final da central térmica Soyol1

As especificações das principais instalações da central térmica Soyol 1 são mostradas abaixo:

(a) As principais instalações

| Instalação     | Capacidade x unidades                        | Modelo                                | Fabricante |
|----------------|--|---------------------------------------|------------|
| Gas Turbine    | 125 MW x 4 sets                              | ● MS9001E                             | GE         |
| Steam Turbine  | 125 MW x 2 sets                              | ● TCDF                                | GE         |
| Generator (GT) | 125 MVA x 4 sets                             | ● Hydrogen Cooling<br>● Synchronous   | GE         |
| Generator (ST) | 125 MVA x 2 sets                             |                                       |            |
| HRSG           | HP= 145.27 t/h and<br>LP=181.08 t/h x 4 sets | ● Horizontal<br>● Natural Circulation | Hangzhou   |

(b) Desempenho

| Itens                         | Garantia                            |
|-------------------------------|-------------------------------------|
| Eficiência da planta (LHV, %) | 49.6 % at 15°C, 60%RH, 1,013mbar    |
| Potência de geração (MW)      | 750 MW                              |
| Alimentação interna (kW)      | 21.100 kw at 15°C, 60%RH, 1,013mbar |
| NOx (ppm)                     | 41 ppm at 15% of O <sub>2</sub>     |

1. Observações:

- i) A turbina a gás da Soyol1 (fabricado por GE) é capaz de operar tanto a gás como a gasóleo, e inicialmente operou a gasóleo e posteriormente com a conclusão do gasoduto começou a operar a gás. Em Janeiro de 2018, 3 das 4 turbinas a gás já concluíram a inspeção final. As obras ficaram a cargo do GAMEC e após a sua conclusão as

instalações serão passadas a PRODEL.

- ii) O gasoduto que vai ligar Soyo1 cuja obra é da responsabilidade da Sonagás foi concluído em Outubro de 2017. O gasoduto construído ligará a instalação de refino de gás existente no Porto de Soyo e a central Soyo1. A extensão do gasoduto será de 8 km com diâmetro de 20 polegadas. O fornecimento de gás a Soyo1 será de 114 MMscfd (million standard cubic feet per day). É dito que a capacidade de produção das instalações de refino de gás é de 1.000 MMscfd, mas os detalhes precisarão ser verificados junto a Sonangol.
- iii) Em termos de preço do gás, o lado da oferta (Sonagas) solicitava USD 5/ MMBtu, enquanto que o lado do operador da central (PRODEL) solicitava o preço de USD 3/ MMBtu, ambas as partes acordaram no valor de USD 3/ MMBtu.
- iv) O preço do diesel usado no momento na Soyo1 é igual a de outras regiões.
- v) O Projecto Soyo1 foi financiado pelo Bando da China (National Bank of China).
- vi) Há espaço no terreno da central para implantar as instalações da Soyo2. É preciso observar que a Soyo1 é designado pelo Governo como parque industrial e está previsto que, além da implantação da central de geração térmica, haja continuidade na atracção de novas fábricas e a expansão do próprio terreno do projecto.
- vii) No plano futuro de construção da nova central térmica a gás, apenas a construção da central Soyo 2 tem tomado forma. A construção da Soyo 2 está planeada para ser feito por um IPP e a concessão foi dada a uma empresa de capital doméstico de Angola (AE Energia). No entanto permanecem, questões de enquadramento legal e de PPA relacionados ao desenvolvimento de IPP, o que tem prejudicado a definição do cronograma de desenvolvimento do projecto.
- viii) No momento, existe a informação de que a Sonangol está a elaborar o Plano Director de Gás e que há planos futuros de ligar através de gasodutos a base de GNL de Soyo e as cidades portuárias (Luanda Benguela, Namibe, etc.). Há planos de transportar o gás através de comboio, de modo a renovar as actuais instalações de geração a diesel para as de geração a gás.
- ix) Existem 570 trabalhadores na obra de construção da Soyo1, dos quais 55% são trabalhadores locais.

(c) Fotos:



A imagem da central a partir da estrada de acesso  
(em construção)



Turbina a gás No.4



O edifício da turbina a vapor



400 kV GIS

## 6.2 Recolha e análise de informações sobre os planos existentes de desenvolvimento de fontes de energia

No momento, não há um Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia que aclare o período de desenvolvimento de fontes de energia, de modo a anteder o aumento do volume da demanda. Existe o planeamento, publicado em Angola Energia 2025, em termos de locais candidatos para a construção das novas centrais. Por outro lado, como o GAMEK revisou as especificações de planeamento nos projectos individuais de cada central, é preciso considerar que o plano de uma parte das centrais foi modificada e as especificações mais recentes dos locais candidatos estão actualizadas nos projectos de geração do GAMEK.

### (1) Os locais candidatos ao desenvolvimento de instalações de geração de energia hidroeléctrica

É mostrada na Tabela 6-7 os locais candidatos ao desenvolvimento de projectos de centrais hidroeléctricas em carteira. É possível notar que estão em andamento o desenvolvimento de centrais de grande porte como a central de Lauca, de classe 2.000 MW, que está em construção, e a central Caculo Cabaça que está em fase de preparativos para a obra. Em termos de precisão de levantamento das informações de outros locais candidatos, o estágio de avanço de projecto em que se encontram

varia desde a fase de plano teórico (blueprint) até a fase de estudo de viabilidade, mas ainda restam locais candidatos a projectos com capacidade somada de no máximo 1.000 MW de geração.

**Tabela 6-7 Os locais candidatos ao desenvolvimento de centrais hidroeléctricas**

| Tipo           | Nome da central        | Proprietário | Local       |                | Capacidade e instalada (MW) | Custo do projecto (Milhões de USD) | Observações             |
|----------------|------------------------|--------------|-------------|----------------|-----------------------------|------------------------------------|-------------------------|
|                |                        |              | Área        | Província      |                             |                                    |                         |
| Hidroeléctrica | Lauca                  | PRODEL       | Norte       | Malanje        | 2,067                       | 4,300                              |                         |
|                | Caculo Cabaça          | PRODEL       | Norte       | Kwanza Norte   | 2,172                       | 4,500                              |                         |
|                | Zenzo                  | PRODEL       | Norte       | Kwanza Norte   | 950                         | N/A                                |                         |
|                | Tumulo do Caçador      | PRODEL       | Norte       | Kwanza Norte   | 453                         | 1,041                              |                         |
|                | Cafula                 | PRODEL       | Norte       | Kwanza Sul     | 403                         | 1,121                              |                         |
|                | Genga                  | PRODEL       | Norte       | Kwanza Sul     |                             | N/A                                |                         |
|                | Benga                  | PRODEL       | Norte       | Kwanza Sul     | 987                         | N/A                                |                         |
|                | Sanga                  |              | Norte       | Kwanza Sul     |                             | N/A                                |                         |
|                | Quilengue              | PRODEL       | Norte       | Kwanza Sul     | 217                         | N/A                                |                         |
|                | Cachoeira              |              | Norte       | Kwanza Sul     |                             | N/A                                |                         |
|                | Carianga               |              | Norte       | Kwanza Norte   | 381                         | 1,295                              |                         |
|                | Bembeze                |              | Norte       | Kwanza Norte   | 260                         | 768                                |                         |
|                | Quissonde              |              | Norte       | Kwanza Sul     | 121                         | 838                                |                         |
|                | Cuteca                 |              | Norte       | Kwanza Sul     | 203                         | 734                                |                         |
|                | Lomaúm (extension)     | IPP          | Central     | Benguela       | 160                         | 385                                |                         |
|                | Cacombo                | IPP          | Central     | Benguela       | 29                          | 319                                |                         |
|                | Calangue               | IPP          | Central     | Benguela       | 190                         | 471                                |                         |
|                | Salamba                |              | Central     | Bie            | 48                          | 324                                |                         |
|                | Cunje                  |              | Central     | Bie            | 8                           |                                    |                         |
|                | Quissuca               | IPP          | Central     | Kwanza Sul     | 121                         | 567                                |                         |
|                | Capitongo              |              | Central     | Benguela       | 41                          | 239                                |                         |
|                | Calindo                |              | Central     | Benguela       | 58                          | 187                                |                         |
|                | Baynes                 | PRODEL (50%) | Sul         | Namibe         | 300                         | 660                                | 300 of 600MW is Namibia |
|                | Mucundi                |              | Sul         | Cuando Cubango | 74                          | 538                                |                         |
|                | Jamb Ya Oma            | IPP          | Sul         | Huila          | 75                          | 500                                |                         |
|                | Jamb Ya Mina           | IPP          | Sul         | Huila          | 180                         | 710                                |                         |
|                | HPP Chiumbé Dala       |              | Leste       | Lunda Sul      | 8                           | 30                                 |                         |
|                | Chicapa II (extension) | IPP          | Leste       | Lunda Sul      | 100                         | N/A                                |                         |
|                | Luachimo (extension)   |              | Leste       | Lunda Norte    | 34                          | N/A                                |                         |
|                | Cuango                 | IPP          | Leste       | Lunda Norte    | 30                          | 158                                |                         |
| Luapasso       | IPP                    | Leste        | Lunda Norte | 25             | 206                         | (H.S.Luapasso)                     |                         |
| Camanengue     | IPP                    | Leste        | Lunda Norte | 29             | 173                         | (H.S.Luapasso)                     |                         |
| Samuela        | IPP                    | Leste        | Lunda Norte | 15             | 93                          | (H.S.Luapasso)                     |                         |
|                |                        |              | Total =     | 9,666          |                             |                                    |                         |

No entanto, percebe-se que os locais de potencial hídrico de grande porte já são limitados e a potência total gerada ficaria em torno de 10 GW, mesmo somando os locais de pequeno e médio porte.

(1) Os locais candidatos ao desenvolvimento de instalações de geração de energia térmica

Em termos de locais candidatos ao desenvolvimento de centrais térmicas, estão a ser planeadas expansão e/ou reabilitação de centrais térmicas existentes de pequeno a médio porte. Todas estas centrais usam turbinas a diesel e/ou gás, todas de pequeno a médio porte. O plano de desenvolvimento de centrais térmicas de grande porte, após a conclusão da Soyo 1, decidiu pelo desenvolvimento da central de ciclo combinado Soyo2 (720 MW), no entanto não existem outros locais subsequentes com propostas concretas de desenvolvimento.

(2) O plano de desenvolvimento de energias renováveis

Em termos de geração por energias renováveis, no momento existem a geração por pequenas hidroeléctricas e a geração por biomassa.

A geração por pequenas hidroeléctricas é feita principalmente em regiões não electrificadas e foras da rede e estão previstos novos desenvolvimentos por IPPs, no entanto a sua geração total permanece na ordem de 60 MW.

A geração de energia de biomassa é feita no momento unicamente pela central Biocom (50MW). No Angola Energia 2025 está previsto o desenvolvimento de 500 MW até 2025, por outro lado, em termos de locais candidatos concretos para projectos vindouros estão planeados somente 100 MW a incluir a geração de energia de lixo.

Em termos de gerações de energia solar e eólica, apesar de ainda não ter sido feito nenhum trabalho real já estão a ser seleccionados de forma específica locais candidatos ao desenvolvimento com base na identificação dos potenciais de cada tipo de geração. As listas dos locais candidatos a desenvolvimento promissor foram obtidas junto ao MINEA e estão exibidas na Tabela 6-8 e Tabela 6-9. O Angola Energia 2025 estipula o desenvolvimento de 100 MW para cada fonte de energia até 2025, e existem planos para outros locais candidatos além dos compilados na tabela, o que leva a considerar que existe um potencial de desenvolvimento que deve superar o planeado no Angola Energia 2025.

**Tabela 6-8 Os projectos candidatos de geração de energia eólica**

| Nº    | Nome do Projecto | Capacidade (MW) | Observações  |
|-------|------------------|-----------------|--------------|
| 1     | BENIAMIN         | 52              | Benguela     |
| 2     | CACULA           | 88              | Huila        |
| 3     | CHIBIA           | 78              | Huila        |
| 4     | CALENGA          | 84              | Huambo       |
| 5     | GASTAO           | 30              | Kwanza Norte |
| 6     | KIWABA NZOJI I   | 62              | Malanje      |
| 7     | KIWABA NZOJI II  | 42              | Malanje      |
| 8     | MUSSEDE I        | 36              | Kwanza Sul   |
| 9     | MUSSEDE II       | 44              | Kwanza Sul   |
| 10    | NHAREA           | 36              | Bie          |
| 11    | TOMBWA           | 100             | Namibe       |
| Total |                  | 652             |              |

**Tabela 6-9 Os projectos candidatos de geração de energia solar**

| Nº | Nome do Projecto | Capacidade (MW) | Observações |
|----|------------------|-----------------|-------------|
| 1  | BENGUELA         | 10              | Benguela    |
| 2  | CAMBONGUE        | 10              | Namibe      |
| 3  | CARACULO         | 10              | Namibe      |
| 4  | CATUMBELA        | 10              | Benguela    |
| 5  | LOBITO/CATUMBELA | 10              | Benguela    |
| 6  | LUBANGO          | 10              | Huila       |
| 7  | MATALA           | 10              | Huila       |
| 8  | QUIPUNGO         | 10              | Huila       |
| 9  | TECHAMUTETE      | 10              | Huila       |
| 10 | NAMACUNDE        | 10              | Cunene      |
|    | Total            | 100             |             |

### **6.3 Os preparativos para o estudo do plano de desenvolvimento de fontes de energia de longo prazo**

#### **6.3.1 A configuração das diversas condicionantes relativas à avaliação económica, etc. calculadas por PDPAT**

##### **(1) Fiabilidade de fornecimento**

A LOLP e LOLE são indicadores de avaliação do grau de fiabilidade do sistema de instalações de fornecimento de energia eléctrica, e em geral é adoptada a LOLE (expectativa de perda de carga). Como referência são mostrados abaixo os valores de fiabilidade de fornecimento de diversos países, e o valor meta para Angola será LOLE = 24 horas/ ano igualmente adoptado em outros países emergentes.

- França, Reino Unido: 3 horas/ ano
- Países em desenvolvimento: 5 dias/ ano
- Países emergentes: 24 horas/ ano

##### **(2) O custo de construção da central**

Os custos de construção de novas centrais diferem de acordo com o local a ser construído. Além disso, na elaboração do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo é necessário considerar os planos de centrais que ainda não estão materializados. Portanto, foram configurados custos unitários padrões de construção de uma central por tipos de fontes de energia, que serão usados como valores de custo de construção das centrais.

Na geração de energia eólica e solar será considerado que toda a energia gerada foi vendida pelo mesmo valor (equivalente à compra pelos IPPs e outros), e não será configurado nenhum custo unitário de construção.

**Tabela 6-10 Custo de construção de cada central**

| Tipo           |                       | Custo unitário de capital (\$/kW) | Nota                            |
|----------------|-----------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Hidroeléctrica | Grande escala         | 2.700                             | Média de Angola                 |
|                | Média/ Pequena escala | 5 400                             | Idem acima                      |
| Termoeléctrica | Ciclo Combinado       | 1.200                             | Custo de construção do Soyo TPP |
|                | Turbina de gás        | 650                               | Preço internacional             |
|                | Gasóleo               | 900                               | Preço internacional             |
| Renováveis     | Eólico                | -                                 | Considerado no custo de geração |
|                | Solar                 | -                                 | Considerado no custo de geração |

(3) As Características das Centrais Térmicas

As centrais térmicas candidatas consideradas na formulação do Plano de Longo Prazo são os 4 tipos mostrados na Tabela 6-11, onde se assumiu os valores mostrados para eficiência de geração de energia.

**Tabela 6-11 Os combustíveis usados nas centrais térmicas e as suas eficiências de geração**

| Tipo de geração |                 | Tipo de combustível | Eficiência de calor (%) |
|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------------|
| Central térmica | Ciclo Combinado | GN, GNL, GNL        | 56%                     |
|                 | Turbina de gás  | NG, GLP             | 38%                     |
|                 |                 | LFO                 | 36%                     |
|                 | Gasóleo         | LFO                 | 42%                     |
|                 | Biomassa        | Biocombustível      | 30%                     |

(4) As diversas condicionantes em relação à avaliação económica, etc.

Não existem no momento referências em Angola a respeito da metodologia de avaliação económica e a configuração de condicionantes tais como a taxa de juros de desconto, os anos de amortização, período de carência, etc. e portanto, resolveu-se configurar com base nas condições gerais.

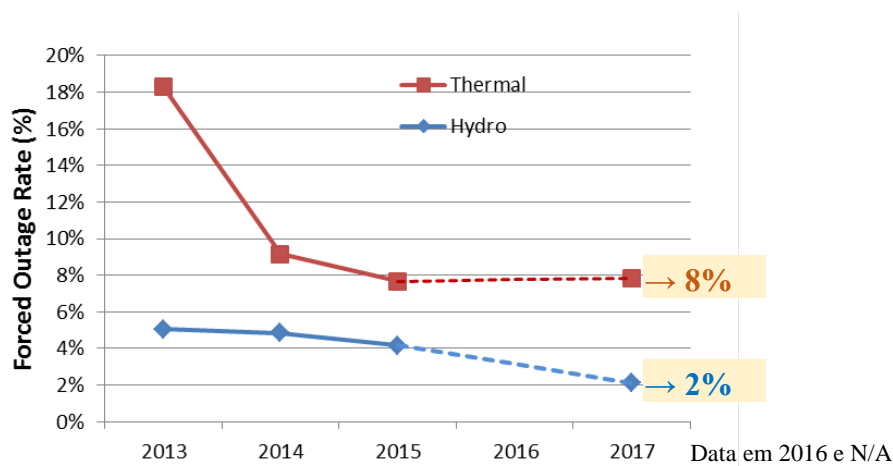
**Tabela 6-12 As diversas condicionantes usadas na avaliação económica**

| Tipo de geração |                 | Tempo de vida (ano) | Depreciação          | Juros (%) | Recuperação (%) | O&M outros (%) | Taxa de Despesa Anual (%) |
|-----------------|-----------------|---------------------|----------------------|-----------|-----------------|----------------|---------------------------|
| Hidroeléctrica  |                 | 40                  | Método da linha reta | 10        | 0               | 1              | 11,2                      |
| Central térmica | Ciclo Combinado | 25                  |                      |           |                 | 3              | 14,0                      |
|                 | Turbina de gás  | 20                  |                      |           |                 | 5              | 16,8                      |
|                 | Gasóleo         | 20                  |                      |           |                 | 5              | 16,8                      |
|                 | Biomassa        | 20                  |                      |           |                 | 2              | 13,8                      |
| Renováveis      | Eólico          | 20                  |                      |           |                 | 1              | 12,8                      |
|                 | Solar           | 20                  |                      |           |                 | 1              | 12,8                      |



(5) Taxa de parada por acidentes

A evolução na taxa de paradas por acidentes das centrais nos últimos anos (relação entre o tempo de parada anual causado pela central, excluindo a inspecção periódica) é mostrada na Figura 6-7. Tanto as centrais térmicas como as hidroeléctricas apresentam uma tendência de redução na taxa de acidentes nos últimos anos, sendo que em 2017 as térmicas apresentaram uma redução de 8% enquanto que as hidroeléctricas cerca de 2%. É esperado que o actual patamar se mantenha e esses valores serão usados na elaboração do Plano de Desenvolvimento.



**Figura 6-7 A evolução da taxa de parada por acidentes das centrais**

(6) A quantidade de calor dos combustíveis a serem utilizados na geração de energia térmica e a unidade de emissão de gases de efeito estufa

Para a quantidade de calor dos combustíveis a serem utilizados na geração de energia térmica e a unidade de emissão de gases de efeito estufa serão usados valores gerais conforme a Tabela 6-13.

**Tabela 6-13 A quantidade de calor dos combustíveis e a unidade de emissão de gases de efeito estufa**

| Combustível | Valor calorífico (kcal/kg) | Emissão de CO <sub>2</sub> (kg-C/1000kcal) |
|-------------|----------------------------|--|
| GNL         | 13.000 kcal/kg             | 0,05735                                    |
| NG          | 9.800 kcal/m <sup>3</sup>  | 0,05735                                    |
| GPL         | 12.000 kcal/kg             | 0,06857                                    |
| HFO         | 9.200 kcal/ l              | 0,08087                                    |
| LFO         | 9.100 kcal/ l              | 0,07865                                    |
| Biomassa    | 1 200 kcal/m <sup>3</sup>  | -  |



(7) Custo de combustível

No estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo, é necessário definir os futuros preços do combustível. Por este motivo, serão usados os preços estimados na Tabela 6-14 que se baseiam nos preços internacionais correntes e na estimativa de longo prazo da IEA (Novo Cenário de Políticas).

**Tabela 6-14 Preços de combustíveis a serem usados no estudo do Plano de Desenvolvimento**

unid.: centavos de USD/ Mcal

| Ano  | Petróleo Bruto<br>(Crude Oil) | LFO   | HFO   | GPL   | GN    | GNL   |
|------|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2015 | 3,281                         | 3,948 | 3,919 | 4,041 | 1,036 | 4,087 |
| 2016 | 3,641                         | 4,382 | 4,349 | 4,485 | 1,155 | 4,032 |
| 2017 | 4,001                         | 4,815 | 4,780 | 4,928 | 1,275 | 3,976 |
| 2018 | 4,361                         | 5,249 | 5,210 | 5,372 | 1,394 | 3,921 |
| 2019 | 4,722                         | 5,682 | 5,640 | 5,816 | 1,514 | 3,865 |
| 2020 | 5,082                         | 6,116 | 6,071 | 6,259 | 1,633 | 3,810 |
| 2021 | 5,288                         | 6,363 | 6,316 | 6,513 | 1,685 | 3,901 |
| 2022 | 5,494                         | 6,611 | 6,562 | 6,766 | 1,737 | 3,992 |
| 2023 | 5,699                         | 6,859 | 6,808 | 7,020 | 1,789 | 4,083 |
| 2024 | 5,905                         | 7,107 | 7,054 | 7,274 | 1,840 | 4,175 |
| 2025 | 6,111                         | 7,354 | 7,300 | 7,527 | 1,892 | 4,266 |
| 2026 | 6,317                         | 7,602 | 7,546 | 7,781 | 1,944 | 4,357 |
| 2027 | 6,523                         | 7,850 | 7,792 | 8,034 | 1,996 | 4,448 |
| 2028 | 6,729                         | 8,097 | 8,038 | 8,288 | 2,048 | 4,540 |
| 2029 | 6,934                         | 8,345 | 8,284 | 8,541 | 2,099 | 4,631 |
| 2030 | 7,140                         | 8,593 | 8,529 | 8,795 | 2,151 | 4,722 |
| 2031 | 7,224                         | 8,694 | 8,629 | 8,898 | 2,211 | 4,742 |
| 2032 | 7,308                         | 8,794 | 8,729 | 9,001 | 2,271 | 4,762 |
| 2033 | 7,391                         | 8,895 | 8,829 | 9,104 | 2,330 | 4,782 |
| 2034 | 7,475                         | 8,995 | 8,929 | 9,207 | 2,390 | 4,802 |
| 2035 | 7,558                         | 9,096 | 9,029 | 9,310 | 2,450 | 4,822 |
| 2036 | 7,642                         | 9,197 | 9,129 | 9,413 | 2,510 | 4,841 |
| 2037 | 7,726                         | 9,297 | 9,229 | 9,516 | 2,569 | 4,861 |
| 2038 | 7,809                         | 9,398 | 9,329 | 9,619 | 2,629 | 4,881 |
| 2039 | 7,893                         | 9,499 | 9,428 | 9,722 | 2,689 | 4,901 |
| 2040 | 7,977                         | 9,599 | 9,528 | 9,825 | 2,749 | 4,921 |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA com base nos preços internacionais de 2015 e dados da IEA)

### 6.3.2 A selecção dos tipos de fonte de energia a serem incorporados no Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia

O plano de desenvolvimento existente foi elaborado em torno do desenvolvimento de energia hidroeléctrica. Nesse sentido é recomendado que se continue a desenvolver novas centrais hidroeléctricas já que o seu custo unitário de geração é barato e ainda resta no país potencial hidroeléctrico de grande escala. Por outro lado, mesmo no caso de se priorizar o desenvolvimento de hidroeléctricas de grande porte haverá falta na capacidade de fornecimento a médio e longo prazo, e por isso será necessário desenvolver outras fontes de geração além da hidroeléctrica, sendo necessário avaliar uma composição de instalações economicamente vantajosas. Por essa razão, será feito o estudo pelo método de selecção (screening), como descrito no Capítulo 4, para a selecção dos tipos de fonte de

energia candidatas. As Figuras 6-8 a 6-11 mostram as características representativas de preço dos equipamentos de geração de energia em 2018 e em 2040 calculados com base nas condições apresentadas na secção 6.3.1.

A análise descrita abaixo com base nos resultados do estudo feito apontou que a geração de energia a ser considerada daqui para frente no Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia será centrada em 3 três tipos: turbina a gás (GLP), ciclo combinado (gás natural) e hidroeléctrica de grande porte.

(1) Capacidade de fornecimento para demanda de pico

Como o preço do gás natural está relativamente baixo, a central térmica a gás leva vantagem em termos de preço, no entanto o fornecimento actual de gás natural é limitado a Soyo, distante da área de demanda, além do que leva-se tempo para se desenvolver novos gasodutos e novos jazigos de gás natural. Portanto, ao estimar a instalação de centrais térmicas em outros locais além de Soyo, torna-se uma opção realista o uso de combustíveis de fácil transporte (como óleo leve, GLP, etc.).

Entre as fontes candidatas que podem usar esses combustíveis para fornecimento da demanda de pico temos as turbinas a diesel e a gás, onde a turbina a gás (GT) é mais barata. Já a diferença entre o óleo leve ou GLP como combustível é muito pequena (ver Figura 6-10). Portanto, faz-se a selecção da turbina a gás para fornecimento à demanda de pico e como combustível o GLP que apresenta facilidade de manuseio e manutenção.

O candidato usual para fornecimento à demanda de pico tem sido a central hidroeléctrica por bombeamento. No entanto, no estado actual não há disponibilidade de energia de baixo custo ou excedente que podem ser destinados ao bombeamento de água para a albufeira, o que impede de se obter o esperado efeito pela introdução deste tipo de hidroeléctrica. Portanto, é recomendado realizar avaliações e estudos futuros conforme as mudanças ocorridas na composição energética, como por exemplo queda significativa nos preços de energia solar/ eólica ou por implementação de políticas de desenvolvimento destas energias como contramedidas ao aquecimento global.

(2) Capacidade de fornecimento à demanda média

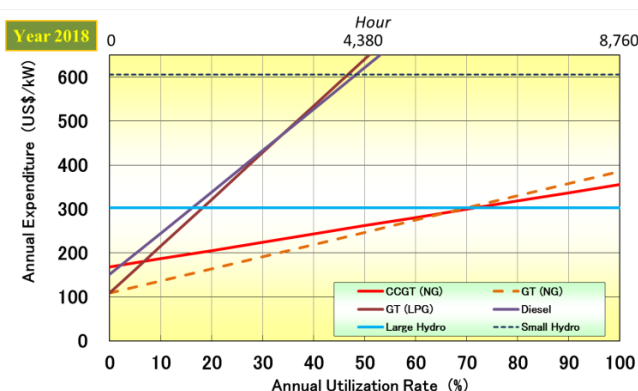
A fonte mais vantajosa é a central térmica de ciclo combinado que usa gás natural como combustível. No entanto, uma vez que o fornecimento de gás natural é limitado conforme descrito na secção anterior, deve-se considerar também o uso de combustíveis como GLP e GNL para que a central térmica de ciclo combinado seja candidata ao fornecimento à demanda média.

O uso de GNL como combustível requer a construção de instalações como novas bases de GNL. Na figura é apresentada também o caso com adição do preço geral de uma base de GNL, que é maior que o do gás natural (ver Figura 6-11). Como o custo de um projecto pode variar bastante, dependendo dos encargos, etc., entre outros usuários além da geração eléctrica, é necessário realizar uma análise detalhada com base num estudo de plano objectivo.

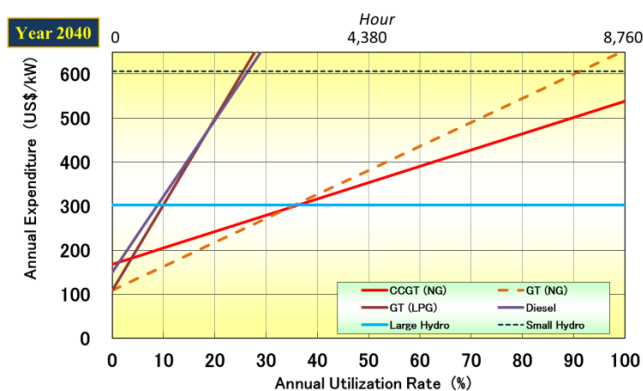
(3) Capacidade de fornecimento à demanda de base

As grandes centrais hidroeléctricas devem fazer o fornecimento à demanda de base já que podem apresentar um custo baixo quando a sua taxa de operação é alta conforme mostrado nas Figura 6-8 e Figura 6-9. O custo do projecto de uma central hidroeléctrica e o seu volume gerado apresentam grandes diferenças de acordo com as das condições de localização. A linha azul claro mostrada na figura corresponde ao valor médio dos pontos de localização das grandes hidroeléctricas planeadas em Angola.

Também estão apresentados os valores médios de centrais hidroeléctricas de médio e pequeno portes, donde se pode perceber que os seus custos são relativamente altos se comparados com outras fontes de energia. Portanto, o desenvolvimento de pequenas e médias hidroeléctricas será excluído do estudo do presente Plano Director já que estes deverão ser avaliados individualmente pelo facto de serem recomendadas em situações específicas onde apresentam vantagens económicas em termos de características de cada local de instalação ou quando devem ser construídos devido às dificuldades em se desenvolver outros tipos de fontes de energia ou linhas de transmissão por se tratar de localidades remotas entre outros motivos.



**Figura 6-8** As características das fontes de energia representativas (2018)



**Figura 6-9** As características das fontes de energia representativas (2040)

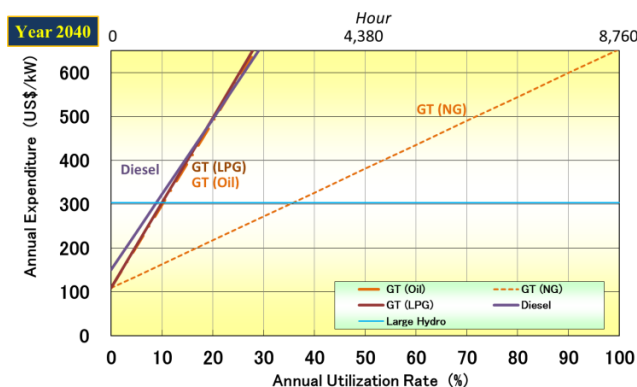


Figura 6-10 As características das fontes de energia para demanda de pico (2040)

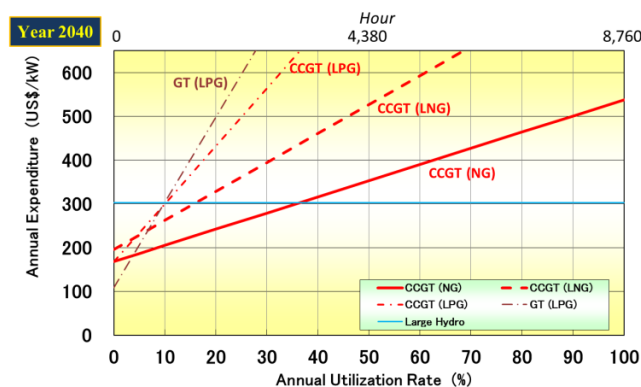


Figura 6-11 As características das fontes de energia para demanda média (2040)

### 6.3.3 Condições básicas para Estudo de Optimização do Plano de Desenvolvimento

O Estudo de Optimização do Plano de Desenvolvimento é feito usando-se o PDPAT sendo que as seguintes condicionantes deverão ser consideradas para realizar de forma objectiva a concepção do plano e o estudo de optimização:

(1) Locais candidatos para construção de centrais

Basicamente será priorizado o desenvolvimento das centrais levantadas nos planos de desenvolvimento já existentes, no entanto são poucos os locais candidatos para construção de centrais térmicas de grande porte e alta eficiência. Portanto, para efeitos de estudo serão acrescentados locais candidatos fictícios em caso de haver falta no fornecimento.

(2) Quantidade mensal de energia gerada por centrais hidroeléctricas

No estudo de optimização por PDPAT é necessário entrar com a quantidade de geração mensal disponível nas centrais hidroeléctricas. Conforme descrito na secção 6.1.2 os rios de Angola mostram uma grande variação de caudal entre as épocas de seca e de cheias, e por isso se deve estimar a quantidade de geração mensal disponível levando-se em conta a operação anual da albufeira em cada central. Com base nessa quantidade faz-se o estudo necessário de equilíbrio da demanda e fornecimento. No entanto, em Angola é difícil obter o volume de entrada de água e a quantidade mensal de geração de energia nas mesmas condições para todas as centrais hidroeléctricas devido às limitações abaixo descritas:

- Em muitas centrais existentes não existem dados organizados de caudal e histórico/ plano de geração de energia;

- No plano dos locais candidato ao desenvolvimento, existem locais ainda em fase inicial de planeamento, e como estes planos ainda não estão detalhados, resolveu-se usar o volume mensal esperado obtido por cálculos de simulações simples da operação das centrais e suas albufeiras a partir de especificações básicas e registos representativos de caudal tanto de centrais existentes como dos locais candidatos a futuro desenvolvimento.

## 6.4 O estudo da proporção de composição mais económico das fontes de energia em 2040

Como ponto de chegada do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia é feito o estudo, através de PDPAT, da composição mais económica das fontes de energia no ano de 2040, o último ano horizonte. O estudo toma como ponto de partida as actuais instalações de geração, e levando-se em conta também a eliminação progressiva das instalações de geração que atingem a sua vida útil, desenvolve as fontes de energia necessárias capazes de atender a demanda prevista. Conforme já seleccionadas na secção anterior as fontes de energia a serem desenvolvidas para o futuro serão: turbina a gás (GLP), ciclo combinado (gás natural) e hidroeléctrica de grande porte.

### 6.4.1 O plano de desenvolvimento de centrais hidroeléctricas

Como mencionado na secção 6.3.2, Angola tem potencial para geração de energia hidroeléctrica em larga escala, e estão a avançar estudos de planos de desenvolvimento de centrais hidroeléctricas de grande porte. Recomenda-se desenvolver as novas centrais hidroeléctricas de forma planeada e segura já que o seu custo unitário de geração é barato.

Entretanto, o desenvolvimento de centrais hidroeléctricas de grande porte requer:

- Um grande custo de projecto e a obtenção de financiamento não é fácil.
- A avaliação do impacto ambiental e social do projecto, e mesmo que o desenvolvimento seja avaliado como apropriado, serão necessárias medidas de mitigação de acordo com as circunstâncias locais

Existem questões importantes como essas, e como demanda um longo tempo para os procedimentos de aprovação para implementação do projecto, naturalmente haverá limitação no número de centrais que podem ser desenvolvidos simultaneamente.

O presente Plano Director estabeleceu planos com máximo/ mínimo de desenvolvimento segundo as possibilidades realistas baseadas nas seguintes premissas:

- Levando em consideração os procedimentos de aprovação, etc., o intervalo entre novos desenvolvimentos será de 3 anos.
- Para evitar riscos como atrasos devido a *congestionamento* de obras, evitou-se na medida do possível construir centrais no mesmo rio e no mesmo período (i.e. no caso de se construir uma central em cada um dos quatro grandes rios onde há planos para usinas hidroeléctricas, será possível construir no máximo quatro centrais ao mesmo tempo).
- Considera-se 8 anos como período das obras construção incluindo o procedimento de aprovação da AIA (1 ano).

A Figura 6-12 mostra o padrão de desenvolvimento de centrais hidroeléctricas até 2040 com base nos planos anteriores de desenvolvimento.

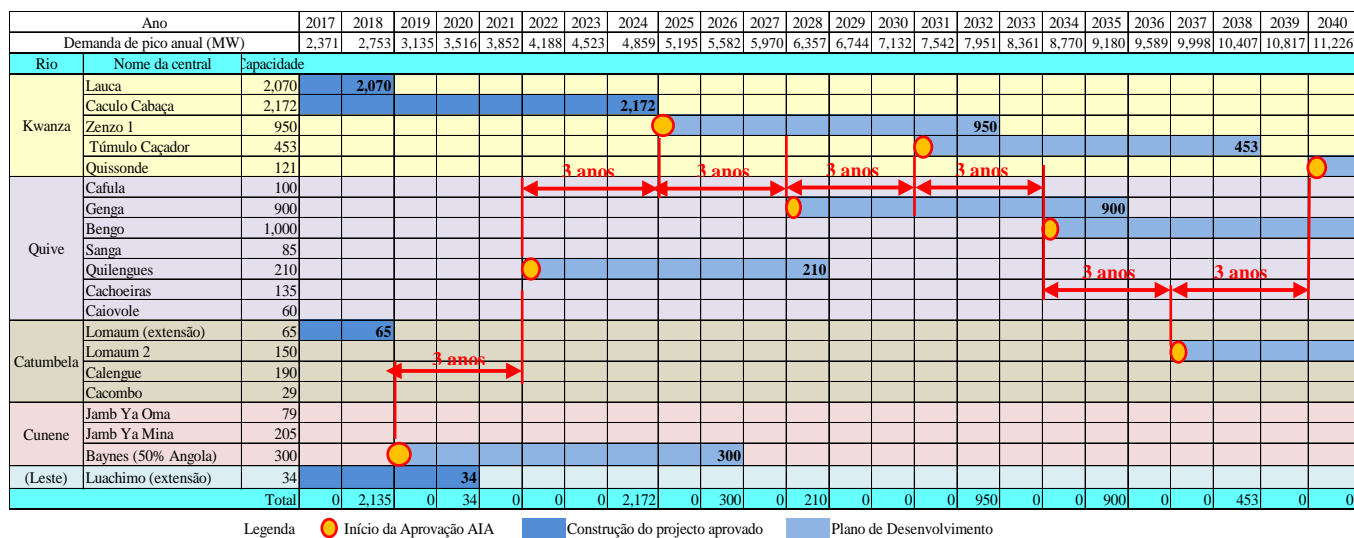


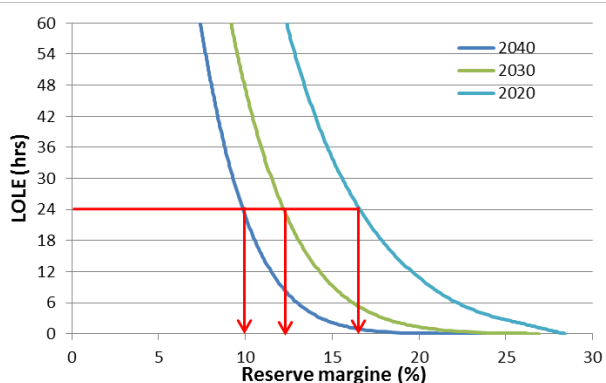
Figura 6-12 Padrão de desenvolvimento de centrais hidroeléctricas até 2040

#### 6.4.2 Formulação da taxa de reserva necessária para garantir LOLE de 24 horas

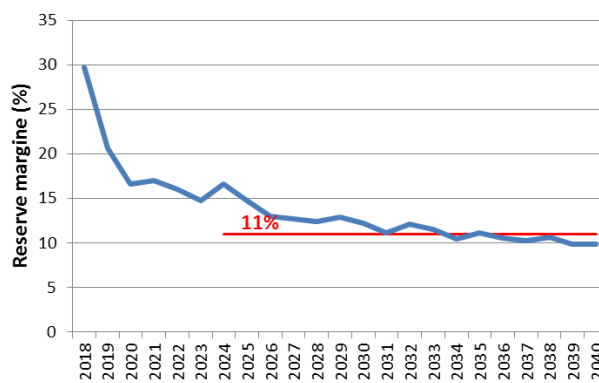
A LOLE que avalia a fiabilidade do sistema de instalações de fornecimento de energia, é um indicador que não está directamente relacionado com a capacidade de geração (MW). Por essa razão, não é possível saber o grau de fiabilidade que podemos garantir graças a um determinado grau de desenvolvimento de instalações dentro do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia. No Japão, adopta-se um indicador denominado taxa de reserva (reserve rate). A prática comum é obter antecipadamente a relação entre a taxa de reserva e a LOLE de modo a poder converter a LOLE para taxa de reserva, o que possibilita obter a capacidade necessária de geração das instalações de fornecimento e assim elaborar o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de acordo com essa necessidade.

Assim será obtida, através de PDPAT e RETICS, a taxa de reserva equivalente a 24 horas de LOLE, que é o valor meta. Considerando o desenvolvimento de hidroeléctricas conforme a Figura 6-12, e que o défice de capacidade de fornecimento no balanço oferta-demanda até 2040 será complementado por geração termoeléctrica (CCGT e GT), foi calculada a relação entre LOLE e a taxa de reserva de fornecimento. A proporção de composição entre CCGT e GT foi ajustada na proporção óptima a ser descrita na próxima secção.

Os resultados do cálculo são mostrados nas Figura 6-13 e Figura 6-14. Quanto menor a meta fixada para LOLE, maior será a taxa de reserva de fornecimento necessária, mas essa relação varia conforme a composição de fontes de energia, do formato da demanda, etc. A Figura 6-14 mostra a taxa de reserva de fornecimento necessária para cada ano até 2040. A taxa diminuirá gradualmente, até chegar a cerca de 11% a partir de 2030, portanto, considerou-se esse valor como meta. A principal razão pelo qual a taxa de reserva decresce ano a ano é que, à medida que a proporção de geração por energia térmica aumenta com o decorrer dos anos, o impacto da geração hidroeléctrica que varia grandemente conforme flutuação no caudal dos rios é também gradualmente atenuado.



**Figura 6-13** Relação entre LOLE e a taxa de reserva



**Figura 6-14** A taxa de reserva necessária para garantir LOLE de 24 horas

### 6.4.3 A selecção da proporção de composição de mínimo de custo das fontes de energia segundo PDPAT

Nesta secção, consideraremos a proporção de composição de mínimo de custo de fontes de energia em 2040, que é o ano final do Plano Director.

Conforme descrito no Capítulo 5 é estimado que a demanda de pico em 2040 atingirá 11,2 GW, o que equivale a 4,7 vezes a demanda de pico em 2017. Além disso, será necessária uma capacidade de fornecimento para atender a renovação dos equipamentos de geração de energia existentes, de modo que será necessário fortalecer a capacidade de fornecimento em grande escala da ordem de mais de 13 GW. Nesta secção, vamos seleccionar a proporção mais económica de composição em 2040 para hidroeléctricas de grande porte, e térmicas de ciclo combinado (CCGT) e turbina a gás (GT).

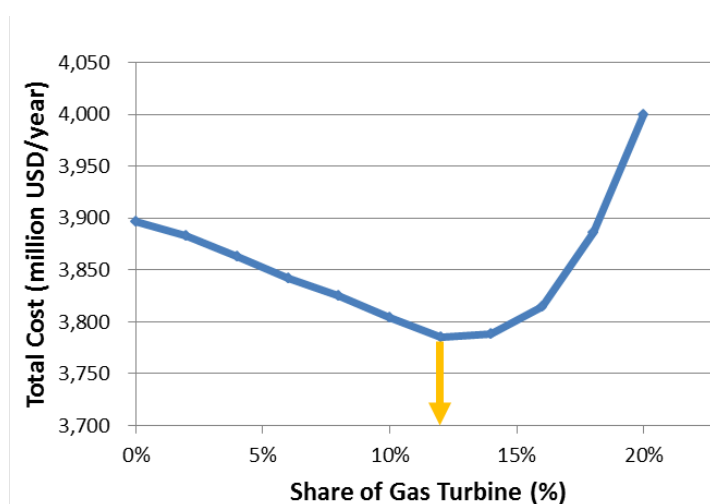
O cálculo pelo PDPAT foi realizado nas seguintes condições:

- O ano horizonte será 2040
- A capacidade desenvolvida para geração de energia hidroeléctrica corresponde ao máximo realizável conforme o padrão de desenvolvimento mostrado na secção 6.4.1.
- A capacidade de margem de reserva de fornecimento é de 11% conforme determinada na secção 6.4.2, e será atendida por GT que possui o menor custo fixo.
- A proporção de composição corresponde à proporção das capacidades de fornecimento de cada fonte de energia (exclui a capacidade de fornecimento para atender a capacidade de reserva de fornecimento) para o equilíbrio oferta-demanda no momento de pico do mês que apresenta a menor taxa de reserva do ano.

#### (1) Estudo da proporção óptima para GT

É mostrada na Figura 6-10 o resultado do cálculo tentativo do custo anual feito por PDPAT quando se varia a proporção de composição do GT. O custo anual se torna menor quando a proporção de composição do GT é 12%, e quando a proporção é maior o custo aumenta bruscamente. Isto se deve ao

facto de que o aumento do volume de energia produzido por GT, que apresenta baixa eficiência, acaba por implicar no aumento do custo de combustível. Portanto considera-se razoável que se planeie a proporção de composição do GT em 12% e com cuidados em não superar essa proporção. Já a capacidade de fornecimento equivalente à capacidade de margem de reserva de fornecimento deve ser arcada por GT que apresenta menor custo fixo e por isso é vantajoso economicamente, e ao levar em conta essa proporção, o volume implementado de GT equivalerá a 23% da demanda.

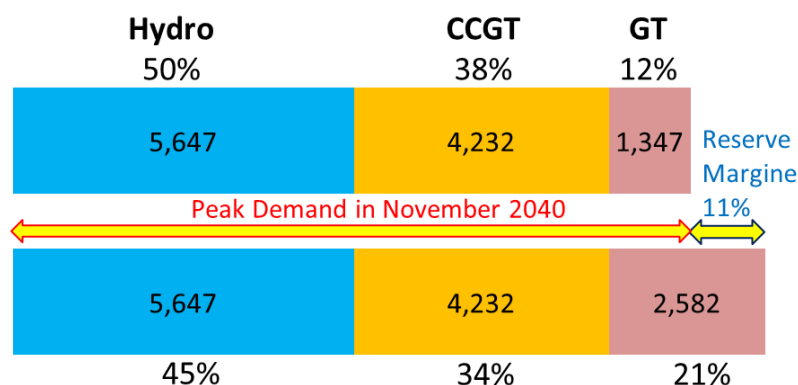


**Figura 6-15** A relação entre a proporção de composição das instalações de Turbina a Gás (GT) e o custo anual (em 2040)

(2) A proporção de composição de mínimo de custo em 2040

2 O pico de demanda no ano de 2040 ocorre em Dezembro, no entanto a energia eléctrica disponível gerada pelas centrais hidroeléctricas também diminui devido ao período de seca, o que faz com que o mês de Novembro seja o mais rigoroso em termos de equilíbrio oferta-demanda. É mostrada na Figura 6-16 a proporção de composição da capacidade de fornecimento das fontes de energia quando se define em 12% a proporção de GT para a secção de Novembro de 2040. Essa proporção de composição é um valor meta para se atingir futuramente, e o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia deve ser elaborado para cada ano até 2040 de forma concreta de modo a atingir ao final essa proporção de composição de fontes de energia.





**Figura 6-16** A proporção de composição de mínimo custo em 2040 (com base na capacidade de fornecimento de Novembro)

## 6.5 Elaboração do Plano de Desenvolvimento de Energia Eléctrica para Cada Ano

### 6.5.1 Elaboração do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta) até 2040

O Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta) para cada ano até 2040 deve ser elaborado com base nas seguintes condições: Os resultados do estudo são mostrados na Figura 6-17.

- Os novos centrais que devem ser construídos são do tipo: hidroeléctricas de grande porte, ciclo combinado (CCGT) e turbina a gás (GT).
- Garantir uma taxa de reserva de 11% no mês de Novembro, onde o equilíbrio oferta-demanda é rigoroso e a taxa de reserva do fornecimento se torna o menor. No entanto, como não haverá tempo hábil para que um novo desenvolvimento fique pronto até o ano de 2018, para esse ano será tolerada o défice na taxa de reserva.
- As instalações de geração de energia que ultrapassarem a sua vida útil devem ser eliminadas e o cálculo da capacidade de fornecimento deve levar isso em consideração.
- As capacidades de fornecimento da geração hidroeléctrica em cada mês a serem usadas na avaliação do equilíbrio oferta-demanda serão aquelas obtidas no cálculo feito por PDPAT.
- A capacidade desenvolvida para geração de energia hidroeléctrica deve adoptar o padrão exibido na Figura 6-7, e em caso de défice na capacidade de fornecimento, deve-se desenvolver centrais térmicas (GT, CCGT) com capacidade equivalente a esse défice.

A proporção de composição para GT deve permanecer numa faixa que não ultrapasse 12% da demanda, e a escolha da época de desenvolvimento deve ser feita para que essa proporção esteja próxima de 12%, enquanto que eventuais défices devem ser arcados por desenvolvimento de CCGT.

Como resultado do estudo, será necessário desenvolver as seguintes centrais até 2040:

Hidroeléctrica: 7.150 MW (incluindo a construção da central de Lauca)

CCGT: 4.125 MW (equivalente a 5,5 centrais de classe 750 MW (incluindo Soyo e Soyo 2))

GT: 2.250 MW (equivalente a 18 centrais classe 125 MW)

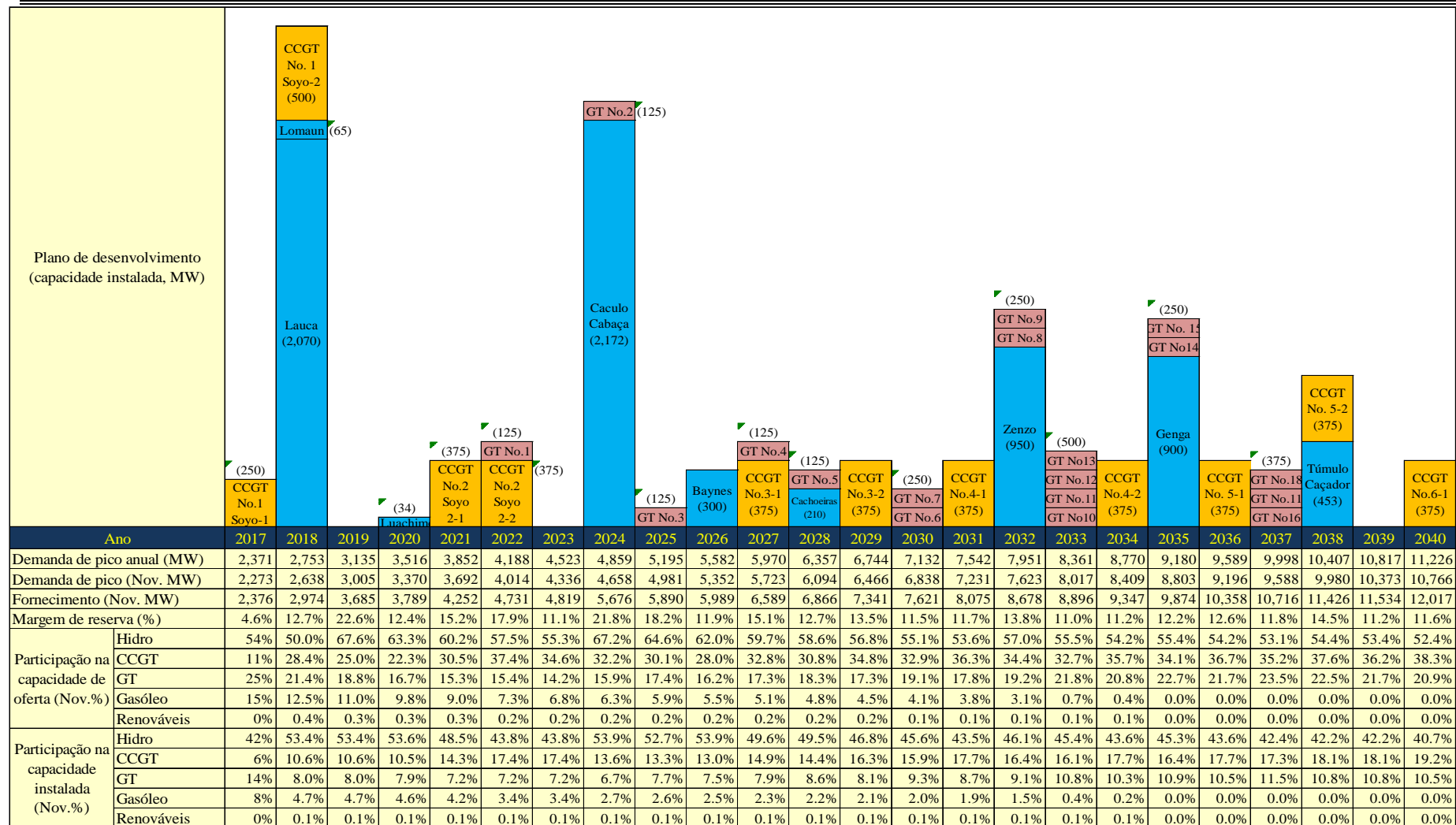


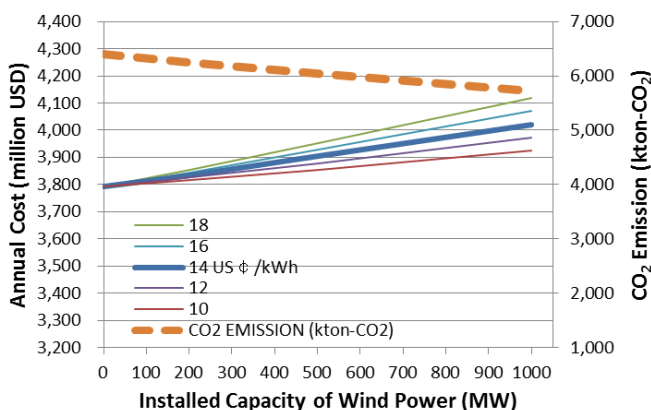
Figura 6-17 Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta)

### 6.5.2 O Impacto da Implementação de Energia renováveis

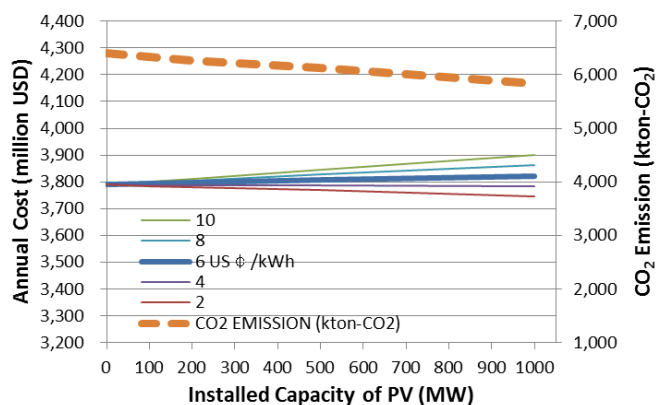
Como mencionado na seção **Seção 6.2**, Angola pretende implementar a geração por energias eólica e solar, e já seleccionou 11 sítios candidatos de desenvolvimento de central eólica (652 MW) e 10 sítios candidatos de central de energia solar (100 MW). No entanto, esses planos ainda estão em nível de estudo preliminar, e ainda não há divulgação de estudos sobre a capacidade de fornecimento mensal e outros dados necessários para se avaliar o equilíbrio oferta-demanda. Como a energia eólica/fotovoltaica apresenta flutuações na geração de energia sujeita às condições naturais, o seu uso como capacidade de fornecimento para demanda de pico requer uma avaliação detalhada baseada em dados. Portanto, é indispensável avaliar bem a sua viabilidade futura e conceber de forma concreta o seu plano de desenvolvimento.

Nesta secção, foi calculada o impacto destas fontes na redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE) e sobre o custo de projecto (2040) no Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta) elaborado na secção anterior, considerando a capacidade de fornecimento dessas energias baseada na escala de desenvolvimento e taxa média de operação propostas. Como resultado, com o aumento da quantidade implementada de energias eólica/ solar foram constatados efeitos de redução na emissão de GEE, como mostrado nas Figura 6-18 e Figura 6-19 (linha laranja tracejada e eixo do lado direito). O custo relacionado à geração de energia eólica e solar foi mostrado como parâmetro centrado nos recentes custos de base de geração eólica/ solar (i.e. energia eólica: 14 US cent./ kWh, solar: 6 US cent./ kWh), embora o impacto que a sua implementação possa causar no custo do projecto dependa do custo básico de geração e ao se fazer o desenvolvimento pelo citado preço central, o custo do empreendimento para cada 1000 MW implementado apresenta um ligeiro aumento para energia solar e para a energia eólica houve um aumento de cerca de 5% no projecto.

Por outro lado, trata-se de uma questão de importância política realizar a redução na emissão de gases com efeito de estufa pela introdução de energias renováveis. O porte planeado para essas energias ainda é pequeno, por isso o seu impacto em todo o plano de desenvolvimento também é pequeno. Portanto, o plano a ser elaborado irá incorporar o actual plano de desenvolvimento de projecto de geração de energia eólica e fotovoltaica, considerando-o como proposta básica.



**Figura 6-18** O impacto da implementação da geração por energia eólica (2040)



**Figura 6-19** O impacto da implementação da geração por energia solar (2040)

Quanto à geração de energia de biomassa, no momento ainda se encontra num estágio conceitual e não há nenhuma definição sobre um plano concreto de geração de energia. Assim, a sua avaliação deverá ser feita quando surgir um plano concreto no futuro, e da mesma forma que as pequenas hidroeléctricas não serão incluídos neste Plano de Desenvolvimento.

### **6.5.3 Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia que leva em conta energias renováveis (proposta básica)**

#### **(1) Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia**

Elaborou-se assim o Plano de Desenvolvimento conforme a proposta básica mostrada na secção anterior acrescido das gerações por energias eólica/ solar.

Como os planos de projectos de geração por energia eólica/ solar ainda está em fase inicial de análise, e a considerar o período de planeamento, estimou-se que o seu desenvolvimento teria início em 2028 (daqui a 10 anos) e levaria 10 anos. Como resultado do estudo, o plano óptimo não apontou necessidade de mudanças no plano de desenvolvimento da energia térmica, e recebeu simplesmente o acréscimo dos projectos de geração de energia eólica/ solar. Portanto, este plano de desenvolvimento será considerado como proposta básica.

Como a geração de energias eólica e solar varia grandemente de acordo com as condições naturais tais como a velocidade do vento e a quantidade de radiação solar, a sua energia gerada também é sujeita a flutuações. Por essa razão, não é possível ajustar a geração de acordo com a demanda, e portanto não é possível contar como capacidade de fornecimento para garantir o equilíbrio oferta-demanda. Além disso, apesar do pico da demanda ocorrer à noite a geração de energia solar não gera electricidade neste horário. Por outro lado, se as condições de operação forem atendidas, é possível fazer com que a hidroeléctrica diminua a sua geração em concordância com a quantidade gerada pelas centrais eólicas e fotovoltaicas, o que permite armazenar água na sua albufeira e aproveitá-la para aumentar a geração no horário de pico. Assim, na inclusão dos planos de geração de energia eólica/ solar no Plano de Fontes de Energia é necessário realizar um estudo capaz de avaliar as características probabilísticas da variação na geração em cada mês e horário do dia baseado nos dados obtidos em cada sítio planeado.

No entanto, no momento não existem dados necessários para este estudo. Por isso, foi estimado um valor de geração horária em cada mês tomando como referência valores característicos comuns baseados na geração planeada em cada sítio e suas taxas médias de operação anual. Com base nesse pressuposto foi feito o cálculo operacional pelo PDPAT para obter o grau de impacto geral. Futuramente será necessário corrigir o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia com os valores estimados mais específicos que poderão ser obtidos na fase de avaliação das gerações horárias de cada mês esperadas nos projectos específicos de cada sítio candidato.

#### **(2) O resultado da simulação da operação de fornecimento-demanda pelo PDPAT (proposta básica)**

É mostrado nas figuras exemplos de equilíbrio oferta-demanda em cada mês de 2040 (que é o ano horizonte do Plano Director) e a sua operação diária.

(3) A evolução na composição de fontes de energia até 2040

A Figura 6-26 mostra o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta básica) e a Figura 6-27 mostra para cada ano a relação entre a oferta e demanda de energia do mês onde o equilíbrio na demanda de pico é mais rigoroso. Pode-se ver que a proporção das hidroeléctricas na capacidade de fornecimento da demanda de pico diminui gradualmente ano a ano, e em 2040 a participação das hidroeléctricas é quase a mesma que as térmicas. A Figura 6-28 é uma informação de referência que mostra a relação entre a demanda no dia de máxima geração de energia no ano e a capacidade de geração das instalações. Como a capacidade de fornecimento das centrais hidroeléctricas flutua de acordo com a época, a capacidade instalada pode ser superior à demanda mas não quer dizer que a capacidade de fornecimento seja suficiente. Portanto, a avaliação do equilíbrio oferta-demanda deve ser feita para a secção mais rigorosa do ano conforme mostrada na Figura 6-27.

São mostradas nas Figuras 6-29 e 6-30 os custos de geração e os preços unitários de geração por kWh de cada ano. O custo anual de geração de energia aumenta ano a ano à medida que a capacidade de fornecimento aumenta para acompanhar o aumento da demanda. Além do que, os custos de combustível também aumentam gradualmente. Por outro lado, o preço unitário de geração de electricidade evolui de forma estável a longo prazo.

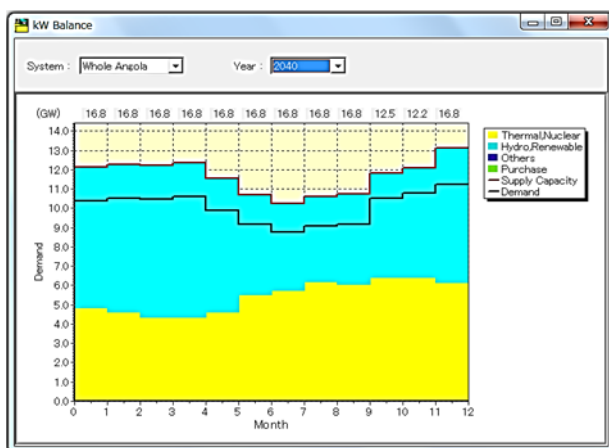


Figura 6-20 O equilíbrio de kW em cada mês (2040)

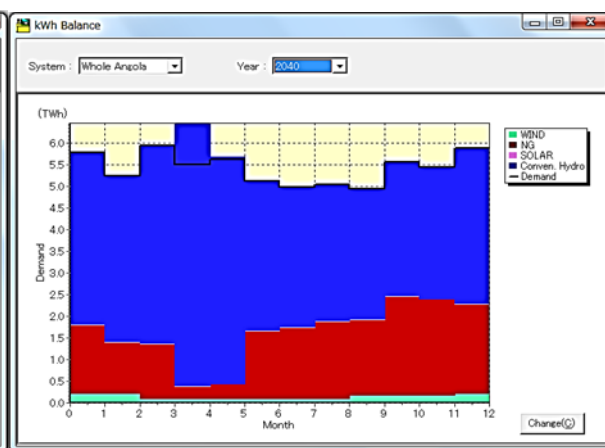
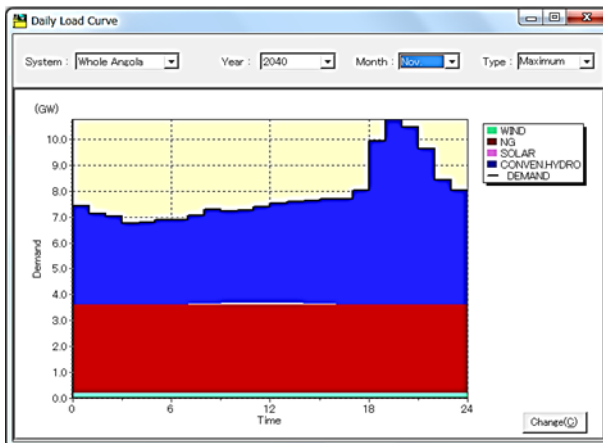
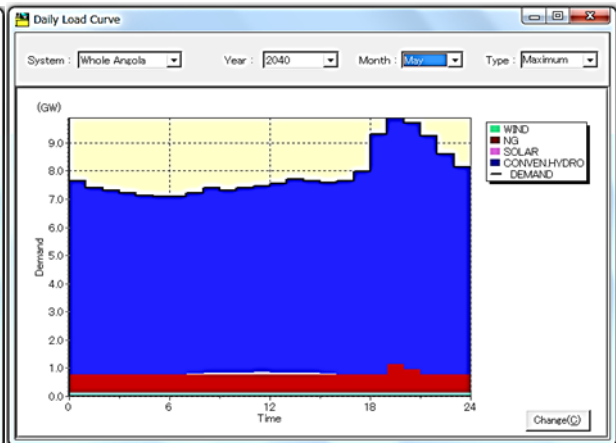


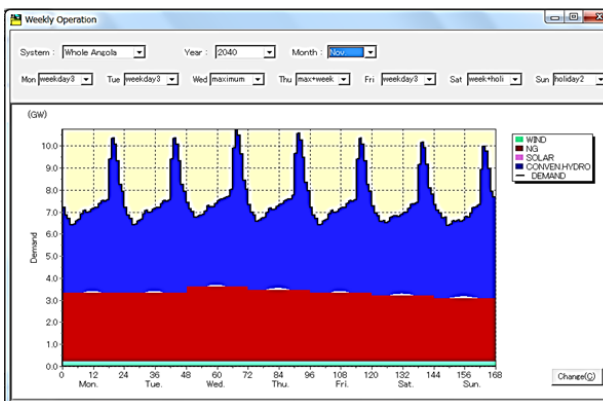
Figura 6-21 O equilíbrio de kWh em cada mês (2040)



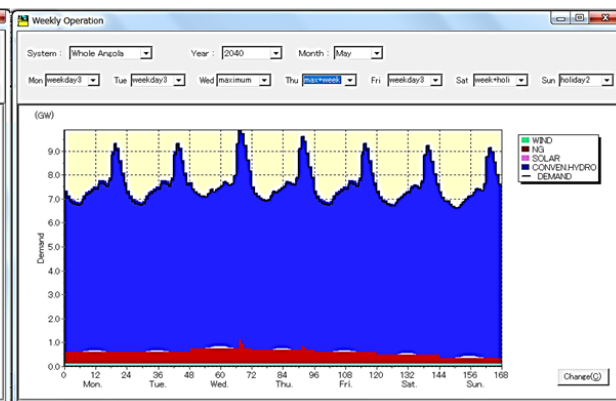
**Figura 6-22** Exemplo de operação diária num dia de ocorrência de demanda de pico (2040, estação seca (Novembro))



**Figura 6-23** Exemplo de operação diária num dia de ocorrência de demanda de pico (2040, estação chuvosa (Maio))



**Figura 6-24** Exemplo de operação semanal numa estação seca (Novembro 2040)



**Figura 6-25** Exemplo de operação semanal numa estação chuvosa (Maio 2040)

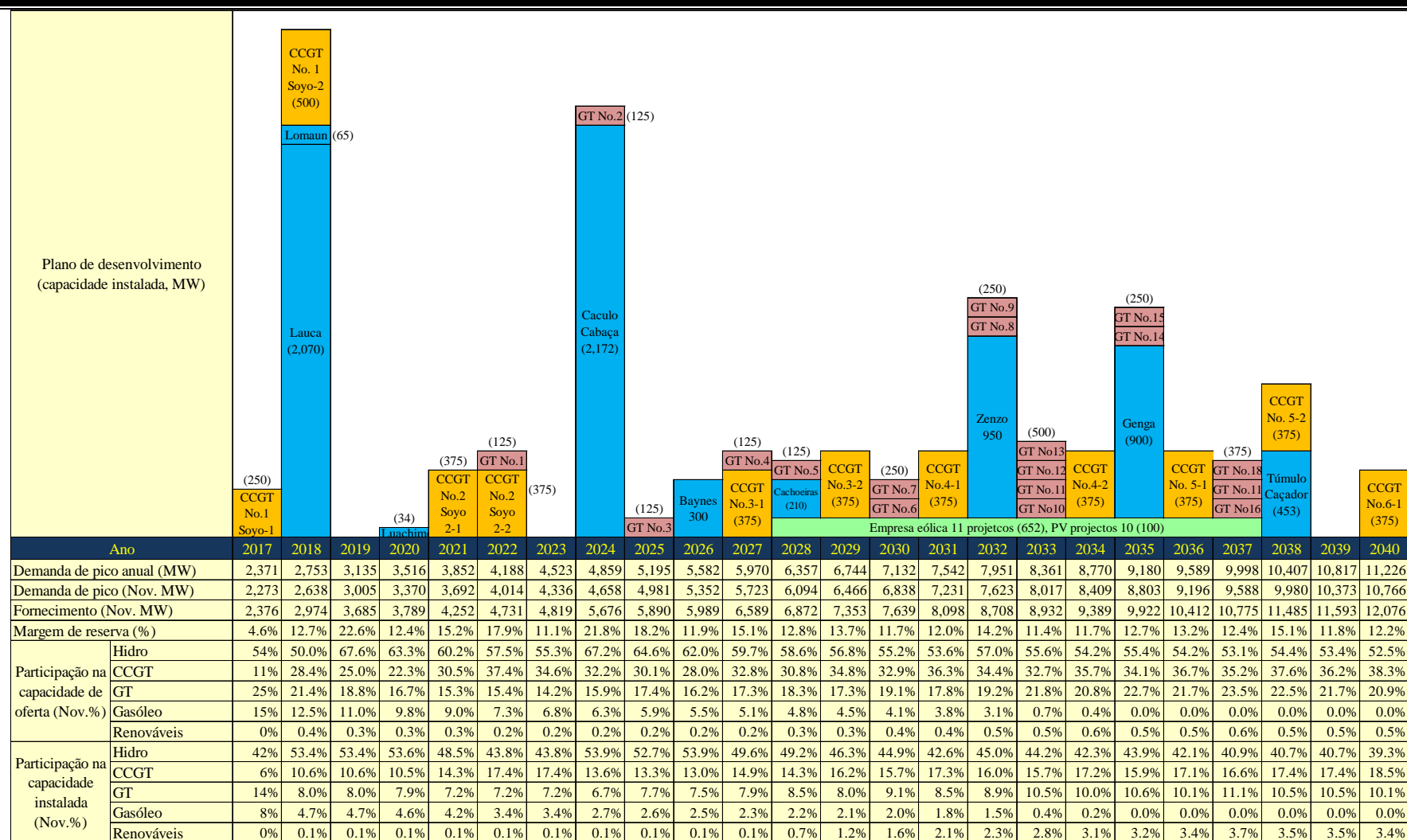


Figura 6-26 Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia (proposta básica)



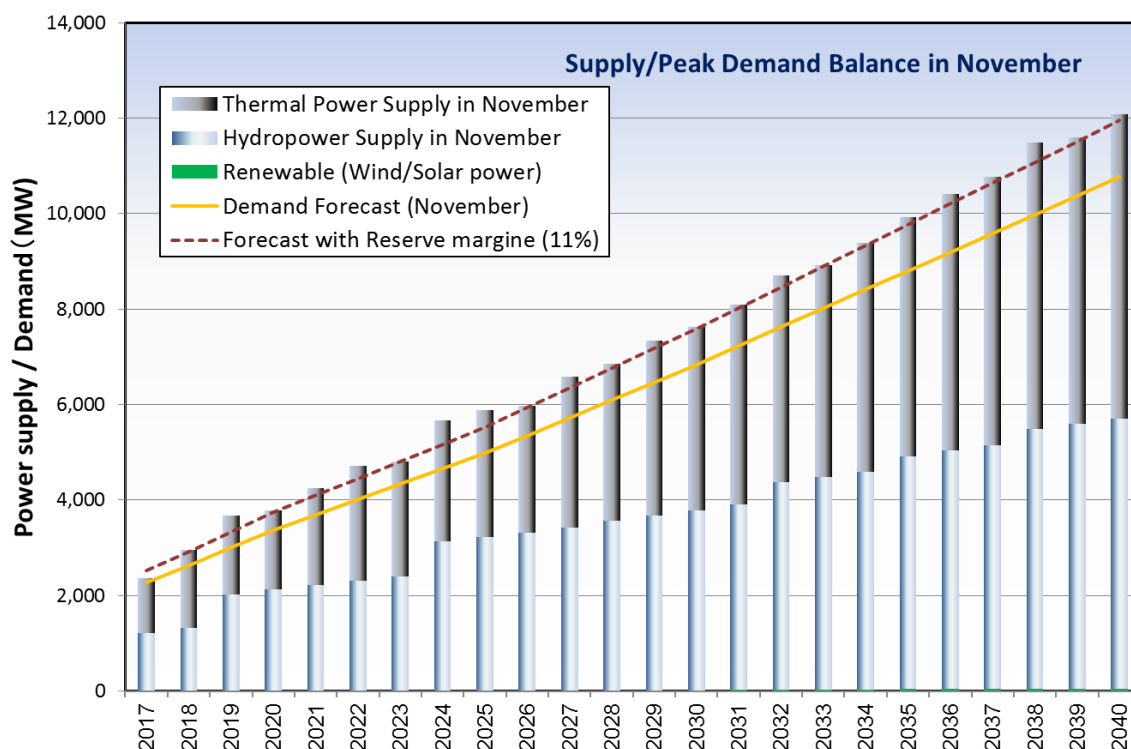


Figura 6-27 Equilíbrio oferta-demanda (proposta básica, equilíbrio do pico de Novembro)

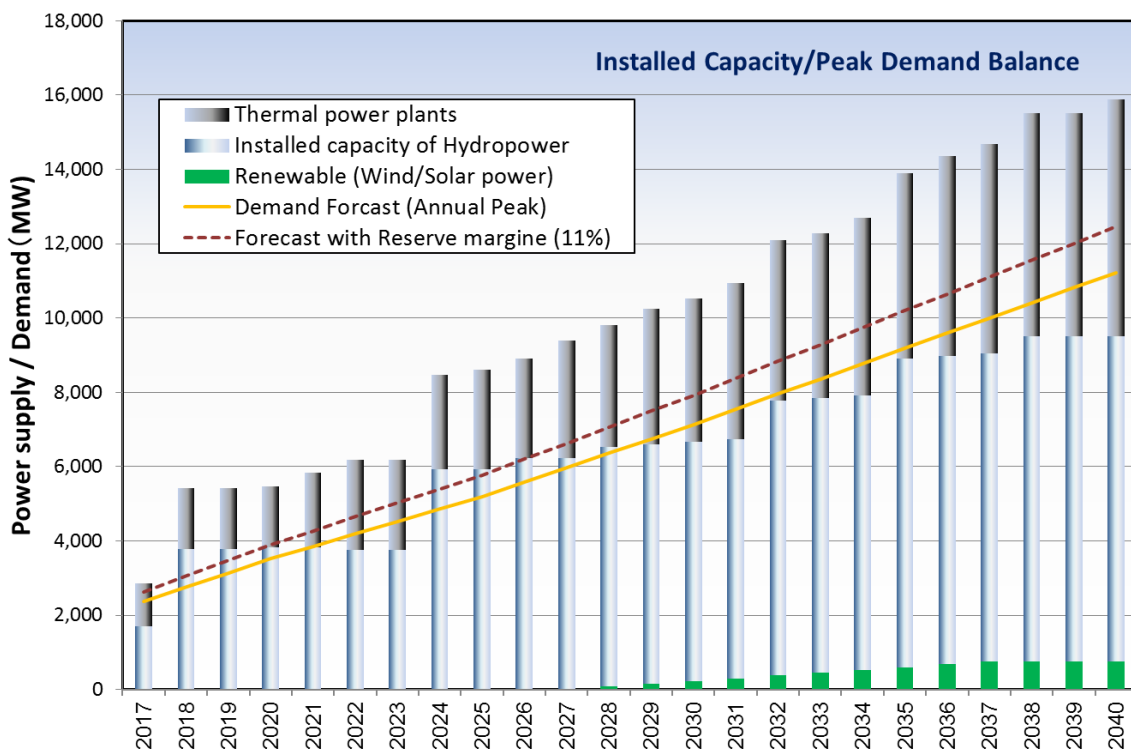
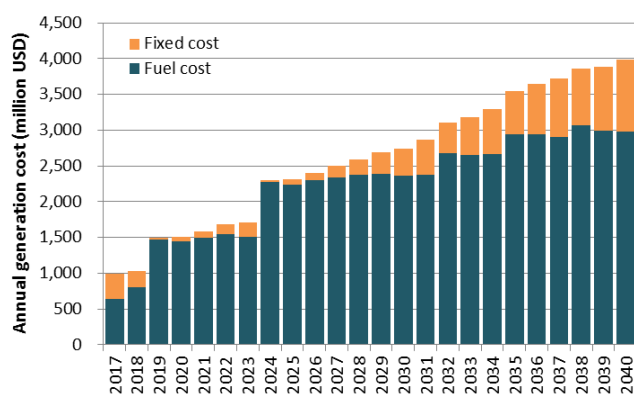
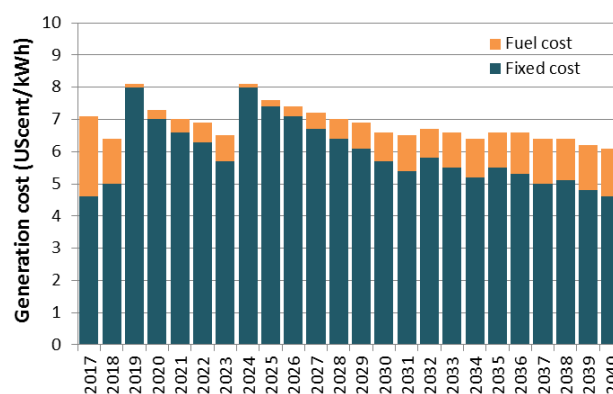


Figura 6-28 (Referência) Equilíbrio oferta-demanda (proposta básica, capacidade de geração, máximo equilíbrio oferta-demanda do ano)



**Figura 6-29** Custo de geração anual (proposta básica)



**Figura 6-30** Preço unitário de geração (proposta básica)

#### 6.5.4 A quantidade de emissões de gases com efeito de estufa (proposta básica)

As emissões de gases de efeito estufa (GEE) de cada ano resultantes da geração de energia eléctrica são mostradas na Figura 6-31. Como mostrado na figura, graças à entrada em operação das grandes hidroeléctricas as emissões anuais caem significativamente, no entanto, no geral o aumento da geração termoeléctrica para atender ao aumento da demanda de energia acaba gerando uma tendência de aumento na emissão dos GEE.

Também foram mostradas na mesma figura as emissões para o caso sem desenvolvimento de centrais eólicas e fotovoltaicas (total de 752 MW). Como resultado da implementação (das energias renováveis) em 2040 houve uma redução no volume emitido de cerca de 600 kt-CO<sub>2</sub> (cerca de 10%), o que mostra um efeito de mitigação do aumento das emissões, embora esse efeito não seja capaz de reverter a tendência de aumento das emissões para uma tendência de diminuição.

Portanto, a fim de conter o aumento das emissões, é necessário desenvolver gerações de energias renováveis (eólica/ fotovoltaica) e hidroeléctricas em maior escala.

A Figura 6-32 e a Tabela 6-15 mostram o volume de emissões de GEE (draft do INDC) comprometidas pelo Governo Angolano e as emissões geradas pelos projectos de geração de energia. O volume emitido pelos projectos de geração de energia é de cerca de 3% (em 2030) em comparação com o valor assumido (valor alvo) no INDC, assim a sua participação é pequena.

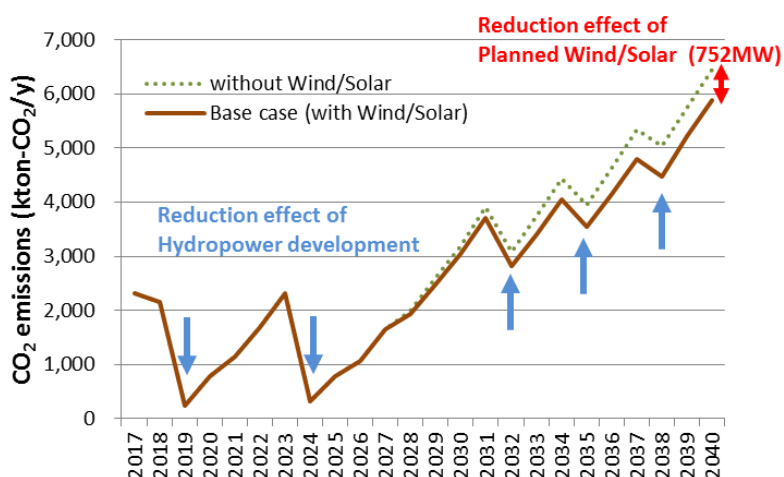


Figura 6-31 Volume de emissões de gases de efeito de estufa (proposta básica)

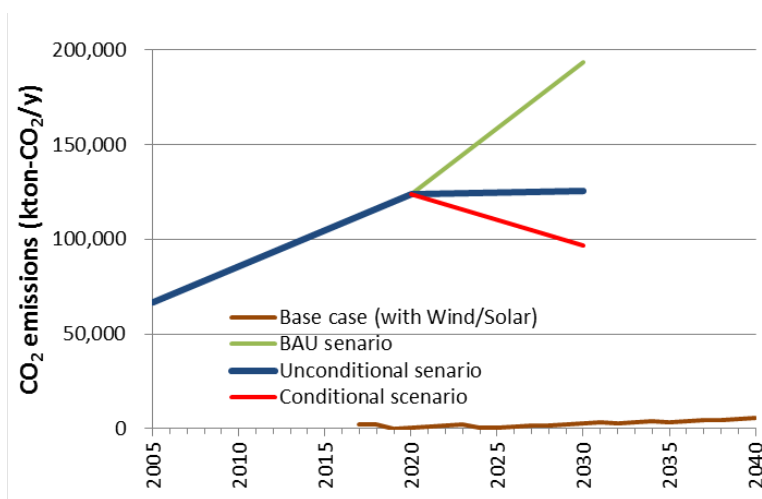


Figura 6-32 Relação com o valor-alvo do plano de redução de gases de efeito estufa (DRAFT INDC)

Tabela 6-15 Relação entre o volume de emissão de GEE da proposta básica e o valor-alvo do DRAFT INDC

|  |                       | (kton-CO <sub>2</sub> /ano) |           |         |         |
|--|-----------------------|-----------------------------|-----------|---------|---------|
|  |                       | 2005                        | (2017)    | 2020    | 2030    |
| Draft INDC   | Cenário BAU           |                             |           |         | 193.250 |
|  | Cenário Incondicional | 66.812                      | (112.400) | 125.778 | 125.612 |
|  | Cenário Condicional   |                             |           |         | 96.625  |
| Proposta básica (volume emitido presumido pelos projectos de geração de energia eléctrica) |                       | -                           | 2.300     | 800     | 3.000   |

Nota: O valor do INDC para 2017 é o valor de interpolação entre 2005 e 2020

## **6.6 Cenário · Estudo de caso**

### **6.6.1 A selecção do cenário**

Será feito um estudo de caso com alguns cenários de risco estabelecidos tendo como cenário básico a proposta de Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia analisada na secção anterior. São mostrados a seguir, os pontos importantes da análise e o seu pano de fundo.

- O atraso no cronograma de desenvolvimento das centrais
  - ✧ O atraso no processo de desenvolvimento de fontes de energia traz impacto significativo na composição óptima das fontes de energia. Principalmente no caso de Angola, como o tamanho dos projectos de hidroeléctricas é grande, os atrasos reduzirão significativamente a fiabilidade do sistema de energia.
  - ✧ Existem vários exemplos no mundo de projectos de hidroeléctricas que estão atrasados, e constata-se que o risco que isso implica não é pequeno.
  - ✧ Como uma medida de mitigação, é possível considerar a introdução de outras fontes de energia como o CCGT, mas nesse caso é necessário considerar o seu grau de impacto na emissão de GEE.
- Alteração na área de desenvolvimento do CCGT
  - ✧ No caso de se desenvolver o CCGT, como o preço do gás é relativamente barato, é vantajoso desenvolvê-lo em Soyo à cabeça do poço já que existe no momento uma linha de transmissão de 400 kV entre Soyo e Luanda com capacidade de 2.000 MW (critério N-1).
  - ✧ No entanto, a partir da terceira central, será necessário ampliar a linha de transmissão de 400 kV, o que requer grande investimento. Além disso, as perdas na transmissão a partir de Soyo para Benguela, que é o local de demanda na região central, são grandes. Levando estes pontos em consideração, a partir da terceira central já não se pode dizer que Soyo apresente vantagens em termos económicos.  
Além disso, o fluxo de potência na linha de transmissão também fica pendente na direcção norte para sul, o que não é desejável do ponto de vista de estabilidade do sistema.
  - ✧ Como contramedida destas questões, pode-se considerar fazer o desenvolvimento de CCGT nas proximidades da área de demanda, especialmente no porto de Lobito, que fica próximo à região de Benguela, uma área de grande demanda. Para esse caso, como mencionado no Capítulo 3, é desejável adoptar o GLP como combustível (como primeiro passo) até que o sistema de fornecimento de gás natural/ GNL seja estabelecido no local. Neste caso, estima-se que as emissões de GEE aumentem cerca de 20% em comparação com o GNL, o que requer um estudo em relação a esse aumento de emissões.
- Caso com implementação de energias renováveis

- ✧ Conforme mostrado na secção 6.5.4, na proposta básica as emissões de GEE aumentam significativamente devido ao desenvolvimento de fontes de energia para atender ao aumento da demanda. Apesar das emissões em projectos de energia terem uma participação ínfima nos valores meta do Draft INDC, será feito um estudo de caso para se reduzir as emissões.
- ✧ Para reduzir as emissões considera-se eficaz fazer o desenvolvimento de centrais hidroeléctricas, mas como já foi mencionado na secção 6.4.1, o desenvolvimento de grandes hidroeléctricas enfrenta várias restrições e é necessário fazê-lo a longo prazo e de forma sistemática, por isso realisticamente é difícil aumentar a quantidade de desenvolvimento de hidroeléctricas no curto prazo.

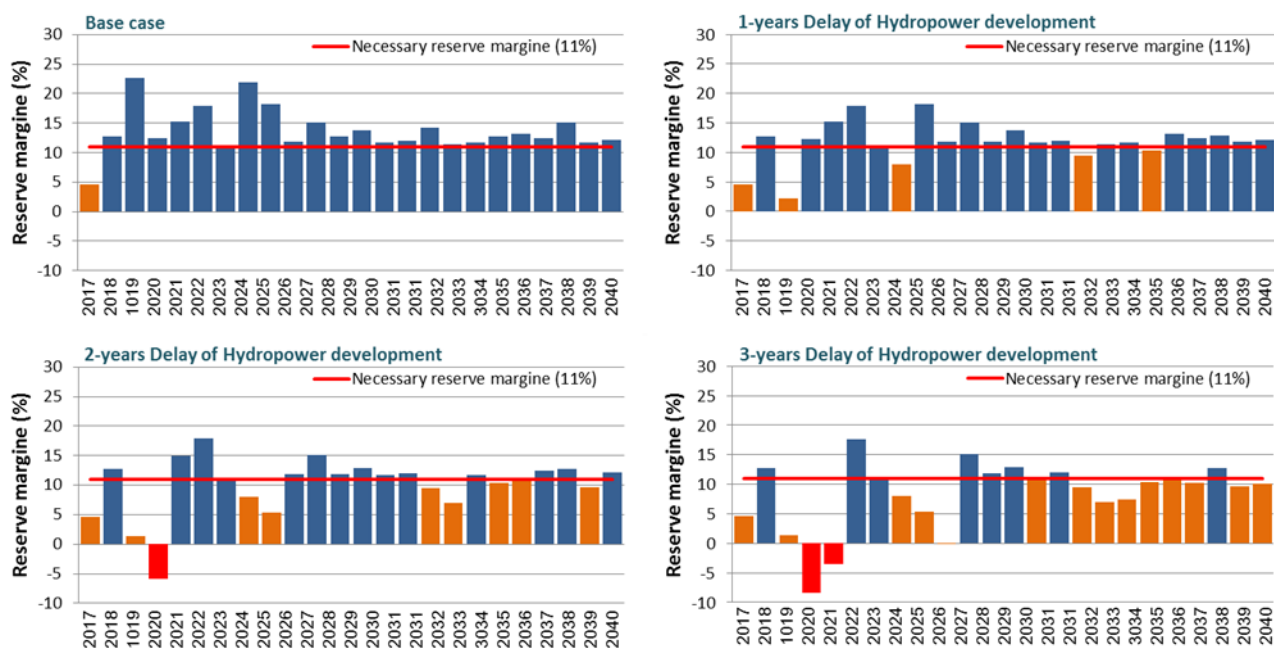
Assim, será analisado o cenário de desenvolvimento adicional de geração de energia eólica e solar.

### 6.6.2 O cenário de risco devido ao atraso no cronograma de desenvolvimento das centrais

#### (1) O risco de atraso no desenvolvimento de centrais hidroeléctricas

No caso de haver atrasos no início de operação das centrais hidroeléctricas, a capacidade de fornecimento diminuirá. A Figura 6-33 mostra a taxa de reserva de fornecimento no caso de haver atrasos de 1, 2 e 3 anos. Nesta figura, os anos em que foi possível garantir a taxa de reserva de fornecimento foram representados em laranja e os anos em que a capacidade de fornecimento for inferior à demanda foram representados em vermelho.

De acordo com os resultados, a capacidade de fornecimento diminui com o atraso no desenvolvimento, e esse impacto é significativo para os atrasos ocorridos em anos recentes. Isso se deve ao facto de o impacto do atraso no desenvolvimento de centrais hidroeléctricas ser grande já que esta fonte possui grande influência em relação à demanda. O impacto se torna cada vez maior à medida que o atraso aumenta, o que leva à recomendação de se tomar contramedidas o quanto antes quando for previsto o atraso.



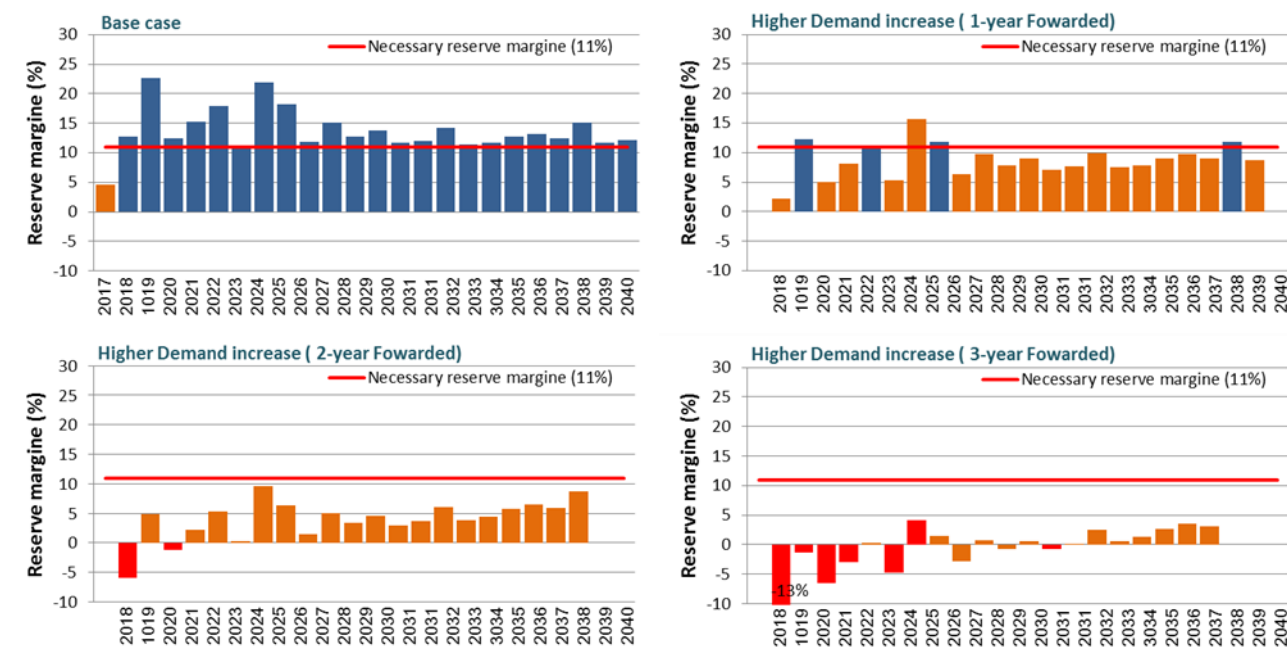
**Figura 6-33 O impacto do atraso no desenvolvimento de centrais hidroeléctricas**

- (2) O risco de aumento da demanda (risco de atraso no desenvolvimento de centrais hidroeléctricas e térmicas)

Da mesma forma que a secção anterior, foi estimado o impacto de uma situação onde a demanda de energia eléctrica superar (antecipar) a estimativa. Isso equivale à mesma situação de ocorrência de atraso na operação de quaisquer fontes de energia seja ela térmica, hidroeléctrica, etc.

- Demanda antecipada em 1 ano (= atraso de 1 ano na construção de uma central)
- Demanda antecipada em 2 anos (= atraso de 2 anos na construção de uma central = atraso de 1 ano na construção de uma central + demanda antecipada em 1 ano)
- Demanda antecipada em 3 anos (= atraso de 3 anos na construção de uma central = atraso de 2 anos na construção de uma central + demanda antecipada em 1 ano = atraso de 1 ano na construção de uma central + demanda antecipada em 2 anos)

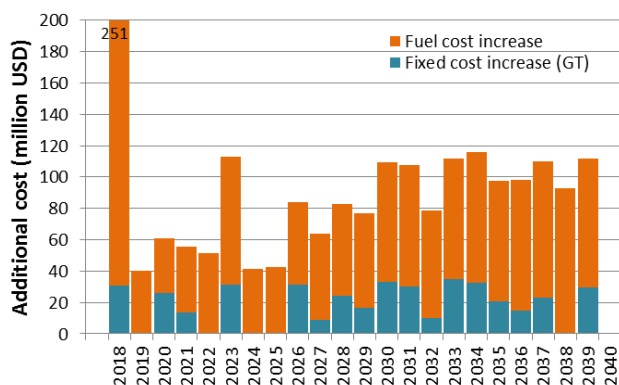
A Figura 6-34 mostra a taxa de reserva de fornecimento em cada caso. No caso de haver uma antecipação da demanda de 2 anos (igual ao atraso de desenvolvimento de fontes de energia em 2 anos), praticamente em todos os anos a capacidade de margem de reserva de fornecimento decaiu para quase metade da capacidade necessária e não é possível manter a estabilidade no fornecimento. Além disso, numa situação de antecipação de 3 anos da demanda é suposto que haja uma continuidade acentuada de problemas no fornecimento. Assim, quando houver uma demanda real superior à estimativa é necessário revisar o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia para os anos seguintes de modo a garantir a capacidade necessária de fornecimento.



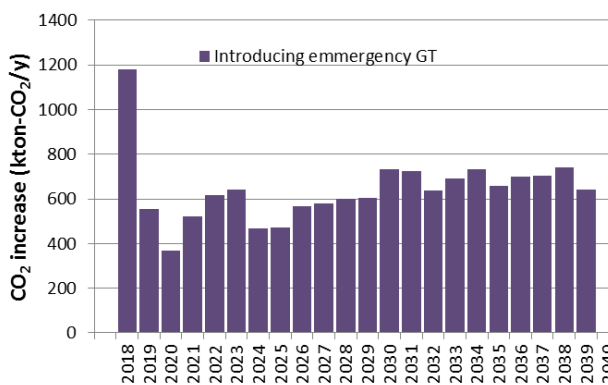
**Figura 6-34 O impacto da antecipação da demanda (= atraso no desenvolvimento de todas as centrais)**

(3) As medidas de mitigação e o seu impacto

No caso em que houver uma antecipação da demanda de 1 ano (ou atraso de 1 ano no início de operação das centrais) é necessário tomar medidas o mais rápido possível tais como a introdução de uma fonte de energia de emergência. Nesta secção, estimou-se os custos adicionais e o aumento na emissão de GEE resultantes de uma implementação adicional de GT (GLP como combustível) como medida de emergência. Os resultados conforme mostrados na Figura 6-35 e Figura 6-36 apontam para um aumento contínuo e significativo de despesas e da emissão de GEE que não se limitam a um ano, e que só terminará com o reforço da capacidade de fornecimento. Portanto, numa potencial ocorrência desse tipo de situação é necessário tomar contramedidas o mais rápido possível ao mesmo tempo em que se deve revisar as previsões de demanda e o próprio Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia para os anos seguintes.



**Figura 6-35** Aumento das despesas devido à introdução de fontes de emergência



**Figura 6-36** Aumento das emissões de GEE associadas à introdução de fontes de energia de emergência

### 6.6.3 Cenário de alteração das regiões de desenvolvimento de CCGT

#### (1) As condições e os desafios

Como projecto candidato de central térmica no presente plano de desenvolvimento é considerado a construção da central Soyo 2 após a conclusão da central Soyo, em construção no momento, mas não há nenhum outro plano concreto subsequente. Além disso, na selecção do local para construção de uma central térmica por CCGT torna-se importante a questão do fornecimento de combustível, no entanto também não se nota nenhum plano concreto para esta questão.

Conforme descrito na secção 6.6.1, uma vez que a capacidade da linha de transmissão de 400 kV entre Soyo e Luanda é de 2.000 MW (critério N-1) é possível transmitir no máximo a energia de duas centrais classe 750 MW pelas instalações existentes, mas a partir da terceira central será necessário fazer o reforço da linha de 400 kV. Além disso, do ponto de vista das perdas na transmissão e estabilidade do sistema, não é recomendável concentrar as instalações de geração em Soyo.

Por outro lado, do ponto de vista de disponibilidade de combustível, como já descrito nas secções 3.5.1 e 3.5.2, no momento apenas Soyo pode fornecer gás, e para se instalar novas centrais em outras regiões é preciso analisar um plano de aquisição de combustível para essas regiões. Particularmente para a região sul, no caso de se construir uma central térmica de CCGT, é preciso considerar a troca gradual de combustível ou outros meios conforme citado na secção 3.5.4..

A Tabela 6-16 apresenta os pontos gerais de vantagem e desvantagem ao se concentrar a construção das futuras centrais térmicas na região norte (Soyo) ou distribuí-las em outras regiões.



**Tabela 6-16 As vantagens e as desvantagens em termos de directrizes para localização das centrais térmicas**

|                      | Localização concentrada na região norte (Soyo)  | Localização distribuída (Soyo, Benguela, etc.)  |
|----------------------|---|---|
| Combustível          | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: Próxima às instalações existentes de fornecimento de gás o que possibilita obter eficiência graças ao arranjo concentrado das instalações</li> <li>×: Necessita de um terreno de considerável dimensão</li> <li>? : Está garantida a quantidade necessária de gás para geração de energia?</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: Alta tolerância em relação à localização distribuída graças à adopção de geração por combustão por óleo que apresenta facilidade de transporte, até que as instalações de fornecimento de gás fiquem prontas.</li> <li>×: Necessidade de construir novas instalações de abastecimento de combustível</li> <li>? : Possibilidade ou não de seleccionar o combustível a ser usado (petróleo ou gás)?</li> </ul> |
| Sistema de energia   | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: Para o momento é possível aproveitar as linhas de transmissão existentes</li> <li>×: As fontes de energia de grande porte acabam se concentrando na região norte. Alta possibilidade de ser necessário reforçar a linha de transmissão</li> <li>? :</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: O Fornecimento sul-norte é voltado principalmente ao consumo, e por isso o fluxo de potência pode ficar relativamente baixo.</li> <li>×: Necessária construção de um sistema de energia de acordo com a localização da fonte de energia</li> <li>? :</li> </ul>   |
| Meio Ambiente        | -: Depende das condições individuais de localização   | -: Depende das condições individuais de localização   |
| Desempenho económico | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: É esperada redução nos custos graças à localização concentrada das instalações de geração e abastecimento de combustível</li> <li>×: Aumento dos custos relacionados à perda na transmissão de energia, e de reforço da linha</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: É esperado maior tempo hábil para o período de reforço do sistema</li> <li>×: Aumento das despesas de construção de instalações de abastecimento de combustível</li> <li>? : Necessário desenvolver portos e outras infraestruturas?</li> </ul>   |
| Rápida viabilidade   | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: É rápida se puder garantir o terreno adjacente à central Soyo</li> <li>×:</li> <li>? : Se houver limitação de abastecimento da quantidade de gás pode se tornar um constrangimento</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: É possível fazer desenvolvimento rápido se usar fuelóleo pesado já que evita restrições em termos de localização. Se for construído próximo de uma refinaria é possível aproveitar o diesel produzido no local</li> <li>×: Se a construção da própria refinaria atrasar o projecto também ficará sujeito a atrasos</li> </ul>   |
| Combustível          | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: Próxima às instalações existentes de fornecimento de gás o que possibilita obter eficiência graças ao arranjo concentrado das instalações</li> <li>×: Necessita de um terreno de considerável dimensão</li> <li>? : Está garantida a quantidade necessária de gás para geração de energia?</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>○: Alta tolerância em relação à localização distribuída graças à adopção de geração por combustão por óleo que apresenta facilidade de transporte, até que as instalações de fornecimento de gás fiquem prontas.</li> <li>×: Necessidade de construir novas instalações de abastecimento de combustível</li> <li>? : Possibilidade ou não de seleccionar o combustível a ser usado (petróleo ou gás)?</li> </ul> |

○: Vantagens ×: Desvantagens ? : Incertezas

(2) A selecção dos sítios candidatos

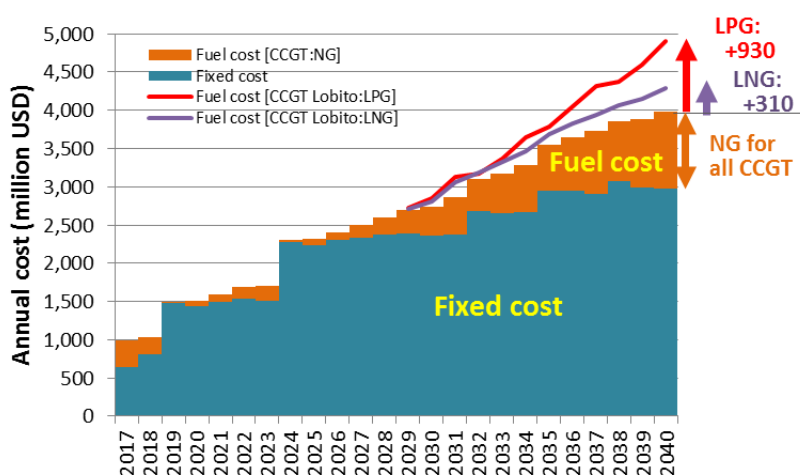
Na construção de CCGT em outra localidade além de Soyo, se houver disponibilidade de gasoduto o sítio ganhará vantagens devido à possibilidade de usar o gás natural de preço barato

como combustível, no entanto, como a construção de um novo gasoduto requer tempo e enorme custo, no momento não é adequado considerar o gasoduto como condição para selecção do sitio candidato. Assim são seleccionadas as duas localidades de Lobito e Namibe como sítios candidatos que atendem às condições estabelecidas abaixo. Vale lembrar que em ambos os sítios existem planos de construção de instalações de refino de petróleo nas suas proximidades o que confere vantagem em termos de aquisição de combustíveis derivados de petróleo, como o GLP.

- Obtenção de terreno suficiente para instalação da central próximo a um porto a ser usado para o transporte de combustível;
- Proximidade a um sistema principal de energia e do centro de demanda;
- Se possível, existir disponibilidade de terreno para construção de instalações de recebimento de GNL;

### (3) O impacto das diferenças no preço do combustível

Tanto em Lobito como em Namibe os combustíveis candidatos ao uso será o GPL ou GNL por não haver no momento disponibilidade de gás natural, no entanto os combustíveis candidatos são mais caros do que o gás natural. Nesta secção, foi feito um ensaio de cálculo por PDPAT para saber o custo adicional de combustível que haverá ao usar como combustível GPL ou GNL para uma terceira central térmica de CCGT que será construída posterior às duas CCGTs já definidas para Soyo (Soyo e Soyo 2). Como mostrado na Figura 6-32, o resultado da implementação de centrais a GLP e GNL para o ano de 2029 não apresentou grande impacto no custo adicional apesar desses combustíveis serem mais caros que o gás natural, e mesmo a diferença de impacto entre o GLP e o GNL foi muito pequena. No entanto, com o aumento progressivo da capacidade gerada pelas centrais térmicas e também do preço previsto para GPL, a diferença no impacto sobre o custo vai se tornando significativa, e em 2040 o custo adicional do GPL em comparação com o gás natural foi de 930 milhões de USD e para GNL foi de 310 milhões de USD.



**Figura 6-37 Aumento no custo do combustível ao usar GPL/ GNL como combustível para CCGT**

(Cálculo de ensaio do impacto no caso de se substituir o combustível do GN para GPL/ GNL a partir da 3ª central CCGT em diante)

(4) A comparação das características dos sítios candidatos

As características em termos de preço dos sítios candidatos, incluindo Soyo, são mostradas na Tabela 6-17. E com base nelas são apresentadas na Tabela 6-18 o plano de desenvolvimento dos sítios candidatos seleccionados.

Como resultado da comparação, ficou evidente o impacto da diferença de custo de combustível em relação a outros factores como linhas de transmissão e tanques de combustível, o que destacou a central Soyo que dispõe de gás natural como a mais vantajosa em termos económicos. O motivo disso é que os preços dos combustíveis são presumidos com base nos valores de mercado internacional, e dentre eles o preço do gás natural é o mais barato. No entanto, o custo de instalações como tanques de combustível pode ser reduzido se houver partilha de uso com outros empreendimentos além da geração de energia, por isso não significa necessariamente que haverá essa grande diferença no custo.

Por outro lado, conforme descrito na secção (1), além do factor económico há também factores de segurança energética e distribuição de riscos, sendo recomendável que as centrais sejam construídas de forma distribuída. O presente trabalho considera esse ponto e recomenda o desenvolvimento de CCGTs de forma distribuída como mostrada na Tabela 6-18.

Além disso, a construção da Soyo 2 está planeada para ser feita por um IPP e para tanto está em curso a criação de marcos legais visando o início da operação em 2021, portanto, é desejado um rápido estabelecimento dos procedimentos relativos ao desenvolvimento por IPPs bem como o estabelecimento de mecanismos de apoio que possam viabilizar desenvolvimentos a curto prazo.

**Tabela 6-17 As características de preço dos sítios candidatos para CCGT**

| Item   | Localização de Soyo  | Localização de Lobito  | Localização de Namibe   |
|--|--|--|---|
| (1) Custo de construção da linha de transmissão para conexão ao sistema principal (despesa anual)            | SoyoTPP-Luanda (400kV)<br>400 km, 392 milhões USD<br>[40 milhões USD/ ano]<br>(padrão) | LobitoTPP-Nova Biopio<br>SS (400kV)<br>23 km, 23 milhões USD/<br>ano<br>[2,3 milhões USD/ ano]<br>(-38 milhões USD/ ano) | Namibe TPP-Namibe SS<br>(220kV)<br>17km, 7 milhões USD/ ano<br>[0,7 milhões USD/ ano]<br>(-39 milhões USD/ ano) |
| (2) Custo de construção de tanques de combustível  | -  | GNL: 150 milhões USD (+15 milhões USD/ ano)  |   |
| (3) Diferença no custo de combustível<br>(Diferença de custo de geração por CCGT de 17.900 GWh/ ano em 2040) | GN: 4,2 US\$/ kWh<br>(padrão)  | GPL: 15,1 US\$/ kWh (+930 milhões USD/ ano)<br>GNL: 7,6 US\$/ kWh (+310 milhões USD/ ano)                                |   |
| (4) Perdas na transmissão  | (padrão)   | Baixa (ínfima)   | Baixa (ínfima)  |
| (1) + (2) + (3)  | (padrão)   | GPL: +907 milhões USD/<br>ano<br>GNL: +287 milhões<br>USD/ ano   | GPL: +906 milhões USD/<br>ano<br>GNL: +286 milhões<br>USD/ ano  |

Nota: Os valores de custo de combustível, geração anual de energia são estimativas para 2040, vida útil de 40 anos para linhas de transmissão e tanques, taxa de juros de 10%

**Tabela 6-18 Seleção e escolha dos sítios para CCGT**

| Instalação                            | Período de Desenvolvimento | Item  | Localização de Soyo   | Localização de Lobito/ Namibe  |
|---------------------------------------|----------------------------|---|---|--|
| No.1<br>Classe<br>750 MW<br>(375 x 2) | 2017<br>2018               | Geral   | ◎ Soyo  | ×  |
|                                       |                            | Conclusão dentro do período requerido:<br>Aquisição de combustível:<br>Custo de combustível:<br>Custo da linha de transmissão:<br>Distribuição de riscos: | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Em construção (parcialmente completo)</li> <li>○ Possibilidade de fornecimento de gás em 2018                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ GN disponível e barato</li> <li>○ Linha de transmissão 400 kV concluída</li> </ul> </li> <li>○ Introdução pioneira de CCGT</li> </ul>                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Não pode ser concluído no tempo requerido</li> <li>× Não há instalações de fornecimento de combustível no momento</li> <li>△ Limitado a combustíveis de petróleo transportáveis</li> <li>△ Necessária nova linha de transmissão</li> <li>○ Introdução pioneira de CCGT</li> </ul> |
| No.2<br>Classe<br>750 MW<br>(375 x 2) | 2021<br>2022               | Geral   | ◎ Soyo  | ×  |
|                                       |                            | Conclusão dentro do período requerido:<br>Aquisição de combustível:<br>Custo de combustível:<br>Custo da linha de transmissão:<br>Distribuição de riscos: | <ul style="list-style-type: none"> <li>△ Possível (necessário apoio a desenvolvimento por IPP)</li> <li>○ Possibilidade de fornecimento de gás em 2018                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ GN disponível e barato</li> <li>○ Linha de transmissão 400 kV concluída</li> </ul> </li> <li>× Alto risco por concentração de centrais</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Lead time (tempo de execução) insuficiente</li> <li>× Lead time de instalações de combustível insuficiente</li> <li>△ Limitado a combustíveis de petróleo transportáveis</li> <li>△ Necessária nova linha de transmissão</li> <li>○ Possibilita distribuição de riscos</li> </ul> |
| No.3<br>Classe<br>750 MW<br>(375 x 2) | 2024<br>2029               | Geral   | △   | ○ Lobito, △ Namibe   |
|                                       |                            | Conclusão dentro do período requerido:<br>Aquisição de combustível:<br>Custo de combustível:<br>Custo da linha de transmissão:<br>Distribuição de riscos: | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Possível</li> <li>○ Possibilidade de fornecimento de GN                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ GN disponível e barato</li> <li>△ Necessária nova linha de transmissão</li> </ul> </li> <li>× Alto risco por concentração de centrais</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Possível</li> <li>○ Possível por construção de instalações de fornecimento de combustível</li> <li>△ Encarecimento devido ao uso de GLP/ GNL</li> <li>○ Construção mais barata de uma nova linha de transmissão</li> <li>○ Possibilita distribuição de riscos</li> </ul>          |
| No.4<br>Classe<br>750 MW<br>(375 x 2) | 2031<br>2034               | Geral   | △   | ○ Lobito, △ Namibe   |
|                                       |                            | Conclusão dentro do período requerido:<br>Aquisição de combustível:<br>Custo de combustível:<br>Custo da linha de transmissão:<br>Distribuição de riscos: | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>△ (igual a No. 3)</li> <li>△ Alta concentração de centrais</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>△ (igual a No. 3)</li> <li>○ Partilha da linha de transmissão do N° 3</li> <li>○ Possibilita distribuição de riscos</li> </ul>  |
| No.5<br>Classe<br>750 MW<br>(375 x 2) | 2036<br>2038               | Geral   | △   | ○ Lobito, △ Namibe   |
|                                       |                            | Conclusão dentro do período requerido:<br>Aquisição de combustível:<br>Custo de combustível:<br>Custo da linha de   | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>△ (igual a No. 3)</li> <li>△ Permanece o risco de transmissão por longa distância</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>○ (igual a No. 3)</li> <li>△ (igual a No. 3)</li> <li>△ Necessária nova linha de transmissão</li> <li>○ Baixo risco de transmissão por longa distância</li> <li>Possibilita distribuição de</li> </ul>   |

|                                       |      | transmissão:<br>Distribuição de<br>riscos:  |   | riscos   |
|---------------------------------------|------|---|---|--|
| No.6<br>Classe<br>750 MW<br>(375 x 1) | 2040 | Geral   | ○ Soyo  | ○ <b>Lobito</b> , ○ Namibe   |
|                                       |      | Conclusão dentro<br>do período<br>requerido:<br>Aquisição de<br>combustível:<br>Custo de<br>combustível:<br>Custo da linha de<br>transmissão:<br>Distribuição de<br>riscos: | ○ (igual a No. 3)<br>○ (igual a No. 3)<br>○ (igual a No. 3)<br>△ (igual a No. 3)<br>△ (igual a No. 3) | ○ (igual a No. 3)<br>○ (igual a No. 3)<br>△ (igual a No. 3)<br>○ Partilha da linha de<br>transmissão n° 3<br>○ Baixo risco de transmissão<br>por longa distância |

Nota) As letras vermelhas realçadas indicam os sítios recomendados.

#### 6.6.4 Caso com implementação de energias renováveis

A quantidade de redução na emissão de GEE graças ao desenvolvimento das centrais de geração eólica/ fotovoltaica planeadas (total de 752 MW) conforme mostrada na secção 6.5.4 é de cerca de 600 kt-CO<sub>2</sub> (cerca de 10%) em 2040. Como mencionado anteriormente, este ensaio possui uma baixa precisão já que as condições são assumidas devido ao plano (de energias renováveis) se encontrar ainda no seu estágio inicial. No entanto, como é desejável que a implementação dessas energias seja feita a fim de reduzir as emissões de GEE (ou impedir o seu aumento), a presente secção vai fazer um ensaio de cálculo a título de referência para o caso de implementação de centrais de geração eólica e fotovoltaica.

##### (1) Efeito de redução de gases de efeito de estufa

Como mostrado na Figura 6-38 o resultado do ensaio de cálculo das emissões de GEE pela implementação da geração de energia eólica/ solar aponta que uma implementação anual contínua de 300 MW cada a partir de 2038 possibilitará conter as emissões ao mesmo nível actual (2018). Entretanto é preciso notar que este ensaio pode estar a sobrevalorizar os efeitos da introdução das energias eólica/ solar já que considera as capacidades esperadas de geração destas fontes. Além disso, esta capacidade desenvolvida quando comparada com o potencial de geração de energias renováveis mostrada na secção 3.2.4. (total 20 GW, energia eólica 3,9 GW (dos quais 0,6 GW de projecto prioritário) e energia solar 17,3 GW), indica que o desenvolvimento de geração eólica será em grande escala. Portanto, é necessário formular um plano específico de geração de energia o mais rápido possível e fazer uma análise detalhada.

<As condições assumidas>

Energia eólica: ritmo de desenvolvimento de 300 MW/ ano entre 2028 a 2040 (total 3.900 MW)

Energia solar: idem acima

Capacidade de reserva: ajuste por postergação do plano de desenvolvimento de CCGT/ GT de modo a garantir uma faixa de 11%

Capacidade de geração: presumir a capacidade horária gerada de cada mês com base em materiais de levantamento existentes

(2) O impacto da implementação adicional de projectos de geração de energia eólica/ solar

De acordo com o ensaio de cálculo apresentado na secção anterior, o aumento na geração de energias eólica/ solar acarretará no aumento dos custos de projectos de geração de energia. Como mostrada na Figura 6-39, o custo de geração de energia aumenta a cada ano a partir da implementação das energias eólica/ solar e no ano de 2040 atingirá 900 milhões de USD/ ano. A Figura 6-40 mostra os valores em termos de custo básico de geração, onde em 2040 o custo será 1,4 USc/ kWh maior do que a proposta básica.

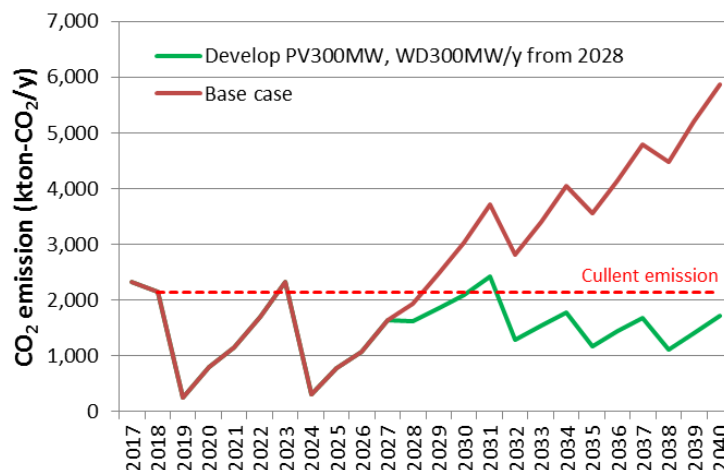


Figura 6-38 Efeito de redução das emissões de CO<sub>2</sub> pela implementação de geração por energia

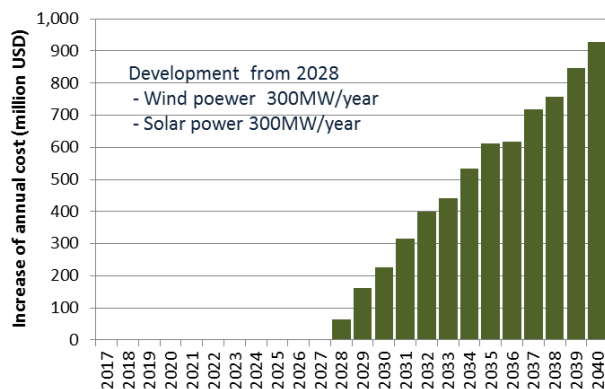


Figura 6-39 Aumento do custo de geração devido à implementação

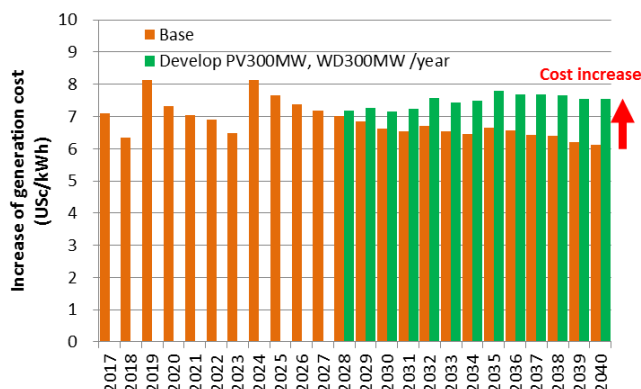


Figura 6-40 Aumento do custo unitário de geração devido à implementação

## 6.7 Elaboração da lista de projectos

É mostrada na Tabela 6-19 a proposta recomendada para o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo.

**Tabela 6-19 Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia de Longo Prazo**

| Ano   | Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia |                 |  |                               |                     |
|-------|---|-----------------|--|-------------------------------|---------------------|
|       | Hydroeléctrica                                | CCGT            | GT   | Energia eólica                | Energia solar       |
| 2017  |   | Soyo1-1 (250)   |  |                               |                     |
| 2018  | Lauca (2070)<br>Lomaun ext.(65)               | Soyo1-2 (500)   |  |                               |                     |
| 2019  |   |                 |  |                               |                     |
| 2020  | Luachimo ext.(34)                             |                 |  |                               |                     |
| 2021  |   | Soyo2-1 (375)   |  |                               |                     |
| 2022  |   | Soyo2-2 (375)   | Cacuaco No.1 (125)   |                               |                     |
| 2023  |   |                 |  |                               |                     |
| 2024  | Caculo<br>Cabaça(2172)                        |                 | Cacuaco No.2 (125)   |                               |                     |
| 2025  |   |                 | Sambizanga No.1<br>(125)   |                               |                     |
| 2026  | Baynes (300)                                  |                 |  |                               |                     |
| 2027  |   | Lobito1-1 (375) | Quileva No.1 (125)   |                               |                     |
| 2028  | Quilengue (210)                               |                 | Quileva No.2 (125)   | Benjamin (52)                 | Benguela (10)       |
| 2029  |   | Lobito1-2 (375) |  | Cacula (88)                   | Cambongue<br>(10)   |
| 2030  |   |                 | Quileva No.3 (125)<br>Soyo-SS No.1 (125)   | Chibia (78)                   | Caraculo (10)       |
| 2031  |   | Lobito2-1 (375) |  | Calenga (84)                  | Catumbela (10)      |
| 2032  | Zenzo (950)                                   |                 | Cacuaco No.3 (125)<br>Cacuaco No.4 (125)   | Gasto (30)                    | Lobito (10)         |
| 2033  |   |                 | Sambizanga No.2<br>(125)<br>Quileva No.4 (125)<br>Quileva No.5 (125)<br>Quileva No.6 (125) | Kiwaba Nzoji I<br>(62)        | Lubango (10)        |
| 2034  |   | Lobito2-2 (375) |  | Kiwaba Nzoji<br>II<br>(42)    | Matala (10)         |
| 2035  | Genga (900)                                   |                 | Soyo-SS No.2 (125)<br>Cacuaco No.5 (125)   | Mussede I (36)                | Quipungo (10)       |
| 2036  |   | Namibe1-1 (375) |  | Mussede I (44)<br>Nharea (36) | Techamutete<br>(10) |
| 2037  |   |                 | Cacuaco No.6 (125)<br>Sambizanga No.3<br>(125)<br>Soyo-SS No.3 (125)                       | Tombwa (100)                  | Namacunde<br>(10)   |
| 2038  | Túmulo<br>Caçador(453)                        | Namibe1-2 (375) |  |                               |                     |
| 2039  |   |                 |  |                               |                     |
| 2040  |   | Lobito3-1 (375) |  |                               |                     |
| Total | 7.154MW                                       | 4.125MW         | 2.250MW  | 652 MW                        | 100 MW              |





## **Capítulo 7. Estudo de optimização do Plano de Desenvolvimento de Sistemas de Transmissão de Energia**

### **7.1 O actual sistema de energia**

É mostrado na Figura 7-1 o diagrama do sistema de transmissão de energia da RNT em Julho de 2017. A rede de transmissão possui tensão máxima de 400 kV e é composto por tensões de transmissão em 220 kV, 150 kV, 132 kV, 110 kV e 60 kV e a sua demanda máxima é ligeiramente inferior a 2.000 MW. Futuramente, a RNT pretende organizar essas classes de tensão para trabalhar somente com três tensões: 400 kV, 220 kV e 60 kV.

Actualmente a rede de transmissão em Angola é dividida a grosso modo em três sistemas, nomeadamente o Sistema Norte, o Sistema Central e Sistema Sul. Destes, o Sistema Norte fornece a energia gerada pelas hidroeléctricas de grande porte Campanda e Cambambe principalmente para a capital Luanda, o maior centro consumidor do país, além das províncias de Bengo, Malanje, Cuanza Norte, Cuanza Sul, Uíge, Zaire, etc. a cobrir deste modo 80% de toda a energia do país, ao mesmo tempo em que a própria região consome quase os mesmos 80% da demanda do país.

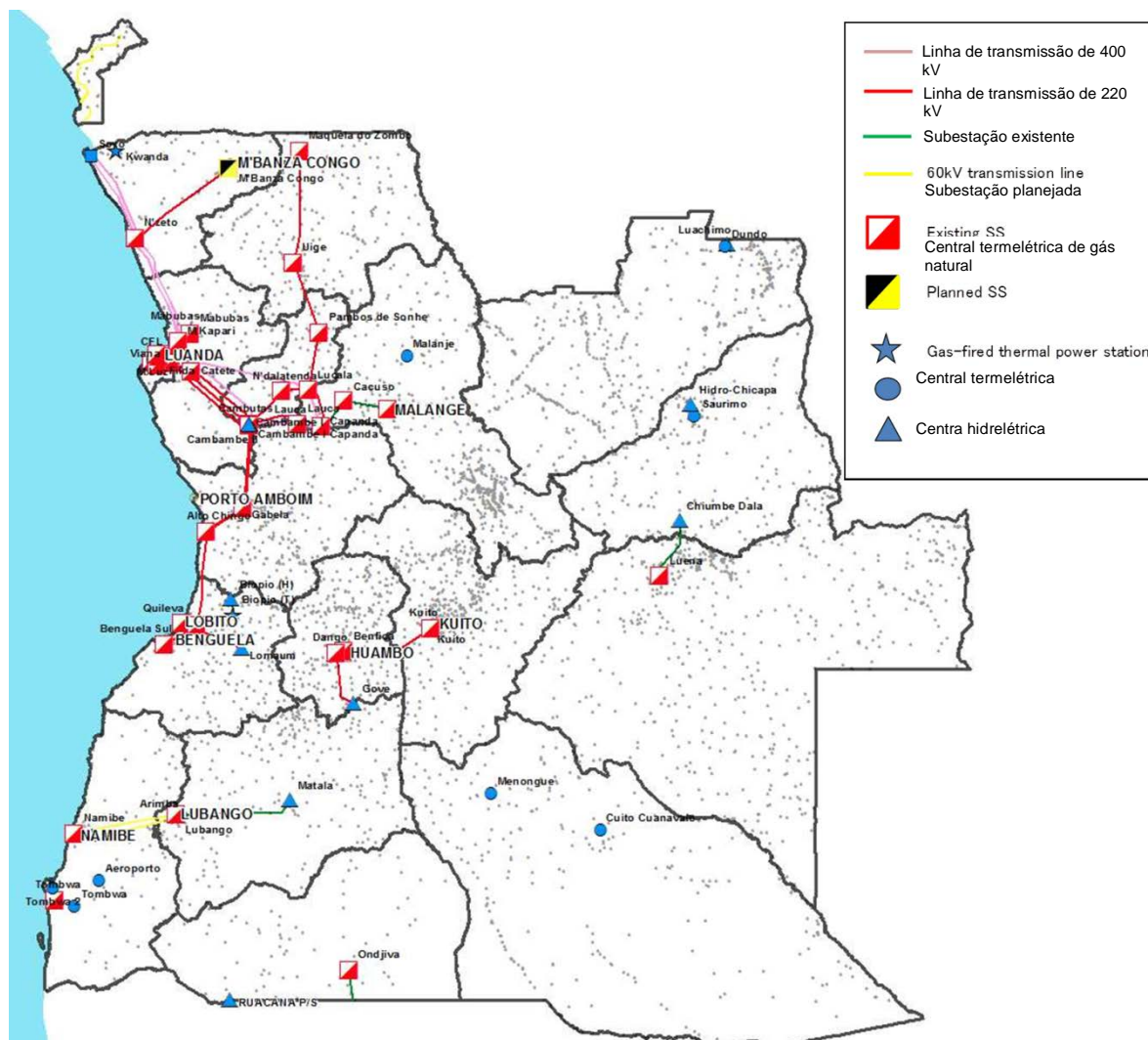
Em 2018, está prevista a interligação dos sistemas através da linha de transmissão em 220 kV entre Alto Chingo no Sistema Norte, Novo Biópio-Quileva-central hidroeléctrica de Lomaum na província de Bengela, do Sistema Central, e Bengegel Sul. Assim em termos de sistema haverá a integração do Sistema Norte e a costa oriental do Sistema Central, no entanto a linha Cambambe-Gabela que é o sistema que deveria transmitir pela Alto Chingo a energia gerada pelas hidroeléctricas ao norte está grandemente deteriorada e se encontra fora de funcionamento, o que inviabiliza a interligação. Em 2017, com o início da operação conjunta da nova linha de 220 kV entre Cambambe e Gabela os sistemas norte e central ficaram de facto integrados.

Nas províncias de Huambo e Bié do Sistema Central existe o sistema central hidroeléctrica de Gove - Dango-Kuito, que estão interligados por uma única linha de transmissão em 220kV. A demanda do Sistema Central somada com a demanda do sistema da província de Benguela representa pouco mais de 10% da demanda do país.

Está concluída a linha de transmissão duplicada em 400 kV que sai da central térmica de Soyo em construção no momento no extremo norte do país e vai até N'zeto, e também está concluída a linha de transmissão única de 400kV da rota Kapary-Catete. Assim está a se configurar progressivamente a estrutura de transmissão de energia a partir da central térmica de Soyo até o grande centro consumidor que é a capital Luanda. Somado a isso, existe a linha de transmissão em 400 kV que sai de Catete e liga Viana-Lucala-Canpanda Elevadora-Lauca-Cambutas e retorna a Catete, configurando assim um sistema em anel (loop) de linha única. Assim está a ser configurado o sistema em 400 kV a interligar a grande fonte de geração de energia térmica e os grandes consumidores.

O Sistema Sul interliga as províncias de Namibe e Huila através da linha de transmissão de 60 kV enquanto que a linha Lubango-Matala é interligada por linha de transmissão de 150 kV de modo a atender a uma demanda de menos de 10% de todo o país.

Como foi descrito acima, actualmente, o sistema de energia em Angola é dividida em 3 sistemas principais que no futuro serão interligados entre si.



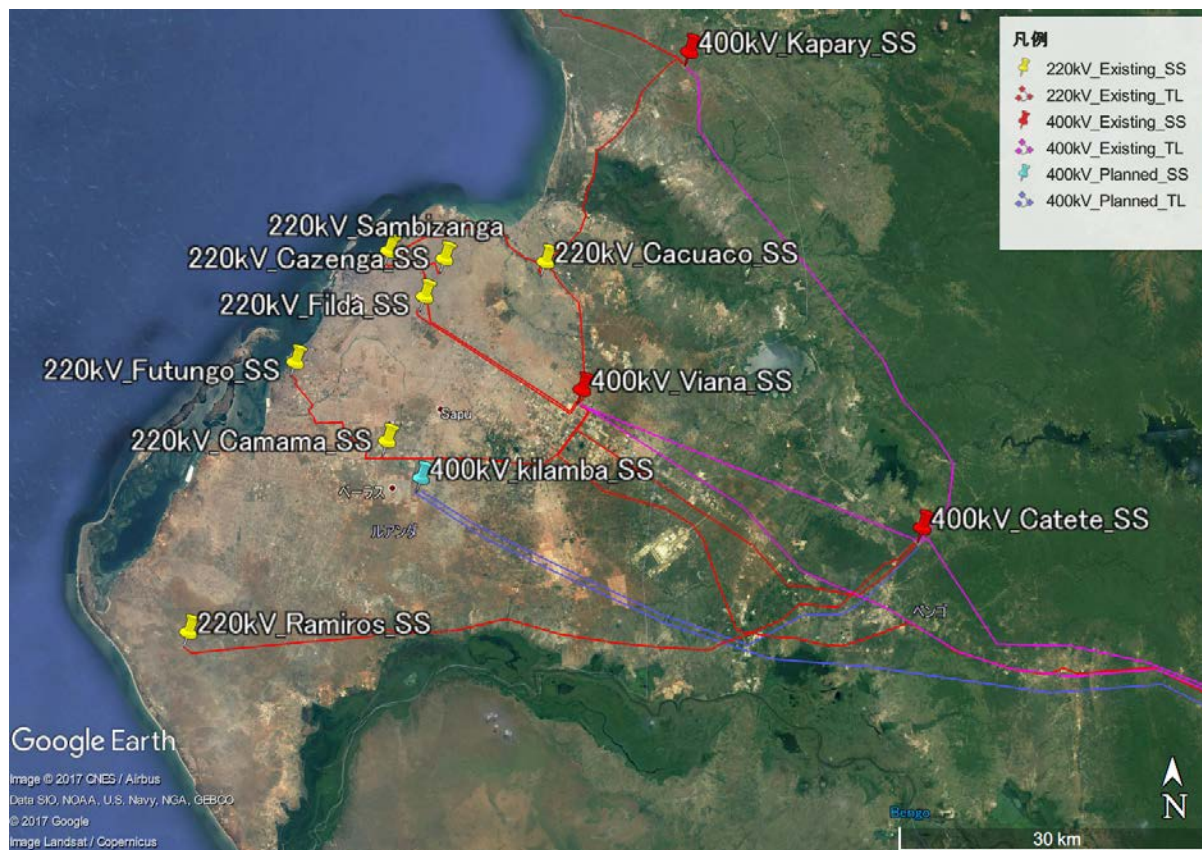
(Fonte: RNT)

Figura 7-1 Diagrama do sistema de transmissão da RNT em Julho de 2017

## 7.2 O sistema de transmissão na capital Luanda

A Figura 7-2 mostra o sistema de transmissão na zona central da capital Luanda. As duas subestações de 400 kV (Kapary, Viana) interligadas à subestação Catete de 400 kV e as 6 subestações de nível inferior em 220 kV (Camama, Cacuaco, Sambizang, Cazenga, Filda, Futungo) estão dispostas de modo a circundar o centro da cidade, e alimentam a zona central da capital Luanda.

A subestação Kapary de 400 kV tem como fonte principal de energia a central térmica de Soyo depois que essa entrar em operação plena, e a subestação Viana de 400 kV tem como principais fontes as centrais hidroeléctricas de Cambambe e Lucala.



(Fonte: JICA Survey Team)

**Figura 7-2 A distribuição do sistema de transmissão de energia na zona central da capital Luanda (em Julho de 2017)**

### 7.3 O plano de expansão do sistema de energia da RNT

As Figura 7-3 e Figura 7-4 mostram a distribuição futura do sistema respectivamente em 2025 e 2027.

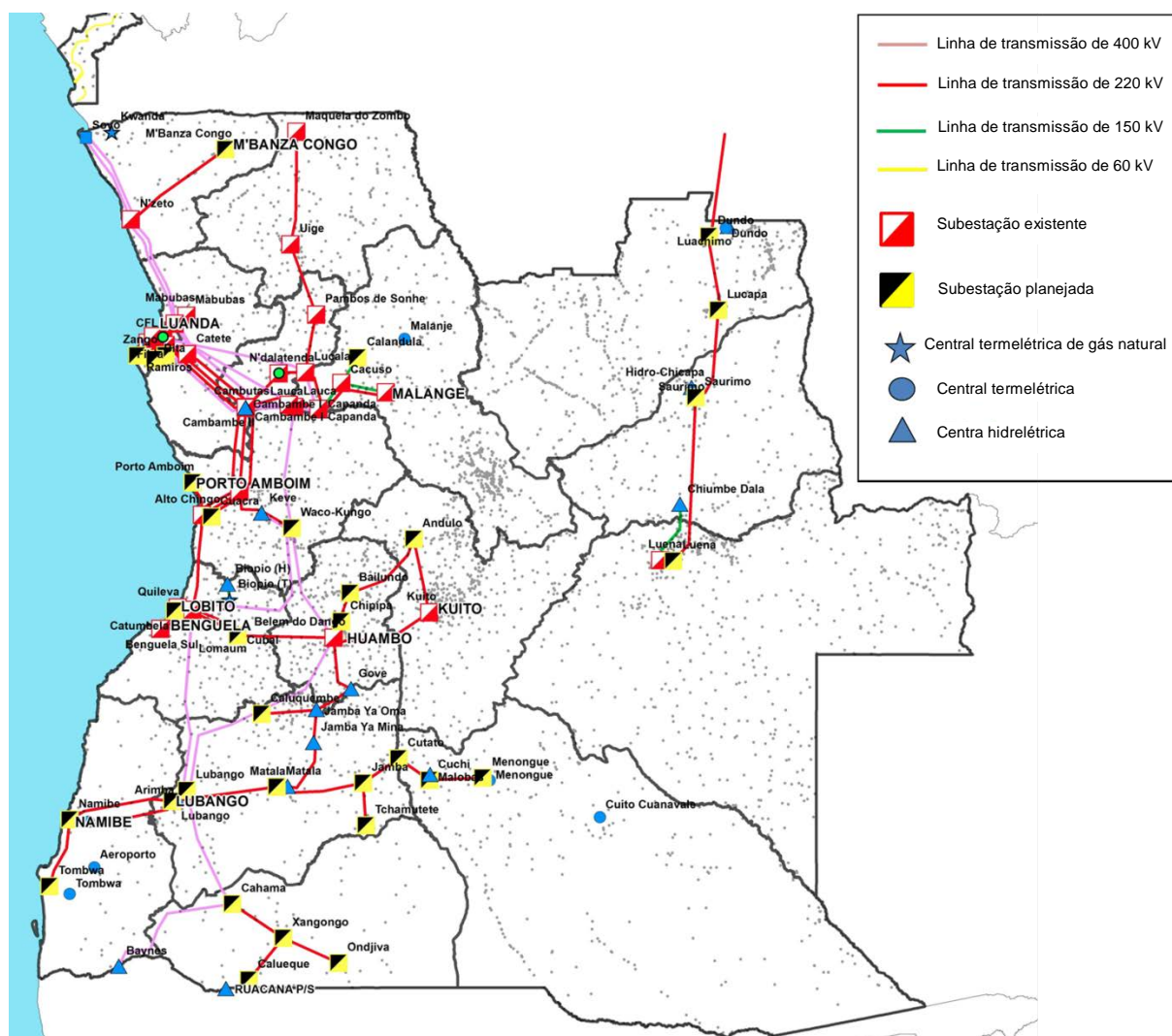
Apesar de diferir ligeiramente da Figura 7-1, o plano da RNT para 2022 é estender a linha de transmissão de 400 kV a partir de Lauca a passar por WakoKungo-Dango-Lubango-Biopio e Cabaça-Biopio, e também estender em direção a leste a partir de Canpanda Elevadora e interligar com XaMuteba - Saurimo. Com isso, os sistemas Norte, Central, Sul e Leste estarão interligados pela linha de transmissão em 400 kV. Além disso, será interligado pela linha de transmissão em 220kV as localidades de Saurimo, na província de Lunda Sul, e Luena na província de Moxico. A RNT estima que a demanda máxima será algo em torno de 4.200 MW.

Em 2025, a linha de transmissão em 400 kV irá interligar Biopio-Dango e Biopio-Lubango, de modo a constituir o anel de 400 kV. Além disso, o reforço do sistema de transmissão em 220 kV também

possibilitará a ligação até Menongue na província de Cuando Cubango. A interligação Wako Kungo-Dango-Lubango-Nova Biopio irá configurar os sistemas em anel 400 kV - 220 kV. O plano é reforçar dessa forma os sistemas Central e Sul. Nesta altura estará também consolidado o plano de interligar os sistemas de energia eléctrica em 17 dos 18 províncias de Angola, com excepção da província de Cabinda que trata-se de uma enclave. Somado a isso está planeada a interligação internacional com a Namíbia pela extensão da linha de transmissão em 400 kV de Lubango a Baynes. A RNT estima a demanda máxima para algo em torno de 6.000 MW.

Em 2027, a linha de transmissão em 220kV irá interligar Ondjive na província de Cunene e Menongue na província de Cuando Cubango, e assim o plano é também configurar o Sistema Sul em forma de anel 400 kV - 220 kV. A RNT estima a demanda máxima em algo em torno de 7.100 MW.

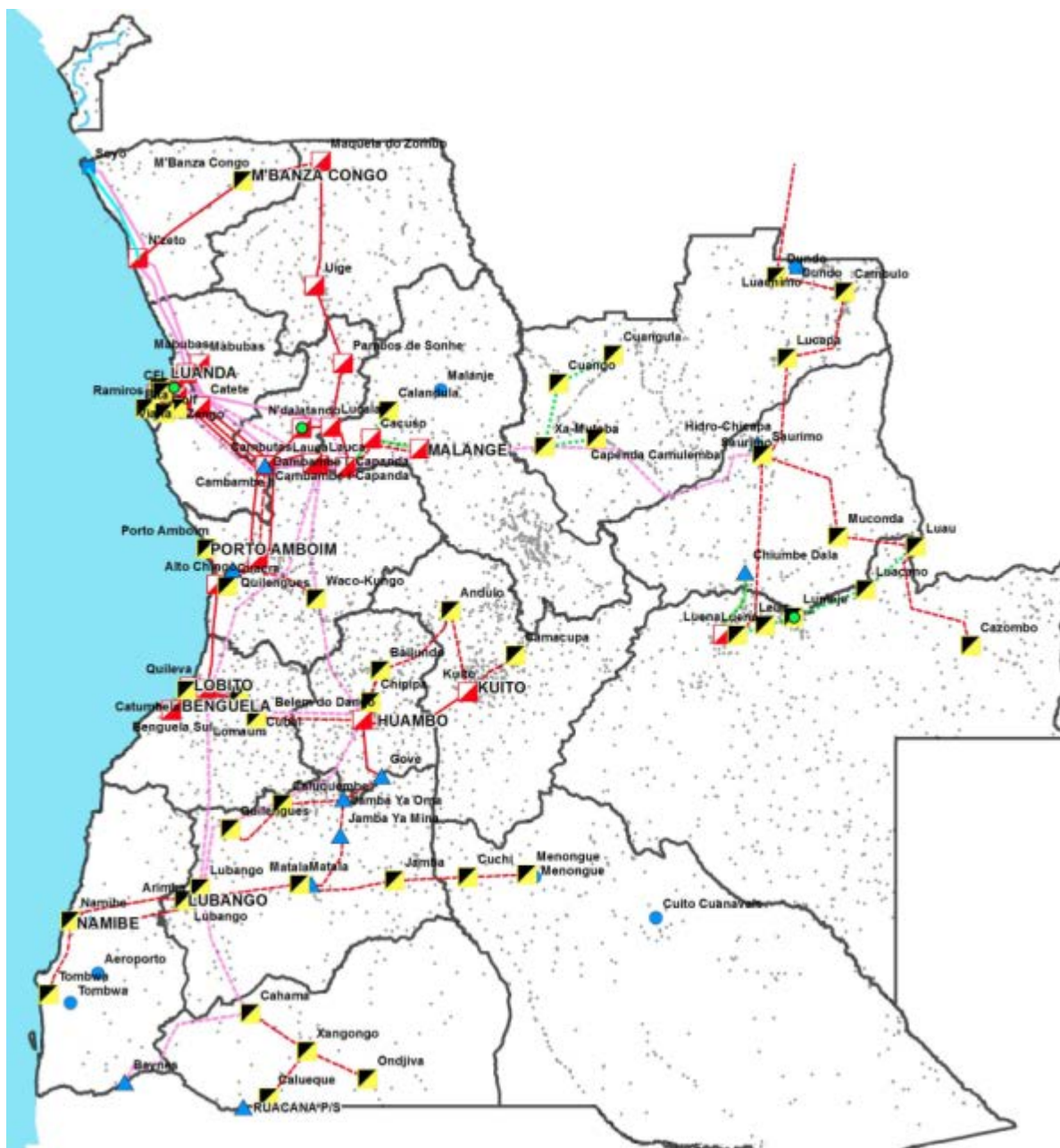
Além disso, futuramente, Luena na província de Moxico e Camacupa na província de Bié serão interligados com linha de transmissão em 220 kV, configurando assim um sistema em anel entre os sistemas Norte, Central e Leste de modo a melhorar a fiabilidade do Sistema Leste.



(Fonte: RNT)

Figura 7-3 Sistema de transmissão de energia em Angola (2025)





(Fonte: RNT)

Figura 7-4 Sistema de transmissão de energia em Angola (2027)

#### 7.4 As características do sistema principal de energia em Angola

Conforme o planeamento da RNT para 2027, as linhas de transmissão do sistema principal serão configuradas em 1 linha, com excepção de uma parte das linhas de transmissão tal como a linha duplicada Soyo-N'zeto-Kapary-Catete em 400 kV, além do que o sistema principal tem configuração em anel (loop) para as duas tensões 400 kV - 220 kV.

Como resultado disso, a distribuição do fluxo de potência tornar-se-á complexa, principalmente a verificação do critério N-1 será muito trabalhosa.

#### 7.4.1 Critérios de tensão

A tensão de referência está estabelecida pelos critérios de planeamento do sistema de energia da RNT, conforme mostrada abaixo:

**Tabela 7-1 Critérios de tensão**

| Classe de tensão (kV) | Regime permanente "n" |      |        |      | Regime de emergência "n-1" |      |        |      |
|-----------------------|-----------------------|------|--------|------|----------------------------|------|--------|------|
|                       | Mínimo                |      | Máximo |      | Mínimo                     |      | Máximo |      |
|                       | kV                    | p.u. | kV     | p.u. | kV                         | p.u. | kV     | p.u. |
| 400                   | 380                   | 0.95 | 420    | 1.05 | 360                        | 0.9  | 420    | 1.05 |
| 220                   | 209                   | 0.95 | 231    | 1.05 | 198                        | 0.9  | 242    | 1.1  |
| 150                   | 142                   | 0.95 | 157    | 1.05 | 135                        | 0.9  | 165    | 1.1  |
| 110                   | 104.5                 | 0.95 | 115.5  | 1.05 | 99                         | 0.9  | 121    | 1.1  |

(Fonte: RNT)

### 7.5 Recolha e análise de informações sobre as instalações existentes de transmissão e transformação

#### 7.5.1 Resumo geral

Fez-se a confirmação em campo da situação das instalações existentes de transmissão durante a locomoção pelo interior da cidade de Luanda e também para outras localidades (Benguela, Huambo, Soyo). Além disso, foram recolhidas informações sobre o conteúdo dos equipamentos através de entrevistas com técnicos de transmissão da RNT. A situação das instalações da subestação foi verificada durante a reunião com a RNT, e nas visitas às subestações durante os levantamentos de campo.

#### 7.5.2 As instalações de transmissão existentes

Dentre as estruturas de suporte de linhas de transmissão em 60kV foram observados pilares de betão (Figura 7-5), torre de ângulo de aço (Figura 7-6, Figura 7-7) e torre de coluna de aço (Figura 7-8). Para a linha de transmissão em 220 kV foram observadas várias torres de coluna de aço construídas ao longo das estradas (Figura 7-9, Figura 7-10 e Figura 7-11), mas a principal estrutura foi a torre de ângulo de aço (ver Figura 7-12). A estrutura observada para as linhas de transmissão em 400 kV foi apenas a torre de ângulo de aço (ver Figura 7-13). Em termos de número de linhas, havia linhas únicas e duplicadas, nas linhas de transmissão de linha única havia mistura de torres de aço de uma linha e de duas linhas (com uma linha livre).

Foi observado que as alturas projectadas para torres e linhas de transmissão em geral foram estabelecidas numa altura relativamente baixa, constatado também pela informação da RNT de que existem muitas ocorrências de acidentes por contacto de árvores o que causa uma grande despesa de corte de galhos de árvores que crescem abaixo da altura dos fios. Já as linhas de transmissão

construídas ao longo da estrada estão projectadas com uma altura suficiente.

O isolador usado é predominantemente o de vidro e na linha de 220 kV haviam isoladores de polímero.

Segundo a RNT o isolador de vidro danifica-se com frequência e tem representado um constrangimento.

Quanto ao fio usado, nas linhas de transmissão de 60 kV tem sido usado principalmente fios de cobre e para as linhas de transmissão de 220 kV e 400 kV são utilizados fios CAA e AAAC. O AAAC é usado principalmente para linhas de grande capacidade. Presume-se que a sua escolha (em detrimento de fios ACSR) tem como objectivo minimizar as perdas na transmissão já que ela é feita a grandes distâncias no país.

Para o fio de terra aéreo é utilizado OPGW (cabo de guarda com fibra óptica) ou AW (fio de aço revestido de alumínio).





Figura 7-5 Colunas de betão 60 kV

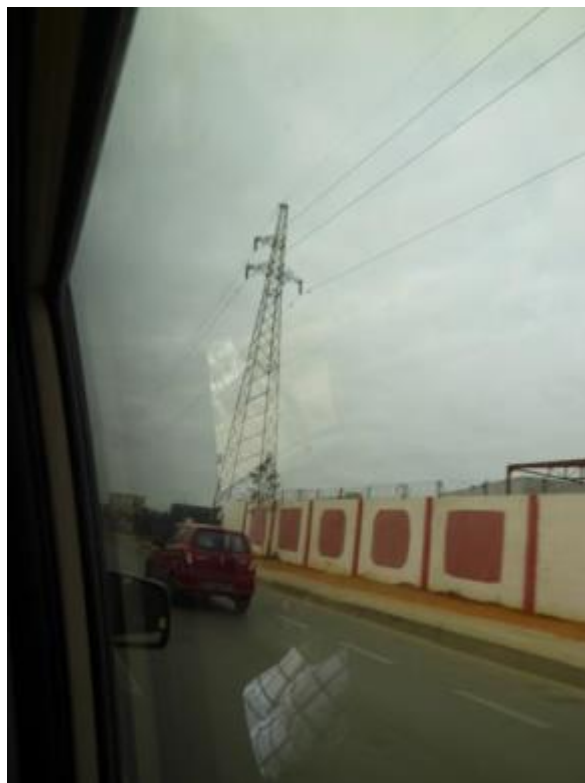


Figura 7-6 Torre de ângulo de linha única 60 kV



Figura 7-7 Torre de ramificação de linha subterrânea 60 kV



Figura 7-8 Torre de coluna de aço 60 kV



**Figura 7-9** Torre de coluna de aço 220 kV  
(de tensão)



**Figura 7-10** Torre de coluna de aço 220 kV  
(suspensa)



**Figura 7-11** Linha de transmissão de 220 kV  
ao longo da estrada



**Figura 7-12** Torre de ângulo de aço 220 kV



**Figura 7-13 Linha (única) de transmissão 400kV (vista geral)**

Na Tabela 7-2 é apresentada a lista de linhas de transmissão em 400 kV em Angola, e na Tabela 7-3 a lista de linhas de transmissão em 220 kV. Conforme citado no resumo sobre o sistema de energia em Angola, em Agosto de 2016 existiam 2 linhas de transmissão em 400 kV com extensão total de 281 km, e 24 linhas de de transmissão em 220 kV com extensão total de 1964,1 km. Já em Outubro de 2017 são 11 linhas de transmissão em 400 kV numa extensão de 1.183 km, e 36 linhas de transmissão em 220 kV com uma extensão de 2.598,7 km, o que mostra a acelerado crescimento das instalações de transmissão de energia no país.

**Tabela 7-2 Lista de linhas de transmissão em 400 kV (em Outubro de 2017)**

| Local  | Nome da linha        | Ponto inicial | Ponto final  | Tensão | No. de linhas | Distância                             | Tipo de fio                           |
|--|----------------------|---------------|--------------|--------|---------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Região norte                                   | Capanda_elv – Lucala | Capanda_elv.  | Lucala       | 400kV  | 1             | 61                                    | 3xACSR Crow 409 mm <sup>2</sup>       |
|  | Lucala – Viana       | Lucala        | Viana        | 400kV  | 1             | 220                                   | 3xACSR Crow 409 mm <sup>2</sup>       |
|  | Cambutas – Catete    | Cambutas      | Catete       | 400kV  | 1             | 123                                   | 2 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
|  | Soyo TPS – Soyo      | Soyo TPS      | Soyo         | 400kV  | 2             | 40                                    | 3 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
|  | Soyo – N'Zeto        | Soyo          | N'Zeto       | 400kV  | 2             | 142                                   | 3 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
|  | N'Zeto – Kapaary     | N'Zeto        | Kapaary      | 400kV  | 2             | 194                                   | 3 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
|  | Kapaary – Catete     | Kapaary       | Katete       | 400kV  | 2             | 57                                    | 3 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
|  | Catete – Viana       | Catete        | Viana        | 400kV  | 1             | 39                                    | 2 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
|  | Lauca – Capanda_elv. | Lauca         | Capanda_elv. | 400kV  | 1             | 41                                    | 2 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
|  | Lauca – Cambutas     | Lauca         | Cambutas     | 400kV  | 1             | 76                                    | 3 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |
| Lauca – Catete                                 | Lauca                | Catete        | 400kV        | 1      | 190           | 2 x AAAC Sorbus 659,4 mm <sup>2</sup> |                                       |
| Distância total das linhas de transmissão [km] |                      |               |              |        |               | 1183                                  |                                       |

(Fonte: RNT, JICA Survey Team)

**Tabela 7-3 Lista de linhas de transmissão em 220kV (em Outubro de 2017)**

|  | Nome da linha                   | Ponto inicial                       | Ponto final            | Tensão       | No. de linhas | Distância                          | Tipo de fio                        |                                    |
|--|---------------------------------|-------------------------------------|------------------------|--------------|---------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Região norte                                   | Cambambe – Catete               | Cambambe                            | Catete                 | 220          | 1             | 116                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Catete – Camama                 | Catete                              | Camama                 | 220          | 1             | 64                                 | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Cambambe – Catete               | Cambambe                            | Catete                 | 220          | 1             | 116                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Catete – Viana                  | Catete                              | Viana                  | 220          | 1             | 42                                 | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Cambambe – Viana                | Cambambe                            | Viana                  | 220          | 1             | 158                                | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Cambambe – Cmbutas              | Cambambe                            | Cambutas               | 220          | 2             |                                    | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | N' Dalatando – Cambutas         | N' Dalatando                        | Cambutas               | 220          | 1             | 73                                 | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Cambambe – Gabela               | Cambambe                            | Gabela                 | 220          | 1             | 130                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Gabela – Alto chingo            | Gabela                              | Alto Chingo            | 220          | 1             | 81                                 | 2xAAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>     |                                    |
|  | Viana – Camama                  | Viana                               | Camama                 | 220          | 1             | 34,5                               | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Viana – Cazenga I               | Viana                               | Cazenga                | 220          | 1             | 21,5                               | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Viana – Cazenga II              | Viana                               | Cazenga                | 220          | 1             | 18                                 | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Viana – Cazenga III             | Viana                               | Cazenga                | 220          | 1             | 18                                 | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Viana – Cacuaco                 | Viana                               | Cacuaco                | 220          | 1             | 14,5                               | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Cacuaco – Sambizanga            | Cacuaco                             | Sambizanga             | 220          | 2             | 19,3                               | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Viana – Filda I                 | Viana                               | Filda                  | 220          | 1             | 18                                 | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Viana – Filda II                | Viana                               | Filda                  | 220          | 1             | 18                                 | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Capanda – Cambutas              | Capanda                             | Cambutas               | 220          | 1             | 120                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Capanda – Lucala                | Capanda                             | Lucala                 | 220          | 1             | 70,7                               | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Capanda – Capanda Elev A        | Capanda                             | Capanda Elev.          | 220          | 1             | 3,6                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Capanda – Capanda Elev B        | Capanda                             | Capanda Elev.          | 220          | 1             | 3,6                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Lucala – N' Dalatando           | Lucala                              | N' Dalatando           | 220          | 1             | 35,7                               | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Lucala – Pambos de Sonhe – Uíge | Lucala                              | Pambos de Sonhe – Uíge | 220          | 1             | 211                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Uíge – Maquela do Zombo         | Uíge                                | Maquela do Zombo       | 220          | 1             | 200                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
|  | Kapary – Cacuaco                | Kapary                              | Cacuaco                | 220          | 1             | 26,7                               | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Kapary – Ada                    | Kapary                              | Ada                    | 220          | 1             | 14                                 | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Camama – Futungo de Belas       | Camama                              | Futungo de Belas       | 220          | 2             | 14,5                               | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Catete-Ramiro                   | Catete                              | Ramiro                 | 220          | 2             | 91                                 | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | N'Zeto – M'Banza Congo          | N'Zeto                              | M'Banza Congo          | 220          | 1             | 181                                | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |                                    |
|  | Região central                  | Alto Chingo – Novo Biopio           | Alto Chingo            | Novo Biopio  | 220           | 1                                  | 156                                | 2xAAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>     |
|  |                                 | Hidroeléctrica Lomaum – Novo Biopio | Hidroeléctrica Lomaum  | Novo Biopio  | 220           | 2                                  | 95,8                               | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |
|  |                                 | Novo Biopio – Quileva               | Novo Biopio            | Quileva      | 220           | 1                                  | 18                                 | 2xAAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>     |
|  |                                 | Novo Biopio – Benguela Sul          | Novo Biopio            | Benguela Sul | 220           | 1                                  | 57                                 | AAAC Yew 479 mm <sup>2</sup>       |
| Hidroeléctrica Gove – Belém do Dango           |                                 | Hidroeléctrica Gove                 | Belém do Dango         | 220          | 1             | 93                                 | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
| Belém do Dango – Kuíto                         |                                 | Belém do Dango                      | Kuíto                  | 220          | 1             | 150                                | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |
| Hidroeléctrica Lomaum – Quileva                | Hidroeléctrica Lomaum           | Quileva                             | 220                    | 1            | 114           | ACSR Crow 54/7 409 mm <sup>2</sup> |                                    |                                    |
| Distância total das linhas de transmissão [km] |                                 |                                     |                        |              |               | 2597,4                             |                                    |                                    |

(Fonte: RNT, JICA Survey Team)

### 7.5.3 As instalações de transformação existentes

Em termos de transformadores estão a ser usados principalmente equipamentos de fabricação chinesa seja na nova subestação de 60 kV como na subestação de 400 kV (ver Figura 7-14), além de equipamentos alemães. A recém-construída subestação de Soyo de 400 kV possui 4 transformadores de fase única que formam uma unidade, sendo que um deles actua como reserva de modo a possibilitar a

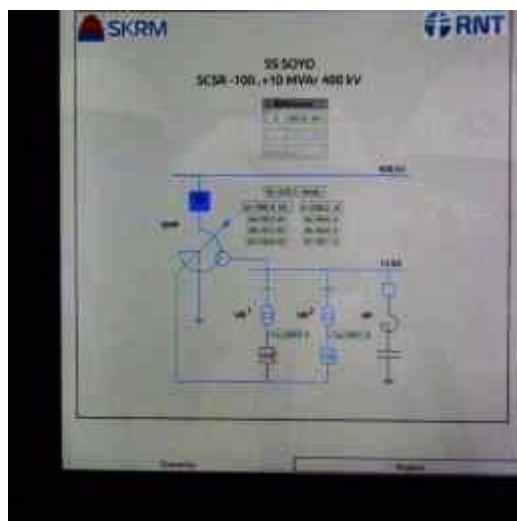
conexão que atenda a qualquer fase. Para equipamento de modificação de fase está instalado o reactor de compensação variável (da Siemens Corp., ver Figura 7-15).

O disjuntor usado na subestação de 60 kV é do tipo isolador de porcelana, enquanto que na subestação de 220 kV é usado o disjuntor vertical de isolador de gás polimérico de fabricação chinesa (ver Figura 7-16), embora a subestação não aparentasse ter grande diferença com uma subestação normal a céu aberto. Como nota especial, foi observado o uso de comutador isolado a gás (GIS: ABB Inc., Figura 7-17) nas estações de seccionamento de 400 kV na central térmica de Soyo.

Além disso, a configuração do barramento possui arranjo normal de barramento duplo (Figura 7-18) que compõe uma instalação de alto grau de fiabilidade.



**Figura 7-14 Transformador 66 kV/ 15 kV de fabricação chinesa**



**Figura 7-15 Ecrã de controlo do reactor de compensação variável**

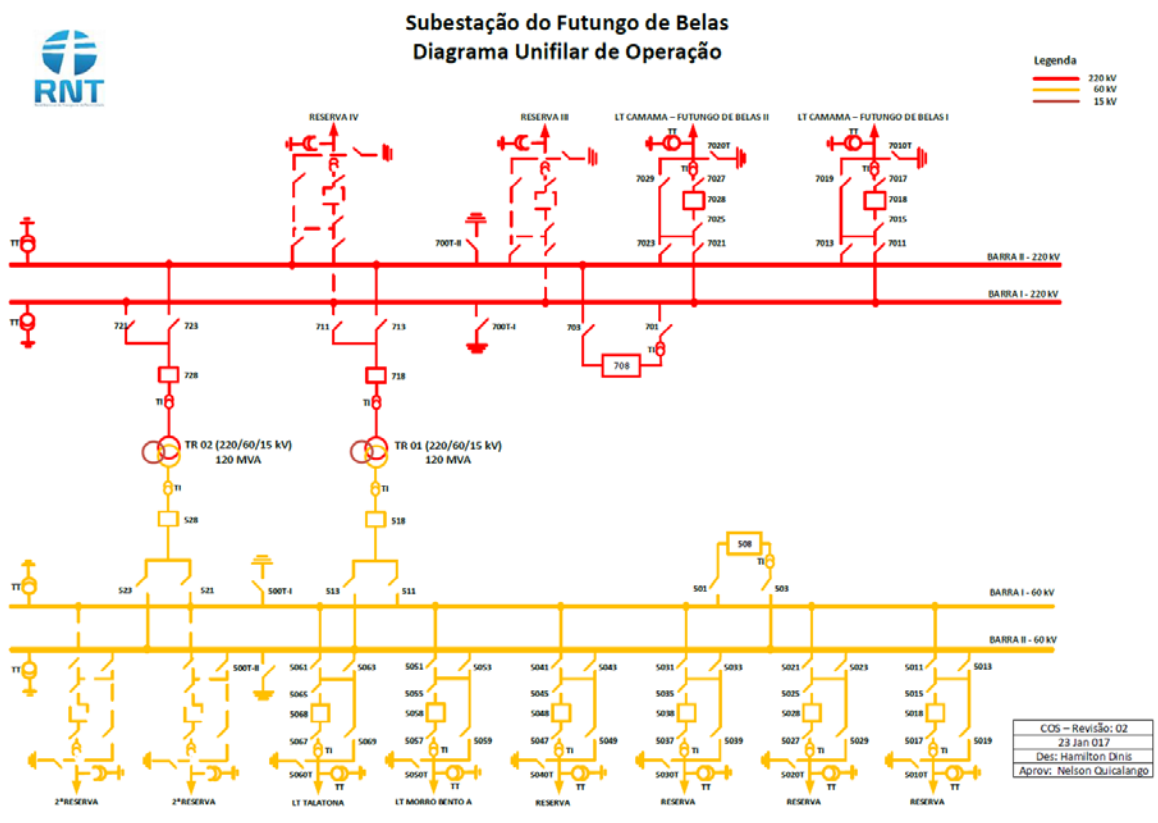


**Figura 7-16** Disjuntores verticais a gás 220 kV

(Utilizada bucha de polímero)



**Figura 7-17** Comutador isolado a gás, tipo interior



(Fonte: RNT)

**Figura 7-18** Exemplo de configuração de barramento múltiplo (subestação Futungo 220 kV)

Na Tabela 7-4 é mostrada a lista de subestações de 400 kV, e a Tabela 7-5 a lista de subestações de 220 kV. Conforme citado no resumo sobre o sistema de energia em Angola (de Agosto de 2016), na época existiam 1 subestação de 400 kV com capacidade 420 MVA, e 15 subestações de 220 kV com capacidade de 2129 MVA. No entanto, já para Outubro de 2017, existem 9 subestações de 400 kV com capacidade total de 4950 MVA, e 23 subestação de 220kV com capacidade total de 4086 MVA o que mostra também que o número de instalações de transformação está a aumentar aceleradamente.

**Tabela 7-4 Lista de subestações de 400 kV (em Outubro de 2017)**

| Local   | Província    | Central de geração       | Tensão [kV] | Transformadores | Capacidade de transmissão [MVA] |
|---|--------------|--------------------------|-------------|-----------------|---------------------------------|
| Região norte  | Luanda       | Subestação Viana         | 400/220     | 210 x 2         | 420                             |
|   |              | Subestação Catete        | 400/220     | 450 x 2         | 900                             |
|   | Bengo        | Subestação Kapary        | 400/220     | 450 x 2         | 900                             |
|   | Zaire        | Subestação Soyo          | 400/60      | 120 x 2         | 240                             |
|   |              | Subestação N'Zeto        | 400/220     | 90 x 1          | 90                              |
|   | Kwanza Norte | Subestação Cambutas      | 220/400     | 930 x 2         | 1860                            |
|   |              | Subestação Capanda Elev. | 220/400     | 270 x 2         | 540                             |
| Capacidade instalada total das subestações de 400kV [MVA] |              |                          |             |                 | 4950                            |

(Fonte: RNT, Equipe de Estudo da JICA)



**Tabela 7-5 Lista de subestações de 220kV (em Outubro de 2017)**

| Local   | Província                | Central de geração           | Tensão [kV] | Transformadores | Capacidade de transmissão [MVA] |
|---|--------------------------|------------------------------|-------------|-----------------|---------------------------------|
| Região norte  | Luanda                   | Subestação Catete            | 220/60      | 2 x 120         | 240                             |
|   |                          | Subestação Cazenga           | 220/60/15   | 5 x 60          | 300                             |
|   |                          | Subestação Viana             | 220/60      | 5 x 60          | 300                             |
|   |                          | Subestação Filda             | 220/60      | 2 x 120         | 240                             |
|   |                          | Subestação Camama            | 220/60      | 3 x 120         | 360                             |
|   |                          | Subestação Cacuaco           | 220/60      | 2 x 60          | 120                             |
|   |                          | Subestação Sambizanga        | 220/60      | 2 x 120         | 240                             |
|   |                          | Subestação Futungo de Belas  | 220/60      | 2 x 120         | 240                             |
|   |                          | Subestação Ramiros           | 220/60      | 2 x 120         | 240                             |
|   | Bengo                    | Subestação Kapary            | 220/60      | 2 x 120         | 240                             |
|   |                          | Subestação Ada               | 220/15      | 25,40           | 65                              |
|   | Kwanza Norte             | Subestação N' Dalatando      | 220/30      | 1 x 40          | 40                              |
|   |                          | Subestação Pambos de Sonhe   | 220/30      | 1 x 30          | 30                              |
|   |                          | Subestação Cambutas          | 220/60      | 2x 120          | 240                             |
|   | Malanje                  | Subestação Capanda Elevadora | 220/400     | 2 x 270         | 590                             |
|   |                          |                              | 220/30      | 1 x 30          |                                 |
|   |                          |                              | 220/110     | 1 x 20          |                                 |
|   | Uíge                     | Subestação Uíge              | 220/60      | 1 x 40          | 40                              |
|   |                          | Subestação Maquela do Zombo  | 220/30/15   | 1 x 10          | 40                              |
| 220/60/15   |                          |                              | 1 x 30      |                 |                                 |
| Zaire   | Subestação N'Zeto        | 220/60                       | 1 x 63      | 63              |                                 |
|   | Subestação M'Banza Congo | 220/60                       | 1 x 63      | 63              |                                 |
| Região central  | Benguela                 | Subestação Quileva           | 220/64/32   | 2 x 100         | 200                             |
|   | Kwanza Sul               | Subestação Alto Chingo       | 220/60      | 1 x 60          | 60                              |
|   |                          | Subestação Gabela            | 220/60/30   | 1 x 35          | 35                              |
|   | Huambo                   | Subestação Belém do Dango    | 220/60/30   | 1 x 60          | 60                              |
|   |                          | Subestação Kuito             | 220/60/10   | 2 x 20          | 40                              |
| Capacidade instalada total das subestações de 220kV [MVA] |                          |                              |             |                 | 4086                            |

(Fonte: RNT, Equipe de Estudo da JICA)

## 7.6 A Recolha e Análise de Informações Sobre os Planos Recente de Desenvolvimento

### 7.6.1 Estratégias e planos de desenvolvimento existentes

Com base na Angola Energia 2025, a RNT está a analisar um plano até 2027.

Já está a ser concluído o esqueleto de um sistema entre a central térmica de Soyo até Luanda e a linha de transmissão entre a central hidroeléctrica da bacia do Rio Kwanza até Luanda, e daqui para frente está a ser planeado um sistema principal de 400 kV para transmitir energia para as regiões central e sul do país. Também está planeado a nível de SAPP que no final o sistema citado irá interligar com as linhas do sistema internacional no país vizinho ao sul de Namíbia. O objectivo é fazer com que a energia gerada seja comercializada no mercado africano de energia e ao mesmo tempo possibilitar obter energia na época de seca. Além disso, a linha de transmissão de 400 kV também vai desempenhar um papel de linha de fornecimento de energia à nova central de grande porte prevista para ser



desenvolvida.

São mostrados na Tabela 7-6 e Tabela 7-7 o plano actual de linhas de transmissão principal de 400 kV e das subestações.

No momento a linha de 220 kV está a integrar os sistemas norte e central, mas a longo prazo tem ganhado papel como sistema de fornecimento da energia proveniente das subestações do sistema principal de 400 kV às províncias. Além disso, também desempenha o papel de linha de fornecimento de energia às centrais térmicas de pequeno porte.

Assim, a Tabela 7-8 e Tabela 7-9 mostram os planos existentes de linhas de transmissão e subestações do sistema 220 kV.

**Tabela 7-6 Plano existente de linhas principais de transmissão (backbone) de 400kV da RNT (até 2027)**

| No. Projecto | Área    | Tensão (kV) | Ponto inicial             | Ponto final     | No. de circuitos | Extensão da linha (km) | Ano de operação | Status do Projecto              | Doador |
|--------------|---------|-------------|---------------------------|-----------------|------------------|------------------------|-----------------|---------------------------------|--------|
| 1            | Central | 400         | Lauca                     | Waco Kungo      | 1                | 177                    | 2020            | Em construção (Cmec)            | China  |
| 2            | "       | 400         | Waco Kungo                | Belem do Huambo | 1                | 174                    | 2020            | "                               | China  |
| 3            | Norte   | 400         | Catete                    | Bitá            | 1                | 54                     | 2022            | Projecto em curso (Odebrecht)   | Brasil |
| 4            | "       | 400         | Cambutas                  | Bitá            | 1                | 167                    | 2022            | "                               | Brasil |
| 5            | Central | 400         | Belem do Huambo           | Lubango         | 1                | 337                    | 2022            | Planeamento (ou sem informação) | -      |
| 6            | "       | 400         | Belem do Huambo           | Capelongo       | 1                | 202                    | 2022            | "                               | -      |
| 7            | Norte   | 400         | Cambutas                  | Caculo Cabaça   | 1                | 49                     | 2023            | "                               | -      |
| 8            | "       | 400         | Caculo Cabaça             | Bitá            | 1                | 214                    | 2023            | "                               | -      |
| 9            | Central | 400         | Caculo Cabaça             | Nova Biopio     | 1                | 348                    | 2025            | "                               | -      |
| 10           | "       | 400         | Nova Biopio               | Lubango         | 1                | 317                    | 2025            | "                               | -      |
| 11           | Sul     | 400         | Lubango                   | Cahama          | 1                | 179                    | 2025            | "                               | -      |
| 12           | "       | 400         | Cahama                    | Baynes          | 1                | 312                    | 2025            | "                               | -      |
| 13           | Leste   | 400         | Capanda elev              | Xa-Muteba       | 2                | 266                    | 2025            | "                               | -      |
| 14           | "       | 400         | Xa-Muteba                 | Surimo          | 2                | 335                    | 2025            | "                               | -      |
| 15           | Sul     | 400         | Capelongo                 | Ondjiva         | 1                | 312                    | 2027            | "                               | -      |
| 16           | "       | 400         | Cahama                    | Ondjiva         | 1                | 175                    | 2027            | "                               | -      |
| 17           | "       | 400         | Nova Biopio - Lubango     | Caluquembe      | 2                | 5                      | 2027            | "                               | -      |
| 18           | "       | 400         | Belem do Huambo - Lubango | Quilengues      | 2                | 5                      | 2027            | "                               | -      |
| 19           | "       | 400         | Cahama                    | Ruacana         | 2                | 125                    | 2027            | "                               | -      |
| Total        |         |             |                           |                 |                  | 3753                   |                 |                                 |        |

(Fonte: RNT, Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-7 Plano existente para subestações da linha principal 400kV da RNT (até 2027)**

| No. Projecto | Area         | Tensão (kV) | Substation Nome | Capacity (MVA) | Ano de operação | Status do Projecto              | Doador |
|--------------|--------------|-------------|-----------------|----------------|-----------------|---------------------------------|--------|
| 1            | Cuanza Sul   | 400         | Waco Kungo      | 450            | 2020            | Em construção (Cmec)            | China  |
| 2            | Huambo       | 400         | Belem do Huambo | 900            | 2020            | "                               | China  |
| 3            | Luanda       | 400         | Bitá            | 900            | 2020            | Projecto em curso (Odebrecht)   | Brasil |
| 4            | Huíla        | 400         | Lubango         | 900            | 2022            | Planeamento (ou sem informação) | -      |
| 5            | "            | 400         | Capelongo       | 900            | 2022            | "                               | -      |
| 6            | Benguela     | 400         | Nova Biopio     | 900            | 2025            | "                               | -      |
| 7            | Sul          | 400         | Cahama          | 420            | 2025            | "                               | -      |
| 8            | Leste        | 400         | Saurimo         | 900            | 2025            | "                               | -      |
| 9            | Luanda Norte | 400         | Xa-Muteba       | 240            | 2025            | "                               | -      |
| 10           | Cunene       | 400         | Ondjiva         | 420            | 2027            | "                               | -      |
| 11           | Huíla        | 400         | Caluquembe      | 180            | 2022            | "                               | -      |
| 12           | "            | 400         | Quilengues      | 180            | 2027            | "                               | -      |
| Total        |              |             |                 | 7290           |                 |                                 |        |

(Fonte: RNT, Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-8 Plano existente de linhas de transmissão principal (backbone) de 220kV da RNT (até 2027)**

| No. Projecto | Area    | Tensão (kV) | Ponto inicial    | Ponto final  | No. de circuitos | ensão da li (km) | Ano de operação | Status do Projecto              | Doador |
|--------------|---------|-------------|------------------|--------------|------------------|------------------|-----------------|---------------------------------|--------|
| 1            | Norte   | 220         | Kapary           | Caxito       | 1                | 18               | 2022            | Planeamento (ou sem informação) | -      |
| 2            | "       | 220         | Filda            | Golf         | 2                | 7                | 2022            | "                               | -      |
| 3            | "       | 220         | Bitá             | Camama       | 1                | 17               | 2022            | "                               | -      |
| 4            | "       | 220         | Bitá             | Rammiros     | 1                | 23               | 2022            | "                               | -      |
| 5            | "       | 220         | Capanda          | Marange      | 1                | 101              | 2022            | "                               | -      |
| 6            | Central | 220         | Cambambe         | Gabela       | 1                | 134              | 2022            | "                               | -      |
| 7            | "       | 220         | Gabela           | Alto Chingo  | 1                | 64               | 2022            | "                               | -      |
| 8            | "       | 220         | Gabela           | Quibala      | 1                | 64               | 2022            | "                               | -      |
| 9            | "       | 220         | Quibala          | Waco Kungo   | 1                | 68               | 2022            | "                               | -      |
| 10           | "       | 220         | Lomaum           | Cubal        | 1                | 4                | 2022            | "                               | -      |
| 11           | "       | 220         | Belem do Huambo  | Cubal        | 1                | 146              | 2022            | "                               | -      |
| 12           | Sul     | 220         | Lubango          | Namibe       | 2                | 151              | 2022            | "                               | -      |
| 13           | "       | 220         | Namibe           | Tombwa       | 1                | 110              | 2022            | "                               | -      |
| 14           | "       | 220         | Lubango          | Matala       | 1                | 154              | 2022            | "                               | -      |
| 15           | "       | 220         | Matala HPS       | Matala       | 1                | 15               | 2022            | "                               | -      |
| 16           | "       | 220         | Capelongo        | Cuchi        | 2                | 71               | 2022            | "                               | -      |
| 17           | "       | 220         | Cuchi            | Menongue     | 2                | 77               | 2022            | "                               | -      |
| 18           | Norte   | 220         | Viana            | PIV          | 1                | 4                | 2027            | "                               | -      |
| 19           | "       | 220         | Cazenga          | PIV          | 1                | 21               | 2027            | "                               | -      |
| 20           | "       | 220         | Sambizanga       | Chicapa      | 1                | 5                | 2027            | "                               | -      |
| 21           | "       | 220         | Futungo de Belas | Chicapa      | 1                | 12               | 2027            | "                               | -      |
| 22           | "       | 220         | Catete           | Maria Teresa | 2                | 50               | 2027            | "                               | -      |
| 23           | Central | 220         | Alto Chingo      | Cuacra       | 2                | 15               | 2027            | "                               | -      |
| 24           | "       | 220         | Alto Chingo      | Porto Amboim | 2                | 50               | 2027            | "                               | -      |
| 25           | "       | 220         | Quileva          | Catumbela    | 1                | 8                | 2027            | "                               | -      |
| 26           | "       | 220         | Benguela Sul     | Catumbela    | 1                | 33               | 2027            | "                               | -      |
| 27           | "       | 220         | Nova Biopio      | Bocoio       | 1                | 5                | 2027            | "                               | -      |
| 28           | "       | 220         | Lomaum           | Bocoio       | 1                | 5                | 2027            | "                               | -      |
| 29           | "       | 220         | Cubal            | Ukuma        | 1                | 5                | 2027            | "                               | -      |
| 30           | "       | 220         | Belem do Huambo  | Ukuma        | 1                | 5                | 2027            | "                               | -      |
| 31           | "       | 220         | Belem do Huambo  | Catchiungo   | 1                | 9                | 2027            | "                               | -      |
| 32           | "       | 220         | Kuito            | Catchiungo   | 1                | 9                | 2027            | "                               | -      |
| 33           | "       | 220         | Belem do Huambo  | Kuito        | 1                | 144              | 2027            | "                               | -      |
| 34           | "       | 220         | Kuito            | Andulo       | 1                | 110              | 2027            | "                               | -      |
| 35           | Sul     | 220         | Cahama           | Xangongo     | 1                | 88               | 2027            | "                               | -      |
| 36           | "       | 220         | Ondjiva          | Xangongo     | 1                | 90               | 2027            | "                               | -      |
| 37           | "       | 220         | Capelongo        | Matala       | 1                | 158              | 2027            | "                               | -      |
| 38           | "       | 220         | Matala           | Jamba Mina   | 2                | 83               | 2027            | "                               | -      |
| 39           | "       | 220         | Jamba Mina       | Jamba Oma    | 2                | 49               | 2027            | "                               | -      |
| 40           | "       | 220         | Capelongo        | Tchamutete   | 2                | 93               | 2027            | "                               | -      |
| 41           | Leste   | 220         | Saurimo          | Lucapa       | 1                | 157              | 2022            | "                               | -      |
| 42           | "       | 220         | Lucapa           | Dundo        | 1                | 135              | 2022            | "                               | -      |
| 43           | "       | 220         | Saurimo          | Luena        | 1                | 246              | 2027            | "                               | -      |
| 44           | "       | 220         | Saurimo          | Muconda      | 1                | 169              | 2027            | "                               | -      |
| 45           | "       | 220         | Muconda          | Luau         | 1                | 100              | 2027            | "                               | -      |
| 46           | "       | 220         | Luau             | Cazombo      | 1                | 187              | 2027            | "                               | -      |
|              |         |             |                  |              | Total            | 3269             |                 |                                 |        |

(Fonte: RNT, Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-9 Plano existente de subestações da linha principal de 220kV da RNT (até 2027)**

| No. Projecto | Area           | Tensão (kV) | Substation Nome | Capacity (MVA) | Ano de operação | Status do Projecto              | Doador |
|--------------|----------------|-------------|-----------------|----------------|-----------------|---------------------------------|--------|
| 1            | Bengo          | 220         | Caxito          | 120            | 2022            | Planeamento (ou sem informação) | -      |
| 2            | Luanda         | 220         | Golf            | 240            | 2022            | "                               | -      |
| 3            | "              | 220         | Bitá            | 240            | 2022            | "                               | -      |
| 4            | Maranje        | 220         | Maranje         | 200            | 2022            | "                               | -      |
| 5            | Cuanza Sul     | 220         | Gabela          | 120            | 2022            | "                               | -      |
| 6            | "              | 220         | Quibala         | 60             | 2022            | "                               | -      |
| 7            | "              | 220         | Waco Kungo      | 60             | 2022            | "                               | -      |
| 8            | Benguela       | 220         | Cubal           | 120            | 2022            | "                               | -      |
| 9            | Huambo         | 220         | Belem do Huambo | 240            | 2022            | "                               | -      |
| 10           | Huila          | 220         | Lubango         | 240            | 2022            | "                               | -      |
| 11           | Namibe         | 220         | Namibe          | 120            | 2022            | "                               | -      |
| 12           | "              | 220         | Tombwa          | 120            | 2022            | "                               | -      |
| 13           | Huila          | 220         | Matala          | 120            | 2022            | "                               | -      |
| 14           | Cuando Cubango | 220         | Cuchi           | 40             | 2022            | "                               | -      |
| 15           | "              | 220         | Menongue        | 240            | 2022            | "                               | -      |
| 16           | Luanda         | 220         | PIV             | 240            | 2027            | "                               | -      |
| 17           | "              | 220         | Chicapa         | 240            | 2027            | "                               | -      |
| 18           | Bengo          | 220         | Maria Teresa    | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 19           | Cuanza Sul     | 220         | Cuacra          | 60             | 2027            | "                               | -      |
| 20           | "              | 220         | Porto Amboim    | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 21           | Benguela       | 220         | Catumbela       | 240            | 2027            | "                               | -      |
| 22           | "              | 220         | Bocoio          | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 23           | Huambo         | 220         | Ukuma           | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 24           | "              | 220         | Catchiungo      | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 25           | Bié            | 220         | Andulo          | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 26           | Cunene         | 220         | Xangongo        | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 27           | "              | 220         | Tchamutete      | 180            | 2027            | "                               | -      |
| 28           | Moxico         | 220         | Luena           | 240            | 2027            | "                               | -      |
| 29           | Luanda Sul     | 220         | Muconda         | 40             | 2027            | "                               | -      |
| 30           | Moxito         | 220         | Luau            | 120            | 2027            | "                               | -      |
| 31           | "              | 220         | Cazombo         | 80             | 2027            | "                               | -      |
| Total        |                |             |                 | 4560           |                 |                                 |        |

(Fonte: RNT, Equipa de Estudo da JICA)

Para referência, são mostradas nas Figuras 7-19 a 7-22 diagramas do sistema de linha de transmissão das secções de 2022 e 2027 obtidos junto à RNT.

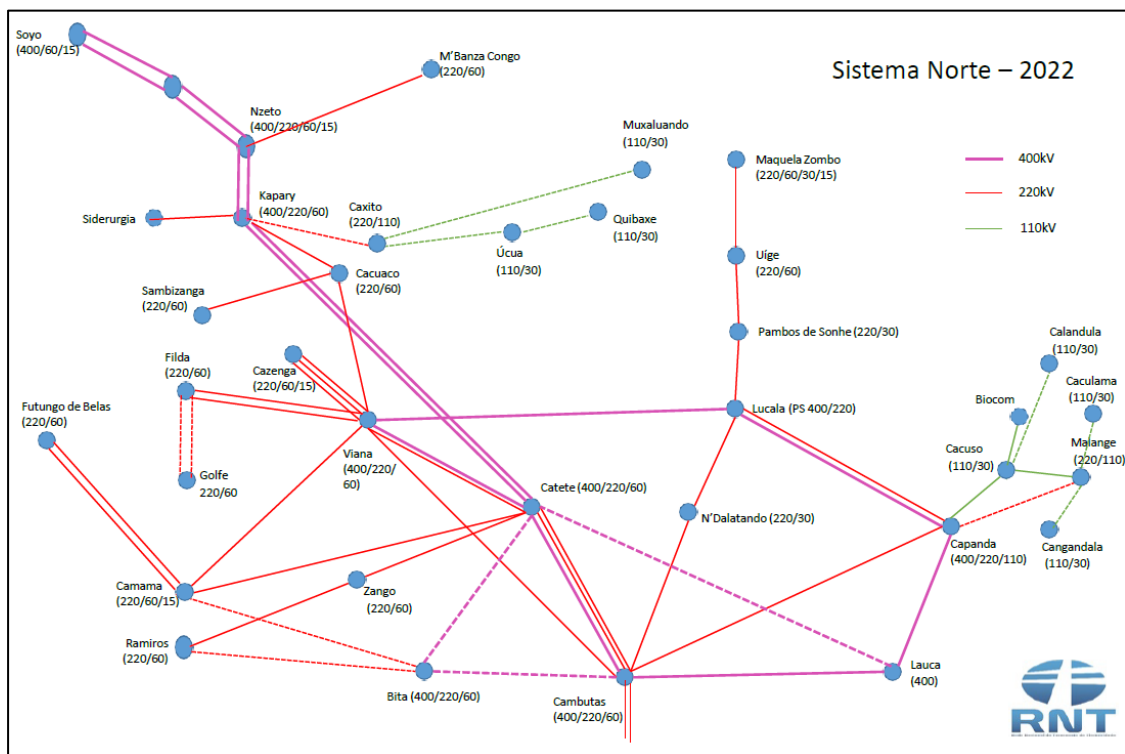


Figura 7-19 Secção de 2022 do Sistema Norte segundo o Plano Existente da RNT

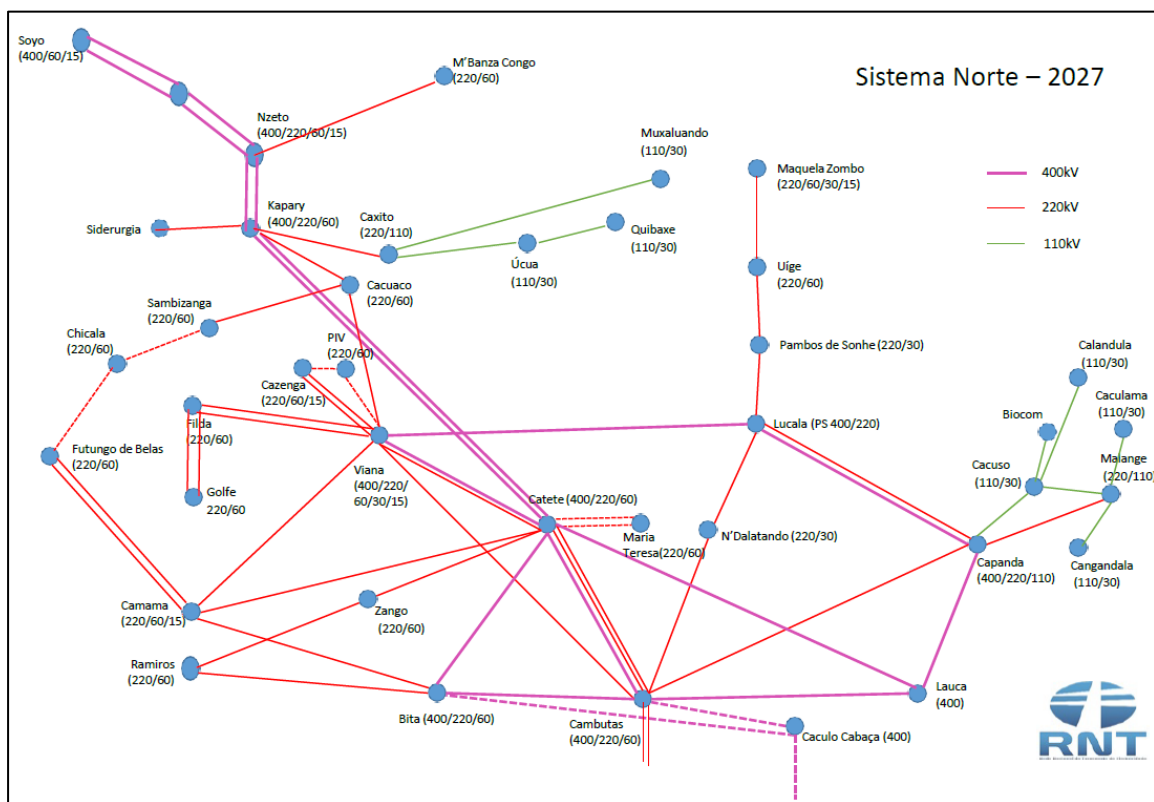


Figura 7-20 Secção de 2027 do Sistema Norte segundo o Plano Existente da RNT

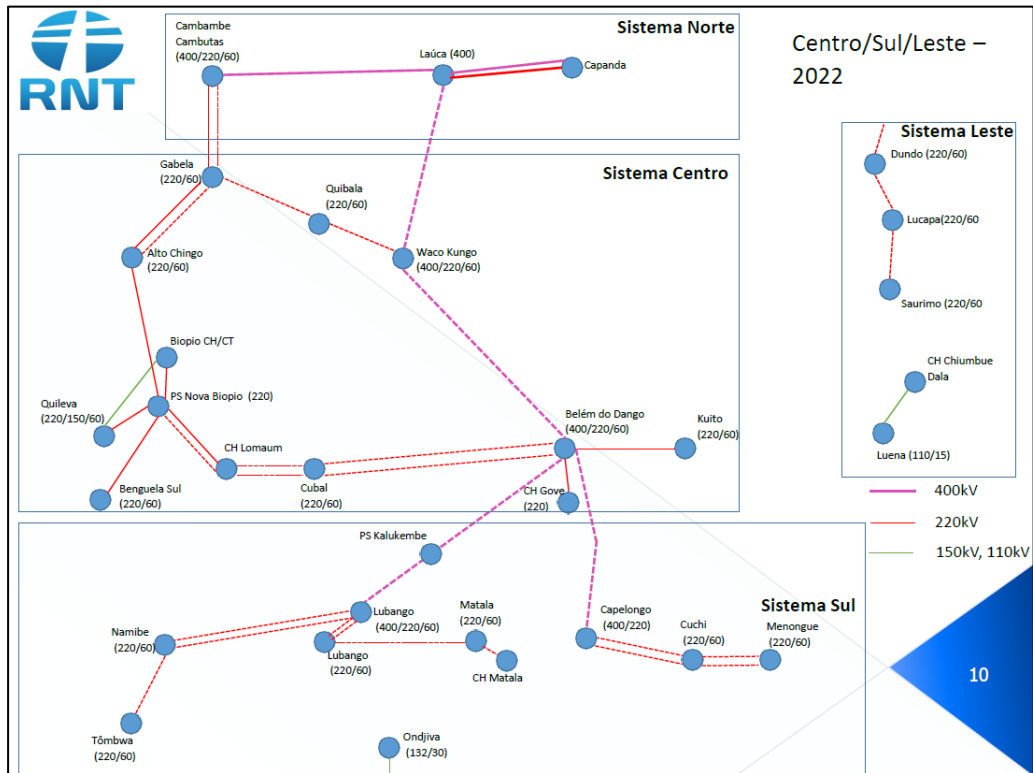


Figura 7-21 Secção de 2022 dos Sistemas Central, Sul e Leste segundo o Plano Existente da RNT

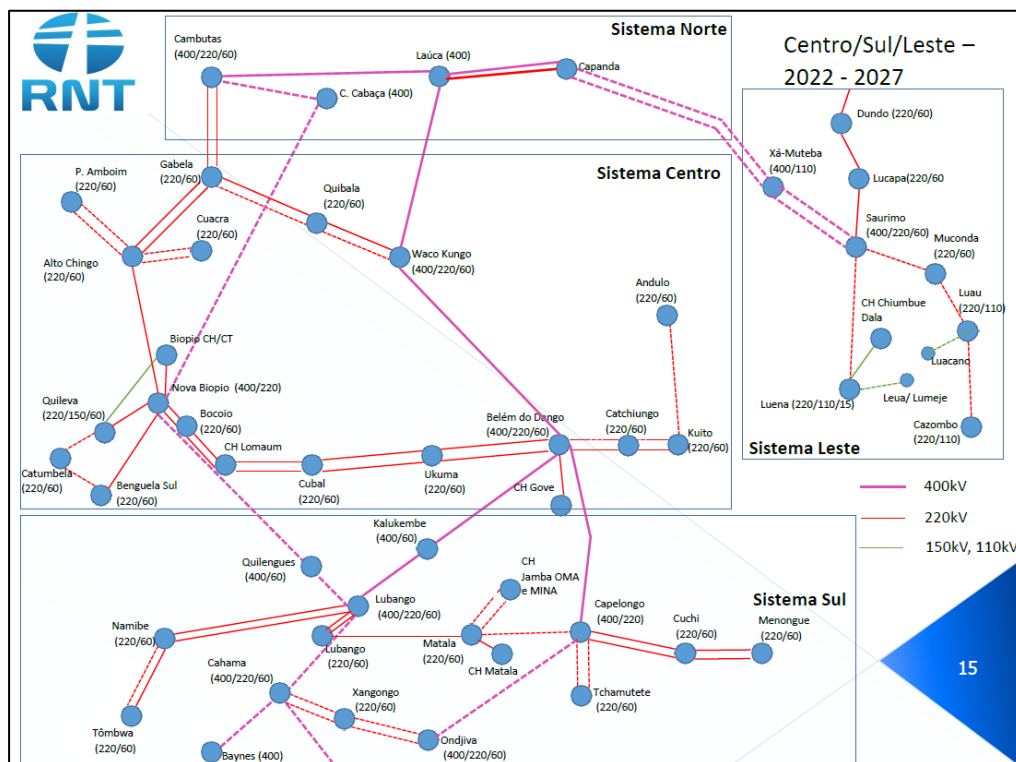


Figura 7-22 Secção de 2027 dos Sistemas Central, Sul e Leste segundo o Plano Existente da RNT

## 7.6.2 Análise dos dados técnicos das instalações existentes e os custos actualizados

Para confirmar o conteúdo do projecto de instalações existentes, foi feita solicitação de informações técnicas através de inquéritos e pedidos directos durante os encontros com as contrapartes, no entanto só foi possível obter padrões técnicos e especificações de projectos individuais. Apesar disso, foi possível verificar que os projectos tanto para as linhas de transmissão como para as subestações estão em conformidade com as normas da IEC.

Foram verificados minuciosamente os seguintes documentos: *ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS GERAIS Redes de Distribuição AT, MT e BT* (especificações técnicas gerais de instalações de distribuição em alta tensão (60 kV a 35 kV), média tensão (35 kV a 1 kV) e baixa tensão (menos de 1 kV) ET-E-001 a 008, 2014.10), e *ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS GERAIS Rede de Transporte MAT* (especificações técnicas gerais para sistemas de transmissão de altas tensões especiais (60 kV ou superior), ET-E-101 a 121, 2014.7), e especialmente os documentos relacionadas às instalações de transmissão e transformação, notadamente os documentos *Projectos de Subestações de Postos de Seccionamento de MAT* (Projecto de subestação especial de alta tensão e estação de seccionamento ET-E-110) e *Projectos de Linhas aéreas de MAT* (projecto de linhas aéreas de transmissão de alta tensão especial, ET-E-119) de onde se confirmou que no país são adoptados métodos e parâmetros de projecto em concordância com o padrão mundial IEC para instalações de transmissão e transformação de 400 kV e 220 kV.

Em relação ao custo das instalações de transmissão e transformação em Angola, foi feita a análise de estimativa de valores de custo com base em valores reais de aquisição internacional realizadas em outros países em desenvolvimento que receberam instalações de transmissão e transformação baseadas nas normas IEC, já que só foi possível obter um exemplo de orçamento de obra de transmissão e transformação de 220 kV.

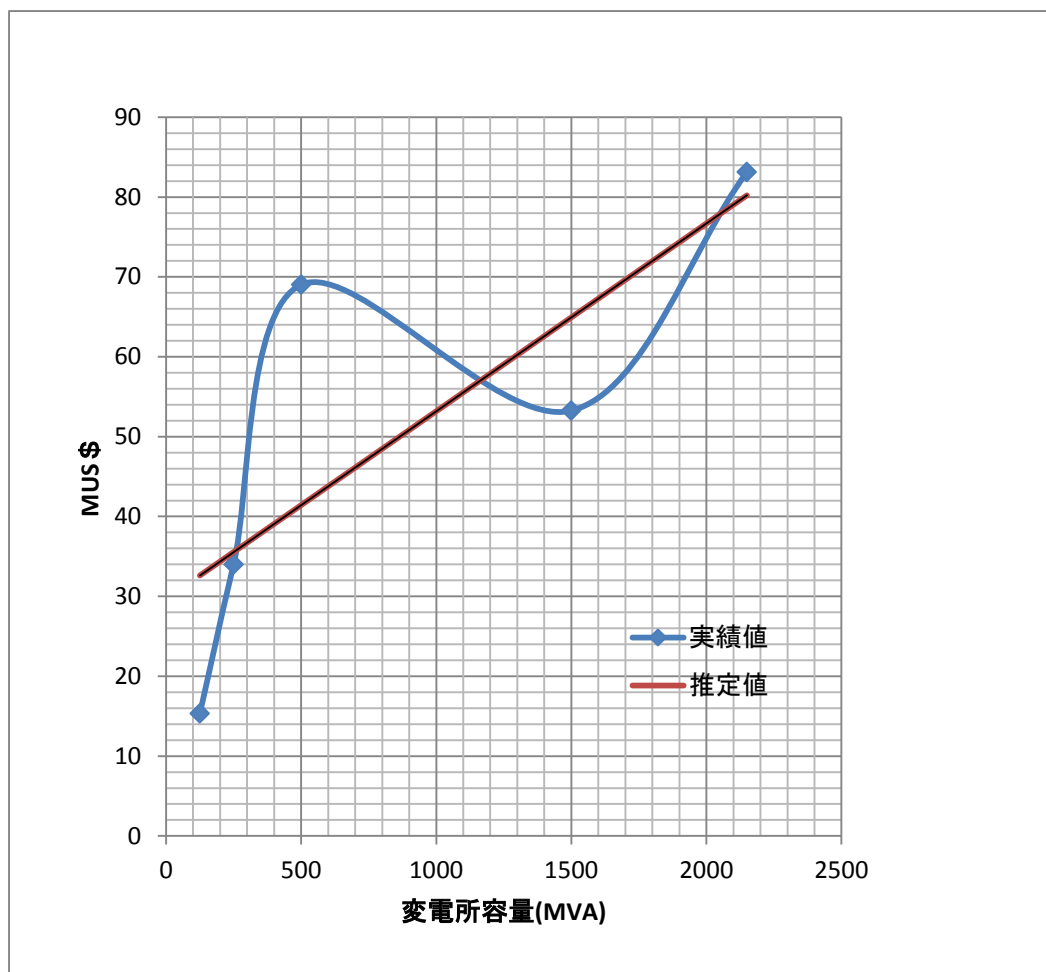
No que diz respeito ao custo por km da linha de transmissão de 400 kV, foram adoptados valores baseados no recente orçamento de aquisição internacional do projecto realizado em Bangladesh, e o custo por km da linha de transmissão de 220 kV foram estimados valores de custo com base no orçamento realizado num projecto em Angola. Como esse orçamento de referência foi feito para uma linha de transmissão de dois circuitos, considera-se, com base em experiências anteriores que 80% do valor do orçamento para uma linha de transmissão de apenas 1 circuito. Os valores estimados de custo por km da linha de transmissão são mostrados na **Tabla 7-10**.

**Tabla 7-10 Estimativa de custo por km da linha de transmissão**

| Tensão | No. de linhas | Custo por km linha de transmissão<br>(unid. Milh. USD/ km) |
|--------|---------------|--|
| 400kV  | 1             | 0.78   |
|        | 2             | 0.98   |
| 220 kV | 1             | 0.36   |
|        | 2             | 0.45   |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Quanto ao custo da subestação, foi possível obter estimativas de custo de um total de cinco projectos recentes de subestações de 400 kV (3 projectos em Moçambique e 2 em Bangladesh). Como é sabido que o custo de uma subestação tem correlação com a capacidade do transformador usado, foi estimado o custo de uma subestação de 400 kV a partir do gráfico produzido pelo método dos mínimos quadrados usando os dados citados.

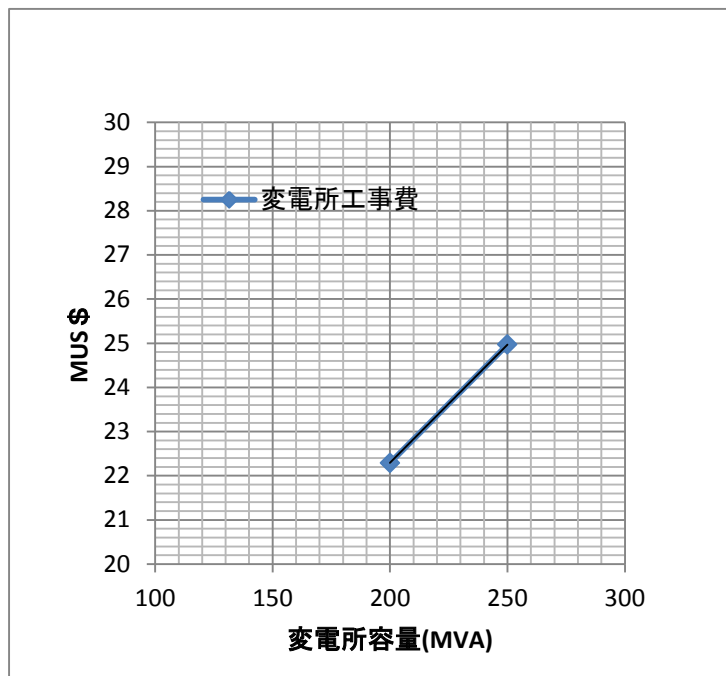


(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-23** Estimativa de custo de cada subestação de 400 kV



Da mesma forma, para a subestação de 220 kV foi produzido um gráfico pelo método dos mínimos quadrados usando os dados obtidos de 2 projectos recentes de subestação de 220 kV (1 em Angola e 1 em Moçambique).



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-24** Estimativa de custo de cada subestação de 220kV

Com base nos resultados acima, os custos de subestações segundo a capacidade total do transformador são mostrados na **Tabela 7-11**.

**Tabela 7-11** Estimativa de custo por subestação com base na capacidade total do transformador

| Tensão | Custo por subestação com base na capacidade total do transformador P (unid.: Milh. USD/subestação) |
|--------|--|
| 400kV  | <b>0,024 x P (MVA) + 29,67</b>   |
| 220kV  | <b>0,054 x P (MVA) + 11,58</b>   |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### 7.6.3 Análise baseada na interconexão internacional com os países vizinhos (República Democrática do Congo, Namíbia, Zâmbia)

Fez-se uma análise sobre o plano de interconexão internacional com os países vizinhos (República Democrática do Congo (RDC), Namíbia, Zâmbia) descrito em Angola Energia 2025.

A interconexão internacional descrita em Angola Energia 2025 compreende as seguintes quatro áreas:

- I. Interconexão internacional entre a central hidroeléctrica de Inga na República Democrática do Congo e a subestação subestação de Soyo
- II. Interconexão internacional entre a subestação de Kananga na República Democrática do Congo e o sistema oeste
- III. Interconexão internacional entre a subestação Copper Belt na Zâmbia e o sistema oeste
- IV. Interconexão com a linha de transmissão da SAPP a passar pela subestação Ruakana em Namíbia

O resumo geral do plano é mostrado na Figura 7-25.



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-25** Resumo da interconexão internacional em Angola

Em termos de análise da situação actual, foi feita recolha de informações junto à RNT, que é o ponto focal do SAPP (Southern Africa Power Pool) em Angola, de onde se constatou que o projecto I acima de interconexão internacional que pretende interligar à SAPP a energia gerada na central hidroeléctrica de grande porte de Inga na RDC que deve passar por Angola e chegar à África do Sul, está interrompida devido a problemas políticos com o RDC. Quando o projecto for retomado, a equipa responsável pelo SAPP que no momento analisa o FS de interconexão com a Namíbia deve voltar a fazer a análise deste projecto.

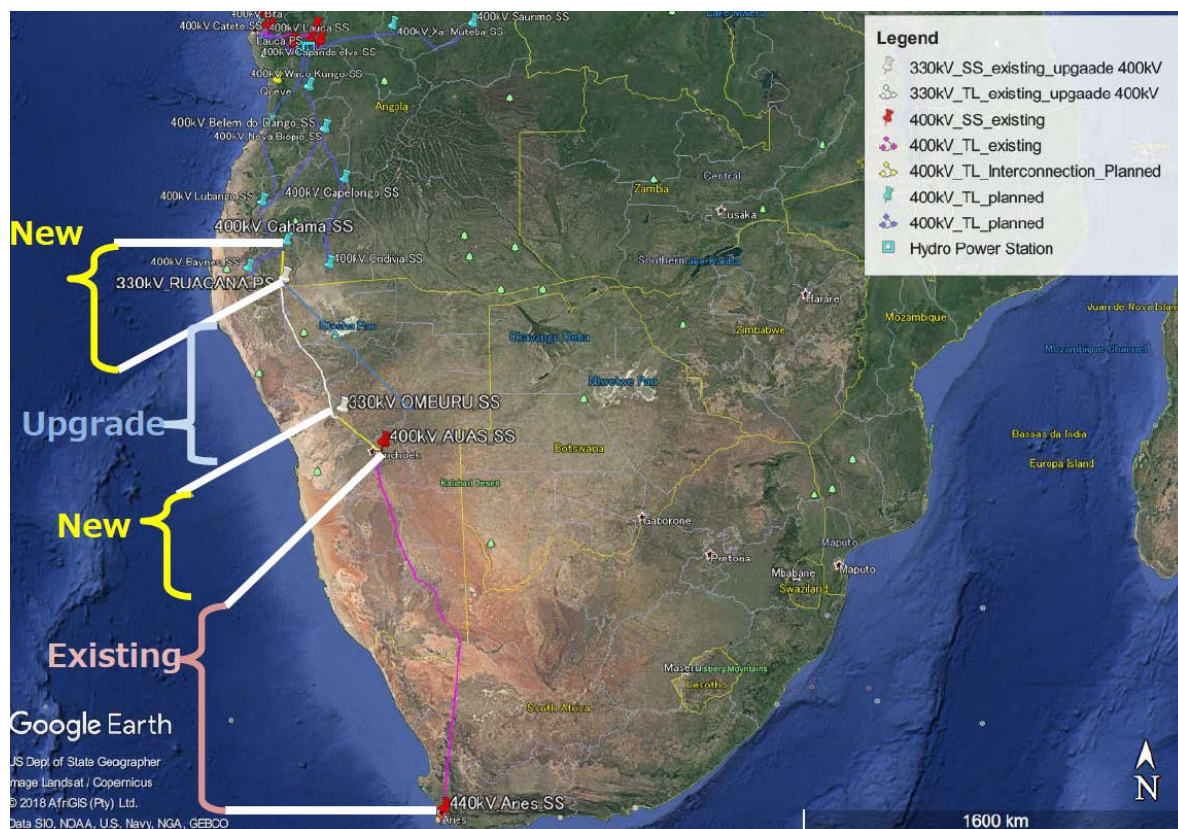
Quanto ao projecto II, não há sistema de transmissão de energia que possa interconectar ao lado congolês no momento, e a situação actual de alimentação por uma pequena central hidroeléctrica no lado congolês através de uma linha dedicada deve permanecer mesmo após o desenvolvimento do sistema oeste. Assim confirmou-se que não haverá interconexão internacional com a RDC como imaginado.

O projecto III pretendia vender electricidade à região do Cinturão de Cobre, que é uma zona de desenvolvimento mineiro em Zâmbia, mas a informação é que no momento este plano está descartado.

O projecto IV objectiva estabelecer uma linha de interconexão internacional e comercializar a energia eléctrica gerada por uma fonte hidroeléctrica de grande porte em Angola passando por Namíbia, ao mesmo tempo em que pretende estabilizar o fornecimento de energia em Angola por recebimento de energia na época de seca. No momento a referida equipa de SAPP está a levar adiante o FS e a primeira conclusão ao final do estudo conceitual é de que a interconexão internacional é possível. Segundo as informações está prevista a entrega do relatório final do FS em 2018, o projecto em seguida passará pelas fases de obtenção de financiamento, avaliação de impacto ambiental e o início da implementação para 2025.

O conceito de linha de interconexão internacional prevê a construção de uma nova linha de transmissão de 400 kV entre a subestação Cahama em Angola até a subestação Ruakana na Namíbia, elevação da tensão da linha de transmissão de 330 kV para 400 kV entre a subestação Ruakana até a subestação Omburu ambas em Namíbia, e construir uma nova linha de transmissão de 400 kV entre a subestação Omburu até a subestação Auasa, que é o ponto final da linha de interconexão internacional entre Namíbia e África do Sul, de modo a conectar-se à linha de interconexão internacional de 400 kV existente entre Namíbia e África do Sul.

O conceito de interconexão internacional de linhas de transmissão é mostrado na Figura 7-26.



(Fonte: RNT, Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-26 Resumo do conceito de interconexão internacional com SAPP**

Como a linha de interconexão internacional entre Angola e África do Sul será de longa distância com mais de 2.000 km de extensão, é preciso alertar sobre a necessidade de uma análise suficiente da questão relacionada à estabilidade do sistema, apesar do assunto estar fora do escopo directo deste trabalho. A capacidade estimada de intercâmbio de energia é da ordem de 400 MW, e se o desenvolvimento das fontes de energia for realizado com sucesso em Angola, pensa-se não haver grandes impactos na oferta e demanda de energia eléctrica no país.

Nestas circunstâncias, é preciso considerar o impacto futuro da interconexão internacional dos projectos I e IV ao sistema angolano. Geralmente, não é preferível que haja interconexão internacional em dois pontos de conexão num sistema de corrente alternada pelo facto de causar dificuldades no controlo do fluxo de potência. No entanto, uma interconexão por corrente directa implica em grandes custos de instalações de conversão, o que não é apropriado quando se objectiva a venda de energia eléctrica. Portanto, para o projecto IV que já está em fase avançada de FS considera-se não haver problemas de interconexão, mas para o projecto I é recomendado não fazer a interconexão internacional com a RDC e aproveitar uma parte do gerador da central hidroeléctrica de Inga como fonte de energia pela conexão por uma linha dedicada.

Isto foi explicado ao lado angolano na reunião do JCC e no workshop e foi solicitada a compreensão sobre a questão.



Além disso, para realizar a interconexão internacional, é necessário estabelecer primeiro no país uma estrutura de controlo e monitoria do próprio sistema, e na situação em que se encontra esta estrutura no momento em Angola é preciso dizer que haverá uma grande dificuldade na manutenção da frequência do sistema e operabilidade económica.

Para tanto foi realizado um workshop de conscientização dos profissionais sobre a necessidade de se consolidar uma boa estrutura de controlo e monitoria do sistema, e o presente relatório faz a recomendação de implementação do sistema SCADA no central de despacho que seja capaz de fazer todo o controlo e monitoria do sistema.

## 7.7 Plano de desenvolvimento da rede de transmissão

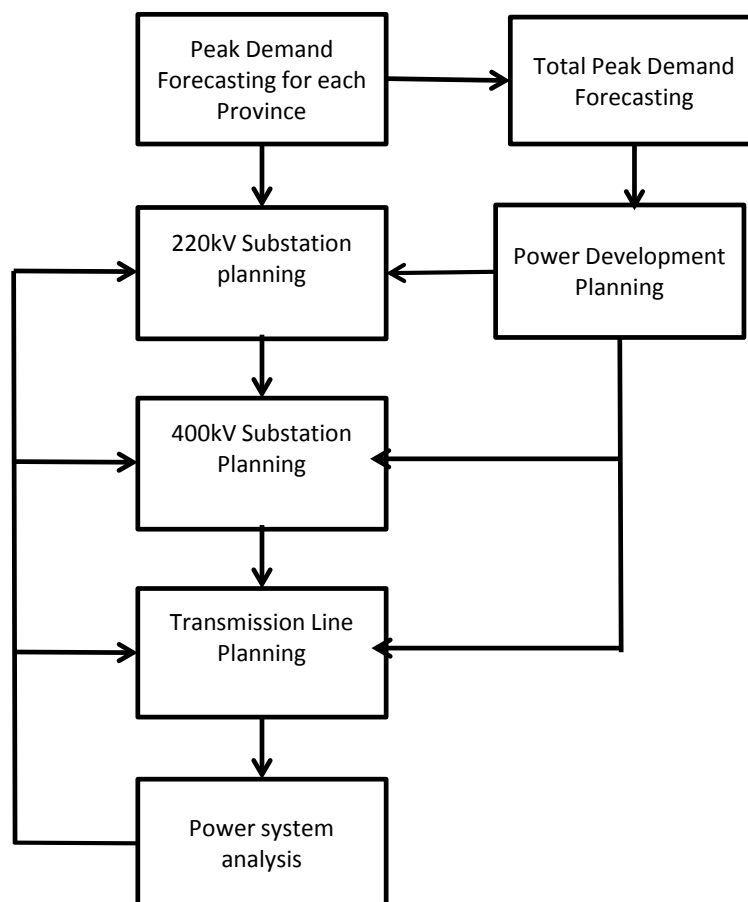
### 7.7.1 As directrizes

Primeiramente, para o sistema de 220 kV, elaborar o plano a partir da definição das subestações de 220 kV que representem as cargas regionais e que estejam em concordância com a estimativa de demanda de cada região, e interligar às subestações de 400 kV e linha de transmissão de 220 kV, e ao mesmo tempo ajustar para que esteja em conformidade com as linhas de transmissão e subestações de 220 kV existentes e as linhas de 220 kV que conectam às centrais.

Para o sistema principal de 400 kV, uma vez que está a ser planeada pela RNT a formação de uma estrutura até 2027, será considerada a adopção deste plano e serão feitas verificações e revisões desta nova linha de transmissão de 400 kV a conectar às centrais e a sua conformidade em relação ao sistema de 220 kV.

Ao final, a análise do sistema de energia irá determinar as capacidades das subestações, das linhas de transmissão e dos modificadores de fase.

Os procedimentos elaboração do plano de desenvolvimento são mostrados na Figura 7-27.



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-27 Fluxograma de desenvolvimento da rede de transmissão**

## 7.7.2 Plano de instalações de transformação de fornecimento regional baseado na previsão de demanda

As subestações para cada província e as suas capacidades foram definidas abaixo com base na máxima previsão anual de demanda da secção 5.3.2 (3).

**Tabela 7-12 Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema norte**

| Província    | Capital     | Ano                             | 2020                           | 2025  | 2030   | 2035  | 2040  |                               |                         |
|--------------|-------------|---------------------------------|--------------------------------|-------|--------|-------|-------|-------------------------------|-------------------------|
| Luanda       | Luanda      | Demanda prevista (MW)           | 2123                           | 2752  | 3183   | 4220  | 4734  | Observações (ano de operação) |                         |
|              |             | > 220 kV Gerador (MW)           | 614                            | 0     | 0      | 0     | 0     |                               |                         |
|              |             | Capacidade necessária (MVA)     | 1,677                          | 3,058 | 3,537  | 4,689 | 5,259 |                               |                         |
|              |             | Capacidade existente (MVA)      | 2520                           | 2520  | 4920   | 5160  | 6000  |                               |                         |
|              |             | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 538   | -1,383 | -471  | -741  |                               |                         |
|              |             | Capacidade Planeada Total (MVA) | 2520                           | 4920  | 5160   | 6000  | 6240  |                               |                         |
|              |             | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Catete                          | 240                            | 240   | 240    | 240   | 240   |                               | existente               |
|              |             | Cazenga                         | 300                            | 300   | 300    | 420   | 420   |                               | existente melhoria 2035 |
|              |             | Viana                           | 300                            | 900   | 900    | 900   | 900   |                               | existente melhoria 2025 |
|              |             | Filda                           | 240                            | 240   | 240    | 240   | 240   | existente                     |                         |
|              |             | Camama                          | 360                            | 360   | 480    | 480   | 480   | existente melhoria 2025       |                         |
|              |             | Cacuaco                         | 120                            | 480   | 480    | 720   | 720   | existente melhoria 2021 2034  |                         |
|              |             | Sambizanga                      | 240                            | 480   | 480    | 480   | 720   | existente melhoria 2025 2036  |                         |
|              |             | Futungo de Belas                | 240                            | 240   | 360    | 360   | 360   | existente melhoria 2030       |                         |
|              |             | Rammiros                        | 240                            | 240   | 240    | 240   | 240   | existente                     |                         |
|              |             | Bitá                            | 240                            | 240   | 240    | 240   | 240   | 2020                          |                         |
|              |             | Zango                           |                                | 360   | 360    | 360   | 360   | 2022                          |                         |
|              |             | Golfe                           |                                | 360   | 360    | 360   | 360   | 2022                          |                         |
|              |             | Chicapa                         |                                | 480   | 480    | 480   | 480   | 2025                          |                         |
| PIV          |             |                                 |                                | 480   | 480    | 2035  |       |                               |                         |
| Bengo        | Caxito      | Demanda prevista (MW)           | 59                             | 119   | 177    | 242   | 316   | Observações (ano de operação) |                         |
|              |             | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Capacidade necessária (MVA)     | 65                             | 132   | 197    | 269   | 351   |                               |                         |
|              |             | Capacidade existente (MVA)      | 305                            | 305   | 425    | 425   | 425   |                               |                         |
|              |             | Capacidade insuficiente (MVA)   | -240                           | -173  | -228   | -156  | -74   |                               |                         |
|              |             | Capacidade Planeada Total (MVA) | 305                            | 425   | 425    | 425   | 545   |                               |                         |
|              |             | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Kapary                          | 240                            | 240   | 240    | 240   | 360   |                               | existente melhoria 2035 |
|              |             | ADA                             | 65                             | 65    | 65     | 65    | 65    |                               | existente               |
|              |             | Caxito                          | 60                             | 60    | 60     | 60    | 60    |                               | 2025                    |
| María Teresa | 60          | 60                              | 60                             | 60    | 60     | 2025  |       |                               |                         |
| Kuanza Norte | N'dalatando | Demanda prevista (MW)           | 67                             | 151   | 221    | 288   | 358   | Observações (ano de operação) |                         |
|              |             | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Capacidade necessária (MVA)     | 75                             | 168   | 246    | 320   | 398   |                               |                         |
|              |             | Capacidade existente (MVA)      | 310                            | 310   | 390    | 390   | 510   |                               |                         |
|              |             | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | -142  | -144   | -70   | -112  |                               |                         |
|              |             | Capacidade Planeada Total (MVA) | 310                            | 390   | 390    | 510   | 510   |                               |                         |
|              |             | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Cambutas                        | 240                            | 240   | 240    | 240   | 240   |                               | existente               |
|              |             | N'dalatando                     | 40                             | 120   | 120    | 120   | 120   |                               | existente melhoria 2025 |
|              |             | Pambos de Sonhe                 | 30                             | 30    | 30     | 30    | 30    |                               | existente               |
| Lucapa       |             |                                 |                                | 120   | 120    | 2035  |       |                               |                         |
| Malanje      | Malanje     | Demanda prevista (MW)           | 103                            | 152   | 216    | 290   | 359   | Observações (ano de operação) |                         |
|              |             | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Capacidade necessária (MVA)     | 115                            | 169   | 240    | 323   | 399   |                               |                         |
|              |             | Capacidade existente (MVA)      | 130                            | 130   | 370    | 370   | 370   |                               |                         |
|              |             | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 39    | -130   | -47   | 29    |                               |                         |
|              |             | Capacidade Planeada Total (MVA) | 130                            | 370   | 370    | 370   | 490   |                               |                         |
|              |             | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Capanda Elevadora               | 130                            | 130   | 130    | 130   | 130   |                               | existente melhoria 2020 |
|              |             | Malanje 2 (Catepa)              |                                | 240   | 240    | 240   | 360   |                               | 2022 melhoria 2040      |
|              |             |                                 |                                |       |        |       |       |                               |                         |
| Uíge         | Uíge        | Demanda prevista (MW)           | 73                             | 156   | 256    | 370   | 501   | Observações (ano de operação) |                         |
|              |             | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Capacidade necessária (MVA)     | 81                             | 173   | 284    | 412   | 556   |                               |                         |
|              |             | Capacidade existente (MVA)      | 80                             | 80    | 280    | 280   | 280   |                               |                         |
|              |             | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 93    | 4      | 132   | 276   |                               |                         |
|              |             | Capacidade Planeada Total (MVA) | 80                             | 280   | 460    | 580   | 620   |                               |                         |
|              |             | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Uíge                            | 40                             | 240   | 240    | 240   | 240   |                               | existente melhoria 2022 |
|              |             | Maquela do Zombo                | 40                             | 40    | 40     | 40    | 80    |                               | existente melhoria 2036 |
|              |             | Negage                          |                                |       | 180    | 180   | 180   |                               | 2030                    |
| Sanza Pombo  |             |                                 |                                | 120   | 120    | 2035  |       |                               |                         |
| Zaire        | Zaire       | Demanda prevista (MW)           | 55                             | 105   | 164    | 230   | 303   | Observações (ano de operação) |                         |
|              |             | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Capacidade necessária (MVA)     | 61                             | 117   | 182    | 256   | 337   |                               |                         |
|              |             | Capacidade existente (MVA)      | 366                            | 406   | 406    | 406   | 523   |                               |                         |
|              |             | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | -289  | -224   | -150  | -186  |                               |                         |
|              |             | Capacidade Planeada Total (MVA) | 406                            | 406   | 406    | 523   | 523   |                               |                         |
|              |             | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Soyo                            | 240                            | 240   | 240    | 240   | 240   |                               | existente               |
|              |             | N'Zeto                          | 63                             | 63    | 63     | 63    | 63    |                               | existente               |
|              |             | M'Banza Congo                   | 63                             | 63    | 63     | 180   | 180   |                               | existente melhoria 2031 |
| Tomboco      | 40          | 40                              | 40                             | 40    | 40     | 2020  |       |                               |                         |
| Cabinda      | Cabinda     | Demanda prevista (MW)           | 104                            | 135   | 178    | 222   | 269   | Observações (ano de operação) |                         |
|              |             | > 220 kV Gerador (MW)           | 104                            | 135   | 0      | 0     | 0     |                               |                         |
|              |             | Capacidade necessária (MVA)     | 0                              | 0     | 198    | 247   | 299   |                               |                         |
|              |             | Capacidade existente (MVA)      | 0                              | 0     | 0      | 360   | 360   |                               |                         |
|              |             | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 0     | 198    | -113  | -61   |                               |                         |
|              |             | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                              | 0     | 360    | 360   | 360   |                               |                         |
|              |             | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |       |        |       |       |                               |                         |
|              |             | Cabinda                         |                                |       | 240    | 240   | 240   |                               | 2030                    |
|              |             | Caongo                          |                                |       | 120    | 120   | 120   |                               | 2030                    |
|              |             |                                 |                                |       |        |       |       |                               |                         |
| Subtotal     |             |                                 | 3751                           | 6791  | 7571   | 8768  | 9288  |                               |                         |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Com base na demanda estimada em cada província, foi feita discussão com a RNT para seleccionar os locais centrais de demanda e definir a localização das subestações. Para os locais previstos de demanda de pequena escala mesmo no futuro, a capacidade da subestação foi definida para 60 MVA, mas o padrão comum de acordo com a escala de demanda foi definida para 120 MVA ou 240 MVA. Para locais de carga pesada na área de Luanda, foram adoptados 480 MVA ou 720 MVA.

Na Tabela 7-12 as letras vermelhas indicam as subestações existentes e as suas respectivas capacidades, as letras azuis indicam as subestações novas e suas capacidades e a capacidade após a expansão. Na coluna das observações, registou-se o ano da nova construção ou da expansão.

As Tabelas 7-13 a 7-15 também apresentam o mesmo conteúdo.

**Tabela 7-13 Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema central**

| Província                       | Capital                        | Ano                             | 2020                           | 2025                  | 2030 | 2035 | 2040 |                               |      |                               |
|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------|------|------|------|-------------------------------|------|-------------------------------|
| Cuanza Sul                      | Sumbe                          | Demanda prevista (MW)           | 101                            | 174                   | 263  | 369  | 494  | Observações (ano de operação) |      |                               |
|                                 |                                | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |                       |      |      |      |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade necessária (MVA)     | 113                            | 193                   | 292  | 410  | 549  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade existente (MVA)      | 240                            | 240                   | 480  | 480  | 480  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | -47                   | -188 | -70  | 69   |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade Planeada Total (MVA) | 240                            | 480                   | 480  | 480  | 600  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |                       |      |      |      |                               |      |                               |
|                                 |                                | Alto Chingo                     | 120                            | 120                   | 120  | 120  | 120  | existente                     |      |                               |
|                                 |                                | Gabela                          | 120                            | 120                   | 120  | 120  | 180  | existente melhoria 2037       |      |                               |
|                                 |                                | Waco Kungo                      |                                | 60                    | 60   | 60   | 60   | 2022                          |      |                               |
|                                 |                                | Quibala                         |                                | 60                    | 60   | 60   | 120  | 2022                          |      |                               |
|                                 |                                | Porto Amboim                    |                                | 120                   | 120  | 120  | 120  | 2025                          |      |                               |
| Cuacra                          |                                | 60                              | 60                             | 60                    | 60   | 2025 |      |                               |      |                               |
| Benguela                        | Benguela                       | Demanda prevista (MW)           | 300                            | 415                   | 563  | 734  | 882  | Observações (ano de operação) |      |                               |
|                                 |                                | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |                       |      |      |      |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade necessária (MVA)     | 333                            | 462                   | 625  | 815  | 980  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade existente (MVA)      | 550                            | 550                   | 910  | 1150 | 1270 |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | -88                   | -285 | -335 | -290 |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade Planeada Total (MVA) | 550                            | 910                   | 1150 | 1270 | 1390 |                               |      |                               |
|                                 |                                | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |                       |      |      |      |                               |      |                               |
|                                 |                                | Quileva                         | 310                            | 310                   | 310  | 310  | 310  | existente                     |      |                               |
|                                 |                                | Benguela Sul                    | 240                            | 240                   | 240  | 240  | 240  | 2018                          |      |                               |
|                                 |                                | Catumbela                       |                                | 120                   | 120  | 240  | 240  | 2025 melhoria 2035            |      |                               |
|                                 |                                | Cubal                           |                                | 120                   | 120  | 120  | 240  | 2022 melhoria 2038            |      |                               |
|                                 |                                | Alto Catumbela                  |                                |                       | 120  | 120  | 120  | 2030                          |      |                               |
| Baria Farta                     |                                |                                 | 120                            | 120                   | 120  | 2030 |      |                               |      |                               |
| Bocoio                          |                                | 120                             | 120                            | 120                   | 120  | 2025 |      |                               |      |                               |
| Huambo                          | Huambo                         | Demanda prevista (MW)           | 132                            | 205                   | 318  | 454  | 614  | Observações (ano de operação) |      |                               |
|                                 |                                | > 220 kV Gerador (MW)           |                                |                       |      |      |      |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade necessária (MVA)     | 147                            | 228                   | 354  | 505  | 682  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade existente (MVA)      | 240                            | 240                   | 420  | 540  | 540  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | -12                   | -66  | -35  | 142  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Capacidade Planeada Total (MVA) | 240                            | 420                   | 540  | 540  | 780  |                               |      |                               |
|                                 |                                | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |                       |      |      |      |                               |      |                               |
|                                 |                                | Belem do Huambo                 | 240                            | 240                   | 240  | 240  | 480  | existente melhoria 2036       |      |                               |
|                                 |                                | Ukuma                           |                                | 60                    | 60   | 60   | 60   | 2025                          |      |                               |
|                                 |                                | Catchiungo                      |                                | 120                   | 120  | 120  | 120  | 2025                          |      |                               |
|                                 |                                | Bailundo                        |                                |                       | 120  | 120  | 120  | 2030                          |      |                               |
|                                 |                                | Bié                             | Kuito                          | Demanda prevista (MW) | 41   | 82   | 131  | 208                           | 323  | Observações (ano de operação) |
| > 220 kV Gerador (MW)           |                                |                                 |                                |                       |      |      |      |                               |      |                               |
| Capacidade necessária (MVA)     | 46                             |                                 |                                | 91                    | 145  | 231  | 359  |                               |      |                               |
| Capacidade existente (MVA)      | 120                            |                                 |                                | 120                   | 180  | 300  | 360  |                               |      |                               |
| Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              |                                 |                                | -29                   | -35  | -69  | -1   |                               |      |                               |
| Capacidade Planeada Total (MVA) | 120                            |                                 |                                | 180                   | 300  | 360  | 480  |                               |      |                               |
| Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |                                 |                                |                       |      |      |      |                               |      |                               |
| Kuito                           | 120                            |                                 |                                | 120                   | 240  | 240  | 360  | existente melhoria 2027 2037  |      |                               |
| Andulo                          |                                |                                 |                                | 60                    | 60   | 60   | 60   | 2025                          |      |                               |
| Camacupa                        |                                |                                 |                                |                       |      | 60   | 60   | 2035                          |      |                               |
| Subtotal                        |                                |                                 |                                |                       | 1150 | 1990 | 2470 | 2650                          | 3250 |                               |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)



**Tabela 7-14 Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema sul**

| Área            | Provincia                       | Capital                         | Ano                             | 2020                           | 2025                  | 2030 | 2035 | 2040                          |                               |     |                               |
|-----------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------|------|------|-------------------------------|-------------------------------|-----|-------------------------------|
| Sul             | Huila                           | Lubango                         | Demanda prevista (MW)           | 121                            | 201                   | 311  | 443  | 602                           | Observações (ano de operação) |     |                               |
|                 |                                 |                                 | > 220 kV Gerador (MW)           | 121                            |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade necessária (MVA)     | 0                              | 224                   | 345  | 493  | 668                           |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade existente (MVA)      | 0                              | 0                     | 780  | 840  | 840                           |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 224                   | -435 | -347 | -172                          |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                              | 780                   | 840  | 840  | 900                           |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Lubango                         | 240                            | 240                   | 240  | 240  | 2022                          |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Nova Lubango                    | 120                            | 120                   | 120  | 120  | 2025                          |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Matala                          | 120                            | 120                   | 120  | 120  | 2022                          |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Caluquembe                      | 60                             | 60                    | 60   | 120  | 2025 melhoria 2040            |                               |     |                               |
|                 | Quilengues                      | 60                              | 60                              | 60                             | 60                    | 2025 |      |                               |                               |     |                               |
|                 | Tchamutete                      | 120                             | 120                             | 120                            | 120                   | 2025 |      |                               |                               |     |                               |
|                 | Capelongo                       | 60                              | 60                              | 60                             | 60                    | 2022 |      |                               |                               |     |                               |
|                 | Chipindo                        |                                 | 60                              | 60                             | 60                    | 2030 |      |                               |                               |     |                               |
|                 | Cunene                          | Ondjiva                         | Demanda prevista (MW)           | 39                             | 83                    | 137  | 200  | 273                           | Observações (ano de operação) |     |                               |
|                 |                                 |                                 | > 220 kV Gerador (MW)           | 39                             |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade necessária (MVA)     | 0                              | 92                    | 152  | 223  | 304                           |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade existente (MVA)      | 0                              | 0                     | 240  | 240  | 360                           |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 92                    | -88  | -17  | -56                           |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                              | 240                   | 240  | 360  | 360                           |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Ondjiva                         | 120                            | 120                   | 240  | 240  | 2025 melhoria 2032            |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Cahama                          | 60                             | 60                    | 60   | 60   | 2025                          |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Xangongo                        | 60                             | 60                    | 60   | 60   | 2025                          |                               |     |                               |
|                 |                                 |                                 | Cuando-Cubango                  | Menongue                       | Demanda prevista (MW) | 42   | 86   | 141                           | 204                           | 275 | Observações (ano de operação) |
|                 | Gerador planeado (MW)           | 42                              |                                 |                                |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 | Capacidade necessária (MVA)     | 0                               |                                 |                                | 96                    | 157  | 227  | 306                           |                               |     |                               |
|                 | Capacidade existente (MVA)      | 0                               |                                 |                                | 0                     | 300  | 300  | 360                           |                               |     |                               |
|                 | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                               |                                 |                                | 96                    | -143 | -73  | -54                           |                               |     |                               |
|                 | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                               |                                 |                                | 300                   | 300  | 360  | 420                           |                               |     |                               |
|                 | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA)  |                                 |                                |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 | Cuchi                           | 60                              |                                 |                                | 60                    | 60   | 60   | 2022                          |                               |     |                               |
| Menangue        | 240                             | 240                             |                                 |                                | 240                   | 240  | 2022 |                               |                               |     |                               |
| Cuito Cuanavale |                                 |                                 |                                 |                                |                       | 60   | 2035 |                               |                               |     |                               |
| Mavinga         |                                 |                                 |                                 |                                |                       | 60   | 2040 |                               |                               |     |                               |
| Namibe          | Namibe                          | Demanda prevista (MW)           | 65                              | 129                            | 169                   | 212  | 259  | Observações (ano de operação) |                               |     |                               |
|                 |                                 | Gerador planeado (MW)           | 65                              |                                |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Capacidade necessária (MVA)     | 0                               | 143                            | 188                   | 236  | 287  |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Capacidade existente (MVA)      | 0                               | 0                              | 360                   | 360  | 360  |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                               | 143                            | -172                  | -124 | -73  |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                               | 360                            | 360                   | 360  | 360  |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA)  |                                |                       |      |      |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Namibe                          |                                 | 240                            | 240                   | 240  | 2022 |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Tombwa                          |                                 | 120                            | 120                   | 120  | 2022 |                               |                               |     |                               |
|                 |                                 | Subtotal                        |                                 |                                | 0                     | 1680 | 1740 | 1920                          | 2040                          |     |                               |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-15 Plano de instalações de transformação de 220 kV baseado na previsão de demanda do sistema leste**

| Área         | Província   | Capital | Ano                             | 2020                           | 2025         | 2030         | 2035         | 2040               |                               |                    |
|--------------|-------------|---------|---------------------------------|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|-------------------------------|--------------------|
| Leste        | Moxico      | Luena   | Demanda prevista (MW)           | 28                             | 75           | 109          | 157          | 224                | Observações (ano de operação) |                    |
|              |             |         | Gerador planeado (MW)           | 28                             |              |              |              |                    |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade necessária (MVA)     | 0                              | 84           | 122          | 175          | 249                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade existente (MVA)      | 0                              | 0            | 240          | 360          | 360                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 84           | -118         | -185         | -111               |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                              | 240          | 360          | 360          | 360                |                               |                    |
|              |             |         | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |              |              |              |                    |                               |                    |
|              |             |         | Luena                           |                                | 240          | 240          | 240          | 240                |                               | 2025               |
|              |             |         | Cazombo                         |                                |              | 60           | 60           | 60                 |                               | 2027               |
|              |             |         | Luau                            |                                |              | 60           | 60           | 60                 |                               | 2027               |
|              | Lunda Norte | Lucapa  | Demanda prevista (MW)           | 38                             | 97           | 144          | 198          | 260                | Observações (ano de operação) |                    |
|              |             |         | Gerador planeado (MW)           | 38                             |              |              |              |                    |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade necessária (MVA)     | 0                              | 107          | 160          | 221          | 289                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade existente (MVA)      | 0                              | 0            | 300          | 300          | 300                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 107          | -140         | -79          | -11                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                              | 300          | 300          | 300          | 420                |                               |                    |
|              |             |         | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |              |              |              |                    |                               |                    |
|              |             |         | Lucapa                          |                                | 60           | 60           | 60           | 60                 |                               | 2022               |
|              |             |         | Dundo                           |                                | 120          | 120          | 120          | 240                |                               | 2022 melhoria 2036 |
|              |             |         | Xa-Muteba                       |                                | 120          | 120          | 120          | 120                |                               | 2025               |
|              | Lunda Sur   | Saurimo | Demanda prevista (MW)           | 26                             | 77           | 92           | 135          | 181                | Observações (ano de operação) |                    |
|              |             |         | Gerador planeado (MW)           | 26                             |              |              |              |                    |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade necessária (MVA)     | 0                              | 86           | 103          | 149          | 201                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade existente (MVA)      | 0                              | 0            | 120          | 180          | 300                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade insuficiente (MVA)   | -                              | 86           | -17          | -31          | -99                |                               |                    |
|              |             |         | Capacidade Planeada Total (MVA) | 0                              | 120          | 180          | 300          | 300                |                               |                    |
|              |             |         | Nome da Subestação              | Capacidade da Subestação (MVA) |              |              |              |                    |                               |                    |
| Saurimo      |             |         |                                 | 120                            | 120          | 240          | 240          | 2022 melhoria 2032 |                               |                    |
| Muconda      |             |         | 60                              | 60                             | 60           | 2027         |              |                    |                               |                    |
| Subtotal     |             |         | 0                               | 660                            | 840          | 960          | 1080         |                    |                               |                    |
| <b>TOTAL</b> |             |         |                                 | <b>4901</b>                    | <b>11121</b> | <b>12621</b> | <b>14298</b> | <b>15658</b>       |                               |                    |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### 7.7.3 Plano de instalações de transmissão de 220 kV baseado no plano de instalações de transformação para fornecimento regional

Com base no conteúdo apresentado em 7.7.2, foi elaborado o plano de instalações de transmissão da Tabela 7-16, a conectar as subestações regionais planeadas ao sistema principal do plano existente, baseado na análise de fluxo de potência que leva em consideração as condições geográficas e os anos de início de operação.

As linhas de transmissão levam em consideração o critério N-1 e fará conexão basicamente por dois circuitos.

Além disso, a formação de um circuito em anel (*loop*) no sistema de 220 kV pode causar uma sobrecarga inesperada no momento de um eventual acidente, portanto, para reduzir a complexidade do sistema e facilitar a sua operação, foram removidas linhas de transmissão de circuito único.

Para as subestações localizadas nas proximidades de linhas de transmissão existentes, foram acrescentadas linhas adicionais para realizar uma entrada de 4 linhas em  $\pi$  ( $\pi$  lead-in).

Levando esses pontos em consideração, o plano por meio de tentativas e erros foi conseguiu arranjar uma organização adequada de instalações de transmissão.

Os projectos riscados por linhas vermelhas na Tabela 7-16 são aqueles que foram eliminados para evitar a formação do circuito em *loop* mencionado acima.

Os projectos em azul são os que foram incluídos no novo plano de instalações de transmissão e que reflectem a estimativa de demanda até 2040 feita, assim foram acrescentados ao plano existente.

Também estão em azul uma parte do número de linhas e do ano de início da operação do plano existente que sofreram revisão.

Com a revisão do plano existente baseada no plano de instalações de transformação para fornecimento regional, a extensão total das obras da linha de transmissão aumentou cerca de 500 km, a passar de 3.269 km para 3.766 km.

**Tabela 7-16 A revisão feita no plano de instalações de transmissão devido ao plano de instalações de transformação de fornecimento regional**

| No. Projecto | Area               | Tensão (kV)    | Ponto inicial               | Ponto final         | No. de circuitos | Extensão da linha (km) | Ano de operação | Observações             |
|--------------|--------------------|----------------|-----------------------------|---------------------|------------------|------------------------|-----------------|-------------------------|
| 1            | Norte              | 220            | Filda                       | Golfe               | 2                | 7                      | 2022            |                         |
| 2            | Norte              | 220            | Bitá                        | Camama              | 2                | 21                     | 2022            |                         |
|              | <del>Norte</del>   | <del>220</del> | <del>Bitá</del>             | <del>Rammiros</del> | <del>+</del>     |                        | <del>2022</del> | Evitar circuito em anel |
| 3            | Norte              | 220            | Catete                      | Zango               | 2                | 40                     | 2022            |                         |
| 4            | Norte              | 220            | Capanda elev.               | Maranje             | 2                | 110                    | 2022            |                         |
| 5            | Norte              | 220            | Kapary                      | Caxito              | 2                | 26                     | 2025            |                         |
| 6            | Norte              | 220            | N'Zeto                      | Tomboco             | 2                | 5                      | 2025            | Subestação inserida     |
| 7            | Norte              | 220            | M'Banza Congo               | Tomboco             | 2                | 5                      | 2025            | Subestação inserida     |
| 8            | Norte              | 220            | Sambizanga                  | Chicapa             | 2                | 7                      | 2025            |                         |
|              | <del>Norte</del>   | <del>220</del> | <del>Futungo de Belas</del> | <del>Chicapa</del>  | <del>+</del>     |                        | <del>2025</del> | Evitar circuito em anel |
| 9            | Norte              | 220            | Catete                      | Maria Teresa        | 2                | 51                     | 2025            |                         |
| 10           | Norte              | 220            | Viana                       | PIV                 | 2                | 7                      | 2035            |                         |
|              | <del>Norte</del>   | <del>220</del> | <del>Cazenga</del>          | <del>PIV</del>      | <del>+</del>     |                        | <del>2035</del> | Evitar circuito em anel |
| 11           | Norte              | 220            | Uíge                        | Negage              | 2                | 5                      | 2030            | Subestação inserida     |
| 12           | Norte              | 220            | Pambos de Sonhe             | Negage              | 2                | 5                      | 2030            | Subestação inserida     |
| 13           | Norte              | 220            | Negage                      | Sanza Pombo         | 2                | 109                    | 2035            |                         |
|              | <del>Central</del> | <del>220</del> | <del>Cambambe</del>         | <del>Gabela</del>   | <del>+</del>     |                        | <del>2022</del> | Evitar circuito em anel |
| 14           | Central            | 220            | Gabela                      | Alto Chingo         | 1                | 81                     | 2022            | Dualização              |
|              | <del>Central</del> | <del>220</del> | <del>Gabela</del>           | <del>Quibala</del>  | <del>+</del>     |                        | <del>2022</del> | Evitar circuito em anel |
| 15           | Central            | 220            | Quibala                     | Waco Kungo          | 2                | 92                     | 2022            |                         |
| 16           | Central            | 220            | Lomaum                      | Cubal               | 2                | 2                      | 2022            |                         |
|              | <del>Central</del> | <del>220</del> | <del>Belem do Huambo</del>  | <del>Cubal</del>    | <del>+</del>     |                        | <del>2022</del> | Evitar circuito em anel |
| 17           | Central            | 220            | Alto Chingo                 | Cuacra              | 2                | 25                     | 2025            |                         |
| 18           | Central            | 220            | Alto Chingo                 | Porto Amboim        | 2                | 60                     | 2025            |                         |
| 19           | Central            | 220            | Quileva                     | Nova Biopio         | 1                | 18                     | 2025            | Dualização              |
| 20           | Central            | 220            | Quileva                     | Catumbela           | 2                | 8                      | 2025            |                         |
| 21           | Central            | 220            | Nova Biopio                 | Bocoio              | 2                | 5                      | 2025            | Subestação inserida     |
| 22           | Central            | 220            | Lomaum                      | Bocoio              | 2                | 5                      | 2025            | Subestação inserida     |
|              | <del>Central</del> | <del>220</del> | <del>Cubal</del>            | <del>Ukuma</del>    | <del>+</del>     |                        | <del>2025</del> | Evitar circuito em anel |
| 23           | Central            | 220            | Belem do Huambo             | Ukuma               | 2                | 66                     | 2025            |                         |
| 24           | Central            | 220            | Belem do Huambo             | Catchiungo          | 2                | 9                      | 2025            | Subestação inserida     |
| 25           | Central            | 220            | Kuito                       | Catchiungo          | 2                | 9                      | 2025            | Subestação inserida     |
|              | <del>Central</del> | <del>220</del> | <del>Belem do Huambo</del>  | <del>Kuito</del>    | <del>+</del>     |                        | <del>2027</del> | Evitar circuito em anel |
| 26           | Central            | 220            | Kuito                       | Andulo              | 2                | 124                    | 2025            |                         |
| 27           | Central            | 220            | Cubal                       | Alto Catumbela      | 2                | 47                     | 2030            |                         |
| 28           | Central            | 220            | Benguela Sul                | Catumbela           | 2                | 26                     | 2025            |                         |
| 29           | Central            | 220            | Catchiungo                  | Bailundo            | 2                | 66                     | 2030            |                         |
| 30           | Central            | 220            | Benguela Sul                | Baia Farta          | 2                | 30                     | 2030            |                         |
| 31           | Central            | 220            | Kuito                       | Chitembo            | 2                | 145                    | 2035            |                         |
| 32           | Sul                | 220            | Lubango 2                   | Lubango             | 2                | 30                     | 2020            |                         |
| 33           | Sul                | 220            | Lubango 2                   | Namibe              | 2                | 162                    | 2020            |                         |
| 34           | Sul                | 220            | Namibe                      | Tombwa              | 2                | 97                     | 2020            |                         |
| 35           | Sul                | 220            | Lubango 2                   | Matala              | 2                | 168                    | 2022            |                         |
| 36           | Sul                | 220            | Matala HPS                  | Matala              | 1                | 5                      | 2022            |                         |
| 37           | Sul                | 220            | Capelongo                   | Cuchi               | 2                | 91                     | 2022            |                         |
| 38           | Sul                | 220            | Cuchi                       | Menongue            | 2                | 94                     | 2022            |                         |
| 39           | Sul                | 220            | Cahama                      | Xangongo            | 2                | 97                     | 2025            |                         |
| 40           | Sul                | 220            | Ondjiva                     | Xangongo            | 1                | 97                     | 2025            |                         |
|              | <del>Sul</del>     | <del>220</del> | <del>Capelongo</del>        | <del>Matala</del>   | <del>+</del>     |                        | <del>2027</del> | Evitar circuito em anel |
| 41           | Sul                | 220            | Matala                      | Jamba Mina          | 1                | 86                     | 2035            |                         |
| 42           | Sul                | 220            | Jamba Mina                  | Jamba Oma           | 1                | 37                     | 2035            |                         |
| 43           | Sul                | 220            | Capelongo                   | Tchamutete          | 2                | 98                     | 2025            |                         |
| 44           | Sul                | 220            | Menongue                    | Cuito Cuanavale     | 2                | 189                    | 2035            |                         |
| 45           | Sul                | 220            | Cuito Cuanavale             | mavinga             | 2                | 176                    | 2035            |                         |
| 46           | Leste              | 220            | Saurimo                     | Lucapa              | 2                | 157                    | 2020            |                         |
| 47           | Leste              | 220            | Lucapa                      | Dundo               | 2                | 135                    | 2020            |                         |
| 48           | Leste              | 220            | Saurimo                     | Luena               | 2                | 265                    | 2025            |                         |
| 49           | Leste              | 220            | Saurimo                     | Muconda             | 2                | 187                    | 2027            |                         |
| 50           | Leste              | 220            | Muconda                     | Luau                | 2                | 115                    | 2027            |                         |
| 51           | Leste              | 220            | Luau                        | Cazombo             | 2                | 264                    | 2027            |                         |
| Total        |                    |                |                             |                     |                  | 3,766                  |                 |                         |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### 7.7.4 O plano de instalações de transmissão baseado no plano de desenvolvimento de fontes de energia

A Tabela 7-17 mostra o resultado do estudo realizado para a conexão à subestação ou linha de transmissão mais próximo do ponto de localização da fonte de energia, dentro do sistema de transmissão de uma classe de tensão, levando em conta a capacidade de geração e baseado no plano de desenvolvimento de fontes de energia.

As linhas de transmissão para conexão às centrais hidroeléctricas que não entrarão em operação até 2040 foram omitidas.

**Tabela 7-17 Resultado do estudo de conexão da linha de transmissão com base no plano de fontes de energia**

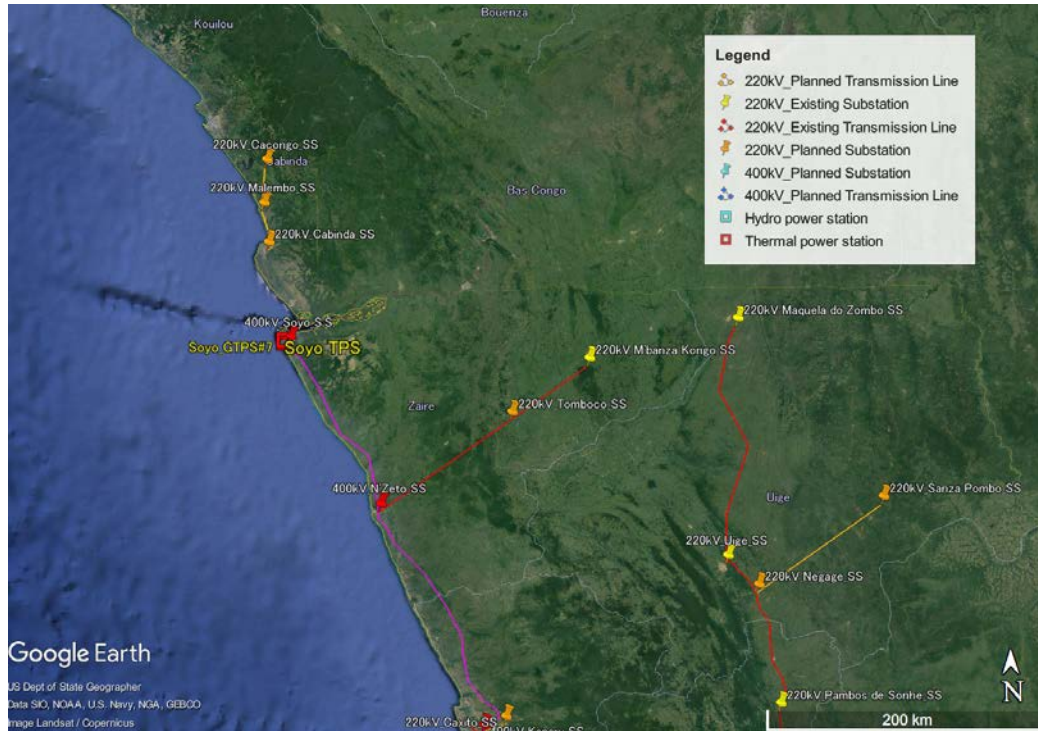
| Central hidroeléctrica (HPP)<br><PP existente (capacidade disponível)><br><Plano de Desenvolvimento> | (Rio)     | Área    | Instalada | 2017  | 2018 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | Linha de transmissão |                             |                |
|--|-----------|---------|-----------|-------|------|------|------|------|------|------|----------------------|-----------------------------|----------------|
|  |           |         |           |       |      |      |      |      |      |      | Tensão               | Subestação Conectada        | Distância (km) |
| Central Lauca  | Kuanza    | Norte   | 2,070     | 931.5 | 1863 | 2070 | 2070 | 2070 | 2070 | 2070 | 400kV                | Cambutas                    | 224            |
| Central Caculo Cabaça  | Kuanza    | Norte   | 2,172     |       |      |      | 2172 | 2172 | 2172 | 2172 | 400kV                | Cambutas                    | 54             |
| Central Zenzo  | Kuanza    | Norte   | 950       |       |      |      |      |      | 950  | 950  | 400kV                | Cambutas                    | 41             |
| Central Túmulo Caçador   | Kuanza    | Norte   | 453       |       |      |      |      |      |      | 453  | 220kV                | Cambutas                    | 16             |
| Central Quissonde  | Kuanza    | Norte   | 121       |       |      |      |      |      |      |      | 220kV                | -                           | -              |
| Central Genga (2)  | Quive     | Norte   | 900       |       |      |      |      |      | 900  | 900  | 400kV                | Subestação de manobra Benga | 30             |
| Central Benga  | Quive     | Norte   | 1,000     |       |      |      |      |      |      |      | 400kV                | -                           | -              |
| Central Quilengue (5)  | Quive     | Norte   | 210       |       |      |      |      | 210  | 210  | 210  | 220kV                | Gabera                      | 37             |
| Central Lomaum Extension   | Catumbela | Central | 215       |       | 65   | 65   | 65   | 65   | 65   | 65   | 220kV                | Nova_Biopio                 | 81             |
| Central Lomaum 2   | Catumbela | Central | 150       |       |      |      |      |      |      |      | 220kV                | -                           | -              |
| Central Baynes (50% Angola)  | Cumene    | Sul     | 300       |       |      |      |      | 300  | 300  | 300  | 400kV                | Cahama                      | 195            |
| Central Luachimo (extensão)  |           | Leste   | 34        |       |      | 34   | 34   | 34   | 34   | 34   | 60kV                 | Dundo                       | 5              |
| Total Candidato =  |           |         |           | 7,154 | 2631 | 3577 | 3818 | 5935 | 6445 | 8295 | 8748                 |                             |                |

| Central Termoelectrica (TPP) <Plano de Desenvolvimento> | Tipo | Área     | (MW) | 2017  | 2018 | 2020 | 2025 | 2030  | 2035  | 2040  | Linha de transmissão |                      |                |
|---|------|----------|------|-------|------|------|------|-------|-------|-------|----------------------|----------------------|----------------|
|   |      |          |      |       |      |      |      |       |       |       | Tensão               | Subestação Conectada | Distância (km) |
| Central Soyo 1  | CCGT | Zaire    | 750  | 250   | 750  | 750  | 750  | 750   | 750   | 750   | 400kV                | Soyo_SS              | 5              |
| Central Soyo 2  | CCGT | Zaire    | 750  |       |      |      | 750  | 750   | 750   | 750   | 400kV                | Soyo_SS              | 5              |
| Central Lobito CCGT No.1                                | CCGT | Benguela | 750  |       |      |      | 375  | 750   | 750   | 750   | 400kV                | Nova_Biopio_SS       | 23             |
| Central Lobito CCGT No.2                                | CCGT | Benguela | 750  |       |      |      |      |       | 750   | 750   | 400kV                | Nova_Biopio_SS       | 23             |
| Central Namibe CCGT No. 3                               | CCGT | Namibe   | 750  |       |      |      |      |       |       | 750   | 220kV                | Namibe_SS            | 17             |
| Central Lobito CCGT No.4                                | CCGT | Benguela | 375  |       |      |      |      |       |       | 375   | 400kV                | Nova_Biopio_SS       | 23             |
| Central Cacucaco GT nº 1                                | GT   | Luanda   | 375  |       |      |      | 125  | 250   | 375   | 375   | 220kV                | Cacucaco             | 5              |
| Central Cacucaco GT nº 2                                | GT   | Luanda   | 375  |       |      |      | 125  | 125   | 250   | 375   | 220kV                | Cacucaco             | 5              |
| Central Boavista GT No.3                                | GT   | Luanda   | 375  |       |      |      | 125  | 125   | 250   | 375   | 220kV                | Sambizanga           | 5              |
| Central Quileva GT No. 4                                | GT   | Benguela | 250  |       |      |      |      | 125   | 250   | 250   | 220kV                | Quileva              | 1              |
| Central Quileva GT No. 5                                | GT   | Benguela | 250  |       |      |      |      | 125   | 250   | 250   | 220kV                | Quileva              | 1              |
| Central Quileva GT No. 6                                | GT   | Benguela | 250  |       |      |      |      | 125   | 250   | 250   | 220kV                | Quileva              | 1              |
| Central Soyo GT No. 7                                   | GT   | Zaire    | 375  |       |      |      |      | 125   | 250   | 375   | 400kV                | Soyo_SS              | 5              |
| Total Candidato =                                       |      |          |      | 6,375 | 250  | 750  | 750  | 2,250 | 3,250 | 4,875 | 6,375                |                      |                |

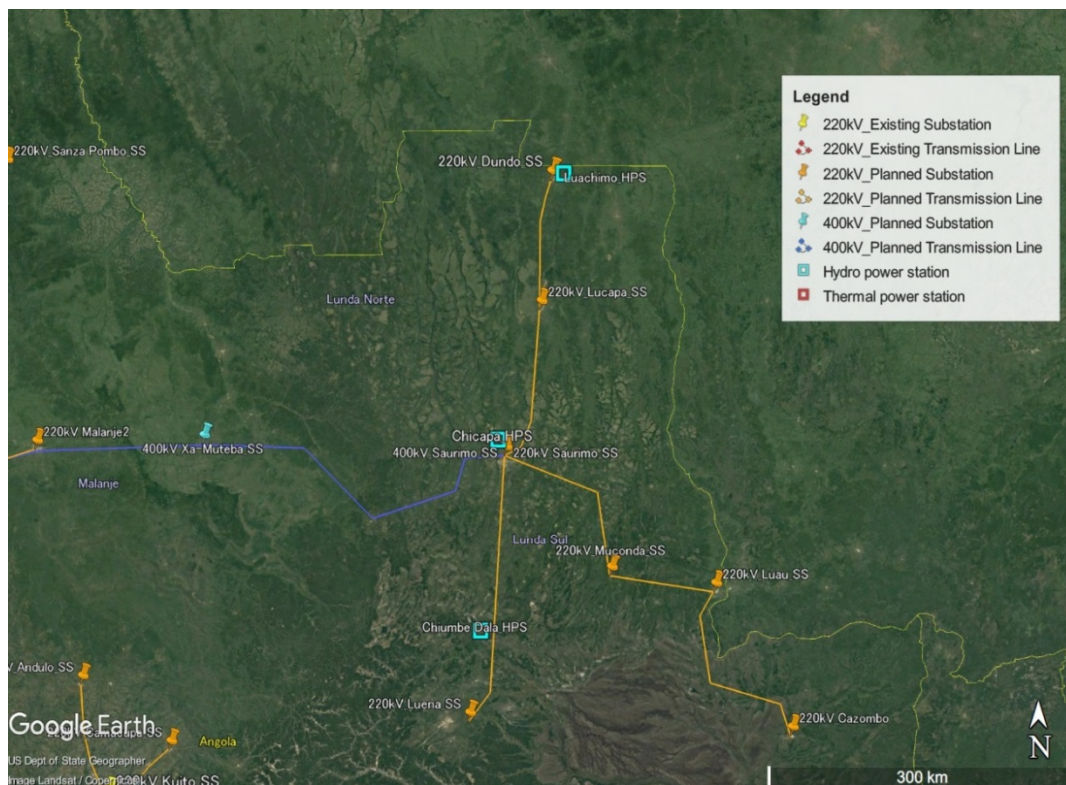
(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Na próxima página serão mostrados os respectivos mapas de resumo das linhas de transmissão de conexão às fontes de energia.



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

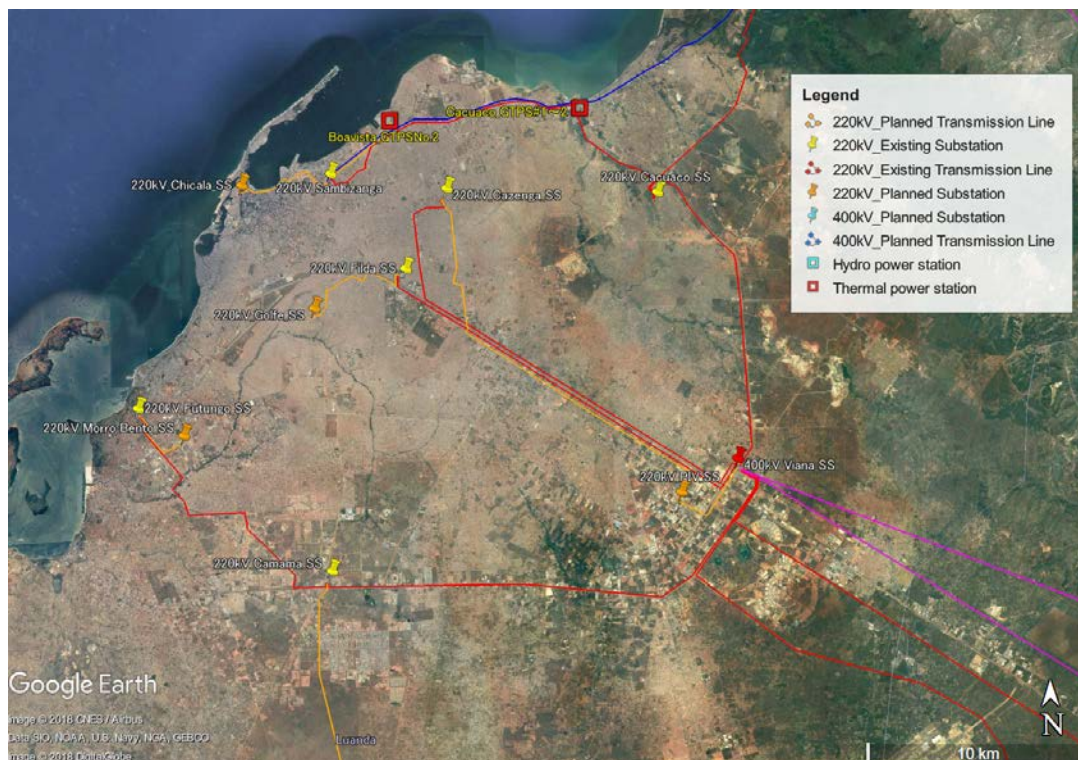
**Figura 7-28** A conexão da central térmica de Soyo ao sistema



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

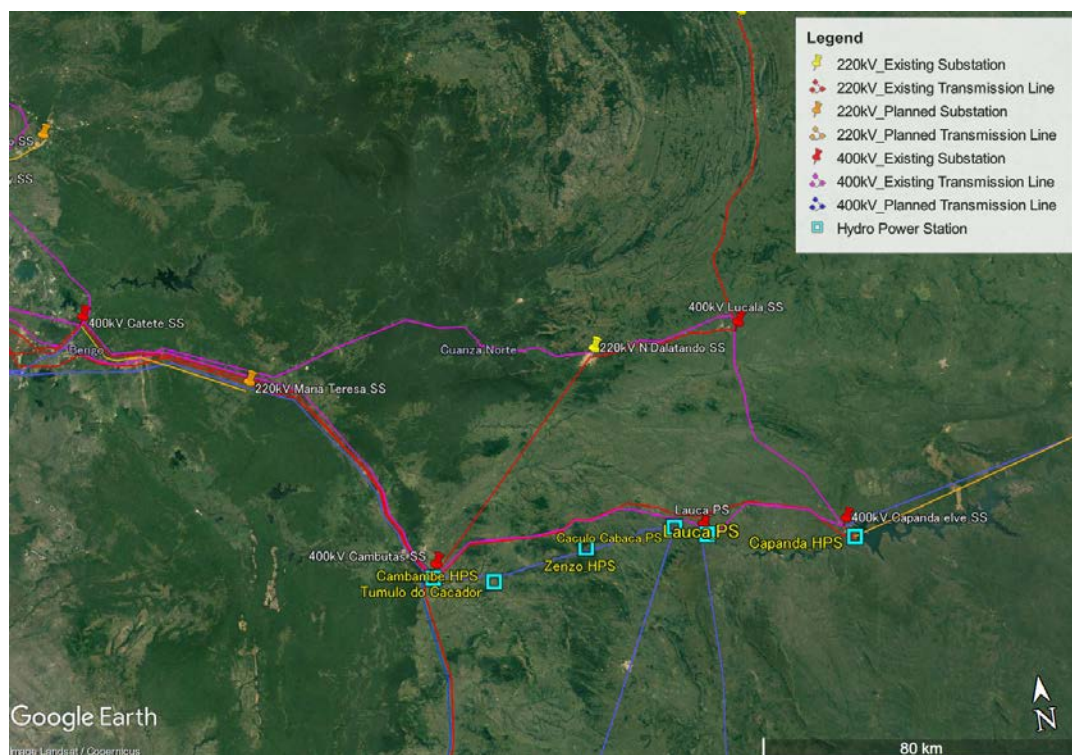
**Figura 7-29** A conexão da central hidroelétrica de Luachimo ao sistema





(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

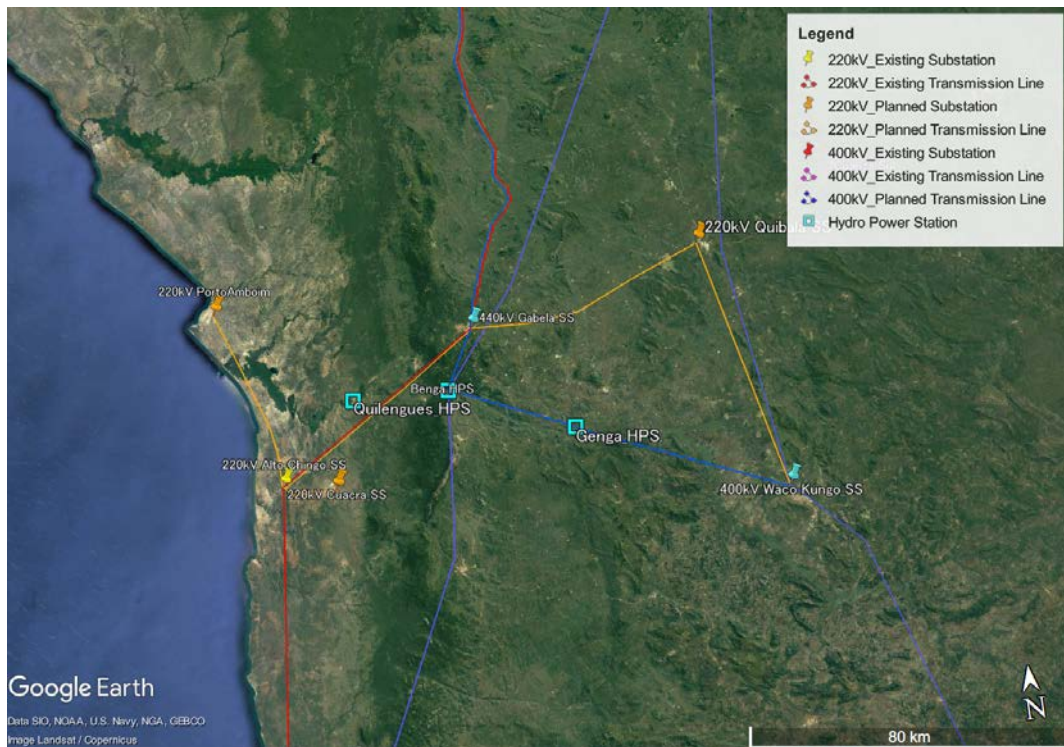
**Figura 7-30 A conexão das centrais hidroeléctricas da área de Luanda**



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

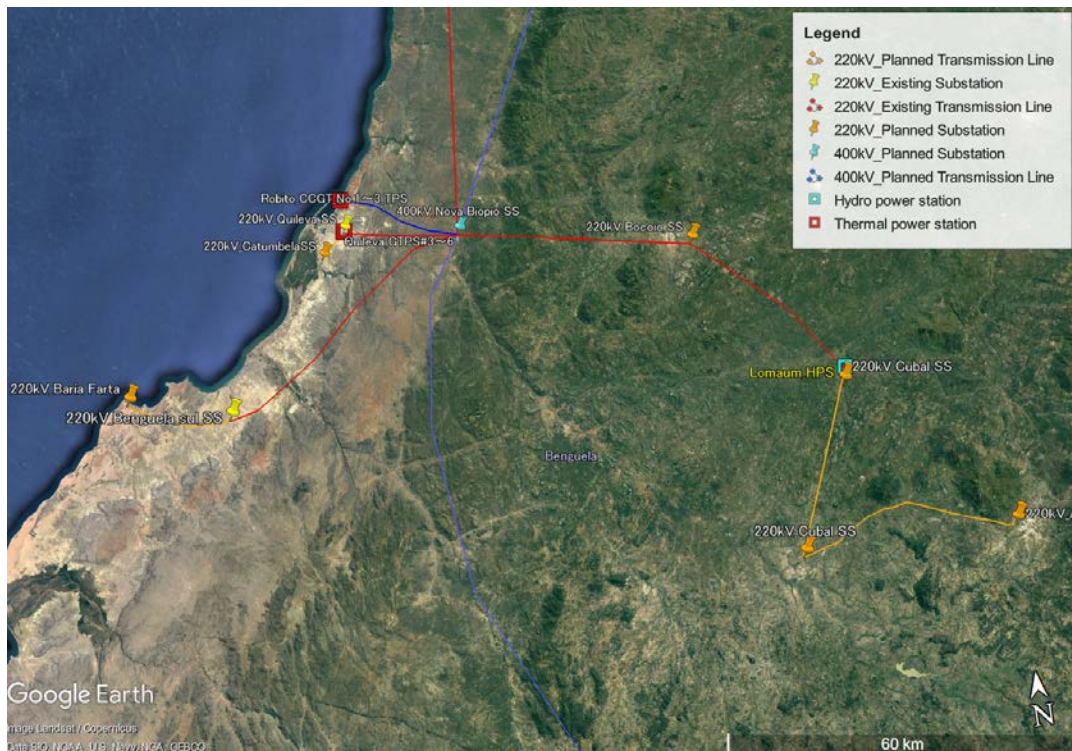
**Figura 7-31 A conexão das centrais hidroeléctricas da bacia do rio Cuanza**





(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

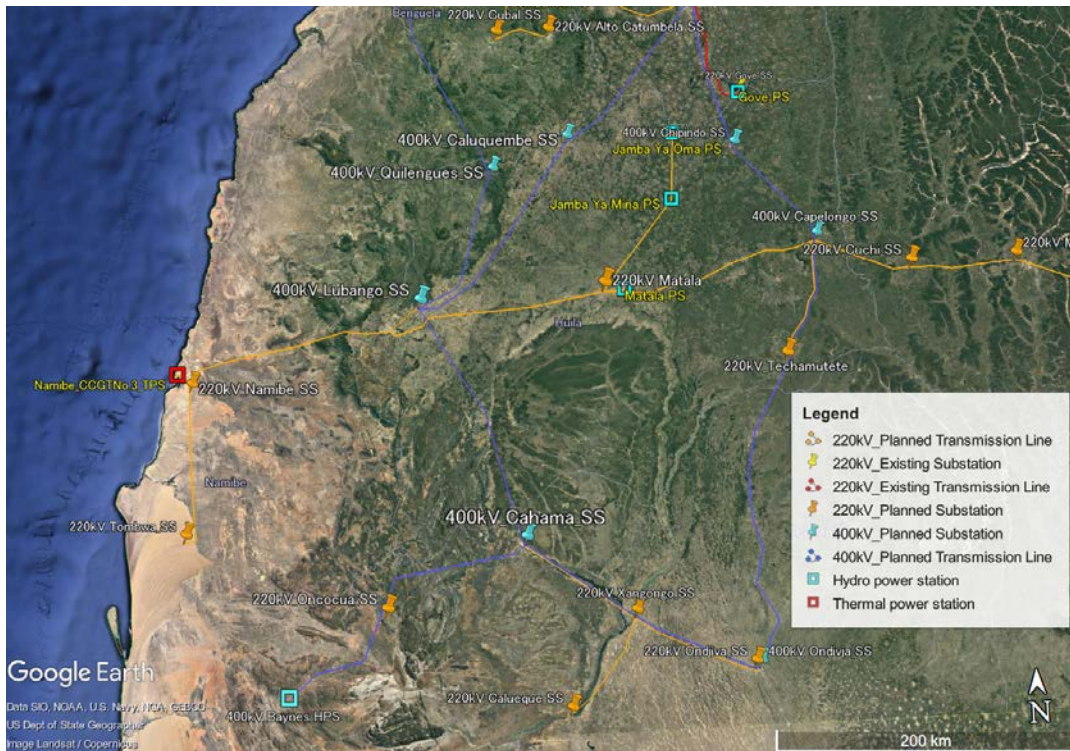
**Figura 7-32** A conexão das centrais hidroeléctricas da bacia do rio Quive



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-33** A conexão ao sistema nas proximidades da central térmica de Lobito





(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-34 A conexão da central térmica de Namibe e hidroeléctrica de Baynes ao sistema**

### 7.7.5 Plano de instalações principais de transmissão e transformação de 400 kV baseado na análise do sistema de energia

O plano de transmissão e transformação de 400 kV citado na **7.6.1.** foi revisado conforme a Tabela 7-18 e a Tabela 7-19, com base nos resultados da análise por PSSE, que é o programa de análise do sistema de energia de padrão mundial, além de outras considerações adicionais e com base no plano existente de desenvolvimento de sistemas de energia da RNT e pelas cargas e capacidades das subestações de fornecimento regional definidas a partir da previsão de demanda.

O plano instalações de transformação de 400 kV baseou-se na previsão da demanda de 2040 e incluiu mais 4 novas subestações além de revisões na capacidade das subestações existentes e as suas épocas de entrada em operação, e também acrescentou as capacidades adicionais necessárias às subestações existentes.

Os dados marcados em letra azul indicam aqueles que sofreram alteração ou que foram adicionados.

A capacidade total das novas subestações é de 12.720 MVA, que apresenta um incremento de cerca de 5.500 MVA em relação ao plano existente até 2027 que é de 7.290 MVA. Em 2040 haverá um aumento brusco do sistema que terá de 21.840 MVA, isso se deve principalmente à necessidade em atender ao aumento da demanda na capital Luanda que receber um reforço de cerca de 5.000 MVA (principalmente na subestação Viana) sobre os cerca de 2.000 MVA das subestações existentes, e o reforço de 2.000 MVA aos sistemas regionais.

**Tabela 7-18 Plano de instalações de transformação do sistema principal de 400 kV baseado na análise do sistema de energia**

| No. Projecto                           | Area        | Tensão (kV) | Nome da Subestação | Capacidade (MVA) | Ano de operação | Melhoria (Upgrade) |       |      |      | Capacidade e Final (MVA) |
|--|-------------|-------------|--------------------|------------------|-----------------|--------------------|-------|------|------|--------------------------|
|  |             |             |                    |                  |                 | 2025               | 2030  | 2035 | 2040 |                          |
| 1                                      | Cuanza Sul  | 400         | Waco Kungo         | 450              | 2020            | 450                |       |      |      | 900                      |
| 2                                      | Huambo      | 400         | Belem do Huambo    | 1,350            | 2020            |                    |       |      |      | 1,350                    |
| 3                                      | Luanda      | 400         | Bitá               | 900              | 2022            | 450                |       | 450  |      | 1,800                    |
| 4                                      | Huila       | 400         | Lubango            | 900              | 2025            |                    |       |      |      | 900                      |
| 5                                      | Huila       | 400         | Capelongo          | 900              | 2025            |                    |       |      |      | 900                      |
| 6                                      | Huila       | 400         | Caluquembe         | 120              | 2025            |                    |       |      |      | 120                      |
| 7                                      | Benguela    | 400         | Nova Biopio        | 900              | 2025            |                    |       |      |      | 900                      |
| 8                                      | Sul         | 400         | Cahama             | 900              | 2025            |                    |       |      |      | 900                      |
| 9                                      | Leste       | 400         | Saurimo            | 900              | 2025            |                    |       |      |      | 900                      |
| 10                                     | Lunda Norte | 400         | Xa-Muteba          | 360              | 2025            |                    |       |      |      | 360                      |
| 11                                     | Cunene      | 400         | Ondjiva            | 900              | 2035            |                    |       |      |      | 900                      |
| 12                                     | Huila       | 400         | Quilengues         | 120              | 2025            |                    |       |      |      | 120                      |
| 13                                     | Cuanza Sul  | 400         | Gabela             | 900              | 2025            |                    |       |      |      | 900                      |
| 14                                     | Luanda      | 400         | Sambizanga         | 1,860            | 2025            |                    |       |      |      | 1,860                    |
| 15                                     | Malanje     | 400         | Lucapa             | 900              | 2025            |                    |       | 450  |      | 1,350                    |
| 16                                     | Chipindo    | 400         | Chipindo           | 360              | 2025            |                    |       |      |      | 360                      |
| 17                                     | Zaire       | 400         | N'Zeto             | 450              | existente       | 450                |       |      |      | 900                      |
| 18                                     | Luanda      | 400         | Viana              | 210              | existente       | 2,790              | 930   |      |      | 3,720                    |
| 19                                     | Bengo       | 400         | Kapary             | 450              | existente       | 450                | 450   |      |      | 1,350                    |
| 20                                     | Luanda      | 400         | Catete             | 900              | existente       |                    | 450   |      |      | 1,350                    |
| Capacidade total das novas subestações |             |             |                    | 12,720           | Subtotal        | 4,590              | 1,830 | 900  | 0    | 21,840                   |

O plano das instalações de transmissão de 400 kV com o objectivo de atender ao critério de fiabilidade N-1, duplicou as linhas de transmissão das grandes centrais hidroeléctricas de grande importância, além de acrescentar 6 novas linhas, ao mesmo tempo em que revisou no sentido de duplicar as linhas existentes para as grandes fontes de energia hídrica. Além disso, revisou para 10 o número de linhas de transmissão relacionadas à adição de 4 subestações no plano. Além disso, a conexão à central hidroeléctrica de Caculo Cabaça foi duplicada e a transmissão à subestação Catete será feita via subestação Lauca.

**Tabela 7-19 Plano de instalações de transmissão do sistema principal de 400 kV baseado na análise do sistema de energia**

| No. Projecto | Area               | Tensão (kV)    | Ponto inicial               | Ponto final            | No. de circuitos | Extensão da linha (km) | Ano de operação | Observações                   |
|--------------|--------------------|----------------|-----------------------------|------------------------|------------------|------------------------|-----------------|-------------------------------|
| 1            | Norte              | 400            | <b>Catete</b>               | <b>Bitá</b>            | 2                | 54                     | 2022            |                               |
|              | <del>Norte</del>   | <del>400</del> | <del>Cambutas</del>         | <del>Bitá</del>        | <del>1</del>     |                        | <del>2022</del> |                               |
| 2            | Norte              | 400            | <b>Cambutas</b>             | <b>Caculo Cabaça</b>   | 2                | 54                     | 2023            | Dualização                    |
| 3            | Norte              | 400            | <del>Caculo Cabaça</del>    | <del>Bitá</del>        | <del>1</del>     |                        | <del>2023</del> |                               |
| 4            | Norte              | 400            | <b>Cambutas</b>             | <b>Catete</b>          | 1                | 123                    | 2025            | Dualização                    |
| 5            | Norte              | 400            | <b>Catete</b>               | <b>Viana</b>           | 1                | 36                     | 2025            | Dualização                    |
| 6            | Norte              | 400            | <b>Lauca</b>                | <b>Capanda elev.</b>   | 1                | 41                     | 2025            | Dualização                    |
| 7            | Norte              | 400            | <b>Kapary</b>               | <b>Sambizanga</b>      | 2                | 45                     | 2025            | Para nova subestação          |
| 8            | Norte              | 400            | <b>Lauca</b>                | <b>Catete</b>          | 2                | 190                    | 2025            | Alteração do Plano de Conexão |
| 9            | Norte              | 400            | <b>Lauca</b>                | <b>Caculo Cabaça</b>   | 2                | 25                     | 2025            | Alteração do Plano de Conexão |
| 10           | Central            | 400            | <b>Lauca</b>                | <b>Waco Kungo</b>      | 1                | 177                    | 2020            |                               |
| 11           | Central            | 400            | <b>Waco Kungo</b>           | <b>Belem do Huambo</b> | 1                | 174                    | 2020            |                               |
|              | <del>Central</del> | <del>400</del> | <del>Belem do Huambo</del>  | <del>Lubango</del>     | <del>1</del>     |                        | <del>2022</del> |                               |
|              | <del>Central</del> | <del>400</del> | <del>Belem do Huambo</del>  | <del>Capelongo</del>   | <del>1</del>     | <del>202</del>         | <del>2022</del> |                               |
| 12           | Central            | 400            | <b>Lauca</b>                | <b>Waco Kungo</b>      | 1                | 177                    | 2025            | Dualização                    |
| 13           | Central            | 400            | <b>Waco Kungo</b>           | <b>Belem do Huambo</b> | 1                | 174                    | 2025            | Dualização                    |
|              | <del>Central</del> | <del>400</del> | <del>Caculo Cabaça</del>    | <del>Nova Biopio</del> | <del>1</del>     |                        | <del>2025</del> |                               |
| 14           | Central            | 400            | <b>Cambutas</b>             | <b>Gabela</b>          | 2                | 131                    | 2025            | Para nova subestação          |
| 15           | Central            | 400            | <b>Gabela</b>               | <b>Bengo</b>           | 2                | 25                     | 2025            | Para nova subestação          |
| 16           | Central            | 400            | <b>Bengo</b>                | <b>Nova Biopio</b>     | 2                | 200                    | 2025            | Para nova subestação          |
|              | <del>Central</del> | <del>400</del> | <del>Nova Biopio</del>      | <del>Lubango</del>     | <del>1</del>     |                        | <del>2025</del> |                               |
| 17           | Central            | 400            | <b>Bengo</b>                | <b>Genga</b>           | 2                | 30                     | 2035            |                               |
| 18           | Sul                | 400            | <b>Belem do Huambo</b>      | <b>Caluquembe</b>      | 2                | 175                    | 2025            | Para nova subestação          |
| 19           | Sul                | 400            | <b>Caluquembe</b>           | <b>Lubango 2</b>       | 2                | 168                    | 2025            | Para nova subestação          |
| 20           | Sul                | 400            | <b>Belem do Huambo</b>      | <b>Chipindo</b>        | 2                | 114                    | 2025            | Para nova subestação          |
| 21           | Sul                | 400            | <b>Chipindo</b>             | <b>Capelongo</b>       | 2                | 109                    | 2025            | Para nova subestação          |
| 22           | Sul                | 400            | <b>Nova Biopio</b>          | <b>Quilengues</b>      | 2                | 117                    | 2025            | Para nova subestação          |
| 23           | Sul                | 400            | <b>Quilengues</b>           | <b>Lubango 2</b>       | 2                | 143                    | 2025            | Para nova subestação          |
| 24           | Sul                | 400            | <b>Lubango 2</b>            | <b>Cahama</b>          | 2                | 190                    | 2025            |                               |
| 25           | Sul                | 400            | <b>Capelongo</b>            | <b>Ondjiva</b>         | 1                | 312                    | 2035            |                               |
| 26           | Sul                | 400            | <b>Cahama</b>               | <b>Ondjiva</b>         | 1                | 175                    | 2035            |                               |
|              | <del>Sul</del>     | <del>400</del> | <del>Biopio - Lubango</del> | <del>Caluquembe</del>  | <del>2</del>     | <del>5</del>           | <del>2027</del> |                               |
|              | <del>Sul</del>     | <del>400</del> | <del>Dango - Lubango</del>  | <del>Quilengues</del>  | <del>2</del>     | <del>5</del>           | <del>2027</del> |                               |
| 27           | Sul                | 400            | <b>Cahama</b>               | <b>Ruacana</b>         | 2                | 125                    | 2027            | Interconexão Internacional    |
| 28           | Sul                | 400            | <b>Cahama</b>               | <b>Baynes</b>          | 2                | 195                    | 2030            |                               |
| 29           | Leste              | 400            | <b>Capanda elev</b>         | <b>Xa-Muteba</b>       | 2                | 266                    | 2025            |                               |
| 30           | Leste              | 400            | <b>Xa-Muteba</b>            | <b>Surimo</b>          | 2                | 335                    | 2025            |                               |
| Total        |                    |                |                             |                        |                  | 4,292                  |                 |                               |

### 7.7.6 Visão futura do sistema principal de transmissão

Normalmente, as localizações das instalações de geração e do centro de demanda são diferentes, e é necessário construir instalações de transmissão de energia como as linhas de transmissão para solucionar o desequilíbrio regional na oferta e demanda de energia eléctrica. Por essa razão, a ideia básica do Plano de desenvolvimento do sistema principal de transmissão de energia é compreender o nível de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de cada região e avaliar as medidas eficientes de envio de energia excedente à região deficiente. No entanto, como as linhas de transmissão serão usadas por um período longo de mais de 20 anos após a sua construção, é extremamente importante preparar uma visão futura do sistema principal de transmissão que vislumbre um período de 20 anos ou mais anos de modo a evitar a sobreposição desnecessária de investimentos. Para tanto, o ano a considerar na análise foi fixado em 2040, que é o ano horizonte do Plano Director de Energia Eléctrica.

### 7.7.7 Previsão de demanda nas subestações

Com base no modelo de carga das subestações existente nos dados de PSSE de 2040 fornecidos pela RNT, estimou-se a carga no sistema de 132 kV em 2025, 2030, 2035 e 2040, pelo aumento ou diminuição de carga para que a demanda total e a demanda de cada província correspondesse aos respectivos valores de 2025, 2030, 2035 e 2040. A **Tabela 7-20** mostra as cargas das subestações do modelo (Pload para carga de energia activa, e Qload para carga de energia reactiva). Além disso, a carga de intercâmbio com o SAPP foi definido em 400 MW.

**Tabela 7-20 Lista de cargas nas subestações**

| No. de barramento | Nome do barramento | Nome da Zona | 2025       |              | 2030       |              | 2035       |              | 2040       |              |
|-------------------|--------------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|
|                   |                    |              | Pload (MW) | Qload (Mvar) | Pload (MW) | Qload (Mvar) | Pload (MW) | Qload (Mvar) | Pload (MW) | Qload (Mvar) |
| 10011             | M_CONGO_60 60.000  | ZAIRE        | 29.06      | 9.07         | 52.16      | 16.29        | 79.28      | 24.75        | 115.63     | 36.10        |
| 10013             | NZETO_15 15.000    | ZAIRE        | 5.77       | 1.80         | 10.28      | 3.21         | 11.87      | 3.71         | 16.79      | 5.24         |
| 10018             | SOYO_60_1 60.000   | ZAIRE        | 68.05      | 21.25        | 98.29      | 30.69        | 129.47     | 40.43        | 151.82     | 47.41        |
| 10031             | TOMBOCO_30 30.000  | ZAIRE        | 2.03       | 0.63         | 3.70       | 1.15         | 9.72       | 3.04         | 18.95      | 5.92         |
| 11001             | UIGE_60 60.000     | UIGE         | 139.82     | 43.66        | 187.84     | 58.65        | 175.63     | 54.84        | 203.45     | 64.24        |
| 11008             | M_ZOMBO_60 60.000  | UIGE         | 16.18      | 5.05         | 21.81      | 6.81         | 20.43      | 6.38         | 44.82      | 14.15        |
| 11013             | NEGAGE_60 60.000   | UIGE         | 0.00       | 0.00         | 46.42      | 14.49        | 125.35     | 39.14        | 144.47     | 45.62        |
| 11018             | S_POMBO_60 60.000  | UIGE         | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 31.19      | 9.74         | 81.74      | 25.81        |
| 11021             | DAMBA_30 30.000    | UIGE         | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 17.82      | 5.56         | 26.04      | 6.46         |
| 12001             | CACUACO_60 60.000  | LUANDA       | 304.86     | 95.19        | 386.60     | 120.72       | 517.88     | 161.71       | 557.44     | 174.06       |
| 12003             | CAMAMA_60 60.000   | LUANDA       | 271.93     | 84.91        | 333.47     | 104.13       | 415.85     | 129.85       | 418.94     | 130.81       |
| 12006             | CAZENGA_60 60.000  | LUANDA       | 163.32     | 51.00        | 208.49     | 65.10        | 281.24     | 87.82        | 300.37     | 93.79        |
| 12008             | FILDA_60 60.000    | LUANDA       | 108.88     | 34.00        | 138.99     | 43.40        | 187.49     | 58.54        | 200.25     | 62.53        |
| 12010             | VIANA_60 60.000    | LUANDA       | 623.39     | 194.65       | 798.05     | 249.19       | 672.06     | 209.85       | 666.65     | 208.16       |
| 12127             | SAMBZANG_60 60.000 | LUANDA       | 270.79     | 84.56        | 368.45     | 115.05       | 42.35      | 13.22        | 489.18     | 152.75       |
| 12133             | M_BENTO_60 60.000  | LUANDA       | 203.95     | 63.68        | 250.10     | 78.09        | 311.89     | 97.39        | 314.20     | 98.11        |
| 12138             | CATETE_60 60.000   | LUANDA       | 30.98      | 9.67         | 43.63      | 13.62        | 55.60      | 17.36        | 56.89      | 17.76        |
| 12140             | RAMIROS_60 60.000  | LUANDA       | 75.79      | 23.67        | 95.10      | 29.70        | 118.74     | 37.08        | 119.72     | 37.38        |
| 12143             | BITA_60 60.000     | LUANDA       | 135.97     | 42.46        | 166.74     | 52.06        | 207.93     | 64.93        | 209.47     | 65.41        |
| 12146             | PIV_60 60.000      | LUANDA       | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 403.23     | 125.91       | 399.99     | 124.90       |
| 12268             | ZANGO_60 60.000    | LUANDA       | 155.85     | 48.66        | 199.51     | 62.30        | 268.82     | 83.94        | 266.66     | 83.26        |
| 12301             | CHICALA_60 60.000  | LUANDA       | 236.94     | 73.99        | 322.40     | 100.67       | 430.14     | 134.31       | 428.04     | 133.65       |
| 12306             | GOLF_60 60.000     | LUANDA       | 169.25     | 52.85        | 230.28     | 71.91        | 307.24     | 95.94        | 305.74     | 95.47        |
| 13006             | KAPARY_60 60.000   | BENGO        | 88.91      | 27.76        | 135.29     | 42.25        | 203.53     | 63.55        | 267.05     | 83.39        |
| 13007             | DANDE_220 220.00   | BENGO        | 20.68      | 6.46         | 27.17      | 8.48         | 24.18      | 7.55         | 28.48      | 8.89         |
| 13031             | CAXITO_110 110.00  | BENGO        | 9.51       | 2.97         | 14.19      | 4.43         | 14.47      | 4.52         | 20.18      | 6.30         |
| 14010             | NDALAT_60 60.000   | Kwanza Norte | 52.51      | 16.39        | 77.90      | 24.32        | 46.56      | 14.54        | 60.40      | 18.86        |
| 14012             | P_SONHE_30 30.000  | Kwanza Norte | 8.47       | 2.64         | 14.98      | 4.68         | 15.30      | 4.78         | 25.47      | 7.95         |
| 14024             | CAMBUTAS_60 60.000 | Kwanza Norte | 66.04      | 20.62        | 94.69      | 29.57        | 111.38     | 34.78        | 141.40     | 44.15        |
| 14044             | M_TERESA_60 60.000 | Kwanza Norte | 23.98      | 7.49         | 32.96      | 10.29        | 41.44      | 12.94        | 47.67      | 14.89        |
| 14070             | LUCALA_60 60.000   | Kwanza Norte | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 73.39      | 22.92        | 83.02      | 25.92        |
| 15017             | MALANJE_110 110.00 | MALANGE      | 95.43      | 29.80        | 140.14     | 43.76        | 189.35     | 59.12        | 237.14     | 74.05        |
| 15020             | CAP_ELEV_110110.00 | MALANGE      | 51.38      | 16.04        | 67.90      | 21.20        | 89.60      | 27.98        | 104.00     | 32.47        |
| 15021             | K_NZOJI_110 110.00 | MALANGE      | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 0.97       | 0.30         | 2.20       | 0.69         |
| 15022             | CANGNDAL_110110.00 | MALANGE      | 4.99       | 1.56         | 8.15       | 2.54         | 10.55      | 3.30         | 15.68      | 4.89         |

| No. de barramento | Nome do barramento | Nome da Zona | 2025       |              | 2030       |              | 2035       |              | 2040       |              |
|-------------------|--------------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|
|                   |                    |              | Pload (MW) | Qload (Mvar) | Pload (MW) | Qload (Mvar) | Pload (MW) | Qload (Mvar) | Pload (MW) | Qload (Mvar) |
| 20027             | KILEVA_60_60.000   | BENGUELA     | 106.25     | 33.18        | 144.68     | 45.18        | 151.28     | 47.24        | 147.09     | 45.93        |
| 20053             | CATUMB_1_60_60.000 | BENGUELA     | 74.22      | 23.17        | 94.28      | 29.44        | 121.48     | 37.93        | 121.76     | 38.02        |
| 20066             | B.SUL_60_60.000    | BENGUELA     | 169.94     | 53.06        | 183.63     | 57.34        | 196.91     | 61.49        | 222.54     | 69.49        |
| 20072             | CUBAL_60_60.000    | BENGUELA     | 52.54      | 16.40        | 53.11      | 16.58        | 78.86      | 24.63        | 119.84     | 37.42        |
| 20075             | BOCOIO_60_60.000   | BENGUELA     | 12.56      | 3.92         | 17.91      | 5.59         | 69.69      | 21.76        | 116.93     | 36.51        |
| 20077             | B.FARTA_60_60.000  | BENGUELA     | 0.00       | 0.00         | 46.91      | 14.65        | 64.93      | 20.27        | 69.46      | 21.69        |
| 20079             | A.CATUMB_60_60.000 | BENGUELA     | 0.00       | 0.00         | 22.13      | 6.91         | 50.72      | 15.84        | 84.36      | 26.34        |
| 21014             | DANGO_60_60.000    | HUAMBO       | 150.72     | 47.06        | 224.73     | 70.17        | 313.48     | 97.88        | 394.64     | 123.23       |
| 21025             | UKUMA_60_60.000    | HUAMBO       | 11.56      | 3.61         | 17.27      | 5.39         | 23.71      | 7.40         | 44.54      | 13.91        |
| 21031             | CATCH_60_60.000    | HUAMBO       | 43.02      | 13.43        | 40.38      | 12.61        | 59.25      | 18.50        | 86.08      | 26.88        |
| 21036             | BAILUNDO_60_60.000 | HUAMBO       | 0.00       | 0.00         | 36.04      | 11.25        | 57.70      | 18.02        | 88.27      | 27.56        |
| 22001             | KUITO_60_60.000    | BIE          | 69.77      | 21.79        | 103.59     | 32.35        | 174.09     | 54.36        | 254.15     | 79.36        |
| 22009             | ANDULO_60_60.000   | BIE          | 12.33      | 3.85         | 27.19      | 8.49         | 28.24      | 8.82         | 50.33      | 15.72        |
| 22021             | CHITEMBO_30_30.000 | BIE          | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 5.50       | 1.72         | 18.87      | 5.89         |
| 23002             | GABELA_60_60.000   | Kwanza Sul   | 60.93      | 19.02        | 88.76      | 27.71        | 107.68     | 33.62        | 138.80     | 43.34        |
| 23005             | A.CH.RNT_60_60.000 | Kwanza Sul   | 35.59      | 11.11        | 63.56      | 19.85        | 70.93      | 22.15        | 97.85      | 30.55        |
| 23011             | W.KUNGO_60_60.000  | Kwanza Sul   | 10.77      | 3.36         | 17.19      | 5.37         | 22.27      | 6.95         | 43.43      | 13.56        |
| 23013             | CUACRA_60_60.000   | Kwanza Sul   | 14.68      | 4.58         | 23.59      | 7.37         | 28.14      | 8.79         | 29.38      | 9.17         |
| 23018             | P_AMBOIM_60_60.000 | Kwanza Sul   | 38.46      | 12.01        | 47.89      | 14.95        | 95.75      | 29.90        | 97.45      | 30.43        |
| 23021             | QUIBALA_60_60.000  | Kwanza Sul   | 13.47      | 4.21         | 21.85      | 6.82         | 34.97      | 10.92        | 66.86      | 20.88        |
| 23022             | MUSSENDE_110110.00 | Kwanza Sul   | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 9.57       | 2.99         | 20.54      | 6.41         |
| 30013             | NAMIBE_60_2_60.000 | NAMIBE       | 93.69      | 29.26        | 125.99     | 39.34        | 174.16     | 54.38        | 212.68     | 66.41        |
| 30017             | TOMBWA_60_60.000   | NAMIBE       | 35.01      | 10.93        | 43.01      | 13.43        | 38.12      | 11.90        | 45.89      | 14.33        |
| 31018             | LUBANG_3_60_60.000 | HUILA        | 67.50      | 21.08        | 92.73      | 28.96        | 142.21     | 44.40        | 198.53     | 61.99        |
| 31030             | MATALA_60_60.000   | HUILA        | 18.38      | 5.74         | 25.83      | 8.06         | 43.68      | 13.64        | 64.22      | 20.05        |
| 31044             | TCHAMUTE_60_60.000 | HUILA        | 41.02      | 12.81        | 46.43      | 14.50        | 56.33      | 17.59        | 61.63      | 19.24        |
| 31056             | KALUKEMB_60_60.000 | HUILA        | 13.34      | 4.17         | 25.43      | 7.94         | 35.78      | 11.17        | 58.70      | 18.33        |
| 31061             | QUILENGS_60_60.000 | HUILA        | 11.12      | 3.47         | 22.70      | 7.09         | 32.69      | 10.21        | 54.20      | 16.92        |
| 31303             | NOVO_LUB_60_60.000 | HUILA        | 30.14      | 9.41         | 41.78      | 13.05        | 65.40      | 20.42        | 87.16      | 27.21        |
| 31503             | CAPLONGO_60_60.000 | HUILA        | 19.80      | 6.18         | 25.35      | 7.91         | 31.41      | 9.81         | 36.35      | 11.35        |
| 31512             | CHIPINDO_60_60.000 | HUILA        | 0.00       | 0.00         | 30.38      | 9.49         | 35.96      | 11.23        | 40.80      | 12.74        |
| 32001             | CUCHI_30_30.000    | K.KUBANGO    | 17.05      | 5.32         | 23.43      | 7.32         | 23.98      | 7.49         | 24.12      | 7.53         |
| 32004             | MENONGUE_60_60.000 | K.KUBANGO    | 69.25      | 21.62        | 117.89     | 36.81        | 172.45     | 53.85        | 214.51     | 66.98        |
| 32016             | C_CUANVL_30_30.000 | K.KUBANGO    | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 7.72       | 2.41         | 22.31      | 6.97         |
| 32018             | MAVINGA_30_30.000  | K.KUBANGO    | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 0.00       | 0.00         | 14.34      | 4.48         |
| 33002             | CAHAMA_30_30.000   | CUNENE       | 3.18       | 0.99         | 8.93       | 2.79         | 9.31       | 2.91         | 12.81      | 3.97         |
| 33004             | XANGONGO_60_60.000 | CUNENE       | 9.73       | 3.04         | 15.94      | 4.98         | 28.26      | 8.82         | 51.06      | 12.04        |
| 33006             | ONDJIVA_60_60.000  | CUNENE       | 69.79      | 21.79        | 112.12     | 35.01        | 162.69     | 50.80        | 209.45     | 69.34        |
| 40011             | DUNDO_60_60.000    | Lunda Norte  | 38.61      | 12.06        | 56.51      | 17.65        | 95.90      | 29.94        | 123.95     | 38.70        |
| 40021             | LUCAPA_60_60.000   | Lunda Norte  | 24.83      | 7.75         | 33.82      | 10.56        | 38.96      | 12.17        | 50.43      | 15.75        |
| 40031             | Xf_MUTBA_110110.00 | LUNDA NORTE  | 33.05      | 10.32        | 53.91      | 16.83        | 63.63      | 19.87        | 85.51      | 26.70        |
| 41021             | SAURIMO_60_60.000  | LUNDA SUL    | 77.40      | 24.17        | 89.14      | 27.84        | 130.45     | 40.73        | 171.55     | 53.57        |
| 41041             | MUCONDA_30_30.000  | LUNDA SUL    | 0.00       | 0.00         | 3.24       | 1.01         | 4.04       | 1.26         | 9.06       | 2.83         |
| 42000             | LUENA_110_110.00   | MOXICO       | 75.20      | 23.48        | 77.93      | 24.33        | 122.12     | 38.13        | 172.14     | 53.75        |
| 42031             | LUAU_110_110.00    | MOXICO       | 0.00       | 0.00         | 16.28      | 5.08         | 17.91      | 5.59         | 26.60      | 8.31         |
| 42041             | CAZOMBO_30_30.000  | MOXICO       | 0.00       | 0.00         | 15.18      | 4.74         | 17.45      | 5.45         | 25.27      | 7.89         |
|                   |                    | Total        | 5059.60    | 1579.86      | 6954.31    | 2171.48      | 8957.75    | 2797.06      | 10956.37   | 3421.13      |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

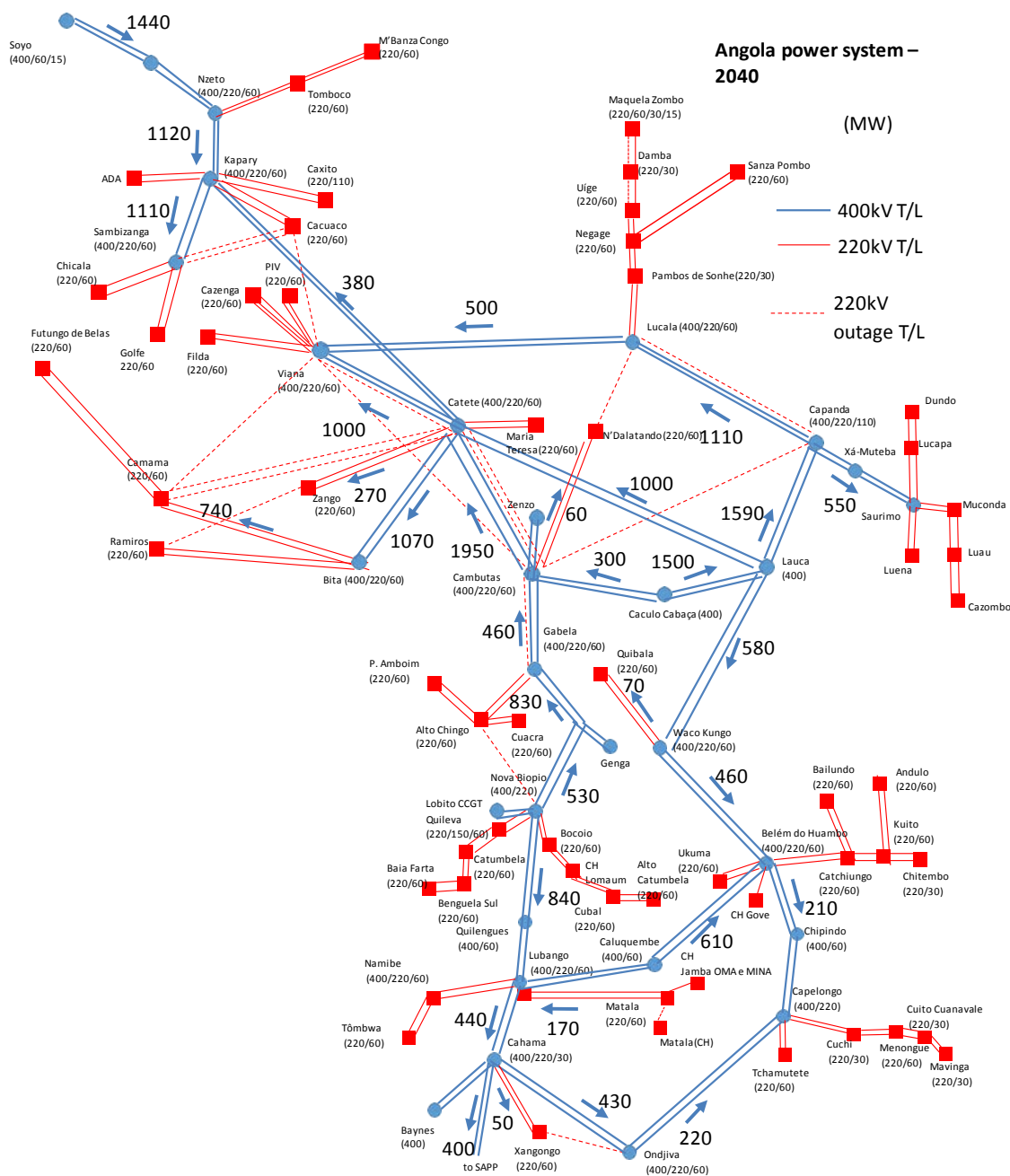
### 7.7.8 Plano de transmissão de energia para 2040

Com base nos dados da PSSE de 2040 fornecidos pela RNT, foi configurado o modelo do sistema de energia de 2040 que atende aos Plano de Fontes de Energia e a previsão de demanda elaborados pela Equipa de Estudo JICA. Foi feito o cálculo do fluxo de potência e a análise do plano do sistema até 2040.

O plano de transmissão de energia teve como premissa atender aos critérios N-1 e definiu a configuração de linhas de circuito duplo para cada traçado para as linhas de transmissão de 400 kV e 220 kV que representam o sistema principal. Além disso, Angola tem operado no actual sistema principal com uma configuração em anel (*loop*) de diferentes tensões de 400 kV e 220 kV, sendo submetido a condições complexas de operacionalidade como nos casos de ocorrência de sobrecarga na linha de transmissão de 220 kV em situações de evento inesperado durante a ocorrência de evento n-1



na linha de transmissão de 400 kV. Por isso optou-se pela prática adoptada no Japão e numerosos outros países de basicamente configurar em *loop* apenas o sistema de 400 kV, enquanto que o sistema de 220 kV apresenta um sistema radial.



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-35** Linha principal (backbone) em 2040 (400 kV, 220 kV)

### 7.7.9 Avaliação do resultado da análise do sistema de energia

Pelo PSSE confirmou-se que não houve sobrecarga e outros fenómenos em todos os eventos n-1 para todas as linhas de transmissão de 400 kV, 220 kV ou de tensões superiores, e para todos os transformadores de 400/ 220 kV, 220 kV/ 60 kV etc. com tensão primária de 220 kV ou superior. Além disso, como descrito acima, somente o sistema de transmissão de 400 kV foi configurado em *loop* e o sistema de 220 kV foi configurado em sistema radial, de modo que se evitou a operação complexa devido à configuração complexa do sistema em *loop* com diferentes tensões de 400 kV e 220 kV. Isso possibilita ao operador do sistema compreender com facilidade as condições de operação das linhas principais de 400 kV e 220 kV, mesmo que o sistema apresente condições diferentes devido a parada de instalações como linhas de transmissão para manutenção, etc., estabelecendo assim uma configuração de sistema que dificulta a ocorrência de erros.

#### 7.7.10A validade da instalação distribuída de CCGTs

As CCGTs podem ser instaladas de forma concentra em Soyo, embora nesse caso seja preciso adicionar uma linha de transmissão de 400 kV (cerca de 330 km) entre a central Soyo e a subestação Kapary.

No presente trabalho a Equipa de Estudo da JICA adoptou, do ponto de vista da segurança energética e de se evitar fazer reforço de linhas de transmissão de grandes extensões, a proposta de planeamento do sistema em distribuir os sítios de instalação de CCGTs nas localidades de Lobito e Namibe ao invés de concentrá-los em Soyo.

A Tabela 7-21 mostra as perdas na transmissão tanto pela proposta de instalação distribuída como a de instalação concentrada. A título de comparação, a demanda nas subestações é mantida igual para as duas propostas e as potências de geração mostradas na Tabela 7-21 também são consideradas basicamente iguais, excepto as das centrais de Soyo, Lobito e Namibe.

**Tabela 7-21 As perdas na transmissão nos locais de instalação de CCGT em 2040**

| Região | Instalação distribuída de CCGT em SOYO, LOBITO, NAMIBE (proposta da Equipa de Estudo da JICA) |              |                            | Instalação concentrada de CCGT em SOYO                             |              |                            |
|--------|---|--------------|----------------------------|--|--------------|----------------------------|
|        | Geração (MW)  | Demanda (MW) | Perdas na transmissão (MW) | Geração (MW)   | Demanda (MW) | Perdas na transmissão (MW) |
|        | Quantidade de geração de CCGT Soyo: 600 MW Lobito: 1800 MW Namibe: 720 MW                     |              |                            | Quantidade de geração de CCGT Soyo: 3120MW Lobito: 0MW Namibe: 0MW |              |                            |
| NORTE  | 7075,7  | 6569,9       | 159,8                      | 9100,5   | 6569,9       | 163,8                      |
| CENTRO | 3024,0  | 2313,2       | 58,0                       | 1224,0   | 2313,2       | 67,6                       |
| SUL    | 1438,0  | 1408,8       | 67,1                       | 1198,0   | 1408,8       | 38,2                       |
| LESTE  | 138,0   | 664,5        | 27,8                       | 138,0  | 664,5        | 27,8                       |
| SAPP   | 0,0   | 400,0        | 6,6                        | 0,0  | 400,0        | 6,6                        |
| TOTAL  | 11675,7   | 11356,4      | 319,3                      | 11660,5  | 11356,4      | 304,0                      |

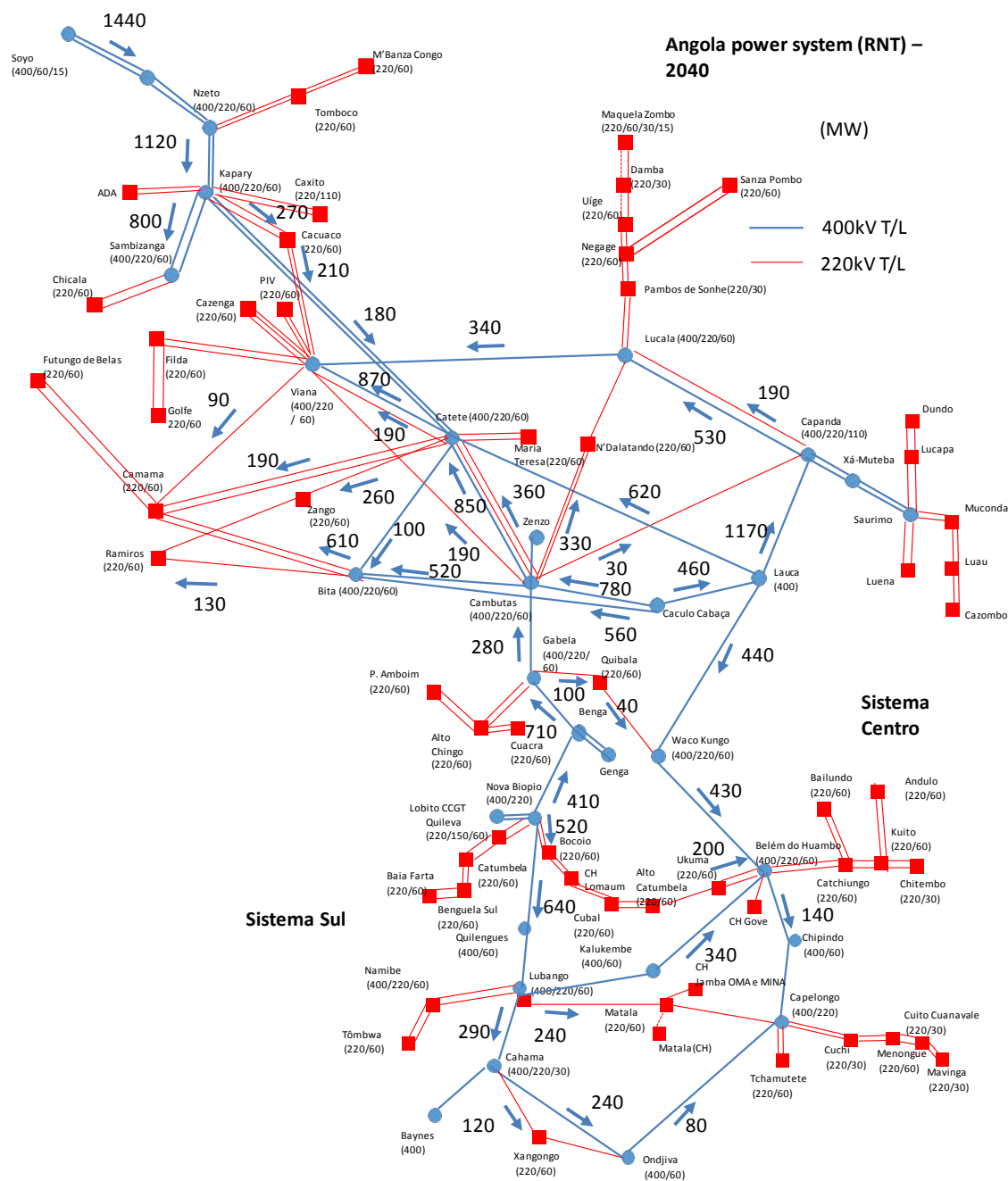
(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Comparando as perdas na transmissão, a proposta de instalação distribuída foi de 319,3 MW, enquanto que a proposta de instalação concentrada foi de 304,0 MW. Assim, as perdas na transmissão da proposta de instalação distribuída foram 15,3 MW maior que a proposta de instalação concentrada (cerca de 105%), e não traz uma diferença vantajosa. No entanto, se adicionar o ponto de vista de se evitar fazer reforço de linhas de transmissão de grandes extensões e de segurança energética, essas perdas podem ser consideradas um indicador de validade da proposta de instalação distribuída no contexto do planeamento do sistema de energia.



### 7.7.11O estudo das medidas de redução das perdas na transmissão de energia

É mostrada na Figura 7-36 a proposta do Plano de transmissão do sistema de 2040 elaborada com base nos dados de PSSE de 2040 fornecidos pela RNT.



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Figura 7-36 Sistema principal (400 kV, 220 kV) em 2040 com base na proposta da RNT

O resultado da comparação do ponto de vista das perdas na transmissão entre a proposta da Equipa de Estudo da JICA e a proposta da RNT é mostrado na Tabela. A título de comparação, a demanda nas subestações é igual para as duas propostas bem como as potências de geração também são basicamente iguais incluindo a central de Soyo.

**Tabela 7-22 As perdas na transmissão em 2040**

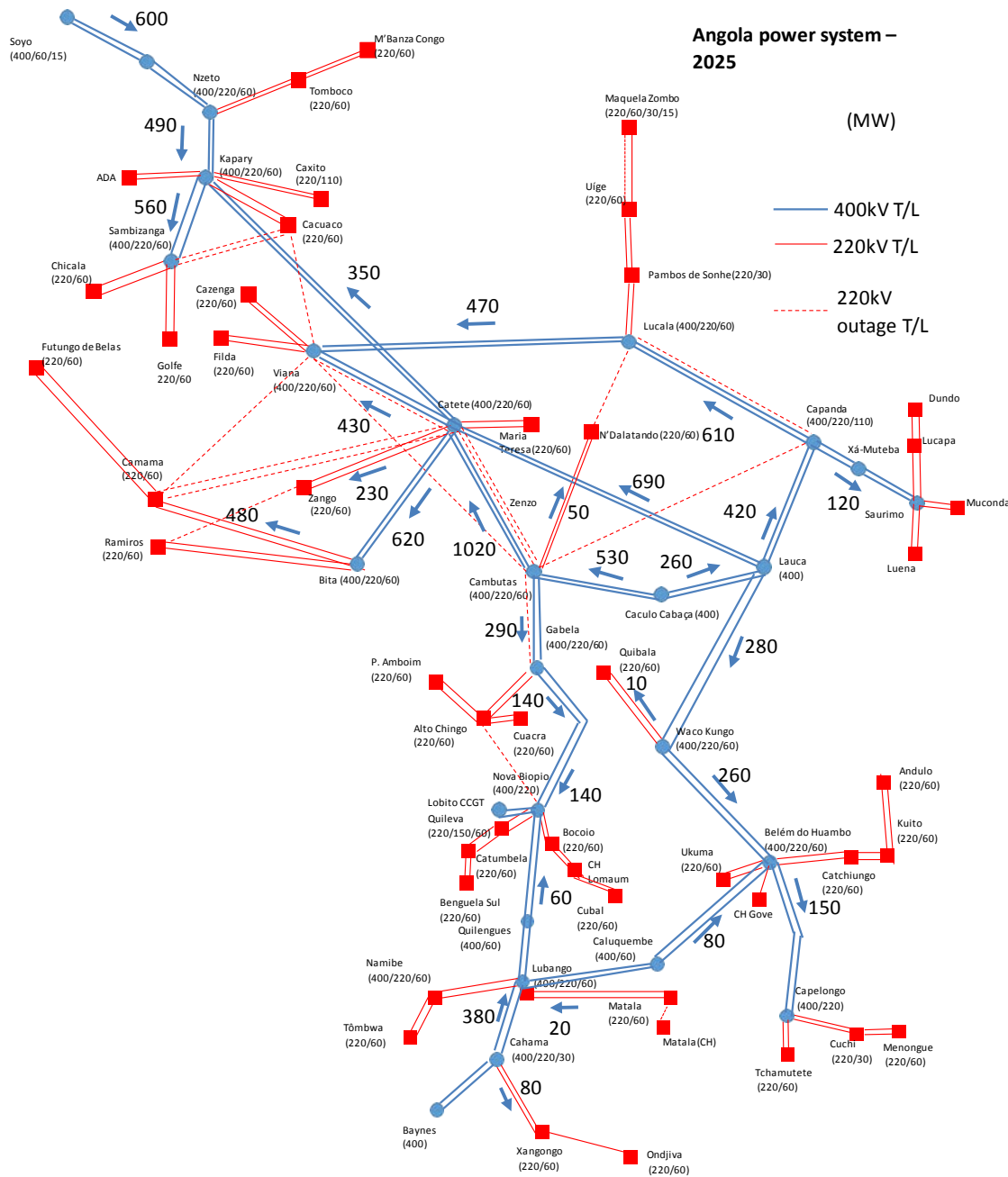
| Região | Proposta da Equipa de Estudo da JICA |              |                            | Proposta da RNT |              |                            |
|--------|--------------------------------------|--------------|----------------------------|-----------------|--------------|----------------------------|
|        | Geração (MW)                         | Demanda (MW) | Perdas na transmissão (MW) | Geração (MW)    | Demanda (MW) | Perdas na transmissão (MW) |
| NORTE  | 7437,0                               | 6569,9       | 174,0                      | 7524,2          | 6569,9       | 213,6                      |
| CENTRO | 2664,0                               | 2313,2       | 49,8                       | 2664,0          | 2313,2       | 88,9                       |
| SUL    | 1438,0                               | 1408,8       | 62,4                       | 1438,0          | 1408,8       | 70,8                       |
| LESTE  | 138,0                                | 664,5        | 27,8                       | 138,0           | 664,5        | 27,8                       |
| SAPP   | 0,0                                  | 400,0        | 6,6                        | 0,0             | 400,0        | 6,6                        |
| TOTAL  | 11677,0                              | 11356,4      | 320,7                      | 11764,2         | 11356,4      | 407,8                      |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Comparando as perdas na transmissão, a proposta da RNT apresentou perdas de 407,8 MW e a proposta da Equipa de Estudo da JICA apresentou 320,7 MW. A proposta da Equipa de Estudo da JICA apresentou uma diferença de perdas 87,1 MW menor que a proposta da RNT, o que representa menos de 80% em relação às perdas da proposta feita pela RNT. Esse resultado serve como um indicador de validade da proposta apresentada pela Equipa de Estudo da JICA.

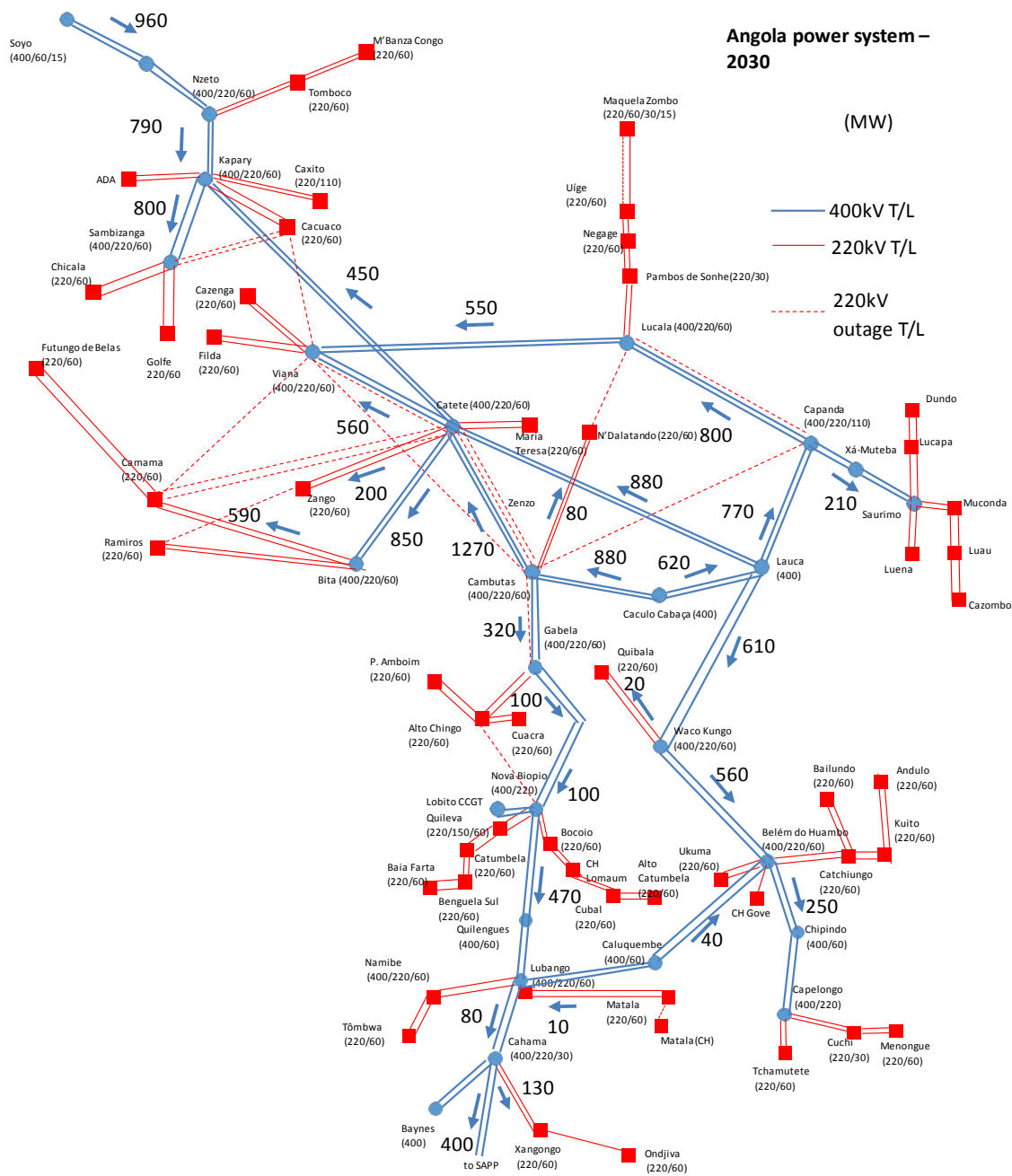
#### 7.7.12 Progressão Anual do Plano de Desenvolvimento da Transmissão

É mostrada a seguir a proposta do Plano de Desenvolvimento da Transmissão para o sistema principal (backbone) de 2025, 2030 e 2035 baseado no Plano de Fontes de Energia da Tabela 7-17 e no Plano de Subestações da Tabela 7-20. A composição dos sistemas será basicamente o sistema em *loop* para 400 kV e sistema radial para 220 kV, e confirmou-se por PSSE que não houve sobrecarga e outros fenómenos em todos os eventos n-1 para todas as linhas de transmissão de 400 kV, 220 kV ou de tensões superiores, e para todos os transformadores de 400/220 kV, 220 kV/ 60 kV etc. com tensão primária de 220 kV ou superior.

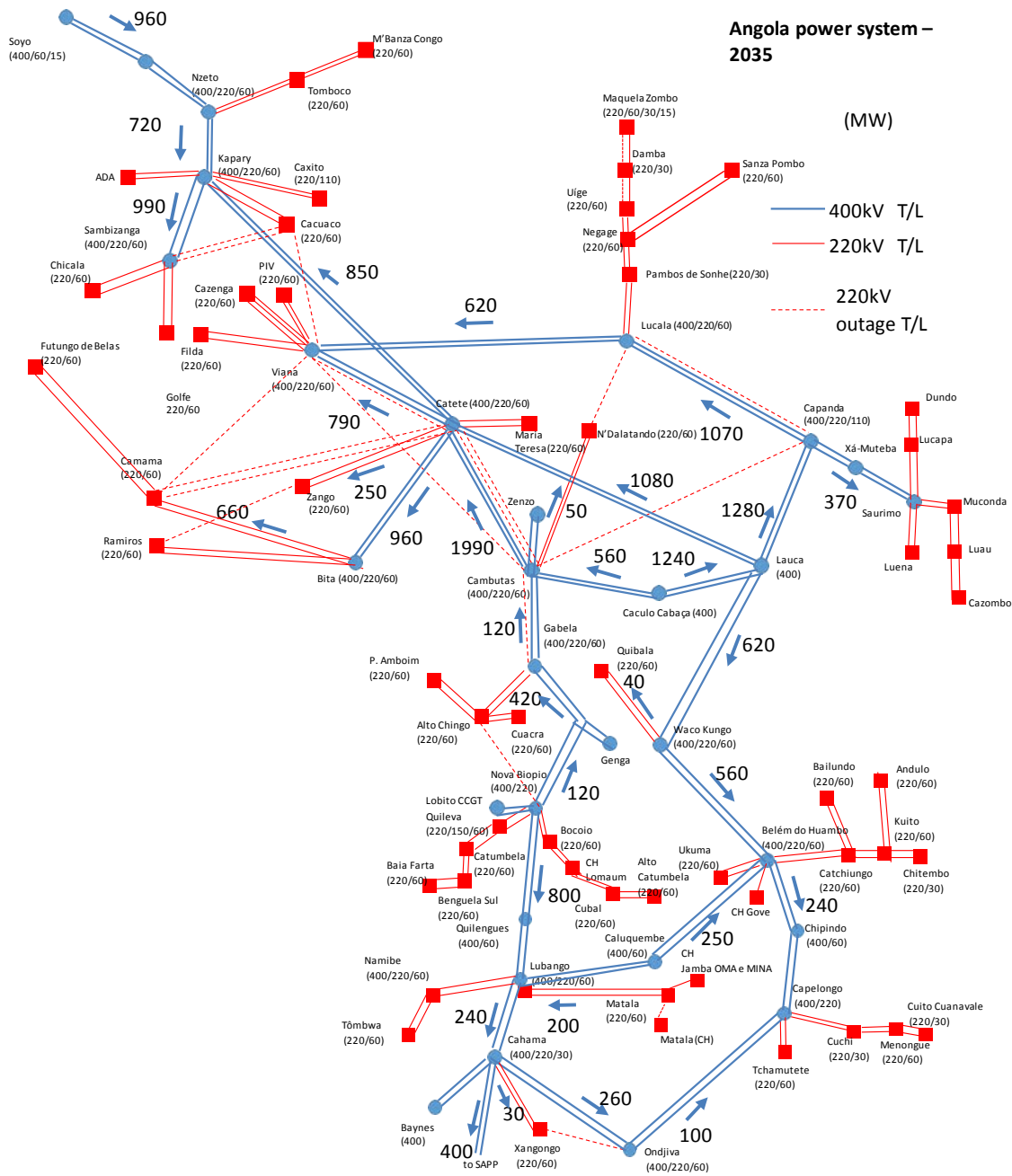


(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Figura 7-37 Linha principal em 2025 (400 kV, 220 kV)



**Figura 7-38 Linha principal em 2030 (400 kV, 220 kV)**



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 7-39** Linha principal em 2035 (400 kV, 220 kV)

### 7.7.13 Resumo do Plano de desenvolvimento do sistema de transmissão de energia até 2040

Os resultados até a secção anterior foram resumidos e foi elaborada a lista de projectos (Tabelas 7-23 a 7-28) . Para as linhas de transmissão foram apresentadas separadamente a relação das linhas de alimentação.

**Tabela 7-23 Lista de projectos do Plano de instalações de transformação de 400kV**

| No. Projecto | Ano de operação | Area        | Tensão kV | Nome da Subestação | Capacidade (MVA) | Custo (Milh. USD) | Observações                     |
|--------------|-----------------|-------------|-----------|--------------------|------------------|-------------------|---------------------------------|
| 1            | 2020            | Cuanza Sul  | 400       | Waco Kungo         | 450              | 40.5              | 450 x 1, em construção (China)  |
| 2            | 2020            | Huambo      | 400       | Belem do Huambo    | 900              | 51.3              | 450 x 2, em construção (China)  |
| 3            | 2022            | Luanda      | 400       | Bitá               | 900              | 51.3              | 450 x 2, em construção (Brasil) |
| 4            | 2025            | Cuanza Sul  | 400       | Waco Kungo         | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 5            | 2025            | Luanda      | 400       | Bitá               | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 6            | 2025            | Zaire       | 400       | N'Zeto             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 7            | 2025            | Luanda      | 400       | Viana              | 2,790            | 96.6              | Melhoria 930 x 3                |
| 8            | 2030            | Luanda      | 400       | Viana              | 930              | 52.0              | Melhoria 930 x 1                |
| 9            | 2025            | Bengo       | 400       | Kapary             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 10           | 2025            | Bengo       | 400       | Kapary             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 11           | 2030            | Luanda      | 400       | Catete             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 12           | 2025            | Huila       | 400       | Lubango 2          | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 13           | 2025            | Huila       | 400       | Capelongo          | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 14           | 2025            | Huila       | 400       | Calukembe          | 120              | 32.6              | 60 x 2                          |
| 15           | 2025            | Benguela    | 400       | Nova Biopio        | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 16           | 2025            | Sul         | 400       | Cahama             | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 17           | 2025            | Leste       | 400       | Saurimo            | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 18           | 2025            | Lunda Norte | 400       | Xa-Muteba          | 360              | 38.3              | 180 x 2                         |
| 19           | 2025            | Huila       | 400       | Quilengues         | 120              | 32.6              | 60 x 2                          |
| 20           | 2025            | Cuanza Sul  | 400       | Gabela             | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 21           | 2025            | Luanda      | 400       | Sambizanga         | 1,860            | 74.3              | 930 x 2                         |
| 22           | 2025            | Malanje     | 400       | Lucapa             | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 23           | 2025            | Chipindo    | 400       | Chipindo           | 360              | 38.3              | 180 x 2                         |
| 24           | 2035            | Cunene      | 400       | Ondjiva            | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 25           | 2035            | Luanda      | 400       | Bitá               | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 26           | 2035            | Malanje     | 400       | Lucapa             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| Total        |                 |             |           |                    | 19,590           | 1,201.1           |                                 |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-24 Lista de projectos do Plano de instalações de transformação de 220kV (1)**

| No. Projecto | Ano de operação | Area           | Tensão kV | Nome da Subestação | Capacidade (MVA) | Custo (Milh. USD) | Observações            |
|--------------|-----------------|----------------|-----------|--------------------|------------------|-------------------|------------------------|
| 1            | 2018            | Benguela       | 220       | Benguela Sul       | 240              | 24.5              | Em construção (China)  |
| 2            | 2020            | Luanda         | 220       | Bitá               | 240              | 24.5              | Em construção (Brasil) |
| 3            | 2020            | Zaire          | 220       | Tomboco            | 40               | 13.7              |                        |
| 4            | 2020            | Malanje        | 220       | Capanda Elevadora  | 130              | 18.6              | melhoria               |
| 5            | 2021            | Luanda         | 220       | Cacuaco            | 360              | 31.0              | melhoria               |
| 6            | 2022            | Luanda         | 220       | Zango              | 360              | 31.0              | Em construção (Brasil) |
| 7            | 2022            | Luanda         | 220       | Golfe              | 360              | 31.0              |                        |
| 8            | 2022            | Malanje        | 220       | Malanje 2          | 240              | 24.5              | Em construção (Brasil) |
| 9            | 2022            | Cuanza Sul     | 220       | Waco Kungo         | 60               | 14.8              |                        |
| 10           | 2022            | Cuanza Sul     | 220       | Quibala            | 120              | 18.1              |                        |
| 11           | 2022            | Benguela       | 220       | Cubal              | 120              | 18.1              |                        |
| 12           | 2022            | Huíla          | 220       | Lubango            | 240              | 24.5              |                        |
| 13           | 2022            | Huíla          | 220       | Matala             | 120              | 18.1              |                        |
| 14           | 2022            | Huíla          | 220       | Capelongo          | 60               | 14.8              |                        |
| 15           | 2022            | Cuando-Cubango | 220       | Cuchi              | 60               | 14.8              |                        |
| 16           | 2022            | Cuando-Cubango | 220       | Menangue           | 240              | 24.5              |                        |
| 17           | 2022            | Namibe         | 220       | Namibe             | 240              | 24.5              |                        |
| 18           | 2022            | Namibe         | 220       | Tombwa             | 120              | 18.1              |                        |
| 19           | 2022            | Lunda Norte    | 220       | Lucapa             | 60               | 14.8              |                        |
| 20           | 2022            | Lunda Norte    | 220       | Dundo              | 120              | 18.1              |                        |
| 21           | 2022            | Lunda Sur      | 220       | Saurimo            | 120              | 18.1              |                        |
| 22           | 2022            | Uíge           | 220       | Uíge               | 240              | 24.5              | melhoria               |
| 23           | 2025            | Luanda         | 220       | Chicara            | 480              | 37.5              |                        |
| 24           | 2025            | Bengo          | 220       | Caxito             | 60               | 14.8              |                        |
| 25           | 2025            | Bengo          | 220       | Maria Teresa       | 60               | 14.8              |                        |
| 26           | 2025            | Cuanza Sul     | 220       | Porto Amboim       | 120              | 18.1              |                        |
| 27           | 2025            | Cuanza Sul     | 220       | Cuacra             | 60               | 14.8              |                        |
| 28           | 2025            | Benguela       | 220       | Catumbela          | 120              | 18.1              |                        |
| 29           | 2025            | Benguela       | 220       | Bocoio             | 120              | 18.1              |                        |
| 30           | 2025            | Huambo         | 220       | Ukuma              | 60               | 14.8              |                        |
| 31           | 2025            | Huambo         | 220       | Catchiungo         | 120              | 18.1              |                        |
| 32           | 2025            | Bié            | 220       | Andulo             | 60               | 14.8              |                        |
| 33           | 2025            | Huíla          | 220       | Nova Lubango       | 120              | 18.1              |                        |
| 34           | 2025            | Huíla          | 220       | Caluquembe         | 60               | 14.8              |                        |
| 35           | 2025            | Huíla          | 220       | Quilengues         | 60               | 14.8              |                        |
| 36           | 2025            | Huíla          | 220       | Tchamutete         | 120              | 18.1              |                        |
| 37           | 2025            | Cunene         | 220       | Ondjiva            | 120              | 18.1              |                        |
| 38           | 2025            | Cunene         | 220       | Cahama             | 60               | 14.8              |                        |
| 39           | 2025            | Cunene         | 220       | Xangongo           | 60               | 14.8              |                        |
| 40           | 2025            | Moxico         | 220       | Luena              | 240              | 24.5              |                        |
| 41           | 2025            | Lunda Norte    | 220       | Xa-Muteba          | 120              | 18.1              |                        |
| 42           | 2025            | Luanda         | 220       | Viana              | 600              | 44.0              | melhoria               |
| 43           | 2025            | Luanda         | 220       | Camama             | 120              | 18.1              | melhoria               |
| 44           | 2025            | Luanda         | 220       | Sambizanga         | 240              | 24.5              | melhoria               |
| 45           | 2025            | Kuanza Norte   | 220       | N'dalatando        | 80               | 15.9              | melhoria               |
| 46           | 2027            | Moxico         | 220       | Cazombo            | 60               | 14.8              |                        |
| 47           | 2027            | Moxico         | 220       | Luau               | 60               | 14.8              |                        |
| 48           | 2027            | Lunda Sur      | 220       | Muconda            | 60               | 14.8              |                        |
| 49           | 2027            | Bié            | 220       | Kuito              | 120              | 18.1              | melhoria               |
| 50           | 2027            | Bié            | 220       | Kuito              | 120              | 18.1              | melhoria               |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-25 Lista de projectos do Plano de instalações de transformação de 220kV (2)**

| No. Projecto | Ano de operação | Área           | Tensão kV | Substation Nome  | Capacity (MVA) | Custo (Milh. USD) | Observações |
|--------------|-----------------|----------------|-----------|------------------|----------------|-------------------|-------------|
| 51           | 2030            | Luanda         | 220       | Futungo de Belas | 120            | 18.1              |             |
| 52           | 2030            | Uíge           | 220       | Negage           | 180            | 21.3              |             |
| 53           | 2030            | Cabinda        | 220       | Cabinda          | 240            | 24.5              |             |
| 54           | 2030            | Cabinda        | 220       | Cacombo          | 120            | 18.1              |             |
| 55           | 2030            | Benguela       | 220       | Alto Catumbela   | 120            | 18.1              |             |
| 56           | 2030            | Benguela       | 220       | Baria Farta      | 120            | 18.1              |             |
| 57           | 2030            | Huambo         | 220       | Bailundo         | 120            | 18.1              |             |
| 58           | 2030            | Huíla          | 220       | Chipindo         | 60             | 14.8              |             |
| 59           | 2031            | Zaire          | 220       | M'Banza Congo    | 180            | 21.3              | melhoria    |
| 60           | 2032            | Cunene         | 220       | Ondjiva          | 120            | 18.1              | melhoria    |
| 61           | 2032            | Lunda Sur      | 220       | Saurimo          | 120            | 18.1              | melhoria    |
| 62           | 2034            | Luanda         | 220       | Cacuaco          | 360            | 31.0              | melhoria    |
| 63           | 2035            | Luanda         | 220       | PIV              | 480            | 37.5              |             |
| 64           | 2035            | Kuanza Norte   | 220       | Lucapa           | 120            | 18.1              |             |
| 65           | 2035            | Uíge           | 220       | Sanza Pombo      | 120            | 18.1              |             |
| 66           | 2035            | Bié            | 220       | Camacupa         | 60             | 14.8              |             |
| 67           | 2035            | Cuando-Cubango | 220       | Cuito Cuanavale  | 60             | 14.8              |             |
| 68           | 2035            | Luanda         | 220       | Cazenga          | 120            | 18.1              | melhoria    |
| 69           | 2035            | Bengo          | 220       | Kapary           | 120            | 18.1              | melhoria    |
| 70           | 2035            | Benguela       | 220       | Catumbela        | 240            | 24.5              | melhoria    |
| 71           | 2036            | Luanda         | 220       | Sambizanga       | 240            | 24.5              | melhoria    |
| 72           | 2036            | Uíge           | 220       | Maquela do Zombo | 40             | 13.7              | melhoria    |
| 73           | 2036            | Huambo         | 220       | Belem do Huambo  | 240            | 24.5              | melhoria    |
| 74           | 2036            | Lunda Norte    | 220       | Dundo            | 120            | 18.1              | melhoria    |
| 75           | 2037            | Cuanza Sul     | 220       | Gabela           | 60             | 14.8              | melhoria    |
| 76           | 2038            | Benguela       | 220       | Cubal            | 240            | 24.5              | melhoria    |
| 77           | 2040            | Quando-Cubango | 220       | Mavinga          | 60             | 14.8              |             |
| 78           | 2040            | Malanje        | 220       | Malanje 2        | 120            | 18.1              | melhoria    |
| 79           | 2040            | Huíla          | 220       | Caluquembe       | 60             | 14.8              | melhoria    |
| Total        |                 |                |           |                  | 11,930         | 796.9             |             |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)



**Tabela 7-26 Lista de projectos do Plano de instalações de transmissão de 400kV**

| No. Projecto | Ano de operação | Area    | Tensão kV | Ponto inicial   | Ponto final     | No. de circuitos | Extensão da linha (km) | Custo (Milh. USD) | Observações                   |
|--------------|-----------------|---------|-----------|-----------------|-----------------|------------------|------------------------|-------------------|-------------------------------|
| 1            | 2020            | Central | 400       | Lauca           | Waco Kungo      | 1                | 177                    | 138.1             | Em construção (China)         |
| 2            | 2020            | Central | 400       | Waco Kungo      | Belem do Huambo | 1                | 174                    | 135.7             | Em construção (China)         |
| 3            | 2022            | Norte   | 400       | Catete          | Bitá            | 2                | 54                     | 52.9              |                               |
| 4            | 2023            | Norte   | 400       | Cambutas        | Caculo Cabaca   | 2                | 54                     | 52.9              |                               |
| 5            | 2025            | Norte   | 400       | Cambutas        | Catete          | 1                | 123                    | 95.9              | Dualização                    |
| 6            | 2025            | Norte   | 400       | Catete          | Viana           | 1                | 36                     | 28.1              | Dualização                    |
| 7            | 2025            | Norte   | 400       | Lauca           | Capanda elev.   | 1                | 41                     | 32.0              | Dualização                    |
| 8            | 2025            | Norte   | 400       | Kapary          | Sambizanga      | 2                | 45                     | 44.1              | Para nova subestação          |
| 9            | 2025            | Norte   | 400       | Lauca           | Catete          | 2                | 190                    | 186.2             | Alteração do Plano de Conexão |
| 10           | 2025            | Central | 400       | Lauca           | Waco Kungo      | 1                | 177                    | 138.1             | Dualização                    |
| 11           | 2025            | Central | 400       | Waco Kungo      | Belem do Huambo | 1                | 174                    | 135.7             | Dualização                    |
| 12           | 2025            | Central | 400       | Cambutas        | Gabela          | 2                | 131                    | 128.4             |                               |
| 13           | 2025            | Central | 400       | Gabela          | Bengo           | 2                | 25                     | 24.5              |                               |
| 14           | 2025            | Central | 400       | Bengo           | Nova Biopio     | 2                | 200                    | 196.0             |                               |
| 15           | 2025            | Sul     | 400       | Belem do Huambo | Caluquembe      | 2                | 175                    | 171.5             |                               |
| 16           | 2025            | Sul     | 400       | Caluquembe      | Lubango 2       | 2                | 168                    | 164.6             |                               |
| 17           | 2025            | Sul     | 400       | Belem do Huambo | Chipindo        | 2                | 114                    | 111.7             |                               |
| 18           | 2025            | Sul     | 400       | Chipindo        | Capelongo       | 2                | 109                    | 106.8             |                               |
| 19           | 2025            | Sul     | 400       | Nova Biopio     | Quilengues      | 2                | 117                    | 114.7             |                               |
| 20           | 2025            | Sul     | 400       | Quilengues      | Lubango 2       | 2                | 143                    | 140.1             |                               |
| 21           | 2025            | Sul     | 400       | Lubango 2       | Cahama          | 2                | 190                    | 186.2             |                               |
| 22           | 2025            | Leste   | 400       | Capanda elev    | Xa-Muteba       | 2                | 266                    | 260.7             |                               |
| 23           | 2025            | Leste   | 400       | Xa-Muteba       | Surimo          | 2                | 335                    | 328.3             |                               |
| 24           | 2027            | Sul     | 400       | Capelongo       | Ondjiva         | 1                | 312                    | 243.4             |                               |
| 25           | 2027            | Sul     | 400       | Cahama          | Ondjiva         | 1                | 175                    | 136.5             |                               |
| 26           | 2027            | Sul     | 400       | Cahama          | Ruacana         | 2                | 125                    | 122.5             | Interconexão Internacional    |
| Total        |                 |         |           |                 |                 |                  | 3,830                  | 3,475.6           |                               |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-27 Lista de projectos do Plano de instalações de transmissão de 220kV**

| No. Projecto | Ano de operação | Area    | Tensão kV | Ponto inicial   | Ponto final     | No. de circuitos | Extensão da linha (km) | Custo (Milh. USD) | Observações                |
|--------------|-----------------|---------|-----------|-----------------|-----------------|------------------|------------------------|-------------------|----------------------------|
| 1            | 2020            | Sul     | 220       | Lubango 2       | Lubango         | 2                | 30                     | 13.5              |                            |
| 2            | 2020            | Sul     | 220       | Lubango 2       | Namibe          | 2                | 162                    | 72.9              |                            |
| 3            | 2020            | Sul     | 220       | Namibe          | Tombwa          | 2                | 97                     | 43.7              |                            |
| 4            | 2020            | Leste   | 220       | Saurimo         | Lucapa          | 2                | 157                    | 70.7              |                            |
| 5            | 2020            | Leste   | 220       | Lucapa          | Dundo           | 2                | 135                    | 60.8              |                            |
| 6            | 2022            | Norte   | 220       | Filda           | Golfe           | 2                | 7                      | 3.2               |                            |
| 7            | 2022            | Norte   | 220       | Bitá            | Camama          | 2                | 21                     | 9.5               |                            |
| 8            | 2022            | Norte   | 220       | Catete          | Zango           | 2                | 40                     | 18.0              |                            |
| 9            | 2022            | Norte   | 220       | Capanda elev.   | Maranje         | 2                | 110                    | 49.5              |                            |
| 10           | 2022            | Central | 220       | Gabela          | Alto Chingo     | 1                | 81                     | 29.2              |                            |
| 11           | 2022            | Central | 220       | Quibala         | Waco Kungo      | 2                | 92                     | 41.4              |                            |
| 12           | 2022            | Central | 220       | Lomaum          | Cubal           | 2                | 2                      | 0.9               |                            |
| 13           | 2022            | Sul     | 220       | Lubango 2       | Matala          | 2                | 168                    | 75.6              |                            |
| 14           | 2022            | Sul     | 220       | Matala HPS      | Matala          | 1                | 5                      | 1.8               |                            |
| 15           | 2022            | Sul     | 220       | Capelongo       | Cuchi           | 2                | 91                     | 41.0              |                            |
| 16           | 2022            | Sul     | 220       | Cuchi           | Menongue        | 2                | 94                     | 42.3              |                            |
| 17           | 2025            | Norte   | 220       | Kapary          | Caxito          | 2                | 26                     | 11.7              |                            |
| 18           | 2025            | Norte   | 220       | N'Zeto          | Tomboco         | 2                | 5                      | 2.3               | Para a subestação inserida |
| 19           | 2025            | Norte   | 220       | M'Banza Congo   | Tomboco         | 2                | 5                      | 2.3               | Para a subestação inserida |
| 20           | 2025            | Norte   | 220       | Sambizanga      | Chicala         | 2                | 7                      | 3.2               |                            |
| 21           | 2025            | Norte   | 220       | Catete          | Maria Teresa    | 2                | 51                     | 23.0              |                            |
| 22           | 2025            | Central | 220       | Alto Chingo     | Cuacra          | 2                | 25                     | 11.3              |                            |
| 23           | 2025            | Central | 220       | Alto Chingo     | Porto Amboim    | 2                | 60                     | 27.0              |                            |
| 24           | 2025            | Central | 220       | Quileva         | Nova Biopio     | 1                | 18                     | 6.5               |                            |
| 25           | 2025            | Central | 220       | Quileva         | Catumbela       | 2                | 8                      | 3.6               |                            |
| 26           | 2025            | Central | 220       | Nova Biopio     | Bocoio          | 2                | 5                      | 2.3               | Para a subestação inserida |
| 27           | 2025            | Central | 220       | Lomaum          | Bocoio          | 2                | 5                      | 2.3               | Para a subestação inserida |
| 28           | 2025            | Central | 220       | Belem do Huambo | Ukuma           | 2                | 66                     | 29.7              |                            |
| 29           | 2025            | Central | 220       | Belem do Huambo | Catchiungo      | 2                | 9                      | 4.1               | Para a subestação inserida |
| 30           | 2025            | Central | 220       | Kuito           | Catchiungo      | 2                | 9                      | 4.1               | Para a subestação inserida |
| 31           | 2025            | Central | 220       | Kuito           | Andulo          | 2                | 124                    | 55.8              |                            |
| 32           | 2025            | Sul     | 220       | Cahama          | Xangongo        | 2                | 97                     | 43.7              |                            |
| 33           | 2025            | Sul     | 220       | Ondjiva         | Xangongo        | 1                | 97                     | 34.9              |                            |
| 34           | 2025            | Sul     | 220       | Capelongo       | Tchamutete      | 2                | 98                     | 44.1              |                            |
| 35           | 2025            | Leste   | 220       | Saurimo         | Luena           | 2                | 265                    | 119.3             |                            |
| 36           | 2025            | Central | 220       | Benguela Sul    | Catumbela       | 2                | 26                     | 11.7              |                            |
| 37           | 2027            | Leste   | 220       | Saurimo         | Muconda         | 2                | 187                    | 84.2              |                            |
| 38           | 2027            | Leste   | 220       | Muconda         | Luau            | 2                | 115                    | 51.8              |                            |
| 39           | 2027            | Leste   | 220       | Luau            | Cazombo         | 2                | 264                    | 118.8             |                            |
| 40           | 2030            | Central | 220       | Cubal           | Alto Catumbela  | 2                | 47                     | 21.2              |                            |
| 41           | 2030            | Central | 220       | Catchiungo      | Bailundo        | 2                | 66                     | 29.7              |                            |
| 42           | 2030            | Central | 220       | Benguela Sul    | Baía Farta      | 2                | 30                     | 13.5              |                            |
| 43           | 2030            | Norte   | 220       | Uige            | Negage          | 2                | 5                      | 2.3               | Para a subestação inserida |
| 44           | 2030            | Norte   | 220       | Pambos de Sonhe | Negage          | 2                | 5                      | 2.3               | Para a subestação inserida |
| 45           | 2035            | Sul     | 220       | Matala          | Jamba Mina      | 1                | 86                     | 31.0              |                            |
| 46           | 2035            | Sul     | 220       | Jamba Mina      | Jamba Oma       | 1                | 37                     | 13.3              |                            |
| 47           | 2035            | Norte   | 220       | Viana           | PIV             | 2                | 7                      | 3.2               |                            |
| 48           | 2035            | Norte   | 220       | Negage          | Sanza Pombo     | 2                | 109                    | 49.1              |                            |
| 49           | 2035            | Central | 220       | Kuito           | Chitembo        | 2                | 145                    | 65.3              |                            |
| 50           | 2035            | Sul     | 220       | Menongue        | Cuito Cuanavale | 2                | 189                    | 85.1              |                            |
| 51           | 2035            | Sul     | 220       | Cuito Cuanavale | mavinga         | 2                | 176                    | 79.2              |                            |
| Total        |                 |         |           |                 |                 |                  | 3,766                  | 1,665.5           |                            |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Tabela 7-28 Lista de projectos de linhas de transmissão de alimentação**

| No. Projecto | Ano de operação | Área     | Tensão kV | Ponto inicial             | Ponto final                 | No. de circuitos | Extensão da linha (km) | Custo (Milh. USD) | Observações |
|--------------|-----------------|----------|-----------|---------------------------|-----------------------------|------------------|------------------------|-------------------|-------------|
| 1            | 2025            | Norte    | 400       | Central Caculo Cabaça     | Cambutas                    | 2                | 54                     | 52.9              |             |
| 2            | 2025            | Zaire    | 400       | Central Soyo 2            | Soyo                        | 2                | 5                      | 4.9               |             |
| 3            | 2025            | Benguela | 400       | Central Lobito CCGT No.1  | Nova_Biopio                 | 2                | 23                     | 22.5              |             |
| 4            | 2025            | Luanda   | 220       | Central Cacuo GT n° 1     | Cacuaco                     | 2                | 5                      | 2.3               |             |
| 5            | 2025            | Luanda   | 220       | Central Cacuo GT n° 2     | Cacuaco                     | 2                | 5                      | 2.3               |             |
| 6            | 2025            | Luanda   | 220       | Central Boavista GT No.3  | Sambizanga                  | 2                | 5                      | 2.3               |             |
| 7            | 2030            | Norte    | 220       | Central Quilengue (5)     | Gabera                      | 2                | 37                     | 16.7              |             |
| 8            | 2030            | Sul      | 400       | Central Baynes            | Cahama                      | 2                | 195                    | 191.1             |             |
| 9            | 2030            | Benguela | 220       | Central Quileva GT No. 4  | Quileva                     | 2                | 1                      | 0.5               |             |
| 10           | 2030            | Benguela | 220       | Central Quileva GT No. 5  | Quileva                     | 2                | 1                      | 0.5               |             |
| 11           | 2030            | Benguela | 220       | Central Quileva GT No. 6  | Quileva                     | 2                | 1                      | 0.5               |             |
| 12           | 2030            | Zaire    | 400       | Central Soyo GT No.7      | Soyo                        | 2                | 5                      | 4.9               |             |
| 13           | 2035            | Norte    | 400       | Central Zenzo             | Cambutas                    | 2                | 41                     | 40.2              |             |
| 14           | 2035            | Norte    | 400       | Central Genga             | Subestação de manobra Benga | 2                | 30                     | 29.4              |             |
| 15           | 2035            | Benguela | 400       | Central Lobito CCGT No.2  | Nova_Biopio                 | 2                | 23                     | 22.5              |             |
| 16           | 2040            | Norte    | 220       | Central Tímulo Caçador    | Cambutas                    | 2                | 16                     | 7.2               |             |
| 17           | 2040            | Namibe   | 220       | Central Namibe CCGT No. 3 | Namibe                      | 2                | 17                     | 7.7               |             |
| 18           | 2040            | Benguela | 400       | Central Lobito CCGT No.4  | Nova_Biopio                 | 2                | 23                     | 22.5              |             |
| Total        |                 |          |           |                           |                             |                  | 487                    | 430.6             |             |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)



## Capítulo 8. Revisão do ambiente de investimento privado

### 8.1 Revisão sobre o investimento privado

#### (1) 'Doing Business 2017' do Banco Mundial

Na consideração sobre o ambiente de investimento privado em Angola tomou-se primeiramente como referência o relatório do Banco Mundial.

Todos os anos, o Banco Mundial tem publicado o relatório 'Doing Business' onde avalia o ambiente de negócios dividindo-o em alguns tópicos específicos. A última versão do relatório 'Doing Business 2017'

apresentou 10 tópicos, e faz avaliação geral sobre os procedimentos necessários para a sua obtenção, os dias necessários de trâmite, as despesas necessárias (para obtenção), etc. e assim classifica os 190 países de mundo todo. Nesta classificação Angola ficou em 182º lugar dentre os 190 países. No mesmo relatório, Portugal ficou em 25º, a África do Sul situada na mesma região da África Subsaariana ficou em 74º, Moçambique em 137º e Nigéria em 169º.

Fig 1.2 Comparação entre a classificação de Angola e outras economias em relação a facilidade de negócios

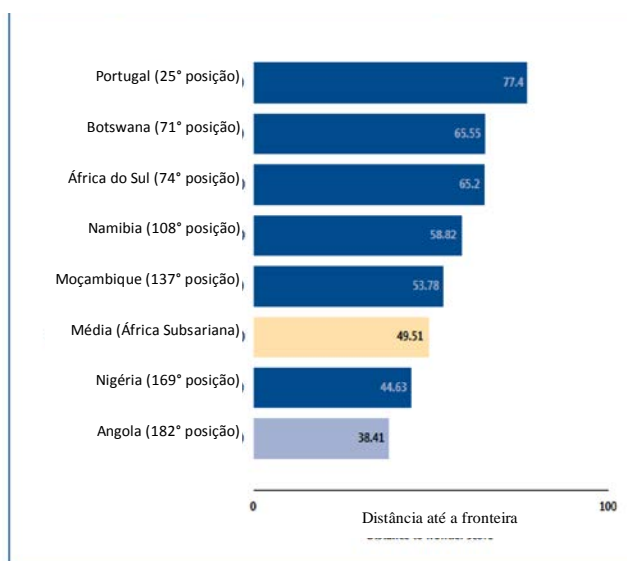


Figura 8-1 A posição de Angola no 'Doing Business 2017' do Banco Mundial

A classificação de Angola em cada tópico de avaliação foi: concessão de crédito (Getting Credit) 181ª posição, facilidade de comércio internacional (Trading across Borders) 183ª posição, cumprimento de contractos (Enforcing Contracts) 186ª posição, liquidação de situações de insolvência (resolving Insolvency) 169ª posição. A pontuação de avaliação dos tópicos é de 0 a 100 pontos, sendo que ao melhor país é concedido 100 pontos.

Figure 1.3 Rankings on *Doing Business* topics - Angola  
(Scale: Rank 190 center, Rank 1 outer edge)

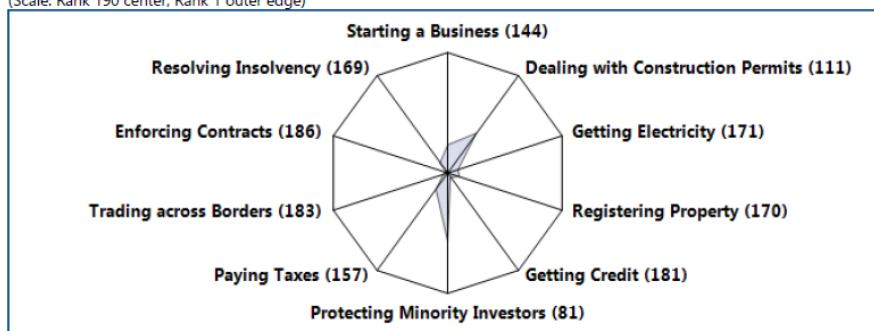
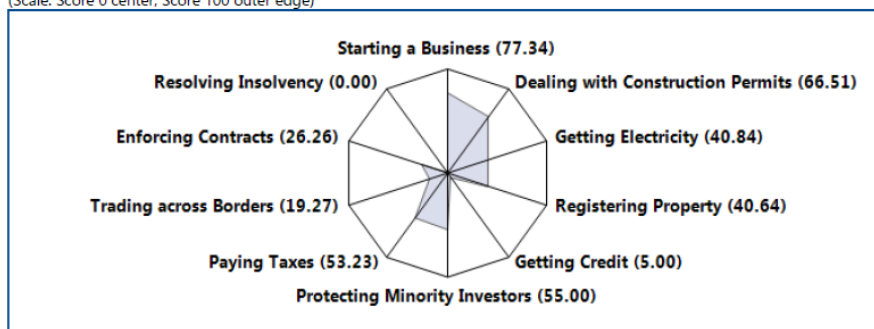


Figure 1.4 Distance to frontier scores on *Doing Business* topics - Angola  
(Scale: Score 0 center, Score 100 outer edge)



Source: *Doing Business* database.

Note: The rankings are benchmarked to June 2016 and based on the average of each economy's distance to frontier (DTF) scores for the 10 topics included in this year's aggregate ranking. The distance to frontier score benchmarks economies with respect to regulatory practice, showing the absolute distance to the best performance in each *Doing Business* indicator. An economy's distance to frontier score is indicated on a scale from 0 to 100, where 0 represents the worst performance and 100 the frontier. For the economies for which the data cover 2 cities, scores are a population-weighted average for the 2 cities.

## Figura 8-2 A posição e a pontuação em cada um dos tópicos do 'Doing Business 2017', Banco Mundial

Assim, podemos perceber que os constrangimentos de Angola em termos de ambiente de investimento estão representados por esses tópicos de baixa avaliação. O Banco Mundial descreve esses constrangimentos da seguinte maneira:

- ✓ Baixa capacidade de concessão de crédito → Não estão estabelecidas a lei de garantias e a lei de falências. E principalmente, não têm sido compartilhadas informações passadas a respeito do crédito dos devedores. Também não há organização de materiais como demonstrações financeiras necessárias na avaliação de crédito.
- ✓ Dificuldades no cumprimento de contractos → os contractos não são respeitados.
- ✓ Dificuldade de liquidação/ retirada em situações de insolvência → Angola não possui experiências em resolução de situações de insolvência.

## 8.2 Revisão do relatório sobre o ambiente de investimento privado

Nesta secção serão identificados os gargalos existentes no ambiente de investimento privado em Angola, e serão organizadas informações necessárias à promoção de projectos privados no sector de energia eléctrica.

### 8.2.1 O relatório sobre o ambiente de investimentos do BAD

(a) 'Private Sector Country Profile 2012' do Banco Africano de Desenvolvimento (BAD)

Foi revisado o relatório 'Private Sector Country Profile 2012' do Banco Africano de Desenvolvimento (BAD). Este relatório elaborado pelo BAD pode ser considerado como um guia de negócios em Angola. Nele estão descritas informações como a geografia, a política e a situação económica do país, e partir daí é explicado o ambiente de investimento corrente. Posteriormente foi divulgada em 2015 a versão em português deste relatório, mas o seu conteúdo não foi actualizado como costuma ser feito no *Doing Business* do Banco Mundial (WB).

No mesmo relatório, os constrangimentos existentes no ambiente de investimento privado em Angola são descritos a partir de três factores (institucional, económico e outros) que foram resumidos abaixo:

**Tabela 8-1 Os constrangimentos no ambiente de investimento de Angola**

|                                | Os constrangimentos no ambiente de investimento privado em Angola  |
|--------------------------------|--|
| <u>Factores institucionais</u> | As leis/ contractos não são cumpridos.<br>Falta de infra-estruturas económicas como energia eléctrica.<br>Demasiado tempo de trâmite em vários procedimentos de documentação.  |
| <u>Factores económicos</u>     | Estrutura económica embasada na exportação de petróleo e importação de bens do quotidiano, o que deixa as reservas cambiais do país à mercê das flutuações do preço do petróleo que é o bem de exportação.<br>Não possui bolsa de valores.<br>Existe mercado financeiro mas é vulnerável.<br>Baixa capacidade de avaliação do risco de crédito das empresas. O sistema contábil que deveria reflectir o desempenho da empresa é fraco. |
| <u>Outros factores</u>         | O mercado de mão-de-obra qualificada não é desenvolvido.   |

(Resumo do conteúdo do relatório 'Private Sector Country Profile 2012', BAD)

### 8.2.2 A legislação Angolana

O sistema legal em Angola obedece o sistema jurídico de Portugal, seu antigo colono. Em primeiro lugar, existe a legislação básica que mantém forte influência da legislação Portuguesa (código civil, código trabalhista, etc.), e fora isso, existem vários tipos de leis relacionadas ao investimento privado.

Foram extraídas do relatório 'Business Environment' do BAD, as leis e regulamentos considerados relevantes para o investimento privado em Angola (com excepção de leis específicas para outros sectores económicos como empreendimentos mineiros, etc. que não são pertinentes ao

sector de energia eléctrica). Particularmente, a nova Lei de investimento privado (new PIL, 2015) de grande relevância terá o seu conteúdo revisado mais à frente.

**Tabela 8-2 As legislações pertinentes ao ambiente de investimento privado**

| Nome  | Ano       | conteúdos  |
|---|-----------|--|
| Legislação contra branqueamento de capitais                     | 2010      | Estabelece uma penalidade para o branqueamento de capitais   |
| Enfrentando o financiamento do terrorismo Lei no. 34/11         | 2010      | Pena para Proibidade Pública   |
| Lei para Gestão do Património Público, com decreto presidencial | Ago/2010  | para inventário de património do Estado, em processo de licitação  |
| Decreto Presidencial 177/10                                     | idem      |  |
| Nova Lei do Investimento Privado                                | Mai/2011  | Nova PIL foi promulgada em 2015  |
|   | →Ago/2015 | A ANIP foi estabelecida em 2003  |
| Lei sobre as Operações Cambiais no. 5/97                        | Jun-97    | Atividade comercial: Decreto Presidencial no. 265/10 (Nov/2010),<br>Regras específicas: Notificação BNA no. 19/2012 (Abr/2012) |
|   |           |  |
| Lei sobre as Sociedade Comerciais 01/04                         | Fev/2004  | Define o tipo de empresas  |
|   |           |  |

(Fonte: extraído e organizado do relatório 'Private Sector Country Profile', 2012 (BAD))

### 8.3 Entrevista às empresas japonesas

Com base no relatório do BAD e Banco Mundial, foram realizadas em Outubro de 2017 entrevistas junto à três empresas japonesas (Sumitomo, Marubeni e Toyota Tsusho) que actuam em Angola. No momento a Sumitomo Corporation assinou um MOU de construção de uma central térmica a diesel, mas o projecto ainda não foi implementado. As outras empresas não possuem projectos na área de energia eléctrica. Em termos de categoria de representação destas empresas, a Sumitomo Corporation e a Marubeni mantêm um escritório de representação (liaison office) e a Toyota Tsusho mantêm uma subsidiária. No momento, nenhuma destas empresas trabalham com projectos de energia. Em termos de categoria de representação destas empresas, a Sumitomo Corporation e a Marubeni mantêm um escritório de representação (liaison office) e a Toyota Tsusho mantêm uma subsidiária em Angola.

Os itens de entrevista

- (1) Actualmente, quais são os constrangimentos que tem encontrado ao fazer negócios em Angola?
- (2) Quais são os gargalos em termos legais em Angola? Qual é o problema que as empresas estrangeiras enfrentam em Angola?
- (3) A nova Lei de investimento privado será útil na concepção de novos projectos? Faça solicitações se houver.
- (4) Outros

(O resultado das entrevistas)

|  |
|--|
| (1) Os constrangimentos que tem encontrado para fazer negócios em Angola?  |
| ➤ As reservas cambiais estão limitadas devido à queda do preço do petróleo, e não é possível remeter dinheiro ao exterior.(no momento é preciso participar do anúncio público do Banco Central Angolano a cada semana) |
| ➤ O idioma oficial é o Português, e leva-se tempo para ler o texto original das leis.  |
| (2) Os gargalos legais   |
| ➤ Embora estejam estabelecidas leis próprias, na realidade as negociações são decididas através de transacções directas.   |
| ➤ Além da lei, são promulgados vários decretos presidenciais um atrás do outro. E muitas vezes é preciso ater-se mais a esses decretos presidenciais (em detrimento das leis originais).                               |



|   |
|---|
| ➤ A interpretação e a execução das leis variam de pessoa para pessoa.   |
| (3) Opiniões e solicitações em relação à nova Lei de investimento privado<br>➤ Mesmo que a lei vigore, desconfia-se na realidade que as negociações continuarão a ser individuais.                        |
| (4) Outros<br>➤ O mercado financeiro em Angola é vulnerável.<br>➤ Há informações de que as empresas chinesas têm liquidado o pagamento dos serviços prestados em espécie (petróleo) ao invés de dinheiro. |

## **8.4 A nova Lei de investimento privado**

### **8.4.1 A nova Lei de investimento privado (2015)**

Daqui para frente, a nova Lei de investimento privado (New Private Investment Law - sigla new PIL, Lei No.14/5, 11/08/2015) de Agosto de 2015, irá impactar nos investimentos privados e na formação de novos projectos do sector de energia eléctrica. Esta lei entrou em vigor em 11 de Agosto, com a extinção da antiga lei PIL (Lei No.20/11, 20/5/2011).

A agência de jurisdição da nova Lei de investimento privado é a APIEX (Agência para a Promoção do Investimento e Exportações de Angola). É considerado que a nova Lei de investimento privado tenha desburocratizado os trâmites necessários à promoção de investimentos nacional e estrangeiro. Segue o seu resumo:

- ✓ O montante mínimo de investimento a considerar é 1 milhão de USD ou superior.
- ✓ Cada projecto deve obter a aprovação do Ministro do ministério/ agência supervisor do sector pertinente ou de autoridade executiva do Governo (p.ex. responsável do gabinete presidencial).
- ✓ O investimento não pode ser indirecto.
- ✓ Os projectos de investimento são passíveis de receber incentivos fiscais
- ✓ Os projectos do sector de energia e de recursos hídricos devem ser implementados com a participação de cidadão(ões) angolano(s) ou empresa Angolana através da formação de uma JV (joint-venture) que deve ter pelo menos 35% de participação do lado Angolano.
- ✓ O repatriamento de dividendos e lucros do projecto é possível, com a anuência prévia e mediante pagamento do imposto adicional antes de se fazer o repatriamento.

### **8.4.2 Resumo sobre os projectos de investimento em energia com base na nova Lei de investimento privado (2015)**

Segue abaixo o resumo sobre os projectos de investimento em energia com base na nova Lei de investimento privado:

- ✓ Montante mínimo de 1 milhão de USD ou superior. Os projectos devem ser discutidos individualmente seja junto ao Ministro do ministério/ agência supervisor do sector de energia eléctrica ou junto a um responsável executivo do Governo.
- ✓ Uma vez discutido e aprovado serão aplicados incentivos fiscais ao projecto.

- ✓ Deverá ser formada uma JV (joint-venture) com a participação de cidadão(ões) angolano(s) ou empresa Angolana que que deve deter pelo menos 35% de participação.
- ✓ A repatriação dos dividendos e lucros ao país de proveniência do investidor será feita mediante o pagamento do imposto adicional.

No momento, o ambiente de investimento privado em Angola ainda se encontra em desenvolvimento e os países e as empresas se mostram relutantes apesar de reconhecerem o potencial que o país possui.

Por outro lado, os projectos em energia feitos por investimentos privados, não possuem basicamente garantias governamentais como acontece com os projectos de ODA (APD). Devido a isso, os projectos privados devem considerar vários riscos tais como as flutuações nos preços dos combustíveis e de materiais, alterações nas taxas de juro (no caso de contrair empréstimos a taxa de juros variável), variações cambiais (no caso de contrair empréstimos em moeda estrangeira) entre outros.

Considerando o exposto acima, compilou-se abaixo os itens de solicitação relacionados a implementação de projectos de energia eléctrica pelo sector privado.

- Haver respeito entre as partes ao conteúdo firmado no contracto, e agir em conformidade com o contracto.
- Haver estabilidade no sistema político do país. Não haver riscos de activos existentes em Angola serem nacionalizados.
- Na firmação de contractos de preços de longo prazo, seguir o estabelecido no conteúdo do contracto. O preço de contrato deve estar a um nível que permita garantir o lucro a longo prazo.
- O lucro obtido deve ser distribuído conforme estabelecido no contracto.
- Liberdade em remeter o lucro e os dividendos obtidos independente da situação económica do país.
- Obtenção de financiamento no mercado financeiro de Angola, a taxa de juros favorável e com maior prazo do que os praticados actualmente.

## **8.5 Identificação de gargalos com base na análise e organização do actual ambiente de investimento privado**

São seguintes os gargalos identificados:

- Na situação actual, os factores não-legais impactam nos projectos de investimento privado e há pouco incentivo para que haja investimentos privados activos em Angola. É necessário que o Governo Angolano tome providências em garantir a segurança seja pelo cumprimento estrito de contractos e manutenção da transparência nos processos de exame e aprovação de projectos de investimento privado.
- Como ainda não há projectos concretos de investimento privado no sector de energia eléctrica, o país não possui know-how específico de contractos de PPA. Devido a isso, as negociações com as

empresas privadas de investimento se prolongam e leva-se tempo na aprovação junto aos ministérios e agências pertinentes.



## **Capítulo 9. Plano de investimento de longo prazo**

### **9.1 As premissas dos meios de obtenção de financiamento**

Em Angola, se não houver nenhuma intervenção pelo sector privado, o desenvolvido de energia eléctrica deverá caber às 3 companhias públicas: PRODEL, RNT e ENDE. Nesta situação, os investimentos em instalações de geração de energia caberiam à PRODEL, os investimentos em instalações de transmissão e transformação à RNT, e os investimentos em instalações de distribuição de energia à ENDE.

A revisão das demonstrações financeiras da PRODEL, RNT e ENDE mostrou que não é possível fazer investimentos somente com os recursos internos, sendo necessário receber financiamentos externos para obtenção do capital necessário ao investimento.

### **9.2 Os meios de obtenção de financiamento para os investimentos**

Como meio de obtenção de financiamentos externos, foi considerada a emissão de títulos ou contracção de empréstimos de bancos comerciais dentro do mercado financeiro Angolano. Por exemplo, as condições de empréstimo divulgado no sítio web do Banco Central de Angola (em 26 de Outubro de 2017, moeda: AoA) são: taxa de juro anual de 20,04%, com período de empréstimo de cerca de 1 a 3 anos. Já as taxas médias de juros dos títulos do governo de curto prazo (TB) do governo Angolano são respectivamente 16,13% (91 dias), 23,24% (182 dias) e 23,94% (364 dias). No exterior, o governo Angolano já chegou a emitir em 2015, 1,5 mil milhões de euros em dívida de obrigações euro (obrigação soberana) com prazo de resgate de 10 anos e a juros de 9,5%, mas é esperado que no caso de títulos privados as condições sejam ainda mais rigorosas do que a obrigação soberana. (Nota)

Nota: A notação soberana de Angola segundo as agências de rating Fitch e S&P é B+ (altamente especulativo), enquanto que a notação da Moody's é Ba2.

Também é considerado que não existe mercado de acções em Angola, portanto a obtenção de recursos através da emissão de acções não é viável.

Concluindo pelo acima exposto, o financiamento de recursos externos está limitado na realidade a empréstimos de instituições financeiras de ajuda internacional como Banco Mundial, BAD e JICA.

#### **9.2.1 Estudo sobre empréstimo APD - Ajuda Pública ao Desenvolvimento (ODA)**

Um empréstimo ODA (ou APD), de acordo com a definição do Comité de Ajuda ao Desenvolvimento (CAD), é um empréstimo com 25% ou mais de elemento de subvenção (grant element, ver nota). O elemento de subvenção favorece o devedor (país mutuário), sendo que os empréstimos ODA podem ser feitos por instituições financeiras de ajuda internacional como o Banco Mundial e BAD, e também por agências como JICA do Japão através empréstimo pago em ajuda bilateral.

Nota: O elemento de subvenção (grant element) é um índice que mede o grau de suavização das condições de empréstimo. Mais especificamente, a proporção do elemento de subvenção se torna maior quanto menor as taxas de juros, e maior o prazo do empréstimo.

(1) As condições de empréstimo das instituições financeiras de ajuda internacional

Existem instituições financeiras de desenvolvimento internacional como o Banco Mundial e o Banco Europeu de Reconstrução e Desenvolvimento, mas para Angola que se localiza na região da África Subsaariana, o Banco Africano de Desenvolvimento (BAD) é considerado o mais familiar. Portanto fez-se o levantamento no sítio web do BAD sobre as condições do empréstimo do BAD: Sovereign Guaranteed Loan (SGL).

- Moeda: Seleccionar a partir de USD, EUR, JPY, etc.
- Período de resgate: Máximo de 20 anos (com período de carência de 5 anos) 20 anos (com período de carência de 5 anos)
- Taxa de juros: 6M LIBOR (taxa variável) + Margem de Financiamento + Margem de Empréstimo (60 bp)
- Montante: em princípio, devolução em parcelas iguais a partir do término do período de carência, com possibilidade de adoptar outras formas de devolução.
- Taxa inicial (front-end fee): não há
- Pagamento de prémios: há
- Outras condições: dependendo do conteúdo do projecto poderão ser adicionadas condições como pagamento de adiantamento, etc.

As características do SGL são: (1) período relativamente longo de resgate de 20 anos, incluindo o período de carência, (2) podem ser seleccionados vários tipos de moeda, e (3) a taxa de juros é calculado em 6M LIBOR + Margem de Financiamento + Margem de Empréstimo (60 bp), e (4) Período de carência de no máximo 5 anos, são as condições mais vantajosas que os bancos comerciais normais.

Nota: Ao examinar o sítio web do BAD em 12 de Março de 2018, a taxa para USD 6M LIBOR neste dia (custos fixos (Fixed Spread Loan: FSL)) era de 1,85% incluindo o *spread* de empréstimo, fora a taxa inicial de 25 pb.

(2) O empréstimo em ienes da JICA

A JICA (Agência Japonesa de Cooperação Internacional do Japão) oferece o empréstimo em iene japonês a título de cooperação de recursos em ajudas bilaterais entre Japão e o país beneficiário. Foram levantadas as condições de crédito para empréstimos em iene no sítio web oficial da JICA. Como resultado da conferência do sítio web da JICA em 12 de Março de 2018, Angola se insere à classe de rendimento *PMD ou país pobre*, e os seguintes termos de empréstimo se enquadram ao país.

- Moeda: JPY (iene japonês)
- Período de resgate: 40 anos (com período de carência de 10 anos)

- Taxa de juros: 1,0 % ano (taxa fixa), aplicável a projectos notificados previamente a partir de 17 de Outubro de 2017
- Montante: período de devolução de 30 anos em parcelas iguais

As características do empréstimo em iene são: (i) período de devolução longo de 40 anos, incluindo o período de carência, (ii) a moeda deve ser iene japonês, (iii) a taxa de juros de 1,0% é baixa. Além disso (iv) o período de carência para os primeiros 10 anos não requer devolução da parcela do montante principal, o que representa uma vantagem.

### (3) Observações sobre empréstimo ODA

Seguem abaixo as observações na aplicação de empréstimos ODA:

- É condição para o beneficiário do SGL do BAD que seja um país membro regional (RMC) do BAD na categoria C.
- Para o BAD efectuar o empréstimo ao projecto em Angola, é necessário que haja garantias do governo Angolano.
- Existem procedimentos determinados para empréstimo em iene da JICA. Primeiramente é necessário que o governo Angolano faça o pedido de empréstimo. Em seguida, com base nesse pedido, o governo Japonês faz o exame do projecto no Japão. Em seguida, os países assinam a Troca de Notas entre si, e ao final é firmado o Acordo de Empréstimo (Loan Agreement, L/A). É estimado um tempo de 2 a 3 anos, desde a solicitação pelo governo beneficiário até a firma do empréstimo em ienes.
- Para a JICA efectuar o empréstimo ao projecto de Angola, é necessário que haja garantias do governo Angolano.

Se não puder contar com ou por algum motivo não puder receber os empréstimos ODA acima mencionados, é possível contar com o crédito de exportação da agência de crédito à exportação de cada país (Export Credit Agency: ECA). Por exemplo, se o Governo Angolano for importar um produto de uma fabricante japonesa, pode solicitar o crédito de exportação ao Japan Bank for International Corporation (JBIC), uma agência de crédito à exportação do Japão.

Para obter o crédito à exportação é necessário haver garantia por parte do Governo Angolano. Assim, se o Governo Angolano conseguir obter o crédito e conseguir também assegurar o seguro comercial, e se for possível um co-financiamento entre JBIC e uma instituição financeira privada, será possível obter o empréstimo num período mais curto do que os citados empréstimos ODA.

Os países membros da OCDE, incluindo o Japão, também fornecem créditos de exportação com base nos acordos públicos de crédito à exportação da OCDE, sendo que as condições de empréstimo permanecem iguais. Por outro lado, se for solicitar crédito de exportação a instituições de países que não são membros da OCDE, como o banco de exportação e importação da China, as condições de empréstimo serão diferentes daqueles dos países membros da OCDE.

Abaixo estão mostradas as condições de empréstimo do crédito à exportação conferidas no sítio web oficial do JBIC em 12 de Março de 2018: As condições de CIRR (Taxa de Referência de Juros

Comerciais) aplicáveis ao financiamento de exportação são as seguintes:

- Moeda: USD (dólar norteamericano)
- Período de resgate: mais de 8,5 anos
- Taxa de juros: 3,780%
- Modo de resgate: devolução em parcelas iguais
- Além da taxa de juros acima, é preciso pagar como adiantamento um prémio de risco proporcional ao montante do empréstimo. A partir de 2 de Fevereiro de 2018, Angola pertence à Categoria 6. O adiantamento do premio de risco é de 12.88%.

A entidade devedora (neste caso, a entidade implementadora que conduzirá o desenvolvimento de energia eléctrica em Angola) deve solicitar o crédito de exportação junto ao JBIC e, ao mesmo tempo em obter o seguro de comércio junto ao NEXI que é a seguradora japonesa de comércio internacional. De acordo com o sítio web oficial da NEXI em 9 de Março de 2018, Angola pertence à categoria G e pelo software de cálculo do prémio de seguro disponibilizado no mesmo sítio web, o premio de seguro era de 15,832%.

#### **9.2.2 Comparação dos diversos empréstimos**

São organizadas a seguir as condições de empréstimo de: (i) empréstimo do BAD, (ii) empréstimo em iene da JICA, (iii) empréstimo representativo de um banco comercial em Angola e (iv) empréstimo de crédito de exportação. É difícil estipular as vantagens e as desvantagens de cada tipo de empréstimo já que cada um possui condições e procedimentos diferentes, mas do simples ponto de vista dos encargos financeiros pode-se dizer que aqueles que apresentam taxas de juros menores e período de resgate mais longo são os mais vantajosos.

Uma observação não relacionada directamente ao empréstimo em iene refere-se ao caso em que o empréstimo fornecido à entidade implementadora em Angola seja em iene ou de crédito de exportação for usado para um novo empréstimo com condições diferentes do empréstimo em ienes em termos de juros, período de resgate e moeda, os encargos financeiros de cada ano podem ser alterados.



**Tabela 9-1 Comparativo dos diversos empréstimos**

|   | Tipo                 | Condições de empréstimo  |
|---|----------------------|--|
| <u>1 Empréstimo do BAD</u>                        | ODA                  | Moeda: USD<br>Taxa de juros: 6M LIBOR (taxa variável) + Margem de Financiamento + Margem de Empréstimo (60 bp)<br>Período de resgate: Máximo 20 anos (com período de carência de 5 anos)<br>Modo de resgate: devolução em parcelas iguais<br>Outras condições: Há pagamento de prémios (commitment fee)  |
| <u>2 Empréstimo em iene JICA</u>                  | ODA (PDA)            | Moeda: JPY (iene japonês)<br>Taxa de juros: 0,7%<br>Período de resgate: 40 anos (com período de carência de 10 anos)<br>Modo de resgate: devolução em parcelas iguais<br>Outras condições: não há  |
| <u>3 Empréstimo comercial de bancos Angolanos</u> | Empréstimo comercial | Moeda: AOA<br>Taxa de juros: 20%<br>Período de resgate: 3 anos (sem período de carência de 10 anos)<br>Modo de resgate: Presumidamente devolução em parcelas iguais<br>Outras condições: não há informações  |
| <u>4 Crédito de exportação</u>                    | Empréstimo comercial | Moeda: USD, JPY, EURO, etc.<br>Taxa de juros: 3,78% (USD : mais de 8,5 anos)<br>Período de resgate: mais de 8,5 anos<br>Modo de resgate: devolução em parcelas iguais<br>Outros: Necessário pagar a taxa inicial (front-end) de acordo com o prêmio de risco do país.<br>Para obter o crédito de exportação do JBIC (Japão) é necessário ter cobertura à parte pelo seguro NEXI. |

## 9.3 Plano de investimento de longo prazo

### 9.3.1 Resumo sobre o plano de investimento de longo prazo

O Plano de Investimentos de Longo Prazo baseou-se na proposta elaborada em Março de 2018. O plano se apoia no plano de geração de energia que se baseia na previsão de demanda até 2040 e no plano de transmissão/ transformação de energia obtido junto à RNT e revisado pela Equipa de Estudo da JICA.

Primeiramente, são mostrados os custos unitários de construção para geração de electricidade e para transmissão/ transformação necessários para o cálculo do montante dos investimentos a longo prazo (os custos unitários de geração de energia hidroeléctrica e térmica foram explicados na secção 6.3). O Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia até 2040 é representado por hidroeléctricas e térmicas (CCGT e GT) em termos de geração, pelas linhas de transmissão de 220 kV e de 400 kV, e pela capacidade (MVA) das subestações de 220 kV e de 400 kV respectivamente. Para as energias renováveis (eólica e solar) não haverá construção de instalações mas apenas a compra da electricidade.

**Tabela 9-2 Os custos unitários de construção por instalação**

| Tipo            |                      | Custo unitário de capital (\$/kW) | Nota                            |
|-----------------|----------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Hidro eléctrica | Grande escala        | 2 700                             | Média de Angola                 |
|                 | Escala média/pequena | 5.400                             | Idem                            |
| Termoeléctrica  | Ciclo Combinado      | 1.200                             | Custo de construção de Soyo TPP |
|                 | Turbina de gás       | 650                               | Preço internacional             |
|                 | Gasóleo              | 900                               | Preço internacional             |
| Renováveis      | Eólico               | -                                 | Considerado no custo de geração |
|                 | Solar                | -                                 | Considerado no custo de geração |
| Transmissão     | 220kV                | 0,36 mil./ km<br>0,45 mil/ km     | 1 circuito<br>2 circuitos       |
|                 | 400kV                | 0,78 mil/ km<br>0,98 mil/ km      | 1 circuito<br>2 circuitos       |
| Subestação      | 200kV                | 0,054x(MVA)+11,58mil              | por estação                     |
|                 | 400 kV               | 0,024x(MVA)+29,67mil              | por estação                     |

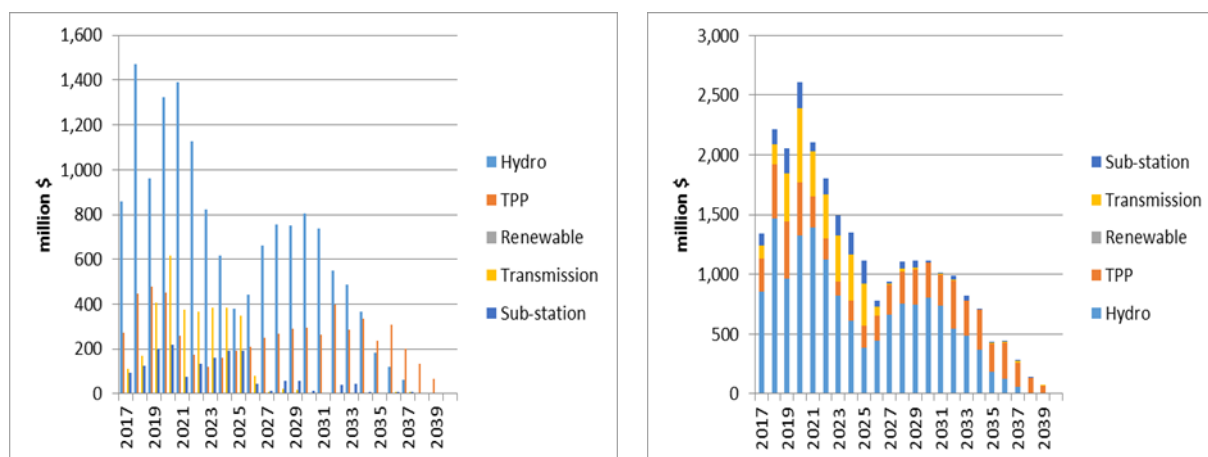
(1) Plano de investimentos baseado no ano de início da operação

São apresentados os valores dos investimentos baseados no ano de início da operação segundo o Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia. O investimento total até 2040 será de 31.548 milhões de USD, sendo composto por geração hidroeléctrica 19.083 milhões, geração de energia térmica 6,413 milhões, energias renováveis 0 milhão, investimento em linhas de transmissão 4.417 milhões e em subestações 1.636 milhões de USD.

**Tabela 9-3 Montante dos investimentos de longo prazo até 2040 (com base no ano de início da operação)**

|              | 2017       | 2018      | 2019         | 2020       | 2021         | 2022         | 2023       | 2024       | 2025         | 2026       | 2027         | 2028         | 2029      | 2030       |
|--------------|------------|-----------|--------------|------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|--------------|--------------|-----------|------------|
| Hidro        | 0          | 0         | 5,589        | 34         | 0            | 0            | 0          | 0          | 5,864        | 810        | 0            | 567          | 0         | 0          |
| TPP          | 300        | 0         | 0            | 0          | 1,050        | 531          | 0          | 531        | 81           | 0          | 81           | 450          | 81        | 163        |
| Renováveis   | 0          | 0         | 0            | 0          | 0            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 0            | 0         | 0          |
| Transmissão  | 208        | 0         | 2            | 279        | 0            | 878          | 556        | 2          | 1,614        | 0          | 785          | 0            | 0         | 18         |
| Subestação   | 0          | 25        | 0            | 225        | 0            | 444          | 51         | 0          | 196          | 0          | 426          | 0            | 0         | 18         |
| <b>Total</b> | <b>508</b> | <b>25</b> | <b>5,591</b> | <b>539</b> | <b>1,050</b> | <b>1,854</b> | <b>607</b> | <b>533</b> | <b>7,756</b> | <b>810</b> | <b>1,293</b> | <b>1,017</b> | <b>82</b> | <b>199</b> |

|              | 2031       | 2032         | 2033       | 2034       | 2035         | 2036       | 2037       | 2038         | 2039      | 2040       | Total         |
|--------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|-----------|------------|---------------|
| Hidro        | 0          | 2,565        | 0          | 0          | 2,430        | 0          | 0          | 1,223        | 0         | 0          | 19,083        |
| TPP          | 450        | 163          | 325        | 450        | 163          | 450        | 244        | 450          | 0         | 450        | 6,413         |
| Renováveis   | 0          | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 0            | 0         | 0          | 0             |
| Transmissão  | 34         | 0            | 0          | 8          | 6            | 0          | 6          | 0            | 18        | 2          | 4,417         |
| Subestação   | 129        | 0            | 0          | 0          | 103          | 0          | 0          | 0            | 18        | 0          | 1,636         |
| <b>Total</b> | <b>613</b> | <b>2,728</b> | <b>325</b> | <b>458</b> | <b>2,701</b> | <b>450</b> | <b>250</b> | <b>1,673</b> | <b>36</b> | <b>452</b> | <b>31,548</b> |



**Figura 9-1 Valores de investimentos em instalações até 2040 (com base no ano de início da operação)**

Foi analisado o tamanho dos investimentos do Plano de Investimentos até 2040.

Em Angola, a PRODEL é a responsável pela geração de energia e a RNT é responsável pela transmissão e transformação de energia. Assim, fez-se uma comparação entre os valores de investimento em geração de energia e transmissão/ transformação com os valores de 2016 das receitas e do lucro líquido da PRODEL (empresa de geração de energia) e da RNT (empresa de transmissão/ transformação).

**Tabela 9-4 Comparação entre as receitas e lucro líquido da PRODEL e RNT e o investimento de longo prazo**

| Investimento total até 2040 (a)   | Demonstrações Financeiras (2016) (b)   | (a)/ (b)                                    |
|---|--|---|
| Valor do investimento necessário para geração de energia:<br><br><u>25.496 milh. USD</u>        | PRODEL (empresa de geração de energia)<br>Receita 1.025 milh. USD<br>(= 220.420,7 milh. AOA)<br><br>Lucro líquido corrente 8,66 milh. USD<br>(=1.862,6 milh. AOA)              | <u>24,9 vezes</u><br><br><u>2,944 vezes</u> |
| Valor do investimento necessário para transmissão/ transformação:<br><br><u>6.053 milh. USD</u> | RNT (empresa de transmissão/ transformação)<br><br>Receita 405,9 milh. USD<br>(= 87.297,665 milh. AOA)<br><br>Lucro líquido corrente 20,3 milh. USD<br>(= 4.381,762 milh. AOA) | <u>14,9 vezes</u><br><br><u>298,1 vezes</u> |

\* Convertido na taxa de câmbio oficial do Banco Central de Angola (de 12 de Março de 2018) 1 USD = 215,064 AOA (TTM).

O investimento total em geração de electricidade (hidroeléctricas e térmicas) é 24,9 vezes a receita (2.944 vezes o lucro líquido) da PRODEL em 2016, e o investimento total em linhas de transmissão e subestações é 14,9 a receita (298,1 vezes o lucro líquido) da RNT em 2016, que representam valores gigantescos. Isso mostra que é difícil tanto para PRODEL como para RNT proverem recursos

provenientes do lucro ou de reservas próprias necessários para os investimentos em instalações em cada ano, sendo portanto necessário obter empréstimo externo para realizar novos investimentos.

(2) Plano de Investimentos por despesas anuais de obras

Na secção anterior foram mostrados valores de investimentos com base no ano de início da operação, no entanto é sabido que as despesas de construção não são arcadas na sua totalidade no ano de início da operação, mas são pagas de acordo com o cronograma de obras. Os empréstimos também são contraídos de acordo com o cronograma de obras de cada ano, portanto é válido apresentar o Plano de Investimentos de acordo com o desenrolar do cronograma de obras. Considera-se que as obras de construção de cada instalação obedecem ao cronograma abaixo.

**Tabela 9-5 Proporção de distribuição dos custos de obras durante o período de construção**

|                      | -8  | -7  | -6  | -5  | -4  | -3  | -2  | -1  |     |
|----------------------|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Hidro (grande)       | 5%  | 10% | 15% | 20% | 20% | 15% | 10% | 5%  |     |
| Hidro (pequena)      |   |     |     |     |     | 35% | 45% | 20% |     |
| TPP 1 (CC)           |   |     |     |     | 25% | 30% | 30% | 15% |     |
| TPP 2 (Gás)          |   |     |     | 15% | 25% | 20% | 15% | 25% |     |
| Renovável (eólico)   | energia comprada, sem custo de construção |     |     |     |     |     |     |     | 40% |
| Renovável (solar)    | energia comprada, sem custo de construção |     |     |     |     |     |     |     | 35% |
| Transmissão (220 kV) |   |     |     |     | 5%  | 40% | 45% | 10% |     |
| Transmissão (400kV)  |   |     |     |     | 5%  | 40% | 45% | 10% |     |
| Subestação (220 kV)  |   |     |     |     | 5%  | 40% | 45% | 10% |     |
| Subestação (400kV)   |   |     |     |     | 5%  | 40% | 45% | 10% |     |

Os investimentos baseados em cada ano de construção totalizam 26.023 milhões de USD, sendo composto por geração hidroeléctrica 14.867 milhões, geração de energia térmica 6.113 milhões, energias renováveis 0 milhão, investimento em linhas de transmissão 3.339 milhões e em subestações 1.705 milhões de USD.

**Tabela 9-6 Montante dos investimentos de longo prazo até 2040 (com base nos anos de obras)**

|              | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         | 2023         | 2024         | 2025         | 2026       | 2027       | 2028         | 2029         | 2030         |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| Hidro        | 857          | 1,469        | 962          | 1,323        | 1,392        | 1,127        | 821          | 616          | 382          | 441        | 663        | 756          | 749          | 804          |
| TPP          | 275          | 448          | 478          | 450          | 259          | 176          | 120          | 161          | 192          | 212        | 249        | 269          | 289          | 294          |
| Renováveis   | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0            | 0            |
| Transmissão  | 113          | 170          | 407          | 618          | 377          | 365          | 386          | 386          | 347          | 78         | 9          | 22           | 17           | 4            |
| Subestação   | 93           | 124          | 203          | 220          | 77           | 135          | 161          | 190          | 192          | 44         | 14         | 60           | 60           | 13           |
| <b>Total</b> | <b>1,337</b> | <b>2,210</b> | <b>2,051</b> | <b>2,611</b> | <b>2,106</b> | <b>1,803</b> | <b>1,489</b> | <b>1,353</b> | <b>1,113</b> | <b>776</b> | <b>935</b> | <b>1,106</b> | <b>1,116</b> | <b>1,114</b> |

|              | 2031         | 2032       | 2033       | 2034       | 2035       | 2036       | 2037       | 2038       | 2039      | 2040     | Total         |
|--------------|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|----------|---------------|
| Hidro        | 737          | 548        | 488        | 366        | 183        | 122        | 61         | 0          | 0         | 0        | <b>14,867</b> |
| TPP          | 265          | 398        | 288        | 337        | 239        | 308        | 203        | 135        | 68        | 0        | <b>6,113</b>  |
| Renováveis   | 0            | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0         | 0        | <b>0</b>      |
| Transmissão  | 3            | 6          | 4          | 3          | 3          | 8          | 9          | 3          | 0         | 0        | <b>3,339</b>  |
| Subestação   | 5            | 41         | 46         | 10         | 1          | 7          | 8          | 2          | 0         | 0        | <b>1,705</b>  |
| <b>Total</b> | <b>1,010</b> | <b>993</b> | <b>825</b> | <b>716</b> | <b>427</b> | <b>446</b> | <b>281</b> | <b>139</b> | <b>68</b> | <b>0</b> | <b>26,023</b> |

Considera-se aqui que os recursos necessários serão contraídos de acordo com os custos da obra correspondentes para cada fase de construção. A partir do ano de início da operação incorrerão despesas de depreciação e O&M (operação e manutenção). Além disso, é necessário pagar juros e o montante dos empréstimos contraídos.

(3) Os pré-requisitos da contracção de empréstimos

São mostrados os pré-requisitos e as condições de financiamento para obter empréstimo externo necessário ao desenvolvimento de fontes de energia.

- Normalmente, a entidade implementadora (implementation agency) é a mutuária do empréstimo (borrower) e muitas vezes costuma ser a pagadora (repayer). Nesse caso, a entidade implementadora é quem assume a responsabilidade em liquidar o empréstimo. No entanto, a prática em Angola é de os projectos de construção desenvolvidos por recursos externos ficarem a cargo da GAMEK enquanto que após a sua conclusão a instalação passa para o controle da PRODEL, RNT ou ENDE. Também há informações de que a responsabilidade de liquidação do empréstimo é assumida pelo Governo Angolano. Assim, as entidades implementadora, a devedora e a pagadora são órgãos diferentes e isso gera incerteza em quem quem vai assumir a responsabilidade até a liquidação da dívida.
- Assim, aparentemente a responsabilidade de quitação não cabe às três empresas PRODEL, RNT e ENDE, mas no presente trabalho fez-se o estudo de cálculo das despesas geradas no investimento com base nas despesas financeiras, despesas de depreciação e O&M obtidas nas demonstrações financeiras da PRODEL e RNT.
- Por outro lado, considerando a situação financeira da PRODEL e da RNT, acredita-se ser impossível que essas empresas possam investir com base na sua reserva interna. Portanto, é assumido que todos os investimentos futuros serão empréstimos contraídos externamente.
- Os tipos de empréstimo aplicáveis são três: (1) empréstimo em iene da JICA, (2) empréstimo ODA do BAD, e (3) crédito ECA do JBIC. Por outro lado, considerando as recentes tendências dos órgãos de ajuda internacional, tem sido concedidos empréstimos com alta natureza de concessão (grant) a projectos de energia hidroeléctrica e transmissão e transformação de energia, enquanto que aos projectos de geração termoeléctrica, que se espera serem desenvolvidos por IPPs ou que sejam projectos de alto potencial comercial, muitas vezes não tem sido fornecidos empréstimos ODA com alta natureza de concessão. Portanto, esta análise assume que para projectos de energia hidroeléctrica, transmissão e transformação serão alocados empréstimos ODA enquanto que para projectos de térmicas serão alocados empréstimos ECA.
- Considera-se que o montante do empréstimo ODA da JICA e do BAD arcarão com até 85% do custo de construção e os restantes 15% deverão ser providenciados por recursos próprios da entidade implementadora sem contar com outro tipo de empréstimo. Da mesma forma, o empréstimo ECA irá arcar com 85% do custo de construção.
- Serão considerados juros durante o período de construção (IDC, Interest During construction) durante a construção do projecto e no momento do início da operação os IDC serão contabilizados como activo.

**Tabela 9-7 Tabela de condições por tipos de empréstimo**

| Tipo                | Tipo | taxa de juros | moeda | Ano de vencimento | período de carência | Taxa (front end) | Referência |
|---------------------|------|---------------|-------|-------------------|---------------------|------------------|------------|
| Empréstimo em ienes | 1    | 1.00%         | JPY   | 30                | 10                  | 0.20%            | até 85%    |
| Empréstimo do BAD   | 2    | 1.855%        | USD   | 20                | 5                   | 0.25%            | até 85%    |
| (BAD FSL)           |      |               |       |                   |                     |                  |            |
| JBIC ECA            | 3    | 3.78%         | USD   | 10                | 0                   | 12.88%           |            |

O total de empréstimos até 2040 será de 22.120 milhões de USD, e com isso haverá o pagamento de juros no total de 2.963 milhões, adiantamento (front end) de 674 milhões e amortização do montante principal de 3.936 milhões.

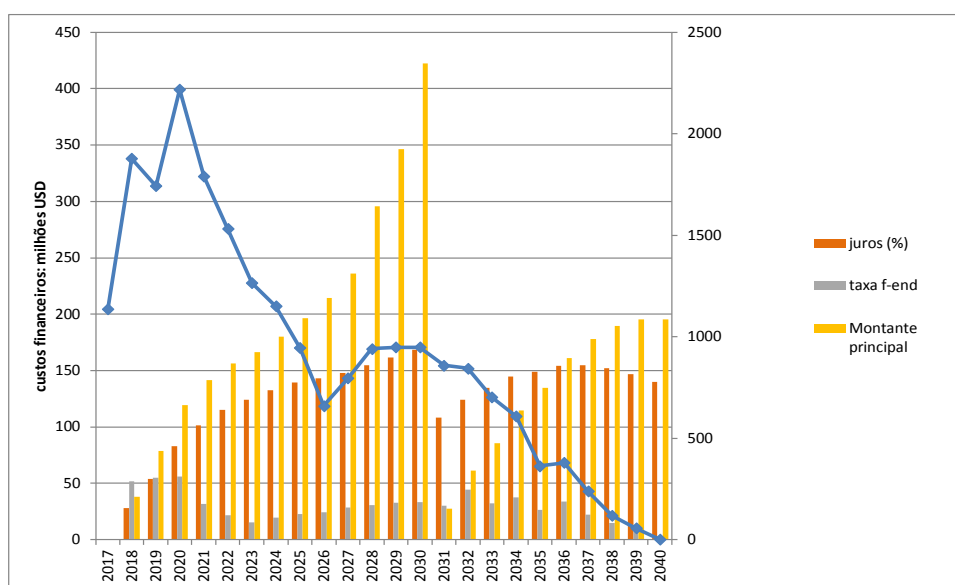
**Tabela 9-8 Empréstimos e despesas financeiras até 2040**

|                        | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Montante do empréstimo | 1137 | 1878 | 1743 | 2219 | 1790 | 1532 | 1266 | 1150 | 946  | 659  | 794  | 941  | 948  | 947  |
| juros (%)              | 0    | 28   | 54   | 83   | 102  | 115  | 124  | 133  | 139  | 143  | 148  | 155  | 162  | 169  |
| taxa f-end             | 0    | 52   | 55   | 56   | 32   | 22   | 15   | 20   | 23   | 24   | 28   | 31   | 33   | 34   |
| Montante principal     | 0    | 38   | 79   | 119  | 141  | 156  | 167  | 180  | 197  | 215  | 236  | 296  | 346  | 422  |
| Total                  | 0    | 118  | 187  | 258  | 275  | 294  | 306  | 333  | 359  | 382  | 412  | 481  | 541  | 625  |

(unid.: Milh. USD)

|                        | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | total  |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------|
| Montante do empréstimo | 859  | 844  | 702  | 609  | 363  | 379  | 238  | 118  | 58   | 0    | 22,120 |
| juros (%)              | 109  | 124  | 135  | 145  | 149  | 154  | 155  | 152  | 147  | 140  | 2,963  |
| taxa f-end             | 30   | 45   | 32   | 38   | 26   | 34   | 22   | 15   | 7    | 0    | 674    |
| Montante principal     | 28   | 61   | 86   | 114  | 135  | 161  | 178  | 190  | 195  | 195  | 3,936  |
| total                  | 166  | 230  | 253  | 297  | 310  | 349  | 355  | 357  | 350  | 335  | 7,573  |

(unid.: Milh. USD)



**Figura 9-2 Empréstimos e despesas financeiras até 2040**

- (4) Os pré-requisitos das despesas de O&M, depreciação, etc.

Os pré-requisitos para despesas incorridas após a conclusão das instalações são as seguintes:

- A instalação entrará em operação no início de cada ano (1º de Janeiro), as obras de construção da linha de transmissão de uma central são concluídas um ano antes da operação da central.
  - A depreciação é calculada pelo método linear e o valor residual é assumido como zero.
  - O valor do activo no momento do início da operação deve ser a soma do custo de construção e os de juros de obra (IDC) incorridos durante o período de construção. As despesas de depreciação e de O&M são calculadas a partir do total dos valores dos activos listados à esquerda.
  - As despesas de O&M de centrais hidroeléctricas e instalações de transmissão e transformação foram calculadas em termos de proporção (%) em relação ao valor do activo dessas instalações. As despesas de O&M de centrais térmicas serão a soma das despesas de O&M e mais o de combustível (combustível consumido na geração de energia térmica). As centrais de energias renováveis (energia eólica e solar) não serão construídas e a sua energia será adquirida ao preço unitário de compra por kWh a partir do início da operação.
- (5) Considerar os juros durante as obras (IDC) de cada instalação. O IDC é incluído no activo após o início da operação.

**Tabela 9-9 Especificações para cálculo das despesas de depreciação/ cálculo do IDC por instalação**

|                            | Período do projecto | Custo O&M (%) | IDC (%)/ 100 milh. USD | Período de construção (anos) |
|----------------------------|---------------------|---------------|------------------------|------------------------------|
| <b>Hidro (grande)</b>      | 40                  | 1             | 4.6                    | 8                            |
| <b>Hidro (pequena)</b>     | 40                  | 1             |                        | 3                            |
| <b>TPP 1 (CC)</b>          | 25                  | 3             | 10.41                  | 4                            |
| <b>TPP 2 (Gás)</b>         | 20                  | 5             | 11.51                  | 5                            |
| <b>TPP 3 (BIO)</b>         | 20                  | 2             |                        | 5                            |
| <b>TPP (Diesel)</b>        | 20                  | 5             |                        | 3                            |
| <b>Renovável (eólico)</b>  | 20                  | -             | -                      | 3                            |
| <b>Renovável (solar)</b>   | 20                  | -             | -                      | 3                            |
| <b>Transmissão (220kV)</b> | 40                  | 2             | 2.42                   | 4                            |
| <b>Transmissão (400kV)</b> | 40                  | 2             | 2.42                   | 4                            |
| <b>Subestação (220 kV)</b> | 40                  | 2             | 2.42                   | 4                            |
| <b>Subestação (400kV)</b>  | 40                  | 2             | 2.42                   | 4                            |

### 9.3.2 O Custo marginal de longo prazo (CMLP)

- (1) A derivação dos custos marginais de longo prazo

O Custo Marginal de Longo Prazo é calculado com base no *Manual de Cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) para Projectos de Empréstimos ODA*, do JBIC: A seguinte fórmula é aplicada de acordo com o mesmo manual:

*Custo marginal de longo prazo (LRMC) = Custo total de construção do projecto × factor de recuperação de capital + despesa anual de manutenção, etc.*

Onde, o factor de recuperação de capital =  $r / (1 - (1 + r)^{-n})$

(r: 10%, n: vida útil das instalações (hidroeléctricas: 40 anos, térmicas: 25 anos (CCGT) e 20 anos (GT)), transmissão de energia (40 anos), transformação (40 anos)

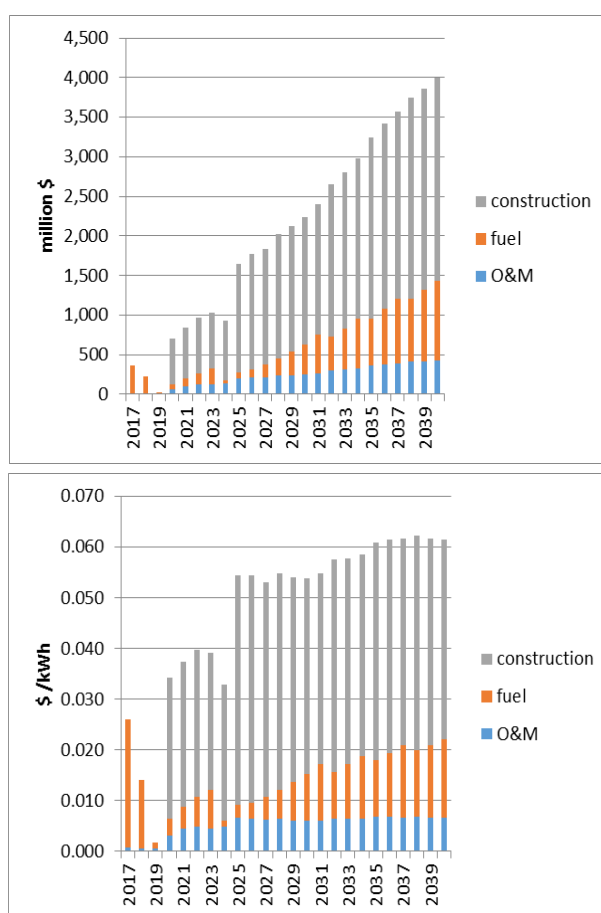
Despesa anual de manutenção, etc. = custo de O&M + custo de combustível (nas térmicas) de cada ano

Custo de O&M: proporção (%) do custo total de construção de cada instalação

Custo de combustível: custo anual de combustível de centrais térmicas

## (2) LRMC de geração de energia

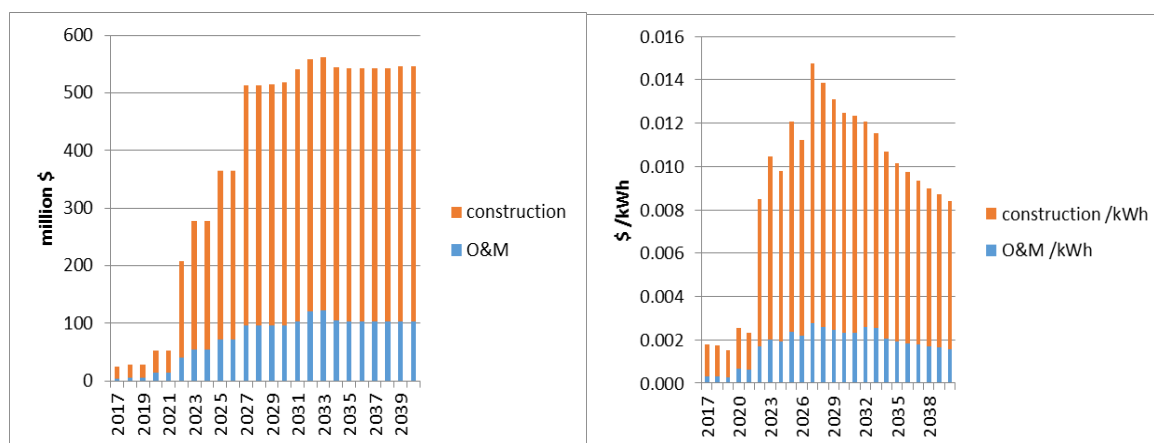
As despesas anuais de geração de energia e o custo unitário de geração de energia por kWh são mostrados na Figura 9-3. Isso corresponde ao LRMC de geração de energia. Embora o custo unitário de geração de energia por kWh apresente variações tem evoluído em torno de 5-6 centavos/ kWh.



**Figura 9-3 Despesas anuais dos equipamentos de geração de energia e o custo unitário por kWh**

Foram calculadas as despesas de transmissão e transformação e o custo unitário por kWh. Diferentemente da geração térmica, não há despesas variáveis proporcionais à quantidade de geração como os custos de combustível, portanto incorrem apenas as despesas de O&M e de construção. As despesas anuais e o custo unitário por kWh ficam conforme mostrados na Figura 9-4. O custo unitário por kWh chega a 1,5 centavos/ kWh em 2027 e depois cai para 0,8 centavos/ kWh.





**Figura 9-4 Despesa anual dos equipamentos de transmissão e transformação de energia e o custo unitário por kWh**

(3) Avaliação dos níveis apropriados de tarifas de electricidade

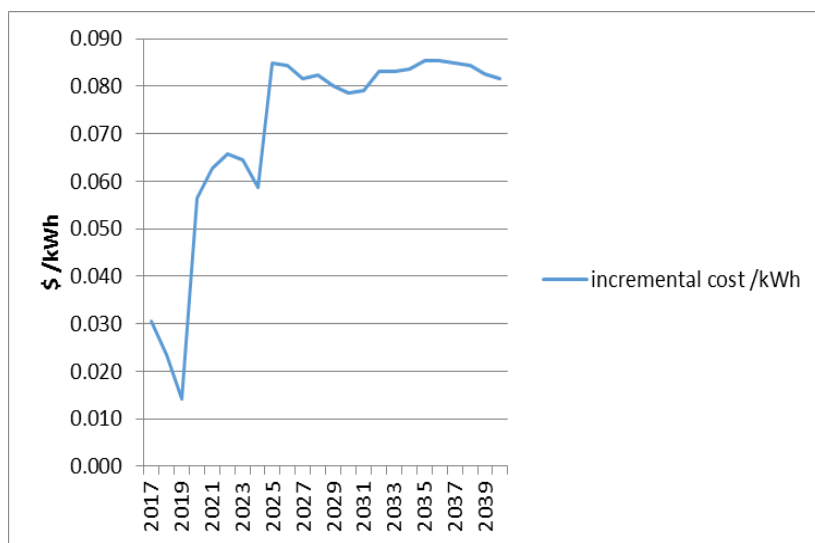
Com base no exposto, fez-se um levantamento sobre o aumento nas despesas devido aos custos de construção e despesas de O&M decorrente dos investimentos até 2040 incluindo o pagamento das amortizações do empréstimo. As despesas portanto são aquelas relativas à construção, de O&M após a conclusão e despesas de depreciação, para as centrais térmicas ainda existem os custos de combustível consideradas despesas de O&M. A contracção do empréstimo incorre no pagamento de juros e do montante principal além dos juros durante a obra (IDC).

\* As despesas pagas em cada ano variam de acordo com o cronograma de construção das instalações e do período de carência do pagamento da devolução (taxa de juros + valor do montante) de cada empréstimo contraído. Por isso, as despesas de cada ano foram normalizadas pelo factor de recuperação de capital.

Os resultados são mostrados abaixo: O custo unitário por kWh de geração de energia aumenta no máximo em 8,5 centavos, e o custo unitário por kWh de transmissão e transformação aumenta no máximo em 2 centavos.

**Tabela 9-10 Aumento nas despesas por kWh das instalações de geração de energia (hidroeléctrica/térmica)**

|                            | (USD/ kWh) |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|----------------------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Custo incremental USD/ kWh | 2017       | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
|                            | 0.031      | 0.024 | 0.014 | 0.057 | 0.063 | 0.066 | 0.065 | 0.059 | 0.085 | 0.084 | 0.081 | 0.082 | 0.080 | 0.079 |
|                            | (USD/ kWh) |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Tipo                       | 2031       | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  | 2039  | 2040  | total |       |       |       |
| Custo incremental USD/ kWh | 0.079      | 0.083 | 0.083 | 0.084 | 0.085 | 0.085 | 0.085 | 0.084 | 0.083 | 0.082 | -     |       |       |       |



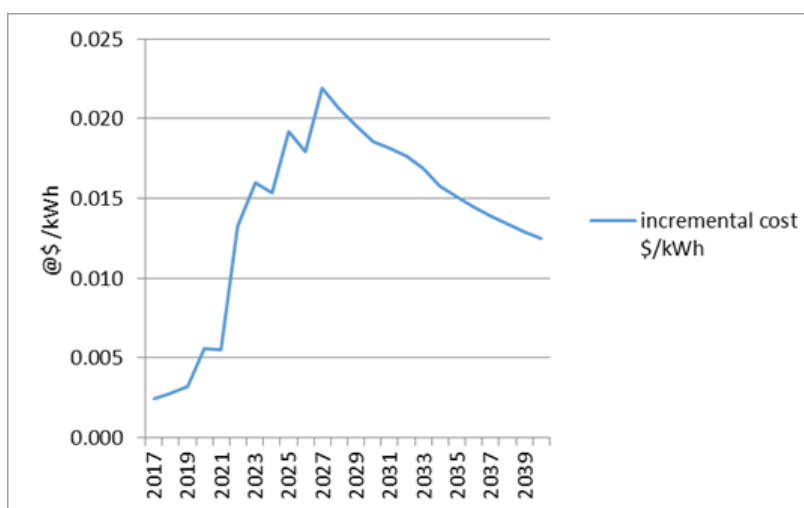
**Figura 9-5** Aumento nas despesas por kWh das instalações de geração de energia (hidroelétrica/térmica)

**Tabela 9-11** Aumento nas despesas por kWh das instalações de transmissão e transformação de energia

|                            | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Custo incremental USD/ kWh | 0.002 | 0.003 | 0.003 | 0.006 | 0.006 | 0.013 | 0.016 | 0.015 | 0.019 | 0.018 | 0.022 | 0.021 | 0.020 | 0.019 |

|                            | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  | 2039  | 2040  | total |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Custo incremental USD/ kWh | 0.018 | 0.018 | 0.017 | 0.016 | 0.015 | 0.014 | 0.014 | 0.013 | 0.013 | 0.012 | -     |



**Figura 9-6** Aumento nas despesas por kWh das instalações de transmissão e transformação de energia

Com base nessa estimativa, fez-se o levantamento da capacidade de cobertura das despesas por kWh geradas pelos novos investimentos pela actual receita unitária por kWh da PRODEL e RNT.

A análise das receitas e despesas das três empresas PRODEL, RNT e ENDE será realizada no Capítulo 11, mas as despesas unitárias da PRODEL em 2016 foi de 19,74 AOA/ kWh o que equivale a 0,09 \$. As despesas unitárias da RNT foi de 8,45 AOA/ kWh, o que equivale a 0,039 \$. No workshop anterior, houve observação de que nas demonstrações de resultados da PRODEL não estavam incluídos os custos de combustível. Aparentemente as despesas unitárias por kWh da PRODEL é baixa por não incluir o custo de combustível necessário à geração de energia\*.

\* No workshop de Janeiro de 2018 houve a observação de que nas demonstrações de resultados da PRODEL não estavam incluídos os custos de combustível. O entendimento da Equipa de Estudo da JICA é de que o combustível a ser usado na central térmica é fornecido gratuitamente pelo Governo, por isso não é incluído nas despesas da PRODEL. Apesar do custo de combustível consumido na geração de energia ser desconhecido, há nas demonstrações de resultados de 2016 da PRODEL uma despesa de combustível na conta de despesas diversas no valor de 25.152.000 AOA, que é suposto que sejam despesas de consumo de combustível para fins gerais administrativos de escritórios e sedes operacionais.

**Tabela 9-12 As receitas e as despesas unitárias por kWh das três companhias**

|  | (AOA /kWh)        |                  |
|--|-------------------|------------------|
|  | 2016              | 2015             |
| <b>PRODEL</b>                                    | 10,929,810,809.00 | 6,308,876,489.00 |
| @ receita unitária/ kWh                          | 23.11             | 21.03            |
| @ despesa unitária/ kWh                          | 19.89             | 21.05            |
| <b>RNT</b>                                       | 9,348,186,285.76  | 6,136,127,637.00 |
| @ receita unitária/ kWh                          | 8.86              | 8.39             |
| @ despesa unitária/ kWh                          | 8.15              | 7.22             |
| <b>ENDE</b>                                      | 9,348,186,285.76  | 5,829,423,620.07 |
| @ preço de receita unitária/ kWh                 | 11.49             | 11.08            |
| @ preço de receita unitária (sem subsídio) / kWh | (5.23)            | (3.32)           |
| @ despesa unitária/ kWh                          | 13.28             | 10.98            |

Por outro lado, o custo unitário de geração de electricidade com base nos investimentos de longo prazo é de 0,085 USD/ kWh, o custo unitário de transmissão/ transformação é de 0,02 USD/ kWh. Assim a soma das despesas unitárias de geração por kWh é de 0,175 \$ (= 38,04 AOA) e das despesas unitárias de transmissão/ transformação por kWh é de 0,059 USD (= 12,75 AOA) (\* Taxa de conversão: 1 USD= 215,064 AOA (TTM) de 12 de Março de 2018).

Portanto, para o custo unitário por kWh, mesmo a considerar uma situação onde não se prevê garantir um determinado margem de lucro, será preciso elevar em 17,9 AOA a receita unitária actual (de 20,17 AOA) da PRODEL. Também para RNT será preciso elevar a sua receita unitária actual (de 9,34 AOA) em 3,41 AOA.

**Tabela 9-13 Aumento das despesas por kWh decorrentes do investimento a longo prazo**

|   | PRODEL                             | RNT                                 |
|---|------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. Receita unitária da receita @/ kWh em 2016   | @0.94 \$ /kWh<br>(=@20.17 AOA/kWh) | @0.043 \$ /kWh<br>(=@9.34 AOA/kWh)  |
| 2. Despesa unitária de custo @/ kWh em 2016   | @0.09\$ /kWh<br>(=@19.74 AOA)      | @0.039 \$ / kWh<br>(=@8.45 AOA/kWh) |
| 3. Aumento das despesas unitárias decorrentes dos investimentos de longo prazo                                      | @0.085\$/ kWh<br>(=@18.3 AOA/kWh)  | @0.02\$/ kWh<br>(=@4.3 AOA/kWh)     |
| 4. Total das despesas unitárias (2 + 3)   | @0.175 \$/kWh<br>(=@38.04AOA/kWh)  | @ 0.059 \$/kWh<br>(=@12.75 AOA/kWh) |
| 5. Valor de aumento da tarifa<br>(Despesas unitárias após investimentos de longo prazo/ despesas unitárias actuais) | 17.9 AOA<br>( 1.92 vezes)          | 3.41 AOA<br>( 1.51 vezes)           |

\* Convertido na taxa de câmbio oficial do Banco Central de Angola (de 12 de Março de 2018) 1 USD = 215,064 AOA (TTM).

Organizou-se a tarifa actual de energia eléctrica da seguinte forma: a tabela abaixo é a tabela de preços (\*) publicada no Boletim Oficial de Dezembro de 2015. Presume-se que a ENDE recolhe as tarifas de electricidade com base nesses preços unitários.

(\* Segue em Anexo \*\* a versão traduzida em inglês do Boletim Oficial de Dezembro de 2015)

**Tabela 9-14 Resumo da tabela de tarifas de electricidade (anunciada em Dezembro de 2015)**

| Tensão              | Tipos (por finalidade)            | Observações:   | Fórmula de cálculo de tarifa  |
|---------------------|-----------------------------------|--|---|
| <u>Baixa tensão</u> | Uso domiciliari                   | Potência contratada 1,3 kVA<br>Potência contratada 3,0 kVA | até 120 kWh: @ 2,46/ kWh<br>até 200 kWh: @ 3,00/ kWh  |
|                     | Iluminação pública                | Fornecido a 1 KV   | $T = (1,80 \times d + 4,73 \times W) \text{ AoA}$   |
|                     | Geral/ Uso domiciliari especial   | Potência contratada 3,0 a 9,9 kVA                          | Monofásica: $T = (3,10 \times d \times pc + 6,53 \times W) \text{ AoA}$<br>Trifásica: $T = (4,20 \times d \times pc + 7,05 \times W) \text{ AoA}$ |
|                     | Uso comercial e industrial        | Uso comercial<br>Uso industrial                            | $T = (4,20 \times d \times pc + 7,05 \times W) \text{ AoA}$<br>$T = (4,20 \times d \times pc + +7,053 \times W) \text{ AoA}$                      |
| <u>Média tensão</u> | Uso comercial e industrial        | Tensão de 30 kV ou inferior                                | $T = (538,93 \times P + +5,88 \times W) \text{ AoA}$  |
|                     |                                   | Tensão de 30 kV ou superior                                | $T = (538,93 \times P + +5,13 \times W) \text{ AoA}$  |
| <u>Alta tensão</u>  | Uso industrial/ para distribuição | Uso industrial: 30 kV ou superior                          | $T = (598,36 \times P + 4,70 \times W) \text{ AoA}$   |
|                     |                                   | Distribuição: 30 kV ou superior                            | $T = (598,36 \times P + 4,70 \times W) \text{ AoA}$   |

Nota: d= Número de dias passados desde a cobrança da tarifa de electricidade

pc: potência contratada (kVA)

P: Potência máxima (KW) medida em 15 minutos

W: Consumo de energia (kWh)

T: Valor da tarifa de electricidade (AOA) com base na equação de cálculo

As principais características são:

- As tarifas de energia de uso domiciliário de baixa tensão (até 3,0 kVA de potência contratada) são de aumento gradual conforme o consumo: 120 kWh e 120 a 200 kWh. O custo unitário por kWh é de @ 2,46 a @3,00 AOA.
- O preço unitário por kWh de domicílios especiais com potência contratada de 3,0 kVA ou superior é o dobro do uso domiciliário (6,53 a 7,05 AOA), e assim os domicílios que consomem mais energia tendem a pagar um preço unitário maior. Além disso, a tarifa de energia a pagar aumenta proporcionalmente à data efectiva de pagamento (d) a contar da data da cobrança.
- As tarifas comercial e industrial são calculadas pela multiplicação da potência contratada (pc) pelo número de dias (d) a partir da data de cobrança até o pagamento da tarifa. Em outras palavras, quanto maior o número de dias faltosos de pagamento, o valor da tarifa de electricidade aumenta.
- Já as tarifas para uso comercial e industrial de média e alta tensão não são proporcionais ao número de dias (d), mas são cobradas com base na potência máxima (p) e no consumo de energia (W).
- O nível actual das tarifas de energia em termos de preço unitário por kWh é de 7 AOA/ kWh mesmo para os domicílios de máximo consumo e os especiais, que representam cerca de metade das despesas unitárias por kWh (13,28 AOA/ kWh) calculadas a partir das demonstrações financeiras da ENDE. Presume-se que isso se deve ao facto de se adoptar uma política de subsidiar uma parte das tarifas a fim de reduzir o encargo causado pelas tarifas eléctrica nos consumidores.

Na realidade a tarifa de electricidade a ser cobrada pela ENDE deve estar a um nível que inclua o custo de aquisição de energia junto à PRODEL e RNT. Assim, é preciso considerar que as despesas decorrentes

dos investimentos na geração e transmissão/ transformação de energia baseados no Plano de Investimentos de Longo Prazo devam ser adicionados à tarifa de energia eléctrica a ser cobrada pelo sector de distribuição. Nesse caso, o incremento nas despesas decorrentes do Plano de Investimentos de Longo Prazo é calculado em 0,234 \$/ kWh (= 50,79 AOA/ kWh)\*. Pensa-se que a decisão política sobre quanto de subsídio deve ser introduzido deve ser analisada à parte, e a título de cálculo da tarifa unitária devem ser contabilizadas a receita e as despesas decorrentes, e a discussão sobre a proporção do subsídio deve ser feita depois disso.

\* Deve-se calcular o incremento nas despesas decorrentes dos investimentos de longo prazo tanto da PRODEL como da RNT a partir da Tabela \*\* sobre o aumento das despesas por kWh decorrentes do investimento de longo prazo.

@ 0,175 USD/ kWh + @ 0,059 \$/ kWh = @ 0.234 \$/ kWh, esses valores convertidos em AOA são:

@ 38,04 AOA/ kWh + @ 12,75 AOA/ kWh = @ 50,79 AOA/ kWh.

### 9.3.3 **Recomendação sobre a melhor estratégia financeira**

#### (1) **Recomendações**

##### (a) **Aumento do preço da tarifa de electricidade**

Conforme mencionado nas secções 9.2 e 9.3 o preço unitário por kWh decorrente dos investimentos até 2040 será de 0,175\$ e o preço unitário de transmissão e transformação será de 0,059\$. Para cobrir essas despesas, é necessário aumentar também o preço unitário a esse patamar.

(b) Avaliação das fontes de financiamento

A considerar as situações financeiras da PRODEL e da RNT, considera-se difícil que essas empresas invistam com base na sua reserva interna de capital. Assim é presumido que faça empréstimo de capital externo, e as secções 9.2.1 e 9.2.2 trataram de explicar sobre os tipos e as condições de financiamento viáveis e os pontos a serem observados. Como meio de contracção de um empréstimo, é necessário estar ciente sobre questões como a necessidade de garantia pelo Governo Angolano para os empréstimos ODA seja da JICA como do BAD, bem como o ciclo do projecto e o tempo que se leva para obter de facto o empréstimo.

(c) Manutenção do rácio de capital adequado

À medida que os empréstimos vão sendo contraídos, o rácio de capital da entidade implementadora declina. É dito em termos financeiros que quanto maior o montante do empréstimo contraído maior o risco de incumprimento do pagamento da dívida, situação essa que é indesejável. Por isso, é necessário pensar em contramedidas tais como injectar capital de acordo com o empréstimo contraído. Não existe um padrão de rácio de capital adequado para o sector de energia eléctrica, mas em geral é considerado um rácio na faixa de 20 a 30%.

A tabela abaixo mostra o total de activos e o capital apresentados na demonstração financeira e os respectivos rácios de capital da PRODEL e RNT em 2016. Os rácios de capital da PRODEL e da RNT em 2016 foram superiores a 40% e no momento podem ser considerado suficientes, no entanto, se daqui para frente começar a contrair empréstimos para investimentos, o total de activos na folha de balanço aumentará, mas sem que haja injeção de capital, o rácio de capital da PRODEL (47,0% → 4,7%) e o da RNT (41,1% → 6,6%) despencarão continuamente.

**Tabela 9-15 Cálculo do declínio no rácio de capital decorrente dos investimentos de longo prazo**

| Dados contábeis de 2016  | Investimento total em 2040 | Activos em 2016 + Total do investimento (rácio de capital) |
|--|----------------------------|--|
| <b>PRODEL</b><br>Total de activos: 2,838 milhões de USD<br>(rácio de capital: 47,0%) | 25.496 milh. USD           | 28.334 milh. USD<br>(rácio de capital: 4.7%)               |
| <b>RNT</b><br>Total de activos: 1,150 milhões de USD<br>(rácio de capital: 41,1%)    | 6.053 milh. USD            | 7,203 milh. USD<br>(rácio de capital: 6.6%)                |

\* Convertido na taxa de câmbio oficial do Banco Central de Angola (de 12 de Março de 2018) 1 USD = 215,064 AOA (TTM).

## (2) Conclusão

### (a) Aumento do preço da tarifa de electricidade

Os principais implementadores de projectos no sector de energia em Angola são a PRODEL (geração de energia), a RNT (transmissão e transformação) e a ENDE (distribuição). Deste, o sector de distribuição de energia (ENDE) recebe subsídios de modo a amenizar a carga das tarifas de energia da população.

O Plano de Investimentos proposto aqui são investimentos nos sectores de geração e de transmissão e transformação de energia. Para isso será necessário aumentar o preço unitário por kWh de energia gerada/ transmitida pela PRODEL e RNT, enquanto que não se vê necessidade em aumentar a receita unitária da ENDE do sector de distribuição. O que deve ser observado é que independente de se aumentar ou não o preço é necessário demonstrar com clareza a situação da receita e despesas de cada sector citado. Mesmo que se dê subsídios ao sector de distribuição, é necessário manter o procedimento contábil adequado em cada empresa para que se possa calcular o custo geral de cada uma delas.

Além disso, o aumento das tarifas de energia eléctrica da PRODEL e da RNT pode ser feito de modo gradual com base no andamento do Plano de Fontes de Energia de Longo Prazo.

### (b) Avaliação das fontes de financiamento

As formas de exame e o ciclo de concepção de um projecto de financiamento são diferentes para cada fonte de financiamento. Por isso é necessário definir rapidamente as fontes de financiamento para cada projecto e iniciar as discussões para se obter o financiamento. Além disso, a JICA por exemplo, no âmbito do ciclo de concepção de um projecto de financiamento, tem oferecido ao solicitante meios de apoio para elaboração do Relatório de Implementação (I/P) necessário para o exame de financiamento, e que deve ser aproveitado de forma activa. Além disso, os empréstimos da JICA e do BAD devem ter a garantia do Governo beneficiário. Em outras palavras o financiamento ao projecto deve estar aprovado oficialmente não apenas dentro da entidade implementadora mas também dentro do Governo Angolano, e cabe à entidade implementadora avançar com a solicitação de aprovação bem como definir os seus procedimentos junto ao Governo.

### (c) Manutenção do rácio de capital adequado

Para manter um rácio de capital adequado existe a maneira de obrigar a injeção de capital a uma certa proporção em relação ao empréstimo. Por exemplo, no desenvolvimento de projectos de energia eléctrica na Índia, é obrigatório obter financiamento na proporção 70:30 para empréstimo: capital, e a parte do capital é injectado pelo Governo Central Indiano ou Regional em forma de orçamento ou empréstimo de longo prazo.

Mas na Índia, a realidade é que tanto o Governo Central como os governos locais apresentam dificuldades financeiras, e é difícil alocar o orçamento do governo para capitalizar a entidade implementadora desde o início do projecto. Por isso, existe uma prática aprovada onde o governo

empresta o capital à entidade implementadora do projecto na forma de empréstimo de longo prazo, e posteriormente se a entidade implementadora do projecto conseguir atender a determinadas condições, a sua dívida é cancelada. Com isso, a entidade implementadora consegue converter em capital o recurso emprestado a longo prazo o que consequentemente resulta no aumento do seu capital. \*

\* Na Índia, se a entidade que contraiu empréstimo do governo conseguir atender a determinadas condições, a sua dívida é cancelada (forgivable loan). Essas condições são por exemplo a conclusão da obra pela entidade dentro do cronograma. O importante é que para a entidade implementadora esse sistema de financiamento possibilita anular a dívida contraída e consequentemente incorporar este recurso no seu capital próprio, o que contribui para a melhoria da sua estrutura financeira.



## Capítulo 10. Análise económica e financeira

### 10.1 A análise financeira da RNT, PRODEL e ENDE

Foi analisada a situação financeira das 3 companhias RNT, PRODEL e ENDE a partir das demonstrações financeiras contidas no relatório anual das respectivas companhias. As demonstrações financeiras obtidas de cada companhia foram as seguintes: demonstrações de 2015 (as 3 companhias), de 2016 (as 3 companhias) e de 2017 somente demonstração de resultados (P/L) da ENDE (porém somente para os meses de Janeiro a Junho), portanto a título de comparação, foram analisadas somente as demonstrações financeiras de 2015 e 2016.

Além da notação em moeda local (AOA), as demonstrações financeiras mostram também as convertidas em dólar. Com base na taxa publicada em 12 de Março de 2018, a taxa de câmbio é de US\$1=215,064 AOA.

#### 10.1.1 RNT

Os números da tabela de demonstrações financeiras da RNT estão representados na unidade 1000 AOA.

<Demonstração de resultados>

A receita da companhia em 2016 foi de 82,791 mil milhões de AOA para receita de vendas, além de outras receitas que somaram 4,4 mil milhões de AOA. Dentre as despesas, as despesas de geração de energia totalizaram 67,2 mil milhões de AOA e chegam a representar praticamente a totalidade das despesas. Como resultado, o lucro antes e depois de impostos ficou em 4,381 mil milhões de AOA.

**Tabela 10-1 A demonstração de resultados (P/L) da RNT**

|  | (Unidade: 1000 AOA) |                   |  | (Unidade: 1000 USD) |                |
|--|---------------------|-------------------|--|---------------------|----------------|
|  | 2016                | 2015              |  | 2016                | 2015           |
| <b>Resultado Operacional</b>                               | <b>87,297,665</b>   | <b>54,811,737</b> | <b>Resultado Operacional</b>                               | <b>405,915</b>      | <b>254,862</b> |
| Vendas   | 82,791,700          | 51,450,377        | Vendas   | 384,963             | 239,233        |
| Serviços prestados   | 16,760              | 22,478            | Serviços prestados   | 78                  | 105            |
| Outros lucros operacionais                                 | 4,489,205           | 3,338,882         | Outros lucros operacionais                                 | 20,874              | 15,525         |
| <b>Custos operacionais</b>                                 | <b>79,004,626</b>   | <b>45,341,594</b> | <b>Custos operacionais</b>                                 | <b>367,354</b>      | <b>210,828</b> |
| Alterações nos inventários de produtos acabados e em curso | 0                   | 0                 | Alterações nos inventários de produtos acabados e em curso | 0                   | 0              |
| Obras capitalizadas  | 0                   | 0                 | Obras capitalizadas  | 0                   | 0              |
| Custo dos bens vendidos e materiais consumidos             | 67,206,922          | 37,787,871        | Custo dos bens vendidos e materiais consumidos             | 312,497             | 175,705        |
| Custos com pessoal   | 4,391,321           | 3,127,136         | Custos com pessoal   | 20,419              | 14,540         |
| Amortizações   | 4,614,278           | 3,392,712         | Amortizações   | 21,455              | 15,775         |
| Outros custos e perdas operacionais                        | 2,792,105           | 1,033,875         | Outros custos e perdas operacionais                        | 12,983              | 4,807          |
| <b>Lucro bruto</b>   | <b>8,293,039</b>    | <b>9,470,143</b>  | <b>Lucro bruto</b>   | <b>38,561</b>       | <b>44,034</b>  |
| Despesas de financiamento                                  | -859,334            | -1,463,938        | Despesas de financiamento                                  | -3,996              | -6,807         |
| Resultados de subsidiárias e de empresas afiliadas         | 0                   | 0                 | Resultados de subsidiárias e de empresas afiliadas         | 0                   | 0              |
| Despesas não operacionais / rendimento                     | -906,109            | -579,007          | Despesas não operacionais / rendimento                     | -4,213              | -2,692         |
| <b>Lucro antes de impostos</b>                             | <b>6,527,596</b>    | <b>7,427,198</b>  | <b>Lucro antes de impostos</b>                             | <b>30,352</b>       | <b>34,535</b>  |
| Imposto sobre o rendimento das sociedades                  | 2,145,834           | 2,228,159         | Imposto sobre o rendimento das sociedades                  | 9,978               | 10,360         |
| <b>Lucro líquido</b>                                       | <b>4,381,762</b>    | <b>5,199,039</b>  | <b>Resultado líquido das actividades ordinárias</b>        | <b>0</b>            | <b>0</b>       |
| Resultados extraordinários                                 | 0                   | 0                 | Resultados extraordinários                                 | 0                   | 0              |
| Imposto sobre o rendimento das sociedades                  | 0                   | 0                 | Imposto sobre o rendimento das sociedades                  | 0                   | 0              |
| <b>Lucro líquido do exercício</b>                          | <b>4,381,762</b>    | <b>5,199,039</b>  | <b>Lucro líquido do exercício</b>                          | <b>20,374</b>       | <b>24,174</b>  |

**Tabela 10-2 O Balanço (B/S) da RNT**

|  | (Unidade: 1000 AOA) |                    |  | (Unidade: 1000 USD) |                |
|--|---------------------|--------------------|--|---------------------|----------------|
|  | 2016                | 2015               |  | 2016                | 2015           |
| <b>Activos</b>                                       |                     |                    | <b>Activos</b>                                       |                     |                |
| <b>Activos não correntes</b>                         | <b>134,179,383</b>  | <b>125,647,314</b> | <b>Activos não correntes</b>                         | <b>623,904</b>      | <b>584,232</b> |
| Activos fixos tangíveis                              | 134,178,838         | 125,646,596        | Activos fixos tangíveis                              | 623,902             | 584,229        |
| Activos fixos intangíveis                            | 545                 | 718                | Activos fixos intangíveis                            | 3                   | 3              |
| Investimentos em subsidiárias e em associadas        | 0                   | 0                  | Investimentos em subsidiárias e em associadas        | 0                   | 0              |
| Outros activos financeiros                           | 0                   | 0                  | Outros activos financeiros                           | 0                   | 0              |
| Outros activos não correntes                         | 0                   | 0                  | Outros activos não correntes                         | 0                   | 0              |
| <b>Activos correntes</b>                             | <b>113,274,311</b>  | <b>62,235,687</b>  | <b>Activos correntes</b>                             | <b>526,700</b>      | <b>289,382</b> |
| Caixa  | 68,243              | 203,990            | Caixa  | 317                 | 949            |
| Contas a receber                                     | 101,955,502         | 53,566,640         | Contas a receber                                     | 474,071             | 249,073        |
| Caixa e depósitos bancários                          | 7,805,495           | 5,476,676          | Caixa e depósitos bancários                          | 36,294              | 25,465         |
| Outros activos correntes                             | 3,445,071           | 2,988,381          | Outros activos correntes                             | 16,019              | 13,895         |
| <b>Total de activos</b>                              | <b>247,453,694</b>  | <b>187,883,001</b> | <b>Total de activos</b>                              | <b>1,150,605</b>    | <b>873,614</b> |
| <b>Capital próprio e passivo</b>                     |                     |                    | <b>Capital próprio e passivo</b>                     |                     |                |
| <b>Capital próprio</b>                               | <b>101,884,053</b>  | <b>102,548,357</b> | <b>Capital próprio</b>                               | <b>473,738</b>      | <b>476,827</b> |
| Capital próprio                                      |                     |                    | Capital próprio                                      | 0                   | 0              |
| Capital  | 11,579,155          | 11,579,155         | Capital  | 53,841              | 53,841         |
| Reserva  | 81,182,631          | 86,228,695         | Reserva  | 377,481             | 400,944        |
| Rendimentos retidos                                  | 4,740,507           | -458,532           | Rendimentos retidos                                  | 22,042              | -2,132         |
| Lucro líquido corrente                               | 4,381,760           | 5,199,039          | Lucro líquido corrente                               | 20,374              | 24,174         |
| <b>Capital próprio total</b>                         | <b>101,884,053</b>  | <b>102,548,357</b> | <b>Capital próprio total</b>                         | <b>473,738</b>      | <b>476,827</b> |
| <b>Passivo não corrente</b>                          | <b>14,616,216</b>   | <b>16,851,862</b>  | <b>Passivo não corrente</b>                          | <b>67,962</b>       | <b>78,357</b>  |
| Empréstimo de médio e longo prazo                    | 0                   | 0                  | Empréstimo de médio e longo prazo                    | 0                   | 0              |
| Impostos diferidos                                   | 0                   | 0                  | Impostos diferidos                                   | 0                   | 0              |
| Provisões para pensões                               | 0                   | 0                  | Provisões para pensões                               | 0                   | 0              |
| Provisões para outros riscos                         | 0                   | 0                  | Provisões for other risks                            | 0                   | 0              |
| Outros passivos não líquidos                         | 14,616,216          | <b>16,851,862</b>  | Outros passivos não líquidos                         | 67,962              | 78,357         |
| <b>Passivo corrente</b>                              | <b>130,953,425</b>  | <b>68,482,782</b>  | <b>Passivo corrente</b>                              | <b>608,904</b>      | <b>318,430</b> |
| Contas a pagar                                       | 123,646,573         | 66,368,651         | Contas a pagar                                       | 574,929             | 308,600        |
| Empréstimo de curto prazo                            | 4,832,965           | 0                  | Empréstimo de curto prazo                            | 22,472              | 0              |
| Parte corrente de empréstimos de médio e longo prazo | 0                   | 0                  | Parte corrente de empréstimos de médio e longo prazo | 0                   | 0              |
| Outros passivos correntes                            | 2,473,887           | 2,114,131          | Outros passivos correntes                            | 11,503              | 9,830          |
| <b>Total do passivo</b>                              | <b>145,569,641</b>  | <b>85,334,644</b>  | <b>Total do passivo</b>                              | <b>676,867</b>      | <b>396,787</b> |
| <b>Total de capital próprio e passivo</b>            | <b>247,453,694</b>  | <b>187,883,001</b> | <b>Total de capital próprio e passivo</b>            | <b>1,150,605</b>    | <b>873,614</b> |

### <Balanço>

Os activos imobilizados em 2016 chegaram a 134,178 mil milhões de AOA, sendo que a grande maioria são instalações de transmissão e transformação de energia. Do lado do activo corrente, o maior activo são as contas a receber de 2016 com 101,955 mil milhões de AOA e supera as receitas de vendas do mesmo ano.

### <Fluxo de caixa>

Em 2016 houve pagamento de 42,624 mil milhões de AOA no fluxo de caixa de actividades operacionais, e a caixa encerrou o ano ligeiramente positivo graças à receita não recorrente de 18,881 mil milhões de AOA. O fluxo de caixa das actividades de investimento ficou negativo devido ao pagamento para composição das instalações e investimentos em subsidiárias, mas o empréstimo contraído pelo fluxo de caixa financeiro no valor de 4,649 mil milhões de AOA fez com que o fluxo de caixa encerrasse o ano corrente com superavit final de 2,328 mil milhões de AOA, sendo que o saldo de caixa ao final do ano de 2016 ficou em 7,835 mil milhões de AOA.

**Tabela 10-3 O fluxo de caixa (C/F) da RNT**

|   | (Unidade: 1000 AOA) |                    | (unit: 1000 USD) |                |
|---|---------------------|--------------------|------------------|----------------|
|   | 2016                | 2015               | 2016             | 2015           |
| <b>Fluxo de caixa de actividades operacionais</b>                         |                     |                    |                  |                |
| Recebimentos de clientes  | 26,038,515          | 1,709,371          | 121,073          | 7,948          |
| Pagamentos a fornecedores   | 46,224,491          | 1,121,398          | 214,934          | 5,214          |
| Pagamento aos funcionários  | 0                   | 1,572,087          | 0                | 7,310          |
| <b>Fluxo de caixa operacional</b>   | <b>-20,185,976</b>  | <b>-984,114</b>    | <b>-93,860</b>   | <b>-4,576</b>  |
| Outros recebimentos relacionados a actividades operacionais               |                     | 39,916             | 0                | 186            |
| Juros pagos   | 1,750,305           |                    | 8,139            | 0              |
| <b>Fluxos de caixa referentes a itens extraordinários</b>                 | <b>-18,435,671</b>  | <b>-944,198</b>    | <b>-85,722</b>   | <b>-4,390</b>  |
| Pagamentos com itens extraordinários                                      | 18,881,692          | 10,430,988         | 87,796           | 48,502         |
| <b>Fluxo de caixa de actividades operacionais</b>                         | <b>446,021</b>      | <b>-11,376,186</b> | <b>2,074</b>     | <b>-52,892</b> |
| <b>Fluxo de caixa de actividades de investimento</b>                      |                     |                    |                  |                |
| Receitas de:  |                     |                    |                  |                |
| Activos fixos tangíveis   |                     |                    |                  |                |
| Activos fixos intangíveis   | 0                   |                    | 0                | 0              |
| Investimento financeiro   |                     |                    |                  |                |
| Investimento para subsídio  | 2,235,645           | 20,188,370         | 10,395           | 93,871         |
| Juros e rendimentos similares   |                     |                    |                  |                |
| Dividendos  |                     |                    |                  |                |
| Receita total   | 2,235,645           | 20,188,370         | 10,395           | 93,871         |
| Pagamentos a:   |                     |                    |                  |                |
| Activos fixos tangíveis   | 4,448,443           |                    | 20,684           |                |
| Activos fixos intangíveis   | 0                   |                    | 0                |                |
| Investimento financeiro   |                     |                    |                  |                |
| Subsídio ao investimento  |                     | 3,336,508          |                  | 15,514         |
| Pagamento total   | 4,448,443           | 3,336,508          | 20,684           | 15,514         |
| <b>Fluxo de caixa antes dos itens extraordinários</b>                     | <b>-2,212,798</b>   | <b>16,851,862</b>  | <b>-10,289</b>   | <b>78,357</b>  |
| <b>Fluxo de caixa de actividades financeiras</b>                          |                     |                    |                  |                |
| Receitas de:  |                     | 10,241,186         |                  | 47,619         |
| Aumento de capital, pagamentos complementares e vendas de acções próprias |                     |                    |                  |                |
| Cobertura de danos  |                     |                    |                  |                |
| Empréstimo obtido   | 4,649,741           |                    | 21,620           |                |
| Subsídios e doações   |                     |                    |                  |                |
| Receita total   | 4,649,741           | 0                  | 21,620           | 0              |
| Pagamentos a:   |                     | 0                  |                  | 0              |
| Redução de capital, provisões complementares                              |                     |                    |                  |                |
| Compra de acções  |                     |                    |                  |                |
| Empréstimo obtido   |                     |                    |                  |                |
| Depreciação de contratos de leasing                                       |                     |                    |                  |                |
| Juros e rendimentos similares   | 554,144             |                    | 2,577            |                |
| Pagamento total   | 554,144             |                    | 2,577            |                |
| <b>Fluxo de Caixa de Actividades Financeiras</b>                          | <b>4,095,597</b>    | <b>0</b>           | <b>19,044</b>    | <b>0</b>       |
| <b>Aumento líquido de caixa e seus</b>                                    | <b>2,328,819</b>    | <b>5,476,676</b>   | <b>10,828</b>    | <b>25,465</b>  |
| Caixa e seus equivalentes no início do exercício                          | 5,476,676           | 0                  | 25,465           | 0              |
| <b>Caixa e seus equivalentes no final do exercício</b>                    | <b>7,805,495</b>    | <b>5,476,676</b>   | <b>36,294</b>    | <b>25,465</b>  |

<Conclusão>

Com base nas informações citadas foram calculados os principais indicadores financeiros.

A margem de lucro líquido que indica a rentabilidade da empresa é razoável, atingindo 5% em 2016. A taxa de retorno sobre activos em 2016 foi de 1,8%, isso se deve ao grande valor das contas a receber dentro do activo corrente. O rácio corrente, que indica a estabilidade da empresa, ficou em 0,82 em 2016, uma vez que o activo corrente é menor do que o passivo corrente. Os dias necessários para recuperar as contas a receber, pelo facto das contas a receber de 2016 ter superado a receita, ficou em 426 dias.

**Tabela 10-4 Os principais indicadores financeiros da RNT (resultados de cálculo)**

|                                  | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|------|------|
| Margem de lucro líquido          | 5.0% | 9.5% |
| Retorno sobre activos (ROA)      | 1.8% | 2.8% |
| Taxa corrente                    | 0.86 | 0.91 |
| Rotação de activos               | 0.35 | 0.29 |
| Média para recebimento (em dias) | 426  | 357  |

### 10.1.2 PRODEL

Os números da tabela de demonstrações financeiras da PRODEL estão representados na unidade 1000 AOA.

#### <Demonstração de resultados>

A receita em 2016 foi de 42,238 mil milhões de AOA para receita de vendas, além de outras receitas que somaram 178,182 mil milhões de AOA. Dentre as despesas, as despesas de geração de energia totalizaram 164,235 mil milhões de AOA e representam praticamente a totalidade das despesas. Como resultado, o lucro bruto registou superavit de 4,663 mil milhões de AOA, embora houvessem as despesas de financiamento de 1,297 mil milhões de AOA que determinou o lucro antes dos impostos de 5,835 mil milhões de AOA, e o lucro líquido (após o pagamento de impostos) de 1,862 mil milhões de AOA.

Dentro dos participantes do workshop realizado em Janeiro de 2018, foi mencionado que o custo do combustível não estava incluído na demonstração de resultados da PRODEL. Como resultado da verificação da demonstração de resultados (P/L), foi confirmado que 25,152 milhões de AOA estavam incluídos como custos de combustível para outras despesas. Porém, considerando os comentários dos participantes do workshop, pode ser julgado como combustível consumido em escritórios para a administração geral e não para fins de geração de energia.

**Tabela 10-5 O fluxo de caixa (C/F) da PRODEL**

|  | (Unidade: 1000 AOA)      |                    |                    | (unit: 1000 USD)     |                  |                |
|--|--------------------------|--------------------|--------------------|----------------------|------------------|----------------|
|  | 2017 (Jan.-Jun.)         | 2016               | 2015               | 2017 (Jan.-Jun.)     | 2016             | 2015           |
| <b>Resultado Operacional</b>                               | <b>62,822,728,511.32</b> | <b>220,420,796</b> | <b>116,631,357</b> | <b>292,111,783</b>   | <b>1,024,908</b> | <b>542,310</b> |
| Vendas   | 23,789,248,622.59        | 42,238,471         | 25,655,726         | 110,614,741          | 196,400          | 119,293        |
| Serviços prestados   | 35,642,424,714.75        | 0                  | 0                  | 165,729,386          | 0                | 0              |
| Outros lucros operacionais                                 | 3,391,055,173.98         | 178,182,325        | 90,975,631         | 15,767,656           | 828,508          | 423,017        |
| <b>Custos operacionais</b>                                 | <b>54,942,418,147</b>    | <b>215,757,239</b> | <b>126,819,841</b> | <b>255,470,084</b>   | <b>1,003,223</b> | <b>589,684</b> |
| Alterações nos inventários de produtos acabados e em curso |                          | 0                  | 0                  |                      | 0                | 0              |
| Obras capitalizadas  | 42,134,775,643.90        | 0                  | 0                  | 195,917,381          | 0                | 0              |
| Custo dos bens vendidos e materiais consumidos             | 7,828,397,102.00         | 164,235,499        | 98,320,782         | 36,400,314           | 763,659          | 457,170        |
| Custos com pessoal   | 4,979,245,401.24         | 10,401,554         | 7,146,216          | 23,152,389           | 48,365           | 33,228         |
| Amortizações   |                          | 15,055,711         | 11,246,853         |                      | 70,006           | 52,295         |
| Outros custos e perdas operacionais                        |                          | 26,064,475         | 10,105,990         |                      | 121,194          | 46,991         |
| <b>Lucro bruto</b>   | <b>7,880,310,364.18</b>  | <b>4,663,557</b>   | <b>-10,188,484</b> | <b>36,641,699.05</b> | <b>21,685</b>    | <b>-47,374</b> |
| Resultados financeiros                                     | -1,694,557,651           | 1,297,742          | -431,536           | -7,879,318           | 6,034            | -2,007         |
| Resultados de subsidiárias e de empresas afiliadas         |                          | -192,245           | 0                  |                      | -894             | 0              |
| Despesas não operacionais / rendimento                     |                          | 66,470             | -83,047            |                      | 309              | -386           |
| <b>Lucro antes de impostos</b>                             | <b>5,835,524</b>         | <b>-10,703,067</b> |                    | <b>0</b>             | <b>27,134</b>    | <b>-49,767</b> |
| Imposto sobre o rendimento das sociedades                  |                          | 0                  | 0                  |                      | 0                | 0              |
| <b>Resultado líquido das actividades ordinárias</b>        | <b>5,835,524</b>         | <b>-10,703,067</b> |                    | <b>27,134</b>        | <b>-49,767</b>   |                |
| Resultados extraordinários                                 |                          | 0                  | 11,033,610         |                      | 0                | 51,304         |
| Imposto sobre o rendimento das sociedades                  |                          | -3,972,868         | -99,357            |                      | -18,473          | -462           |
| <b>Lucro líquido do exercício</b>                          | <b>#REF!</b>             | <b>1,862,656</b>   | <b>231,186</b>     | <b>#REF!</b>         | <b>8,661</b>     | <b>1,076</b>   |

**Tabela 10-6 O Balanço (B/S) da PRODEL**

| (Unidade: 1000 AOA)                                  |                    |                    | (Unidade: 1000 USD)                                  |                  |                  |
|--|--------------------|--------------------|--|------------------|------------------|
| 2017 (Jan.-Jun.)                                     | 2016               | 2015               | 2017 (Jan.-Jun.)                                     | 2016             | 2015             |
| <b>Activos</b>                                       |                    |                    | <b>Activos</b>                                       |                  |                  |
| <b>Activos não correntes</b>                         | <b>417,084,219</b> | <b>415,089,591</b> | <b>Activos não correntes</b>                         | <b>1,939,349</b> | <b>1,930,075</b> |
| Activos fixos tangíveis                              | 416,818,944        | 414,632,071        | Activos fixos tangíveis                              | 1,938,116        | 1,927,947        |
| Activos fixos intangíveis                            | 0                  | 0                  | Activos fixos intangíveis                            | 0                | 0                |
| Investimentos em subsidiárias e em associadas        | 265,275            | 457,520            | Investimentos em subsidiárias e em associadas        | 1,233            | 2,127            |
| Outros activos financeiros                           | 0                  | 0                  | Outros activos financeiros                           | 0                | 0                |
| Outros activos não líquidos                          | 0                  | 0                  | Outros activos não líquidos                          | 0                | 0                |
| <b>Activos correntes</b>                             | <b>193,269,597</b> | <b>61,714,599</b>  | <b>Activos correntes</b>                             | <b>898,661</b>   | <b>286,959</b>   |
| Caixa  | 253,823            | 108,125            | Caixa  | 1,180            | 503              |
| Contas a receber                                     | 55,128,687         | 30,760,705         | Contas a receber                                     | 256,336          | 143,030          |
| Caixa e depósitos bancários                          | 17,870,497         | 26,635,522         | Caixa e depósitos bancários                          | 83,094           | 123,849          |
| Outros activos correntes                             | 120,016,590        | 4,210,247          | Outros activos correntes                             | 558,051          | 19,577           |
| <b>Total de activos</b>                              | <b>610,353,816</b> | <b>476,804,190</b> | <b>Total de activos</b>                              | <b>2,838,010</b> | <b>2,217,034</b> |
| <b>Capital próprio e passivo</b>                     |                    |                    | <b>Capital próprio e passivo</b>                     |                  |                  |
| <b>Capital próprio</b>                               | <b>286,949,652</b> | <b>309,013,298</b> | <b>Capital próprio</b>                               | <b>1,334,252</b> | <b>1,436,843</b> |
| Capital social                                       | 233,910,935        | 233,910,935        | Capital social                                       | 1,087,634        | 1,087,634        |
| Reservas   | 45,095,506         | 75,761,981         | Reservas   | 209,684          | 352,276          |
| Rendimentos retidos                                  | 6,080,555          | -890,804           | Rendimentos retidos                                  | 28,273           | -1,142           |
| Resultado de viagens                                 | 1,862,656          | 231,186            | Resultado de viagens                                 | 8,661            | 1,075            |
| Resultados do ano                                    | 286,949,652        | 309,013,298        | Resultados do ano                                    | 1,334,252        | 1,436,843        |
| <b>Capital próprio total</b>                         | <b>286,949,652</b> | <b>309,013,298</b> | <b>Capital próprio total</b>                         | <b>1,334,252</b> | <b>1,436,843</b> |
| <b>Passivo não corrente</b>                          | <b>3,000,000</b>   | <b>3,000,000</b>   | <b>Passivo não corrente</b>                          | <b>13,949</b>    | <b>13,949</b>    |
| Empréstimo de médio e longo prazo                    | 3,000,000          | 3,000,000          | Empréstimo de médio e longo prazo                    | 13,949           | 13,949           |
| Impostos diferidos                                   |                    |                    | Impostos diferidos                                   |                  |                  |
| Provisões para pensões                               |                    |                    | Provisões para pensões                               |                  |                  |
| Provisões para outros riscos                         |                    |                    | Provisões para outros riscos                         |                  |                  |
| Outros passivos não líquidos                         |                    |                    | Outros passivos não líquidos                         |                  |                  |
| <b>Passivo corrente</b>                              | <b>320,404,164</b> | <b>164,790,893</b> | <b>Passivo corrente</b>                              | <b>1,489,808</b> | <b>766,241</b>   |
| Contas a pagar                                       | 311,917,639        | 149,893,665        | Contas a pagar                                       | 1,450,348        | 696,972          |
| Empréstimo de curto prazo                            | 5,046,446          | 7,241,186          | Empréstimo de curto prazo                            | 23,465           | 33,670           |
| Parte corrente de empréstimos de médio e longo prazo | 3,000,000          | 0                  | Parte corrente de empréstimos de médio e longo prazo | 13,949           | 0                |
| Outros passivos correntes                            | 440,079            | 7,656,042          | Outros passivos correntes                            | 2,046            | 35,599           |
| <b>Total do passivo</b>                              | <b>323,404,164</b> | <b>167,790,893</b> | <b>Total do passivo</b>                              | <b>1,503,758</b> | <b>780,191</b>   |
| <b>Total de capital próprio e passivo</b>            | <b>610,353,816</b> | <b>476,804,191</b> | <b>Total de capital próprio e passivo</b>            | <b>2,838,010</b> | <b>2,217,034</b> |

#### <Balanço>

Praticamente todos os activos imobilizados em 2016 são instalações de geração de energia. (416,818 mil milhões de AOA). O saldo das contas a receber, dentro do activo corrente, é à tarifa de energia vendida à ENDE que ficou em 55,128 mil milhões em 2016. No passivo de curto prazo, existem contas a pagar no valor de 311,917 mil milhões de AOA que supera grandemente o saldo das contas a receber dentro do activo corrente. O passivo de longo prazo é representado apenas pelo empréstimo de médio prazo de 30 mil milhões de AOA.

#### <Fluxo de caixa>

O fluxo de caixa operacional de 2016 apresentou deficit de 69 mil milhões de AOA devido ao pagamento dos custos de matérias-primas ser maior que as receitas. O fluxo de caixa de investimento apresentou superavit devido à receita supostamente proveniente de dividendos e lucros de subsidiárias que haviam recebido investimento da PRODEL. O fluxo de caixa financeiro também apresentou superavit devido ao recebimento de financiamento, sendo que em 2016 os ganhos cambiais ficaram em 151 milhões de AOA. Como resultado, o deficit do fluxo de caixa operacional foi compensado pelos fluxos de caixa de investimentos e de financiamento. Assim o fluxo de caixa ao final do ano de 2016 ficou em 17,870 mil milhões de AOA.

**Tabela 10-7 O fluxo de caixa (C/F) da PRODEL**

| (Unidade: 1000 AOA)   |                     |                     | (Unidade: 1000 USD)   |                 |                 |
|---|---------------------|---------------------|---|-----------------|-----------------|
| 2017 (Jan.-Jun.)  | 2016                | 2015                | 2017 (Jan.-Jun.)  | 2016            | 2015            |
| <b>Fluxo de caixa de actividades operacionais</b>           |                     |                     | <b>Fluxo de caixa de actividades operacionais</b>           |                 |                 |
| Recebimentos de clientes                                    | 12,516,975          | 2,052,676           | Recebimentos de clientes                                    | 58,201          | 9,544           |
| Pagamentos a fornecedores                                   | -127,095,520        | -142,521,055        | Pagamentos a fornecedores                                   | -590,966        | -662,691        |
| Pagamento aos funcionários                                  | -12,539,480         | -5,495,466          | Pagamento aos funcionários                                  | -58,306         | -25,553         |
| <b>Fluxo de caixa operacional</b>                           | <b>-127,118,025</b> | <b>-145,963,845</b> | <b>Fluxo de caixa operacional</b>                           | <b>-591,071</b> | <b>-678,700</b> |
| Outros recebimentos relacionados a actividades operacionais | 58,042,079          | 104,933,775         | Outros recebimentos relacionados a actividades operacionais | 269,883         | 487,919         |
| <b>Fluxo de caixa de actividades operacionais</b>           | <b>-69,075,946</b>  | <b>-41,030,070</b>  | <b>Fluxo de caixa de actividades operacionais</b>           | <b>-321,188</b> | <b>-190,781</b> |
| Pagamentos com itens extraordinários                        | 0                   | 0                   | Pagamentos com itens extraordinários                        | 0               | 0               |
| <b>Total do fluxo de caixa das actividades operacionais</b> | <b>-69,075,946</b>  | <b>-41,030,070</b>  | <b>Total do fluxo de caixa das actividades operacionais</b> | <b>-321,188</b> | <b>-190,781</b> |
| <b>Fluxo de caixa de actividades de investimento</b>        |                     |                     | <b>Fluxo de caixa de actividades de investimento</b>        |                 |                 |
| Recebimento de subsídios                                    | 75,736,210          | 62,150,986          | Recebimento de subsídios                                    | 352,157         | 288,988         |
| Investimento para subsídio                                  | -25,747,442         | -11,033,610         | Investimento para subsídio                                  | -119,720        | -51,304         |
| <b>Fluxo de caixa de actividades de investimento</b>        | <b>49,988,768</b>   | <b>51,117,376</b>   | <b>Fluxo de caixa de actividades de investimento</b>        | <b>232,437</b>  | <b>237,684</b>  |
| <b>Fluxo de Caixa de Actividades Financeiras</b>            |                     |                     | <b>Fluxo de Caixa de Actividades Financeiras</b>            |                 |                 |
| Recebimentos de empréstimos                                 | 11,046,446          | 10,241,186          | Recebimentos de empréstimos                                 | 51,364          | 47,619          |
| Pagamento de empréstimos                                    | -876,230            | 0                   | Pagamento de empréstimos                                    | -4,074          | 0               |
| <b>Fluxo de caixa de actividades financeiras</b>            | <b>10,170,216</b>   | <b>10,241,186</b>   | <b>Fluxo de caixa de actividades financeiras</b>            | <b>47,289</b>   | <b>47,619</b>   |
| <b>Aumento líquido de caixa e seus equivalentes</b>         | <b>-8,916,962</b>   | <b>20,328,492</b>   | <b>Aumento líquido de</b>                                   | <b>-41,462</b>  | <b>94,523</b>   |
| Lucro / prejuízo devido a taxas cambiais                    | 151,938.00          | 6,307,029.00        | Lucro e/ou prejuízo devido a taxas cambiais                 | 706             | 29,326          |
| Caixa e seus equivalentes no início do exercício            | 26,635,522          | 0                   | Caixa e seus equivalentes no início do exercício            | 123,849         | 0               |
| <b>Caixa e seus equivalentes no final do exercício</b>      | <b>17,870,498</b>   | <b>26,635,521</b>   | <b>Caixa e seus equivalentes no final do exercício</b>      | <b>83,094</b>   | <b>123,849</b>  |

<Conclusão>

Com base nas informações citadas foram calculados os principais indicadores financeiros.

A margem de lucro que indica a rentabilidade da companhia ficou positivo apesar de ser baixa. Como a margem de lucro é baixa, a taxa de rotação de activos também ficou baixa. O rácio corrente, que indica a estabilidade da empresa, ficou em 0,6 em 2016, resultado considerado baixo uma vez que o activo corrente é menor do que o passivo corrente. Os dias necessários para recuperar as contas a receber, são 90 dias em 2016, o que representa um bom resultado.

**Tabela 10-8 Os principais indicadores financeiros da PRODEL (resultados de cálculo)**

|                                  | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|------|------|
| Margem de lucro líquido          | 0.8% | 0.2% |
| Retorno sobre activos (ROA)      | 0.3% | 0.0% |
| Taxa corrente                    | 0.60 | 0.37 |
| Rotação de activos               | 0.36 | 0.24 |
| Média para recebimento (em dias) | 91   | 96   |

### 10.1.3 ENDE

Os números da tabela de demonstrações financeiras do relatório obtido da ENDE estavam representados na unidade AOA (kwanza). No entanto, pelo facto das demonstrações financeiras da PRODEL e RNT estarem representados em 1000 AOA, as demonstrações da ENDE também serão exibidas na unidade 1000 AOA.

<Demonstração de resultados>

Pelo lado da receita, está a receita das tarifas pagas pelos clientes (48,336 mil milhões de AOA em 2016) e também subsídios recebidos (68,414 mil milhões de AOA em 2016), note que o valor do subsídio é maior do que as receitas de tarifas eléctricas.

Em 2016, o lucro bruto foi de 2,893 mil milhões de AOA, que representa um superavit, porém com as despesas financeiras e despesas não operacionais o lucro operacional apresentou deficit de 16,323 mil milhões de AOA, e o lucro líquido corrente também apresentou deficit de 16,318 mil milhões de AOA.

**Tabela 10-9 A demonstração de resultados (P/L)**

|  | (Unidade: AOA)     |                    | (Unidade: 1000 AOA) |                |                 |
|--|--------------------|--------------------|---------------------|----------------|-----------------|
|  | 2016               | 2015               | 2017 (Jan.-Jun.)    | 2016           | 2015            |
| <b>Resultado Operacional</b>             | <b>127,058,787</b> | <b>71,032,092</b>  | <b>71,032,09</b>    | <b>590,795</b> | <b>330,284</b>  |
| Venda de energia elétrica                | 48,336,107         | 18,818,779         | 18,819              | 224,752        | 87,503          |
| Subsídios nos preços                     | 68,414,297         | 49,009,948         | 49,010              | 318,111        | 227,885         |
| Serviços prestados                       | 8,782,110          | 2,097,476          | 2,097               | 40,835         | 9,753           |
| Outras receitas operacionais             | 1,526,272          | 1,105,888          | 1,106               | 7,097          | 5,142           |
| <b>Custos operacionais</b>               | <b>124,164,811</b> | <b>78,075,986</b>  | <b>78,076</b>       | <b>577,339</b> | <b>363,036</b>  |
| Custo dos bens vendidos e dos materiais  |                    |                    |                     |                |                 |
| Matérias-primas subsidiadas e de consumo | 82,436,761         | 49,187,316         | 49,187              | 383,313        | 228,710         |
| Custos com pessoal                       | 17,209,246         | 13,953,362         | 13,953              | 80,019         | 64,880          |
| Amortizações                             | 8,769,867          | 6,115,252          | 6,115               | 40,778         | 28,435          |
| Outros custos e perdas operacionais      | 15,748,938         | 8,820,057          | 8,820               | 73,229         | 41,011          |
| <b>Lucro bruto</b>                       | <b>2,893,976</b>   | <b>-7,043,894</b>  | <b>-7,043,89</b>    | <b>13,456</b>  | <b>-82,753</b>  |
| Lucro / prejuízo financeiro              | -7,024,058         | -1,496,678         | -1,497              | -32,660        | -6,959          |
| Lucro / prejuízo não operacional         | -12,193,406        | -14,234,891        | -14,235             | -56,697        | -66,189         |
| <b>Lucro antes de impostos</b>           | <b>-16,323,488</b> | <b>-22,775,461</b> | <b>-22,775</b>      | <b>-75,901</b> | <b>-106,901</b> |
| Imposto de renda                         | 0                  | 0                  | 0                   | 0              | 0               |
| <b>Lucro depois de impostos</b>          | <b>-16,323,488</b> | <b>-22,775,461</b> | <b>-22,776,461</b>  | <b>-75,901</b> | <b>-106,901</b> |
| Lucro / prejuízo extraordinário          | 4,536              | -27,877            | 21                  | -130           | -130            |
| <b>Lucro líquido</b>                     | <b>-16,318,952</b> | <b>-22,803,341</b> | <b>-22,803,34</b>   | <b>-75,880</b> | <b>-106,030</b> |

**Tabela 10-10 O Balanço (B/S) da ENDE**

|   | (Unidade: 1000 AOA) |                    | (Unidade: 1000 AOA) |                  |
|---|---------------------|--------------------|---------------------|------------------|
|   | 2016                | 2015               | 2016                | 2015             |
| <b>Activos</b>                              |                     |                    |                     |                  |
| <b>Activos correntes</b>                    | <b>288,265,058</b>  | <b>244,428,283</b> | <b>1,340,369</b>    | <b>1,136,537</b> |
| Inventário                                  | 6,016,839           | 5,191,603          | 27,977              | 24,140           |
| Contas a receber                            | 267,923,682         | 233,226,179        | 1,245,786           | 1,084,450        |
| Caixa e seus equivalentes                   | 12,112,350          | 4,760,025          | 56,320              | 22,133           |
| Outros activos correntes                    | 2,212,187           | 1,250,476          | 10,286              | 5,814            |
| <b>Activos não correntes</b>                | <b>183,090,288</b>  | <b>191,098,017</b> | <b>851,329</b>      | <b>888,563</b>   |
| Activos fixos tangíveis                     | 149,990,427         | 152,888,383        | 697,422             | 710,897          |
| Activos fixos intangíveis                   | 11,287,254          | 11,503,474         | 52,483              | 53,489           |
| Outros activos financeiros                  | 17,699,466          | 17,986,697         | 82,299              | 83,634           |
| Outros activos não correntes                | 4,113,142           | 8,719,462          | 19,125              | 40,544           |
| <b>Total de activos</b>                     | <b>471,355,346</b>  | <b>435,526,300</b> | <b>2,191,698</b>    | <b>2,025,101</b> |
| <b>Passivos e activos líquidos</b>          |                     |                    |                     |                  |
| <b>Passivos correntes</b>                   | <b>216,587,284</b>  | <b>164,213,403</b> | <b>1,007,083</b>    | <b>763,556</b>   |
| Contas a pagar                              | 167,799,183         | 116,401,463        | 780,229             | 541,241          |
| Empréstimos de curto prazo                  | 5,102,112           | 1,102,112          | 23,724              | 5,125            |
| Outros passivos correntes                   | 43,685,989          | 46,709,828         | 203,130             | 217,190          |
| <b>Passivos não correntes</b>               | <b>9,700,757</b>    | <b>9,926,640</b>   | <b>45,106</b>       | <b>46,157</b>    |
| Empréstimos de médio e longo prazo          | 169,412             | 395,294            | 788                 | 1,838            |
| Provisões para fundos de pensão             | 9,416,453           | 9,416,453          | 43,784              | 43,784           |
| Provisões para outros riscos e encargos     | 114,892             | 114,892            | 534                 | 534              |
| <b>Total do passivo</b>                     | <b>226,288,041</b>  | <b>174,140,043</b> | <b>1,052,189</b>    | <b>809,713</b>   |
| <b>Capital (próprio e alheio)</b>           |                     |                    |                     |                  |
| <b>Capital (próprio e alheio)</b>           | <b>245,067,305</b>  | <b>261,386,257</b> | <b>1,139,509</b>    | <b>1,215,388</b> |
| Capital                                     | 284,194,598         | 284,194,598        | 1,321,442           | 1,321,442        |
| Rendimentos retidos                         | -22,808,341         | 0                  | -106,054            | 0                |
| Rendimentos do período em questão           | -16,318,952         | -22,808,341        | -75,880             | -106,054         |
| <b>Capital (próprio e alheio)</b>           | <b>245,067,305</b>  | <b>261,386,257</b> | <b>1,139,509</b>    | <b>1,215,388</b> |
| <b>Total de passivos e activos líquidos</b> | <b>471,355,346</b>  | <b>435,526,300</b> | <b>2,191,698</b>    | <b>2,025,101</b> |

<Balanço>

As contas a receber dentro do activo corrente, e as contas a pagar dentro do passivo são bastante significativos. Em 2016, o saldo das contas a receber foi 267,923 mil milhões AOA, e o saldo de contas a pagar foi 167,799 mil milhões AOA. O saldo das contas a receber em 2016 superou a receita das tarifas eléctricas, e os dias necessários para a recuperar as contas a receber são 770 dias em 2016 e já ultrapassa o período de um ano (365 dias). Estima-se que a companhia está a considerar o valor facturado junto ao cliente directamente como activo corrente, mesmo que não consiga recuperar essas contas a receber. Por conta disso, as contas a receber que não puderam ser recuperados estão a ser acumuladas e têm-se tornado progressivamente grandes, e na realidade têm-se tornado irrecuperáveis.



Da mesma forma para as contas a pagar, estima-se que exista um saldo relativamente grande de contas a pagar que de facto não podem ser cumpridas.

<Fluxo de caixa>

O fluxo de caixa de actividades operacionais registou em 2016 deficit de 19,750 mil milhões de AOA devido ao facto do fluxo de caixa de pagamento de despesas ser maior que a receita proveniente de tarifas de energia. O fluxo de caixa de actividades de investimento registou deficit de 1,936 mil milhões de AOA devido a investimentos principalmente em instalações. O fluxo de caixa de actividades financeiras recebeu subsídio de 26,708 milhões de AOA. Além disso, em 2016 a companhia contraiu empréstimo de 5 mil milhões de AOA (com vencimentos em 2017). O fluxo de caixa das actividades de financiamento é que corrobora para amenizar o deficit gerado nos fluxos de caixa das actividades operacionais e de investimento.

**Tabela 10-11 O fluxo de caixa (C/F) da ENDE**

|   | (unit: 1000 AOA)   |                   | (unit: 1000 USD) |               |
|---|--------------------|-------------------|------------------|---------------|
|   | 2016               | 2015              | 2016             | 2015          |
| <b>Fluxo de caixa de actividades operacionais</b>                                       | <b>-19,750,661</b> | <b>-1,708,609</b> | <b>-91,896</b>   | <b>-7,921</b> |
| Fluxo de caixa operacional  | -11,557,392        | 1,866,526         | -53,739          | 8,679         |
| Recebimentos de caixa de clientes   | 36,938,612         | 16,532,900        | 171,756          | 76,874        |
| Pagamentos de caixa a fornecedores  | -32,928,684        | -4,507,034        | -153,111         | -20,957       |
| Pagamento aos funcionários  | -15,567,320        | -10,159,340       | -72,385          | -47,239       |
| Imposto sobre lucros  | -272,885           | -137,051          | -1,269           | -637          |
| Fluxo de caixa antes de outras actividades operacionais                                 | -7,791,191         | -3,331,305        | -36,227          | -15,490       |
| Outras receitas de actividades operacionais   | 609,652            | 0                 | 2,835            | 0             |
| Outros pagamentos de actividades operacionais   | -8,400,844         | -3,331,305        | -39,062          | -15,490       |
| Fluxo de caixa antes de itens fora do padrão  | -129,193           | -101,672          | -601             | -473          |
| Recebimento de itens fora do padrão   | 27,094             | 50,420            | 126              | 234           |
| Pagamentos de itens fora do padrão  | -156,287           | -152,093          | -727             | -707          |
| <b>Fluxo de caixa de actividades de investimento</b>                                    | <b>-1,936,745</b>  | <b>-2,039,147</b> | <b>-9,005</b>    | <b>-9,482</b> |
| Recebimentos de:  | 880,317            | 241,319           | 4,093            | 1,122         |
| Activos fixos tangíveis   | 3,753              | 2,081             | 17               | 10            |
| Investimentos financeiros   | 0                  | 0                 | 0                | 0             |
| Juros   | 876,563            | 239,237           | 4,076            | 1,112         |
| Pagamentos a  | -2,817,062         | -2,280,466        | -13,099          | -10,604       |
| Activos fixos tangíveis   | -2,817,062         | -2,280,466        | -13,099          | -10,604       |
| Activos fixos intangíveis   | 0                  | 0                 | 0                | 0             |
| <b>Fluxo de caixa de actividades financeiras</b>  | <b>29,039,731</b>  | <b>4,334,991</b>  | <b>136,028</b>   | <b>20,157</b> |
| Recebimentos de   | 31,708,536         | 4,645,763         | 147,438          | 21,602        |
| Empréstimos   | 5,000,000          | 0                 | 23,249           | 0             |
| Alocações para pesquisas e contribuições  | 26,708,536         | 4,645,763         | 124,189          | 21,602        |
| Pagamentos a  | -2,668,804         | -310,772          | -12,409          | -1,445        |
| Empréstimos   | -1,225,882         | -169,412          | -5,700           | -788          |
| Juros   | -1,442,922         | -141,360          | -6,709           | -657          |
| Aumento ou redução de caixa líquido durante o exercício                                 | 7,352,325          | 592,341           | 34,187           | 2,754         |
| Caixa e seus equivalentes no início do exercício  | 4,760,025          | 0                 | 22,133           | 0             |
| Impacto do acréscimo de saldos de caixa e seus equivalentes de dissolução de ENE e EDEL | 0                  | 4,167,684         | 0                | 19,379        |
| <b>Caixa e seus equivalentes no final do exercício</b>                                  | <b>12,112,350</b>  | <b>4,760,025</b>  | <b>56,320</b>    | <b>22,133</b> |

<Conclusão>

Com base nas informações citadas foram calculados os principais indicadores financeiros.

A margem de lucro líquido que indica a rentabilidade da empresa foi de -12.8% (em 2016) e -32.1% (em 2015), a ficar no vermelho. Em termos de indicador de eficiência, como as contas a receber do activo corrente é grande, o ROA foi -3,5% (2016) e a taxa de rentabilidade dos activos foi 0,27 (2016), ambos a apresentarem retracção. O rácio corrente, que indica a estabilidade da companhia, ficou entre 1,3 a 1,5, já que aparentemente o activo corrente é maior que o passivo corrente. Os dias necessários para recuperar as contas a receber, são 770 dias em 2016, e ultrapassa 1 ano (365 dias).



**Tabela 10-12 Os principais indicadores financeiros da ENDE (resultados de cálculo)**

|                                  | 2016   | 2015   |
|----------------------------------|--------|--------|
| Margem de lucro líquido          | -12.8% | -32.1% |
| Retorno sobre activos (ROA)      | -3.5%  | -5.2%  |
| Taxa corrente                    | 1.3    | 1.5    |
| Rotação de activos               | 0.3    | 0.2    |
| Média para recebimento (em dias) | 770    | 1,198  |

## 10.2 A análise da solidez financeira e sustentabilidade

### 10.2.1 A comparação entre o custo de fornecimento de energia e os níveis tarifários

Com vistas a analisar o nível de garantia de rentabilidade, foram calculadas a receita unitária e o custo unitário por kWh das 3 companhias. Como não foi possível obter valores razoáveis para quantidade de energia operada (kWh), foram usados os números do power balance no 'Activity Report' (Relatório de Actividades) da ENDE. Como na receita da ENDE estão contabilizadas a receita de pagamento de tarifas de energia eléctrica pelos clientes e também a receita proveniente do subsídio que a empresa recebe, calculou-se respectivamente o preço unitário da receita incluindo o subsídio e sem incluir o preço unitário. Os resultados estão mostrados abaixo.

A receita unitária da RNT em 2016 foi de 9,34 AOA/ kWh e o custo unitário foi de 8,45 AOA/ kWh, portanto a receita unitária superou o custo unitário. Excluindo a RNT, as duas outras companhias possuem as suas receitas unitárias e os custos unitários praticamente no mesmo patamar, ou em situação de margem negativa pelo facto do custo unitário superar a receita unitária, como aconteceu em 2015. Assim, no momento não é possível afirmar que as companhias conseguem garantir uma margem adequada de lucro. A receita unitária da ENDE sem incluir o subsídio foi de 6,27 AOA/ kWh em 2016, menos da metade do custo unitário (13,28 AOA/ kWh).

Finalmente foi calculado o custo unitário necessário para fornecer energia eléctrica aos consumidores finais de electricidade de Angola. Os cidadãos de Angola consideram que a PRODEL é responsável pela geração de energia e compram da ENDE a electricidade enviada através das instalações de transmissão e transformação da RNT. Como resultado do cálculo, dividindo as despesas totais equivalentes ao custo de vendas das três empresas (PRODEL, RNT e ENDE) pelo volume de venda da energia eléctrica da ENDE, em 2016 foi de 44,81 AOA/kWh (=0,208 USD/kWh).

**Tabela 10-13 As receitas e os custos unitários por kWh das três companhias**

|  | 2016              | 2015             |
|--|-------------------|------------------|
| <b><u>PRODEL</u></b>                                   |                   |                  |
| Vendas (kWh)   | 10,929,810,809.00 | 6,308,876,489.00 |
| @receita unitária/kWh                                  | 20.17             | 18.49            |
| @custo unitário/kWh                                    | 19.74             | 20.10            |
| <b><u>R N T</u></b>                                    |                   |                  |
| Vendas (kWh)   | 9,348,186,285.76  | 6,136,127,637.00 |
| @receita unitária/kWh                                  | 9.34              | 8.93             |
| @custo unitário/kWh                                    | 8.45              | 7.39             |
| <b><u>ENDE</u></b>                                     |                   |                  |
| Vendas (kWh)   | 9,348,186,285.76  | 5,829,423,620.07 |
| @receita unitária/kWh                                  | 13.59             | 12.19            |
| @receita unitária (sem subsídio)/kWh                   | 6.27              | 3.78             |
| @custo unitário/kWh                                    | 13.28             | 13.39            |
| <b><u>Custo total de PRODEL, RNT e ENDE</u></b>        |                   |                  |
| Vendas (kWh)   | 9,348,186,285.76  | 5,829,423,620.07 |
| @preço unitário sobre o custo total/kWh in AOA         | 44.81             | 42.93            |
| <b>@preço unitário sobre o custo total /kWh in USD</b> | <b>0.208</b>      | <b>0.200</b>     |

※ USD1= 270.608AOA - baseado no anúncio oficial do Banco Nacional de Angola, datado de 25 de abril de 2018

### 10.2.2A situação actual de cobrança da tarifa de energia eléctrica

Na mesma análise do nível de garantia da rentabilidade, calculou-se os dias necessários para recuperar as contas a receber. A PRODEL recupera as contas a receber em torno de 90 dias (cerca de 3 meses), mas os dias que a RNT e a ENDE levam para recuperar ultrapassam um ano (365 dias). A ENDE em 2016 chegou a registar 770 dias (cerca de dois anos).

No relatório 'Activity Report' da ENDE está descrito "... a taxa actual de recuperação é de 70% em relação à factura de tarifa eléctrica, e o objectivo é elevar essa taxa para 85%". Numa situação como essa onde os dias necessários para recuperar as contas a receber ultrapassam um ano, é possível estimar que uma parte dessas contas na verdade se tornou irrecuperável (conta duvidosa). Portanto, é necessário fazer esforços tanto para fixar a meta em elevar a taxa de recuperação de contas a receber, como também examinar a evolução do saldo mensal das contas a receber e fazer o acompanhamento para ver se não estão a se tornar irrecuperáveis.

**Tabela 10-14 Os dias necessários para recuperar as contas a receber (dias)**

| days   | 2016 | 2015  |
|--------|------|-------|
| PRODEL | 91   | 96    |
| RNT    | 426  | 357   |
| ENDE   | 770  | 1,198 |

### 10.2.3A solidez financeira

#### (1) O rácio corrente

O rácio corrente é um indicador que mostra o nível de activo corrente tais como dinheiro em caixa e contas a receber, que apresentam boa liquidez, em relação à dívida de curto prazo. Em geral um rácio

em torno de 2,0 vezes (200%) é considerado bom.

Deste modo, o facto de todas as 3 companhias não terem conseguido atingir o rácio de 2,0 (200%) não permite dizer que elas estejam num bom estado financeiro. A ENDE registou um rácio de 1,33 (133%) em 2016, que é o melhor índice entre as três companhias. No entanto, como é sabido que as contas a receber dentro do activo corrente da ENDE apresenta grande valor, fez com que o rácio acabasse aparentemente superando 1,0. Assim, é necessário rever detalhadamente o conteúdo das contas a receber, e verificar se nelas não existem dívidas irrecuperáveis.

**Tabela 10-15 O rácio corrente das companhias (resultado dos activos)**

|        | 2016 | 2015 |
|--------|------|------|
| PRODEL | 0.60 | 0.37 |
| RNT    | 0.82 | 0.81 |
| ENDE   | 1.33 | 1.49 |

(2) O rácio de capital

O rácio de capital é o indicador da segurança do estado financeiro em relação à dívida, e mostra até que grau a dívida pode ser paga com capital próprio. No momento as três companhias apresentam rácio de capital igual ou superior a 4,0, o que pode estar a reflectir o pouco tempo que têm desde que adoptaram o formato actual de companhias.

**Tabela 10-16 O rácio de capital das companhias**

|        | 2016 | 2015 |
|--------|------|------|
| PRODEL | 0.47 | 0.65 |
| RNT    | 0.41 | 0.55 |
| ENDE   | 0.52 | 0.60 |

### 10.3 Revisão da situação financeira da RNT, PRODEL e ENDE

#### 10.3.1 Nível de preços

Conforme mencionado na seção 9.3.2, a receita unitária por kWh da PRODEL e da RNT de 2016, não chegou a um nível que possa cobrir os custos adicionais decorrentes de futuros investimentos em instalações. Para cobrir as despesas, há o método de aumentar a tarifa de energia eléctrica ou compensar o aumento dos custos adicionais com subsídios governamentais.

**Tabela 10-17 Aumento do custo por kWh devido ao investimento a longo prazo (repetição)**

|   | PRODEL                                    | RNT  |
|---|---|--|
| <b>1. Receita unitária/kWh de 2016</b>  | <b>@0,94 \$ /kWh</b><br>(=@20,17 AOA/kWh) | <b>@0,043 \$ /kWh</b><br>(=@9,34 AOA/kWh)  |
| <b>2. Custo unitário/kWh de 2016</b>  | <b>@0,09\$ /kWh</b><br>(=@19,74 AOA)      | <b>@0,039 \$ / kWh</b><br>(=@8,45 AOA/kWh) |
| <b>3. Aumento no custo unitário devido ao investimento a longo prazo (valor máximo)</b> | <b>@0,085\$/ kWh</b><br>(=@18,3 AOA/kWh)  | <b>@0,02\$/ kWh</b><br>(=@4,3 AOA/kWh)     |
| <b>4. Total do custo unitário (2 + 3)</b>   | <b>@0,175 \$/kWh</b><br>(=@38,04AOA/kWh)  | <b>@ 0,059 \$/kWh</b><br>(=@12,75 AOA/kWh) |
| <b>5. Custo unitário / Receita unitária</b>   | <b>17,9 AOA</b><br>(1,92 vez)             | <b>3,41 AOA</b><br>(1,51 vez)              |

\* Convertido na taxa de câmbio oficial do Banco Central de Angola (de 12 de Março de 2018) 1 USD = 215,064 AOA (TTM).

### 10.3.2A estrutura de custos

Na secção 10.1 foi realizada a revisão das demonstrações financeiras da PRODEL, RNT e ENDE, porém como a proposta era de apenas dois anos, não foi possível identificar a tendência na estrutura financeira de cada empresa. No entanto, nos estudos de outros países, foram calculados uma margem de lucro apropriada (profit margin) de órgãos executores de projectos (organização). Por exemplo, no Sri Lanka (\*), foi necessário calcular uma margem adequada para cobrir o retorno sobre activos (Return on Asset: ROA) para a futura renovação de instalações ou para cobrir a redução da quantidade de energia gerada pela hidroeléctrica no período de seca.

\* No Plano Director de Energia Eléctrica do Sri Lanka da JICA (2017), após analisar as demonstrações financeiras das companhias de energia eléctrica do Sri Lanka (CEB), foi recomendado para que o ROA seja fixado em 5% com o propósito de aumentar o capital como margem adequada. Foi recomendado também que fossem asseguradas margens de 7,5% a 3% para conter o impacto de redução da geração hidroeléctrica devido à seca.

### 10.3.3A capacidade de endividamento

No momento, as três companhias (PRODEL, RNT e ENDE) possuem empréstimos de curto prazo e de médio prazo com 3 a 5 anos de financiamento, e não possuem empréstimos a longo prazo. No entanto, como mencionado na secção 9.3.3, caso continuem a contrair empréstimos para investimentos em instalações, considera-se que a capacidade de endividamento diminuirá à medida que o rácio de capital for diminuindo. Portanto, os novos projectos devem considerar a obtenção de financiamento tanto em empréstimos como em capitais baseados em uma determinada proporção ou aplicar o exemplo da Índia (empréstimo perdoável).

### 10.3.4A intervenção do governo e as regulações relacionadas à política financeira, sistema de tarifas, etc.

- É necessário manter disponível a obtenção de dados contábeis de partes relacionadas necessárias para estudar as tarifas a qualquer momento.

- Em Angola, a PRODEL (Empresa Pública de Produção de Electricidade) e a RNT (Rede Nacional de Transporte de Electricidade) alcançaram um excedente orçamental em 2016, porém, a ENDE (Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade) gerou um deficit, sendo compensado com subsídios. Supõe-se que a razão para isso, seja o facto de o governo suprimir artificialmente o preço unitário da distribuição de energia de forma política. Por outro lado, é necessário esclarecer a base de cálculo da medida adequada de compensar o deficit da companhia distribuidora de electricidade (ENDE) baseada no custo correto das companhias de geração de energia eléctrica e da transmissão e transformação.

### **10.3.5 Identificação de desafios em termos financeiros**

Até agora, não houve casos em que as agências classificadoras tivessem qualificado três companhias do sector energético de Angola (PRODEL, RNT, ENDE). Não há informações que mostrem a credibilidade das três empresas de forma objectiva. Portanto, foram elaboradas tarefas para que as três empresas possam buscar uma estrutura financeira mais sólida.

#### **(1) Rentabilidade**

É evidente que as instituições financeiras não financiam os órgãos executores com baixa rentabilidade. Doravante, embora possa não ser possível aumentar a tarifa para cobrir todos os custos projectados, é necessário mostrar esforços para aumentar a rentabilidade aumentando o preço, pelo menos de forma gradual.

#### **(2) A solidez financeira**

##### **(a) O rácio corrente**

As contas a receber das três companhias são elevadas e o rácio corrente, aparentemente, está aumentando. Além disso, há a possibilidade das contas a receber se tornarem dívidas irrecuperáveis. É necessário rever a situação da recuperação das contas a receber cuidadosamente e tomar medidas para recuperá-las o mais rápido possível.

##### **(b) O rácio de capital**

Caso realize o investimento apenas por empréstimos, o rácio de capital diminuirá. Financeiramente, essa acção é considerada indesejável, pois aumenta o risco da impossibilidade de reembolso de empréstimos. Além de contrair empréstimos, é necessário também tomar medidas como a injeção do capital apropriado que seja compatível com o empréstimo.

## **10.4 Identificação de outros desafios**

Serão descritos desafios além daqueles mencionados na secção anterior.

#### **(1) Demonstrações financeiras e questões contábeis**

- Doravante, a fim de comparar os custos entre as centrais de energia para o projecto de geração de energia térmica, por meio do investimento privado em Angola, as informações relacionadas aos custos de combustível devem ser mencionadas. (Isso não significa necessariamente que os custos de combustível devem estar incluídos como despesas da PRODEL)
- No momento da constituição das três companhias é necessário confirmar como foi a sucessão ou o abandono de créditos e/ou débitos, ou ainda, se realizou a reavaliação de activos das antigas companhias estatais de energia eléctrica. Também é necessário confirmar documentos comprovativos do governo e/ou documentos relacionados, referente à constituição das companhias, e o relatório de auditoria da empresa de contabilidade.

## (2) Situação financeira de Angola

Na secção anterior, foram estudadas as questões financeiras das três companhias. Porém, caso o desenvolvimento futuro de fontes de energia seja realizado focado em empréstimos, é importante que sejam consideradas as condições financeiras de Angola, bem como as das três companhias.

Como mencionado no Capítulo 9, para contrair empréstimos da JICA/JIBC ou do BAD será necessária a garantia do governo angolano, o que aumentará a dívida externa no país de Angola. A dívida externa de Angola, no momento, já é considerada alta. Caso o governo angolano não forneça mais a garantia do governo, há a possibilidade de que isso possa ser um obstáculo ao desenvolvimento de fontes de energia. (\*)

\* O sector de energia eléctrica vietnamita também carrega problemas de garantia de governo. Em 2017, a dívida externa do Vietname atingiu 65% do limite da política, portanto, o governo vietnamita está cauteloso em fornecer novas garantias do governo. Como resultado, empréstimos que precisam da garantia do governo não estão avançando como esperado. No entanto, o governo vietnamita não pretende conceder garantias governamentais excepcionalmente para novos projectos de energia eléctrica. Pelo contrário, estão instruindo à Vietnam Electricity (EVN - Eletricidade do Vietname) a revisão de tarifas, entre outros assuntos, para que seja possível obter o financiamento sem garantia governamental.

Ao examinar os indicadores macroeconómicos de Angola, o PIB de Angola em 2017 atingiu 124,21 milhões de dólares, e o rácio da dívida governamental em relação ao PIB, do mesmo ano, continuou a aumentar de 44,3% em 2010 para 65,3% (=81,066 milhões de dólares) em 2017. Por outro lado, o montante total de investimento (31,548 milhões de dólares) do desenvolvimento de fontes de energia até 2040 é equivalente a 25% do PIB de 2017. No caso de todas as garantias governamentais se tornarem dívidas do governo, o montante total da dívida se tornará quase igual ao PIB de Angola, sendo assim, do ponto de vista de sustentabilidade, não é positivo.

**Tabela 10-18 O PIB de Angola e o rácio da dívida governamental em relação ao PIB**

|                                   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013    | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|
| PIB (bilhões de dólares)          | 82.53  | 104.12 | 113.92 | 124.91  | 126.73 | 102.62 | 96.34  | 124.21 |
| Dívida bruta do governo geral (%) | (44.3) | (33.8) | (29.9) | (32.99) | (40.7) | (64.6) | (79.8) | (65.3) |

(Source : IMF World Economic Outlook 2018)



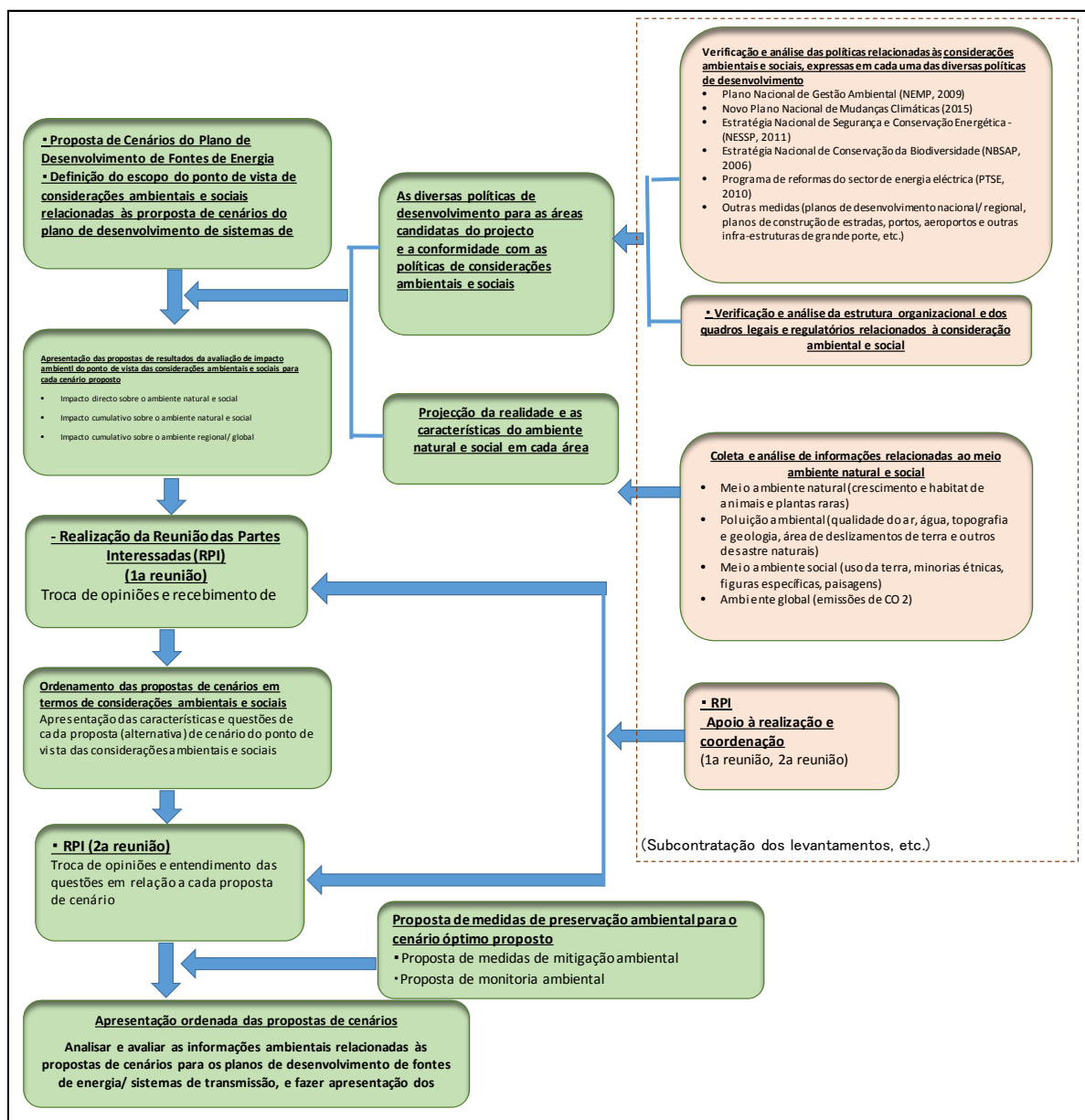


## **Capítulo 11. Considerações ambientais e sociais**

### **11.1 O resumo sobre a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) a ser realizada no presente Plano Director**

No presente projecto será implementada a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do ponto de vista das considerações ambientais e sociais relacionadas ao desenvolvimento de diversas fontes de energia propostas pelos cenários dentro do "Plano de desenvolvimento de fontes de energia/Plano de desenvolvimento do sistema de transmissão de energia". O método a ser aplicado está exibido na Figura 11-1 Abordagem AAE (SEA)

. A carga ambiental será verificada de forma quantitativa para cada tipo de desenvolvimento de fontes de energia a fim de apresentar uma proposta de cenário que seja mais desejável em termos de preservação ambiental.



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Figura 11-1 Abordagem AAE (SEA)

### i) A definição dos itens do escopo (scoping) e a selecção dos indicadores

Será realizada a definição do escopo (scoping) dos itens de avaliação do meio ambiente social e global para a análise e avaliação de cada plano de desenvolvimento de energia do ponto de vista das considerações ambientais e sociais.

### ii) A avaliação dos itens definidos de escopo

O item de avaliação definido no escopo será avaliado quantitativamente, quantificando-se o grau de impacto do projecto sobre o meio ambiente e a sociedade (em 4 níveis de 0 a -3)

### iii) A avaliação da matriz do projecto de desenvolvimento de fontes de energia

Cada projecto de desenvolvimento de fontes de energia levantado dentro das propostas de cenário é organizado numa matriz de modo a permitir verificar a sua carga ambiental de forma quantitativa.

## 11.2 A situação do meio ambiente e da sociedade como base

Angola está localizada na costa atlântica na parte ocidental da África Austral, com uma área territorial de 1.246.700 km<sup>2</sup>. Ao norte faz fronteira com a República do Congo (201 km) e a República Democrática do Congo (2.511 km), a leste com a Zâmbia (1.110 km) e ao Sul com a Namíbia (1.376 km).

O território de Angola pode ser dividido em 6 áreas geomorfológicas: a área costeira, a cadeia marginal de montanhas, o planalto central, a bacia do Zaire, a bacia do Zambeze e a bacia do Cubango.

Na região central encontra-se os pontos mais altos, onde fica o Monte Moco (2.620 m), e no planalto central encontram-se as origens dos mais importantes rios de Angola.

A temperatura é de 25 a 33°C na estação chuvosa (Setembro a Abril) e de 18 a 22°C na estação de cacimbo (maio a agosto). No norte, o clima é tropical com alta humidade. A precipitação média anual é de 1.200 a 2.000 mm. A precipitação média nas áreas costeiras é inferior a 600 mm, descendo de norte para sul. As regiões do interior possuem condições meteorológicas únicas que variam desde áreas com altas temperaturas e elevadas quedas pluviométricas até áreas semi-desérticas.

O país de Angola pode ser dividido ecologicamente nas seguintes cinco ecorregiões (SARDC, SADC e IUCN, 1994).

#### 1. Floresta tropical de baixa altitude (floresta tropical)

Ocorre no nordeste e é caracterizada por precipitações altas durante todo o ano com alta evaporação e baixa fertilidade do solo.

#### 2. Savana húmida

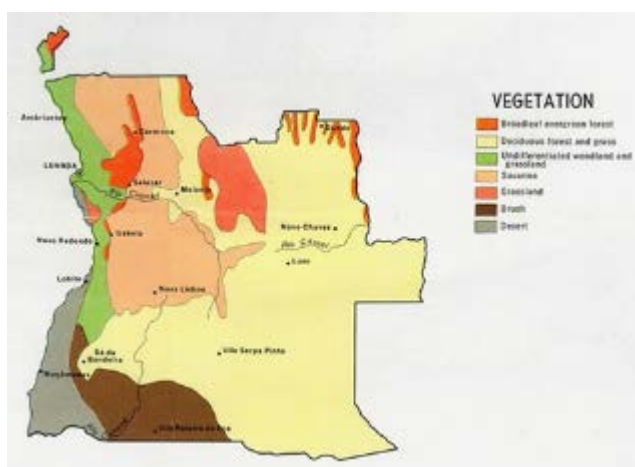
Ocupa cerca de 70% do território e é caracterizada por precipitações que variam entre 500 a 1.400 mm por ano e pela grande variedade de tipos de solos geralmente pobres em nutrientes.

#### 3. Savana Seca

Ocorre no sul de Angola e é caracterizada pela precipitação que varia entre 250 a 500 mm por ano. Os solos geralmente são férteis mas as vegetações são escassas.

#### 4. Nama-Karoo

Localiza-se no sudeste de Angola e é caracterizada por uma precipitação média de 100 a 400 mm por ano.



## 5. Sudeste de Angola ao longo de uma estreita faixa costeira

É coberta de deserto e é caracterizada por precipitação média muito baixa variando de 10 a 85 mm por ano.

(Fonte: Site de Mapa da Vegetação de Angola de 1970)

### Figura 11-2 Estado actual da vegetação

#### (1) Meio ambiente natural

##### (a) Estado actual da biodiversidade

A Palanca negra gigante e o Polvo do deserto (características únicas), a *Welwitschia mirabilis* (Figura 11-3), são considerados um dos símbolos nacionais e representam a rica biodiversidade da República de Angola.

Como Angola possui uma biodiversidade única, está posicionada como uma das mais importantes do continente africano.

Estima-se que há mais de 5.000 espécies de plantas no país (com excepção das vastas floras da província de Cabinda), das quais 1.260 são espécies endémicas. Angola está registada como o segundo país mais rico em espécies endémicas.

No grupo dos mamíferos a diversidade é uma das mais ricas do continente africano, com 275 espécies registadas.

Cerca de 872 espécies de avifauna estão catalogadas. Aproximadamente 92% das aves sul-africanas estão registadas em Angola.

A rica biodiversidade de Angola deve-se à combinação de vários factores, como a enorme área territorial do país, sua localização geográfica tropical, a variabilidade de altitude e uma ampla variedade de vegetação. A diversidade climática oscila uniformemente tanto geograficamente como em termos de solo, contribuindo assim para a formação de ecorregiões que vão desde intensas florestas tropicais a vegetação escassa do deserto. Esses diferentes habitats constituem uma rica biodiversidade.

As florestas são o lar de chimpanzés, gorilas e de grandes variedades de mamíferos. Há um consenso de que medidas especiais de protecção devem ser tomadas para proteger essas áreas e suas biodiversidades. No entanto, a exploração florestal sem controle, a caça furtiva e o desflorestamento desordenado têm acarretado efeitos negativos na conservação de ecossistemas importantes em Angola.

Nas pesquisas anteriores, cerca de 120 espécies de plantas foram listadas como ameaçadas de extinção. Muitas delas crescem nas áreas protegidas. Árvores importantes que protegem a costa angolana, como *Avicennia Nitida* e *Combretum*, também estão listadas como espécies ameaçadas de extinção.



Figura 11-3 *Welwitschia mirabilis*

(característica única) (Fonte: ERM)

Alguns dos animais como chitas, hienas castanhas, cães selvagens da África, rinocerontes negros, zebras, girafas e órixes que existiam em abundância estão extintos em uma parte da área de Angola ou estão perto da extinção devido à pressão das actividades humanas. De acordo com a IUCN 50 das 275 espécies de mamíferos que vivem em Angola estão em perigo de extinção.

Outra ameaça à biodiversidade é o comércio ilegal de animais contrabandeados para fora do país. Há indícios não confirmados de que um número considerável de aves é contrabandeado, podendo comprometer a sobrevivência de algumas aves em Angola. Dados da IUCN revelam existir 34 espécies de aves em situação de risco de extinção.

De acordo com a Estratégia Nacional para a Conservação da Biodiversidade e o Plano de Acção (2007 a 2012), Angola possui mais de 8.000 espécies de plantas, das quais 1.260 são espécies endémicas. Em relação aos animais, 275 espécies de mamíferos e 872 espécies de aves foram registadas até o momento e são relatados como espécies endémicas 13 espécies de mamíferos, 11 espécies de aves, 22 espécies de répteis, 23 espécies de anfíbios e 72 espécies de peixes de água doce.

**Tabela 11-1 Classificação das espécies ameaçadas de extinção em Angola de acordo com a Lista Vermelha da UICN (2016)**

| Categoria      |              | Espécie em perigo crítico (CR) | Espécies ameaçadas (EN) | Espécies Ameaçadas (vulneráveis) (VU) |
|----------------|--------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| Nº de espécies |              |                                |                         |                                       |
| Animais        | 108 espécies | 10                             | 32                      | 66                                    |
| Plantas        | 34 espécies  | -                              | 3                       | 31                                    |

(Fonte: Relatório sobre Biodiversidade de Angola. Governo de Angola)

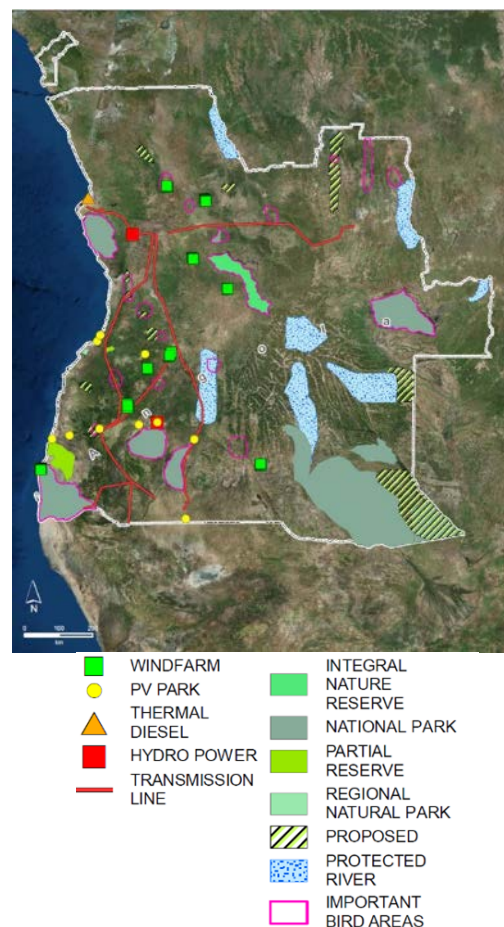
(b) Determinação das áreas protegidas e situação da gestão

As áreas protegidas de Angola são compostas por 9 parques nacionais (6,3%), 4 reservas naturais integrais (4%), 2 áreas de conservação e 1 parque natural regional. Até 2011, as 13 áreas de conservação acima referidas foram estabelecidas pela lei, representando cerca de 12,9% da área do país (82.832 km<sup>2</sup>).

**Tabela 11-2 Nomes, extensões e o ano da intitulação das áreas protegidas**

| Nº  | Nome do Parque                                 | Área (km <sup>2</sup> ) | Ano  |
|---|--|-------------------------|------|
| Parque Nacional                             |  |                         |      |
| 1   | Parque Nacional da Quiçama                     | 9.960                   | 1957 |
| 2   | Parque Nacional de Mupa                        | 6.600                   | 1964 |
| 3   | Parque Nacional do Bicuar                      | 7.900                   | 1964 |
| 4   | Parque Nacional de Cangandala                  | 630                     | 1970 |
| 5   | Parque Nacional da Cameia                      | 14.450                  | 1957 |
| 6   | Parque Nacional do Iona                        | 15.150                  | 1957 |
| 7   | Parque Nacional do Maiombe                     | 1.930                   | 2011 |
| 8   | Parque Nacional do Luengue-Luiana              | 45.818                  | 2011 |
| 9   | Parque Nacional de Mavinga                     | 46.072                  | 2011 |
| <b>Total</b>                                |  | <b>148.510</b>          |      |
| Parque regional                             |  |                         |      |
| 1   | Parque Natural da Chimalavera                  | 150                     | 1974 |
| <b>Total</b>                                |  | <b>150</b>              |      |
| Área de Conservação Ambiental               |  |                         |      |
| 1   | Reserva Natural Integral do Ilhéu dos Pássaros | 2                       | 1973 |
| 2   | Reserva Natural Integral do Luando             | 8.280                   | 1957 |
| <b>Total</b>                                |  | <b>8.282</b>            |      |
| Área de Conservação Ambiental (rectificado) |  |                         |      |
| 1   | Reserva Parcial do Búfalo                      | 400                     | 1974 |
| 2   | Reserva Parcial de Mavinga                     | 5.950                   | 1973 |
| 3   | Reserva Natural Integral do Luando             | 8.280                   | 1957 |
| 4   | Reserva Parcial do Namibe                      | 4.450                   | 1973 |
| <b>Total</b>                                |  | <b>19.080</b>           |      |

(Fonte: Relatório sobre Biodiversidade de Angola. Governo



(Fonte: ERM)

**Figura 11-4 Áreas Protegidas de Angola**

(2) Meio ambiente social

A área total de Angola é de 1.246.700 km<sup>2</sup>. Em relação à densidade populacional de Angola, segundo o resultado do censo angolano de 2014, estima-se que seja de 21,8 pessoas/km<sup>2</sup> e a população do país seja de 25,8 milhões (INE, 2014). Em consequência da guerra civil, as infraestruturas, tais como transporte, electricidade, água, tratamento de resíduos, assistência médica e telecomunicações ficaram deterioradas. Há regiões que foram praticamente destruídas ou continuam em situações incapazes de manter as infraestruturas. Ainda há áreas minadas (UXO) nas vastas áreas do país.

(a) Composição étnica e idiomas

O idioma oficial e o principal usados em Angola é o português. Cerca de 40% da população fala o dialecto bantu como língua materna. Os principais grupos étnicos de Angola são: Ovimbundu (cerca de 37%), Kimbundu (25%), Bakongo (13%), Mestiços (2%), Africanos brancos/Europeus (1 a 2%). Outros grupos étnicos africanos representam cerca de 22% da população angolana.

(b) Uso da terra

O país é ocupado por aproximadamente: 46% de floresta, 47% de terras não agrícolas, 4% de terras cultiváveis e os restantes 3% são campos de trigo/cevada, pastagens e áreas urbanas. A tabela abaixo mostra detalhes referente ao uso da terra.

**Tabela 11-3 Classificação do uso do território nacional**

| Forma de uso  | Área (ha,%)         |
|---|---------------------|
| Terras aráveis, pastagens (uso contínuo como pastagem por mais de 5 anos), áreas de cultivo de cacau e de café, florestas de seringueiras | 59,190,000 (47.47)  |
| Florestas   | 57,856,000 (46.41)  |
| Outros (pastagens (menos de 5 anos) / áreas urbanas)  | 7.624,000 ( 6.12)   |
| Total   | 124,670,000(100.00) |

(Fonte: Dados Estatísticos de 2015 do Banco Mundial)

### **11.3 O sistema e a organização relacionados às considerações ambientais e sociais em Angola**

#### **11.3.1 Os decretos e os regulamentos relacionados às considerações ambientais e sociais**

(1) Situação da introdução da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)

A implementação da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) não está descrita na Lei de Enquadramento Ambiental (EFL) que foi promulgada em 1998.

(2) Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), decretos e regulamentos relacionados, entre outros

Embora não seja legalmente exigido, a tabela abaixo mostra leis e regulamentos importantes que devem ser levados em consideração ao implementar a AAE em Angola.



**Tabela 11-4 Principais decretos e regulamentos relacionados às considerações ambientais e sociais**

| Denominação da política/lei/regulamento   | Regulamentos principais   |
|---|---|
| Lei de Enquadramento Ambiental (Lei Ambiental Básica)<br>(Lei no. 5/98, de 19 de Junho de 1998)   | A Lei Ambiental Básica estipula conceitos e princípios básicos referente à preservação ambiental, melhoria da qualidade de vida e uso racional dos recursos naturais. O artigo 16 estipula que os estudos de impacto ambiental são essenciais para cada projecto.   |
| Regulamentos sobre a avaliação de impacto ambiental (procedimento)<br>(Decreto no. 51/04, de 23 de Junho de 2004)                               | Especificação dos regulamentos relativos aos procedimentos de avaliação do impacto ambiental.   |
| Lei de Terras<br>(Lei no. 9/04, de 9 de Novembro de 2004)   | A Lei de Terras declara que a terra é a propriedade originária do Estado e propõe usos múltiplos, tais como: ① Fornecer locais de abrigos e moradias aos habitantes de Angola; ② Fontes de recursos naturais utilizáveis para a mineração, agricultura, silvicultura e planeamento territorial ③ Apoio a actividades económicas, agrícolas e industriais. |
| Lei de Protecção de Património Cultural<br>(Lei no. 14/05, de 7 de Outubro de 2005)   | Levando em consideração o valor do património cultural, é definido como um activo importante que deve estar sujeito à protecção de direitos.  |
| Regulamentos sobre a avaliação de impacto ambiental (licenciamento)<br>(Decreto no. 59/07, de 13 de Julho de 2007)                              | Especificar os regulamentos relativos aos licenciamentos de avaliação do impacto ambiental.   |
| Regulamentos sobre Auditorias Ambientais<br>(Decreto no. 1/10, de 10 de Janeiro de 2010)  | Estipula o monitoramento de medidas de preservação ambiental dos projectos implementados para a avaliação de impacto ambiental. Também exige a implementação de projecto de medidas de conservação ambiental contra impactos ambientais negativos que ocorrem após o projecto.  |
| Normas ambientais sobre a qualidade da água<br>(Decreto no. 261/11, de 6 de Outubro de 2011)  | Definição de critérios ambientais relativos à qualidade da água.  |
| Regulamentos sobre os termos de referência para a Avaliação de Impacto Ambiental<br>(Decreto no. 92/12, de marco de 2012)                       | Directrizes sobre métodos e procedimentos de levantamento relativos à política de implementação de avaliação de impacto ambiental (TOR).  |
| Regulamentos de Consultas Públicas dos Projectos Sujeitos à Avaliação de Impactos Ambientais<br>(Decreto no. 87/12, de 24 de Fevereiro de 2012) | Mencionar explicitamente as opiniões dos habitantes sobre a avaliação do impacto ambiental e o método de reflexão para o relatório.   |
| Regulamentos (Notificações) de Operações de Reassentamento da População<br>(Decreto no. 117/16, de 24 de Fevereiro de 2016)                     | No processo de reassentamento da população e renovação residencial, definir as funções e procedimentos dos órgãos administrativos centrais e das regiões autónomas.   |

(Fonte: editado pela Equipa de Estudo da JICA baseado nos documentos administrativos)

(3)

(4) Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) e Convenções Internacionais, entre outro

A tabela abaixo mostra as convenções internacionais sobre a preservação ambiental ratificada por Angola.



**Tabela 11-5 Principais convenções internacionais relacionadas à avaliação ambiental estratégica**

| Nome da Convenção  | Data da aprovação |
|--|-------------------|
| Convenção sobre a Protecção do Património Cultural Mundial e Património Natural (1972)                   | 1992              |
| Convenção sobre a Conservação das Espécies Migratórias de Animais Silvestres                             | 2006              |
| Convenção sobre a Conservação da Biodiversidade (1992)   | 1997              |
| Convenção sobre o Comércio Internacional de Espécies da Fauna e da Flora Selvagens Ameaçadas de Extinção | 2007              |
| Convenção Internacional sobre a Conservação de Zonas Húmidas   | 2016              |
| Convenção de Combate à Desertificação  | 2000              |

(Fonte: editado pela Equipa de Estudo da JICA baseado nos documentos administrativos)

(5) Esforços para a preservação ambiental global (Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas de Angola - INDC - Intended Nationally Determined Contributions -)

Na COP 21, realizada em 2015, foi adoptado o "Acordo de Paris" como "um quadro que valerá a partir de 2020, onde todas as nações deverão participar". Pela adopção do "Acordo de Paris", embora não haja o compromisso de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, será realizada a cada 5 anos, a apresentação e actualização de metas de redução, notificação sobre a situação da implementação e revisão. Angola vem analisando e estudando de forma activa a introdução da energia renovável baseada na tendência mundial voltado ao aquecimento global e ao meio ambiente.

Em 2016, Angola apresentou a meta promissora de reduções de gases do efeito estufa das Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (INDC) para a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (UNFCCC).

Para atingir metas incondicionais e condicionais, Angola prometeu reduzir as suas emissões de GEE (gases de efeito estufa) em cerca de 50% abaixo das emissões de 2005 (66,8 milhões de toneladas) no cenário BAU (Business As Usual = manutenção do estado actual) até 2030. Também afirmou que mais de 95% das emissões de GEE em 2005 são devido ao consumo de combustíveis fósseis.

Em resposta a esta situação, Angola assumiu a promoção de projectos de energias renováveis como uma das principais prioridades na estratégia nacional de INDC.

Especificamente, promoverá os seguintes projectos de energias renováveis.

1. Ampliação da central hidroeléctrica de Cambambe I

- Ampliar a capacidade instalada de 180 para 260 MW, objectivando a redução anual de 1.529.311 toneladas de CO<sub>2</sub>.

2. Ampliação da central hidroeléctrica de Cambambe II

- Assegurar a capacidade instalada de 700 MW, objectivando a redução anual de 3.282.000 toneladas de CO<sub>2</sub>.

3. Estabelecimento de uma nova central de energia eólica de Tombwa

- Assegurar a capacidade instalada de 100 MW, objectivando a redução anual de 157.258 toneladas de CO<sub>2</sub>.

4. Estabelecimento de novos projectos de biomassa

- Juntamente com a promoção do projecto de biomassa, almejar a redução anual de 750.000 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Baseado no volume de redução de CO<sub>2</sub> por 1 MW para cada desenvolvimento de fontes de energia, calculado pelo governo de Angola, o projecto de energia renovável proposto no Plano Director 2040 estima que o volume de redução de CO<sub>2</sub>, que possa contribuir em um ano, é de cerca de 56,38 milhões de toneladas. Na tabela abaixo é apresentado o volume de redução para cada tipo de fonte de energia.

**Tabela 11-6 Plano Director 2040 que possa contribuir na redução anual de CO<sub>2</sub> (Estimativa)**

|                                    | Energia Hidráulica | Energia Eólica | Energia Solar | Biomassa | Total     |
|------------------------------------|--------------------|----------------|---------------|----------|-----------|
| Capacidade total a instalar* (MW)  | 1.000              | 488            | 100           | 3        |           |
| Redução de CO <sub>2</sub> (t/ano) | 4.700.000          | 767.000        | 157.000       | 14.000   | 5.638.000 |

(Fonte: editado pela Equipa de Estudo da JICA baseado em INDC de Angola)

### 11.3.2A diferença entre as leis internas de Angola e as directrizes da JICA

Em relação às considerações ambientais e sociais, a tabela abaixo compara os principais itens das leis internas de Angola (Regulamentos sobre a avaliação de impacto ambiental (procedimento)) e das directrizes de considerações ambientais e sociais da JICA (2010).

No entanto, em Angola, em relação aos projectos apoiados por doadores está a ser realizado as considerações ambientais e sociais de acordo com os requisitos dos doadores.

**Tabela 11-7 Diferenças entre as leis internas de Angola e as directrizes da JICA sobre a elaboração da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA/EIA)**

| Itens   | Directrizes da JICA  | Leis internas de Angola  | Diferenças   |
|---|--|--|--|
| Elaboração da AAE   | As directrizes da JICA estipulam claramente para aplicar a implementação da Avaliação Ambiental Estratégica ao executar o levantamento do Plano Director e da Viabilidade.   | As disposições legais relativas à "implementação da Avaliação Ambiental Estratégica" não estão incluídas nos regulamentos sobre a avaliação de impacto ambiental (procedimento) (Decreto no. 51/04, de 23 de Junho de 2004). | Há diferenças. Os fundamentos legais relativos à "implementação da Avaliação Ambiental Estratégica" e às directrizes relativas à implantação ainda não estão sólidos.  |
| Elaboração da AIA (EIA)   | Para projectos que possam causar sérios impactos ambientais negativos, será solicitado para preparar o relatório da AIA (EIA).   | Baseado nos regulamentos sobre a avaliação de impacto ambiental (procedimento), mencionar claramente a obrigatoriedade de elaborar a AIA (EIA) para projectos específicos.   | Não há nenhuma diferença.  |
| Estudo de propostas alternativas                                      | Solicitar o estudo de propostas alternativas eficazes (incluindo "Propostas para não implementar projectos")   | Descrever o item abaixo como um dos itens a serem mencionados na AIA (EIA)<br>(Formato recomendado)<br>: Estudo racional de propostas alternativas   | Não há nenhuma diferença.  |
| Elaboração da lista de checagem de Considerações Ambientais e Sociais | Há uma lista de checagem de Considerações Ambientais e Sociais para cada sector. Descrever esses itens de verificação na AIA (EIA).  | Não há lista de checagem de Considerações Ambientais e Sociais   | Há diferenças. Os documentos que mostram itens específicos de considerações ambientais e sociais a serem verificados não estão preparados.   |
| Plano de reassentamento   | No caso de projectos de reassentamento involuntário dos moradores em grande escala, elaborar uma proposta de plano de reassentamento. Caso o reassentamento não seja em grande escala, elaborar uma proposta de plano de reassentamento simplificado. O plano de reassentamento será considerado como parte do relatório da AIA (EIA). | Não há nenhuma cláusula relativa à elaboração do plano de reassentamento.  | Há diferenças. A elaboração do plano de reassentamento para as leis internas e notificações não é obrigatória. Nas condições reais, quando os doadores solicitarem é elaborado tendo como referência as directrizes do Banco Mundial e outros regulamentos relevantes. |

| Itens  | Directrizes da JICA  | Leis internas de Angola  | Diferenças   |
|--|--|--|--|
| Compensação por desapropriação de terras     | Compensar, tanto quanto possível, com o montante de reacquirição.  | Dentro da Lei de Aquisição de Terras não está especificada em relação ao cálculo do custo da compensação e a forma de pagamento, porém, as entidades estão sendo compensadas com base no preço de mercado. | Há diferenças. O montante da reacquirição não é considerado. |
| Estudo do Monitoramento/Medidas de mitigação | Descrever a elaboração das medidas de mitigação ambiental (incluindo a prevenção, minimização e compensação) e propostas de monitoramento. | Descrever o item abaixo como um dos itens a serem mencionados na AIA (EIA)<br>: Estudo das medidas de mitigação<br>: Conteúdo do monitoramento, sistema de implementação, método do relatório              | Não há nenhuma diferença.                                    |
| Divulgação de informações                    | Divulgar a AIA (EIA) antes dos 120 dias da celebração do acordo com o país beneficiário.   | Descrever as informações a serem divulgadas nos regulamentos sobre a avaliação de impacto ambiental (procedimento).  | Não há nenhuma diferença.                                    |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

### 11.3.3 Órgãos (organizações) pertinentes ao sistema de considerações ambientais e sociais e as suas respectivas funções

- (1) Sistema de implementação de considerações ambientais e sociais (função do governo central e órgãos executores)

A organização administrativa relacionada às considerações ambientais e sociais em Angola está sob o controlo da Direcção Nacional de Prevenção e Avaliação de Impactos Ambientais do Ministério do Ambiente. Abaixo seguem as principais competências do Ministério do Ambiente.

- Desenvolvimento e gestão de recursos naturais sustentáveis
- Promoção de uma abordagem proactiva para a preservação do meio ambiente global baseada em convenções e acordos internacionais, entre outros meios.
- Ofícios de inspecção, autorização e licença para actos que possam causar impactos graves no meio ambiente natural e social
- Elaboração do plano de acção para a conservação dos ecossistemas naturais
- Promoção da designação de áreas de conservação da natureza, parques naturais, e outros tipos de zonas naturais para a preservação da biosfera e da paisagem.
- Empenho na preservação da biodiversidade, objectivando a criação e conservação de ambientes naturais e habitats favoráveis

A Direcção Nacional de Prevenção e Avaliação de Impactos Ambientais (DNPAIA) é responsável pela avaliação dos levantamentos de impacto ambiental e a Direcção Nacional do Ambiente (DNA) é responsável pelo planeamento e implementação da política e estratégia urbana.

(2) Principais itens de implementação relacionados às considerações ambientais e sociais

(a) Projectos que requerem a aprovação da AIA (EIA)

Os procedimentos da AIA (EIA) são estipulados por regulamentos e leis relativos à avaliação de impacto ambiental.

O Anexo ao Decreto da AIA (EIA) indica os projectos que estão sujeitos a uma Avaliação de Impacto Ambiental (AIA/EIA) e estão incluídos os seguintes sectores.

- Agricultura, Pescas e Florestas
- Indústria extractiva, como o petróleo, a mineração e a dragagem
- Indústria de energia
- Indústria de vidro
- Indústria química
- Projectos de construção de infraestruturas sociais
- Outras indústrias

Os critérios para os quais a AIA (EIA) é exigido no sector de energia são os seguintes.

- Instalações industriais destinadas ao transporte de gás, vapor e água quente e transmissão de energia eléctrica por cabos aéreos
- Armazenagem de gases naturais acima do solo
- Armazenagem subterrânea de gases combustíveis
- Armazenagem de combustíveis fósseis acima do solo
- Instalações industriais de briquetes para carvão e lenhite
- Instalações de produção de combustível nuclear
- Instalações de reprocessamento de combustível nuclear
- Instalações para a recolha e tratamento de resíduos radioactivos
- Instalações para geração hidroeléctrica com capacidade de 1000 kW ou mais
- Linhas de transmissão acima de 30 kV
- Operação de barragens para a geração de energia hidroeléctrica, construção de canais navegáveis,

irrigação, manutenção de canais, utilização de recursos hídricos como a travessia e a barragem da baía.

- Central nuclear com capacidade de 500 kW ou mais
- Central nuclear que gera energia eléctrica por meio da separação isotópica

(b) Procedimento de implementação da AIA

Na etapa inicial as companhias realizam a triagem para definir a necessidade ou não da AIA (EIA), conforme os critérios estabelecidos na lei de AIA. Caso a AIA seja considerada necessária, deverá realizar os procedimentos devidos conforme a tabela abaixo, a qual mostra os seus procedimentos específicos.

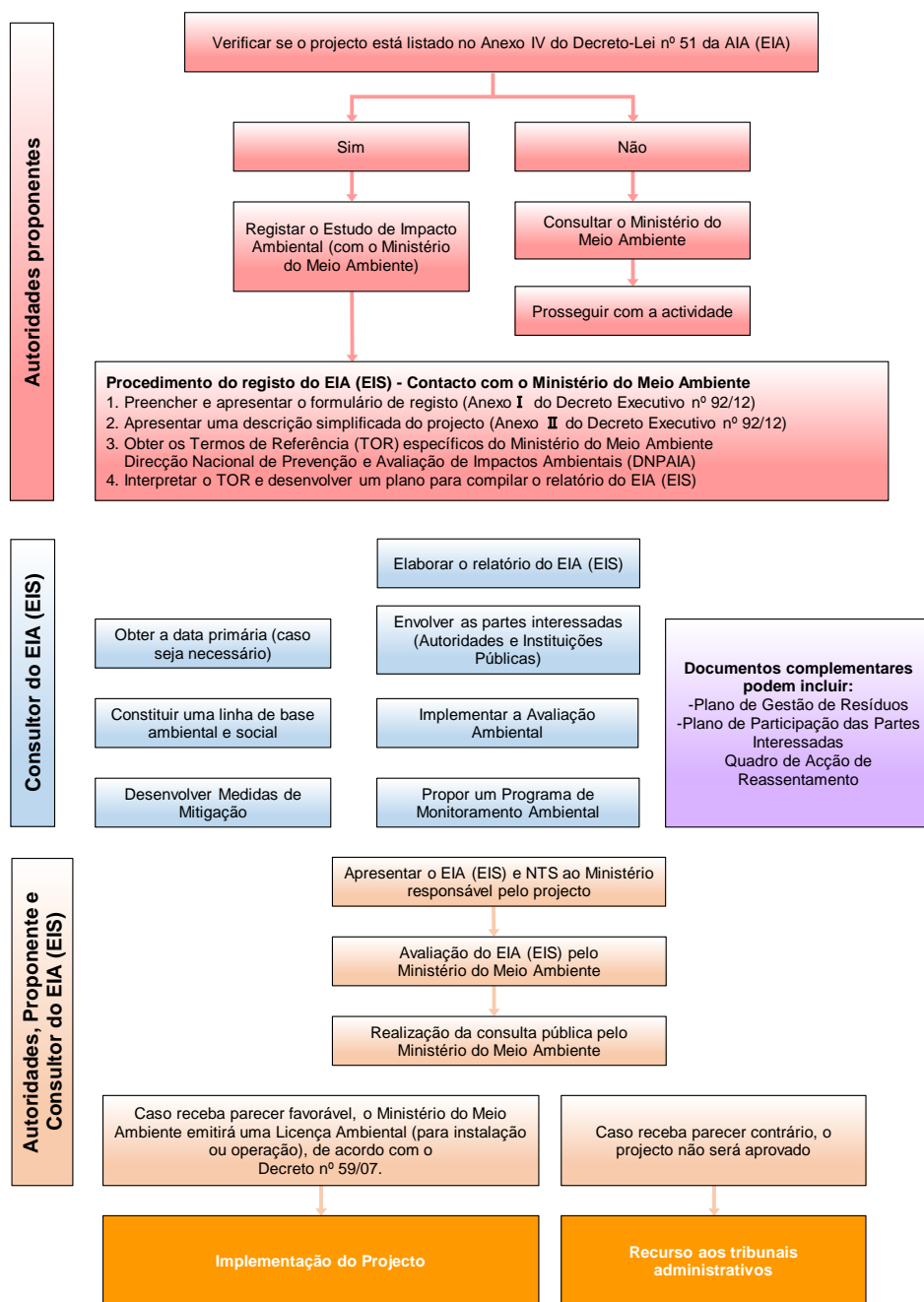


Figura 11-5 Fluxograma do procedimento da elaboração e aprovação

(c) Monitoramento

De acordo com o artigo 22 da Lei da AIA (EIA), o Órgão de Aprovação de Projectos deve monitorar periodicamente os projectos para os quais o monitoramento é exigido como resultado da avaliação de impacto ambiental. No entanto, em muitos casos, não é implementado devido à escassez tecnológica para o monitoramento (informações baseadas nas entrevistas realizadas com órgãos pertinentes).

(d) Consultas aos residentes

Todos os projectos descritos no Anexo do Decreto da AIA (EIA) estão sujeitos a consultas aos residentes, as quais são patrocinadas pelo Ministério do Ambiente baseadas no artigo 10 da Lei da AIA.

Os procedimentos das consultas aos residentes realizados pelos ministérios competentes são os seguintes.

- Notificar um resumo do relatório da AIA (EIA) para partes relevantes e partes afectadas (conforme estipulado no artigo 3).
- Descrever todas as apresentações relacionadas aos projectos propostos com comentários e avaliações.

Dentro do prazo de oito dias, após a realização de consultas aos residentes, criar um relatório simples especificando soluções às opiniões dos residentes. Ademais, o processo de consulta deve ocorrer de 5 a 10 dias e o custo deve ser suportado pelo executor.

(e) Obtenção de terreno e reassentamento da população

Caso haja a necessidade de aquisição de terras que acompanhem obras públicas, a obtenção será realizada baseada na Lei de Terras (2004) e regulamentos relativos ao reassentamento (2016). Especificamente, no caso da necessidade da aquisição de terras juntamente com projectos de obras públicas, o país ou o governador provincial oferece uma compensação adequada aos proprietários com direitos sobre terrenos, conforme o artigo 12 da mesma lei, possibilitando assim, a aquisição do terreno.

No que se refere à compensação que acompanha o reassentamento, será tratada entre a província, os moradores afectados pelo projecto e as companhias baseada nos regulamentos relacionados ao reassentamento que entrou em vigor em 2016. A compensação ou perdas de terrenos/casas serão realizadas na mesma imobiliária.



## 11.4 Estudo comparativo das propostas de alternativas (incluindo a opção zero)

As propostas alternativas para o plano director de energia eléctrica foi omitido do presente relatório já que se considera irreal a elaboração de quaisquer outras medidas e planos capazes de alcançar as metas do plano director de energia eléctrica, que incorpora a composição óptima de fontes de energia até o ano horizonte de 2040, sem que seja implementada os diversos desenvolvimentos de fontes de energia propostos no presente plano director de energia eléctrica.

Quanto às propostas de cenário relacionado ao desenvolvimento de fontes de energia estão descritas na secção "11.8 Análise de cenários do ponto de vista de considerações ambientais e sociais" Análise de cenários do ponto de vista de considerações ambientais e sociais".

## 11.5 Definição do escopo (scoping)

Serão seguidos os procedimentos abaixo para executar a AAE, do ponto de vista das considerações ambientais e sociais, para os diversos tipos de desenvolvimento de fontes de energia a serem incluídos nas propostas de cenário (múltiplas propostas) dentro do Plano Director de Energia Eléctrica.

- (1) A definição dos itens do escopo (scoping) e selecção dos indicadores

Do ponto de vista das considerações ambientais e sociais, para analisar e avaliar cada uma das propostas de cenário de desenvolvimento (de fontes de energia) serão seleccionados, com base nas directrizes da JICA (lista de checagem), os itens de avaliação relacionados a cada um dos projectos de desenvolvimento de fontes de energia a serem estudados na fase de Plano Director.

**Tabela 11-8 Itens de definição do escopo (scoping) a ser realizada na AAE**

| Classificação             | Item de impacto |                                    | Projecto normal de geração de energia     |        |                  | Projecto de energia renováveis |               |          |
|---------------------------|-----------------|------------------------------------|---|--------|------------------|--------------------------------|---------------|----------|
|                           |                 |                                    | Hidroeléctricas (tipo albufeira/passagem) | Carvão | GNL, óleo pesado | Energia eólica                 | Energia solar | Biomassa |
| Medidas contra a poluição | 1               | Poluição atmosférica               | C   | A      | B                | B                              | B             | B        |
|                           | 2               | Poluição da água                   | B   | B      | B                | C                              | B             | B        |
|                           | 3               | Contaminação do solo               | D   | B      | C                | D                              | D             | B        |
|                           | 4               | Poluição de sedimentos             | C   | D      | D                | D                              | C             | D        |
|                           | 5               | Ruído e vibração                   | B   | B      | B                | A                              | B             | B        |
|                           | 6               | Odor                               | D   | C      | C                | D                              | D             | C        |
|                           | 7               | Geração de resíduos                | C   | A      | C                | D                              | A             | A        |
|                           | 8               | Subsidência do solo                | B   | B      | B                | D                              | D             | B        |
| Meio ambiente natural     | 9               | Área de protecção                  | A   | D      | D                | A                              | A             | A        |
|                           | 10              | Ecosistema                         | A   | D      | D                | A                              | A             | A        |
|                           | 11              | Topografia e geologia              | A   | C      | C                | B                              | B             | C        |
|                           | 12              | Obtenção de terreno/reassentamento | A   | A      | B                | D                              | D             | C        |

| Classificação   | Item de impacto | Projecto normal de geração de energia  |        |                  | Projecto de energia renováveis |               |          |   |
|-----------------|-----------------|--|--------|------------------|--------------------------------|---------------|----------|---|
|                 |                 | Hydroeléctricas (tipo albufeira/passagem)                                    | Carvão | GNL, óleo pesado | Energia eólica                 | Energia solar | Biomassa |   |
| Ambiente social | 13              | População de camada pobre  | C      | C                | D                              | D             | D        | D |
|                 | 14              | Minorias étnicas/ população nativa   | A      | C                | D                              | D             | D        | D |
|                 | 15              | Economia local: empregos e meios de subsistência                             | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
|                 | 16              | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais                             | A      | B                | B                              | B             | B        | B |
|                 | 17              | Uso da água  | A      | A                | A                              | D             | D        | D |
|                 | 18              | Existência de infra-estruturas sociais e                                     | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
|                 | 19              | Organização social tais como capital social e entidades de tomada de decisão | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
|                 | 20              | Distribuição desigual dos danos e benefícios                                 | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
|                 | 21              | Conflito de interesses na comunidade   | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
|                 | 22              | Património cultural  | B      | D                | D                              | D             | D        | D |
|                 | 23              | Paisagem   | B      | C                | C                              | A             | B        | D |
|                 | 24              | Género   | D      | D                | D                              | D             | D        | D |
|                 | 25              | Os direitos das crianças   | D      | D                | D                              | D             | D        | D |
|                 | 26              | Doenças infecciosas tais como HIV/SIDA                                       | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
|                 | 27              | Ambiente de trabalho   | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
| Outras          | 28              | Acidentes  | C      | C                | C                              | C             | C        | C |
|                 | 29              | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas                             | C      | A                | B                              | D             | D        | D |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

Nota) Classificação das avaliações

**A: É esperado impacto significativo**

**B: É esperado relativo impacto**

C: Fenómeno a ser aclarado no levantamento a ser feito na fase de implementação do projecto, portanto fora do alvo de abordagem pela AAE.

D: Fenómeno que é esperado não causar impacto na fase de planeamento, portanto não é alvo de abordagem pela AAE.

Com base na selecção acima, os objectos do trabalho de definição de escopo a ser realizado na fase de AAE foram delimitados em 17 itens (10 itens de ambiente natural, 6 de ambiente social e 1 de ambiente global) que serão avaliados pelos critérios definidos na Tabela 11-10.

**Tabela 11-9 Os itens do trabalho de definição do escopo a ser realizada na AAE e os respectivos critérios de avaliação**

| Classificação                   | Itens  | Indicador  |
|---------------------------------|--|--|
| Meio ambiente natural ( 10)     | Geologia   | Modificações no terreno  |
|                                 | Solo   | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   |
|                                 | Qualidade da água  | Poluição e turbidez da água devido à descarga e mudança de canais existentes   |
|                                 | Qualidade do ar  | Emissões de poluentes pelas actividades de operação  |
|                                 | Ruído e vibração   | Ruído e vibração das actividades de operação   |
|                                 | Geração de resíduos  | Geração de resíduos gerais e industriais   |
|                                 | Subsidência do solo  | Por exploração da água subterrânea   |
|                                 | Flora terrestre  | Desmatamento (incluindo áreas de mangue), destruição da vegetação  |
|                                 | Fauna terrestre, peixes e corais   | Destruição do habitat animal e destruição do ecossistema animal, impactos nas rotas de peixes de espécies anádromas e aves migratórias |
| Áreas de protecção ambiental    | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental como parques nacionais, etc. |  |
| Ambiente social ( 6)            | Reassentamento da população  | Reassentamento involuntário dos moradores  |
|                                 | Minorias étnicas/ população nativa   | Impacto aos moradores que necessitam de maior consideração   |
|                                 | Uso da terra   | Conflito no uso da terra   |
|                                 | Uso da água  | Conflito no uso da água  |
|                                 | Paisagem   | Impacto na paisagem  |
| Protecção de paisagem histórica | Impacto à cultura tradicional e património intangível                                      |  |
| Meio ambiente global ( 1)       | Emissões de CO2  | Impacto ao aquecimento global  |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

(2) A metodologia de avaliação dos itens de definição de escopo

Os graus de impacto em termos de considerações ambientais e sociais dos itens de avaliação acima definidos no escopo e que acompanham a implementação de cada projecto, são quantificados conforme os critérios abaixo (em 4 níveis de 0 a -3) e organizados numa matriz para receber avaliação quantitativa. Em seguida, os pontos de avaliação calculados pela presente metodologia (grau de impacto ambiental) são somados de modo a avaliar cada uma das propostas de cenário do ponto de vista das considerações ambientais e sociais.

**Tabela 11-10 Os critérios de avaliação dos itens de definição do escopo**

| Pontuação (grau de contribuição ambiental) | Crítérios de avaliação  |
|--|---|
| - 3  | Significativo impacto negativo directo, de difícil realização das medidas de mitigação.           |
| -2   | Significativo impacto negativo directo, porém com possibilidade de realizar medidas de mitigação. |
| -1   | O impacto negativo directo é pouco e as medidas de mitigação são possíveis.                       |
| 0  | O impacto é insignificante e não necessita de mitigação.  |

(Fonte: Elaborado pela Equipa de Estudo da JICA)

## 11.6 O resultado das considerações ambientais e sociais

(1) Os vários tipos de locais candidatos ao desenvolvimento de fontes de energia onde serão implementadas as considerações ambientais e sociais baseadas na AAE

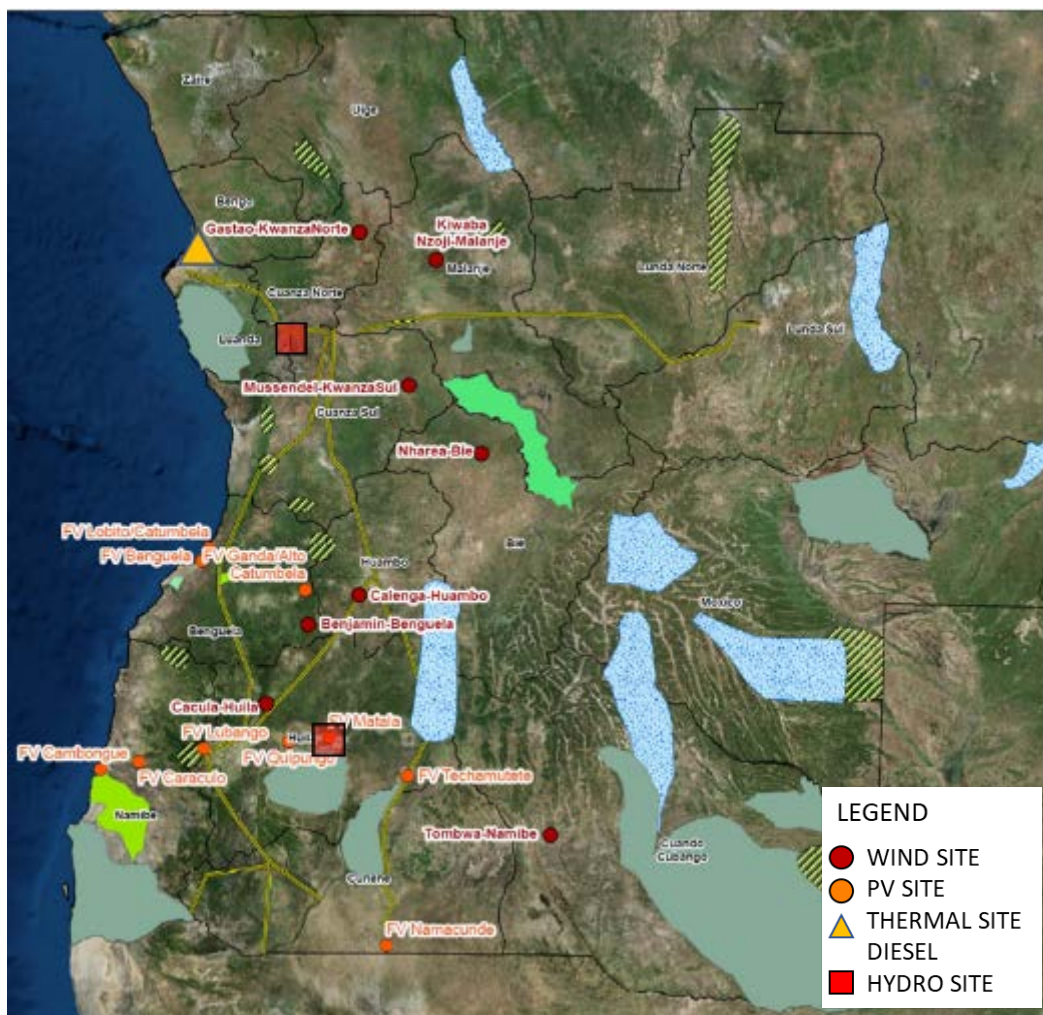
Os 22 locais candidatos ao desenvolvimento de fontes de energia de diversos tipos fornecidos pelo MINEA estão listados abaixo.

No que se refere aos projectos de geração hidroeléctrica, como o MINEA não apresentou locais candidatos ao desenvolvimento, no lugar da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) foi avaliado (quantitativamente) o impacto das centrais hidroeléctricas existentes sobre o meio ambiente natural, social e global. Com base no valor da avaliação, foi determinado avaliar o grau de impacto ambiental presumido ao implementar o projecto de desenvolvimento de energia hidroeléctrica em Angola.

**Tabela 11-11 Locais candidatos de energia térmica ao desenvolvimento de fontes de energia sujeitos à implementação da AAE**

| Tipo de geração de energia | Nome do projecto   | Localização  | Tamanho da potência (MW) |
|----------------------------|--|--------------|--------------------------|
| Hidroeléctrica             | CAMBAMBE   | Kuanza Norte | 960                      |
|                            | MATALA   | Huíla        | 40.8                     |
| Subtotal                   | 2  |              | 1,000.8                  |
| Térmica (GNL/ óleo pesado) | CIMANGOLA  | Luanda       | 212                      |
| Subtotal                   | 1  |              | 212                      |
| Eólica                     | BENJAMIN   | Benguela     | 52                       |
|                            | CACULA   | Huíla        | 88                       |
|                            | CALENGA  | Huambo       | 84                       |
|                            | GASTÃO   | Kwanza Norte | 30                       |
|                            | KIWABA NZOJI I   | Malanje      | 62                       |
|                            | MUSSENDE I   | Kwanza Sul   | 36                       |
|                            | NHAREA   | Bié          | 36                       |
|                            | TOMBWA   | Namibe       | 100                      |
| Subtotal                   | 8  |              | 488                      |
| Solar                      | BENGUELA   | Benguela     | 10                       |
|                            | CARACULO   | Namibe       | 10                       |
|                            | CAMBONGUE  | Namibe       | 10                       |
|                            | GANDA/ALTOCATUMBELA  | Benguela     | 10                       |
|                            | LOBITO/CATUMBELA   | Benguela     | 10                       |
|                            | LUBANGO  | Huíla        | 10                       |
|                            | MATALA   | Huíla        | 10                       |
|                            | QUIPUNGO   | Huíla        | 10                       |
|                            | NAMACUNDE  | Cunene       | 10                       |
|                            | TECHAMUTETE  | Huíla        | 10                       |
| Subtotal                   | 10   |              | 100                      |
| Biomassa                   | Projecto de Biomassa 1<br>(No. do projecto a partir de 2017) | Huíla        | 3                        |
| Subtotal                   | 1  |              | 3                        |
| <b>Total</b>               | <b>22</b>  |              |                          |

(1) A distribuição dos vários locais candidatos ao desenvolvimento de energia



(Fonte: relatório ERM)

**Figura 11-6 Local de construção planejado para cada fonte de energia**

(2) Avaliação de considerações ambientais e sociais referentes a cada local candidato ao projecto de desenvolvimento de energia

(a) Geração hidroeléctrica

**(a)-1 Local do projecto hidroeléctrico de Cambambe**

i) As condições dos principais ambientes naturais e sociais são os seguintes.

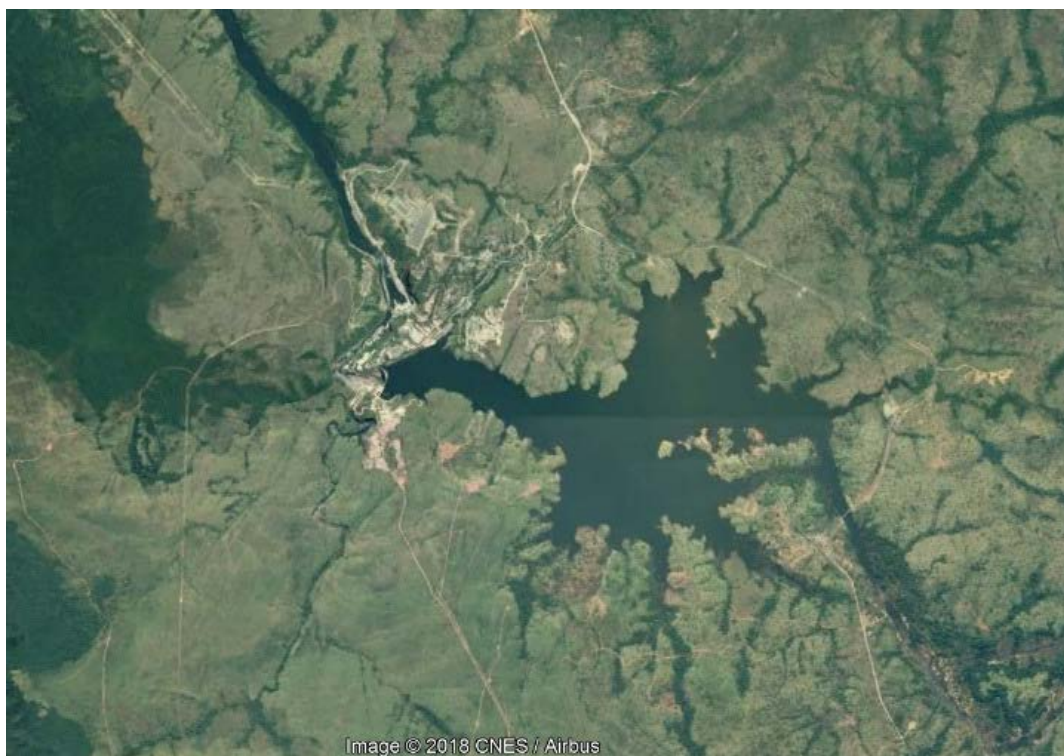
● Meio ambiente natural

- Nos locais candidatos, encontram-se quatro zonas diferentes de vegetação. (1) Savana seca com arbustos dispersos (2) Florestas semidecíduas latifoliadas altas (3) Comunidade de plantas aquáticas (4) Comunidade de plantas que crescem na encosta. Esses habitats apresentam uma riqueza de espécies vegetais, as quais estão em perigo de extinção.
- Devido a mudanças a jusante dos rios há a probabilidade de provocar modificações na



vegetação perto dos rios.

- Mudanças nos padrões de migração de mamíferos devido aos habitats existentes são consideradas pequenas.
- Há a preocupação com a erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso e linhas de transmissão.
- Meio ambiente social
  - Embora seja um número pequeno, há o reassentamento dos moradores rurais.
  - Estas áreas são caracterizadas pela presença de instalações industriais já desenvolvidas e áreas residenciais.
  - Os recursos patrimoniais não serão afectados pelo projecto.



**Figura 11-7 Local do projecto hidroeléctrico de Cambambe**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-12 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto hidroeléctrico de Cambambe**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | -1.0                | Embora haja a preocupação com a erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (aterro, plantio na superfície de corte) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | -1.0                | Embora haja a preocupação com o impacto que possa acarretar às zonas húmidas ou outras áreas da região a jusante, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -2.0                | Algumas espécies vegetais estão ameaçadas de extinção.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -1.0                | Embora haja a preocupação com o impacto que possa acarretar às zonas húmidas ou outras áreas da região a jusante, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas. A rota das aves migratórias não foi confirmada. |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.60</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | -1.0                | Estima-se que poderá ocorrer alguns reassentamentos  |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | -1.0                | Estima-se que haja a concorrência no uso da água devido ao consumo das águas dos rios a jusante, porém, as medidas de mitigação (liberação de manutenção) são possíveis de serem realizadas.                                 |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | 0.0                 | Não são esperados impactos que requerem medidas mitigatórias.  |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.33</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.31</b>        |  |

**(a)-2 Local do projecto hidroeléctrico de Matala**

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

● Meio ambiente natural

- Lugares próximos a áreas urbanas, onde há muitas actividades humanas. Em áreas onde não há actividades humanas (e.g. culturas), plantas aquáticas, arbustos, árvores e uma elevada densidade de árvores altas crescem perto do rio.
- O impacto nos habitats existentes dos mamíferos é considerado pequeno.
- Os projectos hidroeléctricos podem afectar a vulnerabilidade das espécies devido a possíveis mudanças nos ecossistemas.
- Considera-se que não acarretará impactos de ruídos consideráveis.

● Meio ambiente social

- Supõe-se que poderá ocorrer alguns reassentamentos (agricultores).

● Considera-se que não acarretará impactos de ruídos consideráveis.

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.



**Tabela 11-13 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto hidroeléctrico de Cambambe**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | -1.0                | Embora haja a preocupação com o impacto sobre as vegetações aquáticas e outras floras a jusante, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 7   | Subsidência do solo                 | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -1.0                | Algumas espécies vegetais estão ameaçadas de extinção.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | 0.0                 | Embora haja a preocupação com o impacto que possa acarretar às zonas húmidas ou outras áreas da região a jusante, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas. A rota das aves migratórias não foi confirmada. |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.20</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | -1.0                | Estima-se que poderá ocorrer alguns reassentamentos.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | -1.0                | Estima-se que haja a concorrência no uso da água devido ao consumo das águas dos rios a jusante, porém, as medidas de mitigação (liberação de manutenção) são possíveis de serem realizadas.                                 |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.33</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.17</b>        |  |

**(b) Geração de energia térmica**

**(b)-1 Local candidato a projecto de energia térmica CIMANGOLA (GNL/óleo pesado)**

O projecto fornecido pelo MINEA como local candidato à central de geração térmica é o de CIMANGOLA.

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

● Meio ambiente natural

- O local candidato é uma região urbana, onde se concentram as áreas residenciais e não há recursos naturais superiores que necessitem de protecção.
- Como a periferia da bacia é acompanhada de fissuras por dessecação durante o período de secagem e contém argila marrom expansiva de areia fina, há o receio de que isso cause uma descarga de sedimentos na estação chuvosa.
- É suposto que possa poluir a qualidade do ar (NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, PM<sub>10</sub>, etc.) devido a gases de combustão ou outros motivos.
- É suposto que haja efeitos negativos na comunidade residencial adjacente à área do terreno devido ao ruído.

● Meio ambiente social

- É suposto que haja efeitos negativos na comunidade residencial adjacente à área do terreno devido ao ruído.
- É suposto que possa poluir a qualidade do ar (NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, PM<sub>10</sub>, etc.) devido a gases de combustão ou outros motivos.
- Caso realize o bombeamento de água subterrânea, há o receio de que isso possa afectar as fontes de água circundantes.

● Meio ambiente global

- É suposto que haja emissões de dióxido de carbono mesmo após a introdução de medidas de mitigação.



**Figura 11-8 CIMANGOLA - Local candidato a projecto de energia térmica (GNL/óleo pesado)**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-14 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de geração de energia térmica de CIMANGOLA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -2.0                | Estima-se que haja a contaminação do solo devido ao vazamento do óleo da instalação de tratamento e de gasoduto, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | -2.0                | Estima-se que haja a elevação da temperatura da água, originada pela grande quantidade de efluentes térmicos despejados no mar ou no rio. Caso a capacidade seja muito elevada, as medidas de mitigação não serão praticáveis.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | -2.0                | Estima-se que a qualidade do ar (NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , PM10, etc.) possa ser poluída devido à emissão de fumaça ou outros motivos, porém, as medidas de mitigação (introdução de caldeiras de alta eficiência de combustão, instalação de desnitrificação/dessulfuração, dispositivo à prova de poeira) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | -1.0                | Estima-se que haja ruídos, porém, as medidas de mitigação (construção em áreas remotas) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 7   | Subsidência do solo                 | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -2.0                | Estima-se que haja a elevação da temperatura da água, originada pela grande quantidade de efluentes térmicos despejados no mar ou no rio, e a influência sobre as plantas (manguezais e plantas marinhas). Caso a capacidade seja muito elevada, as medidas de mitigação não serão praticáveis.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -2.0                | Estima-se que haja a elevação da temperatura da água, originada pela grande quantidade de efluentes térmicos despejados no mar ou no rio. Caso a capacidade seja muito elevada, as medidas de mitigação não serão praticáveis.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-1.10</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | -1.0                | Estima-se que poderá ocorrer alguns reassentamentos.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | -1.0                | Estima-se que haja a concorrência no uso da água devido ao consumo nos rios periféricos como água de refrigeração, porém, as medidas de mitigação (introdução do sistema de arrefecimento do ar) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.33</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | -2.0                | Estima-se que haja emissões de CO <sub>2</sub> .   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>-2.00</b>        |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-1.14</b>        |  |

**(c) Geração de energia eólica**

**(c)-1 Geração de energia eólica de BENJAMIN**

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.º

● Meio ambiente natural

- Os locais candidatos são principalmente savanas e terras baldias.
- Há o receio de que o local candidato corresponda à rota das aves migratórias.
- Há agricultores que sofrem com ruídos das instalações dos arredores.

● Meio ambiente social

- Há uma fazenda a 1 km do local candidato com possibilidade de estar sujeito à compensação.
- Há agricultores que sofrem com ruídos das instalações dos arredores.



**Figura 11-9 BENJAMIN - Local candidato a projecto de energia eólica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.



**Tabela 11-15 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de  
BENJAMIN**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poliuição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | -1.0                | Estima-se que haja ruídos, porém, as medidas de mitigação (construção em áreas remotas) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que ocorra acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.                                      |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.40</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | -1.0                | Estima-se que haja conflitos de terra, porém, as medidas de mitigação (assegurar uma habitação alternativa) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.66</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.35</b>        |  |

### **(c)-2 Energia Eólica de CACULA**

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- A área é caracterizada principalmente por florestas e culturas.
- Há o receio de que o local candidato corresponda à rota das aves migratórias.
- Nessa área podem ser encontrados répteis, roedores e outras espécies, os quais podem ser afectados durante a instalação das turbinas e infraestruturas relacionadas.
- Há agricultores que sofrem com ruídos das instalações dos arredores.

- Meio ambiente social

- Há uma fazenda a 1 km do local candidato com a possibilidade de estar sujeito à compensação.
- Há agricultores que sofrem com ruídos das instalações dos arredores.

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.



**Tabela 11-16 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de CACULA**

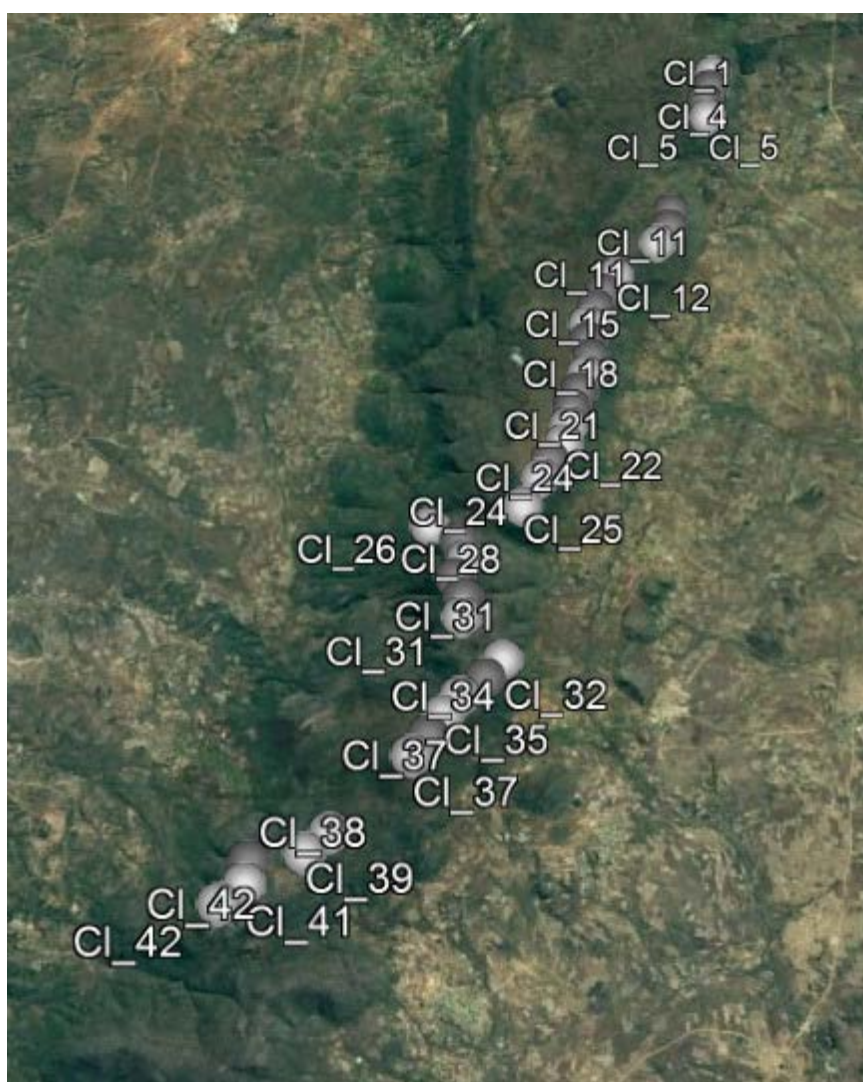
| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação   |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|---|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | -1.0                | Estima-se que haja ruídos, porém, as medidas de mitigação (construção em áreas remotas) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que ocorra acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.                                   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.40</b>        |   |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | -1.0                | Há algumas moradias a 1 km do local candidato com possibilidade de estarem sujeitos ao reassentamento.  |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | -1.0                | Estima-se que haja conflitos de terra, porém, as medidas de mitigação (assegurar uma habitação alternativa) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantes e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.83</b>        |   |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |   |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.41</b>        |   |

### (c)-3 Energia eólica de CALENGA

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- No norte da região predomina a savana e terras agrícolas e a maior parte do sul é coberta por florestas.
  - O local candidato fica na Serra do Uendelongo. Há a possibilidade das aves migratórias se concentrarem nos penhascos da serra.
  - É suposto que na área do terreno exista um corredor migratório das aves.
- Meio ambiente social
    - Não há nenhum morador a ser compensado dentro do raio de 1 km ao redor do local candidato.



**Figura 11-10 CALENGA - Local candidato a projecto de energia eólica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

---

**Tabela 11-17 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de  
CALENGA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que possam ocorrer acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.                              |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.30</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | -1.0                | Estima-se que haja conflitos de terra, porém, as medidas de mitigação (assegurar uma habitação alternativa) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.66</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.32</b>        |  |

#### (c)-4 Energia eólica de GASTÃO

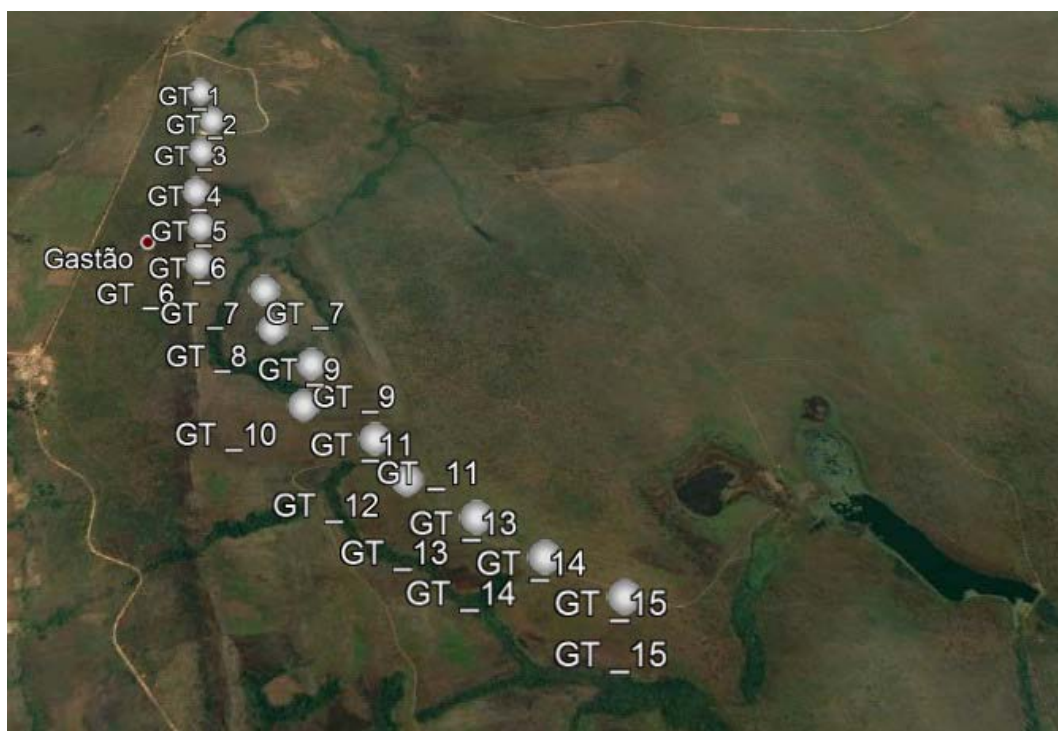
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- No norte da região predomina a savana e terras agrícolas e a maior parte do sul é coberta por florestas.
- Há a possibilidade das aves migratórias se reunirem nesse lugar.

- Meio ambiente social

- Não há nenhum morador a ser compensado dentro do raio de 1 km ao redor do local candidato.



**Figura 11-11 GASTÃO - Local candidato a projecto de energia eólica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-18 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de  
GASTÃO**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Natural/Meio ambiente natural                        | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que possam ocorrer acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.                              |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.30</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.26</b>        |  |

**(c)-5 Energia eólica de KIWABA NZOJI I**

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

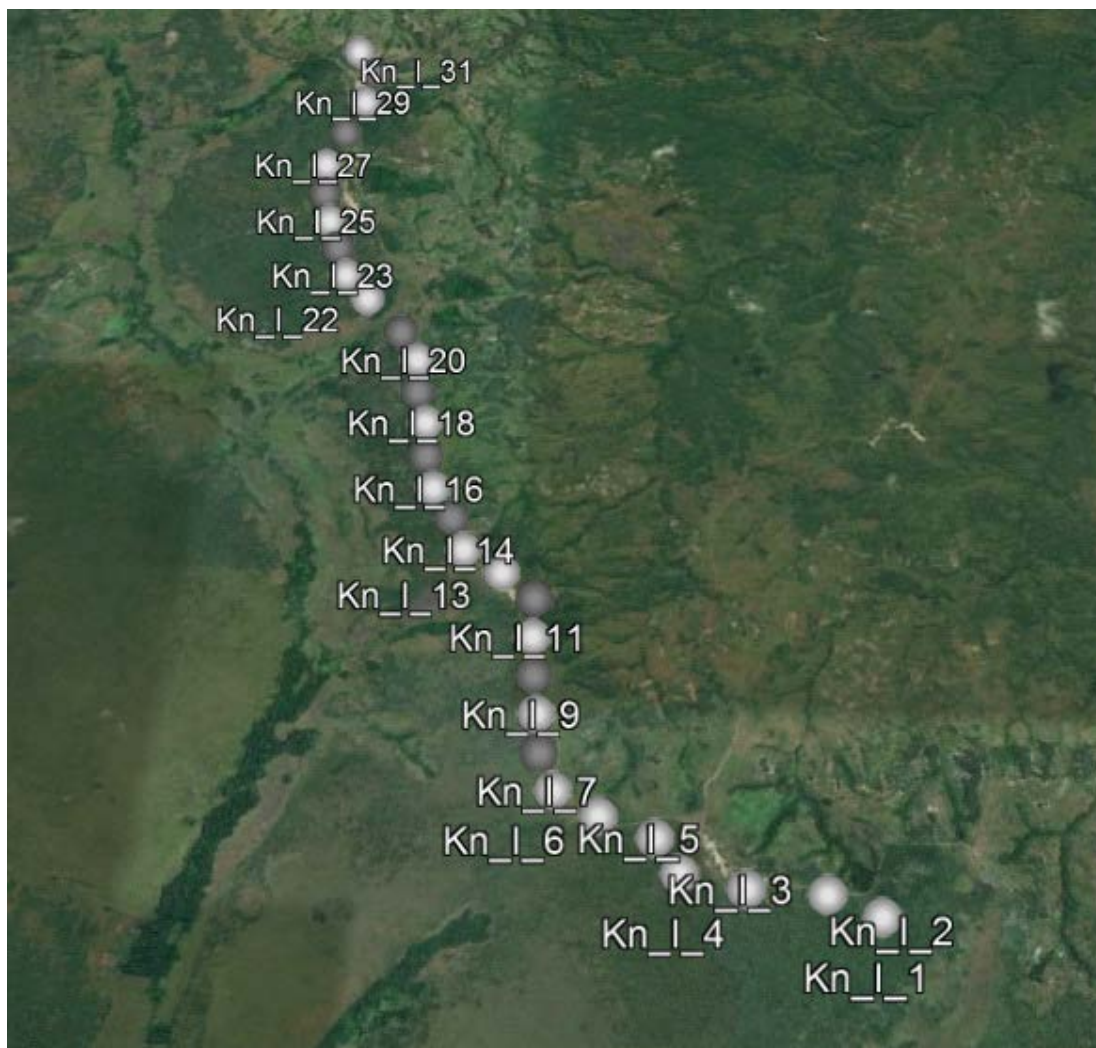
● Meio ambiente natural

- No norte da região predomina a savana e terras agrícolas e a maior parte do sul é coberta por florestas.
- Há uma área protegida a 40 km a leste do local (área especial de protecção de Milando). Não há preocupação com o impacto que o projecto possa causar.

● Meio ambiente social

- Há 118 residências nas proximidades.
- Há uma fazenda a 1 km do local candidato com possibilidade de estar sujeito à compensação. Porém, é possível evitar o impacto modificando um pouco a configuração (local de instalação) no momento da implementação do projecto.





**Figura 11-12 KIWABA NZOJI I - Local candidato a projecto de energia eólica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-19 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de  
KIWABA NZOJI I**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação   |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|---|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poliuição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | -2.0                | Estima-se que haja ruído do moinho de vento, porém, as medidas de mitigação (construção em áreas remotas) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que possam ocorrer acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |   |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | -2.0                | Estima-se que haja significativos impactos negativos directos devido ao reassentamento dos moradores, porém, as medidas de mitigação (restauração do padrão de vida após o reassentamento, assecuração de uma habitação alternativa, etc.) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas.                  |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.83</b>        |   |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |   |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.44</b>        |   |



**(c)-6 Energia eólica de MUSSENDE I**

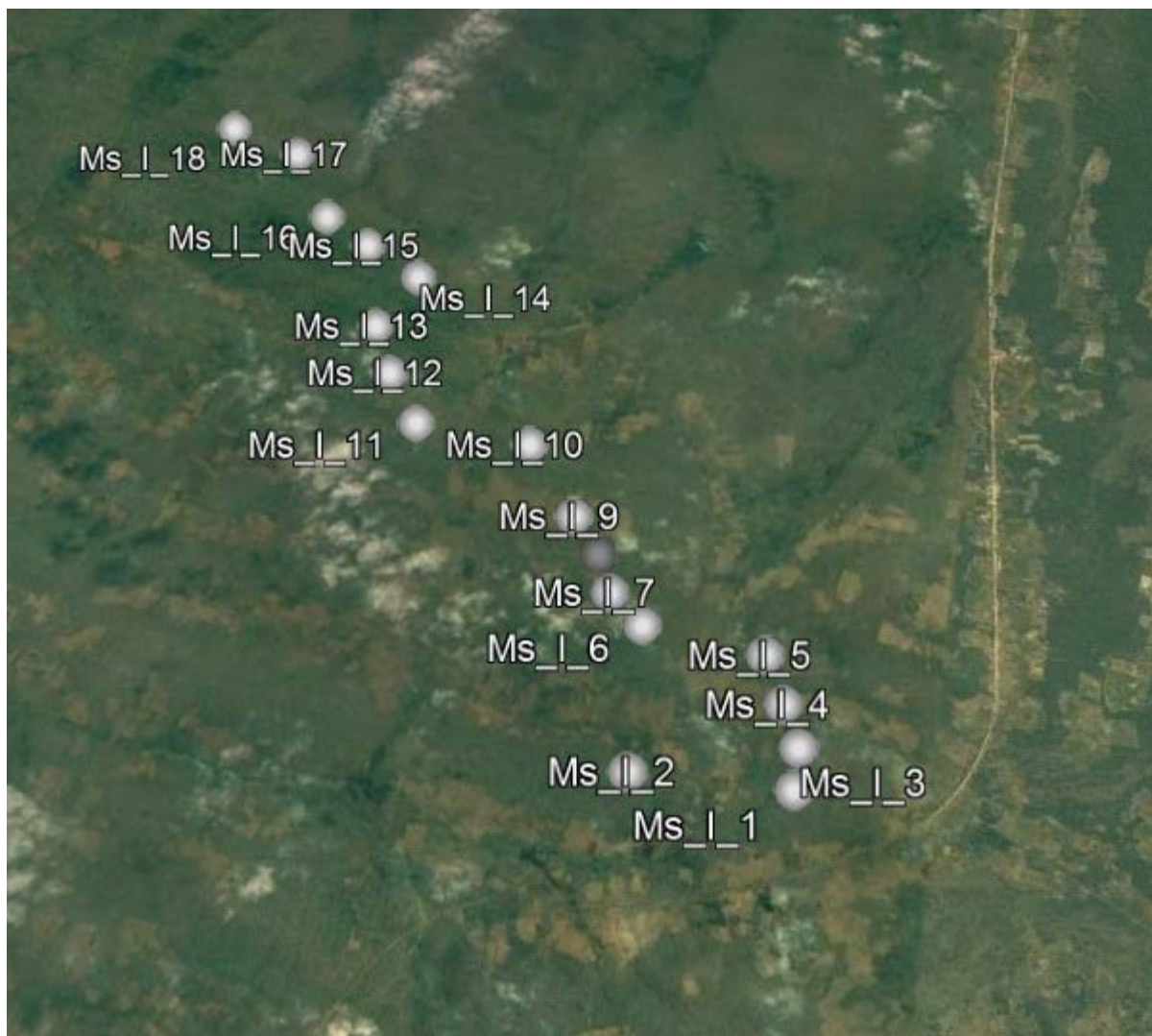
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

● Meio ambiente natural

- Há terras agrícolas recuperadas em mosaico dentro de 500 metros do local candidato.
- Embora a área protegida (Reserva Natural Integral de Luando) esteja designada a 40 km a leste do local candidato, não é previsto nenhum impacto.

● Meio ambiente social

- Há uma aldeia na parte sul desta área e é suposto que possa causá-la distúrbios de ruídos.
- Há uma fazenda a 500 metros do local candidato com possibilidade de estar sujeito ao reassentamento e/ou à compensação.



**Figura 11-13 MUSSENDE I - Local candidato a projecto de energia eólica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-20 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de  
MUSSENDE I**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação   |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|---|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | -2.0                | Estima-se que haja ruído do moinho de vento, porém, as medidas de mitigação (construção em áreas remotas) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que possam ocorrer acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |   |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | -2.0                | Estima-se que haja significativos impactos negativos directos devido ao reassentamento dos moradores, porém, as medidas de mitigação (restauração do padrão de vida após o reassentamento, assecuração de uma habitação alternativa, etc.) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 2   | Mínorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas.                  |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.83</b>        |   |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |   |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.44</b>        |   |

**(c)-7 Energia eólica de NHAREA**

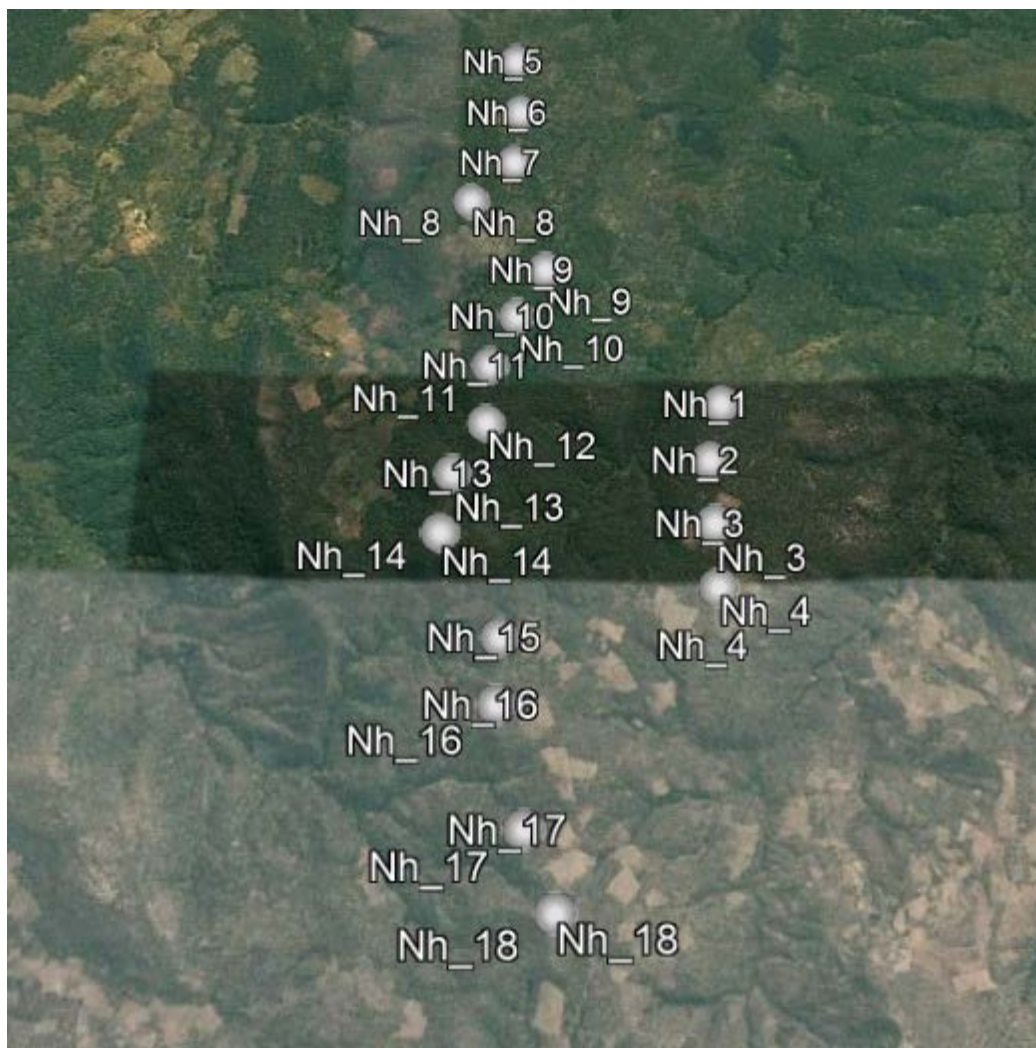
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

● Meio ambiente natural

- Está coberto de florestas que possuem um potencial rico em biodiversidade.
- Há uma área protegida (Reserva Natural Integral de Luando) a 40 Km a leste.
- Há terras agrícolas recuperadas em mosaico dentro de 500 metros do local candidato.

● Meio ambiente social

- Não há moradias nas proximidades.
- Há uma fazenda a 500 metros do local candidato com possibilidade de estar sujeito à compensação.



**Figura 11-14 NHAREA - Local candidato do projecto de energia eólica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-21 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de NHAREA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação   |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|---|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -1.0                | Embora haja a preocupação com o impacto que possa causar às florestas perto do local pertencente ao plano, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que possam ocorrer acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.                           |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.40</b>        |   |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer conflitos de uso de terra agrícola, porém, as medidas de mitigação (assegurar uma habitação alternativa) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantes e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.66</b>        |   |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |   |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.35</b>        |   |



### (c)-8 Energia eólica de TOMBWA

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- A área do projecto situa-se no deserto do Namibe, perto da costa, onde habitam aves migratórias e aves preciosas (e.g. águia-cobreira-de-peito-preto).
- *Stoebe cinerea* é uma espécie de planta típica desse local, que é rara em áreas secas do deserto.
- O projecto está localizado no Parque Nacional de Iona.

- Meio ambiente social

- Não há moradias ou fazendas nas proximidades.



**Figura 11-15 TOMBWA - Local candidato do projecto de energia eólica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-22 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia eólica de  
TOMBWA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 7   | Subsidência do solo                 | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -1.0                | Embora haja a preocupação com o impacto que possa causar às florestas perto do local pertencente ao plano, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -3.0                | Estima-se que possam ocorrer acidentes de colisão de aves. Mesmo que as medidas de mitigação sejam adoptadas para evitar construções em rotas de voo de aves migratórias, não terá muito efeito para erradicar esses acidentes.                              |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | -3.0                | Estima-se que possa ocorrer impactos sobre voos e habitats das diversas espécies de aves nas áreas protegidas.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.70</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas e outras construções no deserto possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Considera-se que as medidas de mitigação são difíceis de serem implementadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.40</b>        |  |



## **(d) Geração fotovoltaica**

### **(d)-1 Geração fotovoltaica de BENGUELA**

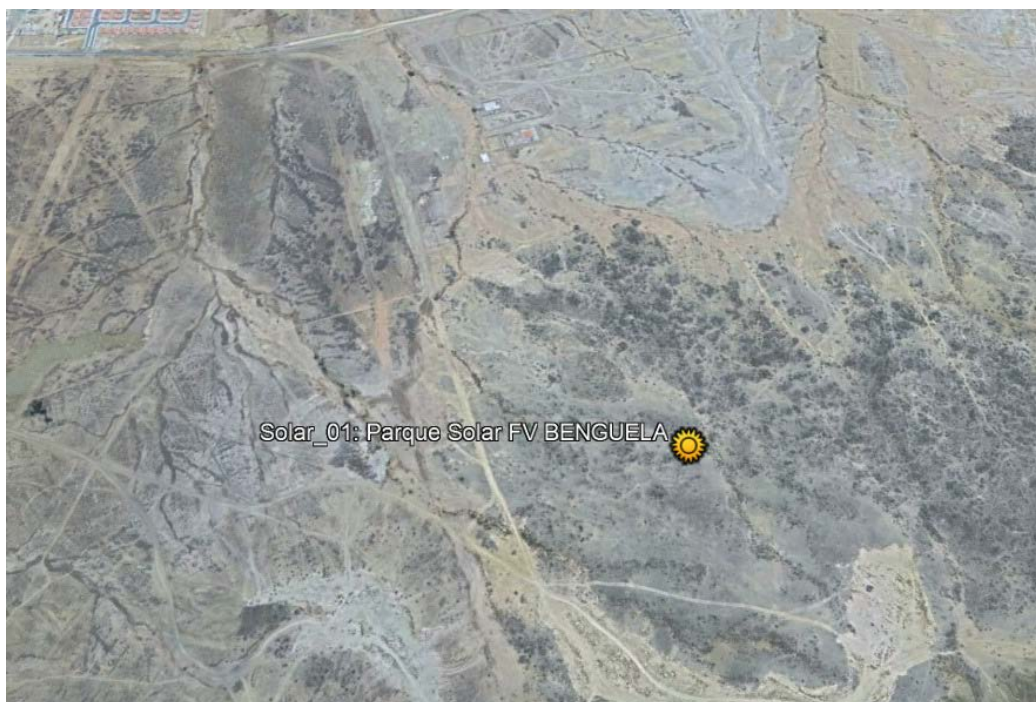
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- A área do terreno é coberta por gramas, pequenos arbustos e prados.
- A probabilidade da degradação do solo, que causa erosão, é baixa. Além disso, como o terreno é plano, a possibilidade de perda potencial do solo é baixa.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Há algumas moradias ao redor do terreno.



**Figura 11-16 BENGUELA - Local candidato do projecto de energia fotovoltaica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-23 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de BENGUELA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -2.0                | Há o receio de que as bases dos painéis possam causar impactos significativos sobre as vegetações, porém, as medidas de mitigação (cultivo de plantas tolerantes à sombra sob os painéis) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -1.0                | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | -1.0                | Estima-se que haja significativos impactos negativos directos devido ao reassentamento dos moradores, porém, as medidas de mitigação (asseguração de uma habitação alternativa, etc.) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.66</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.38</b>        |  |

#### (d)-2 Geração fotovoltaica de CARACULO

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- É um habitat adequado para espécies de répteis importantes e pequenos roedores.
- Há a possibilidade de erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso e linhas de transmissão.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social



**Figura 11-17 CARACULO - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-24 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de  
CARACULO**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poliuição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -2.0                | Há o receio de que as bases dos painéis possam causar impactos significativos sobre as vegetações, porém, as medidas de mitigação (cultivo de plantas tolerantes à sombra sob os painéis) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -1.0                | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.60</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.36</b>        |  |



### (d)-3 Geração fotovoltaica de CAMBONGUE

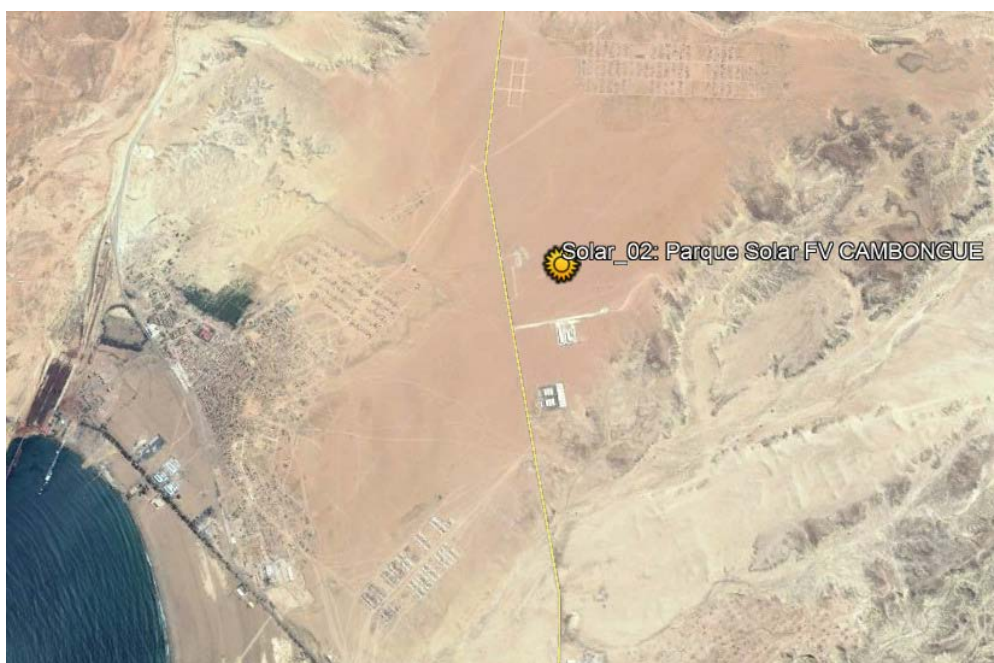
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- É uma zona desértica onde a vegetação natural não pode ser vista.
- Há a possibilidade de erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso e linhas de transmissão.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Há uma cidade portuária (Saco mar) a cerca de 3 km a oeste do local, porém, supõe-se que não haja influência do projecto.



**Figura 11-18 CAMBONGUE - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-25 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de  
CAMBONGUE**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -2.0                | Há o receio de que as bases dos painéis possam causar impactos significativos sobre as vegetações, porém, as medidas de mitigação (cultivo de plantas tolerantes à sombra sob os painéis) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -2.0                | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas das aves migratórias.  |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.70</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.40</b>        |  |

#### (d)-4 Geração fotovoltaica de GANDA/ALTOCATUMBELA

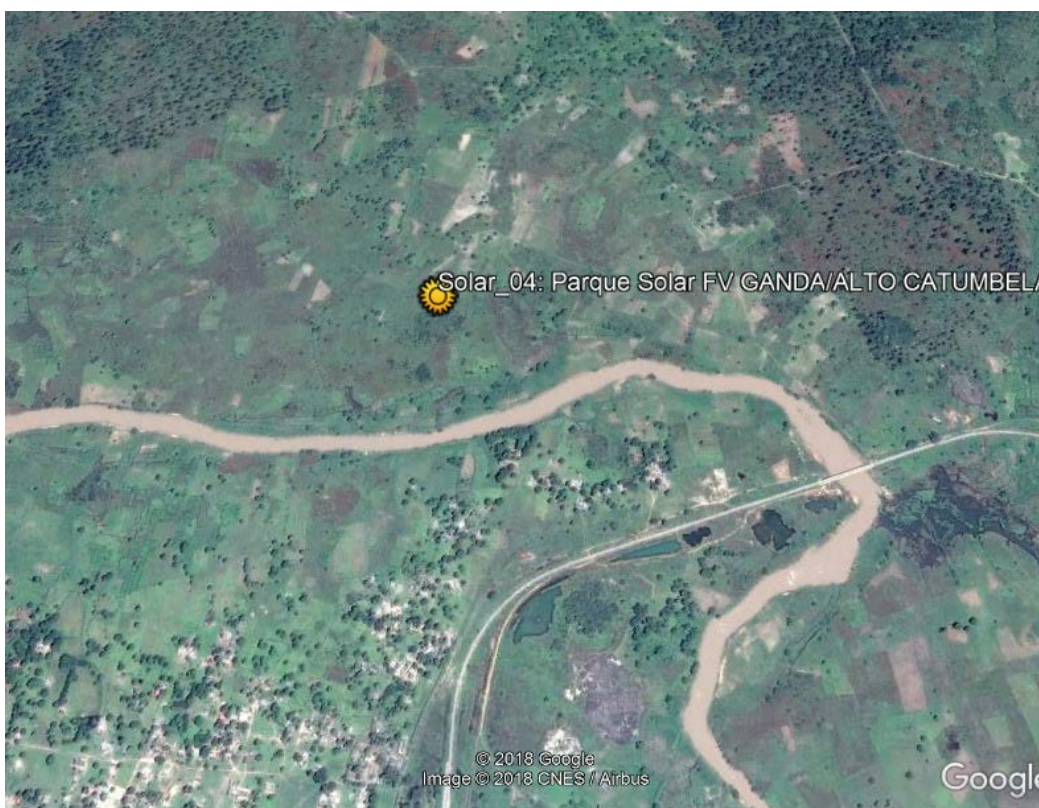
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- É um habitat adequado para espécies de répteis importantes e pequenos roedores.
- É uma área de savana onde os campos agrícolas são compostos em pequenos pedaços de terras.
- Há a possibilidade de erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso e linhas de transmissão.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Estima-se que alguns campos agrícolas sejam afectados com possibilidade de mudança no uso da terra e/ou sujeitos à compensação. Porém, é possível evitar o impacto modificando um pouco a configuração (local de instalação) no momento da implementação do projecto.



**Figura 11-19 GANDA/ALTO CATUMBELA - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-26 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de  
GANDA/ALTO CATUMBELA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 7   | Subsidência do solo                 | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | -2.0                | Há o receio de que as bases dos painéis possam causar impactos significativos sobre as vegetações, porém, as medidas de mitigação (cultivo de plantas tolerantes à sombra sob os painéis) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -1.0                | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.60</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.36</b>        |  |



#### (d)-5 Geração fotovoltaica de LOBITO/CATUMBELA

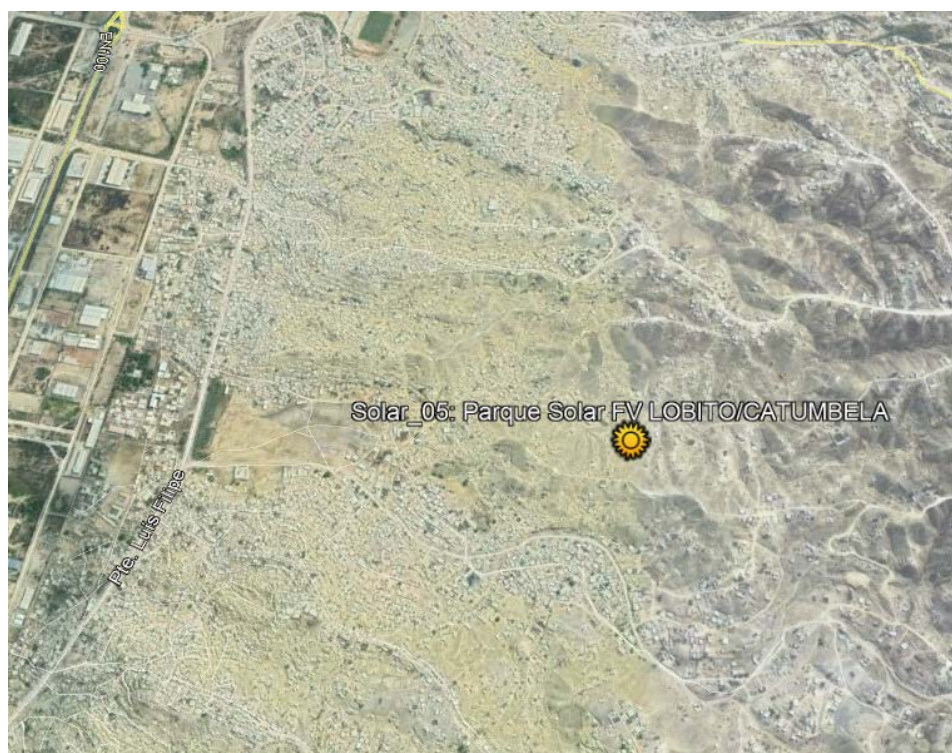
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- Apesar do local ser uma zona desértica, encontram-se áreas residenciais ao seu redor.
- Há a possibilidade de ocorrer erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso e linhas de transmissão.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Estima-se que algumas pastagens sejam afectadas com possibilidade de mudança no uso da terra e/ou sujeitos à compensação. Porém, é possível evitar o impacto modificando um pouco a configuração (local de instalação) no momento da implementação do projecto.



**Figura 11-20 LOBITO/CATUMBELA - Local candidato a projecto de energia fotovoltaica**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-27 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de LOBITO/CATUMBELA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádrômicos e de aves migratórias | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.30</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.26</b>        |  |

#### **(d)-6 Geração fotovoltaica de LUBANGO**

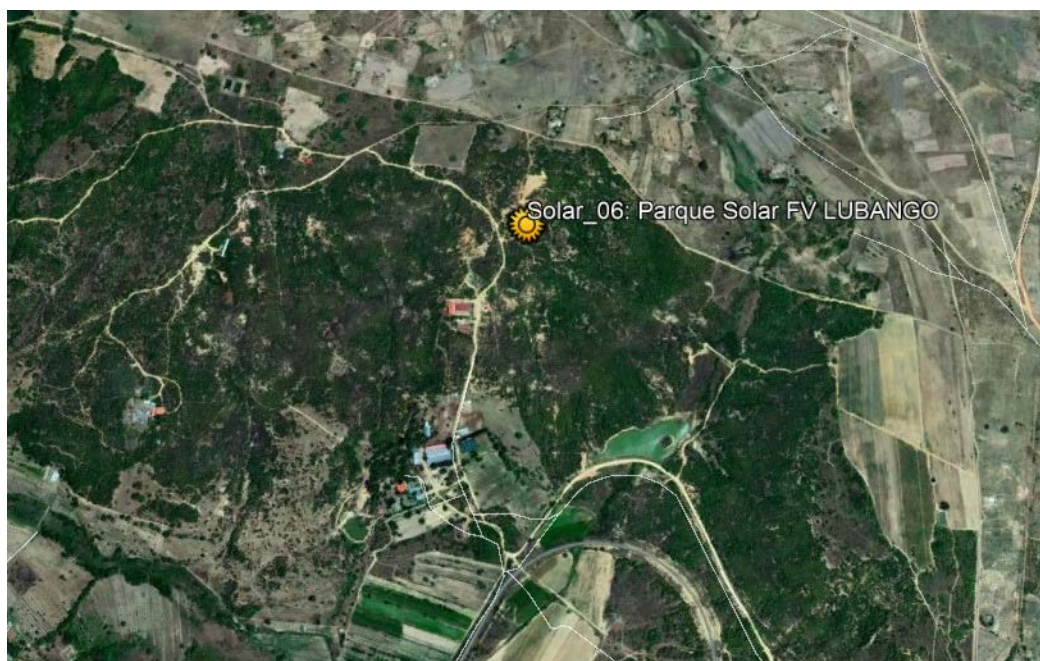
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- É um habitat adequado para espécies de répteis importantes e pequenos roedores.
- É uma área florestal onde os campos agrícolas são compostos em pequenos pedaços de terras.
- Há a possibilidade de erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso e linhas de transmissão.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Estima-se que alguns campos agrícolas sejam afectados com possibilidade de mudança no uso da terra e/ou sujeitos à compensação. Porém, é possível evitar o impacto modificando um pouco a configuração (local de instalação) no momento da implementação do projecto.



**Figura 11-21 LUBANGO - Local candidato a projecto de energia solar**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-28 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar  
LUBANGO**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação   |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|---|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 7   | Subsidência do solo                 | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -1.0                | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.40</b>        |   |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | São esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias, as quais são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantaio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |   |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |   |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.30</b>        |   |



#### (d)-7 Geração fotovoltaica ATALA

i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- É um habitat adequado para espécies de répteis importantes e pequenos roedores.
- Há a possibilidade de erosão do solo devido à escavação e construção de vias de acesso e linhas de transmissão.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Estima-se que alguns campos agrícolas sejam afectados com possibilidade de mudança no uso da terra e/ou sujeitos à compensação. Porém, é possível evitar o impacto modificando um pouco a configuração (local de instalação) no momento da implementação do projecto.



**Figura 11-22 MATALA - Local candidato a projecto de energia solar**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-29 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de MATAALA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | -1.0                | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.40</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.30</b>        |  |

#### (d)-8 Geração fotovoltaica de QUIPUNGO

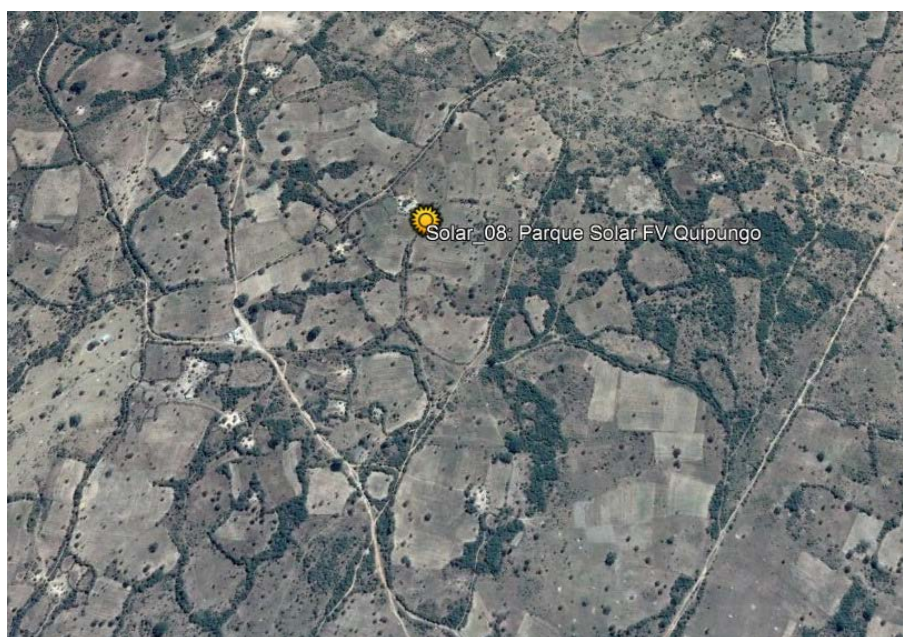
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- O local é uma terra agrícola recuperada em mosaico e a 1 km da zona tampão encontram-se 84 residências.
- Há uma nascente nas proximidades (Lagoa de Cuanhama).
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Há 84 residências na área circundante, as quais podem ser afectadas pela presença dos painéis.
- Estima-se que alguns campos agrícolas sejam afectados com possibilidade de mudança no uso da terra e/ou sujeitos à compensação.



**Figura 11-23 QUIPUNGO - Local candidato a projecto de energia solar**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-30 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de  
QUIPUNGO**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer um deslizamento de lama devido à erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (instalação do reservatório de regulação e de canais de drenagem) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | 0.0                 | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.30</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | -1.0                | O uso de terras agrícolas pode ser limitado.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plantio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.66</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.32</b>        |  |



#### (d)-9 Geração fotovoltaica de NAMACUNDE

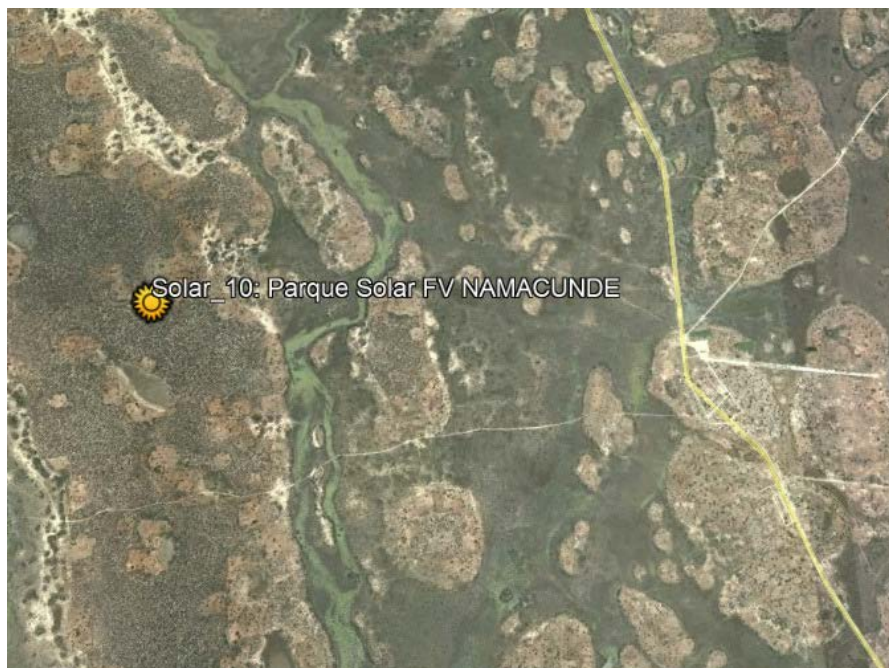
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- A área é predominantemente constituída por florestas, com uma parte coberta por savana.
- Há uma nascente nas proximidades (Lagoa de Cuanhama).
- É um habitat adequado para espécies de répteis importantes e pequenos roedores.
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Estima-se que alguns campos agrícolas sejam afectados com possibilidade de mudança no uso da terra e/ou sujeitos à compensação. Porém, é possível evitar o impacto modificando um pouco a configuração (local de instalação) no momento da implementação do projecto.



**Figura 11-24 NAMACUNDE - Local candidato a projecto de energia solar**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-31 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de  
NAMACUNDE**

| Classificação  | No. | Item                                     | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação   |
|--|-----|--|--|---------------------|---|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia                    | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Solo                                     | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 3   | Qualidade da água                        | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer um deslizamento de lama devido à erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (instalação do reservatório de regulação e de canais de drenagem) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                          | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Ruído e vibração                         | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 6   | Geração de resíduos                      | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 7   | Subsidência do solo                      | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 8   | Flora terrestre                          | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais         | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | 0.0                 | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental             | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |  |  | <b>-0.30</b>        |   |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população              | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Mínorias étnicas e população nativa      | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Uso da terra                             | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Uso da água                              | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Paisagem                                 | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantesca construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (plântio de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                     | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |  |  | <b>-0.50</b>        |   |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Green House Gas Gás com efeito de estufa | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |  |  | <b>0.00</b>         |   |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |  |  | <b>-0.26</b>        |   |

#### (d)-10 Geração fotovoltaica de TECHAMUTETE

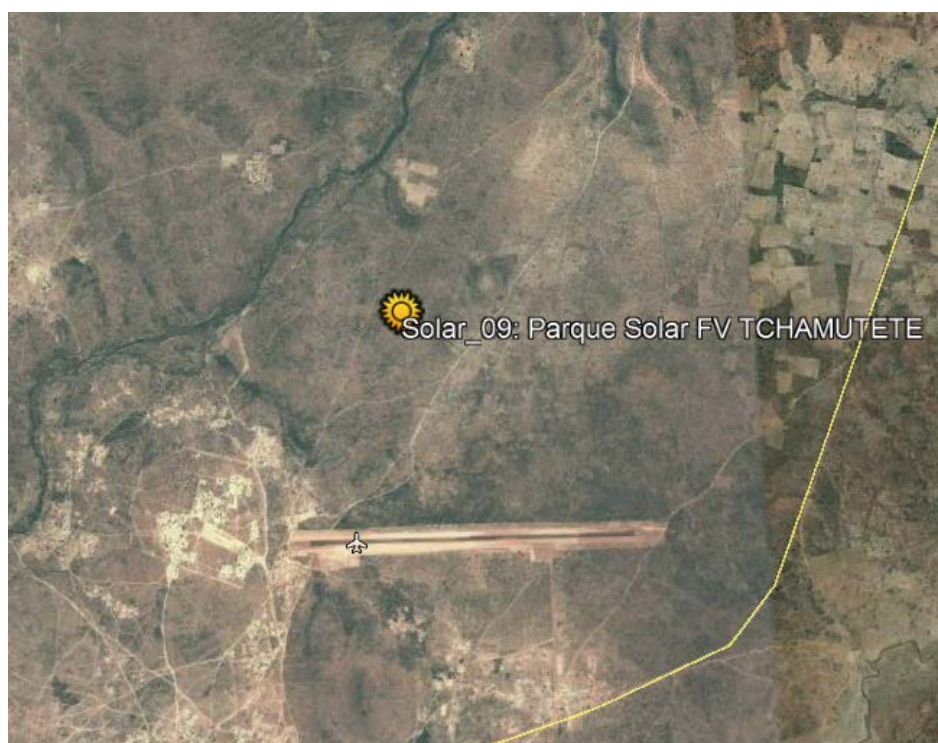
i) Segue abaixo a situação dos principais ambientes naturais e sociais.

- Meio ambiente natural

- A área é caracterizada principalmente por savana e terras baldias e em seus arredores há um parque nacional.
- Ao redor do local candidato é constituído por terrenos baldios e há uma mina de ferro perto do local.
- Há uma nascente nas proximidades (Lagoa de Cuanhama).
- Incluindo os acumuladores usados durante a operação, é estimada a geração de resíduos industriais.

- Meio ambiente social

- Não há residências nem terras agrícolas na área circundante.



**Figura 11-25 TECHAMUTETE - Local candidato a projecto de energia solar**

ii) Avaliação das considerações ambientais e sociais

Segue abaixo os resultados das avaliações sobre o meio ambiente natural, social e global relativos ao presente projecto.

**Tabela 11-32 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de energia solar de  
TECHAMUTETE**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação   |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|---|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer um deslizamento de lama devido à erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (instalação do reservatório de regulação e de canais de drenagem) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Após atingir o fim da vida útil, estima-se que será gerada uma grande quantidade de resíduos (módulos de células solares, acumuladores, condicionadores de energia, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | 0.0                 | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.30</b>        |   |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | -3.0                | Há o receio de que o surgimento de estruturas artificiais gigantescas construídas no sopé das montanhas, no deserto ou em outros lugares, possam causar impactos significativos sobre o meio ambiente circundante. Porém, as medidas de mitigação (planto de árvores ao redor da instalação) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |   |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.  |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |   |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.26</b>        |   |

**(e) Geração de energia de biomassa**

No que se refere à central de biomassa, embora o MINEA tenha sugerido um plano para a construção da central de 3 MW no município da Huíla, a localização específica não foi determinada.

Portanto, tendo como referência exemplos existentes de cada país, foi executada a avaliação das considerações ambientais e sociais, supondo a realização da construção desta central eléctrica no município da Huíla.

**(e)-1 Geração de energia de biomassa de HUÍLA**

**Tabela 11-33 Avaliação das considerações ambientais e sociais do projecto de geração de energia de biomassa de HUÍLA**

| Classificação  | No. | Item                                | Indicador  | Pontos de Avaliação | Base da pontuação  |
|--|-----|-------------------------------------|--|---------------------|--|
| Meio ambiente natural                                | 1   | Topografia e geologia               | Modificações no terreno  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Solo                                | Erosão do solo, disposição do solo, vazamento de metais pesados, lavagem do solo superficial   | 0.0                 | Estima-se que possa ocorrer o colapso do solo, a lavagem do solo superficial e a erosão do solo, porém, as medidas de mitigação (pavimentação, estabilização do solo de fundação com um leito de cascalho) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 3   | Qualidade da água                   | Poluição devido ao desvio da água / sedimentação de substâncias tóxicas  | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer vazamentos de água poluída a partir dos materiais de recolha, porém, as medidas de mitigação (instalação de canais de drenagem e de lagoas de purificação) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 4   | Qualidade do ar                     | Emissão de poluentes provenientes das instalações  | -1.0                | Estima-se que possa ocorrer contaminação da qualidade do ar (NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , PM10, etc.), porém, as medidas de mitigação (introdução de caldeiras de alta eficiência, instalação de desnitrificação/dessulfuração, dispositivo à prova de poeira) são possíveis de serem realizadas. |
|  | 5   | Ruído e vibração                    | Ruído e vibrações provenientes das instalações ou das actividades operacionais   | -1.0                | Estima-se que haja ruídos causados pelos veículos e máquinas pesadas utilizados para carregar materiais, descarregar resíduos ou para outras funções. Porém, as medidas de mitigação (veículos de baixo ruído, manutenção regular de veículos, etc.) são possíveis de serem aplicadas.                   |
|  | 6   | Geração de resíduos                 | Resíduos domésticos ou industriais   | -2.0                | Estima-se que haja um significativo impacto negativo directo ao assegurar o local de eliminação de resíduos (resíduos de combustão, etc.), porém, as medidas de mitigação (promoção de 3R) são possíveis de serem aplicadas.   |
|  | 7   | Subsistência do solo                | Uso da água subterrânea por meio de instalações  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 8   | Flora terrestre                     | Desmatamento (incluindo manguezais), destruição da vegetação, alteração do ecossistema da flora  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 9   | Fauna terrestre, peixes e corais    | Destruição do habitat animal e do ecossistema animal, impactos nas rotas migratórias de espécies de peixes anádromas e de aves migratórias | 0.0                 | Há o receio de que as instalações de grande escala possam exercer influências nas rotas migratórias dos animais, porém, as medidas de mitigação são possíveis de serem realizadas.   |
|  | 10  | Áreas de protecção ambiental        | Impacto às zonas designadas como áreas de protecção ambiental, como parques nacionais.   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente natural</b> |     |                                     |  | <b>-0.50</b>        |  |
| Meio ambiente social                                 | 1   | Reassentamento da população         | Reassentamento involuntário dos moradores / Perda de meios de subsistência   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 2   | Minorias étnicas e população nativa | Impactos adversos sobre as pessoas vulneráveis   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 3   | Uso da terra                        | Conflito no uso da terra   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 4   | Uso da água                         | Conflito no uso da água  | -1.0                | Estima-se que haja a concorrência no uso da água devido ao consumo nos rios periféricos como água de refrigeração, porém, as medidas de mitigação (introdução do sistema de arrefecimento do ar) são possíveis de serem realizadas.  |
|  | 5   | Paisagem                            | Destruição da paisagem   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
|  | 6   | Património histórico                | Extinção do património local   | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente social</b>  |     |                                     |  | <b>-0.15</b>        |  |
| Meio ambiente global                                 | 1   | Gás com efeito de estufa            | Emissões de CO <sub>2</sub>  | 0.0                 | Não são esperados impactos que necessitem de medidas mitigatórias.   |
| <b>Indicador de impacto ao meio ambiente global</b>  |     |                                     |  | <b>0.00</b>         |  |
| <b>Indicador de impacto ambiental total</b>          |     |                                     |  | <b>-0.21</b>        |  |



## 11.7 Avaliação de impacto ambiental

Baseada na AAE, foram avaliados os itens de considerações ambientais e sociais para cada tipo de fonte de energia e os resultados expressos pelos índices (índices ambientais) são mostrados na tabela abaixo.

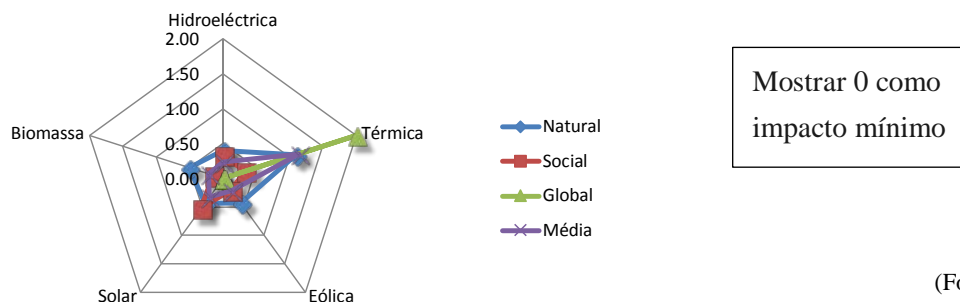
Os impactos que causam sobre o ambiente natural e social para cada tipo de fonte de energia são diferentes, sendo que a taxa de impacto ambiental é baixa, ou seja, os tipos de fontes de energia com menor impacto negativo ao ambiente circundante são na seguinte ordem: ① biomassa ② hidráulica ③ solar ④ eólica ⑤ térmica (GNL/óleo pesado).

A razão pela qual o índice ambiental total de geração de energia eólica e solar é alto, é devido ao grande valor de impacto negativo na paisagem local em consequência do surgimento de estruturas artificiais gigantes ou extensas nas vastas planícies do continente africano (principalmente savana e vegetação arbustiva).

**Tabela 11-34 Carga ambiental nas considerações ambientais e sociais por tipo de fonte de energia**

|   | Tipo<br>Nome<br>MW | Hidroelétrica |       |       | Térmica |       |       | Eólica |       |        |        |       |        | Solar  |        |        |        |        |        |        |        | Biomassa |        |        |       |
|---|--------------------|---------------|-------|-------|---------|-------|-------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|--------|--------|-------|
|   |                    | 1             | 2     | 3     | 4       | 5     | 6     | 7      | 8     | 9      | 10     | 11    | 12     | 13     | 14     | 15     | 16     | 17     | 18     | 19     | 20     |          | 21     | 22     |       |
|   |                    | 960           | 40.8  | 212   | 52      | 88    | 84    | 30     | 62    | 36     | 36     | 100   | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     | 10     |          | 10     | 10     | 3     |
| Topografia e geologia   |                    | -1.0          | 0.0   | 0.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Solo  |                    | -1.0          | 0.0   | -2.0  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | -1.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0     | -1.0   | -1.0   | -1.0  |
| Qualidade da água   |                    | -1.0          | -1.0  | -2.0  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | -1.0     | -1.0   | -1.0   | -1.0  |
| Qualidade do ar   |                    | 0.0           | 0.0   | -2.0  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | -1.0  |
| Ruído e vibração  |                    | 0.0           | 0.0   | -1.0  | -1.0    | -1.0  | 0.0   | 0.0    | -2.0  | -2.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | -1.0  |
| Geração de resíduos   |                    | 0.0           | 0.0   | 0.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0     | -2.0   | -2.0   | -2.0  |
| Subsidência do solo   |                    | 0.0           | 0.0   | 0.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Flora terrestre   |                    | -2.0          | -1.0  | -2.0  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | -1.0   | -1.0  | -2.0   | -2.0   | -2.0   | -2.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Fauna terrestre, peixes e corais                              |                    | -1.0          | 0.0   | -2.0  | -3.0    | -3.0  | -3.0  | -3.0   | -3.0  | -3.0   | -3.0   | -3.0  | -3.0   | -1.0   | -1.0   | -2.0   | -1.0   | -1.0   | -1.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Áreas de protecção ambiental                                  |                    | 0.0           | 0.0   | 0.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | -3.0   | -3.0  | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| (Meio ambiente natural)                                       |                    | -0.60         | -0.20 | -1.10 | -0.40   | -0.40 | -0.30 | -0.30  | -0.50 | -0.50  | -0.40  | -0.70 | 0.50   | -0.60  | -0.70  | -0.60  | -0.30  | -0.40  | -0.40  | -0.30  | -0.30  | -0.30    | -0.30  | -0.30  | -0.50 |
| (Média)   |                    | -0.40         | -1.10 |       | -0.43   |       |       |        |       |        | -0.44  |       |        |        |        |        | -0.50  |        |        |        |        |          |        |        |       |
| Reassentamento da população                                   |                    | -1.0          | -1.0  | -1.0  | 0.0     | -1.0  | 0.0   | 0.0    | -2.0  | -2.0   | 0.0    | 0.0   | -1.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Minorias étnicas e população nativa                           |                    | 0.0           | 0.0   | 0.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Uso da terra  |                    | 0.0           | 0.0   | 0.0   | -1.0    | -1.0  | -1.0  | 0.0    | 0.0   | 0.0    | -1.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | -1.0   | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Uso da água   |                    | -1.0          | -1.0  | -1.0  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | -1.0  |
| Paisagem  |                    | 0.0           | 0.0   | 0.0   | -3.0    | -3.0  | -3.0  | -3.0   | -3.0  | -3.0   | -3.0   | -3.0  | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0   | -3.0     | -3.0   | -3.0   | 0.0   |
| Património histórico  |                    | 0.0           | 0.0   | 0.0   | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| Meio ambiente social  |                    | -0.33         | -0.33 | -0.33 | -0.66   | -0.83 | -0.66 | -0.50  | -0.83 | -0.83  | -0.66  | -0.50 | -0.66  | -0.50  | -0.66  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.50  | -0.66    | -0.50  | -0.50  | -0.15 |
| (Média)   |                    | -0.33         | -0.33 |       | -0.68   |       |       |        |       |        | -0.53  |       |        |        |        |        | -0.15  |        |        |        |        |          |        |        |       |
| Gás com efeito de estufa                                      |                    | 0.0           | 0.0   | -2.0  | 0.0     | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0      | 0.0    | 0.0    | 0.0   |
| (Meio ambiente global)  |                    | 0.00          | 0.00  | -2.00 | 0.00    | 0.00  | 0.00  | 0.00   | 0.00  | 0.00   | 0.00   | 0.00  | 0.00   | 0.00   | 0.00   | 0.00   | 0.00   | 0.00   | 0.00   | 0.00   | 0.00   | 0.00     | 0.00   | 0.00   | 0.00  |
| (Média)   |                    | 0.00          | -2.00 |       | 0.00    |       |       |        |       |        | 0.00   |       |        |        |        |        | 0.00   |        |        |        |        |          |        |        |       |
| Índice ambiental abrangente                                   |                    | -0.31         | -0.17 | -1.14 | -0.35   | -0.41 | -0.32 | -0.26  | -0.44 | -0.44  | -0.35  | -0.40 | -0.38  | -0.36  | -0.40  | -0.36  | -0.26  | -0.30  | -0.30  | -0.32  | -0.26  | -0.26    | -0.26  | -0.21  | -0.21 |
| Índice ambiental abrangente (média)                           |                    | -0.24         | -1.14 |       | -0.31   |       |       |        |       |        | -0.32  |       |        |        |        |        | -0.21  |        |        |        |        |          |        |        |       |
| Índice ambiental abrangente por MW (cada central)*            |                    | -0.32         | -4.16 | -5.37 | -6.73   | -4.65 | -3.80 | -8.66  | -7.09 | -12.22 | -9.72  | -4.00 | -38.00 | -36.00 | -40.00 | -36.00 | -26.00 | -30.00 | -30.00 | -32.00 | -26.00 | -26.00   | -70.00 | -70.00 |       |
| Índice ambiental abrangente por MW (tipo de fonte de energia) |                    | -2.24         | -5.37 |       | -7.11   |       |       |        |       |        | -32.00 |       |        |        |        |        | -70.00 |        |        |        |        |          |        |        |       |

\*: Por uma questão de conveniência para comparação, foi definida em 1.000 vezes.



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 11-26 Diagrama de análise de índice ambiental dos tipos de fontes de energia (geral)**

## 11.8 Análise de cenários do ponto de vista de considerações ambientais e sociais

Foi analisada a seguinte proposta (A) como Proposta de Cenário.

Como contraproposta de (A), foi estudada a proposta do cenário da introdução de energia renovável que possui baixo impacto sobre o meio ambiente global e regional. Porém, devido a insuficiência da especificação das directrizes promocionais do governo em relação à proposta de energia renovável, foi proposto como um plano de referência o cenário (B) como uma proposta a ser estudado no futuro por Angola.

Proposta de cenário (A): proposta para não desenvolver energia renovável, tendo como tipo de fonte de energia a geração hidroeléctrica e térmica (GNL/óleo pesado) como dois tipos principais de desenvolvimento de fontes de energia

[Proposta de Referência]

Proposta de cenário (B): proposta de adopção de energia renovável como desenvolvimento de fontes de energia na proposta de cenário (A)

A proposta do cenário foi avaliada pelo seguinte método.

A análise do ponto de vista de considerações ambientais e sociais foi avaliada baseada na avaliação das emissões de CO<sub>2</sub> do ponto de vista do meio ambiente global e na avaliação do impacto negativo do ponto de vista do meio ambiente regional (índice ambiental) (ver tabela 11.5 (2)).

(a) Avaliação do ponto de vista do meio ambiente global (emissões de CO<sub>2</sub>)

A avaliação dos aspectos ambientais globais em locais onde cada fonte de energia está localizada é como descrito neste capítulo 11.7. Abaixo estão rerepresentados os pontos de avaliação.

**Tabela 11-35 Pontos de avaliação dos aspectos ambientais globais em locais onde cada fonte de energia está localizada**

| Tipo de fonte de energia | Energia Hidráulica | Energia Térmica (GNL) | Energia Eólica | Energia Solar | Biomassa |
|--------------------------|--------------------|-----------------------|----------------|---------------|----------|
| Ponto de avaliação       | 0.00               | -2.00                 | 0.00           | 0.00          | 0.00     |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

(b) Avaliação do ponto de vista do meio ambiente regional

A avaliação dos aspectos ambientais onde cada fonte de energia está localizada é como descrito neste capítulo 11.7 Abaixo estão rerepresentados os pontos de avaliação.



**Tabela 11-36 Pontos de avaliação dos aspectos ambientais regionais em locais onde cada fonte de energia está localizada**

| Tipo de fonte de energia | Energia Hidráulica | Energia Térmica (GNL) | Energia Eólica | Energia Solar | Biomassa |
|--------------------------|--------------------|-----------------------|----------------|---------------|----------|
| Ponto de avaliação       | -0.36              | -0.71                 | -0.55          | -0.48         | -0.32    |
| Média                    | -0.535             |                       | -0.45          |               |          |

**[Análise da proposta de cenário (A)]**

(a) Meio ambiente global

Um projecto com capacidade instalada de 212 MW (CIMANGOLA) foi indicado pelo MINEA no projecto de geração de energia térmica, usando GNL/óleo pesado como combustível.

Juntamente com a implementação do presente projecto, 0,392 kg.CO<sub>2</sub>/kWh de dióxido de carbono é descarregado (dados estatísticos de EIA de 2011), o qual não contribui para melhorar a composição do desenvolvimento de fontes de energia que depende do consumo de combustível fóssil (2005) em mais de 95% das emissões de GEE.

No entanto, no projecto de geração hidroeléctrica, que foi também indicado pelo MINEA, a capacidade instalada de cerca de 1.000 MW (CAMBAMBE, MATALA), em comparação com a geração de energia por combustível fóssil, reduz 4,7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano (cálculo do governo de Angola, ver tabela 11.3.1 (4)), contribuindo assim para a melhoria da composição do desenvolvimento de fontes de energia que depende do consumo de combustível fóssil em mais de 95% (2005).

(b) Meio ambiente regional

O índice de carga ambiental (índice ambiental) que a geração hidroeléctrica e a geração de energia térmica (GNL/óleo pesado) exercem sobre considerações ambientais e sociais é de -0,535 (valor médio de ambas as instalações). Isso é cerca de 20% de carga ambiental superior ao da energia renovável (energia eólica, solar e biomassa) de -0,45 (ver a Tabela 11-36 Ponto de avaliação dos aspectos ambientais regionais em locais onde cada fonte de energia está localizada).

Do ponto de vista de considerações ambientais e sociais, assegurar uma parte com energia renovável contribui para a melhoria do meio ambiente regional.

Ademais, como referência de uma proposta de cenário, a análise da Proposta de Cenário (B) (proposta de cenário que incorpora a energia renovável como desenvolvimento de fontes de energia na proposta de cenário (A)) é conforme mostrada abaixo.

## **[Análise da proposta de cenário (B)]**

### **(a) Meio ambiente global**

A implementação do plano de energia renovável, conforme indicado pelo MINEA, em comparação com a geração de energia por combustível fóssil, a geração de energia eólica (488MW), a geração de energia solar (100MW) e a geração de energia de biomassa (3 MW) reduzem 938 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por ano (cálculo do governo de Angola, ver tabela 11.3.1 (4)), contribuindo assim para a melhoria da composição do desenvolvimento de fontes de energia que depende do consumo de combustível fóssil em mais de 95% (2005).

### **(b) Meio ambiente regional**

O índice de carga ambiental (índice ambiental), que o projecto de energia renovável (eólica, solar, biomassa) exerce sobre considerações ambientais e sociais, é cerca de 20% inferior à carga de geração hidroeléctrica e de energia térmica (GNL/óleo pesado), contribuindo assim para a melhoria do meio ambiente regional.

Entre as energias renováveis, a capacidade de geração de energia eólica e solar depende das condições climáticas, as quais dificultam o controle dos operadores da rede. Se a adopção da quantidade de energia eólica e solar aumentar e, com isso, não conseguir assegurar a capacidade de regulação de frequência suficiente, que corresponda ao volume necessário, o funcionamento estável desses sistemas se tornará difícil. Por essa razão, ao introduzir a energia renovável, deve considerar não apenas do ponto de vista ambiental, mas também do ponto de vista de garantir uma fonte de energia estável.

A geração de energia de biomassa, ao contrário da eólica e da fotovoltaica, não é afectada pelas mudanças climáticas. Contanto que assegure o combustível, é possível garantir um fornecimento estável de energia. Nesse sentido é recomendável planear activamente na adopção de biomassa.

## **11.9 Medidas de mitigação**

Neste levantamento, não estão incluídos assuntos relativos ao plano detalhado de composição (escala do projecto, design, etc.) de cada projecto para efectivar vários desenvolvimentos de fontes de energia.

Por esta razão, nesta fase de levantamento (nível de AAE), é impossível expor sobre as várias medidas específicas de mitigação relativas ao impacto que cada projecto exerce no ambiente circundante. Portanto, nesta secção, as medidas gerais de mitigação a serem consideradas na composição de várias fontes de energia estudadas em cada projecto de desenvolvimento de fontes de energia estão listadas na tabela abaixo.

**Tabela 11-37 Medidas gerais de mitigação a serem consideradas juntamente com o desenvolvimento de várias fontes de energia**

| Tipo de desenvolvimento de fonte de energia | Medidas de mitigação previstas (prevenção, redução, compensação)   |
|---|--|
| Energia hidráulica                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Priorizar a adopção do "Tipo albufeira/passagem" para reduzir o impacto no meio ambiente natural e social (reassentamento dos moradores, etc.).</li> <li>• Dar prioridade à selecção de alternativas que minimizem o reassentamento dos moradores.</li> <li>• Realizar a descarga do caudal do rio em manutenção para evitar a influência no meio ambiente natural e social da área a jusante (água potável, irrigação, uso turístico) devido à redução de água.</li> <li>• Ao instalar uma passagem de peixes, evitar que a instalação de uma barragem e/ou açude de desvio influencie sobre os peixes diádomos.</li> <li>• Utilizar redes, barreiras, telas e outros materiais para evitar a entrada dos peixes nas turbinas.</li> <li>• Liberar a água a partir de várias elevações da barragem para evitar a saída de água com ausência de oxigénio ou água fria.</li> <li>• Em princípio, a linha de tubulação adopta o sistema de "Tubulação subterrânea", porém, caso seja inevitável será adoptado o sistema de "Tubulação exposta".</li> <li>• No caso da central eléctrica do "Tipo superfície" ou do "Tipo semi-subterrâneo", o ideal é projectar o prédio em um estilo de cabana da montanha ou com design em harmonia com a paisagem circundante.</li> </ul> |
| Energia térmica (GNL/óleo pesado)           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evitar o uso de novos terrenos em um local onde a infraestrutura existente está disponível.</li> <li>• Adoptar o sistema de torre de arrefecimento para evitar a influência da descarga térmica.</li> <li>• Mantenha equipamentos que geram ruídos e/ou vibrações o mais longe possível das residências.</li> <li>• Compensar a quantidade de emissões de dióxido de carbono oriundo da central de geração térmica, introduzindo na planta inteira, instalações de poupança energética e de geração de energias renováveis, que são grandes aliados para a redução de emissões de CO<sub>2</sub>.</li> </ul>  |
| Energia eólica                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizar lâminas que controlam a geração de ruídos e sons infrassônicos.</li> <li>• Para evitar a cintilação de sombra, mantenha-a o mais longe possível das residências ou outros lugares que possa receber sua influência.</li> <li>• Evitar que os peixes sejam afectados pelas ondas electromagnéticas (geração de energia eólica no mar).</li> <li>• Elaborar um design em harmonia com a paisagem circundante.</li> </ul>   |
| Energia Solar                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desenvolver uma bateria que possa ser descartada com facilidade como resíduos.</li> <li>• Cobrir os arredores da instalação com árvores e tentar harmonizar com a paisagem circundante.</li> </ul>  |
| Biomassa                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evitar o uso de novos terrenos em um local onde a infraestrutura existente está disponível.</li> <li>• Adoptar o sistema de torre de arrefecimento para evitar a influência da descarga térmica.</li> <li>• Mantenha equipamentos que geram ruídos e/ou vibrações o mais longe possível das residências.</li> <li>• Planejar uma utilização eficaz dos resíduos de combustão.</li> </ul>  |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

## 11.10 Plano de monitoramento

Pela mesma razão descrita acima, no contexto das medidas de mitigação (secção 11.8), a elaboração e a implementação do plano de monitoramento são realizadas na fase da AIA (EIA) no nível de implementação do projecto. Nesta secção, a tabela abaixo lista os itens gerais a serem considerados ao monitorar a implementação adequada das medidas de mitigação propostas para o desenvolvimento de fontes de energia em séries temporais.

**Tabela 11-38 Itens gerais de monitoramento a serem considerados juntamente com o desenvolvimento de fontes de energia**

|  |                           | Principais itens de monitoramento                         |   |
|--|---------------------------|---|---|
| Projecto de desenvolvimento de fontes de energia | Medidas contra a poluição | Qualidade do ar   | SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , CO, O <sub>3</sub> , fuligens, partículas aerotransportadas, poeiras  |
|  |                           | Qualidade da água (Água da superfície) (Água subterrânea) | pH, sólidos suspensos (SS), demanda bioquímica de oxigénio (DBO/BOD), demanda química de oxigénio (DQO/COD), oxigénio dissolvido (OD/DO), azoto total, fósforo total e metais pesados |
|  |                           | Geração de resíduos (Industriais) (Domésticos)            | Tipo, escala (quantidade) e resultados de 3R  |
|  |                           | Ruído e vibração  | Nível do ruído e vibração (dB)  |
|  |                           | Odores ofensivos  | Substâncias específicas de odores ofensivos   |
|  |                           | Solo  | Teor de metais pesados  |
|  |                           | Subsidência do solo                                       | Colapso do solo e proporção de subsidência  |
|  |                           | Meio ambient e natural                                    | Ecosistema  |
|  | Topografia e geologia     |   | Erosão do solo e colapso topográfico  |
|  | Meio ambient e social     | Reassentamento da população                               | Impacto do reassentamento<br>Pagamento adequado da compensação  |
|  |                           | Meios de vida e subsistência dos moradores                | Efeitos negativos do projecto sobre os moradores (economia, ambiente habitacional)  |
|  | Meio ambient e global     | Qualidade do ar   | Emissões globais de gases com efeito de estufa (CO <sub>2</sub> )   |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### **11.11 Reunião de partes interessadas**

No presente levantamento está prevista a realização de 2 reuniões de partes interessadas (stakeholders meeting), uma na altura da definição do escopo da avaliação e a outra na altura da proposta final para AAE. A reunião será realizada no MINEA, em Luanda e serão convidadas as instituições públicas relacionadas, ONGs ambientais, agências internacionais de ajuda ao desenvolvimento, entre outras entidades.

#### **(1) 1ª Reunião de partes interessadas**

Foi realizado no dia 17 de Outubro de 2017, a 1ª Reunião de partes interessadas no MINEA, Luanda, com o apoio da Equipa de Estudo da JICA.

Participaram 40 pessoas, incluindo a Equipa de Estudo.

Esta Reunião de partes interessadas serviu para explicar às contrapartes do projecto, a começar pelo MINEA, a respeito dos seguintes temas relacionados à implementação da AAE (Avaliação Ambiental Estratégica) no presente Plano Director, e assim suscitar a troca de opiniões entre os participantes.

- O que é AAE (Avaliação Ambiental Estratégica)?
- A metodologia de AAE adoptado no presente Plano Director
- A metodologia de implementação de AAE relacionada ao plano de geração de energia e os resultados esperados
- A metodologia de implementação de AAE relacionada ao plano de transmissão de energia e os resultados esperados

Também foi explicado sobre a metodologia de implementação de recolha e análise das informações relacionadas às considerações ambientais e sociais necessárias para a implementação da AAE, informações essas recolhidas pelo consultor local contratado via adjudicação local da JICA, e realizou-se a troca de opiniões.

Foram levantados os questionamentos abaixo:

- Os locais candidatos à construção de hidroeléctricas já foram entregues à RNT (GAMEK)
- Os locais candidatos à construção de hidroeléctricas serão discutidos com a RNT e a lista será organizada o mais rápido possível (MINEA)
- Como a linha de interconexão internacional (rota No.4/ Xangongo - Baynes) irá passar por um parque nacional, haverá problemas na aplicação das Directrizes JICA (INRH)

|   |  |
|---|--|
|  |  |
| Troca de opiniões entre os participantes da AAE                                   | Explicação da definição do escopo (scoping) pela equipa de estudo da JICA          |

(2) 2ª Reunião das partes interessadas

A descrição da 2ª reunião será tratada no relatório final

Motivo: a realização foi adiada para Junho

## 11.12 Avaliação ambiental estratégica (SEA) para as linhas de transmissão

### (1) Resumo do trabalho

Foram realizadas AAE para a linha principal doméstica em 400 kV que interliga as regiões norte - central - sul e para a interconexão internacional (400 kV) que vai interligar os países vizinhos de República do Congo e Namíbia, projectos estes indicados na Visão de Longo Prazo Angola Energia 2025 que visa o desenvolvimento do sector de energia até 2025.

**Tabela 11-39 Lista de linhas de transmissão previstas a serem implementadas**

|                            | Troço da linha de transmissão | Distância (km)                     |                 | Trajecto |                    |
|----------------------------|-------------------------------|------------------------------------|-----------------|----------|--------------------|
|                            |                               | Distância unitária                 | Distância total |          |                    |
| Doméstica                  | 1                             | Capanda PS - Saurm                 | 550             | 2,290    | Ver figura abaixo. |
|                            | 2                             | Cambambe PS - Lubango              | 600             |          |                    |
|                            | 3                             | Belem do Dango – Lubango SS        | 330             |          |                    |
|                            | 4                             | Lubango SS – Cahama SS – Baynes SS | 330             |          |                    |
|                            | 5                             | Belem do Dango –Ondjiva            | 480             |          |                    |
| Interconexão internacional | 1                             | Cahama SS –Ruacana PS              | 120             | 280      |                    |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)



(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

**Figura 11-27 Linhas de transmissão direccionada à implementação da AAE (5+1 trajectória)**

(2) Estudo comparativo das propostas de alternativas (incluindo a opção zero)

Tabela 11-39 As linhas de transmissão a serem mencionadas na lista de "Linhas de transmissão alvos da implementação da AAE" fazem parte da linha principal de rede de transmissão que estão em fase de concepção que vai interligar as regiões norte - central - sul do país (ANGOLA ENERGIA 2025).

Portanto, no presente trabalho foi definido a realização da AAE em relação à proposta de concepção da rede, e com base nos resultados obtidos, serão recomendados os itens de considerações ambientais e sociais que devem ser observados na hora de concretizar a proposta de concepção da rede de transmissão.

Mais especificamente, será definido o escopo (scoping) para cada proposta de concepção e a extração dos itens ambientais avaliados como impactantes ao ambiente circundante, avaliando-os quantitativamente (de -1 a -3). Os itens que obtiveram avaliação baixa são recomendados como aqueles que precisam ser observados na hora de definir dentre as alternativas de proposta. É preciso observar que essa metodologia de avaliação quantitativa do impacto ao meio ambiente ainda não foi demonstrada cientificamente. Por isso, neste trabalho, será dada atenção às diferenças qualitativas das alternativas de propostas que serão quantificadas em 4 níveis (de 0 a -3).

- 0 : Não haverá impacto
- 1 : Será inevitável algum impacto, embora não seja um impacto grave
- 2 : Haverá impacto, mas será um impacto irreversível
- 3 : Haverá impacto irreversível

Do ponto de vista de considerações ambientais e sociais, os resultados da comparação quantitativa dos graus de impacto de cada trajectória da linha de transmissão sobre os principais ambientes estão mostradas na tabela abaixo.

Quanto ao estudo da opção zero, além da construção de linhas de transmissão, a proposta de projecto realista e específica para a transmissão, não são consideradas na fase de AAE. Portanto, foram omitidas por se considerar que os estudos de viabilidade (F/S), em que são realizados vários levantamentos relacionados ao meio ambiente natural e social, serão executados na fase da AIA (EIA).



**Tabela 11-40 Itens de avaliação ambiental a serem considerados com relação a cada proposta do plano de linhas de transmissão e graus de impacto**

| Nome do fio aéreo<br><br>Itens de avaliação | ①                          | ②                             | ③                                   | ④  | ⑤                                   | ①                                      |
|---|----------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|--|
|   | Central de Capanda - Saurm | Central de Cambambe - Lubango | Belém do Dango - Subestação Lubango | Subestação Lubango - Subestação Cahama - Subestação Baynes | Belém do Dango - Subestação Ondjiva | Subestação Cahama - Central de Ruacana |
| Áreas protegidas*                           | --2                        | -3                            | -3                                  | -2   | 0                                   | 0                                      |
| Topografia e Geologia**                     | 0                          | -1                            | -1                                  | -1   | -1                                  | -1                                     |
| Reassentamento da população***              | -1                         | -2                            | -2                                  | -2   | -2                                  | -1                                     |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

Nota):

: Está definido como (-3) parque nacional, área de protecção de aves (locais de pouso de aves migratórias); (-2) os que estiverem dentro da periferia de 500

: A inclinação média ao redor da trajectória está definida como: 0% a 5% (0), 5% a 10% (-1), 10% a 20% (-2), >20% (-3)

: o reassentamento está definido como: (0) nenhum reassentamento de domicílios; (-1) 100 a 400 domicílios, (-2) 401 a 1.000 domicílios; (-3) >1.000 domicílios

### (3) Definição do escopo (scoping) para cada trajectória

Segue abaixo os resultados da definição do escopo (scoping) da linha de transmissão doméstica (5 trajectórias) e linha de interconexão internacional (1 trajectória).

#### (3)-1 Trajectória central de Capanda - Saurm

**Tabela 11-41 Definição do escopo (Troço da linha de transmissão da central de Capanda - Saurm)**

| Classificação             | Item de impacto      | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------------------|----------------------|-----------|---|
| Medidas contra a poluição | Poluição atmosférica | D         | Embora seja considerado que a poeira é gerada devido à construção civil, como a preparação de terrenos durante a obra, o impacto é temporário. No momento da operação não ocorre a poluição atmosférica.  |
|                           | Poluição da água     | D         | Estima-se que durante a obra possa deteriorar a qualidade da água dos rios circundantes devido ao escoamento do solo da superfície a partir do solo exposto, como da parte do aterro e do corte. Porém, considera-se que a água não é poluída no momento da operação. |
|                           | Contaminação do      | D         | Não é considerada a possibilidade de vazamento do óleo  |

| Classificação         | Item de impacto   | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|-----------------------|---|-----------|---|
|                       | solo  |           | lubrificante, entre outras substâncias, da instalação de transmissão de energia.  |
|                       | Contaminação de sedimentos  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                       | Ruído e vibração  | D         | Estima-se que durante a obra, a operação de máquinas pesadas e caminhões possam causar ruídos e vibrações. Porém, os ruídos e as vibrações não ocorrem durante a operação.  |
|                       | Odores ofensivos  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                       | Geração de resíduos   | D         | Durante a obra, estima-se que resíduos industriais e nocivos sejam gerados pela construção. Porém, os resíduos não são gerados no momento da operação.  |
|                       | Subsidência do solo   | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
| Meio ambiente natural | Área de protecção   | B-        | Nos arredores da área pertencente ao plano há uma área de protecção.  |
|                       | Ecossistema   | C-        | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|                       | Topografia e geologia   | C         | Dependendo da geologia, há a possibilidade de erosão do solo em torno da torre.   |
| Meio ambiente social  | Obtenção de terreno e reassentamento  | B-        | Nas trajectórias foram confirmadas as situações reais das vilas e outras moradas, portanto, é suposto que ocorra o reassentamento involuntário dos moradores devido à construção de linhas de transmissão.  |
|                       | População de camada pobre   | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|                       | Minorias étnicas e população nativa   | D         | As minorias étnicas e os povos nativos não foram confirmados na área direccionada ao projecto e em seus arredores.  |
|                       | Economia local: empregos e meios de subsistência                              | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|                       | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais                              | C         | Embora o tamanho do terreno voltado para a base da torre seja pequeno, se tornará inutilizável. Além disso, o valor do terreno da linha de transmissão diminuirá.   |
|                       | Uso da água   | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|                       | Infraestrutura social e serviços sociais existentes                           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                       | Organização social, tais como capital social e entidades de tomada de decisão | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                       | Distribuição desigual dos danos e benefícios                                  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                       | Conflito de interesses na comunidade  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                       | Património cultural   | D         | Não há património cultural e/ou património mundial misto da UNESCO na área direccionada ao projecto, incluindo o local de construção de linhas de transmissão. Ademais, não há património histórico, cultural, arqueológico ou propriedade cultural e outros activos, designados e/ou certificados pela legislação interna do Angola. |

| Classificação | Item de impacto                                     | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------|---|-----------|---|
|               | Paisagem  | D         | No local ou em seus arredores não há pontos de interesse turístico.   |
|               | Género  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Os direitos das crianças                            | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Doenças infecciosas, tais como HIV/SIDA             | C         | Durante a obra, como resultado da concentração dos trabalhadores da construção pode ocorrer doenças infecciosas. Porém, no momento da operação, não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Ambiente de trabalho (inclui segurança no trabalho) | B-        | O risco de acidente é alto durante a obra. Ademais, durante o trabalho, quando estiver realizando a manutenção, há a possibilidade de ocorrer acidentes, como choque eléctrico ou quedas. |
| Outras        | Acidentes   | B-        | Durante a obra, caso as medidas apropriadas, como restrição de acesso, não forem tomadas, há a possibilidade de ocorrer acidentes inesperados.  |
|               | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas    | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### (3)-2 Trajectória central de Cambambe - Lubango

**Tabela 11-42 Definição do escopo (troço da linha de transmissão de central de Cambambe - Lubango)**

| Classificação             | Item de impacto            | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------------------|----------------------------|-----------|---|
| Medidas contra a poluição | Poluição atmosférica       | D         | Embora seja considerado que a poeira é gerada devido à construção civil, como a preparação de terrenos durante a obra, o impacto é temporário. No momento da operação não ocorre a poluição atmosférica.  |
|                           | Poluição da água           | D         | Estima-se que durante a obra possa deteriorar a qualidade da água dos rios circundantes devido ao escoamento do solo da superfície a partir do solo exposto, como da parte do aterro e do corte. Porém, considera-se que a água não é poluída no momento da operação. |
|                           | Contaminação do solo       | D         | Não é considerada a possibilidade de vazamento do óleo lubrificante, entre outras substâncias, da instalação de transmissão de energia.   |
|                           | Contaminação de sedimentos | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Ruído e vibração           | D         | Estima-se que durante a obra, a operação de máquinas pesadas e caminhões possam causar ruídos e vibrações. Porém, os ruídos e as vibrações não ocorrem durante a operação.  |
|                           | Odores ofensivos           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |

| Classificação                           | Item de impacto   | Avaliação   | Motivo da avaliação   |
|---|---|---|---|
|   | Geração de resíduos   | D   | Durante a obra, estima-se que resíduos industriais e nocivos sejam gerados pela construção. Porém, os resíduos não são gerados no momento da operação.  |
|   | Subsidência do solo   | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
| Meio ambiente natural                   | Área de protecção   | A-  | Na área pertencente ao plano e em seus arredores há uma área de protecção.  |
|   | Ecossistema   | A-  | Estima-se que possa causar impactos como colisão de aves com as linhas de transmissão.  |
|   | Topografia e geologia   | C   | Dependendo da geologia, há a possibilidade de erosão do solo em torno da torre.   |
| Meio ambiente social                    | Obtenção de terreno e reassentamento  | B-  | Nas trajectórias foram confirmadas as situações reais das aldeias e outras moradias, portanto, é suposto que ocorra o reassentamento involuntário dos moradores devido à construção de linhas de transmissão.   |
|   | População de camada pobre   | C   | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|   | Minorias étnicas e população nativa   | D   | As minorias étnicas e os povos nativos não foram confirmados na área direccionado ao projecto e em seus arredores.  |
|   | Economia local: empregos e meios de subsistência                              | C   | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|   | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais                              | C   | Embora o tamanho do terreno voltado para a base da torre seja pequeno, se tornará inutilizável. Além disso, o valor do terreno da linha de transmissão diminuirá.   |
|   | Uso da água   | C   | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|   | Infraestrutura social e serviços sociais existentes                           | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|   | Organização social, tais como capital social e entidades de tomada de decisão | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|   | Distribuição desigual dos danos e benefícios                                  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|   | Conflito de interesses na comunidade  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|   | Património cultural   | D   | Não há património cultural e/ou património mundial misto da UNESCO na área direccionada ao projecto, incluindo o local de construção de linhas de transmissão. Ademais, não há património histórico, cultural, arqueológico ou propriedade cultural e outros activos, designados e/ou certificados pela legislação interna do Angola. |
|   | Paisagem  | D   | No local ou em seus arredores não há pontos de interesse turístico.   |
|   | Género  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|   | Os direitos das crianças  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
| Doenças infecciosas, tais como HIV/SIDA | C   | Durante a obra, como resultado da concentração dos trabalhadores da construção, pode ocorrer doenças infecciosas. |   |

| Classificação | Item de impacto                                     | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------|---|-----------|---|
|               |   |           | Porém, no momento da operação, não é suposto nenhum impacto específico.   |
|               | Ambiente de trabalho (inclui segurança no trabalho) | B-        | O risco de acidente é alto durante a obra. Ademais, durante o trabalho, quando estiver realizando a manutenção, há a possibilidade de ocorrer acidentes, como choque eléctrico ou quedas. |
| Outras        | Acidentes   | B-        | Durante a obra, caso as medidas apropriadas, como restrição de acesso, não forem tomadas, há a possibilidade de ocorrer acidentes inesperados.  |
|               | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas    | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### (3)-3 Trajectória Belém do Dango - Subestação Lubango

**Tabela 11-43 Definição do escopo (troço da linha de transmissão de Belém do Dango - subestação Lubango)**

| Classificação             | Item de impacto            | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------------------|----------------------------|-----------|---|
| Medidas contra a poluição | Poluição atmosférica       | D         | Embora seja considerado que a poeira é gerada devido à construção civil, como a preparação de terrenos durante a obra, o impacto é temporário. No momento da operação não ocorre a poluição atmosférica.  |
|                           | Poluição da água           | D         | Estima-se que durante a obra possa deteriorar a qualidade da água dos rios circundantes devido ao escoamento do solo da superfície a partir do solo exposto, como da parte do aterro e do corte. Porém, considera-se que a água não é poluída no momento da operação. |
|                           | Contaminação do solo       | D         | Não é considerada a possibilidade de vazamento do óleo lubrificante, entre outras substâncias, da instalação de transmissão de energia.   |
|                           | Contaminação de sedimentos | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Ruído e vibração           | D         | Estima-se que durante a obra, a operação de máquinas pesadas e caminhões possam causar ruídos e vibrações. Porém, os ruídos e as vibrações não ocorrem durante a operação.  |
|                           | Odores ofensivos           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Geração de Resíduos        | D         | Durante a obra, estima-se que resíduos industriais e nocivos sejam gerados pela construção. Porém, os resíduos não são gerados no momento da operação.  |
|                           | Subsidência do solo        | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
| Meio ambiente e natural   | Área de protecção          | A-        | Na área pertencente ao plano e em seus arredores há uma área de protecção.  |
|                           | Ecossistema                | A-        | Estima-se que possa causar impactos como colisão de aves com  |

| Classificação        | Item de impacto   | Avaliação   | Motivo da avaliação   |   |
|----------------------|---|---|---|---|
|                      |   |   | as linhas de transmissão.   |   |
|                      | Topografia e geologia   | C   | Dependendo da geologia, há a possibilidade de erosão do solo em torno da torre.   |   |
| Meio ambiente social | Obtenção de terreno e Reassentamento  | B-  | Nas trajectórias foram confirmadas as situações reais das aldeias e outras moradias, portanto, é suposto que ocorra o reassentamento involuntário dos moradores devido à construção de linhas de transmissão.   |   |
|                      | População de camada pobre   | C   | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |   |
|                      | Minorias étnicas e população nativa   | D   | As minorias étnicas e os povos nativos não foram confirmados na área direccionado ao projecto e em seus arredores.  |   |
|                      | Economia local: empregos e meios de subsistência                              | C   | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |   |
|                      | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais                              | C   | Embora o tamanho do terreno voltado para a base da torre seja pequeno, se tornará inutilizável. Além disso, o valor do terreno da linha de transmissão diminuirá.   |   |
|                      | Uso da água   | C   | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |   |
|                      | Infraestrutura social e serviços sociais existentes                           | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |   |
|                      | Organização social, tais como capital social e entidades de tomada de decisão | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |   |
|                      | Distribuição desigual dos danos e benefícios                                  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |   |
|                      | Conflito de interesses na comunidade  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |   |
|                      | Património cultural   | D   | Não há património cultural e/ou património mundial misto da UNESCO na área direccionada ao projecto, incluindo o local de construção de linhas de transmissão. Ademais, não há património histórico, cultural, arqueológico ou propriedade cultural e outros activos, designados e/ou certificados pela legislação interna do Angola. |   |
|                      | Paisagem  | D   | No local ou em seus arredores não há pontos de interesse turístico.   |   |
|                      | Género  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |   |
|                      | Os direitos das crianças  | D   | Não é suposto nenhum impacto específico.  |   |
|                      |   | Doenças infecciosas, tais como HIV/SIDA             | C   | Durante a obra, como resultado da concentração dos trabalhadores da construção, pode ocorrer doenças infecciosas. Porém, no momento da operação, não é suposto nenhum impacto específico. |
|                      |   | Ambiente de trabalho (inclui segurança no trabalho) | B-  | O risco de acidente é alto durante a obra. Ademais, durante o trabalho, quando estiver realizando a manutenção, há a possibilidade de ocorrer acidentes, como choque eléctrico ou quedas. |
| Outras               | Acidentes   | B-  | Durante a obra, caso as medidas apropriadas, como restrição de  |   |

| Classificação | Item de impacto                                  | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------|--|-----------|---|
|               |  |           | acesso, não forem tomadas, há a possibilidade de ocorrer acidentes inesperados. |
|               | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### (3)-4 Trajectória subestação Lubango - subestação Cahama - Subestação Baynes

**Tabela 11-44 Definição do escopo (troço da linha de transmissão de subestação Lubango - subestação Cahama - subestação Baynes)**

| Classificação             | Item de impacto                      | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------------------|--------------------------------------|-----------|---|
| Medidas contra a poluição | Poluição atmosférica                 | D         | Embora seja considerado que a poeira é gerada devido à construção civil, como a preparação de terrenos durante a obra, o impacto é temporário. No momento da operação não ocorre a poluição atmosférica.  |
|                           | Poluição da água                     | D         | Estima-se que durante a obra possa deteriorar a qualidade da água dos rios circundantes devido ao escoamento do solo da superfície a partir do solo exposto, como da parte do aterro e do corte. Porém, considera-se que a água não é poluída no momento da operação. |
|                           | Contaminação do solo                 | D         | Não é considerada a possibilidade de vazamento do óleo lubrificante, entre outras substâncias, da instalação de transmissão de energia.   |
|                           | Contaminação de sedimentos           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Ruído e vibração                     | D         | Estima-se que durante a obra, a operação de máquinas pesadas e caminhões possam causar ruídos e vibrações. Porém, os ruídos e as vibrações não ocorrem durante a operação.  |
|                           | Odores ofensivos                     | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Geração de resíduos                  | D         | Durante a obra, estima-se que resíduos industriais e nocivos sejam gerados pela construção. Porém, os resíduos não são gerados no momento da operação.  |
|                           | Subsidência do solo                  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
| Meio ambiente natural     | Área de protecção                    | A-        | Há uma área de protecção no local pertencente ao plano.   |
|                           | Ecossistema                          | A-        | Estima-se que possa causar impactos como colisão de aves com as linhas de transmissão.  |
|                           | Topografia e geologia                | C         | Dependendo da geologia, há a possibilidade de erosão do solo em torno da torre.   |
| Meio ambiente social      | Obtenção de terreno e Reassentamento | B-        | Nas trajectórias foram confirmadas as situações reais das aldeias e outras moradias, portanto, é suposto que ocorra o reassentamento involuntário dos moradores devido à construção de linhas de transmissão.   |
|                           | População de                         | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas  |



| Classificação | Item de impacto   | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------|---|-----------|---|
|               | camada pobre  |           | de transmissão possa causar é incerto.  |
|               | Minorias étnicas e população nativa   | D         | As minorias étnicas e os povos nativos não foram confirmados na área direccionado ao projecto e em seus arredores.  |
|               | Economia local: empregos e meios de subsistência                              | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|               | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais                              | C         | Embora o tamanho do terreno voltado para a base da torre seja pequeno, se tornará inutilizável. Além disso, o valor do terreno da linha de transmissão diminuirá.   |
|               | Uso da água   | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|               | Infraestrutura social e serviços sociais existentes                           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Organização social, tais como capital social e entidades de tomada de decisão | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Distribuição desigual dos danos e benefícios                                  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Conflito de interesses na comunidade  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Património cultural   | D         | Não há património cultural e/ou património mundial misto da UNESCO na área direccionada ao projecto, incluindo o local de construção de linhas de transmissão. Ademais, não há património histórico, cultural, arqueológico ou propriedade cultural e outros activos, designados e/ou certificados pela legislação interna do Angola. |
|               | Paisagem  | D         | No local ou em seus arredores não há pontos de interesse turístico.   |
|               | Género  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Os direitos das crianças  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Doenças infecciosas, tais como HIV/SIDA                                       | C         | Durante a obra, como resultado da concentração dos trabalhadores da construção, pode ocorrer doenças infecciosas. Porém, no momento da operação, não é suposto nenhum impacto específico.   |
|               | Ambiente de trabalho (inclui segurança no trabalho)                           | B-        | O risco de acidente é alto durante a obra. Ademais, durante o trabalho, quando estiver realizando a manutenção, há a possibilidade de ocorrer acidentes, como choque eléctrico ou quedas.   |
| Outras        | Acidentes   | B-        | Durante a obra, caso as medidas apropriadas, como restrição de acesso, não forem tomadas, há a possibilidade de ocorrer acidentes inesperados.  |
|               | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas                              | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)



### (3)-5 Trajectória Belém do Dango - subestação Ondjiva

**Tabela 11-45 Definição do escopo (troço da linha de transmissão de Belém do Dango - subestação Ondjiva)**

| Classificação             | Item de impacto                      | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------------------|--------------------------------------|-----------|---|
| Medidas contra a poluição | Poluição atmosférica                 | D         | Embora seja considerado que a poeira é gerada devido à construção civil, como a preparação de terrenos durante a obra, o impacto é temporário. No momento da operação não ocorre a poluição atmosférica.  |
|                           | Poluição da água                     | D         | Estima-se que durante a obra possa deteriorar a qualidade da água dos rios circundantes devido ao escoamento do solo da superfície a partir do solo exposto, como da parte do aterro e do corte. Porém, considera-se que a água não é poluída no momento da operação. |
|                           | Contaminação do solo                 | D         | Não é considerada a possibilidade de vazamento do óleo lubrificante, entre outras substâncias, da instalação de transmissão de energia.   |
|                           | Contaminação de sedimentos           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Ruído e vibração                     | D         | Estima-se que durante a obra, a operação de máquinas pesadas e caminhões possam causar ruídos e vibrações. Porém, os ruídos e as vibrações não ocorrem durante a operação.  |
|                           | Odores ofensivos                     | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Geração de resíduos                  | D         | Durante a obra, estima-se que resíduos industriais e nocivos sejam gerados pela construção. Porém, os resíduos não são gerados no momento da operação.  |
|                           | Subsidência do solo                  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
| Meio ambiente natural     | Área de protecção                    | D-        | Não há área de protecção no local pertencente ao plano.   |
|                           | Ecossistema                          | D-        | Considera-se que não causa impactos como colisão de aves com as linhas de transmissão.  |
|                           | Topografia e geologia                | C         | Dependendo da geologia, há a possibilidade de erosão do solo em torno da torre.   |
| Meio ambiente social      | Obtenção de terreno e Reassentamento | B-        | Nas trajectórias foram confirmadas as situações reais das aldeias e outras moradias, portanto, é suposto que ocorra o reassentamento involuntário dos moradores devido à construção de linhas de transmissão.   |
|                           | População de camada pobre            | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|                           | Minorias étnicas e população nativa  | D         | As minorias étnicas e os povos nativos não foram confirmados na área direccionado ao projecto e em seus arredores.  |

| Classificação | Item de impacto   | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------|---|-----------|---|
|               | Economia local: empregos e meios de subsistência                              | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|               | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais                              | C         | Embora o tamanho do terreno voltado para a base da torre seja pequeno, se tornará inutilizável. Além disso, o valor do terreno da linha de transmissão diminuirá.   |
|               | Uso da água   | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|               | Infraestrutura social e serviços sociais existentes                           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Organização social, tais como capital social e entidades de tomada de decisão | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Distribuição desigual dos danos e benefícios                                  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Conflito de interesses na comunidade  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Património cultural   | D         | Não há património cultural e/ou património mundial misto da UNESCO na área direccionada ao projecto, incluindo o local de construção de linhas de transmissão. Ademais, não há património histórico, cultural, arqueológico ou propriedade cultural e outros activos, designados e/ou certificados pela legislação interna do Angola. |
|               | Paisagem  | D         | No local ou em seus arredores não há pontos de interesse turístico.   |
|               | Género  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Os direitos das crianças  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Doenças infecciosas, tais como HIV/SIDA                                       | C         | Durante a obra, como resultado da concentração dos trabalhadores da construção, pode ocorrer doenças infecciosas. Porém, no momento da operação, não é suposto nenhum impacto específico.   |
|               | Ambiente de trabalho (inclui segurança no trabalho)                           | B-        | O risco de acidente é alto durante a obra. Ademais, durante o trabalho, quando estiver realizando a manutenção, há a possibilidade de ocorrer acidentes, como choque eléctrico ou quedas.   |
| Outras        | Acidentes   | B-        | Durante a obra, caso as medidas apropriadas, como restrição de acesso, não forem tomadas, há a possibilidade de ocorrer   |

| Classificação | Item de impacto                                  | Avaliação | Motivo da avaliação                      |
|---------------|--|-----------|--|
|               |  |           | acidentes inesperados.                   |
|               | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas | D         | Não é suposto nenhum impacto específico. |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

### (3)-6 Trajectória subestação Cahama - central de Ruacana

**Tabela 11-46 Definição do escopo (troço da linha de transmissão da subestação Cahama - central de Ruacana)**

| Classificação             | Item de impacto                      | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------------------|--------------------------------------|-----------|---|
| Medidas contra a poluição | Poluição atmosférica                 | D         | Embora seja considerado que a poeira é gerada devido à construção civil, como a preparação de terrenos durante a obra, o impacto é temporário. No momento da operação não ocorre a poluição atmosférica.  |
|                           | Poluição da água                     | D         | Estima-se que durante a obra possa deteriorar a qualidade da água dos rios circundantes devido ao escoamento do solo da superfície a partir do solo exposto, como da parte do aterro e do corte. Porém, considera-se que a água não é poluída no momento da operação. |
|                           | Contaminação do solo                 | D         | Não é considerada a possibilidade de vazamento do óleo lubrificante, entre outras substâncias, da instalação de transmissão de energia.   |
|                           | Contaminação de sedimentos           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Ruído e vibração                     | D         | Estima-se que durante a obra, a operação de máquinas pesadas e caminhões possam causar ruídos e vibrações. Porém, os ruídos e as vibrações não ocorrem durante a operação.  |
|                           | Odores ofensivos                     | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Geração de resíduos                  | D         | Durante a obra, estima-se que resíduos industriais e nocivos sejam gerados pela construção. Porém, os resíduos não são gerados no momento da operação.  |
| Meio ambiente natural     | Subsidência do solo                  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|                           | Área de protecção                    | D-        | Não há área de protecção no local pertencente ao plano.   |
|                           | Ecossistema                          | D         | Considera-se que não causa impactos como colisão de aves com as linhas de transmissão.  |
| Meio ambiente social      | Topografia e geologia                | C         | Dependendo da geologia, há a possibilidade de erosão do solo em torno da torre.   |
|                           | Obtenção de terreno e reassentamento | B-        | Nas trajectórias foram confirmadas as situações reais das aldeias e outras moradias, portanto, é suposto que ocorra o reassentamento involuntário dos moradores devido à construção de linhas de transmissão.   |
|                           | População de                         | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas  |

| Classificação | Item de impacto   | Avaliação | Motivo da avaliação   |
|---------------|---|-----------|---|
|               | camada pobre  |           | de transmissão possa causar é incerto.  |
|               | Minorias étnicas e população nativa   | D         | As minorias étnicas e os povos nativos não foram confirmados na área direccionado ao projecto e em seus arredores.  |
|               | Economia local: empregos e meios de subsistência                              | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|               | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais                              | C         | Embora o tamanho do terreno voltado para a base da torre seja pequeno, se tornará inutilizável. Além disso, o valor do terreno da linha de transmissão diminuirá.   |
|               | Uso da água   | C         | No momento, a extensão do impacto que a construção de linhas de transmissão possa causar é incerto.   |
|               | Infraestrutura social e serviços sociais existentes                           | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Organização social, tais como capital social e entidades de tomada de decisão | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Distribuição desigual dos danos e benefícios                                  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Conflito de interesses na comunidade  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Património cultural   | D         | Não há património cultural e/ou património mundial misto da UNESCO na área direccionada ao projecto, incluindo o local de construção de linhas de transmissão. Ademais, não há património histórico, cultural, arqueológico ou propriedade cultural e outros activos, designados e/ou certificados pela legislação interna do Angola. |
|               | Paisagem  | D         | No local ou em seus arredores não há pontos de interesse turístico.   |
|               | Género  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Os direitos das crianças  | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |
|               | Doenças infecciosas, tais como HIV/SIDA                                       | C         | Durante a obra, como resultado da concentração dos trabalhadores da construção, pode ocorrer doenças infecciosas. Porém, no momento da operação, não é suposto nenhum impacto específico.   |
|               | Ambiente de trabalho (inclui segurança no trabalho)                           | B-        | O risco de acidente é alto durante a obra. Ademais, durante o trabalho, quando estiver realizando a manutenção, há a possibilidade de ocorrer acidentes, como choque eléctrico ou quedas.   |
| Outras        | Acidentes   | B-        | Durante a obra, caso as medidas apropriadas, como restrição de acesso, não forem tomadas, há a possibilidade de ocorrer acidentes inesperados.  |
|               | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas                              | D         | Não é suposto nenhum impacto específico.  |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

- A+/- : São esperados efeitos positivos/negativos significativos.  
 B+/- : Estima-se uma certa influência positiva/negativa.  
 C+/- : O grau de influência (positiva/negativa) é incerto (é necessário realizar mais levantamentos, podendo assim, esclarecer as influências que possam causar durante o processo).  
 D : Não é suposto nenhuma influência.

(4) Termos de Referência (TOR) sobre levantamento de considerações ambientais e sociais

Com base nas avaliações acima referidas, o levantamento sobre principais itens de considerações ambientais e sociais a serem realizados no momento da implementação do projecto é mostrada na tabela abaixo.

**Tabela 11-47 Itens e métodos do levantamento**

| Classificação             | Item Ambiental       | Item do levantamento  | Método do levantamento   |
|---------------------------|----------------------|---|--|
| Medidas contra a poluição | Poluição atmosférica | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Critérios ambientais relacionados</li> <li>▪ Informações meteorológicas</li> <li>▪ Estado actual da qualidade do ar</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Obtenção de critérios ambientais atmosféricos</li> <li>▪ Obtenção de dados meteorológicos (temperatura, humidade, etc.) da estação meteorológica vizinha</li> <li>▪ Medição de poluentes atmosféricos na atmosfera (SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, PM<sub>10</sub>, etc.)</li> </ul> |
|                           | Poluição da água     | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Critérios ambientais relacionados</li> <li>▪ Estado actual da qualidade da água</li> </ul>                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Obtenção de critérios de qualidade da água e critérios de drenagem</li> <li>▪ Medição da qualidade da água do lago (temperatura da água, salinidade, COD, sais nutritivos, etc.)</li> </ul>   |
|                           | Contaminação do solo | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Critérios ambientais relacionados</li> <li>▪ Estado actual da estrutura do solo</li> </ul>                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medição do solo (metais pesados, etc.)</li> </ul>   |
|                           | Ruído e vibração     | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Critérios ambientais relacionados</li> <li>▪ Estado actual de ruído e vibração</li> </ul>                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Obtenção de critérios de ruído</li> <li>▪ Medição do ruído e vibração</li> </ul>  |
|                           | Geração de resíduos  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Critérios ambientais relacionados</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Obtenção de critérios para tratamento de resíduos</li> <li>▪ Pesagem de resíduos industriais e domésticos</li> <li>▪ Estar informado do desempenho do estado da implementação de 3R</li> </ul>  |
|                           | Subsistência do solo | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estado actual do solo</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Implementação do levantamento de solo</li> </ul>  |
| Meio ambiente natural     | Área de protecção    | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Informações sobre áreas de protecção</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Obtenção das informações sobre áreas de protecção</li> </ul>  |
|                           | Ecossistema          | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Situação actual de lugares ecologicamente</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Confirmação da distribuição de animais e plantas</li> </ul>   |

| Classificação        | Item Ambiental                                   | Item do levantamento  | Método do levantamento  |
|----------------------|--|---|---|
|                      |  | importantes (áreas de reprodução e de forrageamento) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rota das aves migratórias</li> <li>▪ Estado actual dos habitats de plantas, mamíferos, aves, répteis/anfíbios e peixes</li> </ul>                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Levantamento do habitat/crescimento das espécies ameaçadas de extinção</li> <li>▪ Obtenção de critérios internacionais (IUCN)</li> <li>▪ Levantamento do habitat de aves migratórias</li> </ul>  |
|                      | Topografia e geologia                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estado actual da geologia</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Implementação de levantamento geológico</li> </ul>   |
| Meio ambiente social | Obtenção de terreno e reassentamento             | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Confirmação da aquisição de terrenos e da população-alvo de reassentamento</li> <li>▪ Activos dos moradores afectados pelo projecto</li> <li>▪ Meios de vida e subsistência dos moradores afectados pelo projecto</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Obtenção do sistema jurídico relevante e exemplos precedentes</li> <li>▪ Levantamento do censo populacional</li> <li>▪ Levantamento do inventário de activos</li> <li>▪ Levantamento socioeconómico</li> <li>▪ Reconhecimento local</li> </ul> |
|                      | Minorias étnicas e população nativa              | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Presença ou ausência de costumes típicos nas actividades socioeconómicas, sistemas sociais, uso das terras, etc.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Entrevistas com representantes das aldeias-alvo e moradores afectados pelo projecto</li> </ul>   |
|                      | Uso da terra e aproveitamento de recursos locais | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estado actual do uso da terra</li> <li>▪ Ocupação da família que poderá ser afectada pelo projecto e o estado actual dos meios de subsistência</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coleta de dados da situação do emprego e rendimento regional</li> <li>▪ Entrevistas com famílias-alvo</li> </ul>   |
|                      | Uso da água                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Confirmação da disponibilidade quanto ao uso de água doméstica e agrícola</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Levantamento socioeconómico</li> <li>▪ Entrevistas com famílias-alvo</li> </ul>  |
|                      | Património cultural                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Confirmação da existência ou ausência de activos culturais com designação e/ou certificação interna do país</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coleta de dados</li> </ul>   |
|                      | Paisagem   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Paisagens predominantes</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coleta de dados</li> </ul>   |
|                      | Outras   | Impactos transfronteiriços e mudanças climáticas  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estado actual da qualidade do ar</li> </ul>  |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)

(5) Avaliação de impacto ambiental

A partir dos resultados da avaliação da definição do escopo (scoping) e trajectórias planeadas, os itens ambientais que devem ser ponderados em termos de considerações ambientais e sociais ao elaborar um plano específico de desenvolvimento de cada trajectória da linha de transmissão (5+1 trajectória) são mostrados na tabela abaixo.

**Tabela 11-48 Itens ambientais que devem ser ponderados em termos de considerações ambientais e sociais ao determinar o plano de trajectória**

| No. | Nome da trajectória  | ➤ Itens ambientais que devem ser ponderados em termos de considerações ambientais e sociais   |
|-----|--|---|
| ①   | Central de Capanda – Saurm                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Há uma área de Protecção da Vida Selvagem Internacional (CUANGO) nas proximidades das áreas pertencentes ao plano, sendo necessário considerar a preservação do ecossistema.</li> <li>➤ Há 3 vilas com cerca de 50 famílias, portanto, ao definir a trajectória é aconselhável evitar esses lugares.</li> <li>➤ Apesar da maior parte da região das encostas serem planas, cerca de 20% do total estão em áreas com uma inclinação de 5 a 10% e há o risco de ocorrer uma erosão do solo.</li> </ul>   |
| ②   | Central de Cambambe – Lubango                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Há uma reserva natural (BUFFALO) e uma área de Protecção da Vida Selvagem Internacional (GABELA) dentro e nas proximidades das áreas pertencentes ao plano, sendo necessário considerar a conservação do ecossistema.</li> <li>➤ Há 13 vilas com cerca de 50 famílias, portanto, ao definir a trajectória é aconselhável evitar esses lugares.</li> <li>➤ Apesar da maior parte da região das encostas serem planas, cerca de 25% do total estão em áreas com uma inclinação de 5 a 10% e há o risco de ocorrer uma erosão do solo.</li> </ul> |
| ③   | Belém do Dango - Subestação Lubango                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Há uma área de Protecção da Vida Selvagem Internacional (CACONDA) dentro e nas proximidades das áreas pertencentes ao plano, sendo necessário considerar a preservação do ecossistema.</li> <li>➤ Há 11 vilas com cerca de 50 famílias, portanto, ao definir a trajectória é aconselhável evitar esses lugares.</li> <li>➤ Apesar da maior parte da região das encostas serem planas, cerca de 30% do total estão em áreas com uma inclinação de 5 a 10% e há o risco de ocorrer uma erosão do solo.</li> </ul>                                |
| ④   | Subestação Lubango - Subestação Cahama - Subestação Baynes | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Há um parque nacional (IONA) nas áreas pertencentes ao plano, sendo necessário considerar a preservação do ecossistema.</li> <li>➤ Há 4 vilas com cerca de 50 famílias, portanto, ao definir a trajectória é aconselhável evitar esses lugares.</li> <li>➤ Apesar da maior parte da região das encostas serem planas, cerca de 10% do total estão em áreas com uma inclinação de 5 a 10% e há o risco de ocorrer uma erosão do solo.</li> </ul>  |
| ⑤   | Belém do Dango - Subestação Ondjiva                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Há 14 vilas com cerca de 50 famílias, portanto, ao definir a trajectória é aconselhável evitar esses lugares.</li> </ul>   |
| ⑥   | Subestação Cahama - Central de Ruacana                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Há 2 vilas com cerca de 50 famílias, portanto, ao definir a trajectória é aconselhável evitar esses lugares.</li> </ul>  |

(6) Medidas de mitigação

Como é impossível estudar várias medidas de mitigação relacionadas à implementação do projecto nesta fase de levantamento (nível de AAE), serão confiadas a EIA que realiza a nível de implementação do projecto. Nesta secção, apresentaremos na tabela abaixo as medidas gerais de mitigação a serem consideradas ao instalar linhas de transmissão.

**Tabela 11-49 Medidas gerais de mitigação a serem consideradas juntamente com a instalação das linhas de transmissão**

|                       | Medidas de mitigação previstas (prevenção, redução, compensação)   |
|-----------------------|--|
| Linhas de transmissão | <p>(Medidas ambientais)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Formular um plano ideal de linhas de transmissão, evitando as áreas e rotas de migração das aves.</li> <li>▪ Instalar um equipamento que não faça as aves pararem ou que as façam ficar em lugares mais seguros, ou ainda, instalar um suporte especial que permita a nidificação (EEI, 1996).</li> <li>▪ Instalar algo como uma bandeira que fique balançando ou fios coloridos (laranja, amarela, branca) e brilhantes em espiral na linha de transmissão.</li> <li>▪ Colocar plantas ou algum painel perto da linha de transmissão para aumentar a altitude de voo das aves.</li> <li>▪ Evitar as áreas protegidas que são adequadas para o habitat da fauna.</li> </ul> <p>(Ambiente de trabalho e medidas de segurança)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Realizar uma verificação minuciosa das áreas minadas e a proibição total da entrada em áreas perigosas.</li> <li>▪ Elaboração do plano de gestão da segurança e aplicação rigorosa do cumprimento.</li> <li>▪ Uso completo de equipamentos básicos de segurança, como calçados de segurança, luvas e capacetes.</li> <li>▪ Uso obrigatório de cinto de segurança para trabalho em altura.</li> <li>▪ Instalação de sinais de alerta.</li> </ul> |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)



(7) Plano de monitoramento

Na fase da AAE, os assuntos relativos ao desenvolvimento de cada projecto (escala do projecto, design, etc.) para efectivar o plano de linhas de transmissão não estão incluídos. Por essa razão, como é impossível captar (monitorizar) as alterações das séries temporais no impacto ambiental que cada projecto exerce no ambiente circundante, será confiado a EIA que realiza a nível de implementação do projecto. Nesta secção, a tabela abaixo lista os itens gerais de monitoramento a serem considerados ao monitorar a implementação adequada das medidas de mitigação propostas no desenvolvimento de linhas de transmissão em séries temporais.

**Tabela 11-50 Itens gerais de monitoramento a serem considerados juntamente com o desenvolvimento de linhas de transmissão**

|                                   |                           | Principais itens de monitoramento                         |   |
|-----------------------------------|---------------------------|---|---|
| Projecto de linhas de transmissão | Medidas contra a poluição | Qualidade do ar   | SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , CO, O <sub>3</sub> , fuligens, partículas aerotransportadas, poeiras  |
|                                   |                           | Qualidade da água (Água da superfície) (Água subterrânea) | pH, sólidos suspensos (SS), demanda bioquímica de oxigénio (DBO/BOD), demanda química de oxigénio (DQO/COD), oxigénio dissolvido (OD/DO), azoto total, fósforo total e metais pesados |
|                                   |                           | Geração de resíduos (Industriais) (Domésticos)            | Tipo, escala (quantidade) e resultados de 3R  |
|                                   |                           | Ruído e vibração  | Nível do ruído e vibração (dB)  |
|                                   |                           | Odores ofensivos  | Substâncias específicas de odores ofensivos   |
|                                   |                           | Solo  | Teor de metais pesados  |
|                                   |                           | Subsidência do solo                                       | Colapso do solo e taxa de subsidência   |
|                                   | Meio ambiente natural     | Ecosistema  | Nº de espécies ameaçadas de extinção, de espécies endémicas e de acidentes de colisão de aves   |
|                                   |                           | Topografia e geologia                                     | Erosão do solo e colapso topográfico  |
|                                   | Meio ambiente social      | Reassentamento da população                               | Impacto do reassentamento<br>Pagamento adequado da compensação  |
|                                   |                           | Meios de vida e subsistência dos moradores                | Efeitos negativos do projecto sobre os moradores (economia, ambiente habitacional)  |
|                                   | Meio ambiente global      | Qualidade do ar   | Emissões globais de gases com efeito de estufa (CO <sub>2</sub> )   |

(Fonte: Equipa de Estudo da JICA)



## **Capítulo 12. Elaboração do draft do Plano Director**

### **12.1 Elaboração do Draft do Plano Director de Energia Eléctrica Abrangente até 2040**

#### **12.1.1 Directrizes de Elaboração da Lista de Desenvolvimento de Fontes de Energia**

Com base nos resultados da análise feita no Capítulo 6 e dos resultados do estudo sobre as considerações ambientais e sociais do capítulo 11, foi elaborada a lista de desenvolvimento de fontes de energia, de acordo com as directrizes abaixo.

- (1) Fazer reflectir o resultado das considerações ambientais e sociais e do estudo de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).
  - Como as energias renováveis causam um impacto menor ao ambiente natural e social em comparação às gerações de energia hidroeléctrica de grande porte e energia térmica, as energias renováveis devem ser implementadas na medida do possível e centradas em projectos viáveis.
  - Também como resultado da análise feita, constatou-se que no caso de Angola também não há grandes impactos ambientais e sociais pela implementação de projectos de hidroeléctricas e térmicas e portanto se deve fazer a sua implementação em concordância com as suas características.
  - A quantidade de CO<sub>2</sub> emitida das centrais hidroeléctricas planeadas no presente Plano Director é de cerca de 3,000 kton-CO<sub>2</sub>/ ano em 2030, o que equivale a 3% do valor estimado do INDC (cenário condicional), sendo possível afirmar que o seu impacto não é grande.
- (2) Implementação sistemática da energia hidroeléctrica
  - Conforme constatado na análise das despesas de geração de energia, segundo os custos mais recentes de projecto em Angola a energia hidroeléctrica de grande porte é o que apresenta a maior vantagem em termos económicos. Por essa razão, o desenvolvimento de hidroeléctricas ganha a primeira prioridade e deve ser implementado sistematicamente.
  - A energia hidroeléctrica também tem papel importante na mitigação das emissões de CO<sub>2</sub>, o que confere maior significado na sua implementação proactiva. No entanto, existe a possibilidade de afectar o ambiente natural aquático nas albufeiras e impactar o ambiente social devido ao reassentamento dos moradores locais, e a premissa para o seu desenvolvimento é continuar com as considerações sobre essas questões.
  - Como padrão de desenvolvimento, deve haver planeamento para que não haja sobreposição dos cronogramas de múltiplos projectos num mesmo rio. Se houver tal sobreposição haverá o risco de uma mudança no cronograma de um projecto afectar o cronograma do outro projecto, por isso em geral, não se deve fazer esse tipo de planeamento.
- (3) Implementação das energias renováveis dentro do possível
  - Do ponto de vista da redução das emissões de CO<sub>2</sub> as energias renováveis devem ser implementadas activamente.

- No entanto, muitos planos de projectos permanecem no nível de reservas teóricas de energia, e por isso os projectos que devem ser incluídos no plano de desenvolvimento devem ser limitados àqueles que pelo menos já estão intitulados.
- (4) Implementação de CCGTs como fonte de energia para demanda média
  - Conforme a análise das despesas de geração de energia, o CCGT apresenta vantagens no custo em termos de fonte de energia para demanda média, ao mesmo tempo em que é económico em termos de fonte de energia de demanda de base (em seguida à energia hidroeléctrica).
  - Portanto, o CCGT deve ser usado também como fonte de energia de demanda de base para complementar o fornecimento insuficiente que houver depois de definida a capacidade viável de desenvolvimento de energia hidroeléctrica.
  - O combustível a ser usado será futuramente o gás natural, sendo que na fase inicial será usado o GLP e no segundo estágio será o GNL.
- (5) A implementação do GT como fonte de energia para demanda de pico
  - Conforme analisado nas despesas de geração de energia, o GT apresenta vantagens no custo em termos de fonte de energia para demanda de pico. Além disso, também é económico como fonte para capacidade de reserva, portanto a sua implementação deve levar em conta também esta última capacidade.
  - Como as fontes de energia para demanda de pico devem ser operadas de modo a fornecer energia em atendimento às variações repentinas na demanda, é premissa que o controlo dessas fontes seja feita pela implementação de um sistema como SCADA.
  - Pelas experiências anteriores, há casos em que uma demanda de pico se torna uma demanda média. Uma medida eficaz para esses casos é adaptar um GT de ciclo único para ciclo combinado. Portanto, os novos GTs devem ser implementados com a premissa de se fazer o aumento da sua capacidade, e também ser conectado na medida do possível ao sistema principal de 400 kV. Em termos de localização, devem ser instalados nas proximidades de rios e zonas costeiras onde há maior disponibilidade de água para arrefecimento de modo a garantir uma maior eficiência térmica. Neste ponto, um boa proposta é instalar um GT no porto de Lobito.
  - O combustível a ser usado será futuramente o gás natural, sendo que na fase inicial será considerado o uso do GLP.

#### **12.1.2 Directrizes de Elaboração da Lista de Desenvolvimento de Transmissão de Energia**

Com base nos resultados da análise feita no Capítulo 7 é elaborada a lista de desenvolvimento de instalações de transmissão de energia, de acordo com as directrizes abaixo.

- (1) Expansão da linha principal de 400 kV da região norte para as regiões central, sul e oeste.
  - A fim de promover a electrificação de todo o país, é planeado expandir o sistema principal de 400 kV até 2025 de modo que o sistema principal consiga atender todo o país.
  - Será priorizado o desenvolvido da estrutura (esqueleto) do sistema da região central até Lubango ao sul como extensão do desenvolvimento em curso do sistema de 400 kV entre Lauca - Waco Kungo - Belém do Huambo.

- Paralelamente deve ser desenvolvido a nova estrutura principal planeada no presente estudo que é o sistema que interliga Cambutasu - Gabela - Nova Biopio até Lubango.
- A meta é estender até 2027 o sistema principal de 400 kV do Lubango até Cahama a fim de interliga-lo à interconexão internacional.
- (2) Desenvolvimento do sistema de 220 kV voltado às subestações de fornecimento regional em atendimento ao aumento da demanda
  - Melhorar o sistema de fornecimento regional a começar pelo aumento das demandas da região central principalmente da capital Luanda e a cidade de Benguela.
- (3) Instalação de uma linha de transmissão para as novas fontes de energia que serão desenvolvidas.
  - Ligar à linha principal as novas fontes de energia hidroeléctrica e as centrais térmicas a gás planeadas para serem instaladas nas regiões central e sul.
- (4) Duplicar as linhas de transmissão das linhas principais para garantir o critério N-1.
  - Para evitar sobrecarga em ocorrências de acidente nas linhas de transmissão de circuito único existentes na linha principal, acrescentar mais uma linha em paralelo de modo a duplicar o circuito e assim eliminar as restrições operacionais e melhorar a sua confiabilidade.

### 12.1.3A Lista de Projectos

(1) Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia

**Tabela 12-1 A lista de projectos do Plano de Instalações de Geração**

|                      | Plant name           | Province      | Installed capacity (MW) | Project costs (MUSD) | Commissioning year | Note |
|----------------------|----------------------|---------------|-------------------------|----------------------|--------------------|------|
| <b>Hydropower</b>    | Lauca                | Malanje       | 2,070                   | 4,300                | 2018               |      |
|                      | Lomaúm (extension)   | Benguela      | 65                      | 385                  | 2018               |      |
|                      | Luachimo (extension) | Lunda Norte   | 34                      | N/A                  | 2020               |      |
|                      | Caculo Cabaça        | Kwanza Norte  | 2,100                   | 4,500                | 2024               |      |
|                      | Baynes               | Namibe        | 300                     | 660                  | 2026               |      |
|                      | Quilengue            | Kwanza Sul    | 210                     | N/A                  | 2028               |      |
|                      | Zenzo                | Kwanza Norte  | 950                     | N/A                  | 2032               |      |
|                      | Genga                | Kwanza Sul    | 900                     | N/A                  | 2035               |      |
|                      | Tumulo do Caçador    | Kwanza Norte  | 453                     | 1,041                | 2038               |      |
|                      | Biopio (Repower)     | Benguela      | 29                      | N/A                  | N/A                |      |
|                      | Matala(Repower)      | Lubango       | 15                      | N/A                  | N/A                |      |
| <b>Thermal power</b> | Soyo 1 CCGT          | Zaire         | 750                     | 900                  | 2017-2018          |      |
|                      | Soyo 2 CCGT          | Zaire         | Apprx.750               | N/A                  | 2021-2022          |      |
|                      | Lobito 1 CCGT        | Benguela      | Apprx.750               | 900                  | 2027-2029          |      |
|                      | Lobito 2 CCGT        | Benguela      | Apprx.750               | 900                  | 2031-2034          |      |
|                      | Namibe 1 CCGT        | Namibe        | Apprx.750               | 900                  | 2036-2038          |      |
|                      | Lobito 3 CCGT        | Benguela      | Apprx.375               | 450                  | 2040               |      |
|                      | Cacuaco GT           | Luanda        | 125 x 6                 | 81 x 6               | 2022-2037          |      |
|                      | Sambizanga GT        | Luanda        | 125 x 3                 | 81 x 3               | 2025-2037          |      |
|                      | Quileva GT           | Benguela      | 125 x 6                 | 81 x 6               | 2027-2035          |      |
|                      | Soyo-SS GT           | Zaire         | 125 x 3                 | 81 x 3               | 2030-2037          |      |
|                      | <b>Renewable</b>     | Benjamin Wind | Benguela                | 52                   | N/A                | 2028 |
| Benguela Solar       |                      | Benguela      | 10                      | N/A                  | 2028               |      |
| Cacula Wind          |                      | Huila         | 88                      | N/A                  | 2029               |      |
| Cambongue Solar      |                      | Namibe        | 10                      | N/A                  | 2029               |      |
| Chibia Wind          |                      | Huila         | 78                      | N/A                  | 2030               |      |
| Caraculo Solar       |                      | Namibe        | 10                      | N/A                  | 2030               |      |
| Calenga Wind         |                      | Huambo        | 84                      | N/A                  | 2031               |      |
| Catumbela Solar      |                      | Benguela      | 10                      | N/A                  | 2031               |      |
| Gasto Wind           |                      | Kwanza Norte  | 30                      | N/A                  | 2032               |      |
| Lobito Solar         |                      | Benguela      | 10                      | N/A                  | 2032               |      |
| Kiwaba Nzoji I Wind  |                      | Malanje       | 62                      | N/A                  | 2033               |      |
| Lubango Solar        |                      | Huila         | 10                      | N/A                  | 2033               |      |
| Kiwaba Nzoji II Wind |                      | Malanje       | 42                      | N/A                  | 2034               |      |
| Matala Solar         |                      | Huila         | 10                      | N/A                  | 2034               |      |
| Mussede I Wind       |                      | Kwanza Sul    | 36                      | N/A                  | 2035               |      |
| Quipungo Solar       |                      | Huila         | 10                      | N/A                  | 2035               |      |
| Mussede II Wind      |                      | Kwanza Sul    | 44                      | N/A                  | 2036               |      |
| Nharea Wind          |                      | Bie           | 36                      | N/A                  | 2036               |      |
| Techamutete Solar    |                      | Huila         | 10                      | N/A                  | 2036               |      |
| Tombwa Wind          |                      | Namibe        | 100                     | N/A                  | 2037               |      |
| Namacunde Solar      | Cunene               | 10            | N/A                     | 2037                 |                    |      |

(2) Plano de Desenvolvimento da Transmissão

**Tabela 12-2 Lista de projectos do Plano de Instalações de Transformação de 400kV**

| No. Projecto | Ano de operação | Area        | Tensão kV | Nome da Subestação | Capacidade (MVA) | Custo (Milh. USD) | Observações                     |
|--------------|-----------------|-------------|-----------|--------------------|------------------|-------------------|---------------------------------|
| 1            | 2020            | Cuanza Sul  | 400       | Waco Kungo         | 450              | 40.5              | 450 x 1, em construção (China)  |
| 2            | 2020            | Huambo      | 400       | Belem do Huambo    | 900              | 51.3              | 450 x 2, em construção (China)  |
| 3            | 2022            | Luanda      | 400       | Bitá               | 900              | 51.3              | 450 x 2, em construção (Brasil) |
| 4            | 2025            | Cuanza Sul  | 400       | Waco Kungo         | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 5            | 2025            | Luanda      | 400       | Bitá               | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 6            | 2025            | Zaire       | 400       | N'Zeto             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 7            | 2025            | Luanda      | 400       | Viana              | 2,790            | 96.6              | Melhoria 930 x 3                |
| 8            | 2030            | Luanda      | 400       | Viana              | 930              | 52.0              | Melhoria 930 x 1                |
| 9            | 2025            | Bengo       | 400       | Kapary             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 10           | 2025            | Bengo       | 400       | Kapary             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 11           | 2030            | Luanda      | 400       | Catete             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 12           | 2025            | Huila       | 400       | Lubango 2          | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 13           | 2025            | Huila       | 400       | Capelongo          | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 14           | 2025            | Huila       | 400       | Calukembe          | 120              | 32.6              | 60 x 2                          |
| 15           | 2025            | Benguela    | 400       | Nova Biopio        | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 16           | 2025            | Sul         | 400       | Cahama             | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 17           | 2025            | Leste       | 400       | Saurimo            | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 18           | 2025            | Lunda Norte | 400       | Xa-Muteba          | 360              | 38.3              | 180 x 2                         |
| 19           | 2025            | Huila       | 400       | Quilengues         | 120              | 32.6              | 60 x 2                          |
| 20           | 2025            | Cuanza Sul  | 400       | Gabela             | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 21           | 2025            | Luanda      | 400       | Sambizanga         | 1,860            | 74.3              | 930 x 2                         |
| 22           | 2025            | Malanje     | 400       | Lucapa             | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 23           | 2025            | Chipindo    | 400       | Chipindo           | 360              | 38.3              | 180 x 2                         |
| 24           | 2035            | Cunene      | 400       | Ondjiva            | 900              | 51.3              | 450 x 2                         |
| 25           | 2035            | Luanda      | 400       | Bitá               | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| 26           | 2035            | Malanje     | 400       | Lucapa             | 450              | 40.5              | Melhoria 450 x 1                |
| Total        |                 |             |           |                    | 19,590           | 1,201.1           |                                 |

**Tabela 12-3 Lista de projectos do Plano de Instalações de Transformação de 220kV (1)**

| Project# | Year of operation | Area           | Voltage (kV) | Substation Name    | Capacity (MVA) | Cost (MUS\$) | Remarks                    |
|----------|-------------------|----------------|--------------|--------------------|----------------|--------------|----------------------------|
| 1        | 2018              | Benguela       | 220          | Benguela Sul       | 240            | 24.5         | under construction(China)  |
| 2        | 2020              | Luanda         | 220          | Bitá               | 240            | 24.5         | under construction(Brazil) |
| 3        | 2020              | Zaire          | 220          | Tomboco            | 40             | 13.7         |                            |
| 4        | 2020              | Malanje        | 220          | Capanda Ele vadora | 130            | 18.6         | upgrade                    |
| 5        | 2021              | Luanda         | 220          | Cacuaco            | 360            | 31.0         | upgrade                    |
| 6        | 2022              | Luanda         | 220          | Zango              | 360            | 31.0         | under construction(Brazil) |
| 7        | 2022              | Luanda         | 220          | Golfe              | 360            | 31.0         |                            |
| 8        | 2022              | Malanje        | 220          | Malanje 2          | 240            | 24.5         | under construction(Brazil) |
| 9        | 2022              | Cuanza Sul     | 220          | Waco Kungo         | 60             | 14.8         |                            |
| 10       | 2022              | Cuanza Sul     | 220          | Quibala            | 120            | 18.1         |                            |
| 11       | 2022              | Benguela       | 220          | Cubal              | 120            | 18.1         |                            |
| 12       | 2022              | Huíla          | 220          | Lubango            | 240            | 24.5         |                            |
| 13       | 2022              | Huíla          | 220          | Matala             | 120            | 18.1         |                            |
| 14       | 2022              | Huíla          | 220          | Capelongo          | 60             | 14.8         |                            |
| 15       | 2022              | Cuando-Cubango | 220          | Cuchi              | 60             | 14.8         |                            |
| 16       | 2022              | Cuando-Cubango | 220          | Menangue           | 240            | 24.5         |                            |
| 17       | 2022              | Namibe         | 220          | Namibe             | 240            | 24.5         |                            |
| 18       | 2022              | Namibe         | 220          | Tombwa             | 120            | 18.1         |                            |
| 19       | 2022              | Lunda Norte    | 220          | Lucapa             | 60             | 14.8         |                            |
| 20       | 2022              | Lunda Norte    | 220          | Dundo              | 120            | 18.1         |                            |
| 21       | 2022              | Lunda Sur      | 220          | Saurimo            | 120            | 18.1         |                            |
| 22       | 2022              | Uíge           | 220          | Uíge               | 240            | 24.5         | upgrade                    |
| 23       | 2025              | Luanda         | 220          | Chicara            | 480            | 37.5         |                            |
| 24       | 2025              | Bengo          | 220          | Caxito             | 60             | 14.8         |                            |
| 25       | 2025              | Bengo          | 220          | Maria Teresa       | 60             | 14.8         |                            |
| 26       | 2025              | Cuanza Sul     | 220          | Porto Amboim       | 120            | 18.1         |                            |
| 27       | 2025              | Cuanza Sul     | 220          | Cuacra             | 60             | 14.8         |                            |
| 28       | 2025              | Benguela       | 220          | Catumbela          | 120            | 18.1         |                            |
| 29       | 2025              | Benguela       | 220          | Bocoio             | 120            | 18.1         |                            |
| 30       | 2025              | Huambo         | 220          | Ukuma              | 60             | 14.8         |                            |
| 31       | 2025              | Huambo         | 220          | Catchiungo         | 120            | 18.1         |                            |
| 32       | 2025              | Bié            | 220          | Andulo             | 60             | 14.8         |                            |
| 33       | 2025              | Huíla          | 220          | Nova Lubango       | 120            | 18.1         |                            |
| 34       | 2025              | Huíla          | 220          | Caluquembe         | 60             | 14.8         |                            |
| 35       | 2025              | Huíla          | 220          | Quilengues         | 60             | 14.8         |                            |
| 36       | 2025              | Huíla          | 220          | Tchamutete         | 120            | 18.1         |                            |
| 37       | 2025              | Cunene         | 220          | Ondjiva            | 120            | 18.1         |                            |
| 38       | 2025              | Cunene         | 220          | Cahama             | 60             | 14.8         |                            |
| 39       | 2025              | Cunene         | 220          | Xangongo           | 60             | 14.8         |                            |
| 40       | 2025              | Moxico         | 220          | Luena              | 240            | 24.5         |                            |
| 41       | 2025              | Lunda Norte    | 220          | Xa-Muteba          | 120            | 18.1         |                            |
| 42       | 2025              | Luanda         | 220          | Viana              | 600            | 44.0         | upgrade                    |
| 43       | 2025              | Luanda         | 220          | Camama             | 120            | 18.1         | upgrade                    |
| 44       | 2025              | Luanda         | 220          | Sambizanga         | 240            | 24.5         | upgrade                    |
| 45       | 2025              | Kuanza Norte   | 220          | N' Dalatando       | 80             | 15.9         | upgrade                    |
| 46       | 2027              | Moxico         | 220          | Cazombo            | 60             | 14.8         |                            |
| 47       | 2027              | Moxico         | 220          | Luau               | 60             | 14.8         |                            |
| 48       | 2027              | Lunda Sur      | 220          | Muconda            | 60             | 14.8         |                            |
| 49       | 2027              | Bié            | 220          | Kuito              | 120            | 18.1         | upgrade                    |
| 50       | 2027              | Bié            | 220          | Kuito              | 120            | 18.1         | upgrade                    |



**Tabela 12-4 Lista de projectos do Plano de Instalações de Transformação de 220kV (2)**

| Project# | Year of operation | Area           | Voltage (kV) | Substation Name  | Capacity (MVA) | Cost (MUS\$) | Remarks |
|----------|-------------------|----------------|--------------|------------------|----------------|--------------|---------|
| 51       | 2030              | Luanda         | 220          | Futungo de Belas | 120            | 18.1         |         |
| 52       | 2030              | Uíge           | 220          | Negage           | 180            | 21.3         |         |
| 53       | 2030              | Cabinda        | 220          | Cabinda          | 240            | 24.5         |         |
| 54       | 2030              | Cabinda        | 220          | Cacongo          | 120            | 18.1         |         |
| 55       | 2030              | Benguela       | 220          | Alto Catumbela   | 120            | 18.1         |         |
| 56       | 2030              | Benguela       | 220          | Baria Farta      | 120            | 18.1         |         |
| 57       | 2030              | Huambo         | 220          | Bailundo         | 120            | 18.1         |         |
| 58       | 2030              | Huíla          | 220          | Chipindo         | 60             | 14.8         |         |
| 59       | 2031              | Zaire          | 220          | M'Banza Congo    | 180            | 21.3         | upgrade |
| 60       | 2032              | Cunene         | 220          | Ondjiva          | 120            | 18.1         | upgrade |
| 61       | 2032              | Lunda Sur      | 220          | Saurimo          | 120            | 18.1         | upgrade |
| 62       | 2034              | Luanda         | 220          | Cacuaco          | 360            | 31.0         | upgrade |
| 63       | 2035              | Luanda         | 220          | PIV              | 480            | 37.5         |         |
| 64       | 2035              | Kuanza Norte   | 220          | Lucala           | 120            | 18.1         |         |
| 65       | 2035              | Uíge           | 220          | Sanza Pombo      | 120            | 18.1         |         |
| 66       | 2035              | Bié            | 220          | Camacupa         | 60             | 14.8         |         |
| 67       | 2035              | Cuando-Cubango | 220          | Cuito Cuanavale  | 60             | 14.8         |         |
| 68       | 2035              | Luanda         | 220          | Cazenga          | 120            | 18.1         | upgrade |
| 69       | 2035              | Bengo          | 220          | Kapary           | 120            | 18.1         | upgrade |
| 70       | 2035              | Benguela       | 220          | Catumbela        | 240            | 24.5         | upgrade |
| 71       | 2036              | Luanda         | 220          | Sambizanga       | 240            | 24.5         | upgrade |
| 72       | 2036              | Uíge           | 220          | Maquela do Zombo | 40             | 13.7         | upgrade |
| 73       | 2036              | Huambo         | 220          | Belém do Dango   | 240            | 24.5         | upgrade |
| 74       | 2036              | Lunda Norte    | 220          | Dundo            | 120            | 18.1         | upgrade |
| 75       | 2037              | Cuanza Sul     | 220          | Gabela           | 60             | 14.8         | upgrade |
| 76       | 2038              | Benguela       | 220          | Cubal            | 240            | 24.5         | upgrade |
| 77       | 2040              | Cuando-Cubango | 220          | Mavinga          | 60             | 14.8         |         |
| 78       | 2040              | Malanje        | 220          | Malanje 2        | 120            | 18.1         | upgrade |
| 79       | 2040              | Huíla          | 220          | Caluquembe       | 60             | 14.8         | upgrade |
|          |                   |                |              |                  | 11,930         | 796.9        |         |

**Tabela 12-5 Lista de projectos do Plano de Instalações de Transmissão de 400kV**

| Project# | Year of operation | Area     | Voltage (kV) | Starting point  | End point       | number of circuit | Line Length (km) | Cost (MUSS) | Remarks                       |
|----------|-------------------|----------|--------------|-----------------|-----------------|-------------------|------------------|-------------|-------------------------------|
| 1        | 2020              | Central  | 400          | Lauca           | Waco kungo      | 1                 | 177              | 138.1       | under construction(China)     |
| 2        | 2020              | Central  | 400          | Waco kungo      | Belem do Huambo | 1                 | 174              | 135.7       | under construction(China)     |
| 3        | 2022              | Northern | 400          | Catete          | Bitá            | 2                 | 54               | 52.9        |                               |
| 4        | 2023              | Northern | 400          | Cambutas        | Caculo Cabaca   | 2                 | 54               | 52.9        |                               |
| 5        | 2025              | Northern | 400          | Cambutas        | Catete          | 1                 | 123              | 95.9        | Dualization                   |
| 6        | 2025              | Northern | 400          | Catete          | Viana           | 1                 | 36               | 28.1        | Dualization                   |
| 7        | 2025              | Northern | 400          | Lauca           | Capanda elev.   | 1                 | 41               | 32.0        | Dualization                   |
| 8        | 2025              | Northern | 400          | Kapary          | Sambizanga      | 2                 | 45               | 44.1        | For New Substation            |
| 9        | 2025              | Northern | 400          | Lauca           | Catete          | 2                 | 190              | 186.2       | Changing Connection Plan      |
| 10       | 2025              | Central  | 400          | Lauca           | Waco kungo      | 1                 | 177              | 138.1       | Dualization                   |
| 11       | 2025              | Central  | 400          | Waco kungo      | Belem do Huambo | 1                 | 174              | 135.7       | Dualization                   |
| 12       | 2025              | Central  | 400          | Cambutas        | Gabela          | 2                 | 131              | 128.4       |                               |
| 13       | 2025              | Central  | 400          | Gabela          | Benga           | 2                 | 25               | 24.5        |                               |
| 14       | 2025              | Central  | 400          | Benga           | Nova Biopio     | 2                 | 200              | 196.0       |                               |
| 15       | 2025              | Southern | 400          | Belem do Huambo | Caluquembe      | 2                 | 175              | 171.5       |                               |
| 16       | 2025              | Southern | 400          | Caluquembe      | Lubango2        | 2                 | 168              | 164.6       |                               |
| 17       | 2025              | Southern | 400          | Belem do Huambo | Chipindo        | 2                 | 114              | 111.7       |                               |
| 18       | 2025              | Southern | 400          | Chipindo        | Capelongo       | 2                 | 109              | 106.8       |                               |
| 19       | 2025              | Southern | 400          | Nova Biopio     | Quilengues      | 2                 | 117              | 114.7       |                               |
| 20       | 2025              | Southern | 400          | Quilengues      | Lubango2        | 2                 | 143              | 140.1       |                               |
| 21       | 2025              | Southern | 400          | Lubango2        | Cahama          | 2                 | 190              | 186.2       |                               |
| 22       | 2025              | Eastern  | 400          | Capanda elev    | Xa-Muteba       | 2                 | 266              | 260.7       |                               |
| 23       | 2025              | Eastern  | 400          | Xa-Muteba       | Surimo          | 2                 | 335              | 328.3       |                               |
| 24       | 2027              | Southern | 400          | Capelongo       | Ondjiva         | 1                 | 312              | 243.4       |                               |
| 25       | 2027              | Southern | 400          | Cahama          | Ondjiva         | 1                 | 175              | 136.5       |                               |
| 26       | 2027              | Southern | 400          | Cahama          | Ruacana         | 2                 | 125              | 122.5       | International Interconnection |
| Total    |                   |          |              |                 |                 |                   | 3,830            | 3,475.6     |                               |

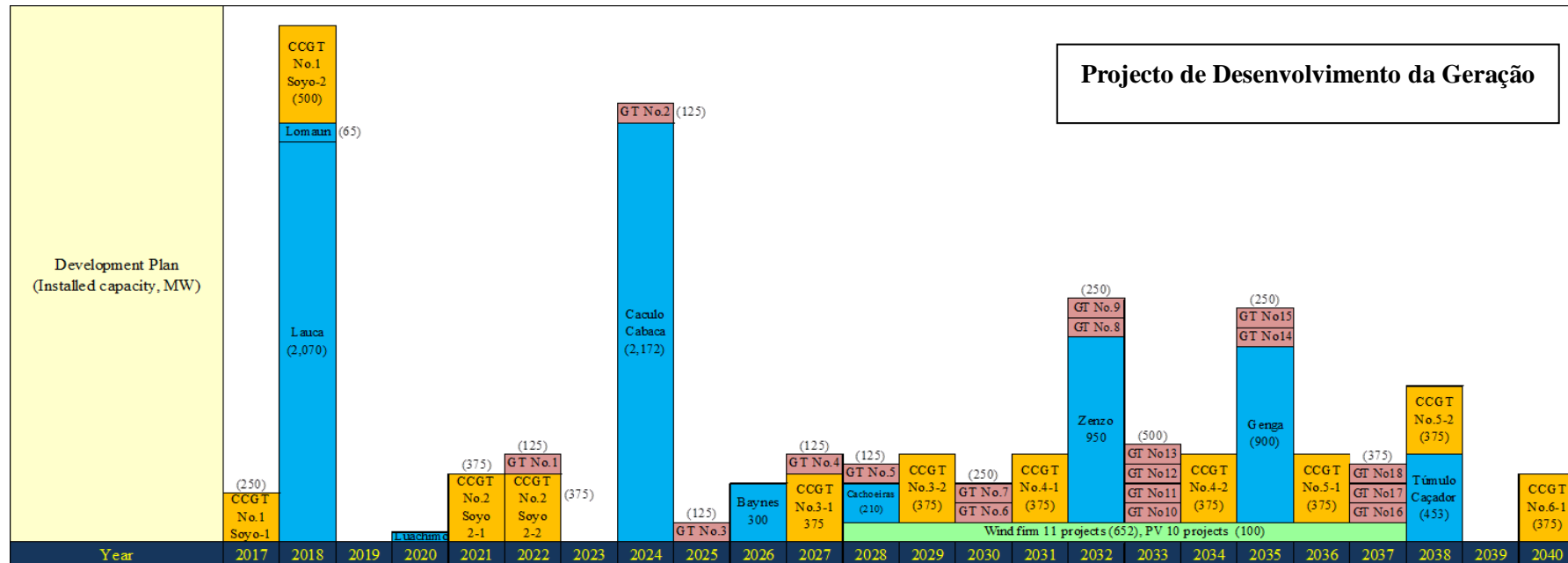
**Tabela 12-6 Lista de projectos do Plano de Instalações de Transmissão de 220kV**

| Project# | Year of operation | Area     | Voltage (kV) | Starting point  | End point       | number of circuit | Line Length (km) | Cost (MUSS) | Remarks                 |
|----------|-------------------|----------|--------------|-----------------|-----------------|-------------------|------------------|-------------|-------------------------|
| 1        | 2022              | Northern | 220          | Filda           | Golfe           | 2                 | 7                | 3.2         |                         |
| 2        | 2022              | Northern | 220          | Bitá            | Camama          | 2                 | 21               | 9.5         |                         |
| 3        | 2022              | Northern | 220          | Catete          | Zango           | 2                 | 40               | 18.0        |                         |
| 4        | 2022              | Northern | 220          | Capanda elev.   | Maranje         | 2                 | 110              | 49.5        |                         |
| 5        | 2022              | Central  | 220          | Gabela          | Alto Chingo     | 1                 | 64               | 23.0        |                         |
| 6        | 2022              | Central  | 220          | Quibala         | Waco Kungo      | 2                 | 68               | 30.6        |                         |
| 7        | 2022              | Central  | 220          | Lomaum          | Cubal           | 2                 | 4                | 1.8         |                         |
| 8        | 2022              | Southern | 220          | Lubango2        | Lubango         | 2                 | 30               | 13.5        |                         |
| 9        | 2022              | Southern | 220          | Lubango2        | Namibe          | 2                 | 151              | 68.0        |                         |
| 10       | 2022              | Southern | 220          | Namibe          | Tombwa          | 2                 | 110              | 49.5        |                         |
| 11       | 2022              | Southern | 220          | Lubango2        | Matala          | 2                 | 154              | 69.3        |                         |
| 12       | 2022              | Southern | 220          | Matala HPS      | Matala          | 1                 | 15               | 5.4         |                         |
| 13       | 2022              | Southern | 220          | Capelongo       | Cuchi           | 2                 | 71               | 32.0        |                         |
| 14       | 2022              | Southern | 220          | Cuchi           | Menongue        | 2                 | 77               | 34.7        |                         |
| 15       | 2022              | Eastern  | 220          | Saurimo         | Lucapa          | 2                 | 157              | 70.7        |                         |
| 16       | 2022              | Eastern  | 220          | Lucapa          | Dundo           | 2                 | 135              | 60.8        |                         |
| 17       | 2025              | Northern | 220          | Kapary          | Caxito          | 2                 | 20               | 9.0         |                         |
| 18       | 2025              | Northern | 220          | N'Zeto          | Tomboco         | 2                 | 5                | 2.3         | For Substation inserted |
| 19       | 2025              | Northern | 220          | M'banza Congo   | Tomboco         | 2                 | 5                | 2.3         | For Substation inserted |
| 20       | 2025              | Northern | 220          | Sambizanga      | Chicala         | 2                 | 7                | 3.2         |                         |
| 21       | 2025              | Northern | 220          | Catete          | Maria Teresa    | 2                 | 50               | 22.5        |                         |
| 22       | 2025              | Central  | 220          | Alto Chingo     | Cuacra          | 2                 | 15               | 6.8         |                         |
| 23       | 2025              | Central  | 220          | Alto Chingo     | Port Amboim     | 2                 | 60               | 27.0        |                         |
| 24       | 2025              | Central  | 220          | Quile va        | Nova Biopio     | 1                 | 18               | 6.5         |                         |
| 25       | 2025              | Central  | 220          | Quile va        | Catumbela       | 2                 | 8                | 3.6         |                         |
| 26       | 2025              | Central  | 220          | Nova Biopio     | Bocoio          | 2                 | 5                | 2.3         | For Substation inserted |
| 27       | 2025              | Central  | 220          | Lomaum          | Bocoio          | 2                 | 5                | 2.3         | For Substation inserted |
| 28       | 2025              | Central  | 220          | Belem do Dango  | Ukuma           | 2                 | 66               | 29.7        |                         |
| 29       | 2025              | Central  | 220          | Belem do Dango  | Catchiungo      | 2                 | 9                | 4.1         | For Substation inserted |
| 30       | 2025              | Central  | 220          | Kuito           | Catchiungo      | 2                 | 9                | 4.1         | For Substation inserted |
| 31       | 2027              | Central  | 220          | Kuito           | Andulo          | 2                 | 110              | 49.5        |                         |
| 32       | 2027              | Southern | 220          | Cahama          | Xangongo        | 1                 | 88               | 31.7        |                         |
| 33       | 2027              | Southern | 220          | Ondjiva         | Xangongo        | 1                 | 90               | 32.4        |                         |
| 34       | 2027              | Southern | 220          | Matala          | Jamba Mina      | 1                 | 83               | 29.9        |                         |
| 35       | 2027              | Southern | 220          | Jamba mina      | Jamba Oma       | 1                 | 49               | 17.6        |                         |
| 36       | 2027              | Southern | 220          | Capelongo       | Tchamutete      | 2                 | 93               | 41.9        |                         |
| 37       | 2027              | Eastern  | 220          | Saurimo         | Lue na          | 2                 | 265              | 119.3       |                         |
| 38       | 2027              | Eastern  | 220          | Saurimo         | Muconda         | 2                 | 187              | 84.2        |                         |
| 39       | 2027              | Eastern  | 220          | Muconda         | Luau            | 2                 | 115              | 51.8        |                         |
| 40       | 2027              | Eastern  | 220          | Luau            | Cazombo         | 2                 | 264              | 118.8       |                         |
| 41       | 2030              | Central  | 220          | Cubal           | Alto Catumbela  | 2                 | 47               | 21.2        |                         |
| 42       | 2030              | Central  | 220          | Benguela Sul    | Catumbela       | 2                 | 33               | 14.9        |                         |
| 43       | 2030              | Central  | 220          | Catchiungo      | Bailundo        | 2                 | 30               | 13.5        |                         |
| 44       | 2030              | Central  | 220          | Benguela Sul    | Baia Farta      | 2                 | 20               | 9.0         |                         |
| 45       | 2035              | Northern | 220          | Viana           | PIV             | 2                 | 7                | 3.2         |                         |
| 46       | 2035              | Northern | 220          | Uige            | Negage          | 2                 | 5                | 2.3         | For Substation inserted |
| 47       | 2035              | Northern | 220          | Pambos de Sonhe | Negage          | 2                 | 5                | 2.3         | For Substation inserted |
| 48       | 2035              | Northern | 220          | Negage          | Sanza Pombo     | 2                 | 109              | 49.1        |                         |
| 49       | 2035              | Central  | 220          | Kuito           | Chitembo        | 2                 | 120              | 54.0        |                         |
| 50       | 2035              | Southern | 220          | Menongue        | Cuito Cuanavale | 2                 | 189              | 85.1        |                         |
| 51       | 2035              | Southern | 220          | Cuito Cuanavale | mavinga         | 2                 | 176              | 79.2        |                         |
|          |                   |          |              |                 |                 |                   | 3,581            | 1,574.8     |                         |

**Tabela 12-7 Lista de projectos de linhas de transmissão de alimentação**

| No. Projecto | Ano de operação | Área     | Tensão kV | Ponto inicial             | Ponto final                 | No. de circuitos | Extensão da linha (km) | Custo (Milh. USD) | Observações |
|--------------|-----------------|----------|-----------|---------------------------|-----------------------------|------------------|------------------------|-------------------|-------------|
| 1            | 2025            | Norte    | 400       | Central Caculo Cabaça     | Cambutas                    | 2                | 54                     | 52.9              |             |
| 2            | 2025            | Zaire    | 400       | Central Soyo 2            | Soyo                        | 2                | 5                      | 4.9               |             |
| 3            | 2025            | Benguela | 400       | Central Lobito CCGT No.1  | Nova_Biopio                 | 2                | 23                     | 22.5              |             |
| 4            | 2025            | Luanda   | 220       | Central Cacuo GT n° 1     | Cacuaco                     | 2                | 5                      | 2.3               |             |
| 5            | 2025            | Luanda   | 220       | Central Cacuo GT n° 2     | Cacuaco                     | 2                | 5                      | 2.3               |             |
| 6            | 2025            | Luanda   | 220       | Central Boavista GT No.3  | Sambizanga                  | 2                | 5                      | 2.3               |             |
| 7            | 2030            | Norte    | 220       | Central Quilengue (5)     | Gabera                      | 2                | 37                     | 16.7              |             |
| 8            | 2030            | Sul      | 400       | Central Baynes            | Cahama                      | 2                | 195                    | 191.1             |             |
| 9            | 2030            | Benguela | 220       | Central Quileva GT No. 4  | Quileva                     | 2                | 1                      | 0.5               |             |
| 10           | 2030            | Benguela | 220       | Central Quileva GT No. 5  | Quileva                     | 2                | 1                      | 0.5               |             |
| 11           | 2030            | Benguela | 220       | Central Quileva GT No. 6  | Quileva                     | 2                | 1                      | 0.5               |             |
| 12           | 2030            | Zaire    | 400       | Central Soyo GT No.7      | Soyo                        | 2                | 5                      | 4.9               |             |
| 13           | 2035            | Norte    | 400       | Central Zenzo             | Cambutas                    | 2                | 41                     | 40.2              |             |
| 14           | 2035            | Norte    | 400       | Central Genga             | Subestação de manobra Benga | 2                | 30                     | 29.4              |             |
| 15           | 2035            | Benguela | 400       | Central Lobito CCGT No.2  | Nova_Biopio                 | 2                | 23                     | 22.5              |             |
| 16           | 2040            | Norte    | 220       | Central Tímulo Caçador    | Cambutas                    | 2                | 16                     | 7.2               |             |
| 17           | 2040            | Namibe   | 220       | Central Namibe CCGT No. 3 | Namibe                      | 2                | 17                     | 7.7               |             |
| 18           | 2040            | Benguela | 400       | Central Lobito CCGT No.4  | Nova_Biopio                 | 2                | 23                     | 22.5              |             |
| Total        |                 |          |           |                           |                             |                  | 487                    | 430.6             |             |

A figura abaixo resume o cronograma anual de desenvolvimento dos locais de desenvolvimento de fontes de energia de energia e a progressão anual dos planos para os principais sistemas.



| Plano de Desenv. de Transmissão   | Ano 2018-20  | Ano 2021-25      | Ano 2026-30 | Ano 2031-35 | Ano 2036-40 |
|---|--|------------------|-------------|-------------|-------------|
| Projecto de linhas de transmissão   | Implementação de um projecto de interligação de novas centrais hidroeléctricas e de novas centrais térmicas a gás das regiões central e sul ao sistema principal   |                  |             |             |             |
| Construção do sistema principal de 400 kV   | Lauca - Waco Kungo - Belem do Huambo   | - Lubango        |             |             |             |
|   | Cambutasu – Gabela - Nova Biopio - Lubango   |                  |             |             |             |
|   |  | Lubango - Cahama |             |             |             |
| Progressão do sistema 220 kV  | Melhoria do sistema regional principalmente em Luanda e Benguela   |                  |             |             |             |
| Duplicar as linhas de transmissão das linhas principais para garantir critério N-1. | Para evitar sobrecarga em ocorrências de acidente nas linhas de transmissão de circuito único existentes na linha principal, acrescentar mais uma linha em paralelo de modo a duplicar o circuito e assim eliminar as restrições operacionais e melhorar a sua confiabilidade. |                  |             |             |             |

**Figura 12-1 Resumo do plano de desenvolvimento de fontes de energia e do plano de desenvolvimento da rede de transmissão**

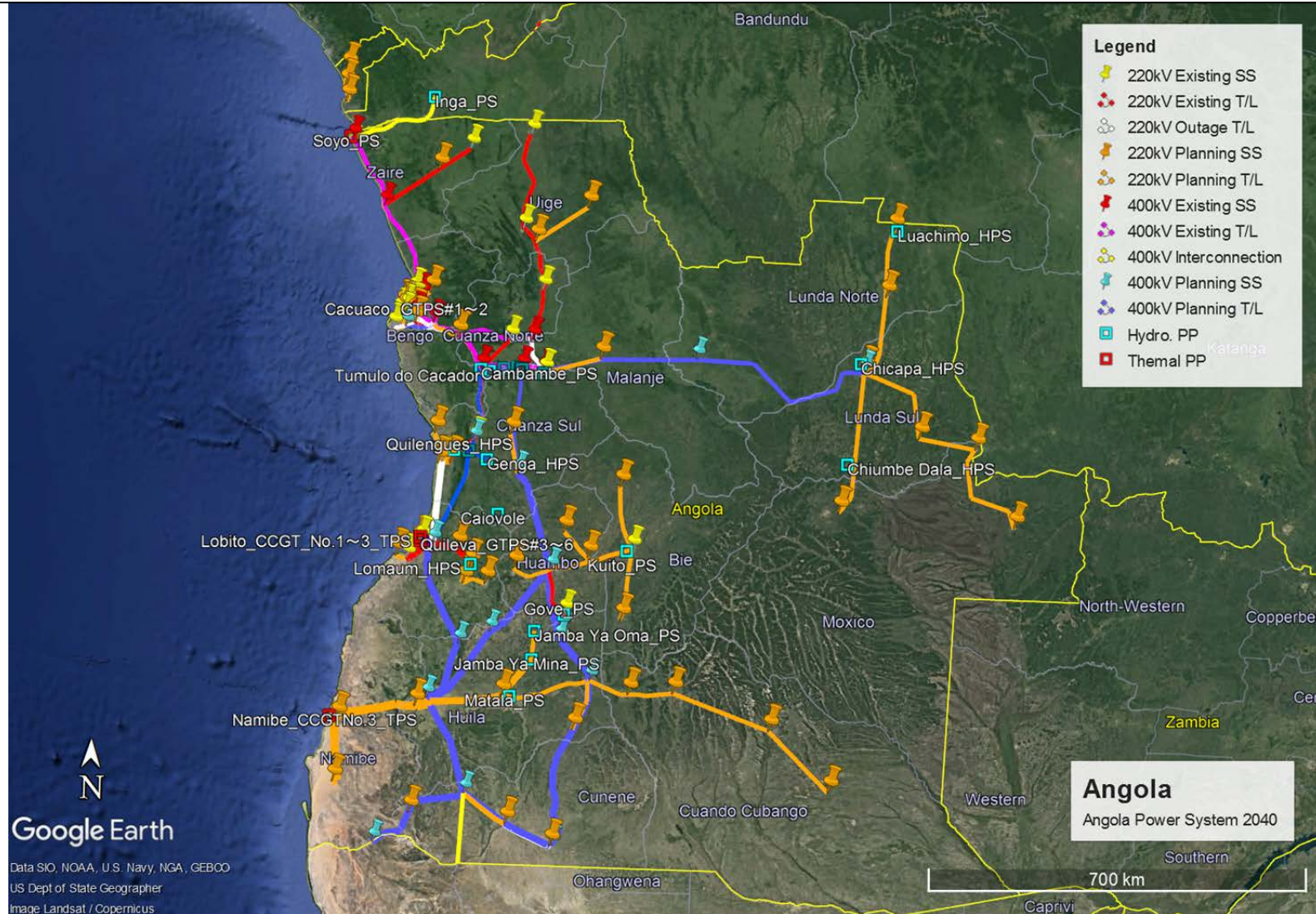


Figura 12-2 Mapa de projecto em 2040



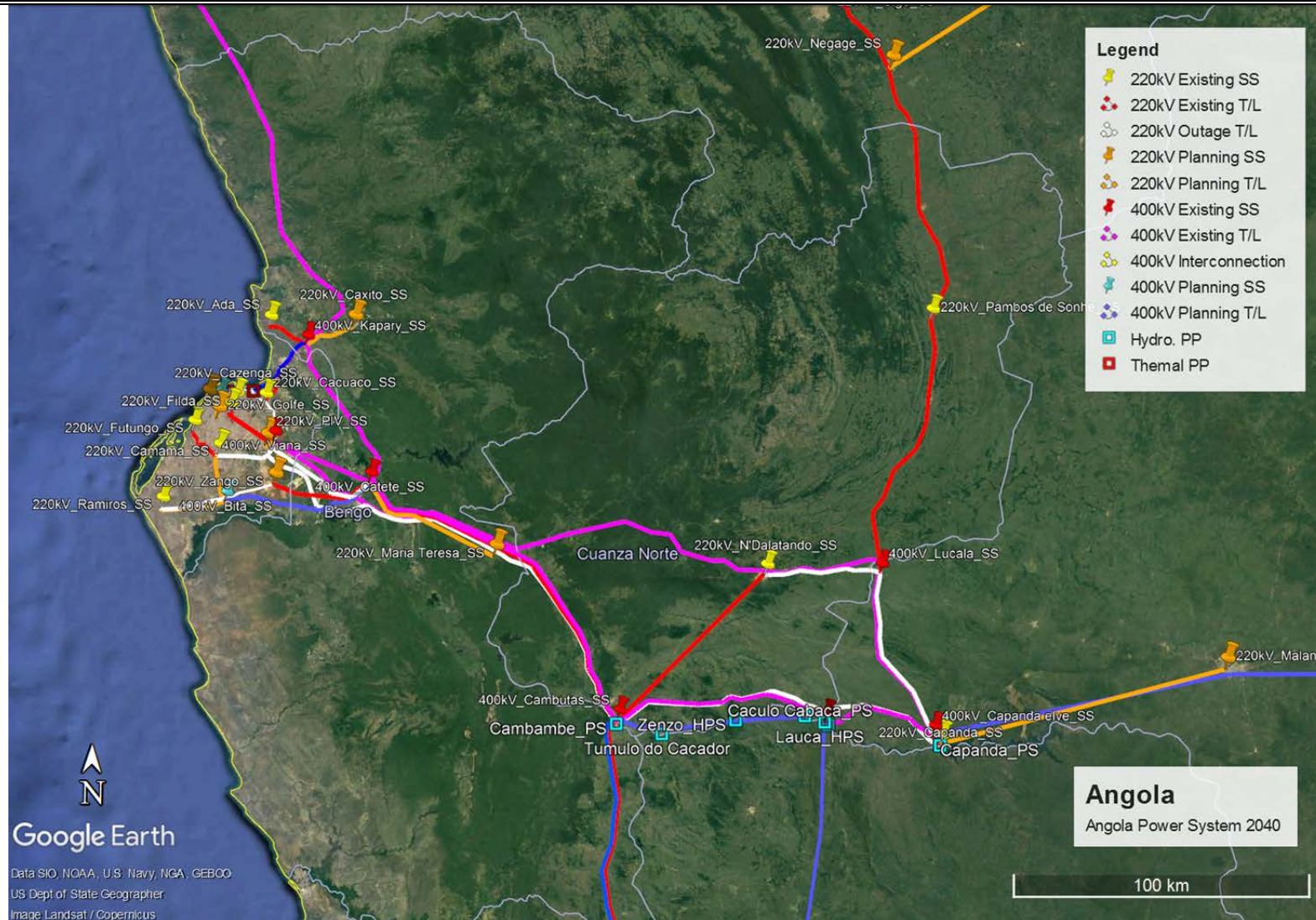


Figura 12-3 Mapa de projecto em 2040 (arredores de Luanda)



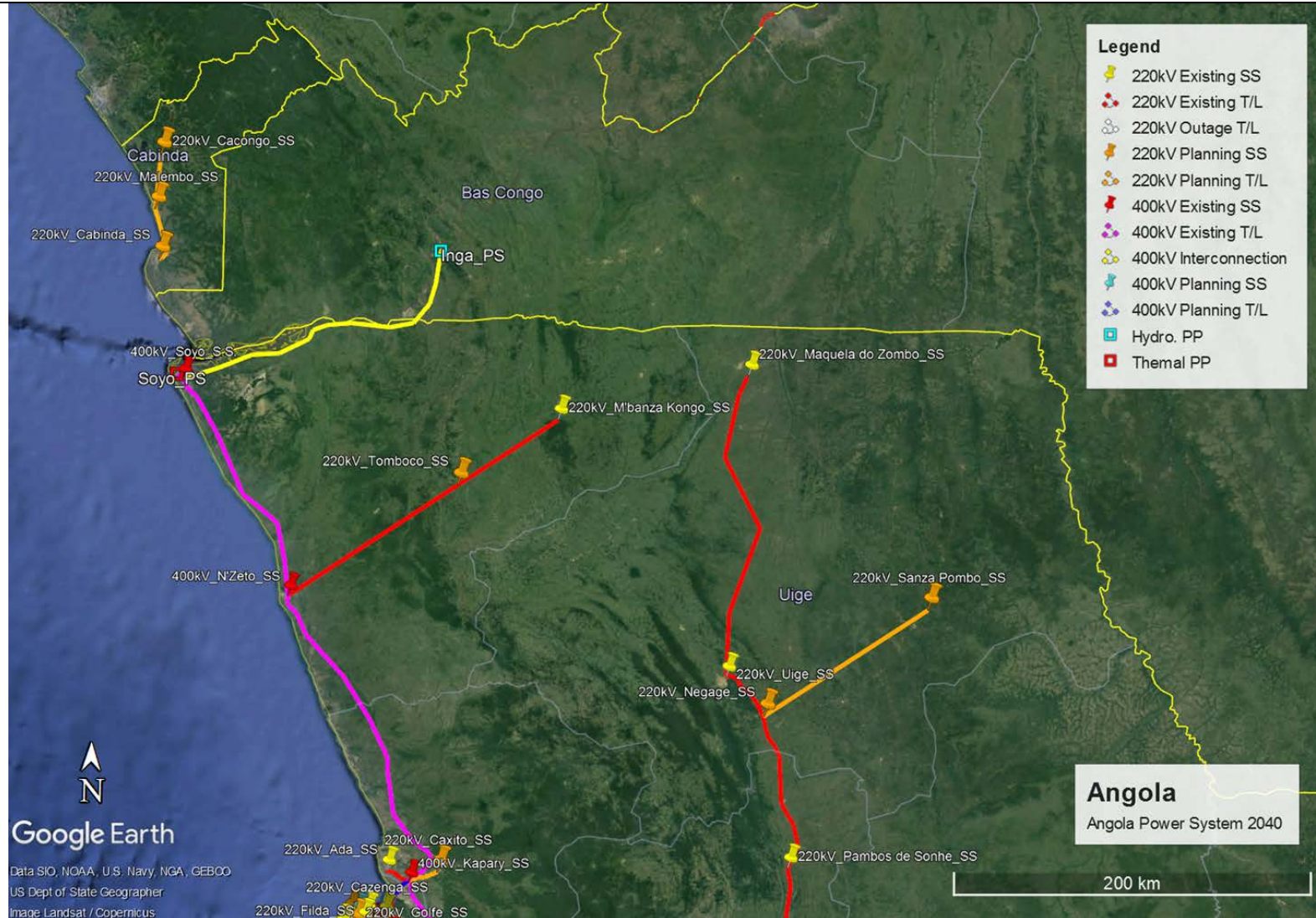


Figura 12-4 Mapa de projecto em 2040 (zona norte de Luanda)



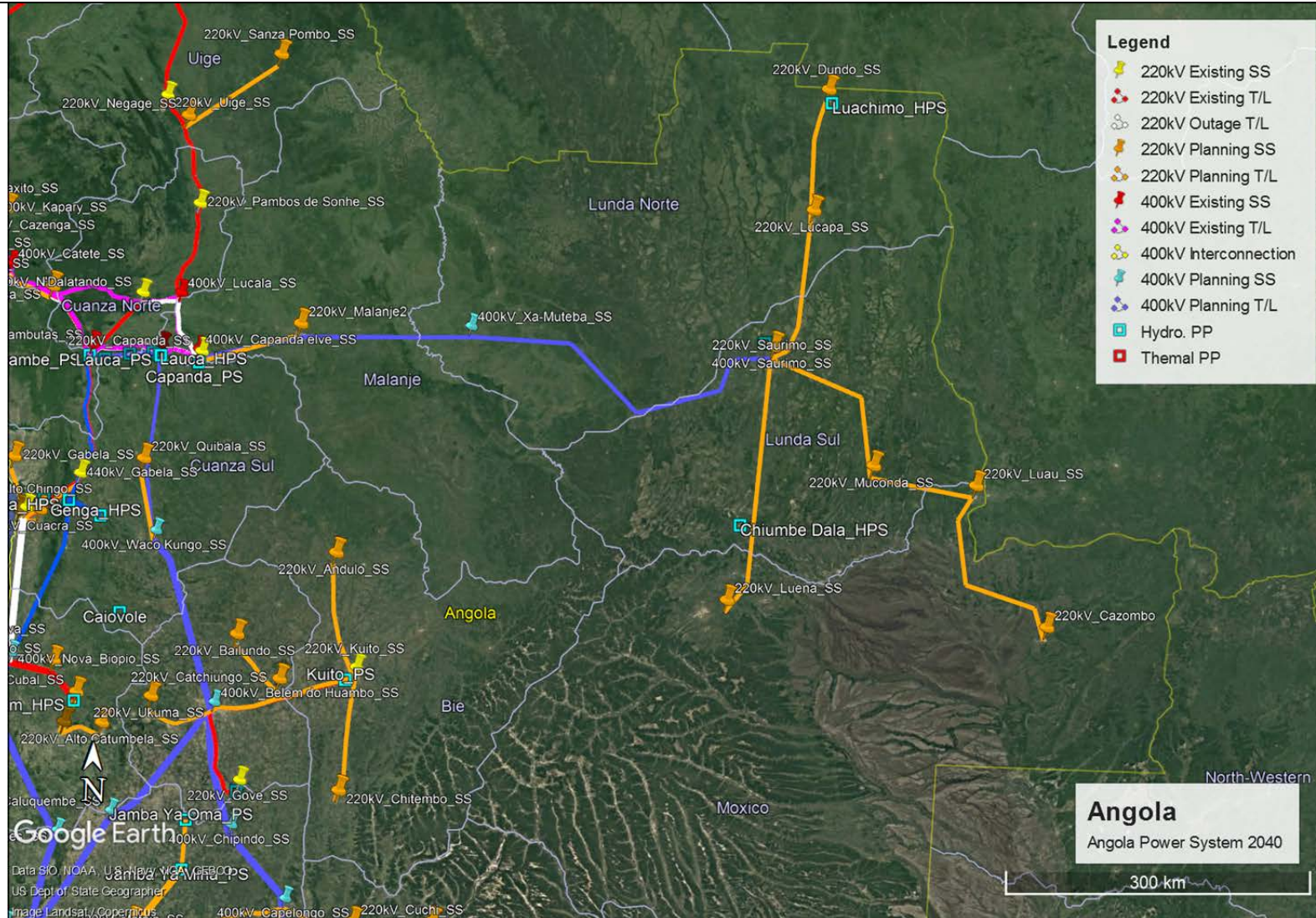


Figura 12-5 Mapa de projecto em 2040 (zona leste de Luanda)



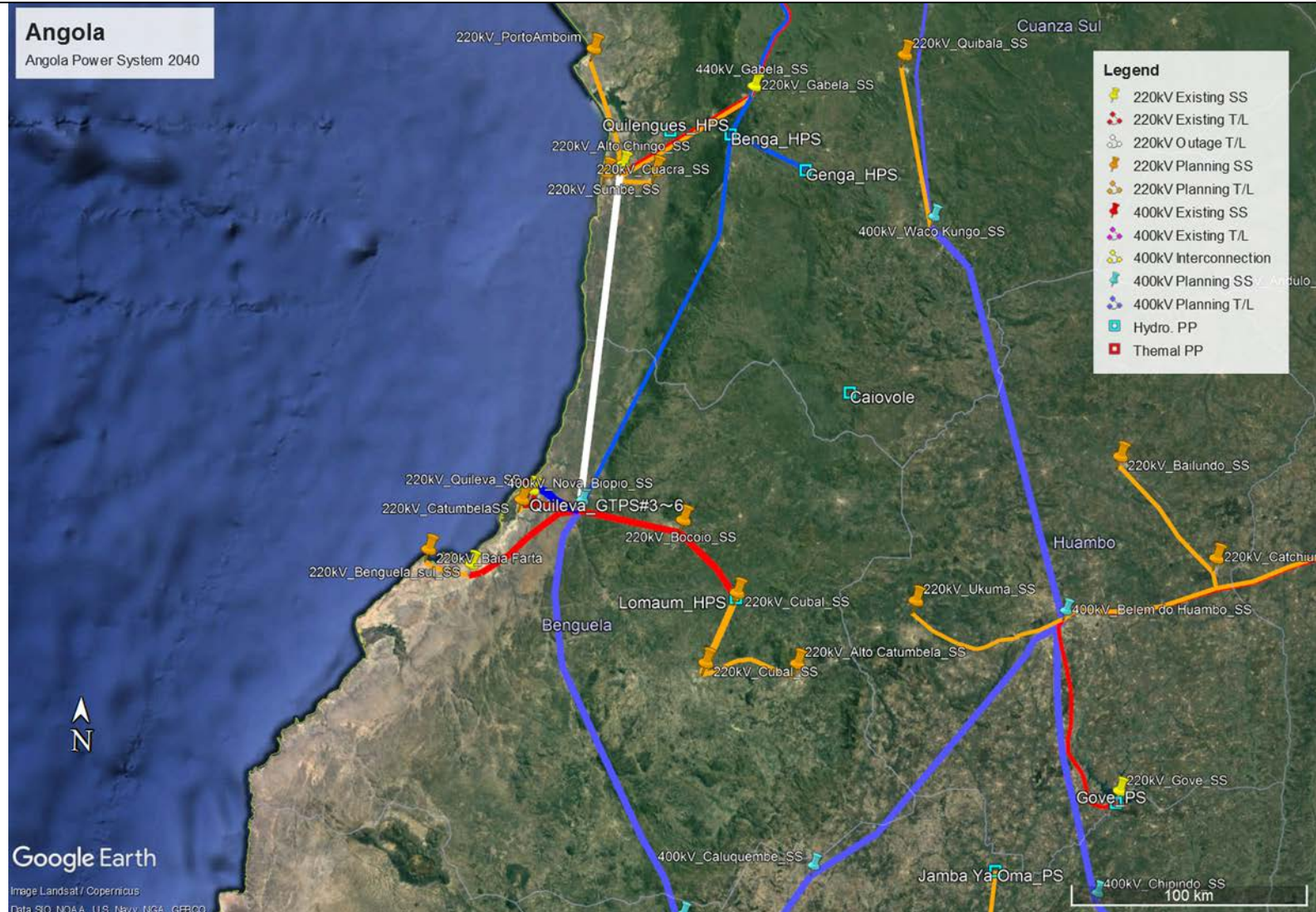


Figura 12-6 Mapa de projecto em 2040 (região central)



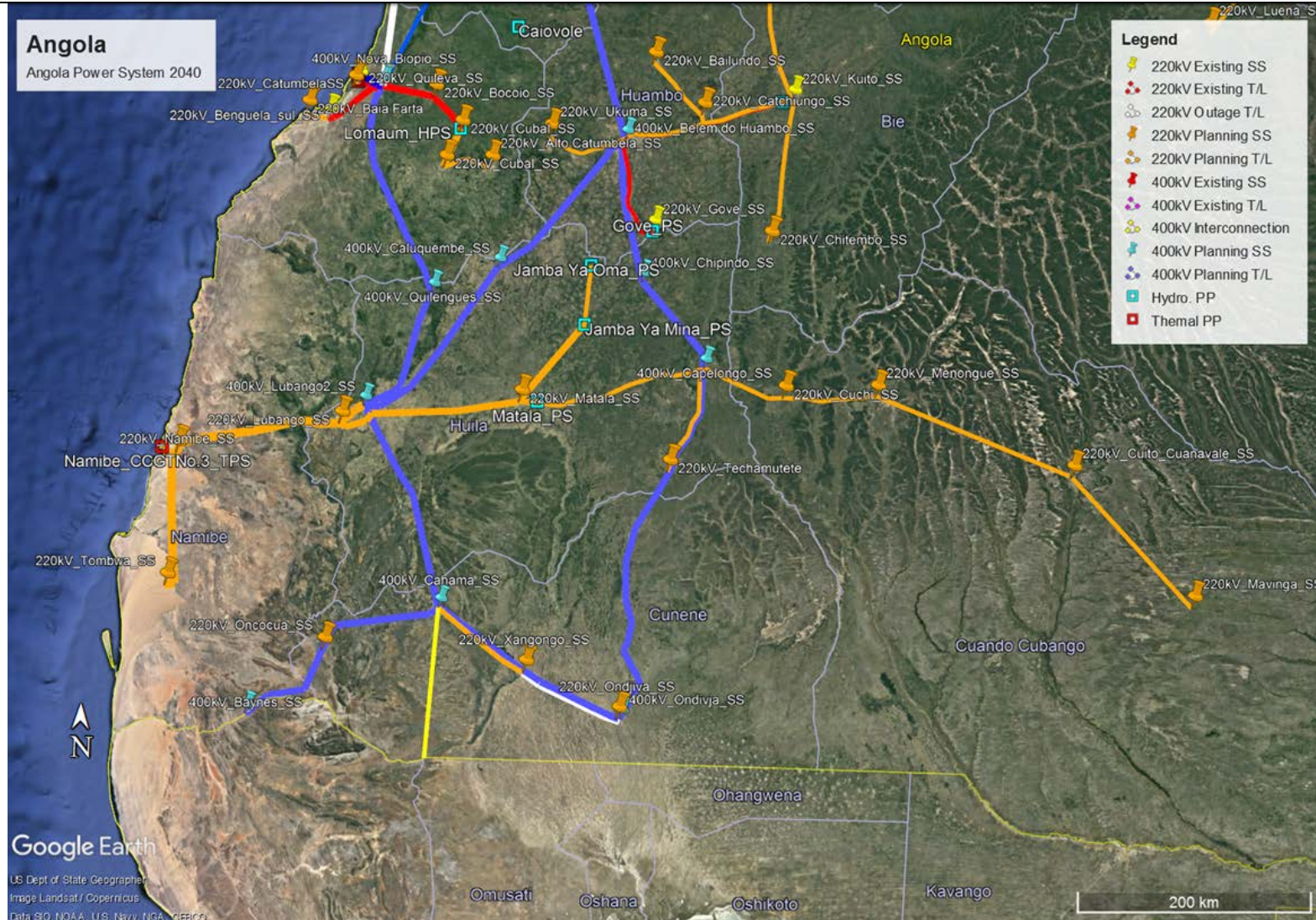


Figura 12-7 Mapa de projecto em 2040 (região sul)



## 12.2 Os projectos que Japão pode cooperar tecnicamente

### 12.2.1 Projectos de construção de novos CCGTs

Como mencionado no Capítulo 6, é necessário introduzir em Angola a geração por CCGT como fonte de energia para demanda média a fim de realizar a configuração óptima de fontes de energia. Os fabricantes japoneses possuem tecnologia mundial de ponta em CCGT, e esta é uma área onde é possível fazer cooperação técnica por fornecimento de máquinas principais e auxiliares de CCGT. Em termos de projecto típico de CCGT, é possível considerar um projecto nos moldes da Tabela 12-8.

**Tabela 12-8 Exemplo de projecto de CCGT**

| Item   | Especificação   |
|--|---|
| Conteúdo do projecto   | Construção de uma nova central  |
| Potência gerada  | Aprox. 750 MW/ central  |
| Custo de construção  | Aprox. 900 milh. USD  |
| Escopo do projecto   | Máquina principal CCGT, máquinas auxiliares (refrigerador, tanque de combustível, carburador, etc.), obras civis  |
| Tipo de projecto   | EPC, BOT, IPP   |
| Referência (os preços foram levantados no Japão pela Equipa de Estudo)   | Custo de construção do tanque GNL: 100 - 150 milh. USD/ unidade<br>Custo de construção do gasoduto: 4 - 13 milh. USD/ km<br>FSRU (Unidade Flutuante de Regaseificação e Armazenamento): 250 - 330 milh. USD (Capacidade 140.000 m3)<br>Custo de construção do tanque GLP: 10 - 30 milh. USD/ unidade (Capacidade 20.000 m3) |
| [Sobre o tanque] O CCGT classe 750 MW consome cerca de 50.000 m3 de GNL por mês. Com um tanque de GNL de 125.000 m3 é possível armazenar combustível para 2 meses ou mais. Depende da abordagem a ser tomada no fornecimento de combustível pelo tanque (recebimento do combustível), mas é preferível que se tenha dois tanques por questões de utilidade. Com dois tanques é possível operar até cerca de 4 centrais de CCGT em paralelo. Da mesma forma, se o combustível for GLP serão necessárias aproximadamente 30.000 toneladas de GLP por mês. Ao contrário do GNL, o GLP apresenta meios diversificados de aquisição, por isso não é necessário armazená-lo em grandes quantidades. Considera-se suficiente um tanque de cerca de 20.000 toneladas, incluindo combustível de backup. |   |



### **12.2.2 Projecto de Reforço do Sistema de Transmissão de Energia da Região Sul**

O projecto de reforço do sistema de transmissão do sistema norte está em andamento com os recursos da China e Brasil, por isso é prudente que o Japão coopere em projectos de reforço do sistema de transmissão de energia nas regiões central e sul. No entanto, para que o Japão coopere financeiramente, é necessário considerar a possibilidade de participação de empresas japonesas o que implica também questões de segurança operacional.

Foi obtido o mapa de riscos de Angola no sítio web sobre Segurança no Exterior, do Ministério dos Negócios Estrangeiros do Japão, nele foi sobreposto o Plano de Reforço do Sistema de Transmissão de Energia de Angola, como mostrada na Figura 12-8.

A partir desta figura podem ser identificadas duas possibilidades de projecto. Uma possibilidade é o desenvolvimento de fonte de energia CCGT próximo ao porto de Lobito na província de Benguela e o desenvolvimento da linha de 400 kV para a subestação Nova Biopio de 400 kV, no entanto, este projecto apresenta uma extensão curta de apenas 23 km e o trabalho de reforço do sistema de transmissão dessa região já é feito por grupos chineses, como foi verificado no 2º levantamento de campo feito em Benguela e Huambo.

Outra possibilidade é o desenvolvimento de uma linha de transmissão de 220 kV que liga a fonte de energia CCGT próximo ao porto de Namibe, a subestação de 220 kV de Namibe e a subestação de 400 kV de Lubango 2. Já se fez o levantamento deste traçado de carro na ocasião do 3º levantamento de campo, e foi verificado que não há grandes riscos em termos de segurança e o é projecto é adequado mesmo em termos de tamanho, portanto o presente trabalho recomenda a realização deste projecto. Além disso, resolveu-se incluir ao projecto a subestação de Tombwa de 220 kV que tem previsão de receber nas suas proximidades o desenvolvimento de uma grande central de geração eólica na mesma época.

Tabela 12-9 Projecto de Sistema de Transmissão de Energia da Região Sul



Figura 12-8 O plano de reforço do sistema de transmissão de energia sobreposto ao mapa de riscos

Tabela 12-10 Projecto de Sistema de Transmissão de Energia da Região Sul

|                           | Tensão | Nome da instalação     | Tamanho                          | Custo geral(MUS\$) |
|---------------------------|--------|------------------------|----------------------------------|--------------------|
| Subestação transformadora | 400kV  | Lubango2               | 900MVA                           | 51.3               |
|                           | 220kV  | Namibe                 | 240MVA                           | 24.5               |
|                           | 220kV  | Tombwa                 | 120MVA                           | 18.1               |
| Linha de transmissão      | 220kV  | Linha Lubango 2–Namibe | Circuito duplo, extensão: 154 km | 68.0               |
|                           | 220kV  | Linha Namibe–Tombwa    | Circuito duplo, extensão: 110 km | 49.5               |
| Total dos projectos       |        |                        |                                  | 211.4              |

### **12.2.3 Projecto de ampliação da fonte de energia de pico (GT) e implementação do SCADA**

Como resultado da análise do Plano Óptimo de Fontes de Energia ficou evidenciada a necessidade de implementar uma certa quantidade de GTs como fontes de energia para demanda de pico. Uma vez que os fabricantes japoneses possuem tecnologia mundial de ponta, considera-se que a cooperação técnica seja possível.

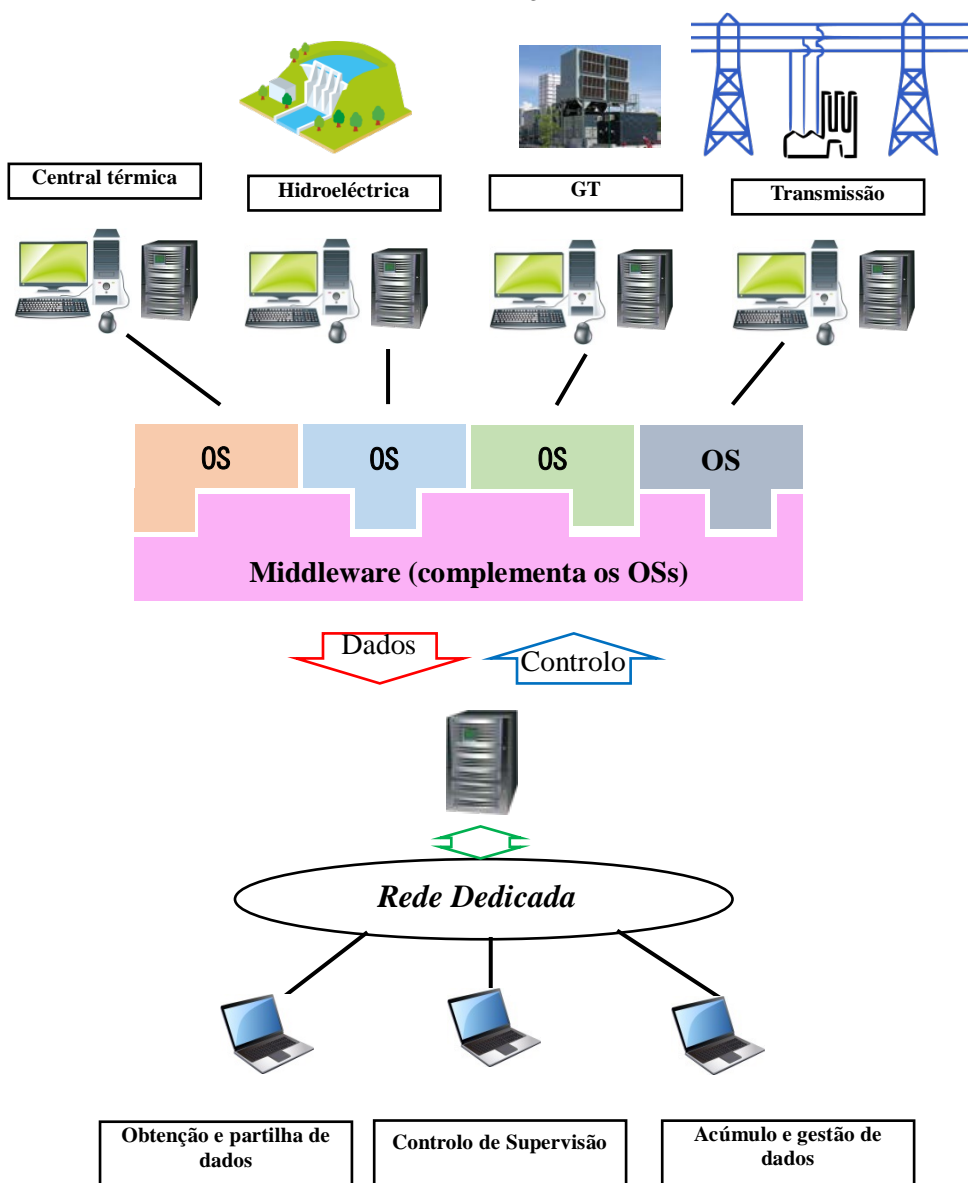
As características necessárias para uma fonte de energia para demanda de pico são: apresentar baixo custo de geração mesmo em momentos de baixo índice de operação e ser capaz de atender a variações bruscas de carga comuns durante a ocorrência de demanda de pico. Para tanto, é necessário implementar sistemas de controlo de geração de energia como o SCADA. Com a introdução do SCADA será possível acumular com facilidade dados de geração de energia e de demanda, o que permitirá melhorar a eficiência dos trabalhos de operação do sistema e garantir a estabilidade do sistema.

Como o Japão também detém uma boa experiência nesta área acredita-se que a cooperação técnica seja possível.

**Tabela 12-11 Exemplo de projecto de implementação de fonte de energia de pico e SCADA**

| Projecto de GT       |                                 | Implementação do SCADA |   |
|----------------------|---------------------------------|------------------------|---|
| Conteúdo do projecto | Construção de uma nova central  | Conteúdo do projecto   | Desenvolvimento/ implementação do SCADA |
| Potência gerada      | Aprox. 100 MW / unid.           | Custo                  | Depende do tamanho do desenvolvimento   |
| Custo de construção  | Aprox. 60 a 80 milh. USD/ unid. |                        |   |
| Tipo de projecto     | EPC, BOT                        | Tipo de projecto       | Projecto técnico                        |

**O sistema de cada instalação**





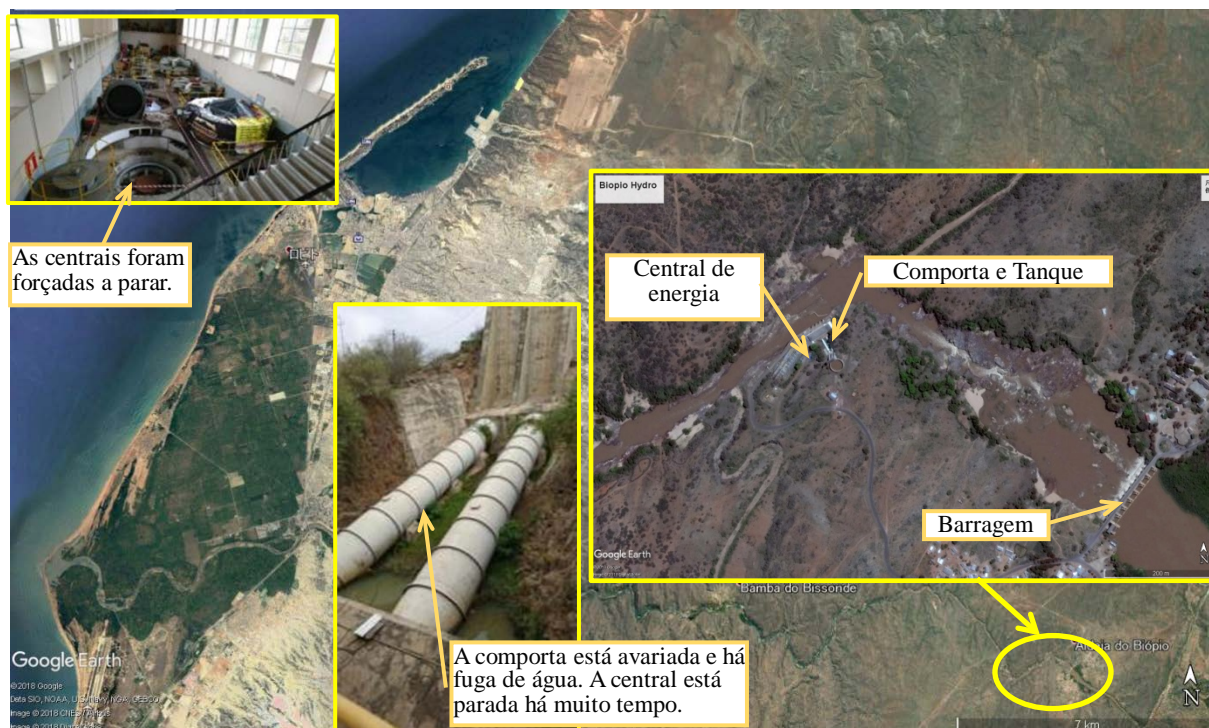
### 12.2.4 Projecto de Repotenciação de Hidroeléctricas Antigas

As centrais hidroeléctricas de Biópio e de Matala são duas centrais de porte médio mas exercem função central como fontes de energia regionais. Entretanto, ambas as centrais foram desenvolvidas na década de 1950 e enfrentam problemas de danos no equipamento e queda na eficiência devido ao envelhecimento e outras causas. Para essas centrais considera-se eficaz fazer um diagnóstico e reabilitação das instalações existentes para que possam reforçar novamente o fornecimento de energia na região.

O Japão também possui larga experiência nesta área de repotenciação de centrais hidroeléctricas envelhecidas e acredita-se que a cooperação técnica seja possível.

**Tabela 12-12 A situação das centrais**

| Nome   | Província | Municipalida de | Capacidade instalada (MW) | Capacidade disponível (MW) | Início de operação | Status   |
|--------|-----------|-----------------|---------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| Biópio | Benguela  | Lobito          | 14,58 (4x 3,645)          | 12,0                       | 1955               | A tubulação hidráulica está danificada e não consegue fornecer água ao moinho de água. Por isso, a central está totalmente parada. |
| Matala | Huíla     | Matala          | 40,8 (4x 13,6)            | 27,2                       | 1959               | Das 3 unidades, 1 unidade não está instalada. Estima-se que as outras 2 unidades também apresentem perda na eficiência.            |



**Figura 12-9 A situação actual da central hidroeléctrica de Biópio**

## 12.3 Recomendações aos Planos de Acção do MINEA, RNT, PRODEL, ENDE e IRSEA Relativos ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica

### 12.3.1 Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica

Foram levantadas as seguintes acções no Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica:

**Tabela 12-13 Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica**

| Objectivo  | Item   | O conteúdo do Plano de Acção  |
|--|--|---|
| Plano de acção relacionado ao trabalho de manutenção dentro do Plano Director de Energia Eléctrica | Criação da estrutura                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Estabelecimento do Instituto de Planeamento de Desenvolvimento de Energias (IPDP, <i>Institute of Power Development Planning</i>, nome provisório)</li> </ul>  |
|  | Continuidade do Plano Director                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Continuidade da revisão da previsão de demanda de energia</li> <li>➤ Recolha de dados necessários de indicadores económicos</li> <li>➤ Recolha de dados de demanda, melhoria dos métodos de acúmulo</li> <li>➤ Entrevista junto aos consumidores, etc.</li> </ul>  |
|  |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Continuidade da revisão do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia</li> <li>➤ Revisão do Plano de aquisição de energia</li> <li>➤ Continuidade na recolha de informações sobre as tecnologias recentes ligadas às energias hidroeléctrica e térmica</li> <li>➤ Continuidade do levantamento de potencial hídrico</li> <li>➤ Continuidade do estudo do Plano Óptimo de Fontes de Energia</li> </ul> |
|  |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Continuidade da revisão do Plano de Desenvolvimento da Transmissão</li> <li>➤ Continuidade da análise de fornecimento de energia e desequilíbrio na demanda de energia eléctrica</li> <li>➤ Revisão das especificações de transmissão</li> <li>➤ Revisão do cálculo do fluxo de potência</li> </ul>  |
| Plano de acção relacionado à execução do projecto de desenvolvimento                               | Gestão empresarial, gestão do projecto         | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inserção no Plano de Médio Prazo do Plano Director</li> </ul>  |
|  | Gestão e reforma dos financiamentos de capital | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Estudo de melhoria da estrutura de tarifas</li> <li>➤ Estudo do método de aproveitamento dos empréstimos</li> <li>➤ Estudo sobre o método de aproveitamento de capitais privados</li> </ul>  |
| Outros:  | Reforma organizacional do centro de despacho   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Estudo de implementação do SCADA</li> <li>➤ Estabelecimento da estrutura do centro de despacho</li> </ul>  |

A partir da próxima secção serão descritos os pontos de destaque no Plano de Acção.

### 12.3.2 Realização periódica do trabalho de revisão do Plano Director de Energia Eléctrica e criação do departamento responsável

Como pré-requisitos para a formulação do plano mestre de energia que são a demanda de energia eléctrica, as situações de geração de energia, o cronograma do projecto e as tecnologias relacionadas à energia eléctrica evoluem a cada dia, é importante revisar o Plano Director de Energia Eléctrica a cada três a cinco anos. Para realizar isso, é necessário que se crie um departamento dedicado a esse trabalho.

Na situação actual, os departamentos de planeamento de energia em Angola estão distribuídos em cada uma das empresas públicas, e o trabalho elaborado por cada um deles é reunido no MINEA. Mas não se pode dizer que esse tipo de estrutura seja eficiente e eficaz. Por essa razão, num futuro próximo, é necessário instalar um departamento responsável pelo planeamento de energia (previsão de demanda, planeamento de desenvolvimento de fontes de energia e de transmissão e distribuição) onde devem ser reunidas pessoas motivadas que juntos irão se debruçar de forma íntegra ao trabalho de revisão do Plano Director, e o departamento servirá também para formar recursos humanos. Sendo assim, é necessário avançar com os preparativos imediatamente.

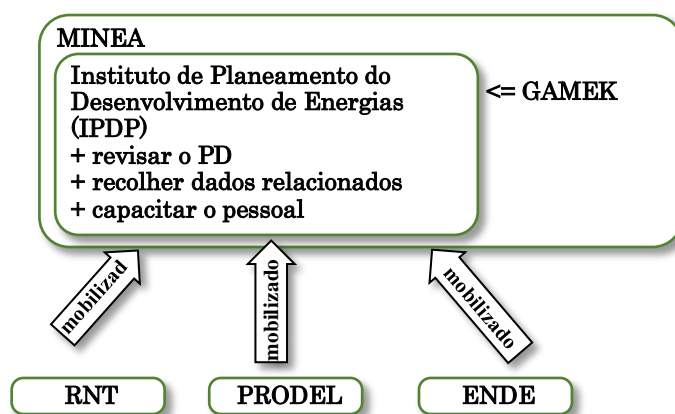
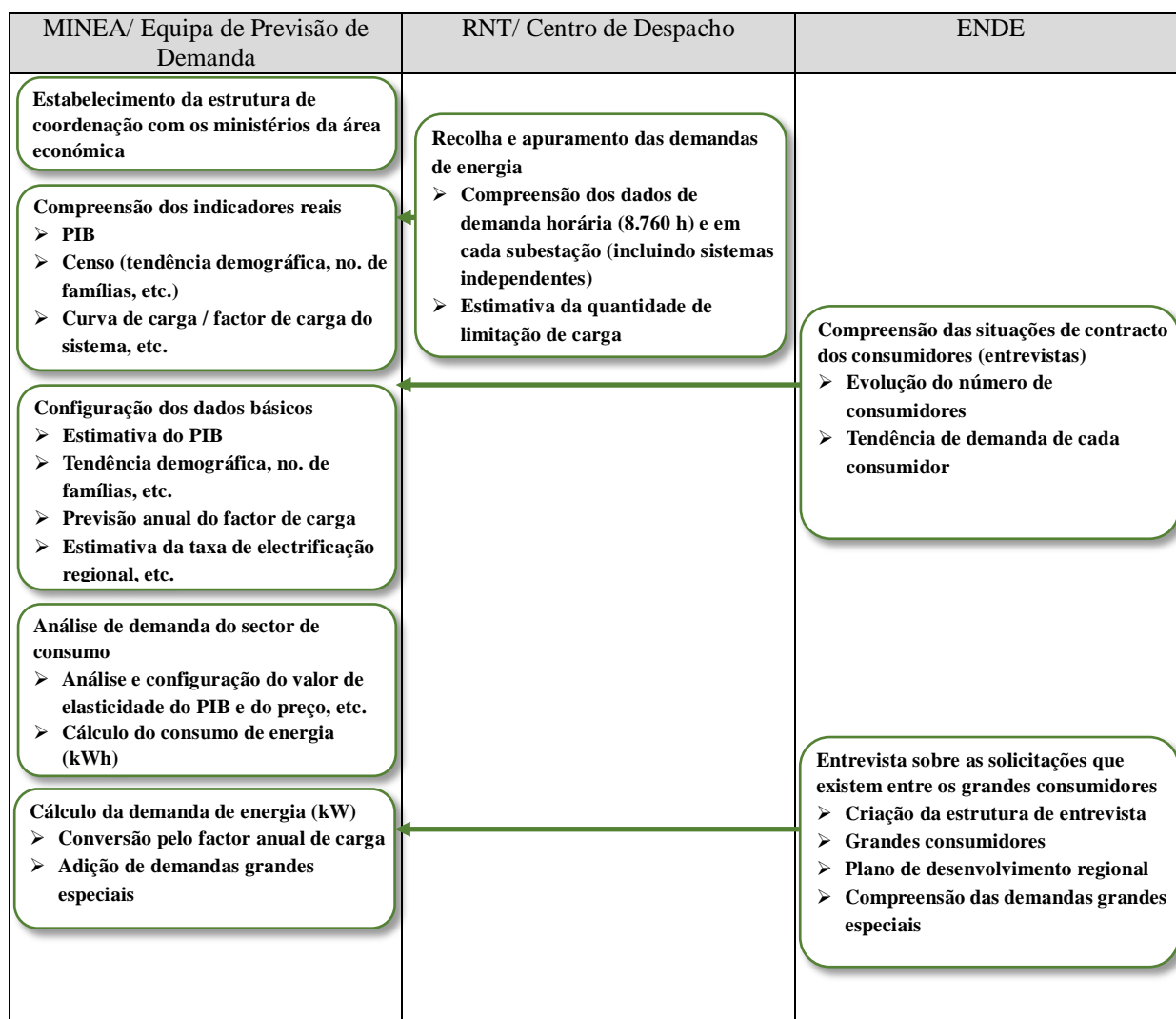


Figura 12-10 Exemplo de organização de formulação do Plano Director de Desenvolvimento de Energia Eléctrica

### 12.3.3 Actividades de melhoria para estabelecimento do método preciso de previsão de demanda

No momento não há acúmulo de dados necessários para a se fazer a previsão da demanda de energia em Angola. No futuro, para revisar o Plano Director de Energia Eléctrica de modo que este se torne cada vez melhor, é necessário preparar uma estrutura capaz de acumular esses dados e possibilitar a previsão da demanda de energia com maior precisão. Além disso, é necessário montar uma estrutura de entrevista (inquérito) capaz de obter informações necessárias para uso da ENDE, tais como as solicitações de contracto feitas pelos consumidores por áreas de fornecimento das unidades da subestação de distribuição, bem como informações sobre construção de fábricas, estabelecimentos comerciais, etc.

É mostrado a seguir, um exemplo de estrutura de previsão de demanda de energia.



**Figura 12-11 Conteúdo e estrutura de trabalho para previsão da demanda de energia**

### **12.3.4 Revisão do levantamento sobre potencial hídrico**

Na elaboração do Plano de Desenvolvimento de Fontes de Energia o plano de desenvolvimento de hidroeléctricas é um item importante a ser considerado. Principalmente em se tratando de um país como Angola onde a proporção de fontes de energia hídrica é alta.

Os dados mais básicos a serem referidos quando se considera um plano de desenvolvimento de energia hidroeléctrica são os dados de levantamento do potencial hidroeléctrico. Os resultados do levantamento do potencial hidroeléctrico são influenciados por variações de factores como ambiente natural, social e económico e portanto é importante que sejam revisados periodicamente. Em Angola encontra-se descrições sobre uma parte do seu potencial hidroeléctrico no Angola Energia, embora seja desconhecida a situação de execução de revisões periódicas deste tipo de levantamento. Por esse motivo, o presente relatório recomenda a revisão regular deste tipo de levantamento.

### **12.3.5 Melhorias nos meios de obtenção de financiamento**

Como mostrado no Capítulo 9, o montante total de investimento do sector de geração de energia será de 3.1548 milhões de USD. É impossível financiar todo esse investimento no sector de geração de energia pela finança do Estado. São considerados os seguintes meios para possibilitar a captação dos recursos necessários:

- Aproveitamento do capital privado
- Aproveitamento de diversos financiamentos ODA
- Melhoria do sistema de tarifa de energia eléctrica

#### **(1) Criação de um mecanismo de aproveitamento do capital privado**

Como uma medida para reduzir a carga sobre as finanças do Estado é possível aproveitar o capital privado através de meios como a participação de IPPs. Em Angola a Lei de PPP entrou em vigor em Abril de 2011, e prevê a participação de IPPs no mercado a partir de 2021. No entanto, as formas de concessão de licenças de participação (método de licitação), do contracto de venda de energia, o sistema de tarifas entre outras questões ainda não estão esclarecidas e é necessário definir objectivamente a concepção do sistema.

#### **(2) Estabelecimento do método e mecanismo de contracção de empréstimos externos**

Angola tem contraído empréstimos de países europeus e da China, mas daqui para frente, do ponto de vista da diversificação na captação de recursos, será preciso considerar outros apoios além das citadas entidades doadoras e da China. No entanto, deve-se notar também que os empréstimos

concedidos pelos países membros da OCDE e por organizações de ajuda internacional apresentam conceitos e condições de financiamento diferentes da assistência financeira oferecida pela China.

- A prática em Angola é de os projectos de construção desenvolvidos por recursos externos ficarem a cargo da GAMEK, enquanto que após a sua conclusão as instalações construídas passam para o controlo da PRODEL, RNT ou ENDE. Além disso, o pagamento do empréstimo fica a cargo do Governo Angolano, o que resulta em que a entidade implementadora (implementation agency), a entidade devedora (borrower) e a entidade pagadora (repayer) são todos órgãos diferentes. Considerando a carga financeira dos empréstimos e a necessidade ou não de garantias governamentais para obtenção destes, é preciso reavaliar essa situação onde a entidade implementadora, o devedor e o pagador são todas entidades diferentes.
- Também é necessário conhecer bem o ciclo de formação de projectos de financiamento em cada organização doadora e os requisitos para o exame do financiamento e o tempo necessário para o processo todo. Com base nessas informações, é possível decidir quais são os projectos que devem solicitar ajuda financeira e quais devem ser desenvolvidos por conta própria.
- Os empréstimos da JICA e do BAD requerem garantias do governo. Além disso, a premissa do empréstimo em iene da JICA é que o governo beneficiário faça primeiro uma solicitação formal. Portanto, deve-se estabelecer um fluxo interno de procedimentos de aprovação e de solicitação formal não só na entidade implementadora mas também dentro das autoridades competentes do Governo Angolano.
- Por outro lado, é preciso ater-se à dívida externa do Governo Angolano e o risco de não poder obter a garantia por parte do Governo Angolano. Se por ventura, não houver a garantia por parte do Governo, existe o risco de não conseguir obter empréstimo externo e assim o desenvolvimento não avançar. Nesse caso, será necessário melhorar a situação financeira das entidades implementadoras dos projectos através de esforços como o aumento do preço das tarifas, entre outros.
- Para fazer o exame de financiamento de um projecto é necessário elaborar um Relatório de Implementação (I/P, Implementation Report) que requer tempo e recursos para o seu levantamento. Para tanto, a JICA possui um sistema (\*) de apoio para esse tipo de levantamento dentro do seu ciclo de projecto. Para tirar proveito desse recurso é necessário conhecer a fundo o ciclo de formação de projectos das agências doadoras.

※ Refere-se ao Levantamento de Promoção do Empréstimo de Cooperação Financeira (SAF, Special Assistance Facility) que faz parte do ciclo de projecto da JICA. São três os tipos de levantamentos - Levantamento de Promoção à Formação de Projecto (SAPROF: Special Assistance for Project Formation), Levantamento de Promoção para Implementação do Projecto (SAPI: Special Assistance for Project Implementation), Levantamento para Promoção dos Efeitos da Ajuda (SAPS: Special Assistance for Project Sustainability).

A Figura mostra um exemplo de cronograma de projecto de uma central térmica com financiamento de empréstimo em iene.

**Tabela 12-14 Fluxo do empréstimo em iene**

| Tabela de tempo                       | Item   | Duração  |
|---------------------------------------|--|----------|
| Preparação do Projecto                | Missão de apuramento de factos, F/S, etc.  | 1-2 anos |
| Pedido oficial de empréstimo          | Procedimentos oficiais das instituições financeiras  |          |
| Formação do Projecto                  | Prosseguimento do ciclo do projecto e aproveitamento do sistema oficial de apoio à formação de projectos, como o SAPROF. | 1-2 anos |
| Avaliação do projecto                 | Se necessário, troca de acordo de empréstimo para serviços de engenharia (E/S)   |          |
| Troca de Notas e Acordo de Empréstimo | Por vezes inclui empréstimo E/S acima  |          |
| Implementação do Projecto             |  | 4-7 anos |

(3) Melhoria da estrutura de tarifas

Para uma empresa de energia eléctrica realizar um fornecimento estável de energia e um reforço planeado das suas instalações, o ideal seria fazê-los com recursos próprios e para tanto é importante que faça uma configuração de tarifas que possibilite a recuperação do capital investido. Para tanto, é importante avaliar o plano de acções capazes de realizar o nível de tarifa analisado no Capítulo 9.

- O estudo das tarifas deve considerar as receitas e as despesas envolvidas no empreendimento. Um exemplo de estudo foi realizado na secção 9.3 onde se calculou os CMLPs e as despesas por kWh incluindo o custo financeiro. É necessário criar uma estrutura onde é possível obter, a qualquer momento, os dados contábeis necessários para a análise da tarifa.
- A prática de conter a tarifa de distribuição de energia eléctrica provendo subsídio para cobrir artificialmente o défice nas suas contas acaba criando uma situação onde o custo básico real passa despercebido, no entanto, a maneira correta de quantificar a proporção de subsídio a prover é exactamente através do cálculo preciso das receitas e despesas do empreendimento.
- É recomendado daqui para frente que sejam implementadas revisões na tarifa de energia através da avaliação das despesas de geração de energia, transmissão e distribuição, com base no levantamento feito neste trabalho, e cujo papel central deve ser assumido pelo IRSEA.

(4) Estabelecimento do mecanismo de solicitação do empréstimo

Outra maneira de captar recursos é por meio de empréstimos. Angola já recebe empréstimos ODA implementados pela Europa e China. Principalmente ODAs da China apresentam um volume significativo, embora a sua continuidade futura a esse patamar seja incerta. Por esta razão, o Governo

Angolano tem mostrado no momento expectativas em receber ODA (APD) de países membros da OCDE, incluindo o Japão.

No entanto, uma vez que esses empréstimos têm o princípio de ajuda desvinculada (untied) existe a possibilidade de exigir demasiado tempo na sua implementação, por isso é essencial fazer um aproveitamento sistemático do empréstimo ODA e a preparação para isso torna-se importante.

### **12.3.6 Inserção das Actividades no Plano de Médio Prazo (3 a 5 anos) do Plano Director**

O Plano Director de Energia Eléctrica é um plano de super-longo prazo cujo período excede dez anos e isso dificulta uma percepção realista dos trabalhos. As empresas de energia eléctrica em geral costumam desmembrar uma parte desse plano de super-longo prazo em planos de médio prazo de modo a inseri-los nos planos anuais de administração e planos individuais de implementação de cada projecto. Nessa tarefa é comum incluir principalmente os seguintes itens:

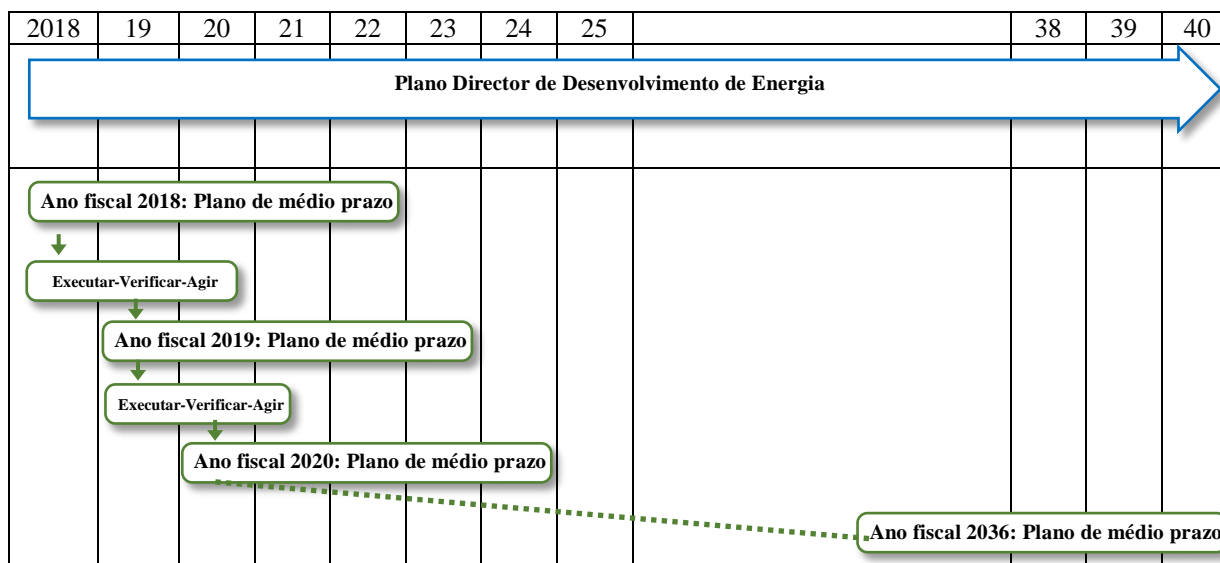
- Previsão da demanda de energia
- Plano de transmissão de energia
- Plano de transmissão e distribuição
- Plano de investimento em instalações (com base nos planos de geração e de transmissão e distribuição)
- Plano de aquisição de combustível
- Plano de captação de recursos
- Plano de O & M
- Plano de cobrança de tarifas
- Plano de desenvolvimento organizacional e de RH
- Outros

Assim, será elaborado um orçamento anual baseado na implementação desses planos.

Mesmo em Angola, é comum às empresas RNT, PRODEL e ENDE elaborarem um plano de médio e longo prazo com base no Plano Director de Energia Eléctrica revisado pelo MINEA, e através do ciclo PDCA (Planear-Executar-Verificar-Agir) fazer a revisão anual dos seus respectivos planos.



**Tabela 12-15 Ciclo de elaboração do Plano de Médio a Longo Prazo**



### 12.3.7 Melhoria do sistema de operação do sistema de energia e implementação do SCADA

Como mencionado anteriormente, no momento em Angola não estão a ser recolhidos e acumulados vários dados de operação. Estima-se que uma das razões disso é que a grande maioria dos dados são registados à mão num formulário e enviados à sede, que por sua vez digitaliza os dados a partir dessas folhas.

No presente estudo, foram visitadas várias subestações e centrais locais, onde todas as instalações novas dispunham de sistemas de operação com computadores, mas mesmo nesses casos, os dados operacionais eram preenchidos à mão nos formulários de dados que posteriormente eram enviados à sede da empresa.

Acredita-se que isso se deva ao facto das especificações do sistema de operação não terem sido unificadas na fase de projecto, e os próprios projectos foram desenvolvidos sem considerar o recurso de transmissão de dados.

Para fazer o uso efectivo desse sistema, é necessário desenvolver um *middleware* capaz de integrar cada sistema e fazer com que os dados possam ser visualizados e transmitidos, portanto é recomendado que seja feito este desenvolvimento.

Este sistema pode ser aplicado para possibilitar o controlo remoto dos equipamentos, sendo possível a sua aplicação na implementação do sistema SCADA.

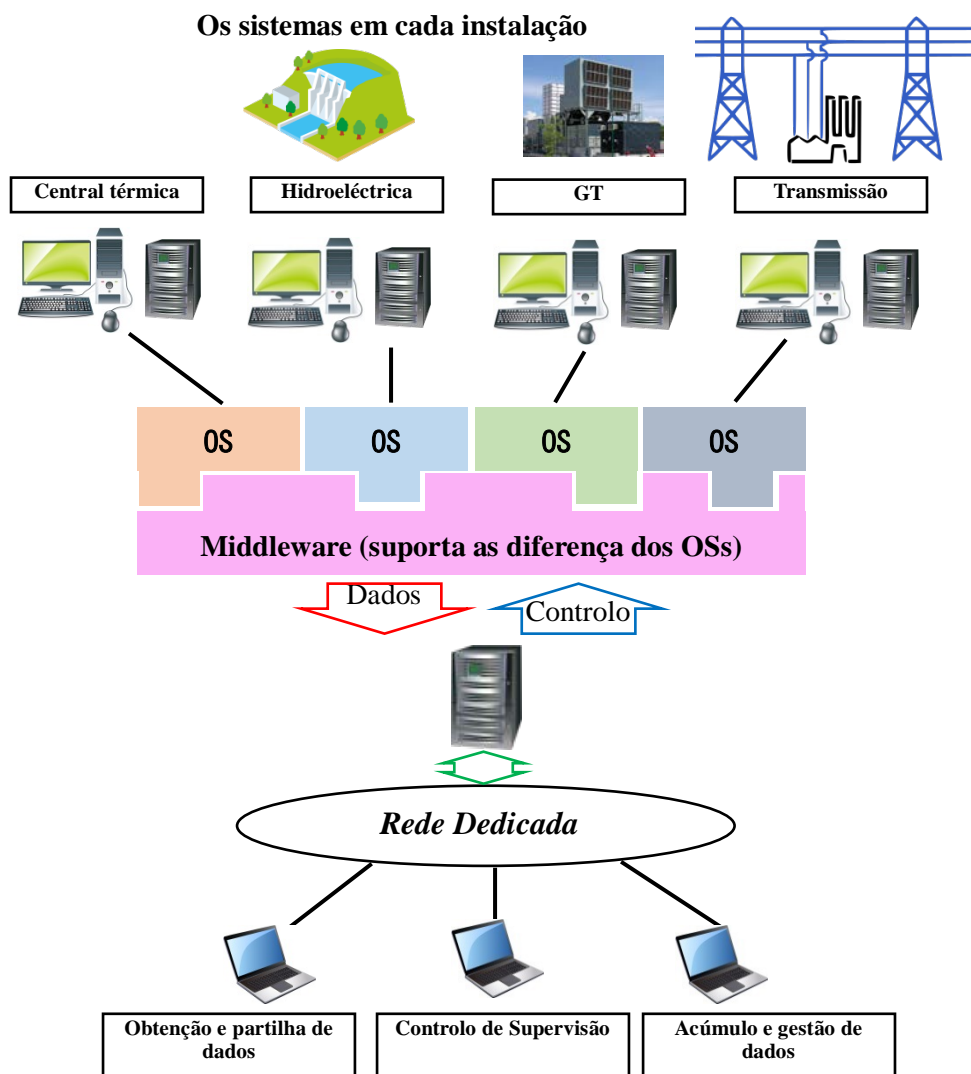


Figura 12-12 Exemplo de uso do SCADA

### 12.3.8 Criação do sistema operacional que aproveita as características da geração de energia

A configuração óptima das fontes de energia é obtida pelo estudo da combinação dos meios de geração de menor custo básico para determinadas taxas de operação dessas instalações. Para demandas de pico que apresentam uma baixa taxa de operação, o custo básico se torna mais barato pelo uso de GTs. Por outro lado, a demanda de base que apresenta uma taxa de operação grande deve ser atendida pela geração por energia hidroelétrica. Em outras palavras, o centro de despacho deve cuidar para que no caso de usar o GT como fonte de energia para demanda de pico, controlá-lo para que não esteja a gerar electricidade por muitas horas, enquanto que as fontes de energia para demanda de base devem operar pelo maior tempo possível. Principalmente a demanda de pico apresenta variações bruscas e o controlo minucioso da operação desta faixa de horário é imprescindível em termos de fornecimento estável de energia, assim o estabelecimento de um sistema de controlo é extremamente importante.

As Figuras 12-13 e 12-14 mostram a estrutura do controlo de despacho de energia da TEPCO, onde foram instalados centros regionais de despacho subordinados ao centro principal de despacho. Sob a supervisão da central principal de despacho, cada centro regional de despacho faz o ajuste da operação de forma planeada, dá os comandos de geração de energia e faz a gestão do registo da operação. A operação das centrais de geração de acordo com as suas características somente é possível pelo estabelecimento de uma estrutura como essa, e daqui para frente será preciso implementá-la em Angola.

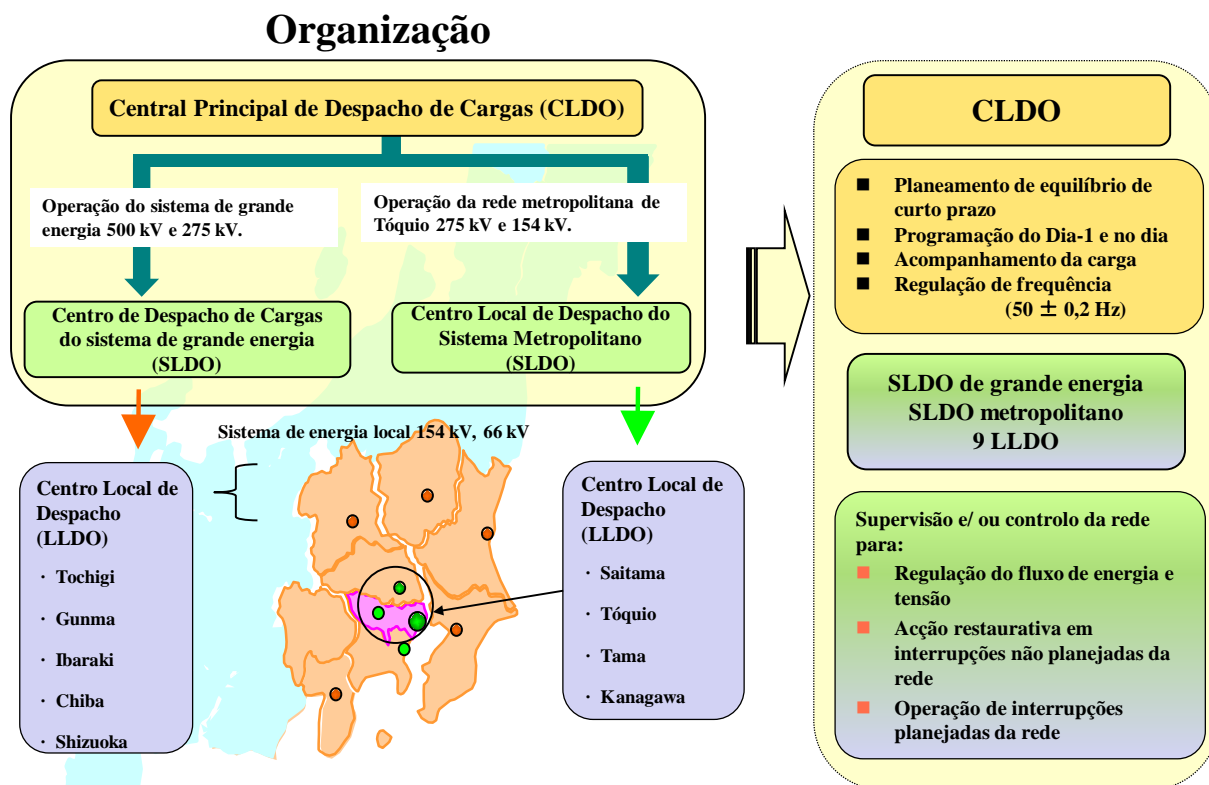


Figura 12-13 A composição da organização do centro de despacho de energia da TEPCO



4 pessoas / equipa x 5 equipas  
= 20 pessoas

Operação 24 horas em 3 turnos



Supervisor Chefe

○ **Coordenação do agendamento**

Desenvolver o plano de operação do dia seguinte de cada geração baseado na previsão de demanda da área e meteorologia.

○ **Despacho da geração**

Enviar instruções de geração de energia para as centrais e ajustar a frequência em 50 Hz.

○ **Gestão do registo**

Agregar os diversos tipos de registos principais de desempenho relacionados à demanda de energia, operação de geradores, eventos de operações do sistema, falhas de energia e assim por diante.

Figura 12-14 Alocação de pessoal na central

Tabela 12-16 Tabela de processos do Plano de Acção Relativo ao Plano de Desenvolvimento do Sector de Energia Eléctrica

|  |                                | 2018-20  | 2021-25   | 2026-30                               | 2031-35 | 2036-40 |
|--|--------------------------------|--|---|---------------------------------------|---------|---------|
| <b>Composição do departamento de estudo de planos</b>            | MINEA<br>RNT<br>PRODEL<br>ENDE | Estabelecimento do IPDP  |   |                                       |         |         |
| <b>Revisão do PD de Energia</b>                                  | MINEA /<br>IPDP                |  | ▼   | ▼                                     | ▼       | ▼       |
| <b>Actividades de melhoria do sistema de previsão de demanda</b> | RNT<br>ENDE                    | Projecto e implementação do SCADA  |   | Acúmulo e análise eficiente dos dados |         |         |
| <b>Organização e acúmulo de informações</b>                      |                                | Melhoria da estrutura de entrevistas ao consumidor; continuidade das entrevistas |   |                                       |         |         |
| <b>Implementação de entrevistas ao consumidor</b>                |                                |  |   |                                       |         |         |
| <b>Revisão do levantamento do potencial hidroeléctrico</b>       |                                |  | ▼   | ▼                                     | ▼       | ▼       |
| <b>Elaboração do plano de médio prazo</b>                        | RNT<br>PRODEL<br>ENDE          | Revisão anual do plano quinquenal  |   |                                       |         |         |
| <b>Desenho do sistema de tarifas de varejo</b>                   | IRSEA                          | Desenho do sistema de tarifas  | O mais tardar até o início da liberação do varejo |                                       |         |         |
| <b>Desenho institucional para entrada de IPPs</b>                | IRSEA                          | Desenho do sistema para IPP  | Até o início da entrada de IPPs                   |                                       |         |         |
| <b>Sistema de concessão, Estabelecimento de sistema de PPA</b>   |                                |  |   |                                       |         |         |
| <b>Reforma do centro de despacho</b>                             | RNT<br>PRODEL                  | Reforma organizacional do centro de despacho                                     |   |                                       |         |         |
| <b>Reforma organizacional do centro de despacho</b>              |                                | Projecto e implementação do SCADA  |   |                                       |         |         |
| <b>Implementação do SCADA etc.</b>                               |                                |  |   |                                       |         |         |



## Capítulo 13. Transferência de tecnologia e Capacitação

O presente trabalho prevê transferir a tecnologia referente ao desenvolvimento do Plano Director de Desenvolvimento de Energia Eléctrica. Na hora de elaborar o plano de implementação do trabalho, estava prevista fazer a transferência por OJT (treinamento no trabalho) e workshops (oficinas). No entanto, devido às seguintes razões, mudou-se o plano para a realização somente por workshops com o consentimento do lado Angolano:

- O facto dos profissionais angolanos participantes do trabalho estarem distribuídos de forma ampla pelo MINEA, RNT, PRODEL, ENDE e IRSEA, o que torna impossível fazer um OJT pelo envio de um especialista em transferência técnica num trabalho em conjunto.
- O escritório de trabalho concedido à Equipa de Estudo se encontra num local distante dos escritórios das contrapartes e torna a realização do OJT fisicamente impossível.
- Houve a intenção do MINEA em fazer com que o maior número possível de pessoal fosse capacitado.

### 13.1 Workshops (Realização de Oficinas)

Foram realizados workshops ao longo dos quatro levantamentos de campo, como mostrado na Tabela 13-1. Junto a isso, foi implementado no lado angolano o software PDPAT de simulação da operação da demanda e fornecimento.

Os materiais do programa do workshop foram entregues também à sede da JICA.

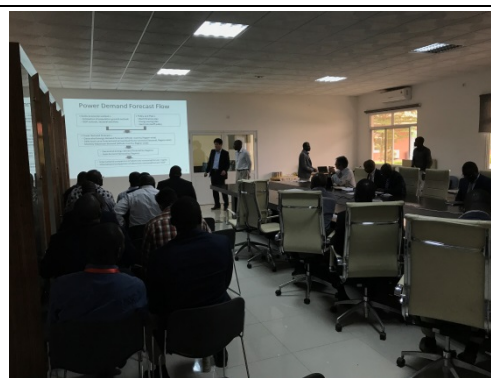
**Tabela 13-1 O programa do workshop**

| Levantamento local | Data    | Programa  |
|--------------------|---------|---|
| <b>1ª Missão</b>   | 18 Jul. | História do desenvolvimento de energia da TEPCO   |
|                    | 25 Jul. | Previsões de Demanda de Energia<br>+ Metodologia para Previsão de Demanda de Energia<br>Plano de Desenvolvimento da Geração<br>+ Critérios de fiabilidade do fornecimento |
| <b>2ª Missão</b>   | 28 Set. | Plano de Desenvolvimento da Geração<br>+ Método de selecção (screening)   |
|                    | 29 Set. | Plano de Desenvolvimento da Transmissão<br>+ Conceitos Fundamentais de Planeamento de Sistemas de Energia na TEPCO  |
|                    | 4 Out.  | Plano de Desenvolvimento da Geração<br>+ Despesas Anuais<br>Plano de Desenvolvimento da Transmissão<br>+ Análise de Fluxo de Potência                                     |
|                    | 5 Out.  | Plano de Desenvolvimento da Geração<br>+ Jogo de despacho   |
|                    | 6 Out.  | Plano de Desenvolvimento da Transmissão<br>+ Resumo do Projecto da Linha de Transmissão e Estimativa de Custos  |
| <b>3ª Missão</b>   | 12 Jan. | Análise Financeira e Económica<br>+ Item básico da Análise Financeira e Económica<br>Plano de Desenvolvimento da Geração  |

|                     |  |
|---------------------|--|
|                     | + Como operar o PDPAT  |
| 18 Jan.             | Plano de Desenvolvimento da Geração<br>+ Configuração de dados para o plano (1)  |
| 25 Jan.             | Previsão de demanda de energia<br>+ Conclusão<br>Plano de Desenvolvimento da Transmissão<br>+ Prosseguimento do trabalho de elaboração<br>+ Esclarecimento sobre alguns assuntos na elaboração do PDT<br>Plano de Desenvolvimento da Geração<br>+ Configuração de dados para o plano (2) |
| 31 Jan.             | Considerações Ambientais e Sociais<br>+ Avaliação Ambiental Estratégia (AAE)<br>Geral<br>+ Perspectivas do Plano Director Final de Desenvolvimento de Energia  |
| <b>Missão Final</b> | Procedimentos de elaboração o Plano Director de Desenvolvimento de Energia   |



18 Jul. Workshop



25 Jul. Workshop



25 Jul. Workshop



28 Set. Workshop



28 Set. Workshop



29 Set. Workshop



## 13.2 Realização de Missão de Convite ao Japão

Como parte da transferência de tecnologia, foram convidados profissionais do sector de energia de Angola para uma missão ao Japão para analisar a situação de operação do sistema (incluindo a operação do centro de despacho) e aprofundar os conhecimentos sobre a influência das energias renováveis no sistema de energia e as tecnologias avançadas em geração termoeléctrica de alta eficiência que as empresas japonesas detêm.

### 13.2.1 Participantes da missão

Ao todo foram 10 participantes provenientes de entidades como MINEA (incluindo GAMEK), PRODEL, RNT, ENDE e IRSEA.

**Tabela 13-2 Lista de participantes do lado angolano**

|     | Nome                                    | Entidade | Departamento   | Posição                      |
|-----|---|----------|--|------------------------------|
| Sr. | Oswaldo Marcos Julião Gonçalves         | MINEA    | Direcção Nacional de Energia Eléctrica                     | Engenheiro                   |
| Sr. | Ernesto Milton Pereira da Costa         | PRODEL   | Direcção de Produção Hidráulica                            | Director                     |
| Sr. | Cláudio Morais Marques                  | PRODEL   | Estatística e Planeamento                                  | Engenheiro Sénior            |
| Sr. | Eudes Panzo                             | RNT      | Planeamento de sistema de energia                          | Chefe de Departamento        |
| Sr. | Leonardo Tshama                         | RNT      | Planeamento de sistema de energia                          | Engenheiro                   |
| Sr. | Délcio Fonseca                          | RNT      | Planeamento de sistema de energia                          | Engenheiro                   |
| Sr. | Caterça Calumbo da Costa                | ENDE     | Protecção de manutenção                                    | Engenheiro                   |
| Sr. | Kuatel Xeku Conceição                   | ENDE     | Divisão de Operação  | Chefe da Divisão de Operação |
| Sr. | Negídio Francisco Neto da Silva Buakela | GAMEK    | Departamento Técnico                                       | Engenheiro                   |
| Sr. | Adérito Pedro Manico                    | IRSEA    | Supervisão Técnica e Qualidade do Serviço de Electricidade | Chefe de Departamento        |

### 13.2.2 Os resultados das actividades

Os locais de visitação foram escolhidos principalmente a partir dos seguintes pontos de vista.

- Permitir a compreensão da situação de operação do sistema das empresas japonesas de energia, e também as directrizes de treinamento dos seus funcionários
- Inspeção de um central *mega-solar* de geração de energia solar para compreender o impacto das energias renováveis ao sistema, e inspeção de central hidroeléctrica por bombeamento que exerce papel regulador do sistema de energia.

- Compreensão das tecnologias japonesas de gás de última geração em termos de geração de energia térmica a carvão e de geração de energia por ciclo combinado.
- Compreensão da tecnologia de interconexão entre os sistemas das companhias japonesas de energia.

O programa da missão de convite e o conteúdo das actividades estão mostrados na tabela.

**Tabela 13-3 Resultados das actividades da missão de convite ao Japão**

| <b>Data</b> | <b>Horário</b> |       | <b>Conteúdo</b>   | <b>Local de visitação</b>                               |
|-------------|----------------|-------|---|---|
| 11/27       | -              | 22:45 | Chegada ao Japão  |   |
| 11/28       | 13:00          | 14:30 | Visita de cortesia à Divisão de Desenvolvimento Industrial e Políticas Públicas da JICA                     | JICA, Ichigaya  |
|             | 14:30          | 15:30 | Explicação do programa e o propósito da visita ao Japão   |   |
| 11/29       | 9:00           | 10:00 | O papel do central de despacho na companhia de energia eléctrica  | Central principal de despacho da TEPCO PG               |
|             | 12:30          | 14:00 | Visita ao treinamento do centro de despacho   | Centro de treinamento de controlo do despacho TEPCO PG  |
|             | 15:00          | 16:00 | Visita à central mega-solar da TEPCO  | Central de geração de energia solar Ukishima, TEPCO RPC |
| 11/30       | 11:00          | 12:00 | Verificação de centrais térmicas a carvão de última geração, situação de construção de um IGCC (gás-carvão) | Central térmica Hirono, TEPCO FP                        |
|             | 14:00          | 15:00 | Visita à estação de seccionamento 500 kV  | Estação de seccionamento Shin-Iwaki, TEPCO PG           |
| 12/1        | 9:00           | -     | Visita a uma fábrica de CCGT pequeno e médio porte  | Empresa MHPS, Fábrica Hitachi                           |
|             | -              | 12:00 | Tecnologia relacionada à central hidroeléctrica da Hitachi-Mitsubishi                                       | Fábrica de turbinas da Hitachi-Mitsubishi               |
| 12/2        |                |       | Experiência sobre cultura japonesa  |   |
| 12/3        |                |       | Experiência sobre cultura japonesa  |   |
| 12/4        | 10:00          | 11:30 | Visita a uma central CCT de alta eficiência   | Central térmica de Kawasaki, TEPCO FP                   |
|             | 13:00          | 15:00 | Verificação da tecnologia de ponta relacionada à energia eléctrica da Toshiba                               | Fábrica Toshiba Keihin Works                            |
| 12/5        | 13:30          | 16:30 | Visita à Fábrica de Manufatura de CCGT de grande porte de última geração                                    | Fábrica Takasago, MHPS                                  |
| 12/6        |                |       | Traslado dentro do Japão  |   |
| 12/7        | 10:30          | 12:30 | Visita à central hidroeléctrica de bombeamento de grande queda  | Central hidroeléctrica de Kannagawa, TEPCO RPC          |
|             | 15:30          | 16:30 | Visita à subestação conversora de frequência/ de alta tensão  | Subestação Shin Shinano, TEPCO PG                       |
| 12/8        | 15:00          | 16:30 | Visita ao Ministério da Economia, Indústria e Comércio do Japão, METI                                       | Agência de Recursos Naturais e Energia                  |
|             | 17:00          | 18:30 | Reunião de encerramento   | JICA, Ichigaya  |
| 12/9        | 22:00          | -     | Retorno a Angola  |   |

O relatório de resultados da missão de convite e os materiais utilizados foram entregues à parte à JICA.

**Data: 28 Nov. 2017/ Reunião de pontapé inicial (no escritório da JICA em Ichigaya)**



**Data: 29 Nov. 2017/ Central de Despacho da TEPCO PG**



**Data: 29 Nov. 2017/ Centro de Treinamento TEPCO PG**



**Data: 29 Nov. 2017/ Central de Geração de Energia Solar de Ukishima TEPCO/ TEPCO Renewable Power Company**



**Data: 30 de Nov. 2017/ Central de Energia Térmica de Hirono TEPCO FP**





**Data: 30 Nov. 2017/ Subestação Shin-Iwaki TEPCO PG**



**Data: 1 de Dez. 2017/ Empresas: Mitsubishi Hitachi Power Systems, Hitachi Mitsubishi Hidro Corporation Hitachi Works**



**Data: 04 Dez. 2017/ Central Térmica de Kawasaki TEPCO FP**





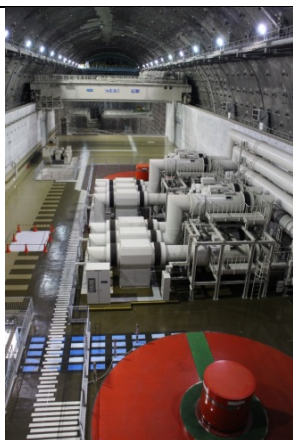
**Data: 4 Dez. 2017/ Empresa Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation, Keihin Product Operation**



**Data: 5 Dez. 2017/ Mitsubishi Hitachi Power Systems, fábrica Takasago**



**Data: 7 Dez. 2017/ Central hidroeléctrica por bombeamento de Kannagawa, TEPCO RPC**







**Data: 7 Dez. 2017/ Estação Conversora de Frequência de Shin-Shinano, TEPCO PG**





**Data: 8 Dez. 2017/ Agência de Recursos Naturais e Energia, Ministério da Economia, Comércio e Indústria do Japão (METI)**



**Data: 8 de Dez. 2017/ Reunião de fechamento (escritório da JICA em Ichigaya)**



