



São Tomé and Príncipe

02/2023

**o**iEDconsult



# São Tomé Green Energy Acceleration Plan

Relatório Final

## Plano de Aceleração da Energia Verde - Relatório Final

**Cliente:** Ministério das Infra-Estruturas e Recursos Naturais (MIRN) -  
Direcção Geral dos Recursos Naturais e Energia (DGRNE)

**Responsável:** José Bastos do Sacramento – Diretor Geral  
Av. Marginal, 12 julho, Codigo posatl 130, São tomé, São Tomé and Príncipe  
[secremopirn.st@gmail.com](mailto:secremopirn.st@gmail.com); [dgnre.stp.2020@gmail.com](mailto:dgnre.stp.2020@gmail.com)

**Financiado por:** Banco Africano de Desenvolvimento

**Cliente /Referência bancária:** Grant N° : ML-0024 & N°:2100155040664 / DGRNE – 03-2021

**Consultor:**

**IED - Inovação Desenvolvimento Energético**

2 chemin de la Chauderaie  
69340 Francheville, France  
Tel: +33 (0)4 72 59 13 20  
Fax: +33 (0)4 72 59 13 39

**TPF - CONSULTORES DE ENGENHARIA**

E ARQUITETURA, S.A.  
Rua Laura Alves, nº 12 - 8º  
1050-138 Lisbon  
Portugal

E-mail : [ied@ied-sa.fr](mailto:ied@ied-sa.fr); [mario.samora@tpf.pt](mailto:mario.samora@tpf.pt)

Site web: [www.ied-sa.fr](http://www.ied-sa.fr); [www.tpf.eu/](http://www.tpf.eu/)

**IED Referência:** 2021-014 Sao Tome Green Energy Acceleration Plan

**Realização de documentos:**

	Relatório Preliminar	Preliminary Report V2	Final Report Draft	Final Report
<b>Data</b>	07/22	10/22	11/22	02/23
<b>Escritores</b>	CAM/ABE/OM A/MSA	CAM/ABE/OM A/MSA	CAM/CCH/ABE/OMA/MSA	CAM/CCH/ABE/OMA/MSA
<b>Controlo de Qualidade</b>	EPA	EPA	EPA	EPA

## Índice

Índice	3
<b>1 Sumário executivo</b>	<b>12</b>
1.1 Introdução .....	12
1.2 Previsão da carga .....	12
1.2.1 Metodologia	12
1.2.2 Estrutura e pressupostos	14
1.2.3 Resultados	16
1.3 Planeamento da produção a longo prazo .....	17
1.4 Metodologia .....	17
1.4.1 Dados de estudo	17
1.4.2 Análise preliminar	23
1.4.3 Resultados	23
1.4.4 Redes isoladas	26
1.4.5 Conclusões	26
1.5 Planeamento de rede .....	27
1.6 Análises económicas e financeiras .....	27
1.6.1 Análises financeiras	27
1.6.2 Abordagem geral:	29
1.6.3 Preços médios para São Tomé:	29
1.6.4 Impacto do crescimento da procura:	30
1.6.5 Total de investimentos:	31
<b>2 Introdução</b>	<b>32</b>
<b>3 Previsão da carga</b>	<b>33</b>
3.1 Revisão de documentos sectoriais .....	33
3.1.1 Relatório de Previsão de Procura de Eletricidade (Final), Plano de Desenvolvimento de Menor Custo para São Tomé e Príncipe, Ricardo Energia e Ambiente, 2018	33
3.1.2 Plano de Acção Nacional de Rendimento Energética (NEEAP), Projecto Final, Out 2021, UNIDO	37
3.1.3 Estudo Qualitativo Sobre As Perdas Comerciais Da EMAE, ESE 2019	38
3.2 Metodologia .....	40
3.2.1 Análise de dados e caracterização da procura em São Tomé	40
3.2.2 Uma metodologia de previsão de carga adaptada ao contexto e aos dados	41
3.2.3 Criação de curvas de carga “suavizadas” a partir dos dados de despacho brutos da EMAE	42
3.2.4 Análise de curvas históricas de carga e criação de perfis médios	43
3.2.5 Estimativa da procura suprimida	45
3.2.6 Estimativa da frota e do consumo de veículos eléctricos	53
3.2.7 Segmentação por categoria de clientes	55

3.2.8	Métodos estatísticos utilizados para a previsão da carga a longo prazo	55
<b>3.3</b>	<b>Estrutura e pressupostos</b>	<b>56</b>
3.3.1	Estrutura da previsão da carga a longo prazo	56
3.3.2	Premissas demográficas e macroeconómicas	58
3.3.3	Previsão de carga residencial	61
3.3.4	Previsão de carga para PME e Comercial	64
3.3.5	Previsão de carga para a Administração e Empresas Nacionais	67
3.3.6	Previsão de carga da Indústria e Grande Comercial	67
3.3.7	Consideração da procura suprimida	68
3.3.8	Penetração de EVs e correspondente procura de electricidade	69
3.3.9	Estimativa de perdas	73
<b>3.4</b>	<b>Resultados</b>	<b>74</b>
3.4.1	Resultados globais	74
3.4.2	Análise comparativa dos resultados	77
3.4.3	Resultados detalhados por sector	79
<b>4</b>	<b>Planeamento da produção a longo prazo</b>	<b>83</b>
4.1	Introdução e abordagem	83
4.2	Revisão de documentos sectoriais	84
4.2.1	Potência térmica	84
4.2.2	Energia Hidroeléctrica	85
4.2.3	Energia fotovoltaica	87
4.2.4	Energias Renováveis	88
4.2.5	Plano de desenvolvimento ao menor custo	89
4.2.6	Plan Plano de Acção Nacional Renováveis para as Energias Renováveis	89
4.2.7	Ação programática, energia renovável	90
4.3	Metodologia	90
4.3.1	Descrição do modelo	90
4.3.2	Descrição do modelo operacional	91
4.4	Dados de estudo	92
4.4.1	Critérios de planificação	92
4.4.2	Projectos hidroeléctricos	93
4.4.3	Opção para produção de energia térmica	124
4.4.4	Energia fotovoltaica	141
4.4.5	Produção de biomassa	156
4.4.6	Alternativa eólica	161
4.4.7	Energia Marinha	163
4.4.8	Valorização das emissões de carbono	164
4.5	Resumo das alternativas tecnológicas consideradas	164

4.6	Análise preliminar.....	165
4.6.1	Tecnologias Comparação LCOE	165
4.6.2	Penetração renovável e objetivo de capacidade instalada em PV	169
4.7	Resultados .....	173
4.7.1	Cenário baixo: previsão da carga média do caso	173
4.7.2	Estudos de sensibilidade : Previsão da carga de casos baixa e alta	184
4.8	Rede Isoladas.....	188
4.9	Conclusão .....	189
<b>5</b>	<b>Planeamento a longo prazo dos transportes e distribuição</b>	<b>190</b>
5.1	Introdução ao planeamento de redes a longo prazo .....	190
5.1.1	Metodologia	191
5.1.2	Critérios de planeamento	192
5.1.3	Critérios de projeto	193
5.2	Hipóteses e cenários.....	194
5.2.1	Hipótese de carga	194
5.2.2	Hipóteses de geração	195
5.2.3	Gerador térmico	195
5.2.4	Cenários de simulação	197
5.3	Modelo de rede .....	198
5.4	Cenário de referência .....	200
5.5	Cenário de alta procura .....	207
5.6	Conclusão .....	214
<b>6</b>	<b>Recomendações sobre a melhoria do despacho</b>	<b>214</b>
6.1	Requisitos de infraestrutura .....	215
6.2	Requisitos organizacionais requirements.....	215
<b>7</b>	<b>Análises financeiras</b>	<b>217</b>
7.1	Introdução e abordagem geral .....	217
7.2	Custos de produção.....	218
7.2.1	Metodologia utilizada	218
7.2.2	Preço de venda de IPPs	218
7.3	Custos de Transporte e de Distribuição (Média Tensão).....	220
7.3.1	Projetos de desenvolvimento de redes de transmissão e distribuição	220
7.3.2	Custos de O&M para a rede de transmissão existente	221
7.4	Tarifas médias para São Tomé.....	221
7.4.1	Principais componentes tarifários	222
7.4.2	Principais resultados	225
7.5	Total de investimentos .....	227
7.5.1	Investimentos por categoria (produção, transporte & distribuição)	227

7.5.2	Investimentos por fonte de financiamento	230
7.6	Principais conclusões	230
<b>8</b>	<b>Plano de implementação</b>	<b>232</b>

## Lista de Quadros

Quadro1	Dos cenários de previsão de carga utilizados	16
Quadro2	Aproveitamentos de energia hidroelétrica em S. Tomé	19
Quadro3	Componentes tecno-económicos de uma central eléctrica típica de 6-MW	21
Quadro4	Plano de investimento térmico e hídrico - cenário de referência	24
Quadro 5	Plano de investimento fotovoltaico e baterias - cenário de referência	24
Quadro 6	Cenário de referência - estudos de sensibilidades (tipo de combustível / penetração renovável)	25
Quadro 7	Condição hidroeléctrica alto/baixo - comparação LCOE alto/baixo preço dos combustíveis	25
Quadro 8	Metodologia de previsão de carga por segment	33
Quadro 9	Métodos de previsão e pressupostos para os principais segmentos de consumidores em Ricardo 2018	33
Quadro10	Procura (GW) por ano e de acordo com o cenário da grelha de São Tomé e Príncipe	35
Quadro11	Resumo das metas de EE incluídas no PANEE para o cenário de mitigação	37
Quadro12	Evolução da procura de electricidade no cenário de mitigação por sector até 2050 versus BAU (em GWh)	38
Quadro13	O software DAP©	42
Quadro 14	Volume de gasóleo e gasolina consumidos em São Tomé pelos utilizadores finais	48
Quadro15	Estimativa de autogeração em São Tomé	48
Quadro16	Volumes de gasóleo e gasolina consumidos em São Tomé e Príncipe por sector em 2018	50
Quadro17	Resumo da estimativa da auto-geração em São Tomé e Príncipe	51
Quadro18	Estimativa da "procura histórica não atendida" devido a cortes técnicos em São Tomé e Príncipe	51
Quadro 19	Estimativa da frota total de veículos em STP em 2020	53
Quadro20	Estimativa do consumo de gasóleo e gasolina para o transporte rodoviário	54
Quadro21	Categorização de clientes da EMAE	55
Quadro22	Métodos para previsão de carga de curto prazo	55
Quadro23	Resumo dos cenários de previsão de carga utilizados	58
Quadro24	Taxa média de crescimento anual da população para o cenário de base Quadro23	59
Quadro25	Resumo das Previsões de Carga do Consumidor Residencial	63
Quadro26	Resumo de clientes PME carregam suposições de previsão	66
Quadro 27	Objectivos nacionais de penetração de veículos eléctricos para o horizonte 2030 e 2050	69
Quadro28	Caso de base e cenário alto de penetração de veículos eléctricos para o horizonte 2050	71
Quadro29	Objectivos a longo prazo na redução de perdas	73
Quadro30	Resultados globais: Procura total e pico de carga (perdas incluídas) para São Tomé 2020-2050	76
Quadro31	Procura total de electricidade em GWh para São Tomé 2021 – 2050	81
Quadro32	Pico de carga em MW para a rede de São Tomé 2021-2050Planeamento da produção a longo prazo	82
Quadro 33	Aproveitamentos de energia hidroeléctrica em S. Tomé	95
Quadro34	Produção do Aproveitamento Contador. Ano médio	98

Quadro35	Produção do Aproveitamento Contador. Ano húmido	98
Quadro36	Produção do Aproveitamento Contador. Ano seco	99
Quadro37	Produção do Aproveitamento lô Grande 2. Ano médio	100
Quadro38	Produção do Aproveitamento lô Grande 2. Ano húmido	101
Quadro39	Produção do Aproveitamento lô Grande 2. Ano seco	101
Quadro40	Produção do Aproveitamento Abade 3 (Bombaim). Ano médio	102
Quadro41	Produção do Aproveitamento Abade 3 (Bombaim). Ano húmido	103
Quadro42	Produção do Aproveitamento Abade 3 (Bombaim). Ano seco	103
Quadro43	Produção do Aproveitamento Abade 4. Ano médio	104
Quadro44	Produção do Aproveitamento Abade 4. Ano húmido	104
Quadro45	Produção do Aproveitamento Abade 4. Ano seco	105
Quadro46	Claudino Faro (Abade 2) Produção do Aproveitamento. Ano médio	105
Quadro47	Claudino Faro (Abade 2) Scheme’s production. Wet ano	106
Quadro48	Claudino Faro (Abade 2) Produção do Aproveitamento. Ano seco	107
Quadro49	Produção do Aproveitamento Mato Cana (Abade 1). Ano médio	107
Quadro50	Produção do Aproveitamento Mato Cana (Abade 1). Ano húmido	108
Quadro 51	Mato Cana (Abade 1) Scheme’s production. Dry ano	108
Quadro 52	Produção do Aproveitamento de Santa Luzia (Rio Manuel Jorge). Ano médio	109
Quadro53	Produção do Aproveitamento de Santa Luzia (Rio Manuel Jorge). Ano húmido	109
Quadro54	Produção do Aproveitamento de Santa Luzia (Rio Manuel Jorge). Ano seco	110
Quadro55	Production of Ouro 4. Ano medio	110
Quadro56	Produção do Aproveitamento Ouro 4. Ano húmido	111
Quadro57	Produção do Aproveitamento Ouro 4. Ano seco	112
Quadro58	Produção do Aproveitamento Ouro 5. Ano médio	112
Quadro59	Produção do Aproveitamento Ouro 5. Ano húmido	113
Quadro60	Produção do Aproveitamento Ouro 5. Ano seco	113
Quadro61	Produção do Aproveitamento Cantador 1. Ano médio	114
Quadro62	Produção do Aproveitamento Cantador 1. Ano húmido	114
Quadro63	Produção do Aproveitamento Cantador 1. Ano seco	115
Quadro64	Produção do Aproveitamento Guegue. Ano medio	116
Quadro65	Produção do Aproveitamento Guegue Ano húmido	116
Quadro66	Produção do Aproveitamento Guegue. Ano seco	117
Quadro67	Produção do Aproveitamento Ag. Neto Ano Medio	117
Quadro68	Produção do Aproveitamento Ag. Net Ano humido	118
Quadro69	Produção do Aproveitamento Ag. Neto Ano seco	119
Quadro70	Produção do Aproveitamento lô Grande 1. Ano médio	119
Quadro71	Produção do Aproveitamento lô Grande 1. Ano húmido	120
Quadro72	Produção do Aproveitamento lô Grande 1. Ano seco	121
Quadro73	Aproveitamentos Hidroeléctrico em S. Tomé. Tabela de resumo	122
Quadro74	Discriminação dos custos de Capex para Aproveitamentos lô Grande 1, lô Grande 2, Abade 3 e Abade 4	123
Quadro75	Valores caloríficos e gravidades específicas de gasóleo e HFO (baixo teor de enxofre) ...	124
Quadro76	Valor calórico do gás natural	126
Quadro77	Projecções dos preços internacionais do Brent (USD/bl) (FOB)	132
Quadro78	Projecções dos preços internacionais do gasóleo e do HFO (FOB)	132
Quadro79	Custos técnicos ao longo da cadeia de distribuição	133
Quadro80	Projecções do custo do gasóleo e do HFO no portão da central	133
Quadro81	Projecções do preço internacional do gás (FOB, ex-liquefacção)	138

Quadro82 Custos técnicos ao longo da cadeia de valor do gás .....	138
Quadro83 Projeções do preço global do gás no portão da fábrica .....	139
Quadro84 Componentes tecno-económicos de uma central eléctrica típica de 6-MW .....	140
Quadro85 Emissão de gases de efeito estufa .....	140
Quadro86 Principais características dos Aproveitamentos fotovoltaicos planeados .....	149
Quadro87 Custo nivelado da electricidade para opção térmica (sem preço de carbono) .....	166
Quadro88 Custo nivelado da electricidade para opção térmica (com preço de carbono) .....	166
Quadro89 LCOE hidroeléctrica .....	166
Quadro90 Plano de investimento térmico e hídrico - cenário de referência .....	175
Quadro91 Capacidade instalada acumulada.....	176
Quadro92: Procura de gás, 2027-2050 (mmcm).....	181
Quadro93 estado hídrico alto/baixo - preços alto/baixo do combustível comparação LCOE .....	182
Quadro94 Cenário de referência - estudos de sensibilidades (tipo de combustível / penetração renovável).....	183
Quadro95 : Critérios de planeamento de rede .....	192
Quadro96: Cracterísticas do modelo de linha.....	193
Quadro97: Custos de Transformadores .....	193
Quadro98: Distribuição de cargas .....	194
Quadro99 Adição ou Remoção de Centrais .....	197
Quadro100 : Plano de investimentos em redes – Caso de Referência .....	204
Quadro101 : Carga de linhas e de transformadores– Cenário de referência – Operação normal .....	206
Quadro102 : Plano de investimentos na rede no cenário alto .....	211
Quadro103 : Cargas de linhas e de transformadorestra – cenário de procura alta – horas de ponta - estiagem – operação normal.....	213
Quadro104 : Cargas de linhas e de transformadorestra – cenário de procura alta – horas de ponta - estiagem – critério n-1 .....	213
Quadro105 : Hipóteses económicas, IPP .....	219
Quadro106 : Projetos de redes, Cenário de “Caso Base” e “Alta Procura” .....	220
Quadro107:Características de financiamento de projetos de transporte .....	221
Quadro108 : Tarifa de transporte e distribuição por cenário, STN/kWh.....	225
Quadro109 : Investimentos por categoria, M€.....	229



## Lista de figuras

Figura 1 Visão geral da Metodologia de Previsão de Carga .....	13
Figura 2 Métodos utilizados pelo Consultor para estimar a demanda suprimida .....	14
Figura 3 O potencial hidroeléctrico de S. Tomé .....	18
Figura 4 Comparação do LCOE em função da tecnologia (sem ter em conta o preço do carbono) .....	23
Figura 5 Pressupostos do Cenário em Ricardo 2018.....	34
Figura 6 Representação gráfica da previsão do pico de procura de Ricardo para São Tomé .....	35
Figura 7 Diagrama de perdas, EMAE 2017 .....	39
Figura 8 Curvas de carga de pico anuais determinadas com dados da EMAE 2017 - 2021 (S3).....	40
Figura 9 Curva de carga anual do Departamento de Despacho da EMAE (acima) e curva de carga “suavizada”, obtida após correcção de anomalias (abaixo), 2020.....	43
Figura 10 Perfil de carga anual histórico do DAP .....	44
Figura 11 Perfil de carga semanal histórico do DAP.....	44
Figura 12 Perfil de carga diário histórico do DAP para um dia da semana (esquerda) e um fim de semana (direita).....	45
Figura 13 Métodos usados pelo Consultor para estimar a demanda suprimida .....	46
Figura 14 Descrição esquemática da estimativa da procura suprimida devido à queda de carga .....	52
Figura 15 Perfil histórico de carga diária da DAP® para um dia da semana para a procura não atendida devido à Caudal de carga .....	52
Figura 16 São Tomé ICE Projecção da frota de veículos por tipo 2021 – 2050.....	54
Figura 17 Projecção da população na Ilha de São Tomé a partir do INE 2015 & WB .....	60
Figura 18 Projecção do crescimento do PIB de São Tomé .....	61
Figura 19 Dados históricos e previsão do número de clientes residenciais para 2021 a 2050.....	62
Figura 20 Consumo específico residencial Dados históricos e previsão .....	63
Figura 21 Demanda total Clientes residenciais - Dados históricos e previsão .....	64
Figura 22 Dados históricos e previsão do número de PME e clientes comerciais para 2021 a 2016..	65
Figura 23 PME & Consumo específico comercial Dados históricos e previsão .....	65
Figura 24 Procura total PME clientes - Dados históricos e previsão .....	66
Figura 25 Procura total Admin, instituições e compaignies nacionais clientes - Dados históricos e previsão 2021-2050.....	67
Figura 26 Procura total Indústria, Grande Comércio - Dados históricos e previsão 2021-2050.....	68
Figura 27 Taxa de integração da procura reprimida na rede .....	69
Figura 28 Projecção da frota de veículos ligeiros em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário baixo .....	70
Figura 29 Projecção da frota de veículos pesados em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário de base .....	70
Figura 30 Projecção da frota de Motociclos em São Tomé 2020 - 2050: Cenário baixo.....	71
Figura 31 Projecção da frota de veículos ligeiros em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário Alto .....	72
Figura 32 <i>Projecção da frota de veículos pesados em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário Alto.....</i>	72
Figura 33 Projecção da frota de motociclos em São Tomé 2020 - 2050: Cenário Alto.....	72
Figura 34 Procura total em GWh para a Ilha de São Tomé 2020 – 2050 .....	75
Figura 35 Pico de Carga na Ilha Tomé 2020 - 2050 MW .....	75
Figura 36 Demanda total - Taxa de crescimento anual.....	77
Figura 37 Demanda total - comparação da previsão de carga a longo prazo com os resultados do estudo de Ricardo (LDC 2018) .....	78

Figura 38 Pico de Carga - comparação da previsão de carga a longo prazo e resultados do estudo de Ricardo (LDC 2018) .....	79
Figura 39 Demanda total de electricidade em GWh para a rede de São Tomé histórico (dados 2016-2020 e previsão 2021- .....	80
Figura 40 Pico de carga em MW para a rede de São Tomé 2021-2050 .....	82
Figura 41 O Potencial hidroeléctrico de S. Tomé .....	93
Figura 42 Aproveitamentos hidroeléctricos de Lô Grande 1 e 2 .....	96
Figura 43 Caudal mensais características na Bacia Hidrográfica do Contador .....	97
Figura 44 Aproveitamento de abastecimento de GNL à ilha da Madeira .....	128
Figura 45 Evolução a longo prazo do preço de Brent (1987 - início de 2022).....	131
Figura 46 Movimento de convergência dos preços do gás desde 2010 (USD/mmbtu).....	136
Figura 47 Comparação do LCOE em função da tecnologia (sem ter em conta o preço do carbono) .	168
Figura 48 Comparação do LCOE em função da tecnologia (o carbono é tido em conta) .....	168
Figura 49 Evolução das energias renováveis .....	169
Figura 50 pico de procura de capacidades renováveis VS.....	170
Figura 51 Mistura energética de São Tomé sem investimento futuro.....	173
Figura 52 Cenário de referência - mistura de energia.....	177
Figura 53 Mix anual de energia – 2027 .....	178
Figura 54 Mix energética anual – 2032 .....	179
Figura 55 Mix energético anual – 2040 .....	179
Figura 56 Cenário de referência - evolução da penetração renovável .....	180
Figura 57 cenário de referência - quantidades de combustível.....	180
Figura 58 Evolução do custo médio da electricidade - cenário de referência .....	182
Figura 59: Diagrama de cargas diário .....	195
Figura 60 : Evolução da carga 2022-2050.....	195
Figura 61 : Representação simplificada da rede .....	198
Figura 62 Diagrama unifilar detalhado.....	199
Figura 63 : Modelo Power Factory .....	199
Figura 64 : Tarifa de produção por cenário, STN/kWh.....	222
Figura 65 : Cenário "Caso base": Mix de produção de electricidade por tecnologia (%) e tarifa de produção (STN/kWh).....	223
Figura 66 : Cenário "Baixa Procura": Mix de produção de electricidade por tecnologia (%) e tarifa de produção (STN/kWh).....	224
Figura 67 : Cenário de "Alta Procura": Mix de produção de electricidade por tecnologia (%) e tarifa de produção (STN/kWh).....	224
Figura 68 : Tarifa média em São Tomé, cenário "Caso Base", STN/kWh e €/MWh .....	225
Figura 69: Tarifas por categoria (produção, transporte & distribuição), STN/kWh .....	226
Figura 70 : Cenários de caso alto, baixo e base - Tarifa estimada de electricidade, STN/kWh .....	227
Figura 71 : Investimentos por categoria, M€ .....	228
Figura 72 : Investimentos por fonte de investimento, M€ .....	230
Figura 73 : Caso base: Tarifa por categoria (produção, transporte & distribuição), STN/kWh .....	231
Figura 74 : Investimentos por categoria, M€ .....	231

**Lista de acrónimos**

AAGR	Crescimento médio anual	INE	Instituto Nacional de Estatística
ALER	Energia Renovável Lusófona Associação	IPP	Produtor Independente de Energia
BAU	business as usual	LCDP	Plano de Desenvolvimento a Menor Custo
CAGR	Taxa de crescimento anual composta	LCOE	Custo nivelado da electricidade
CNG	Compressed Natural Gas	LCV	Baixo valor calórico
DAP	Análise e Planeamento da Procura	LNG	Gás Natural Liquefeito
EE	Rendimento energética	LOLP	Perda de Probabilidade de Carga
EIA	Administração de Informação sobre Energia (EUA)	MR	Deve correr (Must Run)
EMAE	Empresa de Água e Electricidade	MW	MegaWatt
ENCO	Empresa Nacional de Combustíveis e Óleos	MWp	Pico MegaWatt
EV	Veículo eléctrico	NG	Gás Natural
FOB	Livre a bordo	NHV	Valor Líquido de Aquecimento
GAP	Análise e Planeamento da Geração	NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis
GDP	Produto Nacional Bruto	PANEE	Plano de Acção Nacional para a Rendimento Energética
GHG	Gases Verdes para a Casa	PEAC	Pool de Energia Centro-Africana
GHI	Irradiação Horizontal Global	PV	Fotovoltaico
GO	Gasóleo	SME	Pequenas e médias empresas
HFO	Óleo combustível pesado	SSLNG	Gás Natural Liquefeito de Pequena Escala
HH	Doméstico	ULV	Unidade Veículo Ligeiro
ICE	Motor de Combustão Interna	VRE	Energias Renováveis Variáveis
IEA	Agência Internacional de Energia	WB	Banco Mundial

# 1 Sumário executivo

## 1.1 Introdução

Este relatório avalia a evolução do consumo de eletricidade (ligada à rede EMAE) até 2050 e o plano de investimento necessário na capacidade de produção para garantir um fornecimento fiável de eletricidade a custos mínimos e respeitar os compromissos assumidos por São Tomé em matéria de emissões de CO<sub>2</sub> e penetrações renováveis. Os próximos passos do estudo (próximos resultados) abrangerão o plano de expansão da rede e a análise económica e financeira dos projetos propostos.

Este estudo limita-se à ilha de São Tomé (de acordo com os Termos de Referência) uma vez que existe um outro estudo que abrange a ilha do Príncipe: "ESTUDO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA ILHA DO PRÍNCIPE" realizado pela TESE UNIDO para a PNR.

## 1.2 Previsão da carga

### 1.2.1 Metodologia

A previsão de procura é fundamental para o planeamento dos sistemas de produção, transmissão e distribuição de energia eléctrica. No caso de São Tomé, o objectivo desta previsão de carga a longo prazo deverá servir de base para o planeamento da produção e distribuição a longo prazo da ilha de São Tomé .

Para esta atribuição, obtiveram-se dados de envio horário da EMAE para os anos de 2017 a 2021 (S3) durante a fase de colecta de dados. A metodologia foi ajustada para melhor se adequar ao contexto e à realidade dos dados fornecidos:

1. Em primeiro lugar, como os dados de deslastre de carga não foram fornecidos, utilizaram-se diferentes métodos para fazer uma estimativa robusta da procura suprimida, seja por limitações do sistema, através da criação de uma “curva suavizada” para corrigir cargas atípicas, seja por deslastres de carga, usando dados de autogeração por clientes conectados à rede e entrevistas com a EMAE.
2. Em segundo lugar, devido ao desencontro de dados entre as zonas comerciais da EMAE e as categorias de clientes, não foi possível segmentar os clientes por zona comercial e por categoria. Assim, a segmentação dos clientes da EMAE é feita apenas por categorias (Residencial, Administração & Instituições Nacionais, PME & Comercial, Indústria & Grande Comercial) e a segmentação geográfica é feita posteriormente sobre a carga total.

### Metodologia de previsão de carga



1. Criação de curvas de carga "alisadas" a partir da expedição de dados em bruto da EMAE
2. Geração de perfil de carga em DAP (Anual, mensal, diário)
3. Segmentação por categoria de clientes
4. Estimativa da procura suprimida e projecção da integração na grelha
5. Estimativa e projecção da frota e consumo pf Veículos Eléctricos (VE)
6. Identificação dos principais factores impulsionadores utilizando o método estatístico (Pop, GDP, GDP/cap)
7. Previsão de carga de baixo para cima por categoria (incluindo integração da procura suprimida)
8. Estimativa e projecção das perdas
9. Agregação a nível da ilha de São Tomé e Príncipe
10. Verificação de cima para baixo para verificar os resultados a longo prazo

*Figura 1 Visão geral da Metodologia de Previsão de Carga*

Neste estudo utilizámos o software DAP<sup>®</sup> (“Análise e Planeamento da Procura”) para realizar análises históricas das curvas de carga, transcrever os dados e premissas para os diferentes segmentos e, em seguida, prever as previsões de procura global para energia total, carga de ponta e procura horária para cada ano do estudo e cada categoria de clientes.

Para obter a previsão de cargas horárias anuais, o DAP utiliza os perfis de carga normalizados para traduzir a procura anual total (ou o pico de carga anual) em valores de carga horária de acordo com a hora do dia e o dia da semana. Esses perfis médios são calculados pelo software a partir de dados históricos “suavizados”.

Para o sector Residencial e PME/Comercial, as previsões baseiam-se numa metodologia “consumista” que cruza o número de clientes com o consumo médio de forma a prever a procura final.

Para os segmentos comerciais Administrativo e Grande Indústria, as previsões de carga são baseadas numa metodologia de “consumo total” por uma extrapolação de vendas (GWh) para um segmento com base em séries históricas de dados.

O Consultor estimou a demanda suprimida abordando todos os diferentes factores e questões separadamente, como se segue:

Fator	Restrições devidas à qualidade/fiabilidade da electricidade que impedem os clientes de se ligarem à rede	Fornecimento insuficiente aos clientes existentes ligados à rede em resultado de infra-estruturas insuficientes	Restrições devido à acessibilidade de ligações de clientes ou energia
Destinação	<b>Auto-geração Indústria -Large Commercial</b>	<b>" Demanda não atendida" residencial e PME</b>	<b>" Demanda não atendida "</b>
Tratamentos planeados	<p><i>Os Clientes que preferem gerar sa sua própria energia para evitar as consequência negativas de racionamento ou cortes de carga</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estimativa do nível de auto-geração para consumidores ligados à rede utilizando dados de distribuição de combustíveis recebidos da ENCO</li> <li>2. Inquérito a uma amostra dos maiores consumidores de electricidade ligados à rede na ilha (em curso).</li> </ol>	<p><i>Horas limitadas de funcionamento para grelhas isoladas, cortes, descargas de carga</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Correção de cortes técnicos : geração de uma curva de carga "alisada" a partir dos dados de expedição horários recebidos da EMAE</li> <li>2. Correção do sombreamento da carga: estimativa da demanda sem constrangimentos e da subgeração da auto-geração no pico e extrapolação deste permanece no pico durante a duração estimada do pico</li> </ol>	<p>Abordado através do crescimento projectado em</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Números de clientes nas categorias residencial e PME</li> <li>2. O consumo específico destas categorias</li> <li>3. Números de clientes ligados à extensão da rede de distribuição a novas áreas geográficas da ilha</li> </ol>

Figura 2 Métodos utilizados pelo Consultor para estimar a demanda suprimida

Finalmente, a dimensão da frota de veículos do motor de combustão interna (ICE) foi estimada com base numa correlação entre a frota de veículos, PIB, e população urbana dos países seleccionados da CEDEAO, e dados de São Tomé e Príncipe. Com base na estimativa da actual frota de veículos ICE, foi alcançada a projecção do veículo ICE até 2050. Depois, a estimativa da distância anual por ICE actual permite estimar o consumo anual unitário de electricidade por veículo eléctrico (VE).

## 1.2.2 Estrutura e pressupostos

Foram construídos três cenários de procura da previsão de carga a longo prazo a fim de se obter uma gama de resultados para a procura prevista até 2050. O objectivo de trabalhar a partir de diferentes cenários não é prever o futuro, mas compreender melhor os mecanismos em funcionamento e as incertezas, a fim de tomar decisões tão robustas quanto possível face a estas incertezas.

1. Cenário de baixa procura:
  - O crescimento da procura de electricidade é limitado pela actividade económica limitada: novos investimentos limitados, lenta melhoria do rendimento das famílias, chegada limitada de turistas, etc;
  - Continuação da procura suprimida, auto-geração e perdas como resultado de uma lenta melhoria da rede;
  - Nenhuma penetração de veículo eléctrico na ausência de infra-estruturas e desenvolvimento do mercado.
2. Cenário de demanda de casos base:
  - crescimento da procura de electricidade é impulsionado por uma recuperação da actividade económica em São Tomé e Príncipe a partir de 2022 e 2023;
  - Algumas da procura suprimida, auto-geração e perdas continuaram, mas são reduzidas pela reparação dos geradores existentes até 2022 e melhoria da rede;
  - Apoio político local ao desenvolvimento do mercado de veículos eléctricos levando a uma penetração moderada de VE a partir de 2040 e seguindo os objectivos do PANEE.
3. Cenário de grande procura:
  - As actividades económicas são mais elevadas do que o esperado, levando a uma elevada procura de electricidade;

- A procura suprimida, a auto-geração e as perdas reduzem rapidamente graças aos investimentos em geradores existentes e às reparações na rede;
- Fortes políticas internacionais e locais apoiam o desenvolvimento do mercado de VE, levando a uma elevada penetração dos VE a partir de 2030.

Para estar de acordo com o planeamento da produção e distribuição a longo prazo, o horizonte temporal da previsão da carga a longo prazo é 2050. Na ausência de dados de consumo total ou número de clientes para os vários segmentos para o ano 2021, as previsões começam, portanto, em 2021 até 2050.

Os motores de macro-procura a nível nacional são extremamente limitados para a ilha de São Tomé. Não foi possível identificar quaisquer projecções sectoriais de PIB, metas de produção agrícola ou previsão de chegada de turistas para o futuro durante o processo de colecta de dados, apenas população total e PIB a nível nacional, sendo esses dois indicadores usados como factores determinantes:

- Para a população, o estudo 2021 do INE combinado com os dados do BM serve de referência com uma taxa média de crescimento anual projectada para todo o território de São Tomé e Príncipe para 2021-2050 de 2%, com uma população que atinge um total de 361 000 habitantes em 2050 na ilha de São Tomé e Príncipe. Para não determinar em demasia a previsão, apenas esta projecção populacional é utilizada para os três cenários.
- Para o PIB, de 2019 a 2021, é considerado o crescimento ajustado do PIB do estudo do FMI (2021). Para além de 2022, o crescimento deverá tender para uma média a longo prazo de 4% para o cenário de base. Para o cenário baixo e alto, assume-se que o crescimento do PIB é respectivamente 20% inferior ou superior ao do cenário de base.

As análises realizadas no DAP são baseadas nos dados históricos, para cada segmento é utilizado um método estatístico específico e pressupostos para a previsão da carga a longo prazo:

Segmento	Método	Cenário de base Pressupostos	Variações para Cenário baixo / Cenário alto
<b>Residenciais</b>	Consumista, Econometria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Números de clientes:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elasticidade com os lares</li> <li>• Número de clientes limitado ao número de lares (Considerando objectivos políticos para a ligação universal)</li> </ul> </li> <li>• Consumo específico: 1464 kWh/ano em 2040 (estimativas MTF WB)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Números de clientes: os mesmos do cenário de base</li> <li>• Consumo específico: meta atingida 10 anos depois/antes</li> </ul>
<b>Admin</b>	Abordagem econométrica sobre o consumo total	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo total: elasticidade com a população</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo total: o mesmo do cenário de base</li> </ul>

Segmento	Método	Cenário de base Pressupostos	Variações para Cenário baixo / Cenário alto
SME Comercial	Consumista, Econometria	<ul style="list-style-type: none"> <li>Números de clientes: elasticidade com GDP</li> <li>Consumo específico: +20% do consumo específico actual em 2050</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Números de clientes: elasticidade com estimativas de PIB baixo/alto</li> <li>Consumo específico: meta atingida 10 anos depois/antes</li> </ul>
Indústria Grande Comércio	Abordagem econométrica sobre o consumo total	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumo total: elasticidade com o PIB com uma correcção entre 2021 e 2023 reflectindo atrasos para regressar ao "normal".</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumo total: elasticidade com estimativas de GDP baixo/alto</li> </ul>

Quadro1 Dos cenários de previsão de carga utilizados

Para os outros segmentos que contribuem para a procura total, supõe-se que:

- A procura suprimida será gradualmente integrada na rede no próximo ano, após a reparação dos geradores existentes e a criação de novos meios de produção controláveis;
- A adopção progressiva de veículos eléctricos para o transporte público de passageiros e veículos ligeiros seguirá o objectivo da PANEE de desenvolvimento e implementação de uma estratégia nacional de transporte de baixo carbono;
- Uma melhoria gradual das perdas, particularmente na distribuição, à medida que os investimentos na rede se tornam realidade, na sequência dos objectivos de 2030 e 2050 declarados no PANEE

### 1.2.3 Resultados

Os gráficos abaixo apresentam os resultados globais para as necessidades de geração (procura final e perdas) para a rede de São Tomé. O cenário de base mostra um crescimento médio de 4,8% por ano, para atingir 397 GWh de procura total e um pico de carga de 78 MW em 2050.

Até 2050, as previsões actuais estimam um nível de procura do cenário de base 28% superior ao cenário baixo, e um cenário alto 91% superior ao cenário de base. O cenário alto, que é mais optimista, prevê uma taxa média de crescimento anual de 6,7% e atinge uma procura total de 698 GWh e um pico de 133 MW até 2050. O cenário Baixo, por outro lado, prevê um crescimento mais moderado, de 3,9% por ano em média, para uma procura total de 311 GWh e um pico de 62 MW no final do período do estudo.

Para o cenário de base e cenários baixos, não há quebra de tendência observada com o período passado, os crescimentos estão a seguir a tendência do período 2012-2020 em que a CAGR foi de 4,4%. Por outro lado, podemos observar uma quebra de tendência do cenário elevado de 2025-2030, como resultado de pressupostos mais fortes sobre o desenvolvimento económico, resultando numa maior procura total.

A procura de electricidade em São Tomé é, e continuará a ser, dominada pelo sector Residencial, que se estima representar 44% da procura total em 2050 para o cenário de base, seguido pelo sector PME & pequeno comércio (29%). A procura total de VE representa apenas 5% da procura total para ambos os cenários.



Nos três cenários, observamos uma diminuição da taxa de crescimento anual da procura total nos anos 2020-2025, até 2030 para o cenário de base e cenários baixos. De 2020-2030, a taxa de crescimento anual da procura diminui rapidamente no cenário de base para regressar a um crescimento de 4 - 4,5% por ano para o resto do período. Nos cenários altos, a taxa de crescimento anual da procura também diminui rapidamente apenas até 2025 para aumentar para um crescimento de 8% em 2050. Este crescimento acelerado deve-se em grande parte a uma política ambiciosa de redinamização das actividades económicas.

A este nível de crescimento, a procura total de São Tomé será multiplicada por 3 no cenário de base e por 4,4 no cenário Alto, exigindo investimentos substanciais nos meios de produção, transporte e distribuição.

### **1.3 Planeamento da produção a longo prazo**

#### **1.4 Metodologia**

O objectivo desta tarefa é encontrar o melhor caminho para o desenvolvimento de investimentos em novas centrais eléctricas. A tarefa consiste, portanto, em otimizar os meios de produção. Para tal, o Consultor analisou o estado actual das capacidades instaladas na ilha e o nível actual e futuro da procura. Isto foi feito a fim de identificar a diferença entre a procura e a capacidade de produção. Para tal, o Consultor tomou em consideração os meios de produção candidatos e colocou-os no eixo do tempo de modo a que a procura fosse coberta todos os anos.

Nos casos em que os geradores candidatos não eram suficientes para cobrir o pico de carga, bem como a reserva necessária, o Consultor considerou os geradores candidatos genéricos.

Subsequentemente, o Consultor avaliou os respectivos custos das diferentes vias de desenvolvimento de uma forma técnico-económica. Como resultado, foi escolhida a via de desenvolvimento que apresentava os custos mais baixos para o fornecimento de electricidade durante o período de observação.

O consultor fez esta tarefa utilizando o software GAP.

GAP é um software de análise e planeamento para sistemas de produção de electricidade (térmica, hidroeléctrica, eólica, solar e de biomassa) tendo em conta os contratos de interligação com outros sistemas eléctricos. É um modelo probabilístico que tem em conta as taxas de falha (falha forçada) dos grupos e que estabelece de forma óptima o despacho operacional da central eléctrica na curva de carga monótona numa base semanal. Isto é feito de acordo com vários constrangimentos (hidroeléctrica, solar, manutenção, custos, etc.). Este método, desenvolvido há mais de 40 anos e melhorado várias vezes desde então, já deu provas em muitos estudos, particularmente em África (recentemente Benim, Gabão, RDC, Camarões, Mali, Costa do Marfim e Mauritânia).

#### **1.4.1 Dados de estudo**

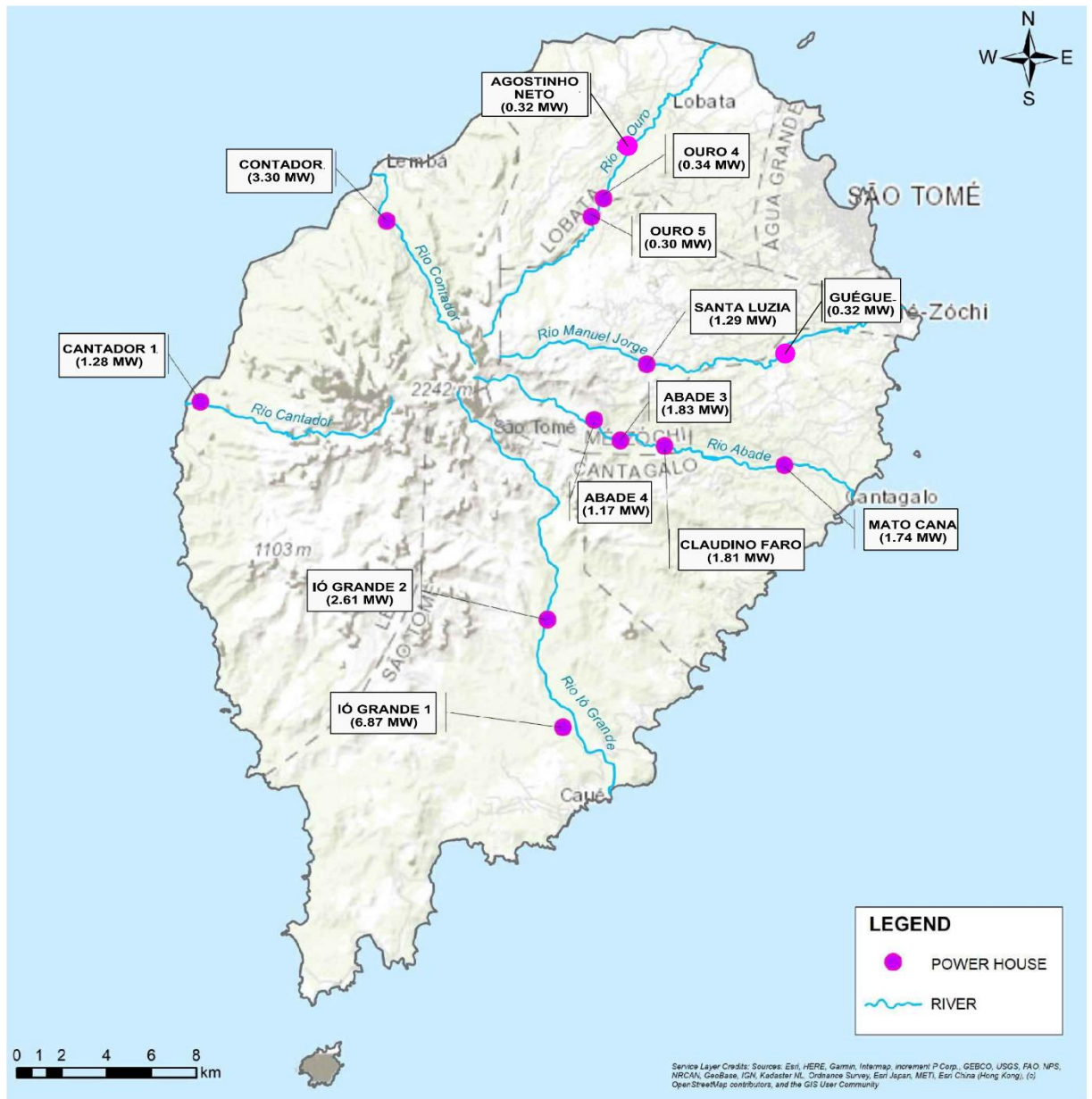
##### **1.4.1.1 Critérios de planificação**

O plano de expansão será definido graças à metodologia de menor custo, procurando 2% do LOLP máximo por ano (168hr de queda máxima de carga). O objectivo da taxa de penetração das energias renováveis é definido a partir do plano de acção programático para as energias renováveis a 50% até 2030.

##### **1.4.1.2 Hidroeléctrica**

A análise dos documentos listados na secção 4.2.2 permitiu-nos desenhar o quadro do potencial hidroeléctrico mostrado na figura abaixo.

Figura 3 O potencial hidroeléctrico de S. Tomé



Esta figura mostra a localização de 13 pequenos aproveitamentos, com potências instaladas entre 0,32 MW e 6,87 MW. Apenas Ió Grande 1 tem um reservatório significativo.

Quadro2 Aproveitamentos de energia hidroelétrica em S. Tomé

Nome	Potência Instalada (MW)	Energia Produzida (GWh/ano)	Capex (M€)	Capex Específico (M€/MW)	Opex (€/ano)	Tempo de implementação (anos)
CONTADOR	3,3	15,6	16,8	5,1	250 000	1,5
IÔ GRANDE 1	6,87	32,85	43	6,3	650 000	4
IÔ GRANDE 2	2,61	12,06	12,5	4,8	200 000	3
ABADE 3 (Bombaim)	1,83	8,3	7,5	4,1	110 000	3
ABADE 4	1,17	5,36	5,5	4,7	80 000	3
CLAUDINO FARO (Abade 2)	1,81	8,3	16,0	8,8	250 000	3
MATO CANA (Abade 1)	1,74	8,0	21,6	12,4	320 000	3
SANTA LUZIA (Rio Manuel Jorge)	1,29	5,94	6,5	5,0	100 000	3
OURO 4	0,34	1,55	4,1	12,1	65 000	3
OURO 5	0,30	1,61	3,8	12,7	60 000	3
CANTADOR 1	1,28	5,89	7,9	6,2	120 000	3
GUEGUE	0,32	1,69	2,2	6,9	33 000	3
AGOSTINHO NETO	0,32	1,44	2,0	6,3	30 000	3
<b>TOTAL</b>	<b>23,18</b>	<b>108,59</b>				

#### 1.4.1.3 Térmica

Conforme analisado e apresentado no Relatório Inicial, o único combustível atualmente utilizado pela EMAE para a produção térmica ligada à rede é o gasóleo (GO). Duas outras opções seriam tecnicamente possíveis, para além do gasóleo ou como substituto do mesmo: fuelóleo pesado (HFO) e gás natural. Todas as três opções são analisadas no presente relatório.

O gasóleo já é utilizado em São Tomé, e apenas algumas melhorias devem ser feitas na cadeia de abastecimento existente.

**Óleo combustível pesado (HFO)** : não é utilizado em São Tomé e Príncipe. A substituição do gasóleo por HFO na totalidade ou em parte do sistema de produção térmica será necessária:

- Construção de novas centrais elétricas concebidas para queimar HFO (não é provável que as instalações existentes sejam convertidas em HFO),
- Desenvolver nova logística para o fornecimento, armazenamento, transporte, manuseamento e processamento de HFO.

Mesmo que os preços do HFO sejam, e continuem a ser, inferiores aos do gasóleo, o desenvolvimento da cadeia de abastecimento aniquilará estes ganhos.

**Gás Natural** : nada menos que 8 países produzem gás natural num raio de 1300 km de São Tomé, o local de produção mais próximo é apenas 260 km em Port Gentil (Gabão), o local de produção de GNL mais próximo é na Guiné Equatorial (460 km). Não se prevê a construção de gasoduto para abastecimento de São Tomé devido à localização (batimetria) da ilha. Nem o GNV nem o GNL convencional são possíveis devido à ausência de viabilidade económica comprovada do GNL e à pequena dimensão do mercado de São Tomé e Príncipe para a importação de GNL convencional.

Ao longo das últimas décadas, está em curso um novo mercado, com enfoque em projectos menos ambiciosos. Estes novos Aproveitamentos de GNL de pequena escala (SSLNG) visam desenvolver segmentos de mercado ou nichos demasiado modestos para atrair operadores de grande dimensão, mas que poderiam ser desenvolvidos por operadores mais pequenos. Os Aproveitamentos SSLNG incluem pequenos navios (alguns milhares até 30.000 m<sup>3</sup>) e toda uma série de componentes SSLNG dedicados (liquefacção, armazenamento, transporte, carregamento e descarregamento, etc.). As regiões insulares são particularmente adequadas para o desenvolvimento de soluções SSLNG. A SSLNG

tem vindo a desenvolver-se em vários arquipélagos em todo o mundo (por exemplo, nas Caraíbas) ou ilhas isoladas (por exemplo, na Madeira), e é seriamente considerada em países insulares asiáticos como a Indonésia e as Filipinas. Neste Aproveitamento, o GNL é transportado em contentores ISO carregados no convés de pequenos navios.

A fim de comparar objectivamente o único desempenho económico das diferentes opções de produção de electricidade, os preços dos combustíveis foram estabelecidos em custos económicos e não em custos financeiros. Os custos económicos incluem os custos técnicos e comerciais incorridos por cada operação ao longo da cadeia de valor. Não incluem as várias transferências financeiras entre agentes económicos, tais como impostos e taxas (transferências de operadores e consumidores para o Estado ou governo local), subsídios (inversamente: transferências do Estado para operadores e consumidores), e subsídios cruzados (transferências entre operadores e consumidores). São explorados três cenários de preços. (Alto, Médio e Baixo). Os cenários reflectem a possível evolução a longo prazo do preço do petróleo bruto (até 2050).

As principais hipóteses consideradas para os cenários são as seguintes:

- O cenário de caso alto segue a evolução do preço do petróleo bruto em parcelas de 5 anos, tal como projectado pela AIA em 2020. O preço do petróleo bruto continua a crescer a um ritmo sustentado até 2030, depois a um ritmo mais baixo entre 2030 e 2040, e a um ritmo mais moderado para além de 2040.
- No cenário médio, o aumento do preço do petróleo bruto é de curta duração: cai após 3 anos (2023-2024) para o nível recentemente considerado pela AIE na sua estimativa de Janeiro de 2022 (68 USD/bl). A partir de 2025, o preço volta a subir gradualmente à taxa prevista pela AIA no cenário de caso Alto.
- O cenário de caso baixo começa na mesma base que o cenário de caso média (68 USD/bl em 2025), depois avança novamente, mas à taxa mais baixa considerada pela AIE durante o mesmo período.

		Po	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Cenário alto</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	852	1 030	1 137	1 199	1 262	1 297	1 333
<b>Fuelóleo pesado</b>	USD/ton	668	773	836	873	910	931	952
<b>Gás Natural</b>	USD/mmbtu	16.53	18.80	19.80	19.97	20.44	20.89	21.13
<b>Cenário medio</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	852	740	847	909	971	1 007	1 042
<b>Fuelóleo pesado</b>	USD/ton	668	602	665	702	738	759	780
<b>Gás Natural</b>	USD/mmbtu	16.53	14.72	15.86	16.22	16.77	17.22	17.67
<b>Cenário baixo</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	852	740	748	756	764	772	780
<b>Fuelóleo pesado</b>	USD/ton	668	602	607	611	616	621	626
<b>Gás Natural</b>	USD/mmbtu	16.53	14.72	14.52	14.23	14.15	14.25	14.36

O quadro a seguir mostra as características típicas de uma central elétrica de 6 MW (típica para o caso da STP) dependendo do combustível queimado.

Quadro3 Componentes tecno-económicos de uma central eléctrica típica de 6-MW

	Unidades	Gasóleos	HFO	Gás natural
<b>Capacidade instalada (ISO), por grupo</b>	MW	6	6	6
<b>Capacidade operacional efectiva</b>	MW	5,5	5,5	5,3
<b>Número de grupos</b>		1	1	1
<b>Capacidade operacional total efectiva</b>	MW	5,5	5,5	5,3
<b>Custo total</b>	thd EUR	8 280	9 000	8 637
<b>Consumo específico (produtos petrolíferos)</b>	kg /kWh(el)	0,211	0,221	
<b>Consumo específico (gás natural)</b>	m3/kWh(el)			0,265
<b>Consumo específico</b>	kJ/kWh(el)	8 970	8 970	9 420
<b>Rendimento térmica (NHV)</b>	%	40,1%	40,1%	38,2%
<b>Custo fixo</b>	EUR/kW	13	13	13
<b>Indisponibilidade não programada</b>	%	5%	5%	5%
<b>Indisponibilidade programada</b>	%	10%	10%	10%
<b>Factor de disponibilidade global</b>	%	85,5%	85,5%	85,5%
<b>Duração económica</b>	anos	20	20	20
<b>Custo variável (não incluindo o combustível)</b>	EUR/MWh	3	4	4

#### 1.4.1.4 PV

A Irradiação Horizontal Solar Global (GHI) nos locais de Água Casada e Santo Amaro está estimada em 1792 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Os mapas de irradiação emitidos a partir de dados de satélite apresentam uma irradiação solar relativamente mais baixa no sul e no centro da ilha.

Há variações relativamente limitadas de um mês para o outro, mas grandes diferenças de um dia para o outro, especialmente durante a estação chuvosa.

##### 1.4.1.4.1 Estimativa de custos: PV e Baterias

O valor considerado para a análise é de 822 USD / kWp para instalações fotovoltaicas a serem instaladas em São Tomé e Príncipe.

Os valores considerados na análise para sistemas de armazenamento a serem instalados em São Tomé e Príncipe são apresentados na Quadroabaixo:

	Custos do sistema instalado
<b>4- Custos de armazenamento por hora (\$/kWh)</b>	340
<b>2- Custos de armazenamento por hora (\$/kWh)</b>	403
<b>1- Custos de armazenamento por hora (\$/kWh)</b>	531

##### 1.4.1.4.2 Avaliação de projectos em curso

Foi analisada uma grande lista de projectos em desenvolvimento.

Location	Project	Capacity (MWp)	Area (ha)	Counterparts	Status
Santo Amaro	Central FV de Santo Amaro PV 1	540 kWp	0,5	EMAE : Owner / Operator JGH : EPC PNUD : Financing	EPC contract signed operation planned for 04/2022
Santo Amaro	Central FV de Santo Amaro PV 2	1560 kWp	1,5	EMAE : Owner / Operator EPC : To be defined BAD : Financing	Financing and EPC selection in progress operation planned for end 2022
Agua Casada	MAECI Solar Group PV 1	5 MWp + 5 MW batt. (5 MWh ?)	7	MAECI : IPP EMAE : Buyer	PPA signed financing in progress operation planned for 06/2022
Agua Casada	MAECI Solar Group PV 2	5 MWp + 5 MW batt. (5 MWh ?)	7	MAECI : IPP EMAE : Buyer	PPA signed financing in progress
Agua Casada	Solo solar PV1	15 MW + 3.5 MW batt. (X MWh ?)		Solo solar : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Agua Casada	Solo solar PV2	5 MWp		Solo solar : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 1	5 MWp + 2 MW / 2 MWh batt.	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 05/2022
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 2	5 MWp	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 07/2022
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 3	5 MWp	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 09/2022
Agua Casada	AGNA PV	10 MWp + 3,5 MW batt.	15	AGNA : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Praia das conchas, Roça	Green Energy PV	10 MWp	10	Green Energy 3000 GmbH = EnnaX61 : developer	negociating a PPA
lo Grande 1	Central FV flutuante de lo Grande 1	6,3 MWp	6,3		
Fernao Dias	Fernão Dias				

Estão listados 2 tipos principais de projectos fotovoltaicos:

- 2 Projectos operados pela EMAE mas construídos por EPCs privados no sítio de Santo Amaro
- Projectos IPP desenvolvidos por operadores privados para vender electricidade à EMAE ao abrigo de contratos PPA. A maioria dos projectos estão localizados em Agua Casada, num terreno designado pelo governo ST.

O Consultor fez recomendações para cada tipo de projecto.

As principais conclusões desta parte são que até 4MWp de capacidade PV podem ser instalados sem baterias. Depois de 4MWp a 24MWp cada novo MWp de PV deve ser instalado com 1MWh de bateria. Estas baterias irão suavizar a produção fotovoltaica, autorizando uma maior penetração instantânea. Como efeito secundário, estas baterias ajudarão a passar da produção do meio-dia para a noite, mas numa extensão muito limitada. É apenas para além dos 24MWp que quantidades significativas de energia serão armazenadas durante o dia para serem libertadas durante a noite. De 24MWp para 29MWp a relação Batt/PV deve ser de 3MWh/MWp: cada MWp de PV recentemente instalado deve ser instalado com 3MWh de bateria, a fim de armazenar o excesso de produção de electricidade das 10:00 às 15:00 e descarregá-la durante as horas de ponta. Para além de 29MWp de capacidade fotovoltaica instalada, este rácio vai para 4MWh/MWp. Este rácio foi encontrado considerando que não mais de 5% da produção fotovoltaica total deve ser perdida porque a carga é alimentada e as baterias estão cheias.

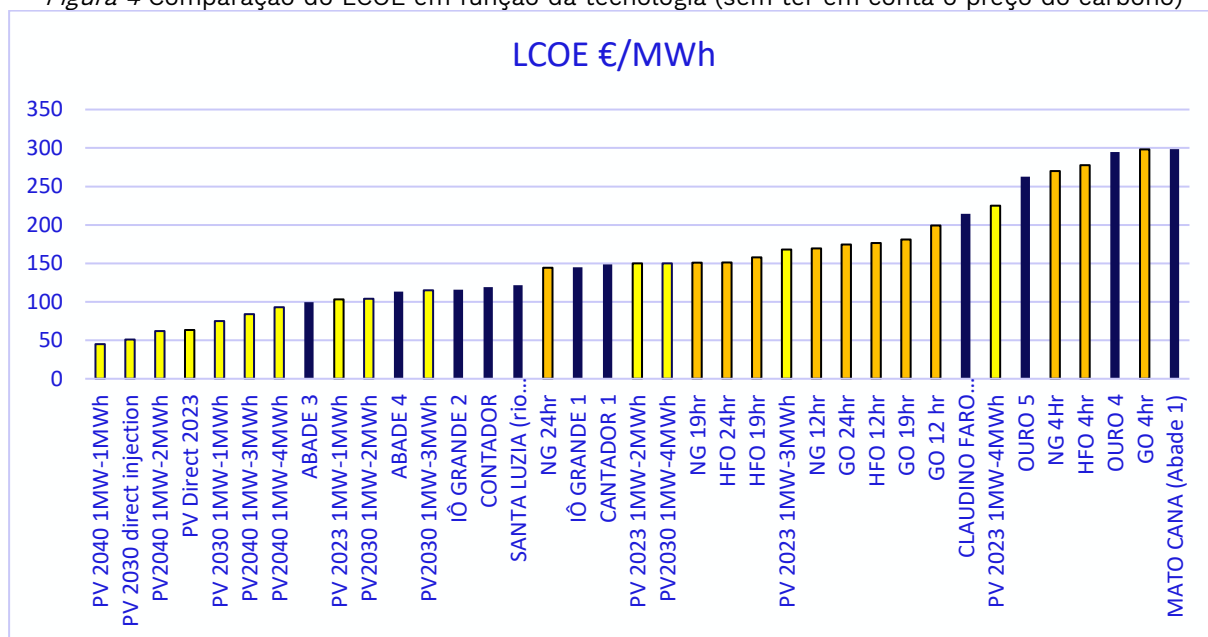
### 1.4.2 Análise preliminar

Nesta secção é feita uma análise do custo nivelado da energia para todas as tecnologias de produção de electricidade disponíveis em São Tomé e Príncipe. Os resultados podem ser resumidos na figura seguinte.

Para a produção térmica foram consideradas várias opções: carga de base (24 horas), carga de base com interrupção durante as horas de produção PV (19 horas/dia), carga intermédia (12 horas/dia), carga de pico (4 horas/dia).

Uma vez que se espera que o custo da instalação fotovoltaica e o custo das baterias sofram uma grande redução no futuro, foram considerados vários tempos de construção: 2023; 2030; 2040. Vários Aproveitamentos são explorados: sem baterias, com 1hr -2hr-4hr de armazenamento.

Figura 4 Comparação do LCOE em função da tecnologia (sem ter em conta o preço do carbono)



Nota : barra amarela => PV ; azul => hidro ; laranja => térmica (NG : Gás Natural)

A partir desta análise pode concluir-se que todos os sítios hidroeléctricos excepto Ouro 4; Ouro 5, Claudino Faro e Mato Cana devem diminuir o custo global da electricidade. E a produção de gás natural é a mais barata. A produção fotovoltaica com elevada percentagem de meios de armazenamento será mais competitiva do que a hidro ou gás natural de carga de base, logo a partir de 2030.

### 1.4.3 Resultados

#### 1.4.3.1 Cenário de referência

Os Quadros seguintes mostram o plano de investimento para o cenário de menor custo, levando a uma percentagem renovável de 70% até 2030.

O primeiro investimento de geração térmica é necessário em 2025 e será motor a gasóleo, depois só deverá ser instalado motor a gás natural, com início em 2027.

Quadro4 Plano de investimento térmico e hídrico - cenário de referência

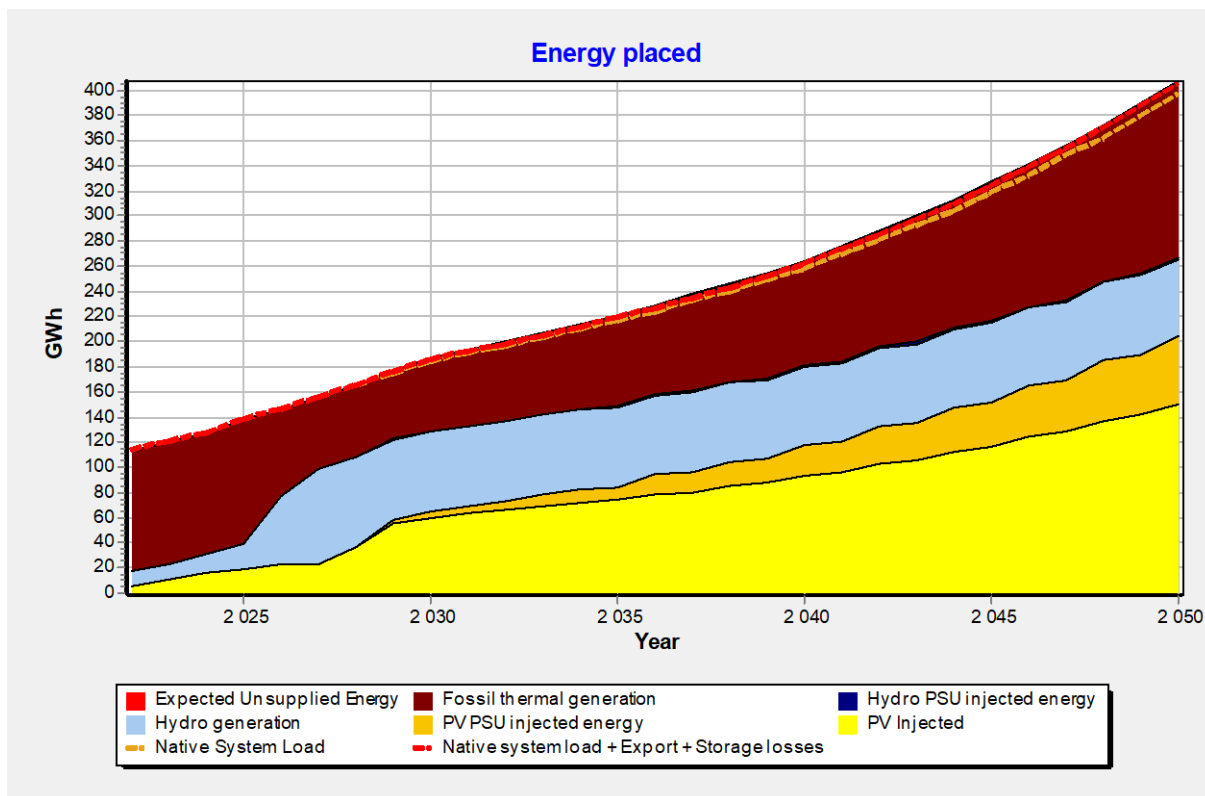
<b>COD</b>	<b>Planta</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Investimento (M EUR)</b>	<b>Desactivação</b>
<b>1996-2012</b>	Sao Tome	~4		2021-2022
<b>2010</b>	Santo Amaro1	6.8 (5x1.36)		2029
<b>2016</b>	Santo Amaro2	4.9 (3x1.64)		2035
<b>2022</b>	Santo Amaro3	9 (5x1.8)		2041
<b>2025</b>	Gasoil ICE	5	8.28	2044
<b>2026</b>	Abade 3	1.8	7.5	2075
	Abade 4	1.2	5.5	
	Cantador	1.3	7.9	
	Io Grande 2	2.6	12.5	
	Santa Luzia	1.3	6.5	
	Guegue	0.3	2.2	
	Agositno Neto	0.3	2.0	
<b>2027</b>	Io Grande 1	6.8	43	2076
<b>2027</b>	Natural Gaz ICE	6	8.6	2046
<b>2030</b>	Natural Gaz ICE	12 (2x6)	17.2	2049
<b>2041</b>	Natural Gaz ICE	12 (2x6)	17.2	2060
<b>2045</b>	Natural Gaz ICE	12 (2x6)	17.2	2064
<b>2047</b>	Natural Gaz ICE	12 (2x6)	17.2	2066

Quadro 5 Plano de investimento fotovoltaico e baterias - cenário de referência

<b>COD</b>	<b>Planta</b>	<b>Capacidade (MW-MWh)</b>	<b>Investimento (M EUR)</b>	<b>Desactivação</b>
<b>2022</b>	PV	4	3.02	2041
<b>2023</b>	PV (Incluindo Baterias)	4.5	4.3	2042
<b>2024</b>	PV (Incluindo Baterias)	3.2	2.9	2043
<b>2025</b>	PV (Incluindo Baterias)	2.6	2.2	2044
<b>2026-2030</b>	PV (Incluindo baterias) Baterias	37.5MWp 20MWh	22.9 3.4	2045-2049
<b>2031-2035</b>	PV Bateria	15.9MWp 21.2MWh	8.8 2.5	2050-2054
<b>2036-2040</b>	PV Baterias	30MWp 50MWh	15.7 6.2	2055-2059
<b>2041-2050</b>	PV Baterias	140MWp 106MWh	82.7 12.2	2060-2069

Com este plano de investimento, o cabaz energético é o indicado na figura seguinte.





No período 2022-2050 este plano de investimento tem um custo de electricidade nivelado de 156,5 euros/MWh e 63% de penetração das energias renováveis. A variação na quota de penetração das energias renováveis (43%-53%-80%-90%) leva a um LCOE ligeiramente superior (157-162 euros/MWh).

Foram realizados vários estudos de sensibilidade, demonstrando que esta solução é a opção de menor custo.

Quadro 6 Cenário de referência - estudos de sensibilidades (tipo de combustível / penetração renovável)

ID	Fuel	Descrição	Renovável	LCOE (€/MWh)
1.04	LFO	Elevada quota de PV, geração térmica baseada em LFO	81%	162
2.04	Nat. Gas	Elevada quota de PV, geração térmica baseada em Gás Natural	81%	157
3.04	HFO	Elevada quota de PV, geração térmica baseada em HFO	81%	159
2.07	Nat. Gas	Quota mínima de renováveis	54%	157
2.08	Nat. Gas	Cenário ideal Quota média de renováveis - Gás natural	64%	155
2.10	Nat. Gas	Elevada quota de renováveis (100% até 2040)	91%	162

Quadro 7 Condição hidroeléctrica alto/baixo - comparação LCOE alto/baixo preço dos combustíveis

LCOE (€/MWh)	Preços baixos dos combustíveis	Cenário de referência	Preços elevados dos combustíveis	Média
Ano seco (10%)		166.3165.2		
Cenário de referência	151.0149.8	156.5155.3	175.2173.62	160.9159.57

<b>Ano Húmido (10%)</b>		152.6151.2		
<b>Média</b>		157.1		159.0

O custo médio da energia é muito semelhante nos três cenários de carga, variando todos entre 150 a 160 euros/MWh. A procura baixa é um pouco mais cara (+5%); enquanto o cenário de procura alta é um pouco menos cara (-5%) para o cliente final. Mas o investimento é muito diferente o cenário de baixa procura requer apenas 70% do investimento do cenário de referência, o cenário de alta procura, por outro lado, necessita de quase 40% de investimento adicional.

#### 1.4.4 Redes isoladas

As três redes isoladas de Porto Alegre, Ribeira Peixe e Monte Mário poderiam ser hibridizadas com a instalação de painéis PV e baterias ou ligadas à rede principal. A primeira solução reduziria para metade o seu custo de funcionamento para 125-150€/MWh (disponibilizando cerca de 15 h de serviço por dia), mas a segunda solução permitir-lhes-ia chegar aos 90€/MWh. A hibridização custará cerca de 1,1 M€ enquanto a linha custará cerca de 460000€. Conectá-los nos próximos anos pode não ser possível devido a problemas de regulação da tensão, mas sabendo que o Io Grande 1 & 2 estará localizado no ponto de partida desta nova linha, é melhor esperar que estas duas centrais hidroeléctricas sejam construídas para garantir o nível de tensão no ponto de partida da linha e depois construir uma linha de Io Grande 1&2 até Porto Alegre todas as redes isoladas e comunidades. Além disso, esta solução é a melhor em termos de qualidade de serviço (serviço 24h) e questões tarifárias (sem tarifas diferenciadas entre a rede principal e redes isoladas). Finalmente, esta linha poderia ligar a Agripalm, que está entre as maiores indústrias da ilha.

#### 1.4.5 Conclusões

A procura deverá crescer a uma taxa elevada (4-6%/ano) nos próximos anos, até 2027 este crescimento da procura poderá ser satisfeito através da construção de novas instalações hidroeléctricas, PV, e acrescentando apenas uma capacidade térmica limitada (6-12MW) ao sistema. Depois, a taxa de crescimento anual da procura diminui e tanto as unidades fotovoltaicas como térmicas são necessárias para satisfazer a procura. A fim de atingir uma quota elevada (>50%) de penetração de energia renovável, será necessária uma quantidade significativa de armazenamento de energia. O armazenamento de energia só será necessário após a entrada em funcionamento de uma nova central hidroeléctrica (em 2027-2028). Mesmo após a entrada em funcionamento de novas centrais hidroeléctricas, São Tomé terá de instalar um gerador térmico, principalmente para satisfazer a procura durante as estações secas. A produção de electricidade em São Tomé conhecerá dois períodos muito diferentes:

- estação das chuvas, quando toda a procura será satisfeita pela produção hídrica e fotovoltaica. O pico nocturno será satisfeito graças aos sistemas de armazenamento de energia.
- estação seca :
  - o Durante o dia toda a procura será satisfeita pelos sistemas solares, sendo a regulação feita pelas baterias
  - o Durante a noite, a carga de base será produzida por centrais térmicas, sendo a carga de pico satisfeita graças aos sistemas de armazenamento de energia.

Nem todas as centrais hidroeléctricas devem ser construídas, uma vez que algumas delas (Claudino Faro, Mato Cana, Ouro 4 & 5) não têm um custo de produção suficientemente baixo para serem

competitivas a longo prazo com a produção fotovoltaica (mesmo com Aproveitamentos PV + baterias). Estudos mais detalhados sobre o custo destes locais seriam necessários para provar que o seu custo de produção final será competitivo com o custo de produção fotovoltaica.

A geração térmica na ilha deve ser deslocada do motor a gasóleo para o motor de combustão a gás natural. Isto ajudará a reduzir a factura da electricidade em 4-5% a longo prazo. Os custos de construção da cadeia de abastecimento serão cobertos pelo preço mais baixo da energia.

Foram feitas sensibilidades utilizando casos de alta e baixa procura. Mesmo que difiram por um volume de investimento importante (-30/+40%) o preço final da electricidade para os consumidores é bastante semelhante, apenas difere em poucos pontos percentuais (+5%/-5%)

## **1.5 Planeamento de rede**

O crescimento da procura exigirá a construção de uma rede de 63kV até 2030, entre PC2 e São Tomé. Esta rede terá de ser alargada à Neves em 2035 e depois ao PC4 (apenas no cenário de elevada procura ou depois de 2050 no cenário de referência). A Subestação isolada d ar terá de ser construída no PC2, enquanto a subestação isolada a gás pode ser construída em SE1. O carregamento da rede está no seu valor mais alto durante a hora de ponta na estação seca, todas as outras configurações mostram cargas mais baixas.

A rede de 6kV dentro de São Tomé terá de ser ampliada para 30kV. Serão necessários estudos específicos para ver em detalhe como tal poderá ser feito. Deve ser feito antes de 2030, ano em que o transformador de 30/6kV pode estar sobrecarregado.

O investimento na rede é muito limitado em comparação com o investimento necessário para a expansão dos ativos de geração: 27-37M€ em comparação com 355-491M€. Em ambos os casos representa 7,5% do investimento de geração.

## **1.6 Análises económicas e financeiras**

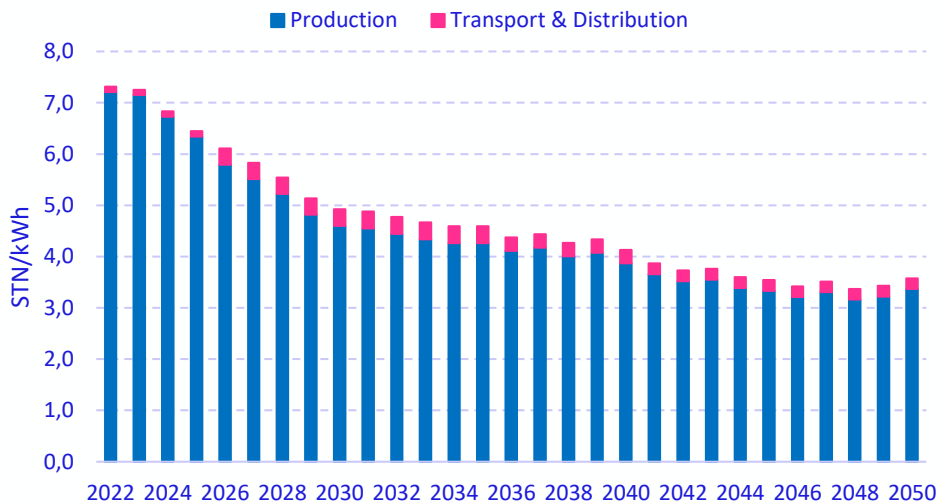
### **1.6.1 Análises financeiras**

Os objetivos das análises financeiras são:

1. estimar a tarifa média da eletricidade necessária para cobrir os custos associados às recomendações do Plano de Aceleração da Energia Verde (incluindo os custos de produção, transporte e distribuição),
2. estimar o total dos investimentos e o calendário destes investimentos,
3. estimar as necessidades financeiras de acordo com as possíveis fontes de investimento.

As figuras seguintes apresentam a tarifa média em São Tomé que cobre todos os custos do cenário "Caso Base", incluindo os custos de produção, transporte e distribuição. A análise tarifária mostra que os custos de produção determinam em grande parte a tarifa total média em São Tomé. Representam 94% do total da tarifa, em média, durante o período.

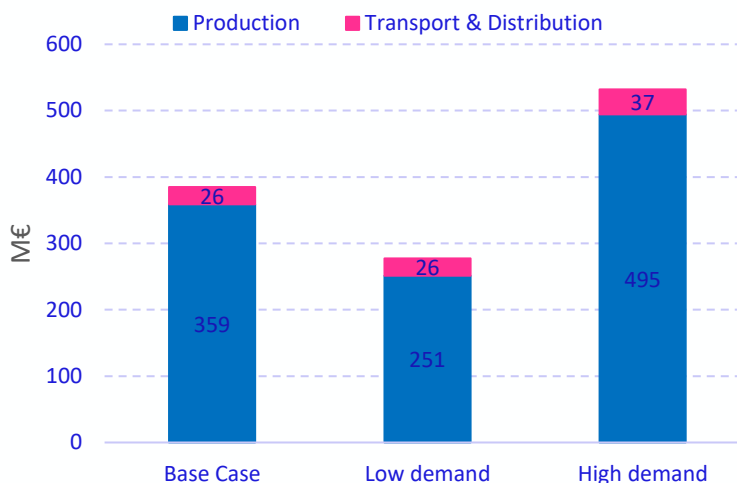
Figura 1 : Tarifa por categoria (produção, transporte & distribuição), STN/kWh



A tarifa necessária para cobrir os custos relacionados com a produção, transporte e distribuição tem uma tendência significativa de redução, evoluindo de cerca de 7,3 STN/kWh a curto prazo para cerca de 3,5 STN/kWh (145 €/MWh) a longo prazo. Na prática, isto significa uma divisão por dois da tarifa, graças a uma mistura de produção muito mais competitiva (solares, baterias centrais hidroelétricas, MG, entre outros) e custos limitados de transporte e distribuição.

Os investimentos totais previstos são apresentados abaixo para os três cenários correspondentes aos cenários de procura "Caso Base", "Baixo" e "Elevado" por ano. Representam 385 milhões de euros em todo o período no cenário "Caso Base", 277 milhões de euros no cenário "Baixo" e 532 milhões de euros no cenário "Alto". Os investimentos de produção representam cerca de 92% do total dos investimentos.

Figure 2 : Investimentos por categoria, M€



### 1.6.2 Abordagem geral:

Os custos que entram no cálculo da tarifa média da eletricidade são:

1. Custos relacionados com a produção de eletricidade (investimentos em novas centrais elétricas, custos operacionais e de manutenção, custos de combustível, custos de não fornecimento de energia). Estes custos devem ser contabilizados para toda a produção de eletricidade necessária para satisfazer a procura de eletricidade de São Tomé, independentemente do proprietário das centrais elétricas: EMAE - Empresa de Água e Eletricidade (Empresa de Eletricidade e Água de São Tomé), produtores independentes de energia (IPP) que vendem a sua eletricidade à EMAE ao abrigo de contratos de PPA, etc.
2. Custos relacionados com o transporte e distribuição de eletricidade (investimentos para a ampliação da rede, O&M para a rede MV existente).

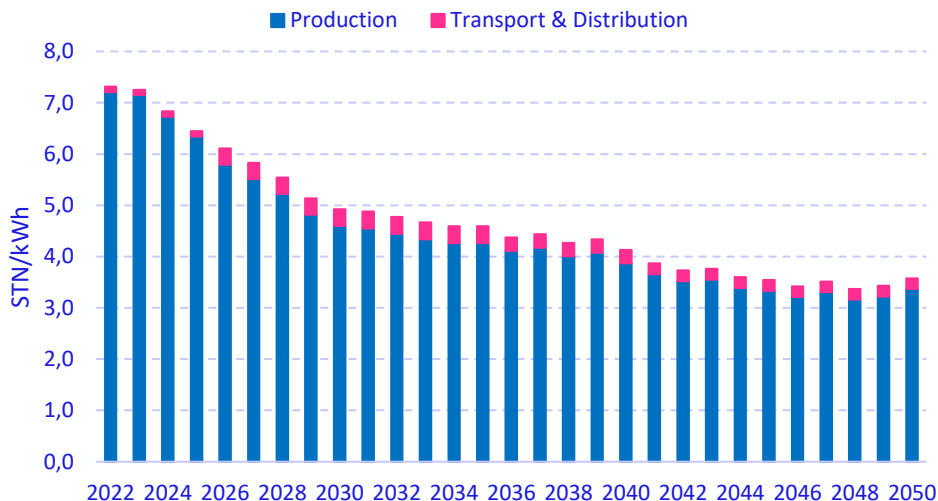
Para a produção, a avaliação financeira baseia-se na determinação de um preço por MWh, calculado para refletir os custos totais de produção destas centrais elétricas (CAPEX, OPEX, custos de combustível, financiamento da construção, etc.) e para garantir uma certa rentabilidade (taxa de desconto de 10%). Esta abordagem pressupõe que todas as centrais serão remuneradas por uma tarifa de venda "tipo IPP", embora na prática isso dependa do proprietário do projeto.

Para o transporte e distribuição, os pressupostos retidos baseiam-se no capítulo "Planeamento de transporte e distribuição a longo prazo" deste estudo. A estimativa dos custos O&M do futuro e da rede de transportes e distribuição existentes considera 2% do valor estimado do capex total das linhas e subestações.

### 1.6.3 Preços médios para São Tomé:

As figuras seguintes apresentam a tarifa média em São Tomé que cobre todos os custos do cenário "Caso Base", incluindo os custos de produção, transporte e distribuição. A análise tarifária mostra que os custos de produção determinam em grande parte a tarifa total média em São Tomé. Representam 94% do total da tarifa, em média, durante o período.

Figura 3 : Tarifa por categoria (produção, transporte & distribuição), STN/kWh



A tarifa necessária para cobrir os custos relacionados com a produção, transporte e distribuição tem uma tendência significativa de redução, evoluindo de cerca de 7,3 STN/kWh a curto prazo para cerca de 3,5 STN/kWh (145 €/MWh) a longo prazo. Na prática, isto significa uma divisão por dois das tarifas, graças a uma mistura de produção muito mais competitiva (solares, baterias centrais hidroelétricas, MG, entre outros) e custos limitados de transporte e distribuição.

Estima-se que a tarifa necessária para cobrir os custos totais em São Tomé em 2022 seja quase o dobro das atuais tarifas de eletricidade. Tal como referido nos relatórios anuais da EMAE, as atuais tarifas de eletricidade não refletem os custos, uma vez que não são reajustadas há mais de uma década, não contabilizando assim a evolução do preço do gasóleo, a depreciação da dobra face ao dólar e a inflação acumulada.<sup>1</sup>

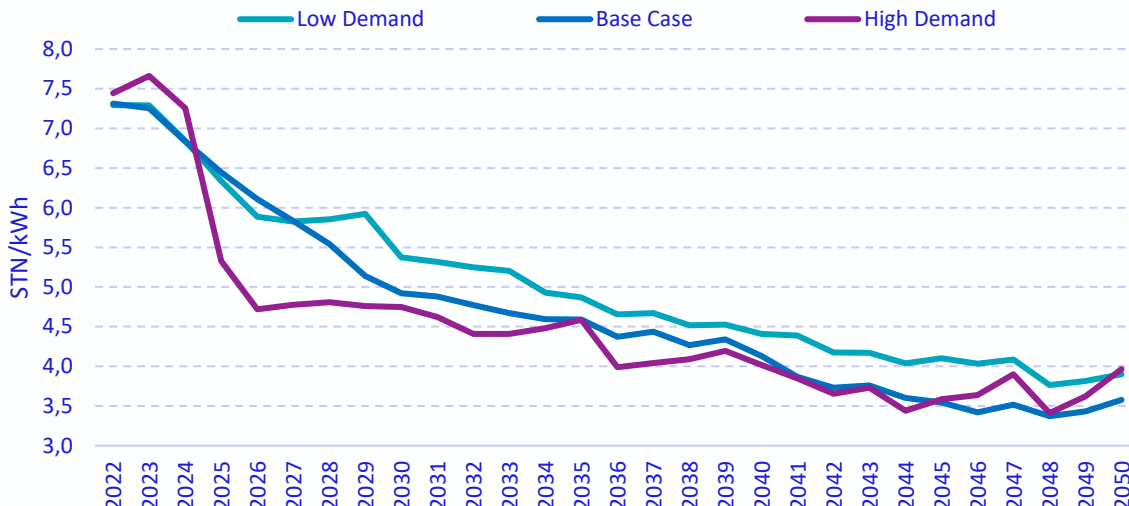
A médio e longo prazo, os investimentos realizados no desenvolvimento de fontes renováveis e na substituição de uma grande parte da produção térmica, bem como a limitação das perdas técnicas e não técnicas da rede, permitem uma diminuição significativa das tarifas necessárias para cobrir todos os custos, a níveis próximos das tarifas em vigor.

#### 1.6.4 Impacto do crescimento da procura:

O valor abaixo mostra as tarifas médias em São Tomé que cobrem as despesas nos cenários "Caso Base", "Baixa Procura" e "Procura Elevada".

<sup>1</sup> As tarifas de eletricidade em São Tomé estão na gama de 4 a 4,5 STN/kWh (considerando as vendas históricas de eletricidade em Dobras publicadas pela EMAE, para o período 2016-2020).

Figura 4 : Cenários de caso alto, baixo e base - Tarifa estimada de eletricidade, STN/kWh



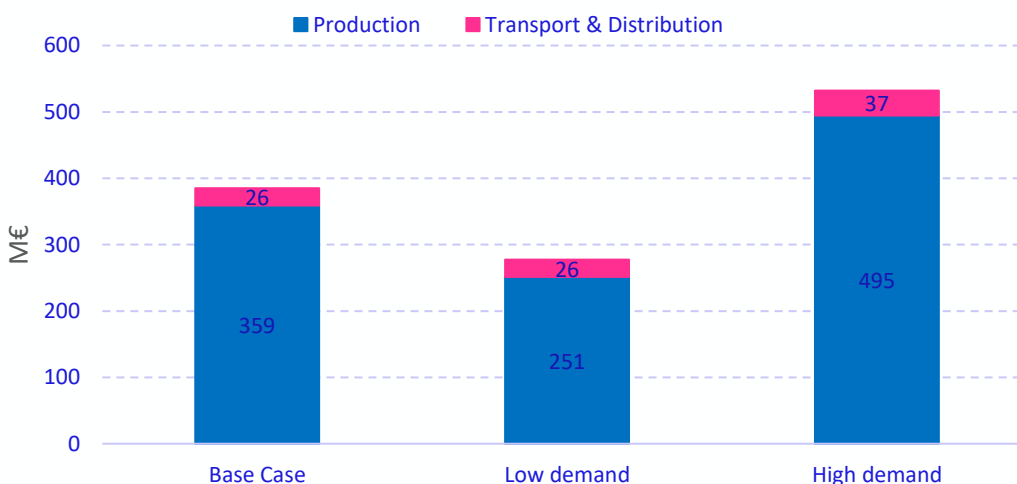
Nos três cenários em estudo, as tarifas totais necessárias para cobrir todos os custos relacionados com a produção, transporte e distribuição têm uma tendência significativa de redução (divisão por dois).

As diferenças observadas entre cenários são explicadas principalmente pelas diferenças em termos de início de funcionamento da frota de produção (solar e bateria, MG, hidro em particular) que têm impacto na componente tarifária de produção. A componente tarifária de transporte e distribuição tem um impacto limitado na tarifa total.

### 1.6.5 Total de investimentos:

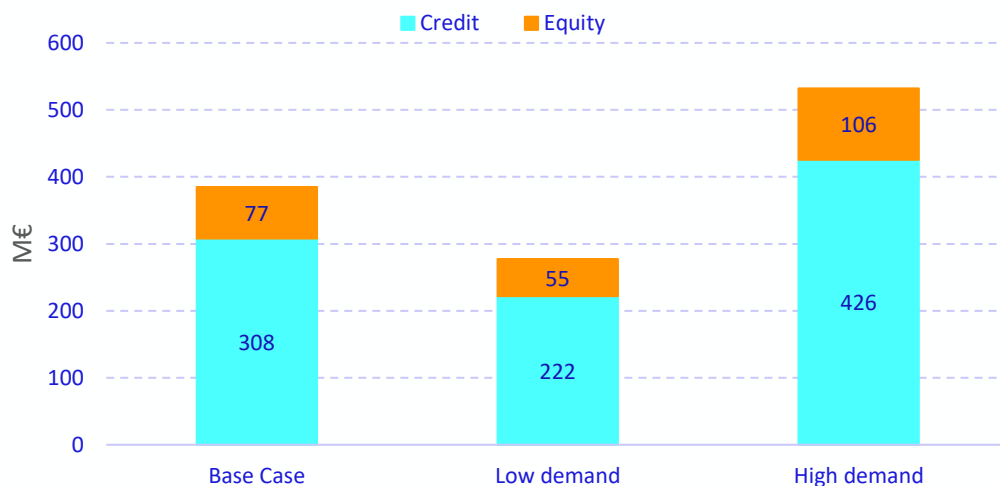
Os investimentos totais previstos são apresentados abaixo para os três cenários de procura "Caso Base", "Baixo" e "Elevado" por ano. Representam 385 milhões de euros em todo o período no cenário "Caso Base", 277 milhões de euros no cenário "Baixo" e 532 milhões de euros no cenário "Alto". Os investimentos de produção representam cerca de 92% do total dos investimentos.

Figura 5 : Investimentos por categoria, M€



A distribuição de investimentos por fonte de financiamento é de 80% de crédito e 20% de capital, para os três cenários considerados, em linha com os pressupostos feitos por tipo de projeto.

Figura 6 : Investimentos por fonte de investimento, M€



## 2 Introdução

Este relatório avalia a evolução do consumo de eletricidade (ligada à rede EMAE) até 2050. São estudados três cenários de crescimento da procura para proporcionar uma gama realista de resultados para este estudo prospetivo; várias hipóteses de crescimento demográfico e económico refletem-se nestes cenários. A segunda parte do estudo desenvolve os planos de investimento na capacidade de produção para garantir um fornecimento fiável de eletricidade com os custos mínimos e respeitar os compromissos assumidos por São Tomé em matéria de emissões de CO2 e penetração de renováveis. Todos os cenários de procura são estudados e, para o cenário de referência, foram realizados vários estudos de sensibilidade no que respeita ao nível de penetração renovável, ao tipo e ao preço do combustível e às condições hidrológicas. Os próximos passos do estudo abrangem o plano de expansão da rede e a análise económica e financeira dos projetos propostos.

Este estudo limita-se à Ilha de São Tomé (de acordo com os Termos de Referência) uma vez que um outro estudo abrange a ilha do Príncipe: "Prestação de Serviços para a elaboração de Estudos Projetos e Cadernos de Encargos para a ligação do Solar central na ilha do Príncipe (São Tomé e Príncipe) – Intervenção PRASEP"

Principais aspetos estruturantes do estudo (em: Suporte Complementar ao Relatório de Relatório De Arranque. Tese: 11/09/2020)

- Análise e Diagnóstico da Rede de Distribuição MT (6kV)
- Condições de Ligação de Novas Fontes de Geração
- Caracterização e Priorização das Necessidades de Realizações
- Prioridades e Responsabilidades dos Investimentos

Empresa: TESE – Associação para o Desenvolvimento pela Tecnologia, Saúde e Educação

Cliente: UNIDO/DGRNE



### 3 Previsão da carga

A análise e a previsão de carga baseiam-se numa compreensão sólida não apenas da energia fornecida aos utilizadores finais num determinado contexto, mas também dos factores sociais, económicos e outros que condicionam seu uso. Com base nos dados colectados durante a missão inicial, entrevistas e pesquisa documental, esta secção apresenta a abordagem geral e os resultados da previsão de carga de curto prazo.

#### 3.1 Revisão de documentos sectoriais

##### 3.1.1 Relatório de Previsão de Procura de Electricidade (Final), Plano de Desenvolvimento de Menor Custo para São Tomé e Príncipe, Ricardo Energia e Ambiente, 2018

###### 3.1.1.1 Metodologia

A previsão da procura para o Plano de Desenvolvimento de Menos Custos (LCDP) em São Tomé e Príncipe foi conduzida por Ricardo Energia e Ambiente em 2018. Adoptam um método estatístico analítico, baseado em dados históricos comerciais e técnicos fornecidos principalmente pela EMAE, e desenvolvem previsões para 22 anos (2018-2035).

As previsões são feitas para cada categoria de clientes da EMAE agrupados em clientes residenciais, pequenos comerciais, grandes comerciais e industriais, e administrativos e outros clientes. A previsão da procura foi realizada com base numa "abordagem consumista" para os segmentos residencial, pequeno comércio e administração e outros, que prevê a procura total de electricidade em função (1) do número projectado de clientes e (2) do consumo específico projectado (consumo médio por cliente) para cada segmento.

A evolução do número de clientes foi uma simples projecção das tendências históricas para, enquanto que o consumo específico para cada segmento de cliente foi previsto utilizando a análise econométrica. Para as grandes indústrias e comércio, o estudo utilizou um método estatístico "bottom-up" baseado em futuros projectos industriais e comerciais. O Quadro abaixo mostra os métodos e pressupostos para os principais pressupostos dos clientes.

Quadro 8 Metodologia de previsão de carga por segment

Segmento	Método	Pressupostos
<b>Residenciais</b>	Consumo, enfoque econométrico	Número de clientes: tendências demográficas e objectivos nacionais de acesso à electricidade Consumo específico: GNI
<b>Pequeno Comércio</b>	Consumo, enfoque econométrico	Números de clientes: Projecção de tendências históricas Consumo específico: GNI
<b>Administração e Outros</b>	Consumo, enfoque econométrico	Números de clientes: Projecção de tendências históricas Consumo específico: PIB per capita
<b>Grandes Empresas e Indústria</b>	Uso final	Futuros projectos industriais ou comerciais

Quadro 9 Métodos de previsão e pressupostos para os principais segmentos de consumidores em Ricardo 2018

Para cada segmento, as previsões de consumo específicas (em GWh de energia) são transformadas em termos de pico de procura (em MW) de energia utilizando um factor de carga e um factor de coincidência assumidos. Os factores de carga de perda são também estimados e aplicados para expressar as hipóteses de perda anual (em GWh de energia) em termos de pico de procura. Estes

pressupostos são retomados no Quadroabaixo. As previsões são então expressas apenas em termos de pico de procura (MW), em vez de energia e pico de procura.

Figura 5 Factor de carga, factor de coincidência e pressupostos do factor de carga de perda em Ricardo, 2018

	Load fator (Fator de carga)	Coincidence Factor (Fator de coincidência)	Fator de Perda de Carga
<b>REDES PRINCIPAIS (São Tomé, Príncipe)<sup>180</sup></b>			
Cientes residenciais	45%	100%	25%
Pequenos clientes comerciais	55%	80%	35%
Grandes clientes comerciais e industriais	85%	80%	75%
Instituições e outros clientes	80%	80%	67%

A análise considera quatro cenários diferentes, um cenário de base e três cenários alternativos: baixo, intermédio e alto. Os cenários adoptam diferentes pressupostos por detrás da evolução da procura de electricidade para todos os principais motores, em particular, os pressupostos são diferentes para o PIB e crescimento demográfico, novas ligações domésticas e de PME, nova procura industrial, a evolução das perdas comerciais e a Rendimento energética. Os vários pressupostos para cada um dos cenários estão resumidos na figura abaixo.

	Cenário de Base	Cenário Alto	Cenário Baixo	Cenário Intermédio
Crescimento do PIB a longo prazo	4,0%	6,5%	4,0%	5,8%
Média de crescimento da população a longo prazo	2,2%	2,5%	2,0%	2,2%
Número anual de novas ligações para pequenos clientes comerciais (a médio prazo)	110	250	110	140
Número anual de novas ligações para instituições e outros clientes (a médio prazo)	20	100	20	67
Nova procura industrial cumulativa	São Tomé (MW)	São Tomé (MW)	São Tomé (MW)	São Tomé (MW)
	Príncipe (MW)	Príncipe (MW)	Príncipe (MW)	Príncipe (MW)
	2020	2020	2020	2020
	2025	2025	2025	2025
	2030	2030	2030	2030
Procura cumulativa de procura de produção própria ligada à rede principal	São Tomé (MW)	São Tomé (MW)	São Tomé (MW)	São Tomé (MW)
	Príncipe (MW)	Príncipe (MW)	Príncipe (MW)	Príncipe (MW)
	2020	2020	2020	2020
	2025	2025	2025	2025
	2030	2030	2030	2030
Perdas técnicas em BT e MT	Constante	Constante	Constante	Constante
Perdas comerciais em BT	Redução de 1% ao ano	Constante	Redução de 3% ao ano	Redução de 1% ao ano
Eficiência energética – fator de desaceleração	20%	0%	45%	10%

Figura 5 Pressupostos do Cenário em Ricardo 2018<sup>2</sup>

O estudo trata a procura reprimida através de vários métodos. Primeiro, adopta uma hipótese de 200 kW de procura suprimida baseada em limitações do sistema (queda de carga ou falhas técnicas), uma hipótese "baseada na informação recebida da EMAE relativa a perdas de carga" mas não explicada ou

<sup>2</sup> Ricardo, Relatório de Previsão de Procura de Electricidade (Final), 2018, p. 112

justificada de outra forma. Estes pressupostos de 200 kW são então integrados na procura total para 2017. Em segundo lugar, a integração progressiva na rede da procura suprimida que resulta de infra-estruturas ou capacidade de pagamento limitada - que seria expressa através da ligação de novos clientes e do aumento do consumo específico - é presumida nos modelos econométricos propostos para os vários segmentos de consumidores. Não são feitas hipóteses explícitas sobre os actuais níveis de auto-geração ligada à rede utilizando painéis solares ou grupos geradores para o ano de referência, e a redução de tal auto-geração só é abordada implicitamente através dos 200 kW de procura suprimida das limitações do sistema.

### 3.1.1.2 Resultados

Os principais resultados do estudo da procura do LCDP são, para cada ano da previsão, o consumo total de energia (perdas incluídas) e o pico anual para a rede principal em São Tomé, a rede em Príncipe e os centros isolados para o cenário de base apresentado por categoria de consumidor. Uma análise de sensibilidade (cenário alto, intermédio e baixo) é obtida apenas para o pico anual de procura da rede principal em São Tomé e da rede em Príncipe.

O Quadro abaixo resume os resultados anuais dos picos de procura para a rede principal de São Tomé para os anos 2017, 2020, 2025, e 2035 por cenários.

Pico de procura (MW)	Baseline Sc.	Alto Sc.	Intermediário Sc.	Baixo Sc.
<b>2017</b>	20.8	20.8	20.8	20.8
<b>2020</b>	25.0	27.7	26.7	24.1
<b>2025</b>	36.2	96.9	49.4	29.4
<b>2030</b>	44.8	123.4	66.0	34.7
<b>2035</b>	51.7	157.5	77.3	17.4

Quadro10 Procura (GW) por ano e de acordo com o cenário da grelha de São Tomé e Príncipe

O crescimento significativo da procura no cenário de base (AAGR de 5,2%) deve-se principalmente aos "grandes clientes comerciais e industriais" e aos "pequenos clientes comerciais". Observa-se um crescimento moderado da procura dos clientes residenciais, explicado pelo acesso à electricidade que atingiu 90% em 2025. Relativamente à análise de sensibilidade, o cenário elevado é uma representação muito optimista da evolução futura da procura, em que todos os grandes projectos industriais no actual gasoduto seriam encomendados e teriam uma capacidade instalada igual à prevista pelos intervenientes oficiais.

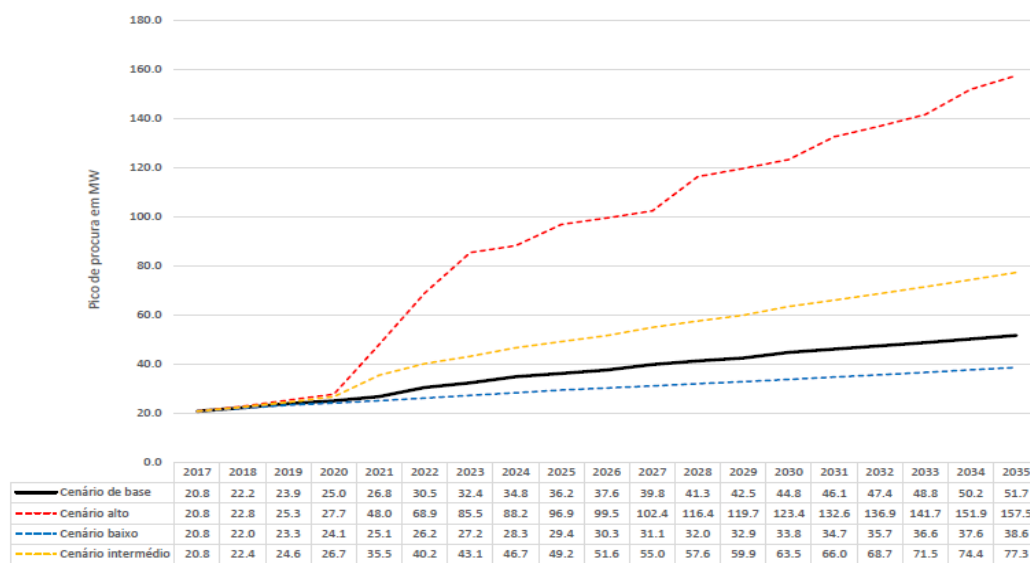


Figura 6 Representação gráfica da previsão do pico de procura de Ricardo para São Tomé

A procura de energia está prevista apenas para o cenário de base; as necessidades energéticas deverão crescer em 100,6 GWh em 2017, 121,0 GWh em 2020, 193,8 GWh em 2025, 246,2 GWh em 2030 e 278,6 GWh em 2035. A AAGR é de 5,8%,

### 3.1.1.3 Revisão geral

O estudo Ricardo adopta um método de previsão standard e simplificado que se baseia em estimativas anuais de pico de procura e em abordagens econométricas amplamente aceites. Embora o estudo seja geralmente robusto e bem apresentado, o Consultor salienta, no entanto, várias limitações. Estas limitações devem ser abordadas na medida do possível na fase de estudo da procura do projecto actual.

**Pressupostos-chave:** Com mais de 140 páginas, o estudo reúne uma grande quantidade de informação e documentação sobre a procura de energia em São Tomé e Príncipe. Embora algumas destas informações sejam de relevância directa limitada para as projecções da procura, foi feito um esforço claro para ser exaustivo em termos do tratamento dos dados disponíveis. No entanto, vários pressupostos-chave são apresentados sem explicação ou justificação suficiente das suas fontes, ou do que está ou não incluído no valor assumido. A mais significativa é a estimativa da procura não atendida de 200 kW: Dada a importância da procura suprimida na estimativa das necessidades futuras de electricidade para São Tomé e Príncipe, esta suposição deve ser explicada e justificada. Em que dados se baseia? Incluem a queda de carga ou apenas falhas técnicas? Além disso, com base nesta hipótese inexplicável, o estudo conclui que relativamente pouca procura adicional seria expressa através de melhorias nas infra-estruturas eléctricas em São Tomé e Príncipe. Dada a natureza das limitações de produção e os desafios de gestão da rede comunicados pelo pessoal da EMAE durante a missão inicial, esta conclusão não parece ser válida no que diz respeito ao estado actual da rede em 2021.

**Metodologia de previsão e projecções anuais:** Embora a abordagem de previsão simplificada do estudo baseada em projecções de pico de carga anual siga metodologias padrão, não é o método mais robusto de previsão da procura no contexto de um exercício de planeamento de geração, particularmente um que envolve a potencial integração de energias renováveis variáveis, tais como a solar. A fim de permitir uma optimização robusta do mix de geração, as projecções a uma hora são muito mais apropriadas. Isto facilita não só o equilíbrio entre oferta e procura durante a fase de planeamento da produção, mas também proporciona uma visão das variações sazonais da procura, que também são importantes quando se considera a integração de fontes de energia renováveis no cabaz energético.

**Espacialização dos resultados:** Enquanto as previsões para o número de clientes residenciais e pequenos clientes comerciais são feitas a nível distrital, os resultados da previsão da procura são exibidos para São Tomé, Príncipe e os centros isolados, e não de acordo com uma segmentação geográfica mais detalhada. Embora não seja estritamente necessário para o planeamento da geração a nível nacional (ou insular), uma espacialização mais fina dos resultados, por zona comercial se não por subestação, é geralmente mais apropriada para o planeamento da transmissão e distribuição.

**Desenho de cenários e interpretação de resultados:** Todos os pressupostos-chave são diferentes em todos os cenários considerados e não há explicação dos pressupostos tomados para cada cenário. Por

exemplo, o cenário elevado é o que apresenta a maior taxa de crescimento do PIB (a nível nacional), com o maior número de novas ligações, e o maior crescimento do consumo específico, etc., tudo isto pressupondo nenhuma melhoria na Rendimento energética. Os cenários parecem representar uma acumulação de hipóteses altas ou baixas, em vez de uma combinação realista de crescimento e abrandamento para as diferentes hipóteses consideradas, que corresponde à evolução potencial real no terreno. Além disso, nem as análises de sensibilidade da previsão da procura de energia nem os resultados finais do cenário de referência são interpretados no estudo para se ligarem ao planeamento nas fases subsequentes do LCDP.

### 3.1.2 Plano de Acção Nacional de Rendimento Energética (NEEAP), Projecto Final, Out 2021, UNIDO

#### 3.1.2.1 Objectivos

O Governo de STP desenvolveu o Plano de Acção Nacional de Rendimento Energética (PANEE) em 2021, ligado ao Plano de Acção Nacional de Energias Renováveis (PANER), para melhorar a Rendimento energética (EE) e o fornecimento de electricidade de base renovável no contexto dos compromissos do país no âmbito do Acordo de Paris sobre o Clima. O PANEE define metas específicas para o sector da EE com o objectivo de aumentar a Rendimento energética do país, em conformidade com o que é definido nas Contribuições Determinadas a Nível Nacional (CND) do STP, e a Visão Nacional 2030 "São Tomé e Príncipe 2030: o país que precisa de ser interpretado", que inclui uma meta de atingir uma taxa de electrificação de 100% até 2030, e os objectivos do país da meta de neutralidade de emissões globais em 2050. O estudo permanece em formato de Projecto e espera-se que seja adoptado pelo governo no decurso de 2022.

#### 3.1.2.2 Metodologia

O estudo utilizou o software LEAP (Low Emissions Analysis Platform) para modelar possíveis cenários futuros para 2030 e 2050. Foram modelados os dois cenários seguintes: o cenário BAU (Business-as-Usual) e o cenário de mitigação, que considera a implementação de todas as medidas de mitigação propostas nos dois planos (PANER e PANEE). As medidas e objectivos de mitigação incluem a redução das perdas na rede eléctrica, a substituição das lâmpadas incandescentes por lâmpadas LED na iluminação pública e residencial/comercial, e a etiquetagem dos aparelhos e outros equipamentos. Os alvos avaliados no PANEE são sintetizados abaixo.

Metas para Eficiência Energética	Ano Base	Meta	
		Médio prazo	Longo prazo
<b>Perdas na rede de transmissão e distribuição</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Perdas totais (%)	33%	30%	8%
<b>Cocção mais eficiente</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Percentagem da população que utiliza tecnologias e combustíveis seguros, sustentáveis e eficientes para cocção (% da população)	27,1% (2020)*2	100%	100%
<b>Equipamentos e electrodomésticos mais eficientes</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Número de lâmpadas incandescentes substituídas por lâmpadas LED (iluminação pública e comercial/doméstica)	ND <sup>3</sup>	611.750 (acumulado até 2030)	618.000 (acumulado até 2050)
<b>Transporte terrestre mais eficiente</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Substituição de carros atuais por carros mais eficientes (combustíveis fósseis) (unidades substituídas, acumuladas)	-	500	1.000
Introdução de veículos eléctricos (ligeiros, motorizadas e autocarros) (unidades introduzidas, acumuladas)	-	0	12.100

Quadro11 Resumo das metas de EE incluídas no PANEE para o cenário de mitigação

### 3.1.2.3 Resultados

O resultado final modelado com o LEAP para cada um dos cenários são as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e a poupança de energia em termos de electricidade poupada ou combustível poupado por sector. No cenário de base (BAU), sem a implementação de medidas de mitigação espera-se que a lenha continue a ser o combustível predominante, uma vez que é o mais frequentemente utilizado como fonte de energia para cozinhar nos lares e no sector comercial/institucional. No cenário de mitigação, o país teria uma redução na procura total de energia final de 8,7% até 2030 e de 12,9% até 2050 em relação à UBE.

Relativamente à procura de electricidade, a implementação de medidas de mitigação reduzirá a procura até ao ano 2050 em comparação com a BAU. A redução estimada da procura para o período 2020-2040 é de aproximadamente 20% em relação à UBE. A partir desse ano, não se prevêem mais reduções, principalmente devido à introdução da electrificação dos transportes (que começaria no ano 2040) e ao desenvolvimento económico do país. Destaca-se a procura do sector residencial, que representa aproximadamente metade da procura total de electricidade no ano 2050, bem como a inclusão e aumento progressivo a partir do ano 2040 de medidas para a electrificação do sector dos transportes. Assim, em 2050, a procura total de electricidade para o cenário de mitigação é de 227,3 GWh enquanto que no Cenário BAU é de 222,2 GWh.

A diferença significativa na procura de electricidade entre os cenários BAU e Mitigation no ano 2030 é o resultado da implementação de medidas de EE na iluminação (medidas para substituir lâmpadas ineficientes são quase todas implementadas até 2030/35) e da redução das perdas na rede eléctrica.

GWh	2020	2025	2030	2040	2050
<b>BAU</b>	105	149,6	179,5	211,8	222,2
<b>Mitigação</b>	100,4	114,1	131,1	172,6	227,3
<b>Diferentes cenários</b>	4,6	35,5	48,4	39,2	-5,1

*Quadro12 Evolução da procura de electricidade no cenário de mitigação por sector até 2050 versus BAU (em GWh)*

### 3.1.2.4 Revisão geral

Este documento reúne todas as medidas de EE e objectivos de electrificação dos transportes do Governo de STP. Estes devem informar os pressupostos nos cenários de previsão de carga desenvolvidos no projecto actual. As principais medidas com um impacto esperado nas previsões de carga são:

- Redução gradual das perdas técnicas e não técnicas (comerciais) de electricidade para atingir níveis de 8% das perdas totais em 2050, com uma etapa intermédia de redução das perdas no sistema eléctrico para 30% das perdas totais em 2030 (de um nível de 38% em 2021, como estimado pela EMAE)
- Redução do consumo de electricidade associado à iluminação pública através da substituição de mais de 600.000 lâmpadas ineficientes por lâmpadas de baixa energia (LED);
- Substituição de 1.000 automóveis actuais por automóveis mais eficientes e introdução da mobilidade eléctrica, incluindo mais de 12.000 veículos eléctricos a partir de 2040
- Meta de 100% de acesso à electricidade em 2030 a partir de um 84% hoje (74% na ilha de São Tomé e 100% na RAP de acordo com o ALER/Governo de STP, 2019).

O PANEE, através da sua análise dos balanços energéticos e projecções do consumo de energia primária, fornece pressupostos importantes relativamente à evolução esperada da procura de transporte, bem como da procura de outros sectores. Estes pressupostos servirão como pontos de referência úteis no desenvolvimento das projecções da procura para o presente estudo.

## 3.1.3 Estudo Qualitativo Sobre As Perdas Comerciais Da EMAE, ESE 2019

O primeiro resultado do projecto PSRP (Power Sector Recovery Project, financiado pelo Banco Mundial), o objectivo deste estudo é identificar os factores estruturais e sociais que contribuem para elevados níveis de perdas comerciais da EMAE, bem como compreender as atitudes e expectativas dos clientes da EMAE com base em dados qualitativos e semi-quantitativos recolhidos em entrevistas com clientes da EMAE e instituições públicas e privadas. O estudo destina-se a servir de base para orientar a definição da estratégia de redução de perdas e do plano de acção da EMAE.

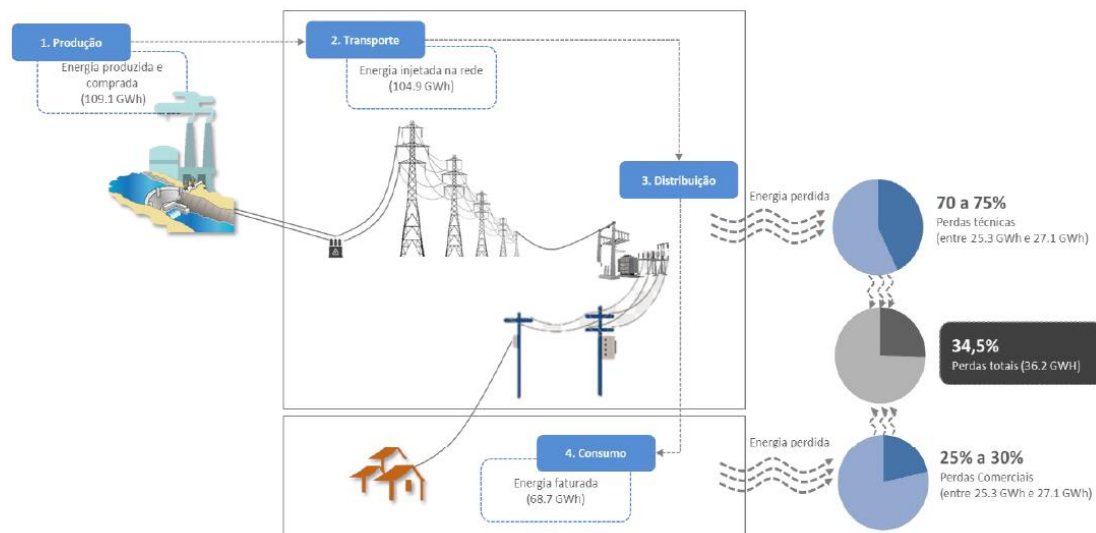


Figura 7 Diagrama de perdas, EMAE 2017

De acordo com as estimativas da EMAE, o estudo conclui que as perdas totais são equivalentes a 34-40% da produção total de energia. No entanto, o estudo estima que cerca de três quartos dessas perdas são técnicas, sendo os restantes 25% responsáveis por perdas comerciais. Isto é algo diferente das estimativas citadas em entrevistas com funcionários da EMAE, que foram 25% de perdas comerciais e 15% de perdas técnicas. O estudo identificou as principais causas das perdas comerciais como:

1. Desvios ou ligações ilegais, geralmente feitos por agentes da EMAE ou ex-agentes para ligar clientes residenciais ou de pequenas empresas que não têm um contador existente
2. Fraude no contador, em que os clientes manipulam o contador de forma a reduzir o seu consumo facturado
3. Clientes sem contadores; estima-se que 17% dos consumidores da EMAE não têm contadores e são facturados apenas com base em estimativas
4. Erros administrativos, incluindo erros de leitura dos contadores
5. Equipamento ou contadores de mau funcionamento

O estudo centra-se nas causas 1 e 2 acima, que estão ligadas ao comportamento do consumidor (as causas 3-5 são abordadas através de um estudo separado sobre medição). Através de uma série de grupos focais, o estudo explorou mais aprofundadamente os factores de comportamento para a fraude, ligações ilegais e falta de pagamento, e identificou as principais mensagens às quais os clientes reagiram em termos de motivação para adaptar o seu comportamento. Uma descoberta chave para este estudo foi a ligação entre o custo da energia e os comportamentos indesejáveis, que apontou a importância de medidas para promover a Rendimento energética como um meio de ajudar a reduzir a fraude.

## 3.2 Metodologia

### 3.2.1 Análise de dados e caracterização da procura em São Tomé

Obtiveram-se dados de despacho horários da EMAE para os anos de 2017 a 2021 (S3). A partir destes dados, é possível determinar a procura restrita anual para a rede principal em São Tomé e também a carga de pico ao longo do ano:

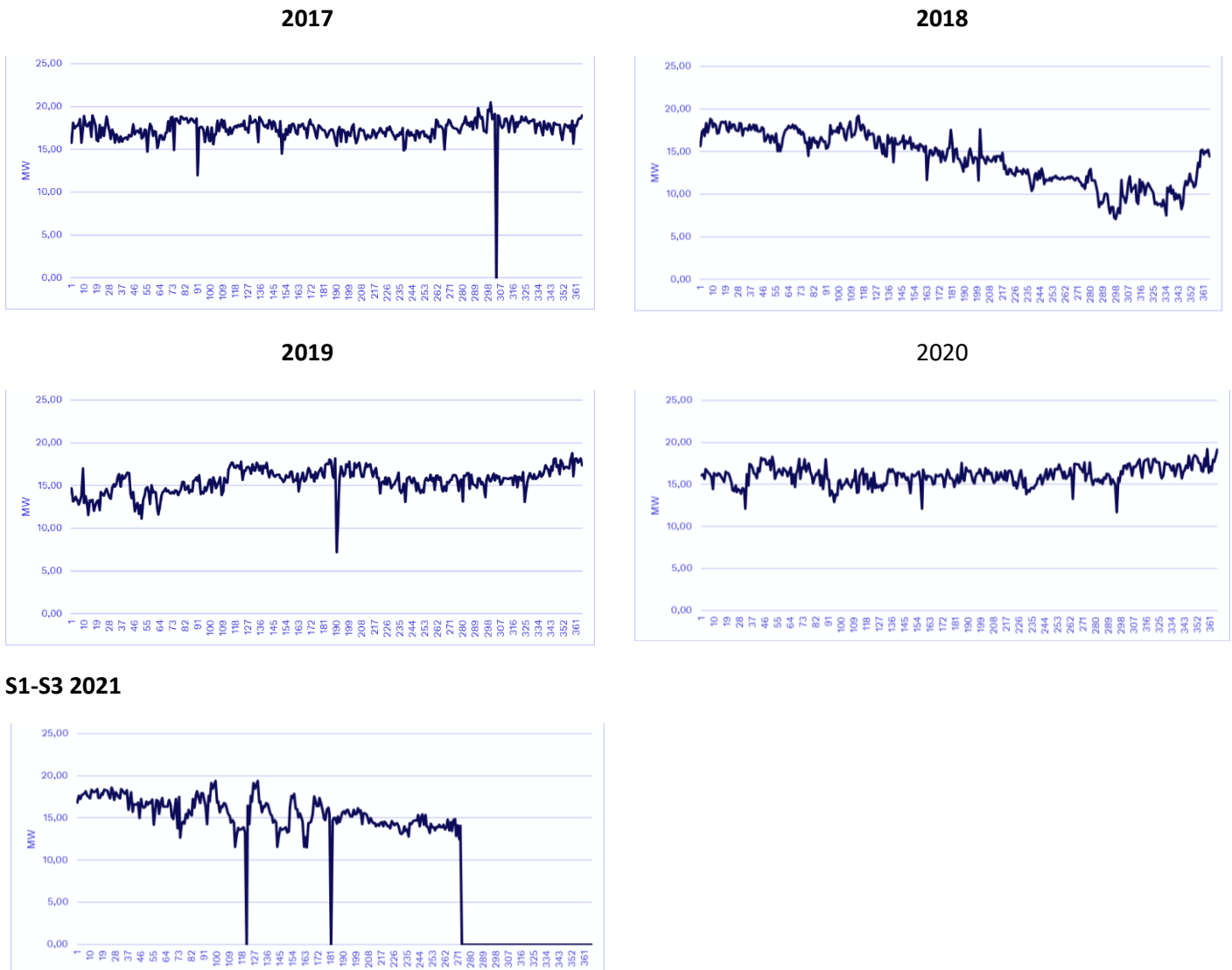


Figura 8 Curvas de carga de pico anuais determinadas com dados da EMAE 2017 - 2021 (S3)

#### Seleção de anos de referência

A partir da curva de pico de carga anual apresentada acima, podemos dizer que não se observa sazonalidade na procura de energia eléctrica. Do final de 2018 a meados de 2019, há uma diminuição da procura com muitas variações semanais. Esses dois anos não parecem representativos da procura da ilha de São Tomé. Assim, 2018 e 2019 são excluídos do estudo para a geração do perfil de carga médio. Em 2021, os dados fornecidos mostram igualmente muitas anomalias, também em parte devido ao mau funcionamento do sistema. Assim, apenas 2017 e 2020 servirão de referência para a criação do perfil de carga.



### Consideração da procura suprimida

Em 2017, o pico de carga observado foi entre 16 e 18 MW enquanto em 2020 foi entre 14 e 16 MW. A diminuição do valor de pico de carga entre 2017 e 2020 é provavelmente resultado, pelo menos em parte, da procura suprimida causada por um declínio no funcionamento da infra-estrutura de produção e distribuição. Além disso, o pico de carga atingido em 2017 foi estimado em 20,5 MW na rede principal de São Tomé e em 19,4 MW em 2021. Em entrevistas com os departamentos de Despacho e Comercial da EMAE, os funcionários estimaram o pico de procura entre 20 e 22 MW em 2020. Isso sugere que até 2,6 MW de procura de ponta não são atendidos atualmente pelo sistema, como resultado de produção insuficiente ou outras limitações técnicas.

Alguns dias atípicos também podem ser identificados, através de mudanças drásticas no pico de carga de um dia para o outro, e isso também pode ser visto numa análise horária. Estas anomalias correspondem a fornecimento insuficiente a clientes ligados à rede existente como resultado de limitações de infraestrutura (horários de operação limitados para redes isoladas, problemas técnicos que levam a cortes, deslastes de carga como resultado de fornecimento insuficiente), também parte da procura suprimida.

Assim, é fundamental determinar com precisão a procura suprimida e incluir estimativas dessa procura na previsão de carga, pois elas têm implicações importantes para o processo de planeamento. Como os dados de deslastre de carga correspondentes não foram fornecidos, utilizaram-se diferentes métodos (detalhados em capítulo subsequente) para fazer uma estimativa robusta da procura suprimida, seja de limitações do sistema, quanto de outros factores, usando dados sobre abaixões, interrupções técnicas e autogeração por clientes conectados à rede, entre outros.

### Segmentação de clientes a nível nacional

Os dados históricos fornecidos pela EMAE foram vendas de electricidade por categoria de clientes entre 2011 e 2020 e vendas de electricidade por zonas comerciais para 2019 e 2020. Devido à incompatibilidade de dados entre as zonas comerciais da EMAE e as categorias de clientes, não é possível segmentar clientes por zona comercial e por categoria. Assim, a segmentação dos clientes da EMAE é feita apenas por categorias (apresentadas na próxima secção) e a segmentação geográfica é feita posteriormente sobre a carga total. Como São Tomé é uma ilha bastante pequena, podemos supor que os hábitos de consumo dependem das categorias e não da localização, portanto a suposição terá um pequeno impacto na previsão geral de carga. Para corresponder aos pressupostos, os motores de previsão de carga (PIB, população, etc.) serão definidos ao nível da ilha de São Tomé.

### 3.2.2 Uma metodologia de previsão de carga adaptada ao contexto e aos dados

Considerando os comentários do parágrafo anterior, adaptámos a metodologia ao contexto e à disponibilidade de dados: Criação de " alisado " Curvas de carga a partir dos dados em bruto de expedição do EMAS

1. Criação de curvas de carga "suavizadas" a partir dos dados brutos de envio da EMAE
2. Criação de perfil de carga no DAP (anual, mensal, diário)
3. Estimativa da procura suprimida e projecção da integração na grelha
4. Estimativa e projecção da frota e consumo de Veículos Eléctricos (VE)
5. Identificação dos principais impulsionadores usando método estatístico (Pop, PIB, PIB/cap.)
6. Previsão de carga de baixo para cima por categoria (incluindo integração da procura suprimida)
7. Estimativa e projecção das perdas
8. Agregação ao nível da ilha de São Tomé

## 9. Verificação de cima para baixo para verificar o sentido dos resultados

Neste estudo, utilizamos o software DAP® (“Análise e Planeamento da Procura”) para realizar análises históricas das curvas de carga, transcrever os dados e premissas para os diferentes segmentos e chegar às previsões globais de procura para energia total, carga de ponta e procura horária para cada ano do estudo e cada categoria de clientes.

*Quadro13 O software DAP®*

- **O software DAP®**
- O DAP é uma ferramenta de suporte ao planeamento do sistema eléctrico que foi aplicada em muitos clientes na Europa e na África. Permite estimar a evolução da procura de electricidade em vários sectores ou áreas geográficas ao longo do horizonte de planeamento adoptado, garantindo a optimização dos equipamentos necessários ao fornecimento de um serviço eléctrico de qualidade e em resposta às necessidades expressas.
- Ao contrário das abordagens tradicionais "top-down" de previsão de procura, o DAP combina uma análise detalhada da procura de cada categoria de usuários finais (diferentes classes de residências, serviços públicos, PME, indústrias, etc.), com previsões de tendências e gestão de energia. O software também facilita a análise das evoluções de carga horária a partir de dados históricos de despacho, permitindo que sejam feitas previsões horárias para cada ano do horizonte de planeamento, necessárias para um planeamento robusto do parque produtivo.
- **Como resultado, para cada cenário adoptado, para cada categoria e área geográfica e para cada ano do período de estudo, o DAP fornece uma estimativa de procura de energia (GWh), procura de potência (MW) nos períodos de ponta e fora de ponta, curvas de carga, curvas de carga anual total e classificada e estimativa de perdas técnicas (transporte e distribuição) e não técnicas (energia e potência).**

### 3.2.3 Criação de curvas de carga “suavizadas” a partir dos dados de despacho brutos da EMAE

Para eliminar os potenciais desvios nas evoluções de carga gerados pelo registo de erros no despacho ou problemas técnicos na rede (como havia sido identificado nas curvas de carga de pico anual acima), foram processados os dados horários brutos entregues pela EMAE antes de gerar os perfis médios. Esse processamento consiste em identificar cargas “atípicas” para excluí-las da análise.

Uma carga “atípica” é definida como uma hora quando a carga entregue à rede numa hora H de um dia da semana D, diverge em mais de 10% da média trimestral da carga na mesma hora (H) do mesmo dia da semana (D). Cada carga “atípica” é identificada e depois substituída pela correspondente média trimestral da carga na mesma hora (H) do mesmo dia da semana (D).

Usando este método, criamos uma curva de carga “suavizada” para cada ano e corrigimos a estimativa do consumo teórico total (como a soma da área abaixo da curva de carga corrigida). Isto corrige cortes técnicos. Na figura abaixo mostra-se um exemplo para 2020.

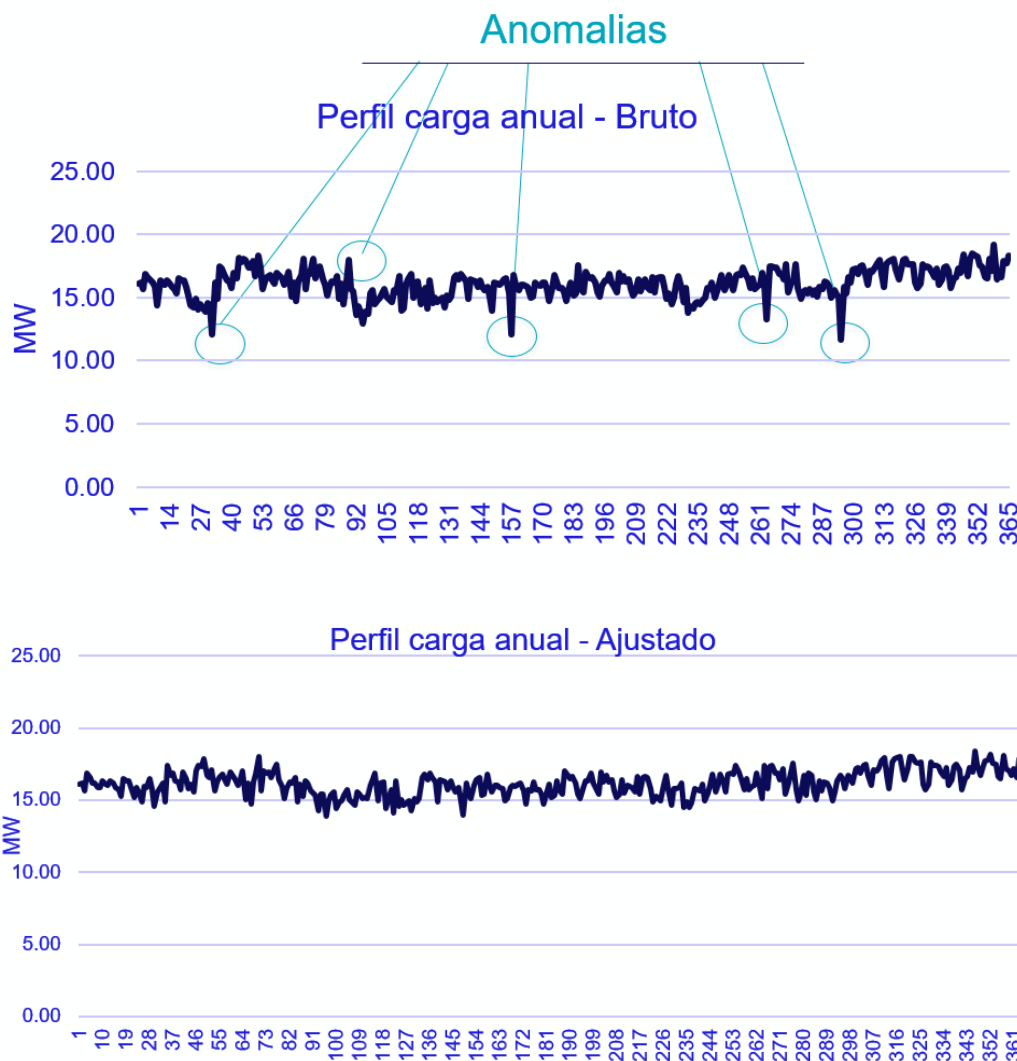


Figura 9 Curva de carga anual do Departamento de Despacho da EMAE (acima) e curva de carga “suavizada”, obtida após correcção de anomalias (abaixo), 2020

### 3.2.4 Análise de curvas históricas de carga e criação de perfis médios

Para obter a previsão de cargas horárias anuais, o DAP utiliza os perfis de carga normalizados para traduzir a procura anual total (ou o pico de carga anual) em valores de carga horária de acordo com a hora do dia e o dia da semana. Esses perfis médios são calculados pelo software a partir de dados históricos “suavizados”.

Os dados processados permitem que o DAP calcule os perfis de carga médios diários, semanais e anuais normalizados<sup>3</sup> ao longo de todo o período histórico. A limpeza dos dados e o cálculo do perfil médio anual são realizados de forma iterativa até que seja alcançada uma precisão de pelo menos 95% em relação a cada ano do período histórico (aqui 2017 e 2020).<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Expressos como percentagem do pico para cada período diário, semanal ou anual.

<sup>4</sup> A precisão do perfil médio anual é medida pelo DAP calculando a diferença entre a soma das cargas horárias típicas efectivamente observadas nos dados históricos de um determinado ano e a soma das cargas horárias calculadas pelo perfil médio anual gerado pelo DAP, para um valor de pico anual comum. O limite de precisão de 95% indica que o software aceitará uma diferença máxima de 5% entre a carga histórica total e a carga total calculada para cada ano da análise.

As previsões de consumo específico/total (em GWh de energia) são transformadas em procura de pico (em MW) em termos de potência através do perfil de carga gerado no DAP.

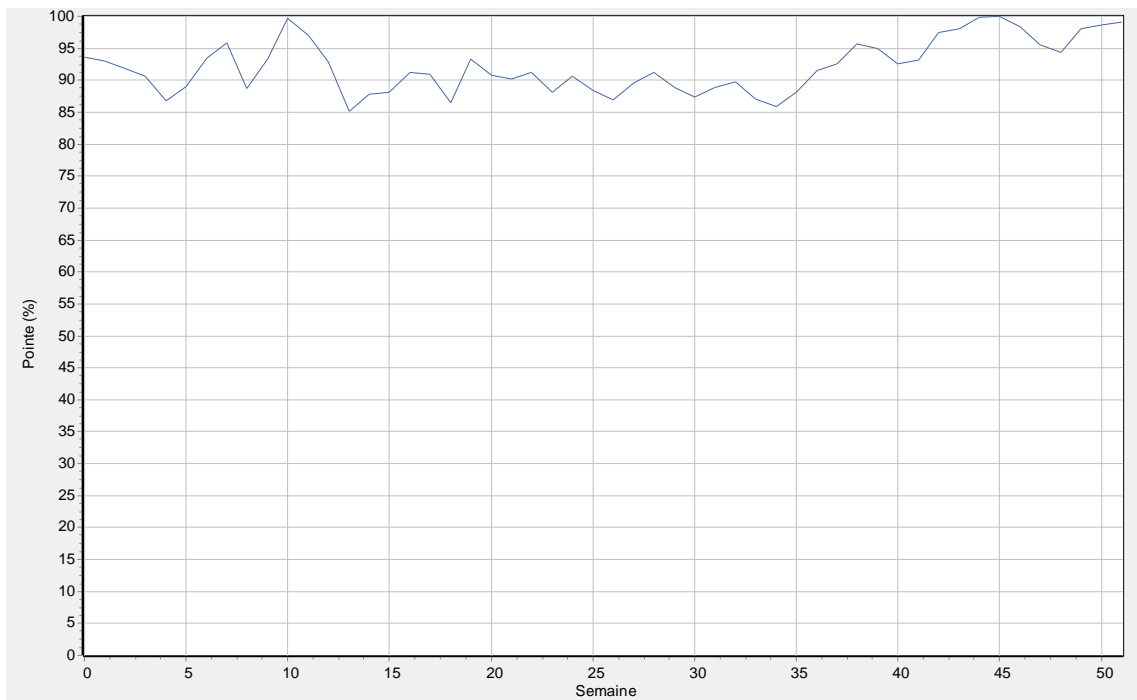


Figura 10 Perfil de carga anual histórico do DAP

O período de maior carga é, portanto, em torno da semana 10 (início de Março), e entre a semana 45 a 52 (Novembro-Dezembro) e o período menos “carregado” é em torno da semana 13 (final de Agosto). A carga mínima é de 85% do pico de carga anual e não há sazonalidade observada.

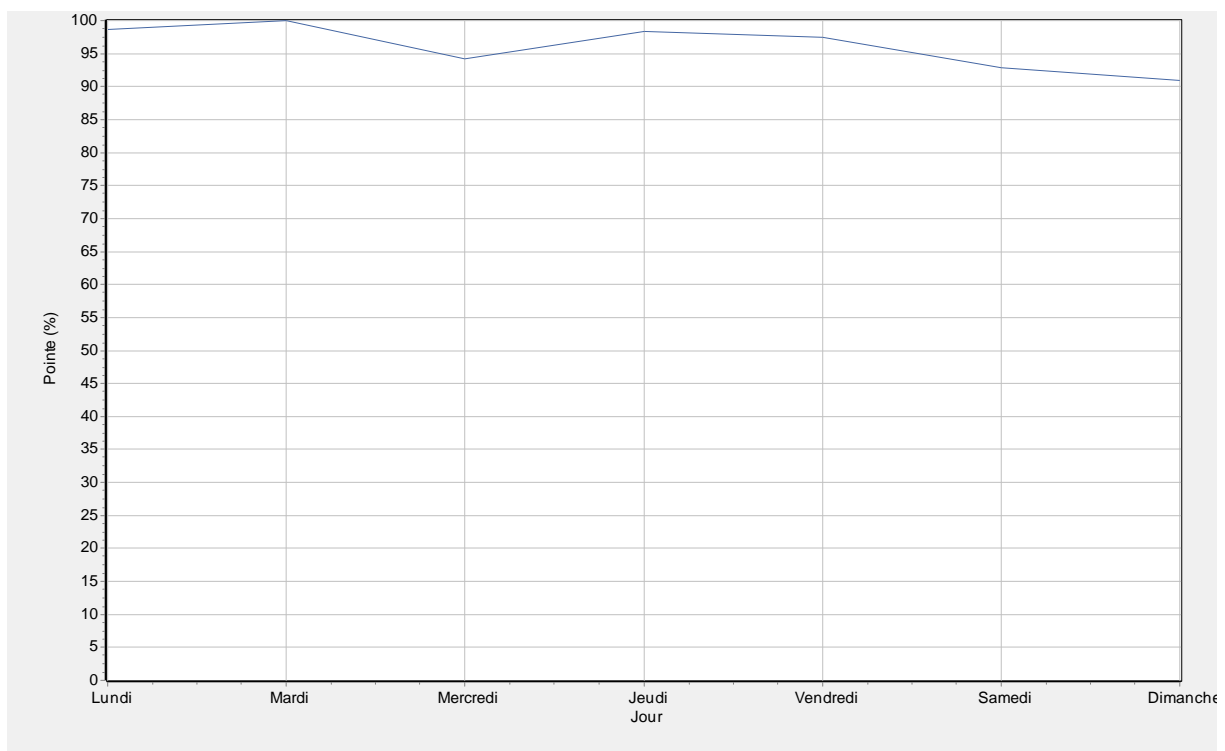


Figura 11 Perfil de carga semanal histórico do DAP

O dia com maior carga é, portanto, a terça-feira e ao fim-de-semana a carga é apenas 90% a 92% da semana.

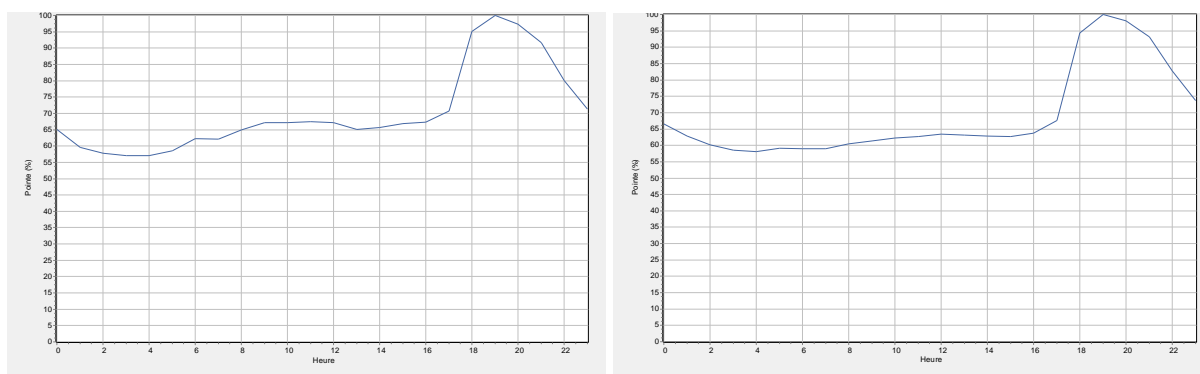


Figura 12 Perfil de carga diário histórico do DAP para um dia da semana (esquerda) e um fim de semana (direita)

Os gráficos acima mostram os perfis de carga média diária para um dia da semana e para o fim de semana, sendo as tendências praticamente as mesmas. O consumo diurno é relativamente estável, seguido por um forte pico noturno que começa por volta das 17h, com um declínio gradual após as 21h. Estes perfis evidenciam a importância da procura residencial no consumo total da ilha de São Tomé, como exemplificado pelo forte pico noturno.

Dada a prevalência dos deslapses de carga de pico nos últimos anos, a hora exacta do pico noturno deve ser interpretada com cautela. Em média, o pico de procura ocorre próximo das 19h, porém, se nas horas subsequentes a procura total dos clientes conectados à rede não for atendida devido a cortes de energia ou outras interrupções, o pico de procura atendida e o pico de procura real pode não corresponder. Em entrevistas com o departamento de expedição da EMAE, o horário real de pico foi estimado entre 19:00 e 21:00. Assim, estimaram-se curvas de carga que consideram potenciais factores correctivos para a procura suprimida, conforme se descreve na secção seguinte.

### 3.2.5 Estimativa da procura suprimida

Geralmente considera-se que a procura suprimida é constituída por diferentes factores:

1. Fornecimento insuficiente a clientes ligados à rede devido a limitações de infra-estrutura (horário de operação limitado em redes isoladas, problemas técnicos que levam a cortes, deslapses de carga devidos a fornecimento insuficiente);
2. Restrições devido à disponibilidade das conexões de clientes ou de energia;
3. Restrições devido à qualidade/confiabilidade da electricidade que impedem os clientes de se conectarem à rede (por exemplo, clientes industriais que preferem a autogeração para evitar consequências negativas de deslapses de carga ou cortes na sua operação);
4. No caso de São Tomé, dado o nível muito elevado de fraude ou consumo não contabilizado, existe alguma procura que se expressa na rede como perdas não técnicas, mas que não é correctamente classificada, dado que esta procura é na realidade consumida por um utilizador.

A estimativa da procura suprimida deve abordar cada um destes factores separadamente, pois eles exigem metodologias diferentes e também são expressos na rede sob diferentes condições. Uma visão geral das metodologias usadas para lidar com cada questão é apresentada resumidamente em seguida:

Fator	Restrições devidas à qualidade/fiabilidade da electricidade que impedem os clientes de se ligarem à rede	Fornecimento insuficiente aos clientes existentes ligados à rede em resultado de infra-estruturas insuficientes	Restrições devido à acessibilidade de ligações de clientes ou energia
Destinação	<p><b>Auto-geração Indústria -Large Commercial</b></p> <p><i>Os Clientes que preferem gerar a sua própria energia para evitar as consequências negativas de rationnement ou cortes de carga</i></p>	<p><b>" Demanda não atendida" residencial e PME</b></p> <p><i>Horas limitadas de funcionamento para grelhas isoladas, cortes, descargas de carga</i></p>	<p><b>" Demanda não atendida "</b></p>
Tratamentos planeados	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estimativa do nível de auto-geração para consumidores ligados à rede utilizando dados de distribuição de combustíveis recebidos da ENCO</li> <li>2. Inquérito a uma amostra dos maiores consumidores de electricidade ligados à rede na ilha (em curso).</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Correção de cortes técnicos : geração de uma curva de carga "alisada" a partir dos dados de expedição horários recebidos da EMAE</li> <li>2. Correção do sombreamento da carga: estimativa da demanda sem estrangimentos e da subgeração da auto-geração no pico e extrapolação deste permanece no pico durante a duração estimada do pico</li> </ol>	<p>Abordado através do crescimento projectado em</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Números de clientes nas categorias residencial e PME</li> <li>2. O consumo específico destas categorias</li> <li>3. Números de clientes ligados à extensão da rede de distribuição a novas áreas geográficas da ilha</li> </ol>

Figura 13 Métodos usados pelo Consultor para estimar a demanda suprimida

As horas/fornecimento limitados nas redes isoladas da EMAE são estimados com base numa normalização do consumo específico destes clientes com a procura de clientes semelhantes ligados à rede, a expressar se e quando estas redes estiverem ligadas à rede principal.

### 3.2.5.1 Estimativa da auto-geração por indústrias e grandes superfícies comerciais

Dado o fornecimento insuficiente devido à qualidade/confiabilidade da electricidade, alguns clientes industriais ou comerciais de grande porte têm capacidade de autogeração para evitar deslastes de carga ou cortes de energia.

Há poucos, ou nenhuns, dados acessíveis relativos à auto-geração por indústrias e grandes superfícies comerciais. O inquérito do consultor a uma amostra dos maiores consumidores de electricidade ligados à rede na ilha (ver questionário no anexo). O inquérito visou 15 grandes clientes, dando prioridade aos que têm um consumo superior a 25.000 kWh/ano, com um equilíbrio entre os diferentes tipos de actividade (por exemplo, hotel, banco, lojas, etc.). No entanto, apenas quatro grandes clientes responderam ao questionário e apenas parcialmente . A principal razão foi a indisponibilidade da grande indústria para partilhar os dados. Assim, o consultor estimou o nível de auto-geração para consumidores ligados à rede utilizando 3 métodos diferentes e os resultados do inquérito utilizados como um "controlo cruzado" qualitativo:

O quadro abaixo mostra o consumo anual dos 15 maiores consumidores. Juntos somam 71% do consumo total dos 69 maiores. No total, representam cerca de 10% da procura total em São Tomé. Nos países africanos, os consumidores de MV (maior consumidor) representam de 15 a 25% do consumo total. Em São Tomé é muito menos.

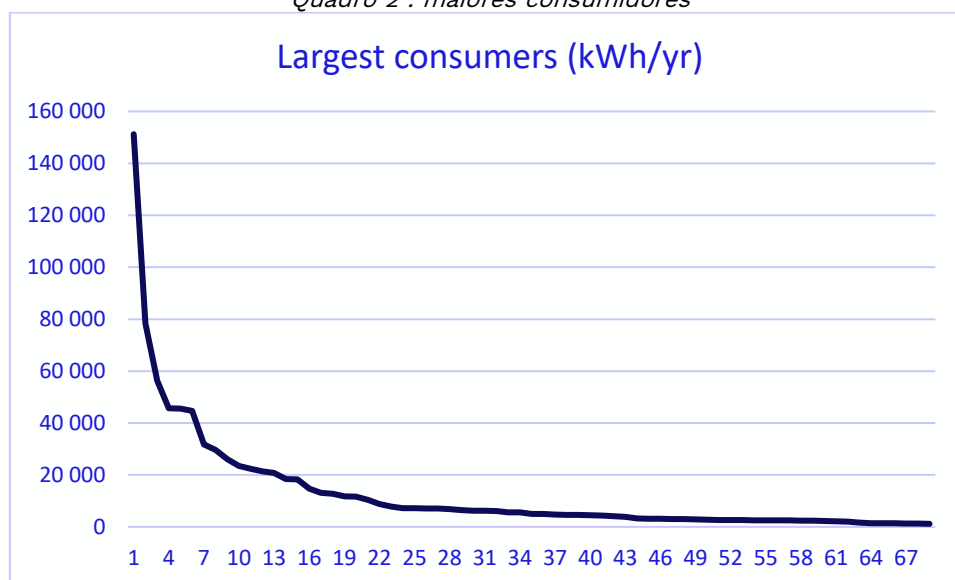
Os formulários de levantamento preenchidos por estes clientes são apresentados em anexo; a tabela seguinte mostra os clientes entrevistados e se responderam ao formulário ou não.

Quadro 1 : 15 Maiores consumidores

Nº	Consumo médio montly (kWh)	Consumo total estimado 2016	Sector (atividade)	Resposta
1	151 246	1 814 952	Hotel	Não
2	78 345	940 140	Comercial	Não
3	56 213	674 556	Hotel	Não
4	45 626	547 512	Telecomunicações	Não
5	45 590	547 080	Hotel	Não
6	44 656	535 872	Hotel	Sim
7	31 793	381 516	Aeroporto	Não
8	29 671	356 052	Telecomunicações	Não
9	26 105	313 260	Banco	Não
10	23 477	281 724	Hotel	Sim
11	22 410	268 920	Combustíveis e Óleos	Não
12	21 365	256 380	Hotel	Sim
13	20 808	249 696	Telecomunicações	Não
14	18 480	221 760	Telecomunicações	Não
15	18 288	219 456	Banco	Não

O valor abaixo mostra a curva classificada do consumo anual dos 69 maiores consumidores.

Quadro 2 : maiores consumidores



#### **Método A:**

O primeiro método utiliza os dados de distribuição de combustível recebidos da ENCO juntamente com pressupostos sobre o nível de auto-geração em São Tomé e Príncipe.

Os dados ENCO abrangem todas as entregas de combustível da Sonangol ao arquipélago de São Tomé e Príncipe. Os produtos destinados ao Príncipe são então enviados pela ENCO a partir do seu

armazenamento em Neves para o Príncipe. Príncipe combina 4,2% da população total de São Tomé e Príncipe, incluindo as perdas, assumimos que 5% do volume total de combustível da ENCO, sem combustível para EMAE, são para Príncipe.

Na ilha, os volumes de gasóleo e gasolina são divididos de acordo com:

- Gasóleo para EMAE, excluído do cálculo de autogeração;
- Gasóleo para Pestana, incluído no volume de autogeração; e
- Venda a retalho de gasóleo e gasolina em postos de gasolina, do qual se assume que 20% do volume é para autogeração<sup>5</sup>

Quadro 14 Volume de gasóleo e gasolina consumidos em São Tomé pelos utilizadores finais

Ano	Unidade	Gasóleo EMAE	Gasóleo Pestana	Gasóleo retalho	Gasolina	Total excluindo EMAE
2016	m3	27 208	75	9 505	9 909	19 489
2017	m3	29 694	99	8 165	10 506	18 770
2018	m3	27 712	166	8 912	11 146	20 224
2019	m3	28 077	126	8 564	11 134	19 824
2020	m3	29 534	83	7 381	10 560	18 024
2021 até Agosto	m3	24 301	126	7 432	9 836	17 394

Os volumes de combustível consumidos foram então convertidos em produção eléctrica:

$$\text{Electricidade autogerada (Ano } N) = \text{Vol. combustível}_N * \text{Densidade}_N * \text{PCI}_N * \text{rendimento}_N$$

Onde:

Electricidade autogerada em kWh;

Volume de combustível em m<sup>3</sup>;

Densidade é de 830 kg/m<sup>3</sup> para gasóleo e 745 kg/m<sup>3</sup> para gasolina;

Poder calorífico inferior (PCI) é de 11,9 kWhth/kg para gasóleo e de 12.5 kWhth/kg para gasolina; e

Rendimento (rendimento eléctrico do grupo gerador, kWhlec/kWhth) é de 25% para gasóleo e de 20% para gasolina.

A autogeração estimada para Indústria e Grande Comercial é apresentada na Quadro abaixo:

Quadro15 Estimativa de autogeração em São Tomé

Ano	Consumo total São Tomé (incl fraude) (EMAE) (GWh)	Estimativa autogeração São Tomé (GWh)	Percentagem de autogeração no consumo total (%)
2016	84,91	8,00	9%
2017	87,59	7,59	9%
2018	80,76	8,20	10%
2019	86,16	8,02	9%
2020	87,47	7,24	8%

<sup>5</sup> A partir de entrevistas em postos de gasolina, realizadas durante a missão inicial, estabeleceu-se que cerca de 20% do volume total foi abastecido em jerricãs para geradores pessoais.



Ano	Consumo total São Tomé (incl fraude) (EMAE) (GWh)	Estimativa autogeração São Tomé (GWh)	Percentagem de autogeração no consumo total (%)
<b>2021 até Out.</b>	57,31	7,03	12%

Entre 2016 e 2020 , a **auto-geração é estimada em média em 8,1 GWh/ano**, representando em média 9,5% do consumo eléctrico total<sup>6</sup> .

#### **Método B:**

O segundo método utiliza os dados de distribuição de combustível recebidos da ENCO juntamente com suposições sobre o consumo de combustível por sector.

A partir de todos os produtos petrolíferos importados pela ENCO, assumimos que os volumes de gasóleo e gasolina são divididos de acordo com a mesma:

- Consumo pela EMAE para produção de electricidade
- 5% do volume total de combustível da ENCO, sem combustível para EMAE, são para Príncipe
- Consumo por Pestana e Roséma, volumes disponíveis em dados da EMAE, apenas consumo de gasóleo
- Consumo retalhista para transportes (cf. Anexo Avaliação do consumo da frota automóvel e projecção da frota automóvel de veículos eléctricos (VE) em STP)
- Consumo por transporte marítimo a partir do Balanço Energético (apenas gasóleo)
- Outros consumos do Balanço Energético (militar, outras actividades)

Os volumes de combustível para auto-geração são obtidos subtraindo todos os consumos do acima referido ao volume total de combustível importado (ENCO). A partir dos dados recolhidos e do balanço energético, o ano mais consistente parece ser 2018. Assim, para este método, todos os consumos são estimados para 2018.

---

<sup>6</sup> As per total sales from EMAE and Non-technical losses

2018		Gasóleo	Gasolina	Tot
Volumes totais de ENCO	m <sup>3</sup>	36 790	11 146	47 936
Consumo EMAE (apenas Diesel)	m <sup>3</sup>	27 712		27 712
Princípio de consumo	m <sup>3</sup>	454	557	1 011
Consumo Pestana & Roséma (apenas gasóleo)	m <sup>3</sup>	940		940
Transporte de consumo	m <sup>3</sup>	2 108	9 440	11 547
Consumo de transporte marítimo de energia Equilíbrio (apenas gasóleo)	m <sup>3</sup>	2 105		2 105
Outros consumos do Balanço Energético (militar, outras actividades)	m <sup>3</sup>	650	727	1 377
Auto-geração de consumo (volumes totais - todos acima dos consumos)	m <sup>3</sup>	2 821	422	3 243

*Quadro16 Volumes de gasóleo e gasolina consumidos em São Tomé e Príncipe por sector em 2018*

Os volumes estimados de combustível consumido para auto-geração são então convertidos na produção eléctrica com o mesmo cálculo descrito no Método A.

Em 2018, a **Auto-geração é estimada em 7,8 GWh/ano**, representando 9,6% do consumo eléctrico total.

#### **Method C:**

O terceiro método utiliza o balanço energético do relatório do inventário de gases com efeito de estufa no sector energético para o período 2010-2019, DGRNE. Para cada sector, assumimos que a energia é utilizada (i) em Príncipe, (ii) como combustível (que não combustível fóssil), (iii) como combustível para auto-geração, como se segue:

- Comercial-Institucional: o consumo total de energia é de 668,9 TJ em 2018, considerando 5% em Príncipe, como combustível (85% diesel e 90% gasóleo) e os restantes 10% é combustível para auto-geração.
- Residencial: o consumo total de energia é de 765,2 TJ em 2018, considerando 5% em Príncipe, 90% como combustível e os restantes 5% como combustível para auto-geração.
- Agricultura e pesca: o consumo total de energia é de 60,8 TJ em 2018, considerando 5% em Príncipe, 93% como combustível e os restantes 2% como combustível para a auto-geração.
- Transporte: o consumo total de energia é de 477,0 TJ em 2018, considerando 80% tanto em gasóleo como em gasolina para transporte rodoviário, 5% em Príncipe, 5% como combustível, e o restante é combustível para auto-geração.

Os volumes estimados de combustível consumido para auto-geração são então convertidos na produção eléctrica com o mesmo cálculo descrito no Método A.

Em 2018, a auto-geração é estimada em 10,3 GWh/ano, representando 13% do consumo eléctrico total.

<b>Resumo Estimativa da auto-geração em São Tomé e Príncipe</b>		
Método A (ENCO + pressuposto de auto-geração)	GWh	8,6
Método B (ENCO + consumo de combustível/sector)	GWh	7,8
Método C (Balanço Energético)	GWh	10,3
<b>Médio</b>	<b>GWh</b>	<b>8,9</b>
	+/-20%	1,8

*Quadro17 Resumo da estimativa da auto-geração em São Tomé e Príncipe*

Para a previsão da carga a longo prazo, a auto-geração é estimada em média em 8,9 GWh/ano. Com o perfil de carga criado no DAP, o consumo total foi convertido em carga, com uma contribuição estimada de 1,65 MW no pico .

### 3.2.5.2 Estimativa da "procura não atendida" de residências e PME

A "procura não atendida" de residências e PMEs é considerada como a procura de clientes ligados à rede que não podem ser servidos por causa de cortes técnicos ou de queda de carga, dos quais não têm meios para se auto-gerarem electricidade.

Primeiro, para corrigir os cortes técnicos, o Consultor gerou curvas de carga "alisadas" já explicou anteriormente. A diferença entre as curvas de carga "em bruto" e as curvas de carga "alisadas" é responsável pela procura suprimida dos cortes técnicos.

Com este método, a procura "não atendida" estimada devido aos cortes técnicos é resumida no Quadro abaixo:

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>Média</b>
<b>Procura não atendida (GWh)</b>	2,3	3,7	3,4	2,1	2,7	<b>2,8</b>

*Quadro18 Estimativa da "procura histórica não atendida" devido a cortes técnicos em São Tomé e Príncipe*

A procura "não atendida" devido a cortes técnicos é estimada em 2,8 GWh. Com o perfil de carga criado no DAP, a procura "não atendida" em GWh foi convertida em carga, com uma contribuição estimada de 0,5 MW no pico.

Em segundo lugar, há uma necessidade de corrigir para a Caudal de carga. Estima-se que o pico de carga atinja 22MW em média pela EMAE para 2021, contudo, a partir dos dados de expedição, a carga de pico observada é de 15 MW em média em 2021. A estimativa do nível de auto-geração permitiu ao consultor estimar a auto-geração no pico de carga contabilizando cerca de 1,65MW e a procura "não atendida" devido a cortes técnicos de 0,5MW. Uma vez que se estima que o pico de carga atinge em média 22MW pela EMAE, nem toda a procura suprimida da Caudal de carga é compensada pela auto-geração, os clientes residenciais podem, por exemplo, permanecer no escuro ou utilizar velas ou baterias como backups. Isto sugere que aproximadamente 4,2 MW de pico de procura não são actualmente satisfeitos pelo sistema, resultando numa "procura não atendida" residencial e de PMEs.

Assumindo que no pico de carga a tendência teria permanecido sem Caudal de carga, utilizámos uma extrapolação da curva de carga diária durante o período de pico de carga, conforme apresentado no gráfico abaixo.

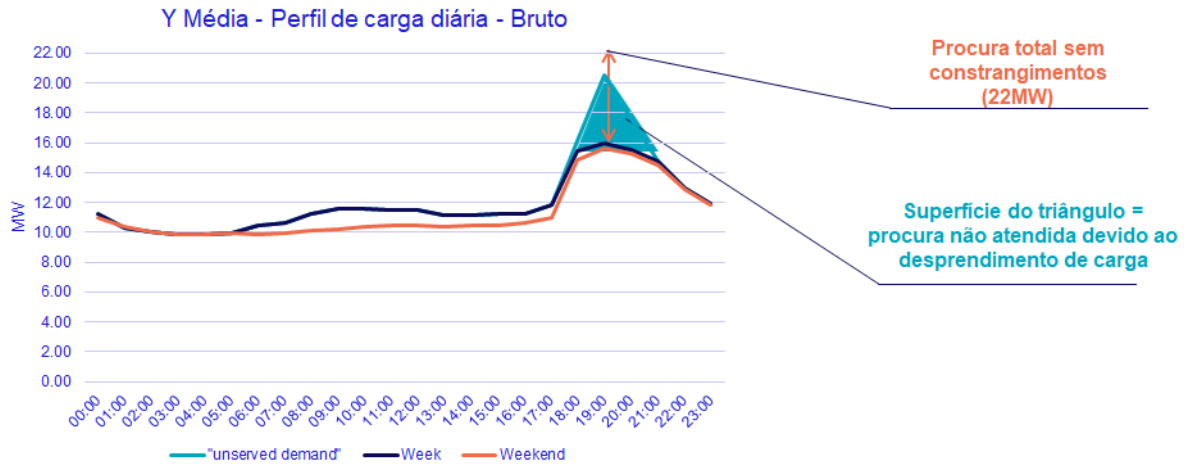


Figura 14 Descrição esquemática da estimativa da procura suprimida devido à queda de carga  
 Foi criado um perfil de carga no DAP para representar a Caudal de carga:

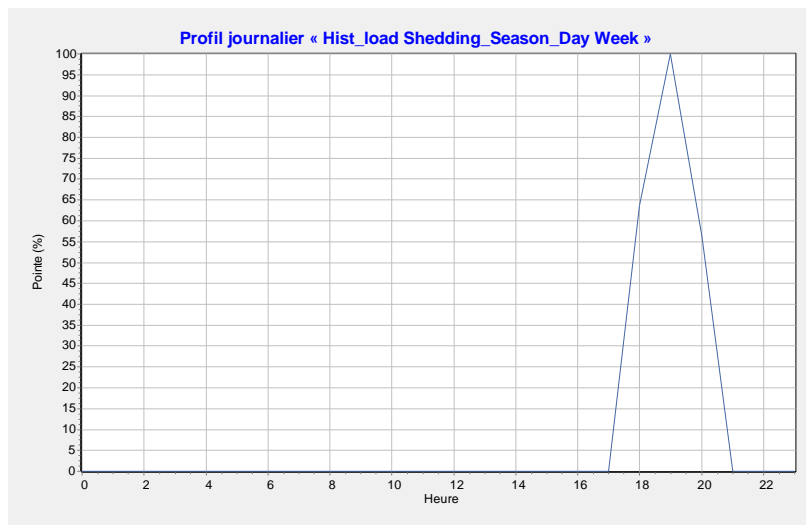


Figura 15 Perfil histórico de carga diária da DAP@ para um dia semana para a procura não atendida devido à Caudal de carga

A procura "não atendida" devido à Caudal de carga é estimada em 4,2 MW no pico de carga. Com o perfil de carga criado no DAP, a carga "não atendida" em MW foi convertida em procura, com uma contribuição estimada de 2,2 GWh para a procura total.

A "procura global não atendida" representa menos de 10% do consumo total de electricidade.

### 3.2.5.3 Estimativa da "procura não satisfeita"

A "procura não satisfeita" corresponde aos clientes, ou clientes potenciais, que sofrem de restrições devido à acessibilidade dos preços das ligações ou da energia (restrição económica) ou devido à

cobertura da rede (clientes que gostariam de ser ligados mas que estão localizados numa área não coberta pela infra-estrutura existente, ou seja, restrição geográfica).

A procura não satisfeita das pessoas com restrições económicas será abordada através do crescimento previsto do número de clientes nas categorias residencial e de PME, e através do crescimento previsto do consumo específico destas categorias.

A procura não satisfeita devido a restrições geográficas será abordada através do crescimento previsto do número de clientes ligados à extensão da rede de distribuição a novas áreas geográficas da ilha.

### 3.2.6 Estimativa da frota e do consumo de veículos eléctricos

#### Estimativa e projecção do motor de combustão interna (ICE) do veículo:

A dimensão da frota foi estimada com base nos dados apresentados pelo CITAC para o estudo da CEDEAO (Março de 2019) e uma correlação entre a frota automóvel, PIB, e população urbana dos países seleccionados da CEDEAO (alguns dados não fiáveis dos países, foram eliminados), e dados do STP.

A frota de veículos ligeiros (LV) da STP está estimada em cerca de 8.000 unidades em 2020. A idade média é de 11 anos (ou seja, uma taxa de renovação de 9% por ano), se comparada com a média (relativamente estável) de novas matrículas nos últimos 8 anos.

Com base nos novos registos de veículos em STP entre 2013 e 2020, a esperança de vida por tipo de veículo e assumindo que a quota de importação de tipos de veículos é representativa da frota actual em São Tomé e Príncipe, a frota total de veículos em STP é estimada em 2020 como se segue:

<i>Veículo Ligeiro (LV)</i>	<i>Veículo pesado (HV)</i>	<i>Motocicleta (MC)</i>
7 992	926	6 464
52%	6%	42%

*Quadro 19 Estimativa da frota total de veículos em STP em 2020*

Para a projecção do veículo ICE até 2050, assumimos que:

- A quota de importação de tipos de veículos permanece a mesma durante todo o período de previsão;
- As importações de veículos estão a crescer à taxa de 5% por ano, todos os tipos de motores e veículos;
- A idade média é de 11 anos (ou seja, uma taxa de renovação de 9% por ano).

Os resultados da projecção do veículo ICE são um crescimento da frota total com um CAGR de 4% para o período de 2020 a 2050 com aproximadamente 25 000 veículos ligeiros (53%), 2 000 veículos pesados (4%) e 20 000 motociclos (43%) em 2050.

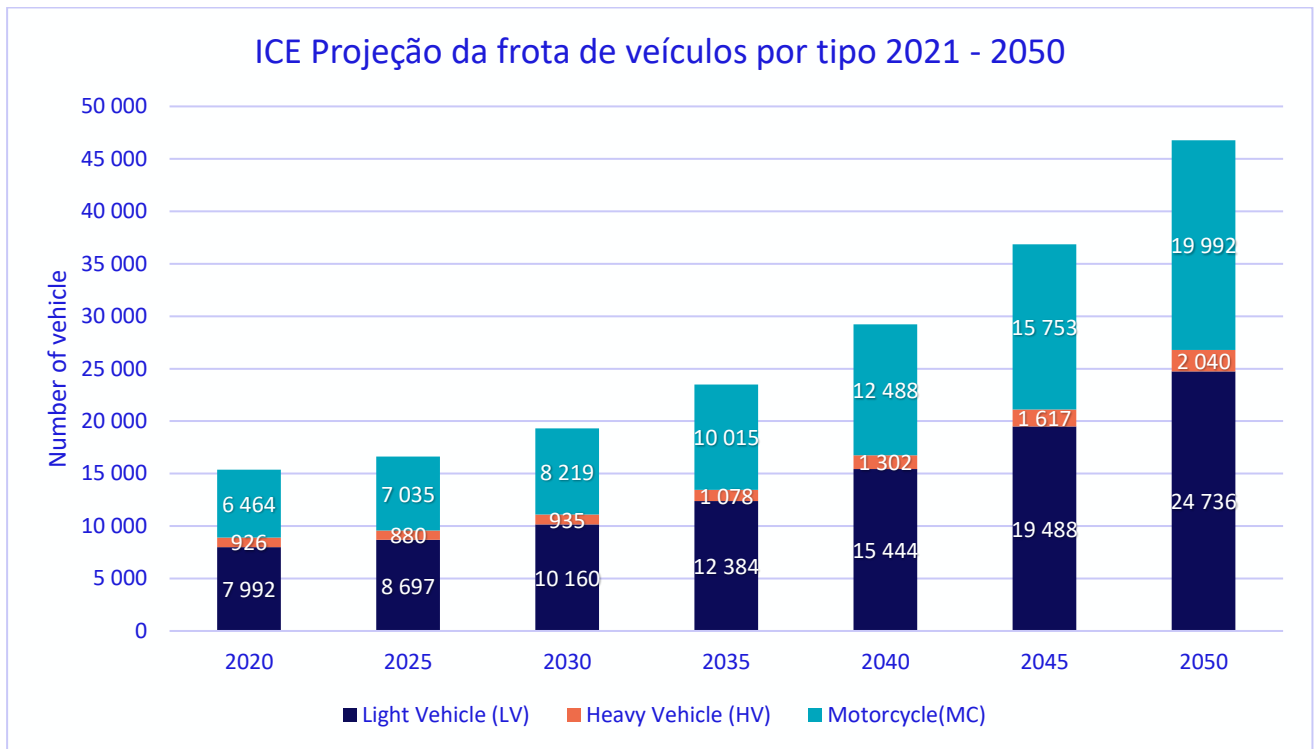


Figura 16 São Tomé ICE Projeção da frota de veículos por tipo 2021 – 2050

#### Estimativa do consumo da unidade de Veículos Eléctricos:

A partir do consumo de transporte rodoviário do balanço energético da DGRNE, estimamos o consumo actual de gasóleo e gasolina para o transporte rodoviário stricto sensu (m<sup>3</sup>):

Diesel	Gasolina	Total
2 108	9 440	11 547

Quadro20 Estimativa do consumo de gasóleo e gasolina para o transporte rodoviário

Toda a frota motorizada (LV + HV + MC) foi convertida em unidades equivalentes a LV (ULV), a fim de determinar a distância média anual percorrida por uma ULV e depois, numa segunda fase, avaliar o consumo médio de electricidade por veículo durante um ano.

A distância anual percorrida é de 9,955 km por ano por ULV. Trata-se de um valor relativamente elevado num território tão pequeno como a ilha de São Tomé (850 km<sup>2</sup>) e com uma rede rodoviária fora da capital que está subdesenvolvida e degradada. Tendo em conta a margem de erro associada às suposições acima referidas, este valor está no topo da escala.

O consumo médio de um veículo eléctrico de tamanho médio, semelhante aos veículos em circulação em São Tomé e Príncipe, é de 15 kWh/100 km. O consumo de electricidade de um veículo eléctrico ULV é assim estimado em 1,490 kWh/ano .

Sem estudos existentes sobre o desenvolvimento da mobilidade eléctrica e hábitos de carga, o perfil de carga dos veículos eléctricos baseia-se no actual perfil de carga "geral".

### 3.2.7 Segmentação por categoria de clientes

As categorias de clientes da EMAE foram agrupadas em quatro grandes categorias, com base no seu tipo e comportamento de consumo.

*Quadro21 Categorização de clientes da EMAE*

<b>Categoria EMAE</b>	<b>Categoria previsão carga</b>
<b>10-EMAE</b>	Admin., instit., comp. nac.
<b>11 e 13-Estado</b>	Admin., instit., comp. nac.
<b>12-Empresa Estatal</b>	Admin., instit., comp. nac.
<b>14-Organismo para-Estatal</b>	Admin., instit., comp. nac.
<b>15-Autarquia</b>	Admin., instit., comp. nac.
<b>16-Agências de Viagens</b>	Indústria – Grande Comercial
<b>31-Industrial</b>	Indústria – Grande Comercial
<b>32-Particular</b>	Residencial
<b>33-Comercial e Serviços</b>	PME-Comercial
<b>34-Embaixadas e Org. Internacionais</b>	Admin., instit., comp. nac.
<b>35-Trabalhador da EMAE</b>	Residencial
<b>36-Organismos Privados</b>	Indústria – Grande Comercial
<b>37-Região Autônoma (Estado)</b>	Admin., instit., comp. nac.
<b>38-Instituições Financeiras</b>	Indústria – Grande Comercial
<b>39-Empresa de Telecomunicações</b>	Indústria – Grande Comercial
<b>Pré-Pago</b>	Residencial/PME

O departamento comercial da EMAE indicou que os contadores pré-pagos são distribuídos tanto para clientes residenciais quanto para microempresas. Assumiu-se que os clientes do pré-pago estão distribuídos entre Residenciais e PME com base no número de clientes para cada categoria no número total de clientes (ou seja, 94% para Residencial e 6% para Pré-pago).

### 3.2.8 Métodos estatísticos utilizados para a previsão da carga a longo prazo

As análises realizadas no DAP são baseadas nos dados históricos acima mencionados. Para cada segmento apresentado na secção anterior, é utilizado um método estatístico específico para a previsão de carga de curto prazo:

*Quadro22 Métodos para previsão de carga de curto prazo*

<b>Segmento</b>	<b>Método</b>
Residencial	Abordagem econométrica consumista
Admin.	Abordagem econométrica do consumo total
PME – Comercial	Abordagem econométrica consumista
Indústria –Grande comercial	Abordagem econométrica do consumo total

#### 3.2.8.1 Abordagem consumista

Para o segmento Residencial e PME/Comercial, as previsões são baseadas numa metodologia “consumista”. De acordo com essa metodologia, a procura total de cada segmento é obtida pela multiplicação do número de clientes pelo consumo específico de cada período. O número de clientes e o consumo específico são previstos separadamente para determinar a procura.

$$Procura\ Ano\ N = N.Clientes_N * Consumo\ Específico_N$$

Este método é também utilizado como uma verificação de cima para baixo para sentir os resultados de verificação dos métodos consumistas

### 3.2.8.2 Abordagem sobre o consumo total

Para os segmentos comerciais Admin e Grande-Indústria, as previsões de carga são baseadas numa metodologia de “consumo total”. De acordo com essa metodologia, a procura total de cada segmento é obtida por uma extrapolação de vendas (GWh) para um segmento com base em séries históricas de dados segundo uma regressão linear, exponencial etc, ou de acordo com a elasticidade a um factor determinante.

### 3.2.8.3 Factores determinantes

Cada um dos métodos de previsão pode utilizar um factor determinante para orientar a evolução da procura, seja para a previsão do número de clientes, do consumo específico ou do consumo total. Os Factores Determinantes são dados relacionados com o objectivo do estudo que orientarão a evolução futura da procura ou da carga eléctrica do segmento considerado. Podem ser considerados como factores determinantes: população, PIB, PIB/Cap, número de toneladas produzidas de determinados produtos, etc. A evolução passada destes factores é geralmente obtida através de instituições estatísticas, entidades profissionais, universidades, etc.

Para prever uma série (por exemplo, consumo total, número de clientes, consumo específico, etc.) em primeiro lugar é testada a correlação estatística entre a série e o factor determinante. Se for encontrada uma correlação forte entre a série e o factor determinante, a elasticidade é calculada. A elasticidade mede a sensibilidade da série a uma mudança no factor determinante.

$$Elasticidade\ (e) = \frac{\% \text{ mudança na série}}{\% \text{ mudança no factor determinante}}$$

Em seguida, calcula-se a previsão da série ligada ao factor determinante. Por exemplo, existe uma elasticidade do PIB à procura da grande indústria e PME.

$$Procura_N = Procura_{N-1} * (1 + Crescimento\ PIB_N * Elasticidade)$$

É necessário que haja dados históricos e de previsão do factor para que possa ser utilizado como factor determinante. Os dados disponíveis para os motores da macro-procura a nível nacional são extremamente limitados para a ilha de São Tomé e não se conseguiu identificar quaisquer projecções sectoriais do PIB, metas de produção agrícola ou de chegada de turistas para o futuro durante o processo de recolha de dados, apenas população total e PIB a nível nacional. Assim, projectámos cada segmento a nível nacional agregado, em vez de gerar previsões diferenciadas para cada província da ilha. Isso porque, na ausência de projecções económicas/demográficas confiáveis e diferenciadas por província ou sector, corremos o risco de acumular premissas arbitrárias no desenvolvimento das previsões de procura e, ao fazê-lo, gerar resultados incoerentes a nível nacional.

## 3.3 Estrutura e pressupostos

### 3.3.1 Estrutura da previsão da carga a longo prazo

O objectivo da previsão da carga a longo prazo é servir de base para o planeamento da produção a longo prazo da ilha de São Tomé e Príncipe.

Foram construídos três cenários de procura da previsão de carga a longo prazo a fim de se obter uma gama de resultados para a procura prevista até 2050. O objectivo de trabalhar a partir de diferentes



cenários não é prever o futuro, mas compreender melhor os mecanismos em funcionamento e as incertezas, a fim de tomar decisões tão robustas quanto possível face a estas incertezas.

4. Cenário de baixa procura:

- Crescimento da procura de electricidade é limitado pela actividade económica limitada: novos investimentos limitados, lenta melhoria do rendimento das famílias, chegada limitada de turistas, etc;
- Continuação da procura reprimida, auto-geração e perdas em resultado de uma lenta melhoria da rede;
- Nenhuma penetração de veículos eléctricos na ausência de infra-estruturas e desenvolvimento do mercado

5. Cenário baixo:

- Crescimento da procura de electricidade é impulsionado por uma recuperação da actividade económica em São Tomé e Príncipe a partir de 2022 e 2023;
- Algumas da procura suprimida, auto-geração e perdas continuaram, mas são reduzidas pela reparação dos geradores existentes até 2022 e melhoria da rede;
- Apoio político local ao desenvolvimento do mercado de veículos eléctricos levando a uma penetração moderada de VE a partir de 2040 e seguindo os objectivos do PANEE.

6. Cenário alto:

- As actividades económicas são mais elevadas do que o esperado, levando a uma elevada procura de electricidade;
- A procura suprimida, a auto-geração e as perdas reduzem rapidamente graças aos investimentos em geradores existentes e às reparações na rede;
- Fortes políticas internacionais e locais apoiam o desenvolvimento do mercado de VE, levando a uma elevada penetração dos VE a partir de 2030.

Os três cenários combinam diferentes variantes de variáveis macroeconómicas, demográficas ou sectoriais, resumidas abaixo:

Segmento	Método	Cenário de base Pressupostos	Variações para Cenário baixo / Cenário alto
<b>Residenciais</b>	Consumista, Econometria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Números de clientes:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elasticidade com os lares</li> <li>• Número de clientes limitado ao número de lares (Considerando objectivos políticos para a ligação universal)</li> </ul> </li> <li>• Consumo específico: 1464 kWh/ano em 2040 (estimativas MTF WB)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Números de clientes: os mesmos do cenário de base</li> <li>• Consumo específico: meta atingida 10 anos depois/antes</li> </ul>
<b>Admin</b>	Abordagem econométrica sobre o consumo total	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo total: elasticidade com a população</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo total: o mesmo do cenário de base</li> </ul>

<b>SME Comerciais</b>	Consumista, Econometria	<ul style="list-style-type: none"> <li>Números de clientes: elasticidade com GDP</li> <li>Consumo específico: +20% do consumo específico actual em 2050</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Números de clientes: elasticidade com estimativas de GDP baixo/alto</li> <li>Consumo específico: meta atingida 10 anos depois/antes</li> </ul>
<b>Indústria Grande Comércio</b>	Abordagem econométrica sobre o consumo total	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumo total: elasticidade com o PIB com uma correcção entre 2021 e 2023 reflectindo atrasos para regressar ao "normal".</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumo total: elasticidade com estimativas de GDP baixo/alto</li> </ul>

*Quadro23 Resumo dos cenários de previsão de carga utilizados*

O horizonte para a previsão da carga foi inicialmente fixado em 2040, correspondendo ao horizonte de planeamento dos meios de produção e de transporte. No entanto, após discussões com o cliente, foi decidido prolongar o horizonte até 2050. Assim, algumas hipóteses de previsão foram feitas para 2040 combinadas com uma projecção de tendência entre 2040 e 2050.

Dada a ausência de dados de consumo total ou número de clientes para os vários segmentos para o ano 2021, as previsões começam, portanto, em 2021. No entanto, as previsões para 2021 consideram certos elementos concretos, em particular as informações recebidas da EMAE sobre o total de vendas até Agosto de 2021.

Os resultados esperados, para o cenário adoptado, para cada segmento e para cada ano do período de estudo (2021-2026) são a estimativa de:

- Procura de energia (GWh);
- Procura de potência (MW) para períodos de pico e fora do pico;
- Curvas de carga horárias;
- Curvas de carga anual total e classificada; e
- Estimativa de perdas técnicas (transporte e distribuição) e não técnicas (energia e potência).

### **3.3.2 Premissas demográficas e macroeconómicas**

#### **3.3.2.1 Premissas demográficas**

O último censo populacional em São Tomé e Príncipe foi feito em 2012. Assim, a população actual é uma estimativa baseada no censo de 2012. Encontramos duas fontes confiáveis para projecções demográficas: o Instituto Nacional de Estatística (INE) e a Divisão de População das Nações Unidas (UNPop).

O INE estima que a população residente total de São Tomé e Príncipe era de 210 240 habitantes em 2020, estando aproximadamente 96% da população, ou 201 461 habitantes, localizada nos seis distritos da Ilha de São Tomé.<sup>7</sup> A taxa de crescimento anual utilizada na estimativa é de 2% de 2013 a

<sup>7</sup> As estimativas populacionais subnacionais foram realizadas a nível distrital/regional usando um método de rácios, baseado na distribuição proporcional de cada distrito ou região em relação à população total. Com este método, assumiu-se a mesma dinâmica considerada para o nível nacional. Para a fixação dos rácios ao nível distrital e/ou regional foi tida em conta a evolução dos respectivos pesos relativos entre 2001 e 2012, nomeadamente a partir da média dos dois ou três anos anteriores ao ano a estimar ou projectar. Os restantes 4,2% da população estão localizados na região autónoma do Príncipe.

2015 e 2,1% de 2016 a 2020, resultando numa taxa média de crescimento anual de 2,05% para o período de estudo.

Num estudo de 2015, o INE realizou uma projecção demográfica para São Tomé e Príncipe até 2035. A projecção do INE será utilizada até 2035, e os dados do Banco Mundial para a previsão a longo prazo serão os seguintes:

Taxa média de crescimento anual	INE	Baixa fertilidade de ONU	Fertilidade média da ONU	Alta Fertilidade da ONU
2021-2025	2,08%	1,79%	1,97%	2,14%
2025-2030	2,07%	1,84%	2,12%	2,38%
2030-2035	1,95%	1,75%	2,08%	2,40%
2035-2040	N/A	1,71%	2,04%	2,35%
2040-2050	N/A	1,49%	1,85%	2,18%

**Cenário de base 2021 - 2050:**

- Para o período de 2021 - 2035, serão utilizadas as estimativas das taxas de crescimento populacional do INE.
- Após 2035, as estimativas da taxa de crescimento do Cenário de Fertilidade Média UNPop serão aplicadas aos números da população do INE para o período 2036 - 2050.

Quadro24 Taxa média de crescimento anual da população para o cenário de base Quadro23

Os únicos dados disponíveis sobre o número de pessoas por domicílio são provenientes do censo de 2012 e estão representados no quadro abaixo. Assim, o número médio de pessoas por domicílio considerado será de 4 ao longo do período.

Com base nessas suposições, o gráfico abaixo mostra a população projetada de São Tomé e o número de pessoas por domicílio até 2026.

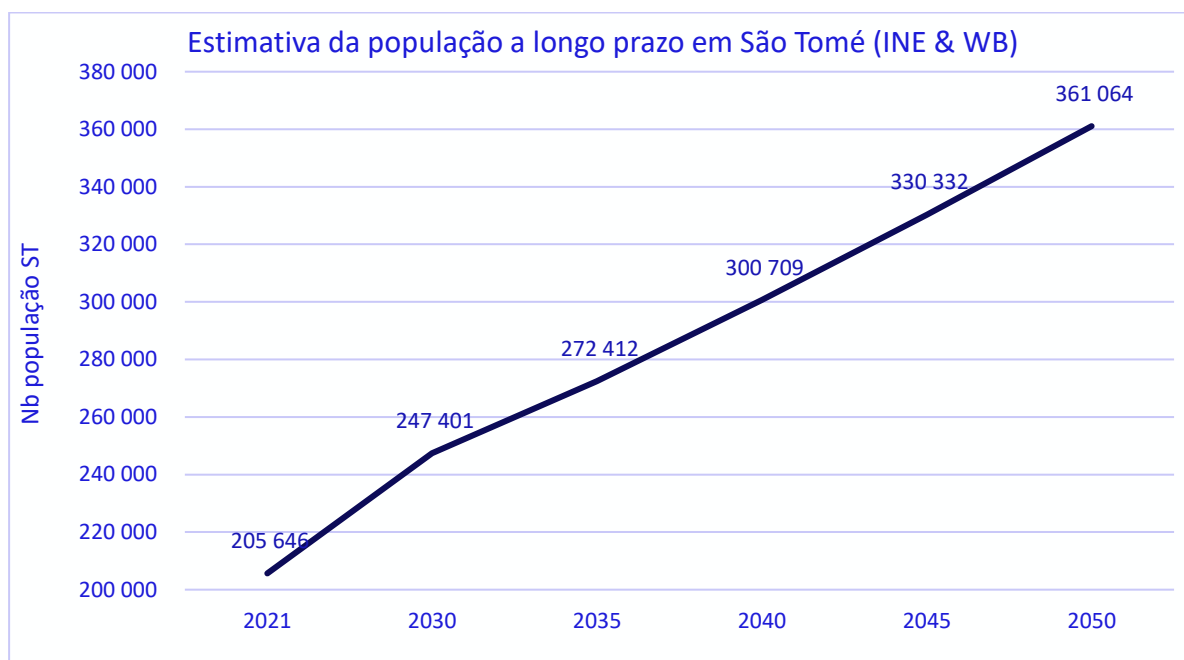


Figura 17 Projecção da população na Ilha de São Tomé a partir do INE 2015 & WB

**Para não determinar em demasia a previsão, propomos a utilização da projecção da população acima referida para os três cenários**, as variantes populacionais Baixa e Alta podem então ser testadas como uma sensibilidade.

### 3.3.2.2 Premissas Macroeconômicas

O PIB de São Tomé e Príncipe cresceu a uma taxa média de 4,6% entre 2001 e 2020. No entanto, o crescimento tem vindo a apresentar uma tendência de diminuição ao longo da última década, conforme ilustrado no gráfico abaixo, desacelerando para 2,9% e 2,2% respectivamente em 2018 e 2019<sup>8</sup>. A pandemia de COVID-19 também afectou a economia de São Tomé e Príncipe, com confinamentos e encerramento de negócios. No entanto, apesar desses impactos, o crescimento do PIB é actualmente estimado em 3,1% para o ano de 2020.

A curto prazo, prevê-se que o crescimento permaneça positivo em 2021, mas que abrande para cerca de 2%, reflectindo atrasos no regresso dos turistas, antes de se reforçar para 3% em 2022<sup>9</sup>.

Para o cenário de base, de 2019 a 2021 é considerado o crescimento do PIB ajustado do estudo do FMI (2021). Do estudo do FMI publicado em Novembro de 2021, para além de 2022 espera-se que o crescimento tenderia para uma média a longo prazo de 4% até 2040, apoiado por melhores infra-estruturas e um potencial turístico mais forte. A longo prazo, o investimento estrangeiro, particularmente de Portugal e da África do Sul, deverá permitir que o turismo se desenvolva significativamente. Para o cenário de base, o Consultor tirou a projecção do estudo do FMI até 2040,

<sup>8</sup> World Bank, Country Overview, 2021

<sup>9</sup> Democratic Republic of São Tomé and Príncipe: Third Review Under the Extended Credit Facility Arrangement and Financing Assurances Review-Press Release; Staff Report; and Statement by the Executive Director, IMF, Sept 2021

seguindo a mesma tendência até 2050. Para o cenário baixo e alto, assume-se que o crescimento do PIB é respectivamente 20% mais baixo ou mais alto do cenário de cenário de base.

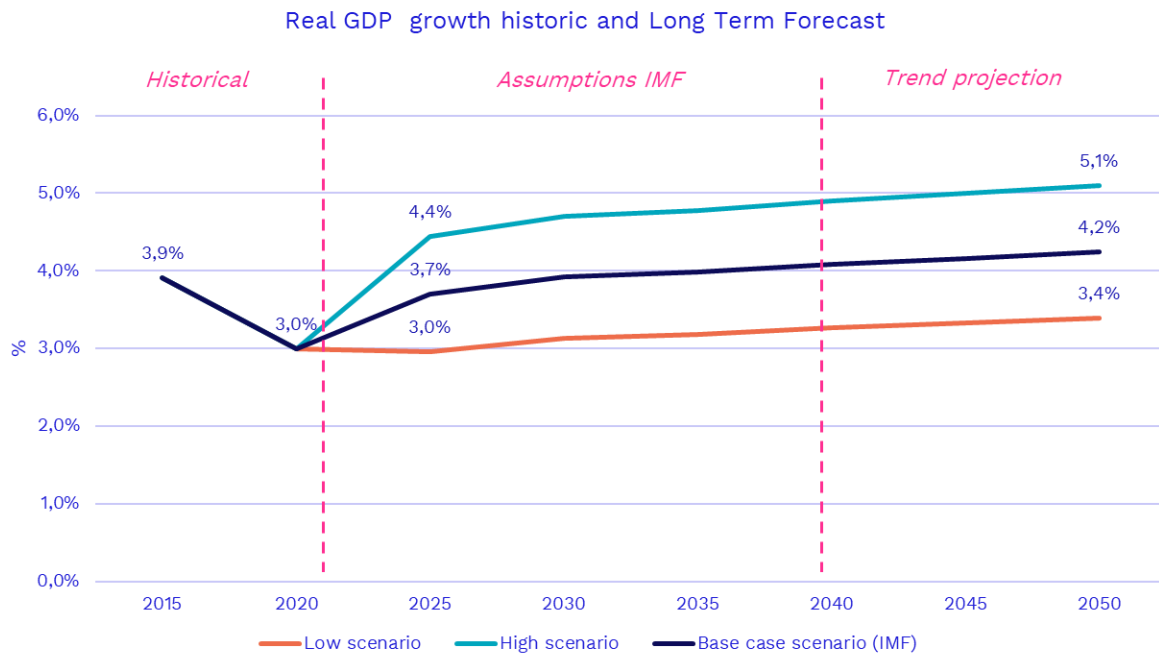


Figura 18 Projecção do crescimento do PIB de São Tomé

### 3.3.3 Previsão de carga residencial

A previsão de carga residencial é baseada num método consumista.

#### 3.3.3.1 Previsão do número de clientes

Para o período histórico 2012-2020, observou-se um crescimento do número de clientes residenciais com taxa de crescimento anual composta (CAGR) de 6% e tendência linear.

Utilizando o método dos “mínimos quadrados”, foram testadas as relações existentes entre o número de clientes e o número de domicílios, o PIB, o PIB/cap e uma regressão linear.

Foi encontrada uma forte relação entre o número de clientes residenciais e o número de domicílios, com coeficiente de determinação  $r^2=0,995$  e estatisticamente significativa com valor-p de 0,05.

Assim, o número de clientes residenciais é considerado elástico com o número de domicílios. A previsão estatística do número de clientes residenciais é realizada considerando o número de domicílios como factor determinante. No entanto, o número de clientes é limitado ao número de famílias.

Assume-se que a projecção da população estimada é a mesma para os três cenários, pelo que existe apenas uma previsão do número de clientes residenciais para 2021 a 2050.

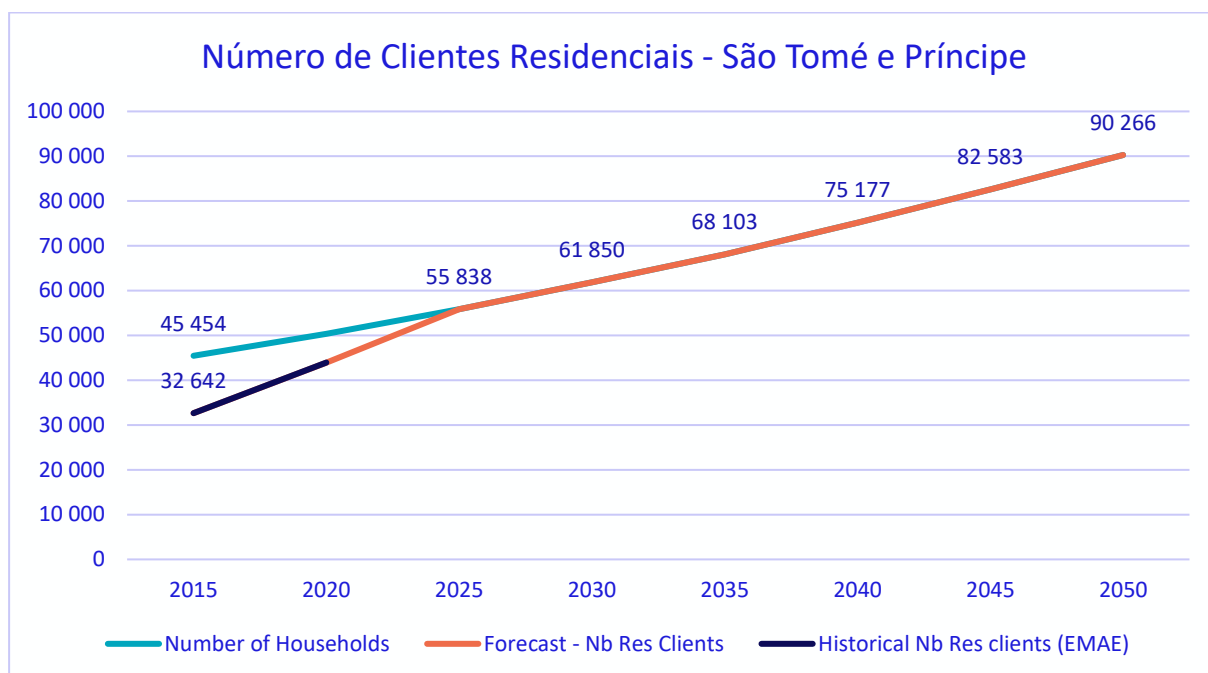


Figura 19 Dados históricos e previsão do número de clientes residenciais para 2021 a 2050

Em 2020, segundo dados da EMAE, o número de clientes residenciais era de 44 129 para 50 365 domicílios (INE), levando a uma taxa de ligação de 88%.

Os resultados da previsão dão uma taxa de ligação de 100% alcançada em 2024. Com uma CAGR de 2,4% entre 2021 e 2050, o número de clientes residenciais seria de 90 266 em 2050.

### 3.3.3.2 Previsão de consumo específico

O consumo específico diminuiu em média entre 2012 e 2020 com um CAGR de -1%. A partir de 2018 e 2020, houve uma desaceleração económica grande onde os clientes residenciais pareciam consumir menos.

Utilizando o método dos mínimos quadrados, foram testadas as relações existentes entre o consumo específico e o número de domicílios, o PIB, o PIB/cap e uma regressão linear. Não foram encontradas relações fortes, pelo que assumimos que a evolução a curto prazo do consumo específico seguirá a do período anterior, significando uma diminuição do consumo específico de 1%. Dado que 2018 e 2020 não são representativos dos hábitos de consumo, assumimos que o consumo específico de referência é o de 2017 (e.g. 884 kWh/cliente<sup>10</sup>).

Em 2020, o consumo específico do sector residencial foi de aproximadamente 850 kWh/ano, assumimos que o consumo específico a longo prazo do cenário de base atingirá as estimativas apresentadas no inquérito MTF do BM de 1 464 kWh/ano em 2040. Representa um aumento no consumo específico com um CAGR de 2,9% entre 2020 e 2050. É então alcançada uma projecção de tendência para prever o consumo específico até 2050.

<sup>10</sup> Os clientes residenciais consomem em média 864 kWh/ano, que compara com os resultados da pesquisa do BM onde o consumo específico foi estimado em 1464 kWh/ano; essa diferença pode ser explicada por fraude ou contadores inactivos.

Para o cenário baixo e alto, assume-se que o objectivo do BM para o consumo específico é alcançado respectivamente 10 anos depois e antes.

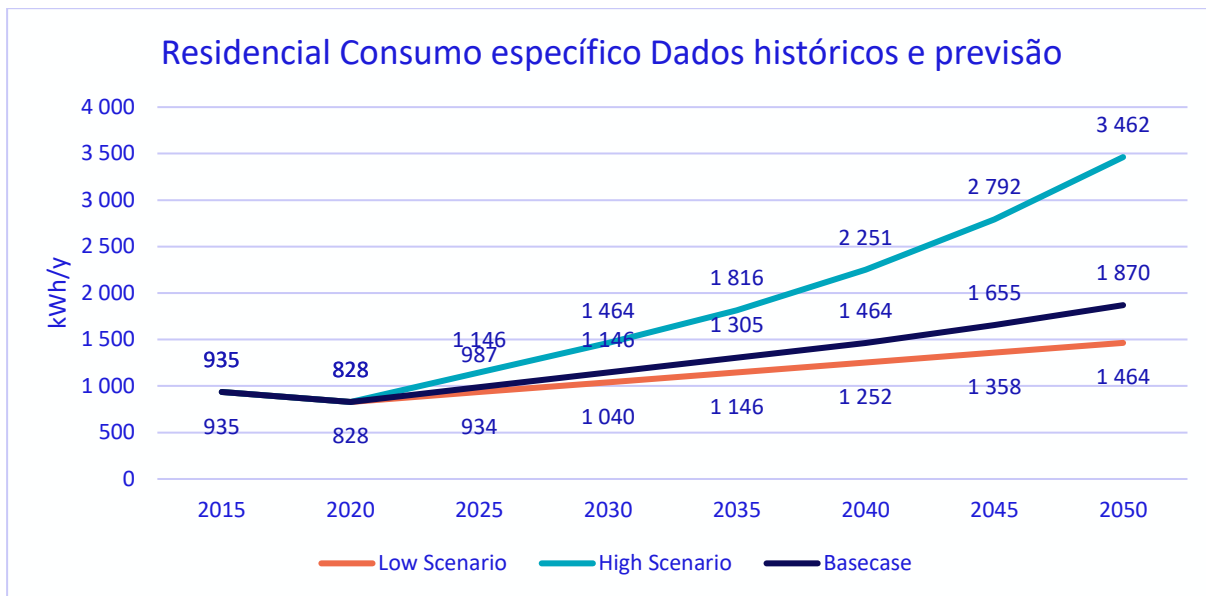


Figura 20 Consumo específico residencial Dados históricos e previsão

### 3.3.3.3 Resumo das Premissas de Previsões de Carga do Consumidor Residencial

O Quadro abaixo mostra os principais pressupostos para o número de clientes e consumo específico para cada cenário.

Hipótese	Item	Caso base	Cenário baixo	Cenário Alto
Número de clientes	CAGR 2020-2050	2.4%	2.4%	2.4%
	Comentário	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elasticidade com os lares</li> <li>Limitado ao número de lares</li> </ul>	O mesmo que o cenário de base	O mesmo que o cenário de base
Consumo específico	CAGR 2020-2050	2.9%	1.9%	4.9%
	kWh/HHs/y in 2030	1 150	1 040	1 150
	kWh/HHs/y in 2050	1 870	1 460	3 460
	Comente	Com base nas estimativas do MTF WB 1464 kWh/ano in 2040	Meta atingida em 2050	Meta atingida em 2030

Quadro 25 Resumo das Previsões de Carga do Consumidor Residencial

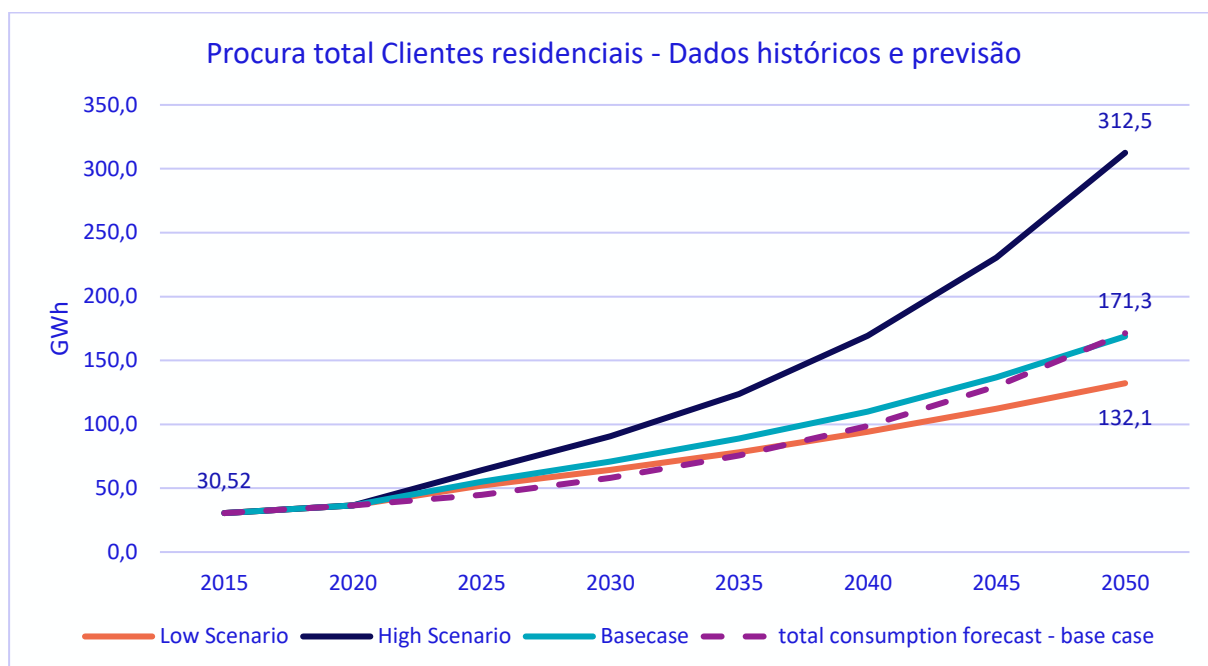


Figura 21 Demanda total Clientes residenciais - Dados históricos e previsão

A procura total para o sector residencial deverá crescer até 171,3 GWh em 2050 para o cenário de base com um CAGR de 5,2%. Para o cenário baixo e alto, as previsões da procura são de 132,1 GWh e 312,5 GWh respectivamente. Os resultados do cenário de base quando comparados com os resultados da previsão baseada na "abordagem do consumo total" como uma verificação de cima para baixo para sentir os resultados de verificação dos métodos consumistas. A procura total e a CAGR dos dois métodos são semelhantes, permitindo confiar na precisão da previsão da carga residencial.

### 3.3.4 Previsão de carga para PME e Comercial

À semelhança do segmento Residencial, as previsões para os segmentos PME e Comercial baseiam-se numa metodologia consumista, que cruza o número de clientes com o consumo médio de clientes para chegar a uma estimativa da procura final.

#### 3.3.4.1 Previsão do número de clientes

Para o período histórico 2012-2020, observou-se um crescimento do número de clientes PME e Comerciais com um CAGR de 6% e uma tendência linear.

Utilizando o método dos mínimos quadrados, foram testadas as relações existentes entre o número de clientes e o número de domicílios, o PIB, o PIB/cap e uma regressão linear.

Foi encontrada uma forte relação entre o número de clientes PME e Comercial e o PIB, com um coeficiente de determinação  $r^2=0,997$  e estatisticamente significativo com valor-p inferior a  $0,05^{11}$ .

<sup>11</sup> valor-p =  $2,29E-10$



Para calcular a evolução do número de clientes para este segmento, o consultor aplicou a elasticidade entre o número de PME e de Clientes Comerciais e o PIB, respectivamente, caso base, estimativas baixas e altas do GDP.

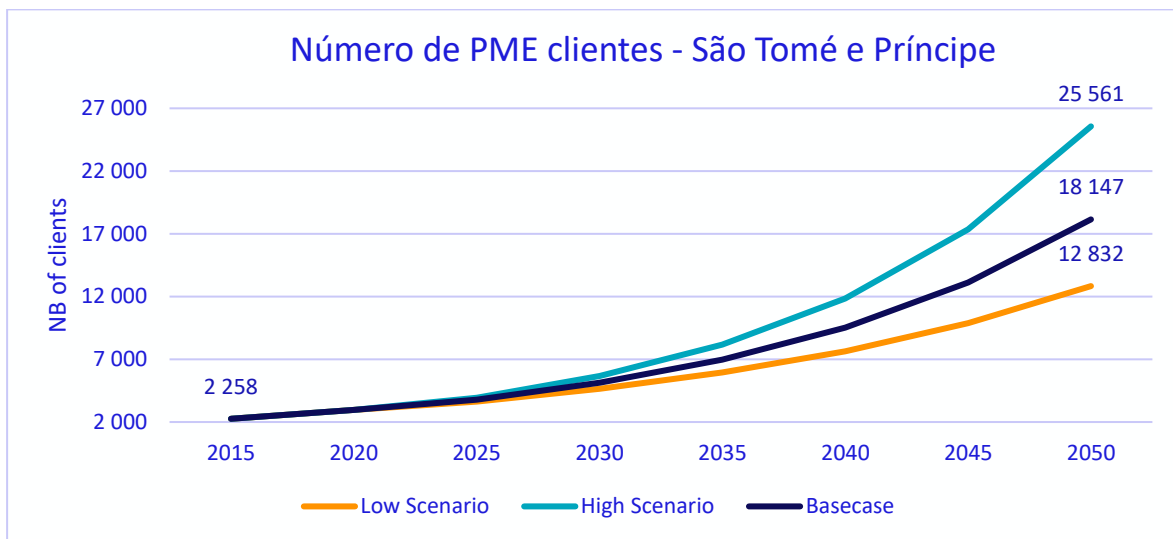


Figura 22 Dados históricos e previsão do número de PMEs e clientes comerciais para 2021 a 2016

Os resultados da previsão dão 15 000 novos clientes comerciais em 2050 para o cenário de base, em comparação com 2020, com uma CAGR de 6,2%, alinhada com a CAGR do período histórico de 6,3%.

### 3.3.4.2 Previsão de consumo específico

Não existe uma tendência clara de consumo específico entre 2012 e 2020. Para este período, o CAGR é de -2% com um consumo específico médio de 3 880 kWh/cliente/ano.

Utilizando o método dos mínimos quadrados, foram testadas as relações existentes entre o consumo específico e o número de domicílios, o PIB e o PIB/cap e uma regressão linear.

Não tinha sido destacada nenhuma relação forte, pelo que assumimos que o consumo específico no cenário de base aumentou 20% em 2050 em relação a 2020.

Para o cenário baixo e alto, assume-se que o objectivo é alcançado respectivamente 10 anos depois e antes.

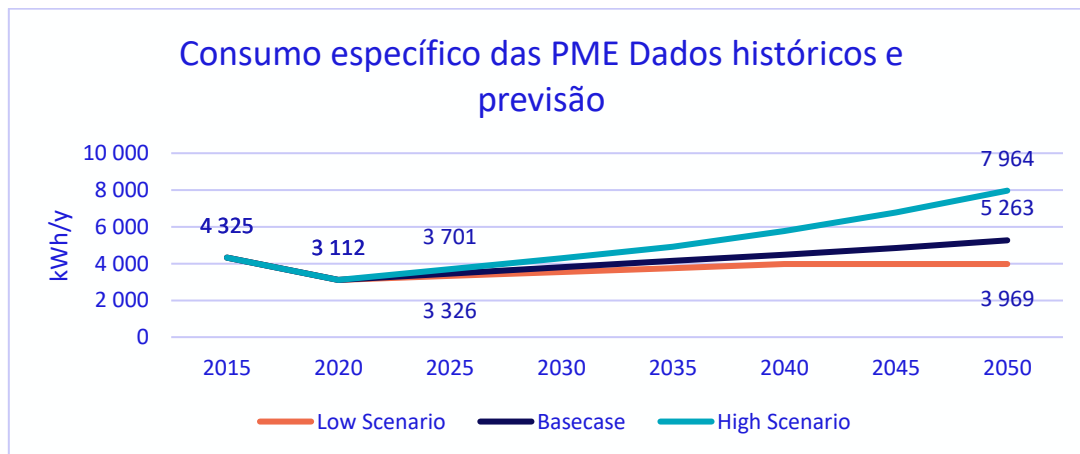


Figura 23 PME & Consumo específico comercial Dados históricos e previsão

### 3.3.4.3 Resumo das Premissas de Previsões de Carga de Clientes PME

O Quadroabaixo mostra os principais pressupostos para o número de clientes e consumo específico para cada cenário.

Assumption	Item	Caso base	Cenário baixo	Cenário Alto
Número de clientes	CAGR 2020-2050	6,2%	5,0%	7,4%
	Comentário	Elasticidade com o GDP do caso base	Elasticidade com baixo GDP	Elasticidade com GDP elevado
Consumo específico	CAGR 2020-2050	1.8%	0.8%	3.2%
	kWh/HHs/y em 2030	3 800	3 540	4 290
	kWh/HHs/y em 2050	5 260	3 970	7 960
	Comentário	+20% do consumo específico actual em 2050	Meta atingida em 2060	Meta atingida em 2040

Quadro26 Resumo de clientes PME carregam suposições de previsão

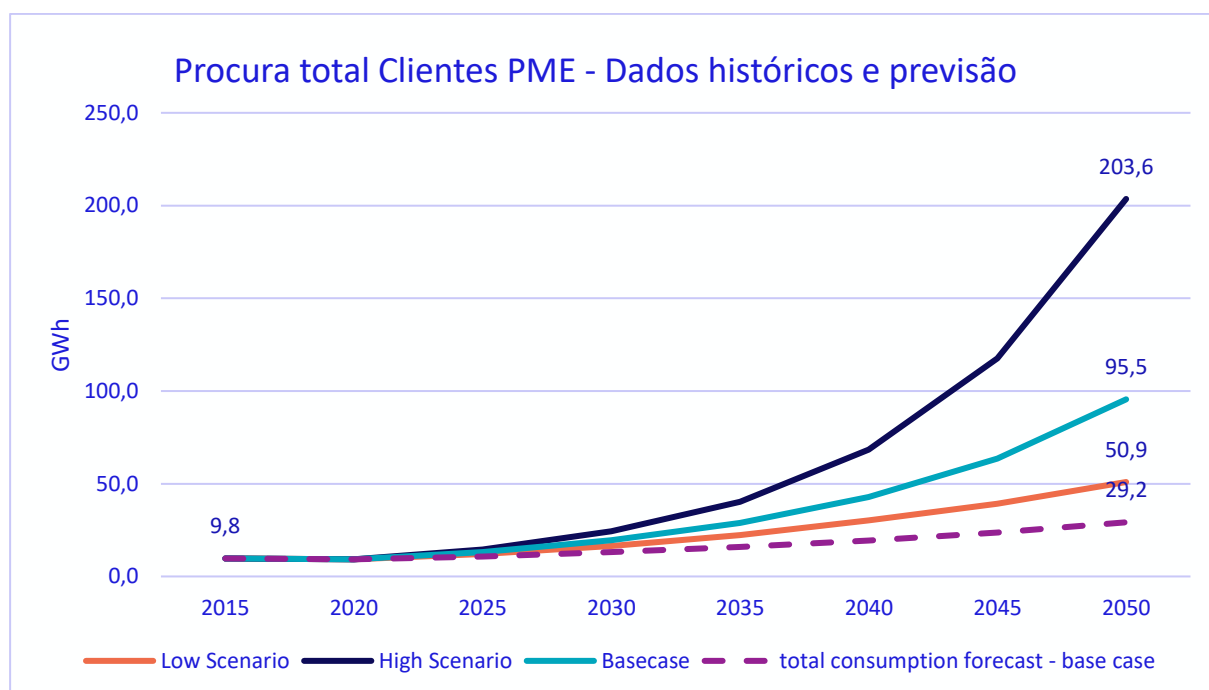


Figura 24 Procura total PME clientes - Dados históricos e previsão

A procura total para o sector das PMEs deverá crescer até 72,0 GWh em 2050 para o cenário de base com uma CAGR de 8,1%. Para o cenário baixo e alto, as previsões da procura são de 203,6 GWh e 50,9 GWh respectivamente.

Os resultados do cenário de base quando comparados com os resultados da previsão baseada na "abordagem do consumo total" com a elasticidade com o PIB como uma verificação de cima para baixo para sentir os resultados de verificação dos métodos consumistas. A procura total da abordagem do consumo total é 70% mais baixa do que a da abordagem consumista. De facto, a elasticidade com o PIB parece ser uma hipótese demasiado fraca para a evolução do consumo global para as PMEs. No

entanto, notamos um ponto de atenção ao verificarmos os resultados da previsão da procura total a nível da ilha.

### 3.3.5 Previsão de carga para a Administração e Empresas Nacionais

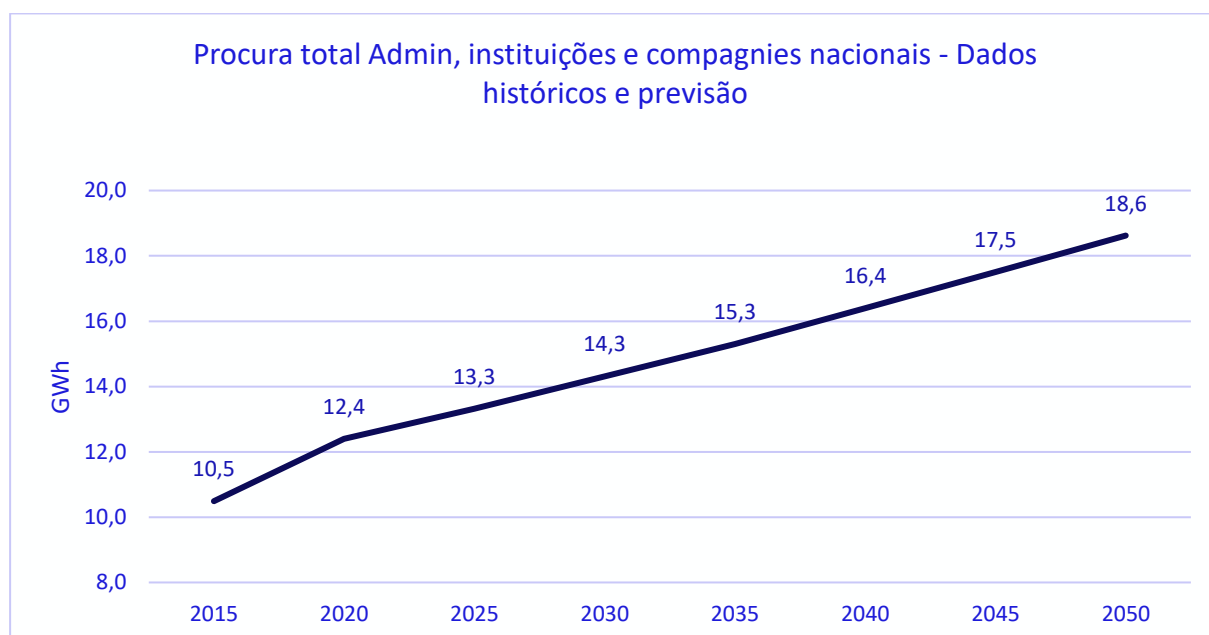
As projeções para o segmento de Administração são baseadas numa metodologia de consumo global, sendo que a procura total é obtida por uma extrapolação de vendas (GWh) com base em séries históricas de dados.

Para o período histórico 2012-2020, observou-se um crescimento do consumo total do segmento Admin. com CAGR de 1% e tendência linear.

Utilizando o método dos mínimos quadrados, foram testadas as relações existentes entre o total de vendas e a população, o PIB, o PIB/cap e uma regressão linear.

Foi encontrada uma forte relação entre as vendas totais e a população, com um coeficiente de determinação  $r^2=0,7$  e estatisticamente significativo com valor-p de 0,05.

Para calcular a evolução das vendas totais deste segmento, o Consultor aplicou elasticidades entre as vendas totais do sector administrativo e a população. Assume-se que a projecção da população estimada é a mesma para os três cenários, pelo que existe apenas uma previsão da procura total da instituição de Administração e das empresas nacionais clientes para 2021 a 2050.



*Figura 25* Procura total Admin, instituições e companhies nacionais clientes - Dados históricos e previsão 2021-2050

*Espera-se um crescimento na procura total do sector Admin, instituições e empresas nacionais, atingindo 18,6 GWh em 2050 com uma CAGR de 1,4% entre 2020 e 2050. Não há quebra de tendência observada e a CAGR do cenário de base é a mesma do período histórico de 2012-2020.*

### 3.3.6 Previsão de carga da Indústria e Grande Comercial

As projecções para os segmentos Indústria e Grande Comercial são baseadas numa metodologia de consumo global, sendo que a procura total é obtida por uma extrapolação de vendas (GWh) com base em séries históricas de dados.

Para o período histórico 2012-2020, foi observado um crescimento do consumo total para este segmento com CAGR de 7%, mas 16% entre 2012-2018. Isto pode estar relacionado com a desaceleração económica observada entre 2018 e 2020.

Utilizando o método dos mínimos quadrados, foram testadas as relações existentes entre o total de vendas e a população, o PIB, o PIB/cap e uma regressão linear.

Foi encontrada uma forte relação entre as vendas totais e o PIB, com coeficiente de determinação  $r^2=0,917$  e estatisticamente significativa com valor-p de 0,05.

Para calcular a evolução das vendas totais deste segmento, o consultor aplicou as elasticidades entre o total de vendas e o cenário base, PIB baixo e alto, respectivamente.

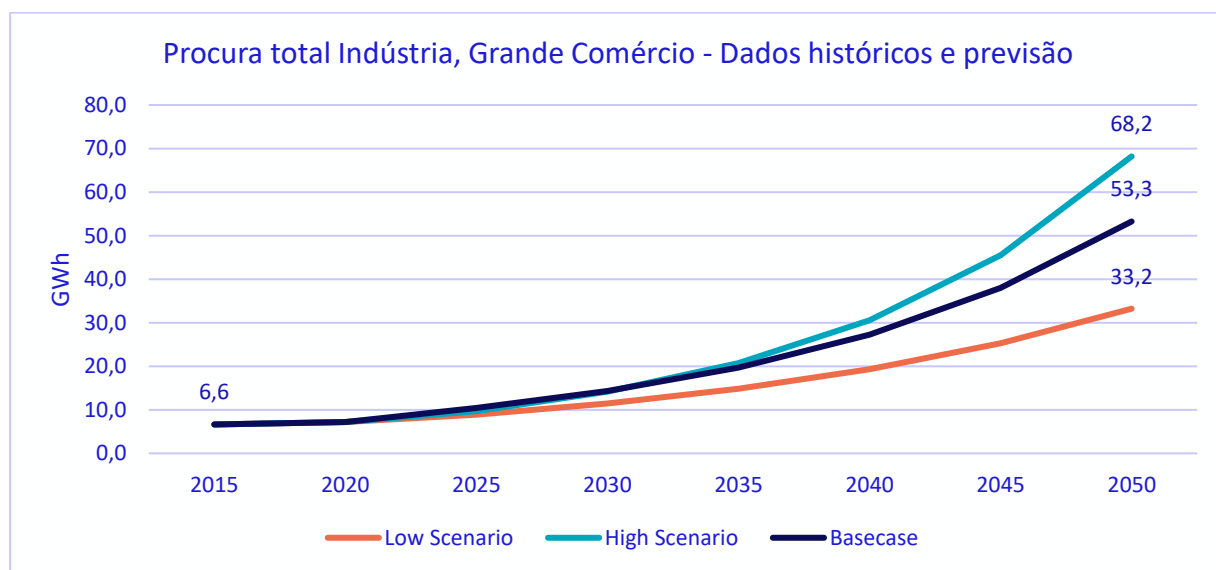


Figura 26 Procura total Indústria, Grande Comércio - Dados históricos e previsão 2021-2050

Espera-se um crescimento na procura total da Indústria e do grande sector comercial, atingindo entre 33,2 GWh a 68,2 GWh, com um cenário de base de 53,3 GWh. Para o cenário de base, a CAGR é de 6,9% entre 2020 e 2050, 5,2% e 7,8% para os cenários baixo e alto, respectivamente. Não há quebra de tendência observada e a CAGR para o cenário de base é a mesma do período histórico de 2012-2020.

### 3.3.7 Consideração da procura suprimida

A procura suprimida foi estimada no capítulo anterior. No entanto, nem toda a procura suprimida será integrada na rede no próximo ano. A integração da procura suprimida dependerá da disponibilidade/confiabilidade do fornecimento.

Prevê-se que todos os geradores existentes sejam reparados em 2022, pelo que se estima que 20% da procura suprimida será integrada à rede.

Além disso, de 2024 a 2030, novos meios de produção controláveis serão instalados, levando à integração de 100% da procura suprimida até 2030.

Para o cenário baixo e alto, assume-se que os objectivos de investimento e reparação são atingidos respectivamente 5 anos após e antes.

Para não determinar em demasia o modelo de previsão, assumimos que a actual procura suprimida permanece fixa ao longo dos anos, e que a evolução da procura da anterior "procura não atendida" está integrada na evolução da procura das previsões das categorias correspondentes.

O gráfico abaixo mostra a absorção da procura suprimida (tanto a auto-geração como a procura não atendida) na rede interligada:

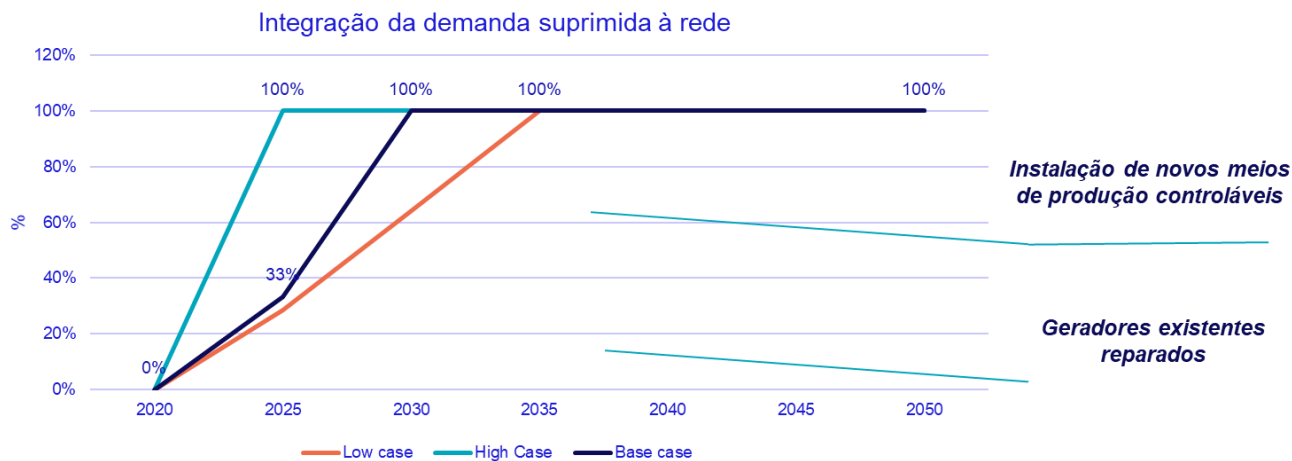


Figura 27 Taxa de integração da procura reprimida na rede

### 3.3.8 Penetração de EVs e correspondente procura de electricidade

O objectivo de STP na área dos transportes terrestres é construir as bases para o desenvolvimento e implementação de uma estratégia nacional de transporte de baixo carbono através da adopção progressiva de veículos eléctricos para o transporte público de passageiros (autocarros/veículos pesados) e veículos ligeiros (automóveis e motocicletas) (Governo de STP, 2021). O Quadro abaixo apresenta os objectivos nacionais neste sector:

De PANEE	2019	2020-2030	2031-2050	Total	Share of EV
Introdução total de veículos eléctricos (ligeiros, motociclos e autocarros) (unidades introduzidas), dos quais			12 100	12 100	26%
Veículos ligeiros			10 000	10 000	40%
Motocicletas			2 000	2 000	10%
Veículos pesados (Autocarros)			100	100	5%

Quadro 27 Objectivos nacionais de penetração de veículos eléctricos para o horizonte 2030 e 2050

Os alvos PANEE são utilizados como pressupostos para o cenário de base da penetração de veículos eléctricos, assumindo que

- Os dados referem-se ao número total de veículos eléctricos em circulação no final do período.
- Haverá a inclusão e aumento progressivo a partir do ano 2040 das medidas de electrificação no sector dos transportes (ou seja, a primeira introdução de VE em 2040).

Seguindo estas hipóteses, a projecção da frota de veículos (ICE e EV) em São Tomé para o cenário de base está representada nos gráficos abaixo:

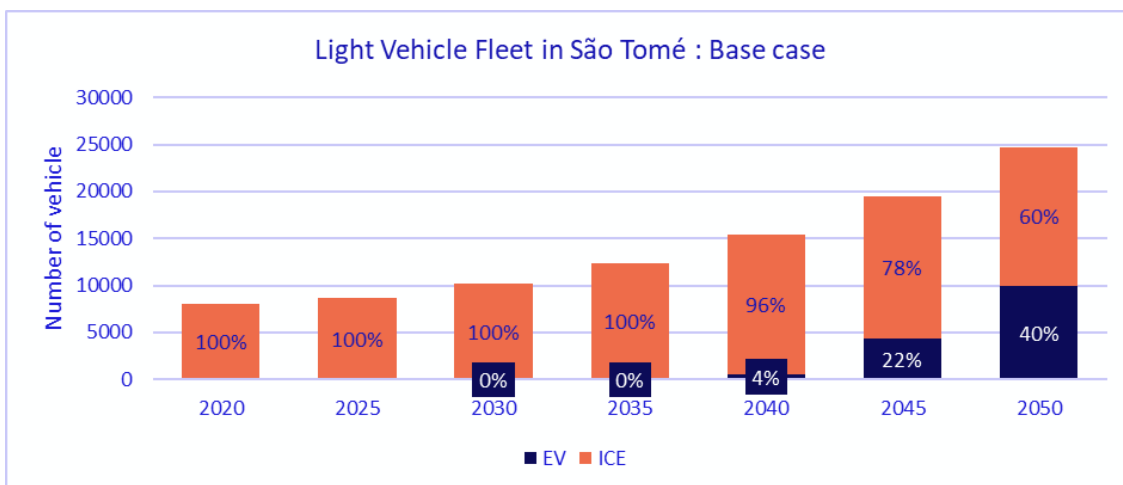


Figura 28 Projecção da frota de veículos ligeiros em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário baixo

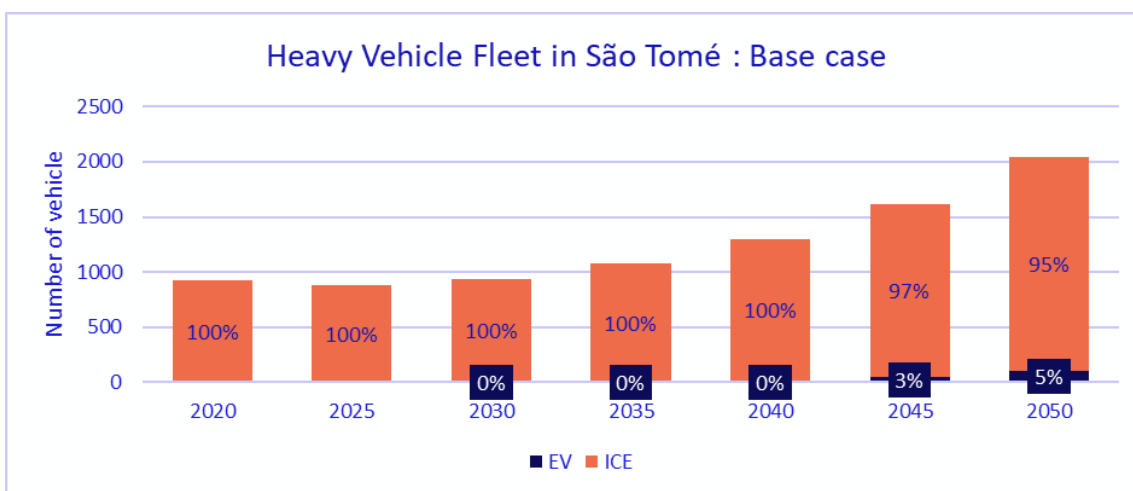
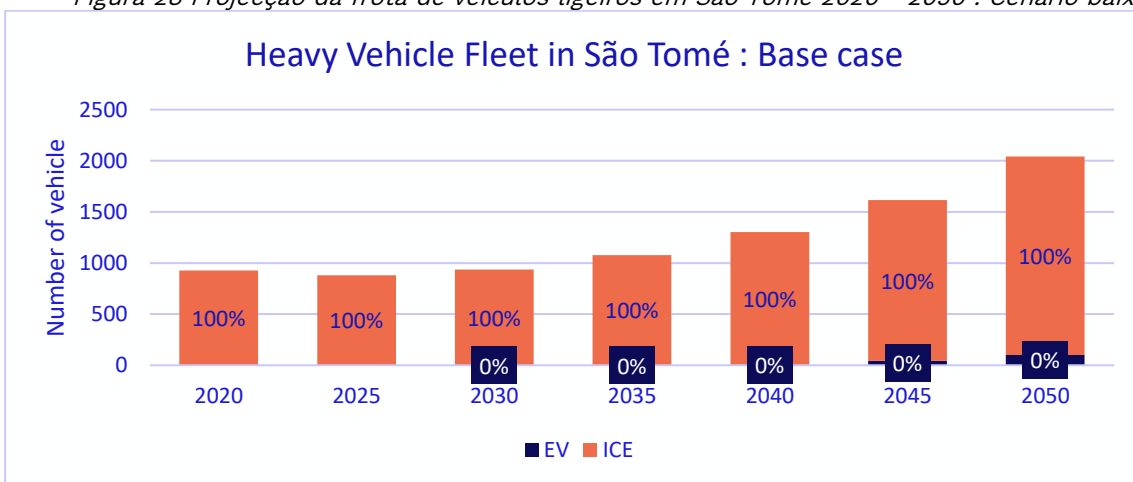


Figura 29 Projecção da frota de veículos pesados em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário de base

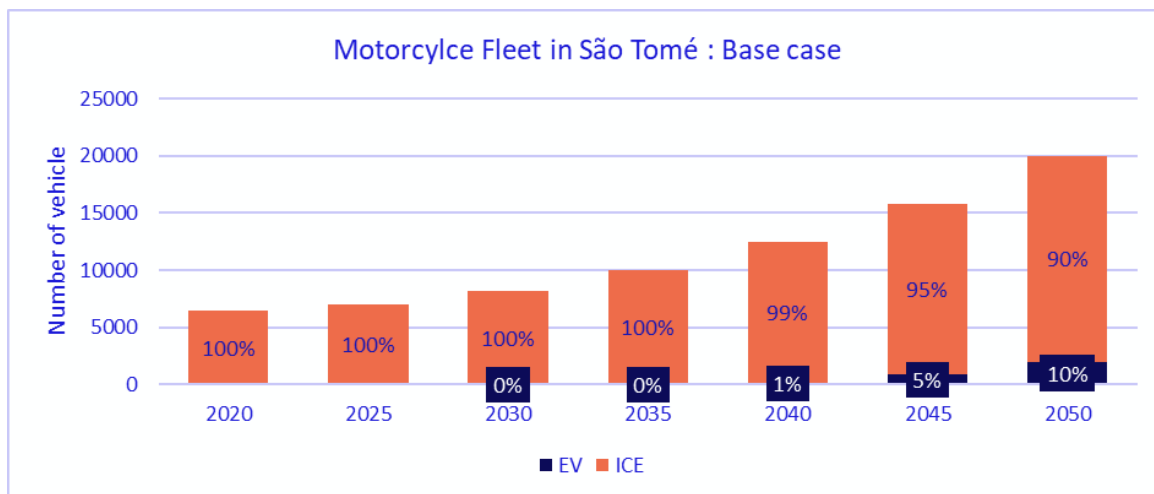


Figura 30 Projecção da frota de Motociclos em São Tomé 2020 - 2050: Cenário baixo

Podemos observar que, com base no pressuposto do PANEE, a penetração da motocicleta eléctrica parece baixa dada a propensão desta tecnologia para a electrificação & experiência no Sudeste Asiático.

Para o cenário elevado, assumimos que existe uma forte política internacional e local de apoio ao desenvolvimento do mercado de VE que leva a uma elevada penetração de VE a partir de 2030 e que representa 50% do total da frota de veículos em 2050, como se segue:

	Caso-base (2050)		Caso Alto (2050)	
	Quota de EV	Frota de VE	Quota de EV	Frota de VE
Introdução total de veículos eléctricos (ligeiros, motociclos e autocarros) (unidades introduzidas), dos quais	26%	12 100	50%	23 400
Veículos ligeiros	40%	10 000	60%	14 900
Motocicletas	10%	2 000	40%	8 000
Veículos pesados (Autocarros)	5%	100	27%	500

Quadro28 Caso de base e cenário alto de penetração de veículos eléctricos para o horizonte 2050

Seguindo estes pressupostos, a projecção da frota de veículos (ICE e EV) em São Tomé para o cenário alto está representada nos gráficos abaixo:

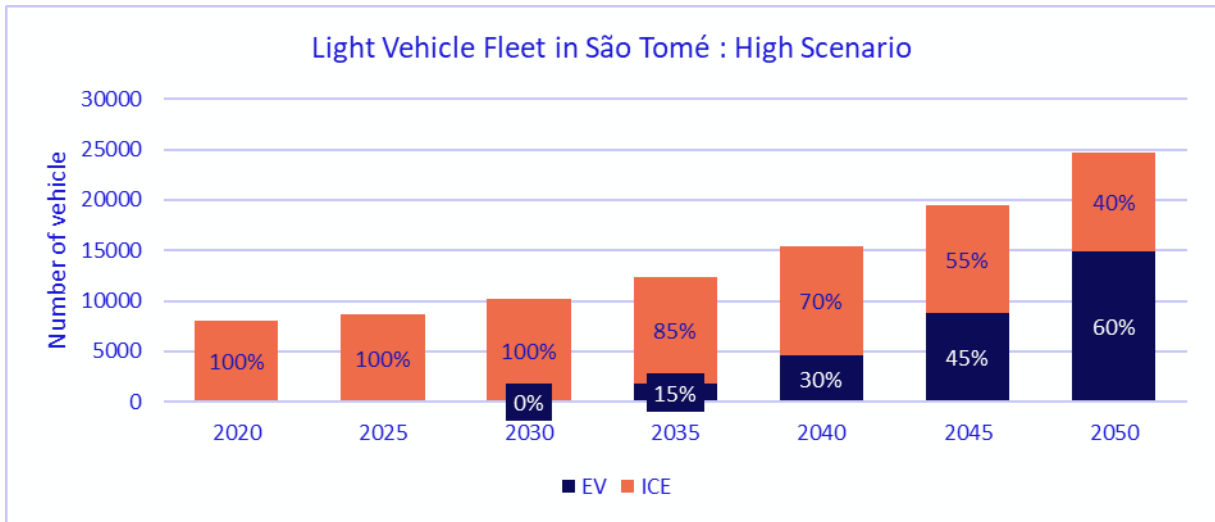


Figura 31 Projecção da frota de veículos ligeiros em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário Alto

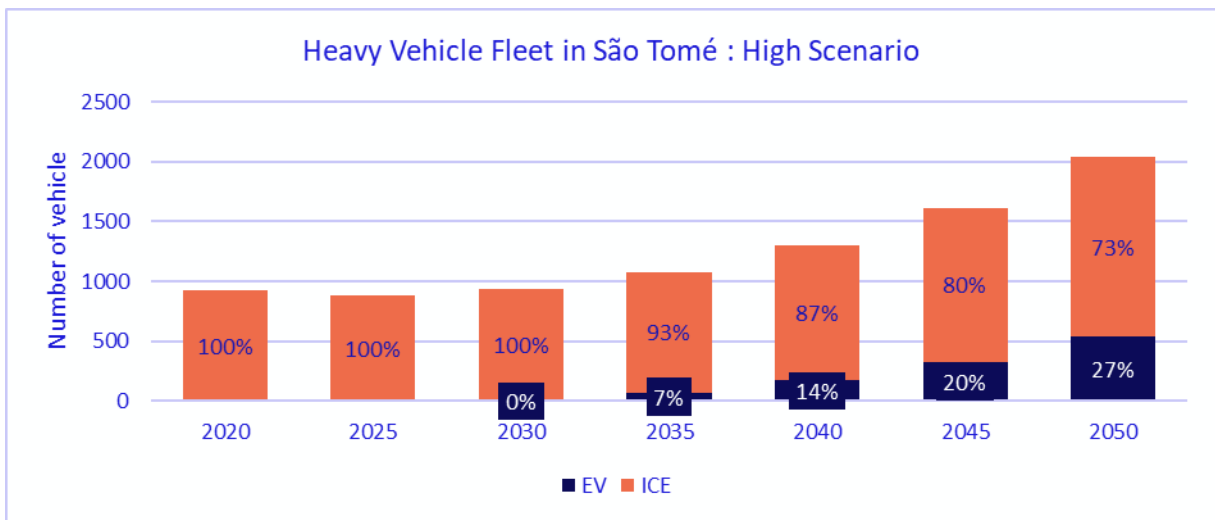


Figura 32 Projecção da frota de veículos pesados em São Tomé 2020 - 2050 : Cenário Alto

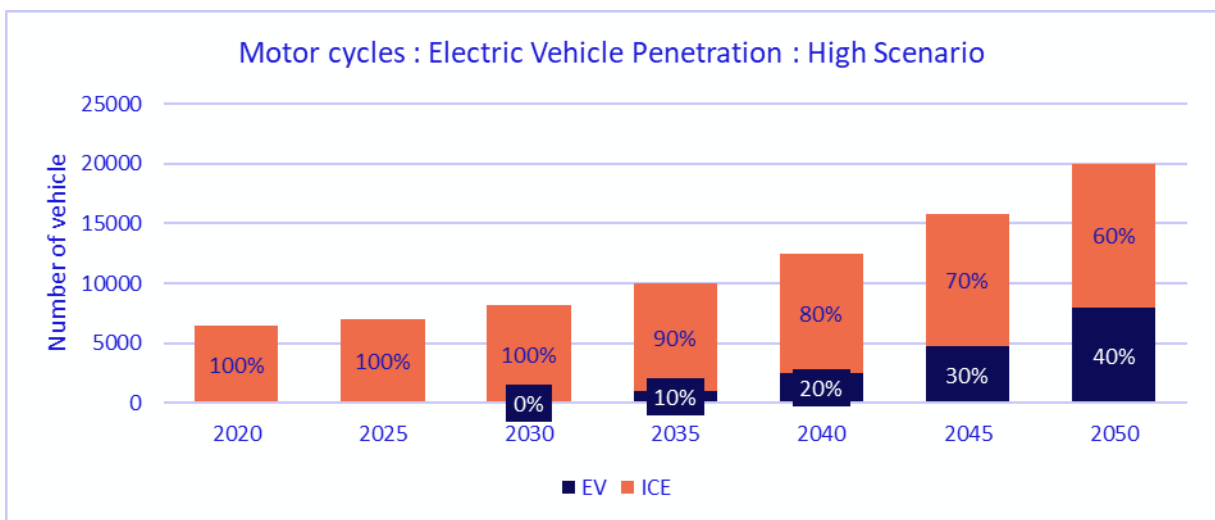


Figura 33 Projecção da frota de motociclos em São Tomé 2020 - 2050: Cenário Alto

Podemos observar que, com base no pressuposto de que a penetração da motocicleta eléctrica parece mais representativa dos padrões observados em África ou no sudeste asiático.



### 3.3.9 Estimativa de perdas

De forma a planear as necessidades de geração, o estudo de procura deve também estimar as perdas técnicas e não técnicas para o período 2021-2050. Para os valores iniciais, baseámo-nos em dados históricos da EMAE:

- As perdas totais são baseadas na média das perdas totais entre 2017–2020 dos relatórios anuais da EMAE e PANEE (2021). O valor de referência relativo a 2021 é 33,9% das perdas totais;
- Num estudo realizado pela assistência técnica em 2019 descobriu-se que as perdas técnicas representam 11% a 15% da produção total. Em relação às informações colectadas para o desenvolvimento do inventário de GEE concluído em Junho de 2021 (DGRNE 2021, PANEE), as perdas técnicas representaram 14% em 2021. Assim, assumimos que as perdas técnicas representam 13% da produção total em 2021;
- As perdas não técnicas são as restantes perdas (perdas totais menos perdas técnicas), correspondendo a 20,9% em 2021. Este valor está em adequação com o PANEE onde a quota de perdas ronda os 35% para as perdas técnicas e 65% para as não técnicas perdas (em % das perdas totais).

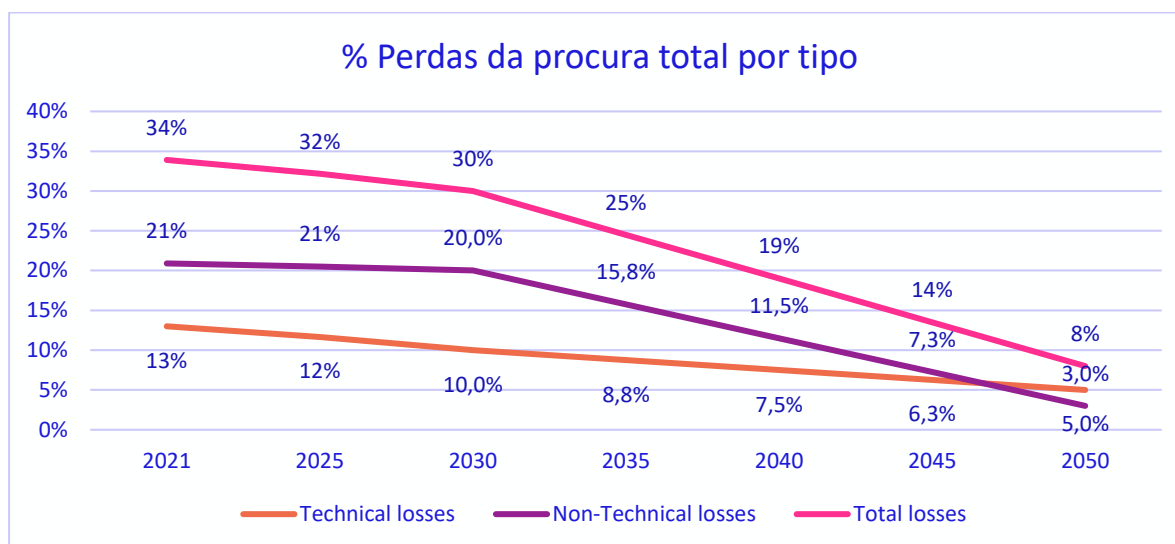
Actualmente, as perdas representam uma parte muito importante da produção final de electricidade ( $\approx 34\%$ ) e o objectivo do PANEE é reduzir gradualmente as perdas técnicas e não técnicas até 2050 para atingir menos de 8% das perdas totais.

Para a previsão da carga a longo prazo, os dados históricos estabelecem os valores de referência para 2021, então assumimos uma melhoria gradual das perdas, particularmente na distribuição, à medida que os investimentos na rede se tornam realidade, seguindo os objectivos de 2030 e 2050 declarados no PANEE como se segue:

	Perdas técnicas	Perdas não técnicas	Perdas totais
Referência 2021 (EMAE, PANEE)	13%	20,9%	33,9%
2030 (PANEE)	10%	20%	30%
2050 (PANEE)	5%	3%	8%

Quadro29 Objectivos a longo prazo na redução de perdas

O cenário de base atingiu os objectivos do PANEE de acordo com as metas identificadas. O gráfico abaixo mostra as hipóteses de perdas técnicas, não técnicas e totais (como % da procura total) para o cenário de base para o período 2021-2050.



*Quadro3 Perdas técnicas e não técnicas consideradas como uma % da procura total de 2021 a 2050: Cenário de base*

*Para o cenário baixo e alto, assumimos que os objectivos são alcançados respectivamente 5 anos após e antes das metas identificadas do PANEE.*

### 3.4 Resultados

#### 3.4.1 Resultados globais

Os gráficos abaixo mostram os resultados globais das necessidades de geração eléctrica (procura final e perdas) para a rede de São Tomé e Príncipe. O cenário de base mostra um crescimento médio de 4,8% por ano, para atingir 397 GWh de procura total e um pico de carga de 78 MW em 2050.

Até 2050, as previsões actuais estimam um nível de procura do cenário de base 28% superior ao cenário baixo, e um cenário alto 91% superior ao cenário de base. O cenário alto, que é mais optimista, prevê uma taxa média de crescimento anual de 6,7% e atinge uma procura total de 698 GWh e um pico de 133 MW até 2050. O cenário Baixo, por outro lado, prevê um crescimento mais moderado, de 3,6% por ano em média, para uma procura total de 287 GWh e um pico de 62 MW no final do período do estudo.

A diferença entre as três previsões resulta de três elementos principais: primeiro, pressupostos sobre os consumos das PME e clientes comerciais, representando 30 - 40% da procura total, um impulso pelo crescimento dos consumos específicos que são mais fortes para que o cenário elevado reflecta uma importante recuperação económica em São Tomé e Príncipe. As actividades económicas elevadas reflectem-se também no consumo específico dos clientes residenciais, aumentando também o fosso entre os cenários baixo e alto. Finalmente, as perdas reduzem rapidamente tanto no cenário de base como no cenário alto, graças aos investimentos em geradores existentes e reparações na rede, onde ainda representam 14% em 2050 no cenário baixo.

Para o cenário de base e cenários baixos, não há quebra de tendência observada com o período passado, os crescimentos estão a seguir a tendência do período 2012-2020 onde a CAGR foi de 4,4%. Por outro lado, podemos observar uma quebra de tendência do cenário elevado de 2025-2030, como resultado de pressupostos mais fortes sobre o desenvolvimento económico, resultando numa maior procura total.

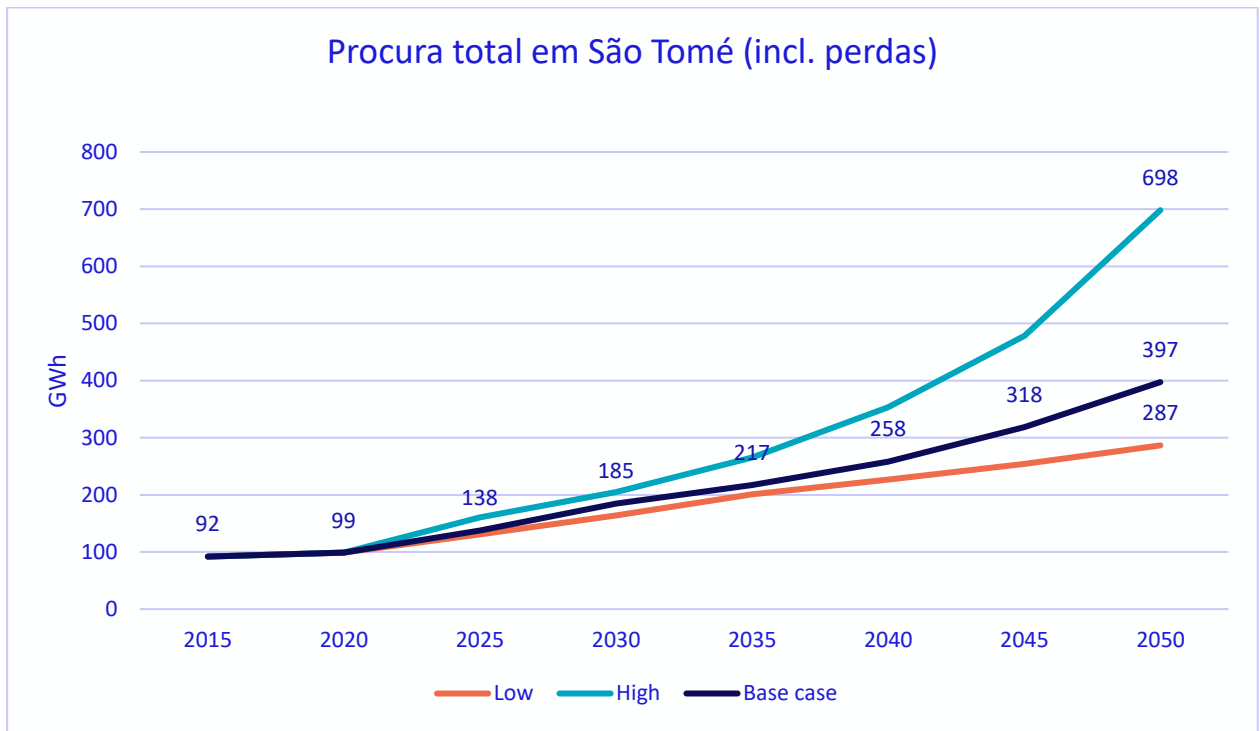


Figura 34 Procura total em GWh para a Ilha de São Tomé 2020 – 2050

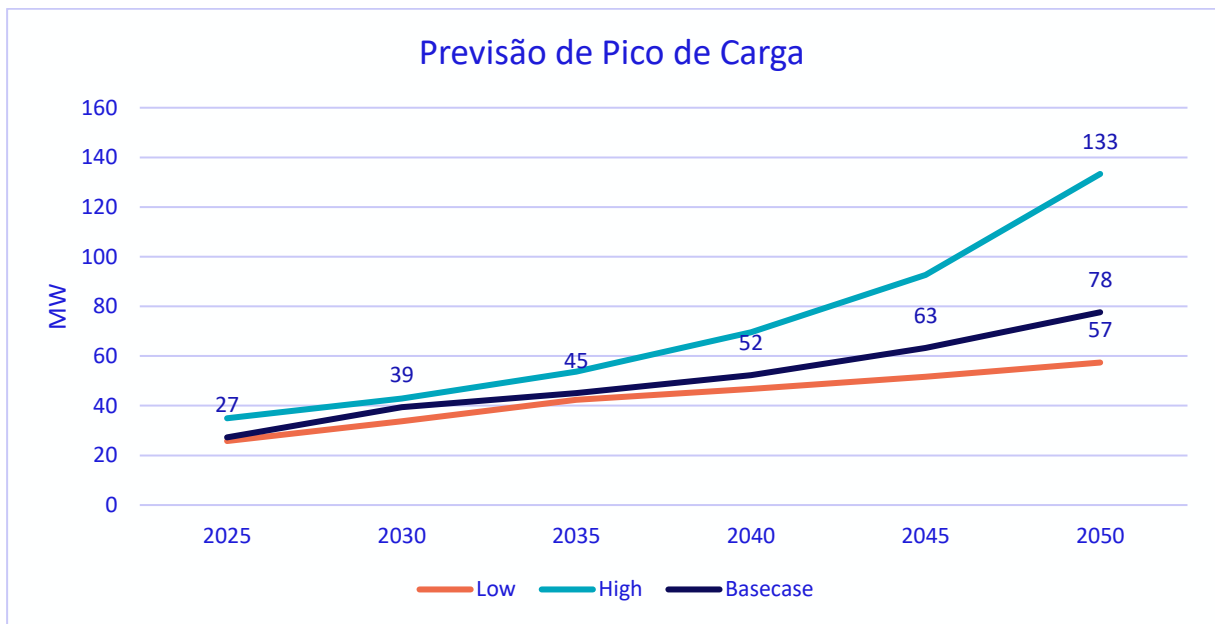


Figura 35 Pico de Carga na Ilha Tomé 2020 - 2050 MW

Ano	Procura total (GWh)			Pico de carga (MW)		
	Basecase	Baixo	Alto	Basecase	Baixo	Alto
2012	74					
2013	74					
2014	82					
2015	92					
2016	96					
2017	100					
2018	95					
2019	100					
2020	99					
2021	102	102	106	19	19	20
2022	113	110	120	22	21	24
2023	121	118	135	23	23	28
2024	128	125	148	25	24	31
2025	138	131	160	27	26	35
2026	146	137	169	30	27	36
2027	156	144	177	32	29	38
2028	165	150	186	34	30	39
2029	175	157	195	37	32	41
2030	185	164	205	39	34	43
2031	191	171	215	41	35	45
2032	197	178	227	41	37	47
2033	204	185	239	43	39	49
2034	210	193	252	44	41	51
2035	217	201	265	45	42	54
2036	224	206	281	46	43	56
2037	232	211	297	48	44	59
2038	240	216	315	49	45	63
2039	249	221	333	51	46	66
2040	258	227	353	52	47	70
2041	269	232	375	54	48	74
2042	280	237	398	56	49	78
2043	292	243	423	59	50	82
2044	305	249	450	61	51	87
2045	318	254	478	63	52	93
2046	332	260	515	66	53	100
2047	347	266	555	69	54	107
2048	363	273	599	71	55	115
2049	380	279	647	74	56	124
2050	397	287	698	78	57	133

Quadro30 Resultados globais: Procura total e pico de carga (perdas incluídas) para São Tomé 2020-2050

Nos três cenários, observamos uma diminuição da taxa de crescimento anual da procura total nos anos 2020-2025, até 2030 para o cenário de base e cenários baixos. De 2020-2030, a taxa de crescimento anual da procura diminui rapidamente no cenário de base para voltar a um crescimento de 4 - 4,5% por ano para o resto do período. Nos Cenários Elevados, a taxa de crescimento anual da procura também diminui rapidamente apenas até 2025 para aumentar para um crescimento de 8% em 2050.

Este crescimento acelerado deve-se em grande parte a uma política ambiciosa de redinamização das actividades económicas e de inclusão de VE.

A este nível de crescimento, a procura total de São Tomé será multiplicada por 3 no cenário de base e por 4,4 no cenário Alto, exigindo investimentos substanciais nos meios de produção, transporte e distribuição.

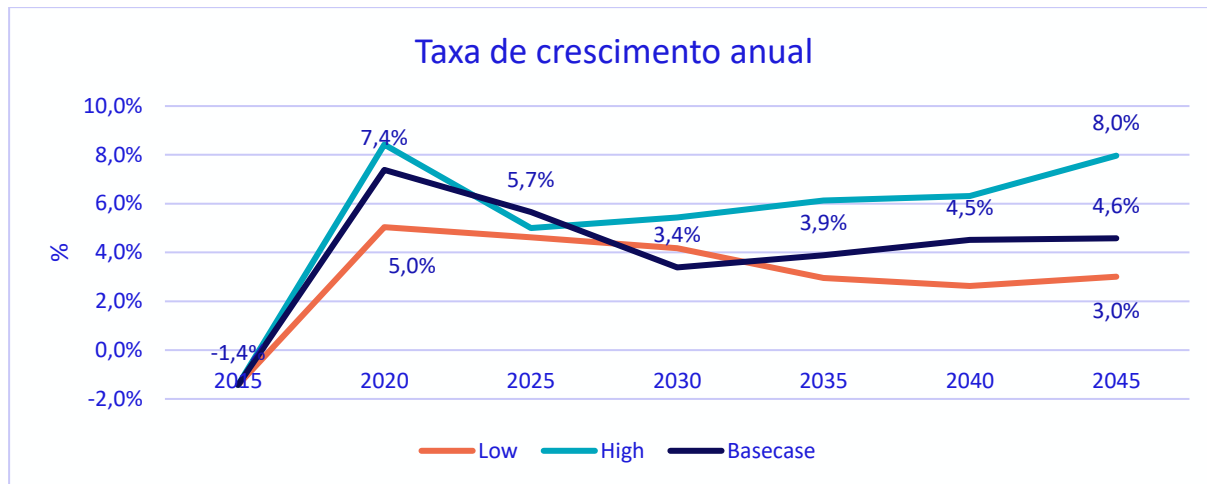


Figura 36 Demanda total - Taxa de crescimento anual

### 3.4.2 Análise comparativa dos resultados

Os gráficos abaixo fornecem uma comparação com os resultados do estudo Ricardo.

Uma comparação dos resultados energéticos dos dois estudos mostra que a previsão do cenário de base e cenários baixos estão abaixo da previsão de Ricardo (note-se que para a procura total, o estudo de Ricardo forneceu os resultados para apenas um cenário). Até 2050, a previsão actual estima um nível de procura na rede de São Tomé que é 9% inferior ao do estudo Ricardo para o cenário de base, 33% inferior para o cenário baixo, e no outro e, 60% superior para o cenário alto.

A diferença entre as duas previsões provém de dois elementos principais: primeiro, o imprevisível abrandamento económico de 2018 e a crise de Covid de 2019, que levou a uma maior procura no estudo Ricardo em 2021, segundo, pela maior taxa de crescimento anual do estudo Ricardo, principalmente devido a um crescimento significativo da procura "grandes clientes comerciais e industriais" e "pequenos clientes comerciais", em que o estudo real adotou hipóteses mais conservadoras para essas categorias no cenário de base e cenários baixos.

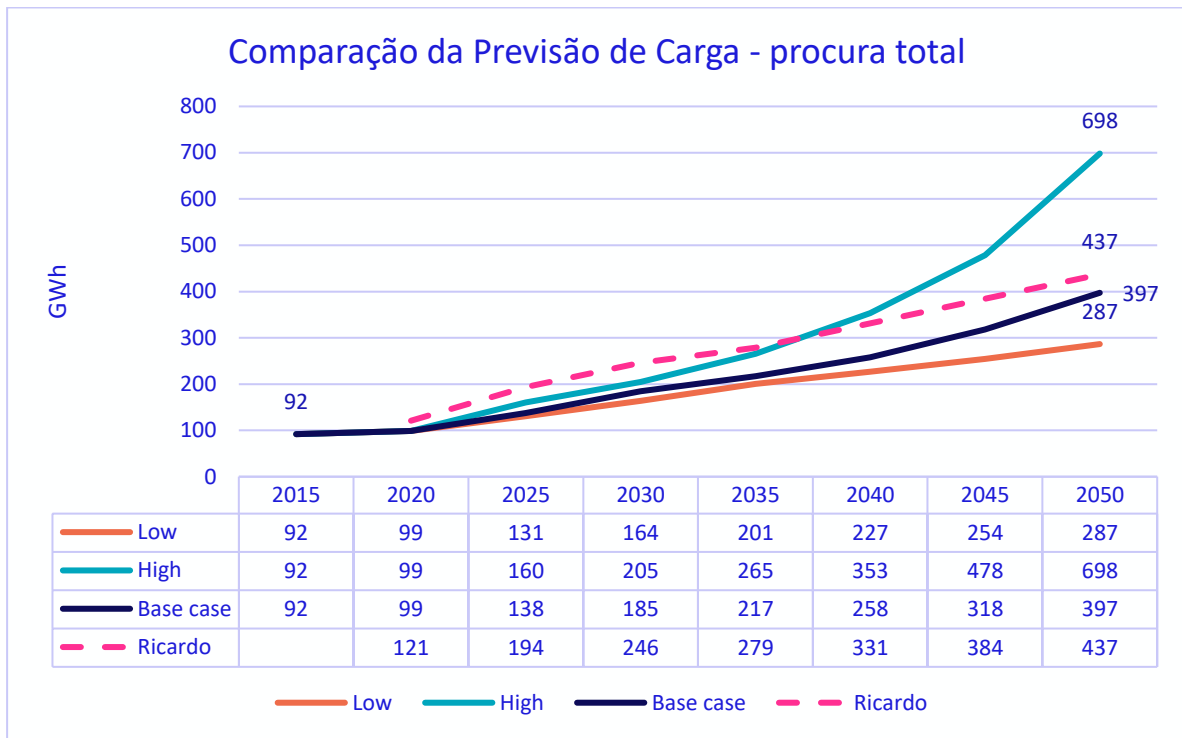


Figura 37 Demanda total - comparação da previsão de carga a longo prazo com os resultados do estudo de Ricardo (LDC 2018)

Em termos de previsão de pico de carga, os resultados dos dois estudos estão principalmente alinhados para o caso base e cenários baixos. Para ambos os estudos, a procura total de pico está à espera de atingir 78 MW em 2050.

Contudo, há uma divergência para os resultados dos cenários elevados. De facto, a carga máxima do presente estudo corresponderia ao cenário médio do estudo de Ricardo, onde o cenário alto de Ricardo parece ser muito ambicioso. Este poderia ser o resultado dos diferentes métodos utilizados para estimar a carga de pico da procura total de energia, onde o método simplificado utilizado por Ricardo com um factor de coincidência pode não ser apropriado para a procura elevada de energia.

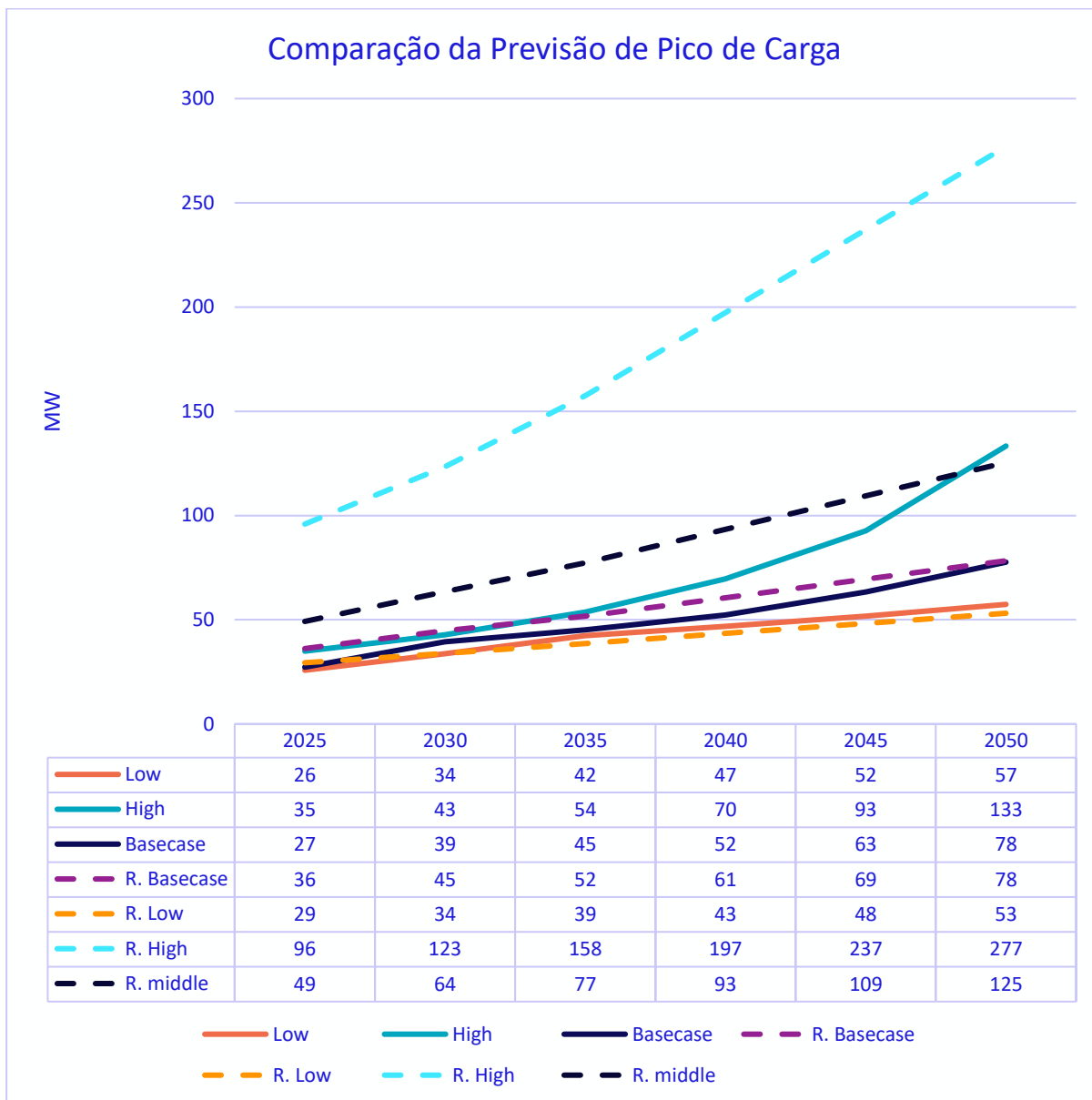


Figura 38 Pico de Carga - comparação da previsão de carga a longo prazo e resultados do estudo de Ricardo (LDC 2018)

### 3.4.3 Resultados detalhados por sector

Os gráficos abaixo mostram os resultados globais das necessidades de geração (procura final e perdas) para a rede de São Tomé de 2021 a 2050 por sectores.

A procura actual de electricidade em São Tomé é dominada pelo sector Residencial, que se estima que representará 58% da procura total em 2021. No cenário de base, prevê-se que esta seita cresça em média 5,2% por ano durante o período 2021-2050, para atingir 169 GWh em 2050, representando 44% da procura no final do período.

O cenário de base prevê um crescimento de 8,1% por ano em média nas PME e no pequeno sector comercial durante o período 2021-2050 para atingir uma procura total de 96 GWh no final do período do estudo, impulsionado em particular pelo elevado crescimento económico previsto neste cenário. A este ritmo de crescimento, o segmento atingirá 29% da procura total do país até 2050, contra 14% em 2021.

As indústrias e grandes superfícies comerciais também apresentam uma taxa de crescimento significativa no cenário de base, com 6,9% por ano, em média. Por outro lado, a administração, as instituições e as empresas estatais mostram uma taxa de crescimento mais limitada a apenas 1,4% por ano, em média.

Com a integração de veículos eléctricos a partir de 2040 no cenário de base, o segmento atingirá 5,3% da procura total do país até 2050, para atingir uma procura total de 16 GWh, onde é de 27 GWh para o cenário elevado para o mesmo peso na procura total.

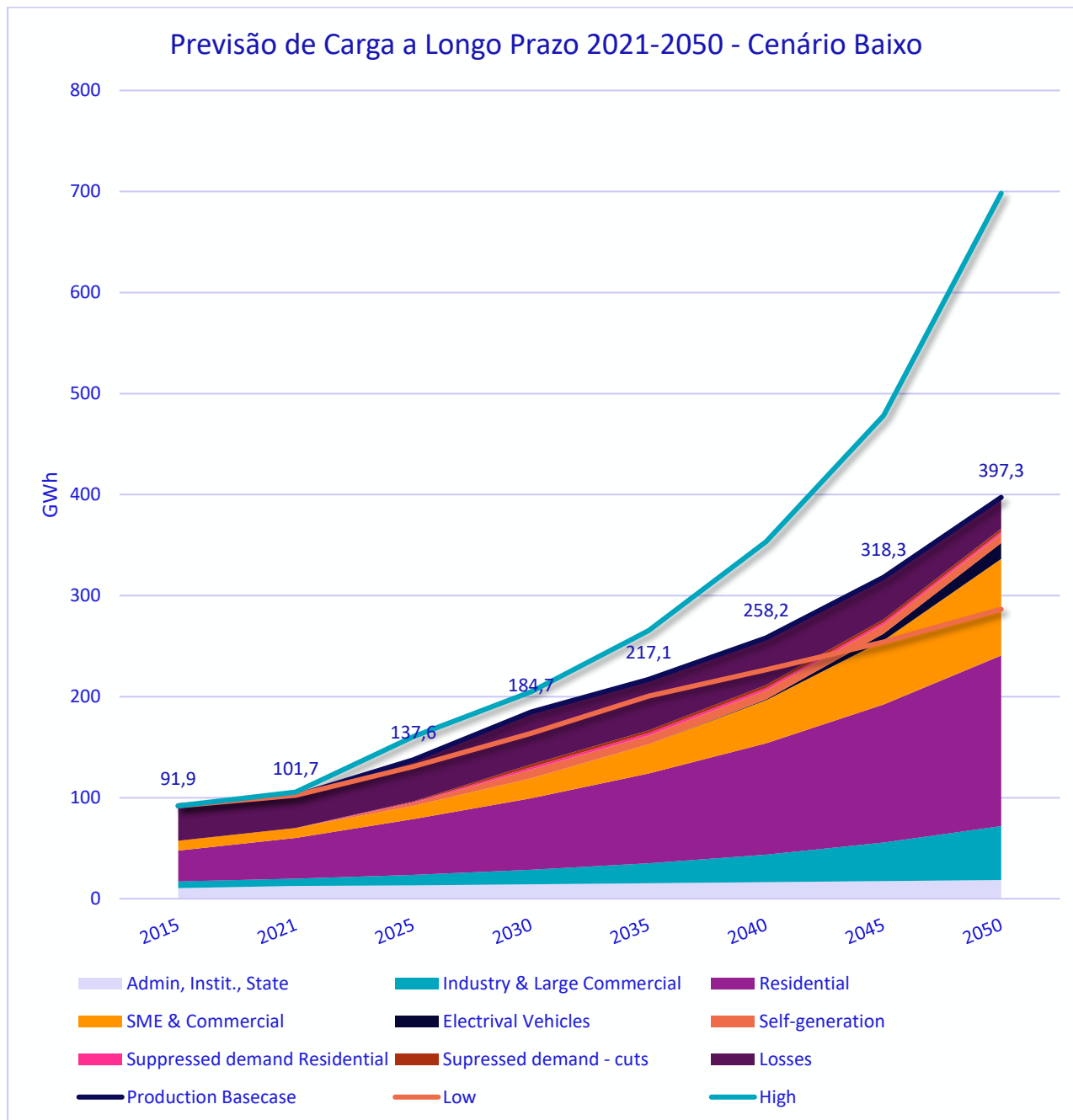


Figura 39 Demanda total de electricidade em GWh para a rede de São Tomé histórico (dados 2016-2020 e previsão 2021-2026)



Ano	Residencial	SME & Comercial	Indústria e grande comércio	Administração. Estado.	Autogeração	Res. "procura não atendida".	Perdas	Procura total
2021	40	10	7	13	0	0	32	70
2025	36	9	7	12	0	0	33	65
2030	55	13	10	13	3	2	41	97
2035	71	20	14	14	9	5	52	133
2040	89	29	20	15	9	5	50	167
2045	110	43	27	16	9	5	47	211
2050	137	63	38	18	9	5	42	276

*Quadro31* Procura total de electricidade em GWh para São Tomé 2021 – 2050

Considerando o pico de carga, a previsão mostra um crescimento médio de 4,8% por ano, para atingir 77,7 MW em 2050 para o cenário de base. A percentagem dos sectores no pico total é semelhante à da procura total para cada sector.

Observamos um pico de crescimento na carga máxima nos anos 2021-2022 e 2025-2030, que resulta principalmente da incorporação da "procura não atendida" residencial, graças à reparação dos geradores existentes e à criação de novos meios de produção controláveis. Para os anos seguintes, não se observam quebras de tendência.

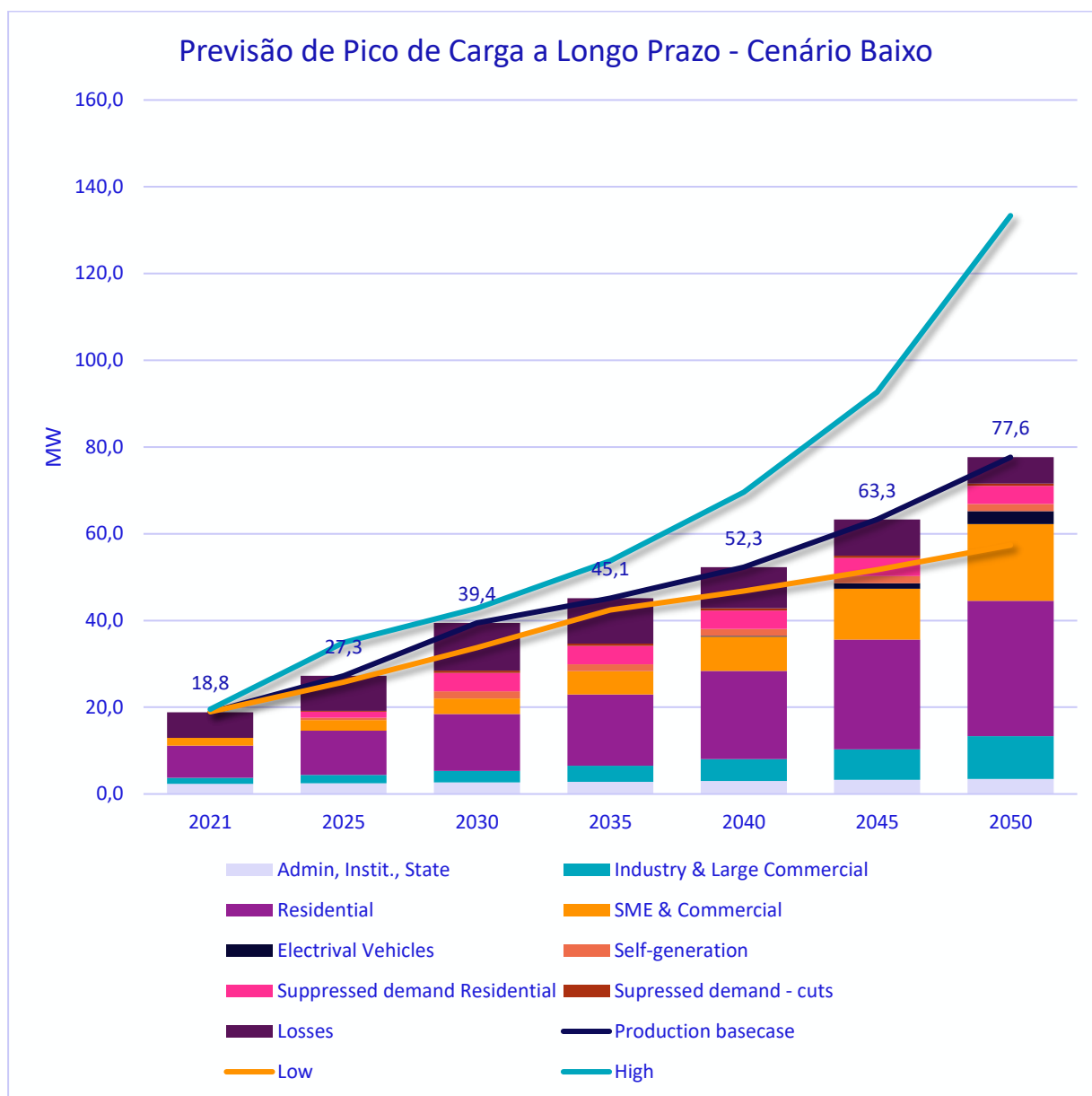


Figura 40 Pico de carga em MW para a rede de São Tomé 2021-2050

Ano	Residencial	PME Comercial & Indústria Grande Comercial	Admin. Estado	Sel-geração	Res. "procura não atendida"	Perdas	Previsão de carga a longo prazo
2021	7,5	1,8	1,4	2,3	0,0	0,0	5,9
2025	10,2	2,4	1,9	2,5	0,6	1,6	8,1
2030	13,1	3,6	2,7	2,7	1,7	4,7	11,0
2035	16,5	5,4	3,7	2,8	1,7	4,7	10,5
2040	20,3	7,9	5,0	3,0	1,6	4,7	9,5
2045	25,3	11,8	7,0	3,2	1,7	4,7	8,3
2050	31,2	17,7	9,9	3,5	1,7	4,7	6,1

Quadro 32 Pico de carga em MW para a rede de São Tomé 2021-2050 Planeamento da produção a longo prazo

## 4 Planeamento da produção a longo prazo

### 4.1 Introdução e abordagem

O objectivo deste capítulo é avaliar as condições nas quais o equilíbrio entre a oferta e a procura de electricidade pode ser alcançado satisfazendo ao mesmo tempo os critérios de segurança e fiabilidade internacionalmente reconhecidos para o funcionamento de tais redes.

Os objectivos do estudo são definir os meios a implementar para responder à evolução previsível e desejável da produção, transporte e consumo de electricidade a médio e longo prazo (horizonte 2050).

É também uma questão de fazer propostas de soluções óptimas para a identificação de novas instalações de produção e linhas de transporte de energia e a definição das suas rotas de acordo com a concepção global, tendo em conta os interessados envolvidos (EMAE, governo STP, investidores privados, etc.)

O desenvolvimento do plano director tem vários objectivos: primeiro, o planeamento da frota de geração, o planeamento da rede de transmissão e distribuição, que será feito nas tarefas seguintes

Seguindo esta abordagem, o consultor realizou o estudo da sequência óptima de investimento em meios de produção térmicos, solares e hidroeléctricos entre 2022 e 2050.

Tal como apresentado no guia TRANSFORMAÇÃO DE SISTEMAS DE PLANEJAMENTO TÉCNICO PARA A INTEGRAÇÃO DE RENOVÁVEIS VARIÁVEIS POR IRENA 2018:

"O princípio básico para o funcionamento e planeamento do sistema eléctrico é fornecer electricidade ao consumidor final a um custo mínimo, satisfazendo simultaneamente critérios pré-definidos em termos de fiabilidade e qualidade de serviço. Os parágrafos seguintes discutem este princípio para facilitar a compreensão dos desafios técnicos relacionados com a integração do VRE. O primeiro requisito principal para o funcionamento e planeamento do sistema de energia eléctrica é assegurar uma capacidade de produção suficiente para abastecer a procura de electricidade e redes de transmissão e distribuição adequadas para transferir a energia produzida para os consumidores finais com perdas mínimas. Ao contrário de outros tipos de mercadorias, a electricidade ainda é difícil de armazenar em grande escala, o que implica que a energia produzida deve ser sempre igual à energia consumida no sistema. Qualquer desequilíbrio entre a produção e o consumo é reflectido por uma mudança na frequência do sistema. Os dispositivos que consomem electricidade só podem funcionar correctamente dentro de gamas específicas de frequência e tensão. O funcionamento do sistema de energia deve, portanto, assegurar que a electricidade seja fornecida dentro destas gamas. Para o conseguir, não é suficiente assegurar simplesmente que pode ser produzida e transmitida aos consumidores finais energia activa e reactiva suficiente; os serviços públicos (ou intervenientes no mercado) devem também fornecer serviços adicionais. Estes incluem os dois tipos principais de serviços seguintes:

- Controlo de frequência, que activa os recursos disponíveis para compensar qualquer desequilíbrio entre a carga e a geração. Estes desequilíbrios são devidos à incerteza ou variabilidade do lado da oferta ou da procura. Podem, por exemplo, dever-se a eventos repentinos, tais como a paragem de um gerador ou de uma linha eléctrica. A Caudal de cargas de consumo para manter o equilíbrio é geralmente a opção de último recurso para o controlo da frequência.
- Controlo da tensão, que assegura que a tensão é mantida dentro de limites adequados em todas as partes do sistema. É realizado pela produção ou absorção de energia reactiva por

unidades de produção e/ou pela alteração das configurações de alguns equipamentos de rede, tais como bancos de reactores, bancos de condensadores, torneiras de transformadores, etc.

Atingir 100% de fiabilidade ou qualidade de serviço num sistema de energia é quase impossível. Mesmo os sistemas de energia mais robustos podem estar sujeitos a eventos de corte de energia muito raros (tais como a perda simultânea de vários geradores ou linhas eléctricas) que não são capazes de suportar totalmente. A frequência e tensão podem sofrer desvios muito grandes ou mesmo um colapso total. Em algumas condições específicas, pode ser necessário aplicar uma Caudal de carga controlada para assegurar a estabilidade do sistema, impedindo temporariamente que alguns clientes tenham acesso à electricidade. Existe um compromisso no funcionamento e planeamento dos sistemas de energia entre a robustez para resistir a uma grande variedade de eventos, e os custos (quer para investimentos quer para operação) que são necessários para atingir elevados níveis de fiabilidade. Este trade-off é especialmente crítico em pequenos sistemas insulares, dado que os pequenos sistemas de energia são tipicamente mais vulneráveis do que os grandes sistemas interligados às consequências de falhas (ou outros) eventos e porque a relação custo-eficácia é um desafio chave em países como São Tomé e Príncipe.

## **4.2 Revisão de documentos sectoriais**

### **4.2.1 Potência térmica**

#### **4.2.1.1 *Produção de Electricidade em São Tomé e Príncipe, Análise preliminar***

Mott MacDonald foi encomendado pela BP, como parte do Programa de Investimento Social relacionado com as suas licenças de exploração em águas profundas em São Tomé e Príncipe, para aconselhar sobre como o investimento para enfrentar a actual "crise energética" nas ilhas pode ser melhor direccionado. O relatório descreve os resultados da visita do Consultor ao país entre 5 e 14 de Março de 2020 e as recomendações iniciais.

Destaques:

Revisão detalhada do estado técnico das instalações e redes de geração em todo o país, com base numa visita de campo de 10 dias em Março de 2020,  
Recomendações sobre a forma de melhorar o funcionamento das instalações,  
Descrição, estimativa de custos e calendário recomendado das obras a empreender para melhorar as instalações.

A revisão técnica é bastante completa e inclui geralmente, para cada instalação:

- Período de funcionamento (carga de base, pico)
- Estado técnico actual
- Fornecimento e armazenamento de combustível
- Peças sobressalentes
- Manutenção
- Fotos

A descrição e estimativa de custos das obras recomendadas é sólida e não inclui obras irrealistas e inúteis.

A fundamentação das recomendações é sólida e claramente baseada no estado real das instalações. Inclui a consideração e discussão sobre a viabilidade económica de algumas das obras recomendadas. Recomendações sobre os programas e horários de manutenção.

Não inclui a revisão da central hidroeléctrica de Contador.

Concentra-se nos aspectos puramente técnicos das centrais e redes de energia.

Pouca consideração dada a estas questões não puramente técnicas, como por exemplo o consumo de combustível, consumo específico dos motores, armazenamento de combustível, qualidade do combustível, medição do combustível.

Nenhuma consideração específica sobre o funcionamento geral a curto / médio prazo das instalações, programas de desenvolvimento, organização do sector.

#### 5.1.2 São Tomé e Príncipe Outubro de 2020 Relatório de Visita e Proposta de Roteiro

##### **4.2.1.2 Workshop da BP e conclusões das reuniões das partes interessadas**

O relatório apresenta o resumo das conclusões da visita do Consultor a São Tomé e Príncipe em 12-16 de Outubro de 2020. O objectivo da visita era apresentar aos intervenientes do STP no sector energético as conclusões do Relatório Preliminar de Análise (emitido em Setembro de 2020) e recolher informações sobre os projectos em curso e o plano a médio / longo prazo do STP. A informação recolhida destinava-se a servir de base para desenvolver um plano de médio prazo para investimentos em São Tomé e Príncipe.

Inclui o resumo do seminário de dois dias organizado para a BP com a participação dos principais intervenientes do país no sector da energia.

O relatório reflecte basicamente a apresentação do primeiro relatório Produção de Eletricidade em São Tomé e Príncipe, Análise Preliminar, datado de 3 de Setembro de 2020.

Não se destina a acrescentar valor ou alterar o conteúdo do relatório anterior. Por conseguinte, as propostas, recomendações e estimativas de custos são geralmente semelhantes às apresentadas e discutidas no relatório de Setembro. A análise de alguns tópicos foi aprofundada, embora de forma limitada, para fornecer informações adicionais e fundamentos sobre as recomendações do Consultor.

Tais tópicos incluem a formação do pessoal da EMAE; a quota-parte de peças sobressalentes nos custos de manutenção propostos; fornecimento e qualidade do combustível; melhoria da infra-estrutura da rede; instalações isoladas; instalações da Voice of America.

O painel de intervenientes parece reflectir correctamente a indústria, incluindo instituições multilaterais e doadores, embora tivesse sido benéfico incluir a ENCO.

A descrição e as principais conclusões do seminário, incluindo as sessões de breakout, são correctamente - embora sucintamente - apresentadas.

No entanto, o relatório não dá muita importância ao futuro do sector, quer em termos de objectivos gerais, objectivos e planos das partes interessadas, quer de projectos concretos. A única excepção (embora bastante importante no que diz respeito ao sector da energia em STP) trata de uma breve apresentação do projecto solar de 50-MW.

O relatório não menciona as conclusões de algumas discussões laterais com os principais interessados, tais como o Banco Mundial e o BAD, que desempenham um papel proeminente na concepção e no financiamento dos planos e projectos de desenvolvimento energético.

#### **4.2.2 Energia Hidroeléctrica**

Foi recebido um total de seis documentos relativos à energia hidroeléctrica em S. Tomé como base para o Plano de Aceleração Energética. Cada um deles é identificado e brevemente avaliado abaixo.

- A) **Reabilitação e melhoramento do Sistema Hidroeléctrico de Contador. Estudo de Avaliação do Impacto Ambiental e Social** (JGP, Janeiro de 2020): Este estudo diz respeito ao projecto de reabilitação e melhoramento (de 2,2 MW para 3,3 MW) do único projecto hidroeléctrico em

funcionamento na ilha de S. Tomé, actualmente. Este Aproveitamento tem mais de 50 anos e necessita de uma grande revisão. Este estudo ambiental contém informações importantes sobre o projecto de reabilitação, mas faltam-lhe algumas informações fundamentais sobre o custo esperado e a variabilidade da produção. Os dados do relatório do projecto de reabilitação, realizado pelo consultor suíço Stucky, teriam sido necessários para esclarecer os dados em falta, mas não foi concedido à nossa equipa acesso aos mesmos. Apenas o capex esperado dos trabalhos de reabilitação (16,8 milhões de euros) nos foi declarado. Para compensar a falta de dados de produção, utilizámos o estudo referido no final desta secção, que foi levado a cabo pelo TPF em 2018.

- B) **Serviços de Consultoria para a Preparação de Estudos de Viabilidade para Pequenos Projectos Hidroeléctricos em São Tomé e Príncipe. Lote 1: Rios Lô Grande e Abade. Pedidos do Proprietário (Aqualogus, Junho 2021):** Este estudo diz respeito a Lô Grande 1, Lô Grande 2, Abade 3 (Bombaim) e Abade 4 pequenos projectos hidroeléctricos. Basicamente, este estudo resume e aperfeiçoa estudos anteriores desses quatro Aproveitamentos e prepara-os para serem lançados para a DBO por investidores privados. Contém informação valiosa para o Plano de Aceleração, mas é totalmente desprovido de informação sobre custos, o que é essencial para classificar estes Aproveitamentos dentro dos investimentos prioritários a serem feitos. Isto é compreensível, uma vez que não houve o desejo de dar pistas financeiras aos concorrentes. Para superar esta dificuldade, foram obtidas estimativas de custos neste plano, utilizando equações paramétricas de custo unitário, baseadas nos dados estatísticos do próprio TPF para os diferentes tipos de componentes das obras.
- C) **Serviços de Consultoria para a Preparação de Estudos de Viabilidade para Pequenos Projectos Hidroeléctricos em São Tomé e Príncipe. Lote 1: Rios Lô Grande e Abade. Pedidos do Proprietário (Aqualogus, Junho 2021):** Este estudo diz respeito a Lô Grande 1, Lô Grande 2, Abade 3 (Bombaim) e Abade 4 pequenos projectos hidroeléctricos. Basicamente, este estudo resume e aperfeiçoa estudos anteriores desses quatro Aproveitamentos e prepara-os para serem lançados para a DBO por investidores privados. Contém informação valiosa para o Plano de Aceleração, mas é totalmente desprovido de informação sobre custos, o que é essencial para classificar estes Aproveitamentos dentro dos investimentos prioritários a serem feitos. Isto é compreensível, uma vez que não houve o desejo de dar pistas financeiras aos concorrentes. Para superar esta dificuldade, foram obtidas estimativas de custos neste plano, utilizando equações paramétricas de custo unitário, baseadas nos dados estatísticos do próprio TPF para os diferentes tipos de componentes das obras.
- D) **Estudo de Viabilidade Económica e Técnica de Três Sistemas Hidroeléctricos na Ilha de S. Tomé (MHYD, BG, Setembro 2021):** Este estudo diz respeito aos Aproveitamentos de Claudino Faro e Mato Cana, no rio Abade, e de Santa Luzia, no rio Manuel Jorge. É suficientemente abrangente, e contém a informação necessária para colocar e classificar estes três Aproveitamentos no âmbito do Plano.
- E) **Serviços de Consultoria para a Preparação de Estudos de Viabilidade para Pequenos Projectos Hidroeléctricos em São Tomé e Príncipe. Lote 2, Volume 1: Rio Ouro. Viabilidade Técnica e Económica (Aqualogus, Setembro 2021):** Este estudo diz respeito aos projectos hidroeléctricos de Ouro 4 e Ouro 5. É suficientemente abrangente, e contém a informação necessária para colocar e classificar estes dois Aproveitamentos no âmbito do Plano.
- F) **Serviços de Consultoria para Preparar Estudos de Viabilidade para Pequenos Projectos Hidroeléctricos em São Tomé e Príncipe. Lote 2, Volume 3: Rio Cantador. Viabilidade Técnica e Económica (Aqualogus, Setembro 2021):** Este estudo diz respeito ao projecto hidreléctrico

Cantador 1. É suficientemente abrangente, e contém a informação necessária para colocar e classificar este Aproveitamento no âmbito do Plano.

Para além destes documentos, que nos foram entregues pelo nosso cliente, utilizámos também o seguinte, realizado pelo TPF em Janeiro para a AFAP:

- **Reabilitação e Extensão do Sistema Hidroeléctrico de Cantador. Avaliação da Disponibilidade de Recursos Hídricos para a Produção de Energia.**

### **4.2.3 Energia fotovoltaica**

Foi recebido um total de dois documentos relativos à energia fotovoltaica em S. Tomé como base para o Plano de Aceleração Energética. Cada um deles é identificado e brevemente avaliado abaixo.

- A) **Estudos de viabilidade de tres mini aproveitamentos hidro e de uma central FV - 2020 - estudos de variantes e de viabilidade, 3. Central Fotovoltaica - Estudo de viabilidade (MHYD / BG, 12.12.2020):**

Este documento analisa vários locais considerados para projectos de centrais fotovoltaicas na ilha de São Tomé com o objectivo de seleccionar um local para a construção de uma central fotovoltaica de 2 MW:

- Campo reservado para projectos de centrais fotovoltaicas em Agua Casada
- Áreas disponíveis na central térmica de Santo Amaro
- Fernão Dias, campo seleccionado para planta fotovoltaica

Os critérios considerados são :

- Recurso solar local
- Área disponível
- Análise ambiental e social básica
- Possibilidade de ligação à rede

Este documento dá também algumas recomendações técnicas. Algumas delas parecem não corresponder ao know-how internacional de construção de instalações de PC:

- A distância mínima recomendada de 0,8 m entre linhas da QuadroFV parece demasiado estreita para uma circulação correcta com módulos FV. 1,2 a 2 m recomendados.
- A inclinação de 5° pode ser demasiado baixa para uma auto-limpeza correcta dos módulos com chuva. Recomenda-se frequentemente uma inclinação de 10° mini.

- B) **Relatório de visita ao local, Central fotovoltaica solar chave na mão para Santo Amaro 540 kWp (JGH, 15 de Outubro de 2021):**

Neste documento, a empresa EPC JGH, propõe a adaptação da concepção da central fotovoltaica após uma visita de campo.

Relatório de visita ao local, Central fotovoltaica solar chave-na-mão para Santo Amaro 540 kWp (JGH, 15 de Outubro de 2021):

Neste documento, a empresa EPC JGH, propõe a adaptação do projecto da central fotovoltaica após uma visita de campo.

Observações do consultor:

**- Layout**

- A distância de 0,7 m entre as linhas da QuadroFV é demasiado curta para circular e instalar módulos FV (os módulos têm 1m de largura). Recomenda-se 1,2 a 2 m.

- A distância de 5,6 m entre as áreas 1 & 2 vedações é demasiado curta para a via de circulação até Santo Amaro 2 & 3.
- A distância mínima de 1,5 m entre a vedação e as mesas é demasiado curta para a circulação interna.

Recomenda-se 3,5 m para a circulação de veículos para os inversores

- 1,3m de altura da vedação é demasiado pequena contra intrusão 2 m mini recomendado.
- As árvores do lado leste da área 1 têm de ser removidas para evitar sombreamento
- Instalar área PV de 1 5 a 7 metros a leste para obter mais espaço
- Usar o muro oeste como cerca de área PV para a área 2
- A estação meteorológica instalada perto da central térmica de Santo Amaro 2 está sujeita a sujar com os olhares de escape.

#### - Desenho técnico

- O cálculo do sistema PV é feito com um ângulo de azimute incorrecto : 0°
- A inclinação de 5° pode ser demasiado baixa para uma correcta auto-limpeza dos módulos com chuva. Verificar o manual de instalação dos módulos. Recomenda-se frequentemente uma inclinação de 10° mini.
- São propostas caixas de fusíveis DC. As protecções (fude + SPD) integradas nos inversores não são suficientes?
- 20 módulos a 50 V = 1000 V é a tensão de circuito aberto para módulos de 25°C de temperatura inferior a 1000 W/m<sup>2</sup>. para temperaturas mais baixas ou irradiação mais elevada, a tensão pode ser superior a 1000 V. Os inversores aceitam 1100 V. mas as caixas de fusíveis DC são concebidas apenas para 1000 V. NOK

#### - Ligação à rede

- A actualização PC5 pela EMAE é esperada da EPC antes da finalização do projecto.

### 4.2.4 Energias Renováveis

Um total de cinco documentos relativos às energias renováveis em S. Tomé foram recebidos como base para o Plano de Aceleração Energética. Cada um deles é identificado e brevemente avaliado abaixo.

#### A) Roteiro para a promoção das energias renováveis na África Central (IRENA, 2019?):

Este documento apresenta recomendações gerais para o desenvolvimento das energias renováveis na região da ECCAS. Como São Tomé não está ligado a outras redes eléctricas nacionais, não há muita informação específica para o desenvolvimento das energias renováveis em São Tomé neste documento.

#### B) Energias Renováveis e Eficiência Energética em São Tomé e Príncipe, Relatório Nacional Do Ponto de Situação / Novembro 2020 (DGRNE STP, Instituto Camões, UNIDO, ALER , novembro 2020):

Este documento apresenta uma visão geral e bastante detalhada da situação energética de São Tomé e Príncipe em 2020. São apresentados os seguintes assuntos:



- Descrição do país com dados macroeconómicos
- Quadrojurídico e institucional
- Perfil energético nacional
- Recursos e projectos de energias renováveis
- Recursos e projectos de Rendimento energética
- Quadroeconómico e financeiro
- Educação e formação

#### **4.2.5 Plano de desenvolvimento ao menor custo**

Este relatório, emitido em outubro de 2018 por Ricardo Energy & Environment em associação com a MRC & Manitoba Hydro International para a AFAP, apresenta uma trajetória para o sector eléctrico de São Tomé & Príncipe, a fim de alcançar um desenvolvimento ao menor custo. Abrange apenas o sector da electricidade e ambas as ilhas de São Tomé e Príncipe. As principais conclusões são que o equilíbrio entre a produção e o consumo de electricidade deve ser alcançado através da construção de centrais OVNI e centrais hidroeléctricas a longo prazo. Poucas centrais de energia solar ou outras renováveis estão incluídas neste plano.

As principais conclusões são totalmente lógicas e o relatório é geralmente de alta qualidade, mas alguns inconvenientes devem ser notados:

- Taxa de desconto de 2%. Esta relação é o principal motor de um estudo deste tipo. Um valor elevado (acima de 12%) levará a um investimento de curto prazo e baixo capital (como as centrais de combustíveis fósseis), valores baixos (abaixo de 6%) darão vantagens a longo prazo e investimento de capital intensivo (como as energias renováveis). Mesmo que a escolha de valor de 2% esteja documentada no relatório, é uma escolha muito forte, longe dos padrões internacionais e regionais. O plano director recente (2016) da África Central funciona com uma relação de 10%. O Plano Director do PowerPool da África Ocidental também funciona.
- Preços dos combustíveis : o preço do HFO e do gás estão bem no início do período de estudo, mas podem ter perdido os custos devido à pequena dimensão do Mercado de São Tomé e Príncipe. Além disso, a sua evolução no sentido de uma diminuição de custos a longo prazo parece irrealista.
- A comparação do LCOE (custo energético da central eléctrica) não dá qualquer valor à emissão de gases com efeito de estufa. É uma subestimação do custo global da energia
- A comparação do LCOE (custo energético da central eléctrica) não dá qualquer valor à emissão de gases com efeito de estufa. É uma subestimação do custo global da energia.
- A avaliação dos recursos hídricos é retirada de uma única fonte bastante antiga (CECI 2008) que tem sido mal avaliada por peritos que realizam posteriormente estudos pormenorizados sobre o potencial hídrico em São Tomé e Príncipe
- Não há nenhuma análise sobre o desenvolvimento do cabaz energético.

#### **4.2.6 Plan Plano de Acção Nacional Renováveis para as Energias Renováveis**

Este documento foi escrito em outubro de 2021 pela DGRNE com o apoio da UNIDO, GEF, ITPENERGISED, ECOSPHERE e SEI. Traça a trajetória de São Tomé e Príncipe para atingir um elevado nível de penetração das energias renováveis. O objectivo é atingir 72% de penetração das energias renováveis até 2030. Esta taxa é calculada sobre a potência instalada e não sobre a energia produzida, como normalmente é feito em tais políticas nacionais. Não é feita qualquer distinção entre as ilhas de São Tomé e Príncipe. A maior parte das hipóteses baseiam-se no LCDP de 2018 : previsão de carga e instalação de nova central hidroeléctrica. Em comparação com o LCDP, este documento considera muito mais instalações de centrais solares. Os 72% de penetração renovável é o resultado da soma de todos os projectos de centrais fotovoltaicas em funcionamento até 2030, divididos pela capacidade total instalada.

### 4.2.7 Ação programática, energia renovável

Este documento estabelece diferentes objectivos em termos de expansão da capacidade de geração para cobrir a procura, participação de energias renováveis/energias limpas no futuro e cumprimento destes objectivos a um custo mínimo.

São estabelecidos os seguintes objectivos relativamente ao sector da energia:

- Plano de desenvolvimento ao menor custo para orientar a expansão do sector
- Ligar 95% das liquidações (não está definida data)
- Cobrir 30% das necessidades de geração com energias renováveis até 2021
- Cobrir pelo menos 50% das necessidades de geração com energias renováveis até 2030

Medidas prioritárias:

1. Substituir as luzes incandescentes pela tecnologia LED (300.000 luzes)
2. PVs solares: 30 MW
3. Mini-hídricas ligadas à rede principal: 10 MW (não identificados quais)
4. Central hidroeléctrica ligada à rede principal: 9 MW (não identificados)
5. Outras medidas não quantificadas ou devidamente identificadas: relâmpagos públicos eficientes, aparelhos eficientes, biomassa e vento off shore (em estudo), melhoramento da rede de distribuição, Rendimento energética doméstica

## 4.3 Metodologia

O objectivo desta tarefa é encontrar o melhor caminho para o desenvolvimento de investimentos em novas centrais eléctricas. A tarefa consiste, portanto, em otimizar os meios de produção. Para tal, o Consultor analisou o estado actual das capacidades instaladas na ilha e o nível actual e futuro da procura. Isto foi feito a fim de identificar a diferença entre a procura e a capacidade de produção. Para tal, o Consultor tomou em consideração os meios de produção candidatos e colocou-os no eixo do tempo de modo a que a procura fosse coberta todos os anos.

Nos casos em que os geradores candidatos não eram suficientes para cobrir o pico de carga, bem como a reserva necessária, o Consultor considerou os geradores candidatos genéricos.

Subsequentemente, o Consultor avaliou os respectivos custos das diferentes vias de desenvolvimento de uma forma técnico-económica. Como resultado, foi escolhida a via de desenvolvimento que apresentava os custos mais baixos para o fornecimento de electricidade durante o período de observação.

### 4.3.1 Descrição do modelo

GAP é um software de análise e planeamento para sistemas de produção de electricidade (térmica, hidroeléctrica, eólica, solar e de biomassa) tendo em conta os contratos de interligação com outros sistemas eléctricos. É um modelo probabilístico que tem em conta as taxas de falha (falha forçada) dos grupos e que estabelece de forma óptima o despacho operacional da central eléctrica na curva de carga monótona numa base semanal. Isto é feito de acordo com vários constrangimentos (hidroeléctrica, solar, manutenção, custos, etc.). Este método, desenvolvido há mais de 40 anos e melhorado várias vezes desde então, já deu provas em muitos estudos, particularmente em África (recentemente Benim, Gabão, RDC, Camarões, Mali, Costa do Marfim e Mauritânia).

A interface permite calcular numerosos cenários simulando várias configurações da frota de geração e calcular os resultados técnicos e económicos a médio e longo prazo. Não é raro num estudo simular várias dezenas de cenários, a fim de identificar e compreender melhor os parâmetros mais importantes

e de elaborar recomendações específicas para o desenvolvimento futuro da frota de geração. Os cenários estão estruturados nos diferentes conjuntos de dados que se seguem:

- Frota de geração (selecção de grupos a incluir na simulação);
- Plano de manutenção ;
- Hidroeléctrica - e variação na hidráulica;
- Produtível solar
- Presença de pilhas
- Interconexões
- Custos de combustível;
- Curvas de carga (as obtidas na previsão da procura por DAP);
- Energia eólica.

O estudo de um cenário no âmbito do GAP consiste em cruzar todos os conjuntos de dados acima mencionados. A gestão de parâmetros é muito simples de realizar e permite assim estudar dezenas de variáveis para analisar a sensibilidade dos resultados às variações dos parâmetros de entrada, tais como procura, hidraulicidade, preços de combustível, programa de manutenção...

Cada cenário é otimizado. Os principais resultados são a ordem de expedição dos grupos na curva de duração da carga, as suas horas de chamada, assim como os custos de investimento e de operação (fixos e variáveis, por grupo e totais - em valores actuais), a Perda de Probabilidade de Carga (LOLP), a energia produzida (por grupo e total) e a energia não servida esperada (EUE) para cada um dos anos da simulação. Todos os outros resultados que este software pode produzir estão também disponíveis para cada semana dos anos da simulação.

Depois, a comparação entre os cenários permite otimizar o sistema de acordo com parâmetros seleccionados (custos mais baixos, segurança do aprovisionamento, independência energética, taxa de penetração das energias renováveis, emissões de CO<sub>2</sub>, etc.).

#### **4.3.2 Descrição do modelo operacional**

Os cálculos das simulações dos despachos operacionais foram efectuados para cada configuração potencial do sistema energético e isto para cada uma das 52 semanas do ano para um ano hidrológico médio, para as 52 semanas de um ano seco e húmido com um tempo de retorno de 10 anos. A expedição é feita com base na curva de duração da carga para um escalão de cálculo de 0,1 MW. Os cálculos de enchimento do reservatório foram efectuados em Excel, a fim de maximizar as produções individuais de cada estrutura ao longo do ano.

Cada cálculo semanal é independente. Por conseguinte, não é possível calcular a utilização óptima do armazenamento de reservatórios hidroeléctricos para além da semana. No entanto, o modelo de produção semanal tem em conta as leis de altura-volume da superfície de cada reservatório, quando possível numa escala mensal.

Para cada central hidroeléctrica, dependendo da capacidade de regulação do seu reservatório, é determinada uma "parte fatal", ou seja, a quantidade de energia que deve inevitavelmente ser turbinada sob pena de ser perdida (derramada).

Modelo de armazenamento de energia:

Em primeiro lugar, o excesso de produção solar é calculado como a quantidade de electricidade para além de uma certa taxa de penetração instantânea . Para cada hora este valor é calculado, se houver armazenamento disponível, esta energia é armazenada nas baterias. Em segundo lugar, qualquer energia de derrame hídrico é armazenada nas baterias (pode acontecer que durante a estação chuvosa

durante algumas horas da semana, a produção hídrica seja maior do que a procura, se não houver reservatórios disponíveis, esta energia seria perdida), pelo que a electricidade é produzida pela central hidroeléctrica para ser armazenada nas baterias. Isto só acontece se esta energia fosse perdida de outra forma. Em terceiro lugar, se as baterias não estiverem cheias, é avaliado o interesse económico de armazenar energia térmica em baterias. Por exemplo, se uma central térmica de baixo custo funcionar apenas 20h/dia, poderia ser utilizada para carregar baterias durante 4hrs, então a GAP avalia se esta energia carregada poderia poupar custos substituindo uma energia térmica mais cara (como a produzida por geradores de horas de pico). Finalmente, a energia é descarregada durante as horas de pico quando os custos marginais são os mais elevados. Como a base de cálculo do GAP é a semana, todas as semanas as baterias são completamente esvaziadas.

## 4.4 Dados de estudo

### 4.4.1 Critérios de planificação

Critérios de planeamento Descrição

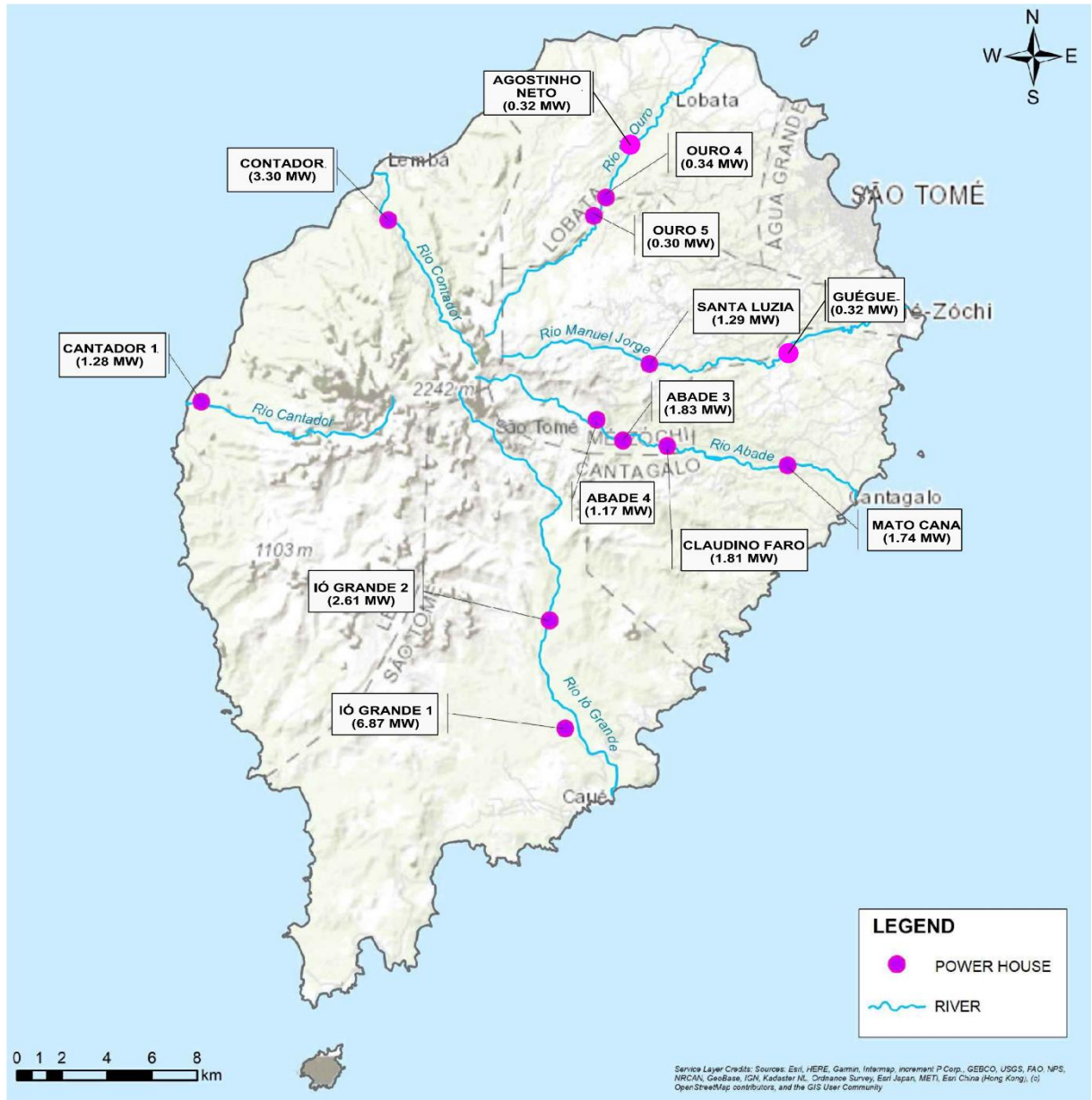
1. Soluções de Custo Mínimo: O plano de desenvolvimento do sistema eléctrico centra-se no menor custo económico, procurando um plano de expansão que mostre o valor actual líquido dos custos totais mínimos durante o período de estudo, respeitando ao mesmo tempo uma série de critérios técnicos e ambientais
2. Taxa de desconto: O Consultor utilizará uma taxa de desconto de 10% para a optimização técnica e económica dos meios de produção e transporte. Esta taxa é consistente com a taxa utilizada a nível regional pelo PEAC.
3. Equipamento de Vida: O Consultor utilizará os seguintes períodos de vida útil para a optimização técnica e económica:
  - 3.1. Central termoeléctrica (fóssil ou renovável): 20 anos
  - 3.2. Instalação fotovoltaica e instalação de armazenamento: 20 anos
  - 3.3. Central hidroeléctrica: 50 anos (ver detalhes abaixo)
4. Meta de penetração das energias renováveis: duas metas são fixadas nos documentos de referência: 72% no plano nacional de energias renováveis (mas fixadas como o rácio da capacidade instalada em vez do rácio da produção de energia) e 50% até 2030 no plano de acção programático para as energias renováveis. Uma vez que a definição geralmente aceite do objectivo de penetração das energias renováveis é em energia, utilizaremos 50% como objectivo global.
5. Emissão de gases com efeito de estufa: O objectivo global do país é uma redução de 109kTCO<sub>2</sub>eq correspondente a 27% até 2030 . Mas como o cenário de “business as usual” não foi definido, nem a quota do sector da electricidade nesta redução, é muito difícil estabelecer um objectivo claro para este assunto.
6. Valorização da energia não servida 300 EUR/MWh (LCOE de uma unidade diesel a funcionar 4 horas por dia, ver abaixo para mais detalhes)
7. Perda aceitável de probabilidade de carga: 2% (167 horas por ano de queda de carga pode ocorrer devido ao desequilíbrio entre a oferta e a procura; o PEAC não tem um objectivo claro para esta métrica, o West African Power Pool visa 1-2% dependendo da condição hidrológica para o período 2018-2023). Para um país isolado como a ilha de São Tomé, é muito difícil atingir menos de 2% da LOLP. O sistema de energia interconectado atinge 0,5-1% do objectivo LOLP graças à interconexão e assistência mútua em caso de falha do grupo gerador. Para uma ilha, tal assistência mútua não é possível.

## 4.4.2 Projectos hidroeléctricos

### 4.4.2.1 Potencial de Aproveitamentos hidroeléctricos em S. Tomé

A análise dos documentos enumerados na secção 4.2.2 (mais algumas informações recebidas do cliente) permitiu-nos desenhar o quadro do potencial hidroeléctrico mostrado na figura abaixo.

Figura 41 O Potencial hidroeléctrico de S. Tomé



Esta figura mostra a localização de 13 pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, com potências instaladas entre 0,32 MW e 6,87 MW.

De entre estes aproveitamentos, apenas os de Contador, de Guegue e de Agostinho Neto já existem, tendo os outros apenas estudos de viabilidade, com graus de detalhe variáveis (ver secção 4.2.2).

Contador tem mais de 50 anos, e necessita de reabilitação. A sua potência original instalada era de 2,2 MW mas, devido à sua degradação, não pode atingir mais de 1,9 MW atualmente. Está em curso um projeto de reabilitação (ver secção 3.2.2), o que implica um aumento da potência instalada para 3,3 MW (ver Figura 41).

Guegue e Agostinho Neto são antigos aproveitamentos de micro-hídricas, atualmente fora de serviço e a necessitar de reabilitação. Não foram disponibilizados estudos específicos para nossa equipe, temos apenas características gerais que nos foram passadas pelo cliente.

As principais características dos 13 pequenos Aproveitamentos hidroelétricos, tal como extraídas dos estudos existentes e dadas pelo cliente, estão resumidas no Quadro 33.



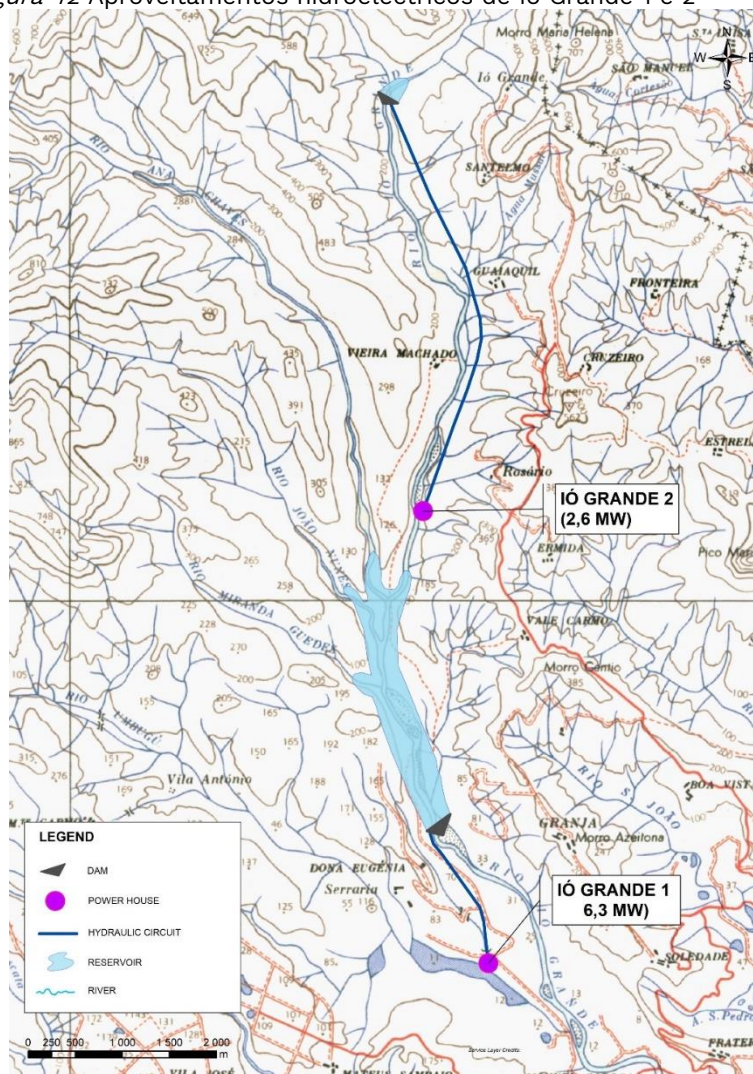
O potencial total apresentado neste quadro ascende a 23.18 MW, o que é significativo numa ilha onde, atualmente, a procura máxima não excede os 20 MW. No entanto, quase todos estes aproveitamentos são a fio de água, garantindo pouca energia firme durante a estação seca (embora a maioria deles tenha alguma capacidade de armazenamento diário, para ser utilizada durante as horas de ponta).

O Aproveitamento Hidroeléctrico Iô Grande 1 destaca-se dos restantes, pelas seguintes razões:

- Tem, de longe, a maior potência instalada de todos eles (6,87 MW).
- Inclui um reservatório criado por uma barragem, que permitirá alguma capacidade de regulação para além do mero pico diário (ainda assim, o seu índice de regulação de 0,05 é bastante baixo).
- Permite a instalação de painéis solares flutuantes dentro do reservatório, com 6,3 MW de potência instalada, o que pode compensar parcialmente a falta de caudal durante a estação seca.

Na figura seguinte, está representada a constituição geral do Aproveitamento hidroeléctrico Iô Grande 1.

Figura 42 Aproveitamentos hidroeléctricos de Iô Grande 1 e 2





#### 4.4.2.2 Potencial para a produção de energia

Para cada um dos 13 aproveitamentos hidroelétricos identificados na secção 4.4.2.1, as produções mensais de energia foram avaliadas para os anos típicos seguintes:

- Ano médio.
- Ano seco com 20% de probabilidade de não ser excedido.
- Ano húmido com 80% de probabilidade de não ser excedido.

Os valores mensais do caudal para estes três anos não estão disponíveis para todos os treze aproveitamentos hidroelétricos, estando apenas disponível um caudal médio anual para a maioria deles (ver Quadro 36)<sup>12</sup>.

No entanto, para o Aproveitamento Contador, tais valores mensais foram avaliados no estudo TPF identificado na secção 4.2.2 e são ilustrados na Figura 50.

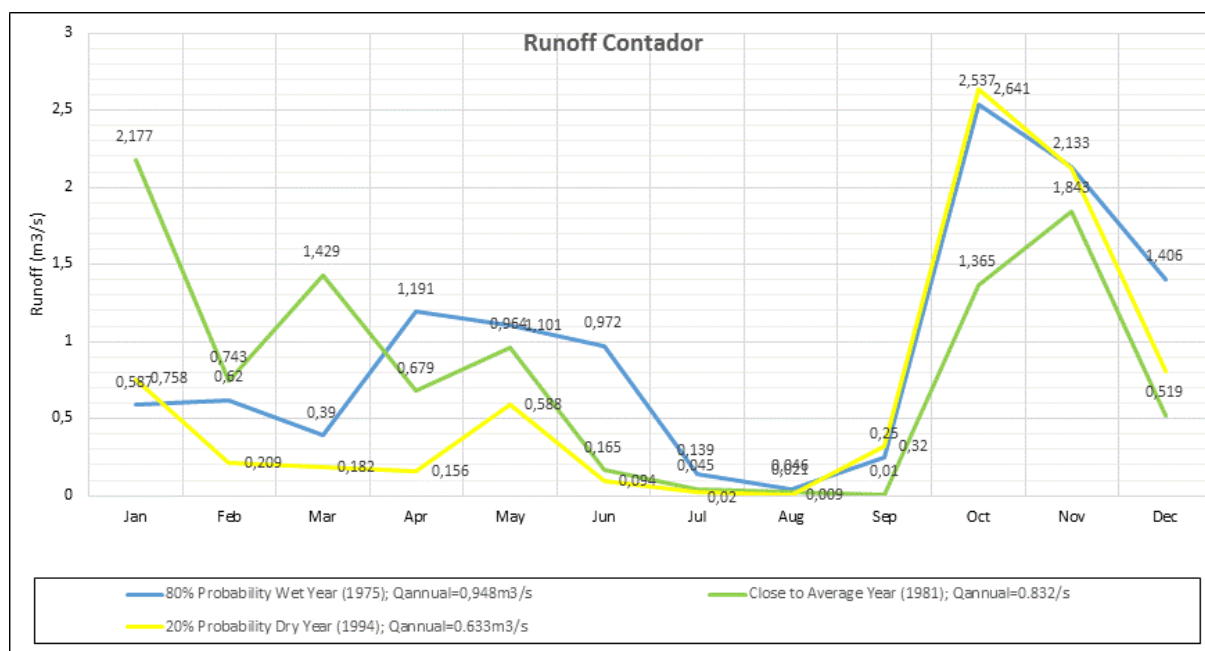


Figura 43 Caudal mensais características na Bacia Hidrográfica do Contador

Estes valores correspondem aos seguintes caudais anuais para o Aproveitamento Contador:

- Ano húmido: 0,948 m³/s (29,90 hm³/ano).
- Ano médio: 0,832 m³/s (26,24 hm³/ano).
- Ano seco: 0,663 m³/s (20,91 hm³/ano).

Isto significa que um ano seco em S. Tomé produz cerca de 80% do ano médio, enquanto que um ano húmido produz cerca de 115% do ano médio.

Como se verá mais adiante, as mesmas percentagens foram admitidas para os outros aproveitamentos, assim como as distribuições mensais correspondentes ilustradas na Figura 50.

<sup>12</sup> As afluências médias anuais para Guegue e Agostinho Neto foram extrapoladas a partir das de outros aproveitamentos que foram estudados nas mesmas bacias hidrográficas

A obtenção das produções de energia para o Aproveitamento Contador (após a reabilitação e a ampliação previstas) é ilustrada nas tabelas seguintes.

*Quadro34 Produção do Aproveitamento Contador. Ano médio*

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	2,177	0,743	1,429	0,679	0,964	0,165	0,045	0,021	0,01	1,365	1,843	0,519	
Qavail	2, 137	0,703	1,389	0,639	0,924	0,125	0,005	0	0	1,325	1,803	0,479	
Qturb	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,75	0,03	0	0	0,9	0,9	0,9	
Pmax	3294	3294	3294	3294	3294	2745	110	0	0	3294	3294	3294	
E	79	62	79	56	79	11	0	0	0	79	79	42	<b>17,26</b>
MR	0,83	0,79	0,83	0,77	0,83	0,00	0,00	0	0	0,83	0,83	0,69	

Potência Instalada: 3,3 MW

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 26,24

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia – caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,04

Caudal nominal (m<sup>3</sup>/s) 0,9

Queda nominal (m) 440

Rendimento 0,85

Armazenamento efectivo (m<sup>3</sup>) 14 600

Armazenamento Mínimo Requerido (m<sup>3</sup>) 10 800

*Quadro35 Produção do Aproveitamento Contador. Ano húmido*

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,587	0,62	0,39	1,191	1,101	0,972	0,139	0,046	0,25	2,537	2,133	1,406	
Qavail	0,547	0,58	0,35	1,151	1,061	0,932	0,099	0,006	0,21	2,497	2,093	1,366	
Qturb	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,594	0,036	0,9	0,9	0,9	0,9	
Pmax	3294	3294	3294	3294	3294	3294	2174	132	3294	3294	3294	3294	
E	48	51	31	79	79	79	9	1	18	79	79	79	<b>19,24</b>
MR	0,73	0,74	0,57	0,83	0,83	0,83	0,00	0,00	0,29	0,83	0,83	0,83	

**Potência instalada (Mw): 3,30**

**Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 29,90**

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia – caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,04
Caudal nominal = 0,90 m <sup>3</sup> /s.	0,9
Queda nominal = 470 m.	440
Rendimento = 0,83	0,85
Armazenamento efectivo	14 600 m <sup>3</sup>
Armazenamento Mínimo Requerido	10 800 m <sup>3</sup>

Quadro36 Produção do Aproveitamento Contador. Ano seco

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Q <sub>dia</sub>	0,758	0,209	0,182	0,156	0,588	0,094	0,02	0,009	0,32	2,641	2,217	0,812	
Q <sub>avail</sub>	0,718	0,169	0,142	0,116	0,548	0,054	0	0	0,28	2,601	2,177	0,772	
Q <sub>turb</sub>	0,9	0,9	0,852	0,696	0,9	0,324	0	0	0,9	0,9	0,9	0,9	
P <sub>max</sub>	3294	3294	3119	2548	3294	1186	0	0	3294	3294	3294	3294	
E	63	15	12	10	48	5	0	0	25	79	79	68	<b>12,30</b>
MR	0,79	0,11	0,00	0,00	0,73	0,00	0	0	0,46	0,83	0,83	0,81	

**Potência instalada (Mw): 3,30****Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 20,91**Q<sub>dia</sub> - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)Q<sub>avail</sub> - Afluência diária disponível (Q<sub>dia</sub> – caudal ecológico)Q<sub>turb</sub> - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horasP<sub>max</sub> - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,04
Caudal nominal = 0,90 m <sup>3</sup> /s.	0,9
Queda nominal = 470 m.	440
Rendimento = 0,83	0,85
Armazenamento efectivo =	14 600 m <sup>3</sup>
Armazenamento Mínimo Requerido	10 800 m <sup>3</sup>

A primeira linha destas tabelas (Q<sub>dia</sub>) indica os caudais médios mensais, como na Figura 50.

A segunda linha indica os caudais mensais disponíveis (Q<sub>avail</sub>), que resultam da dedução do caudal ecológico do Q<sub>dia</sub>. O caudal ecológico foi tomado como 5% do módulo do rio.

Foi admitido que todos os aproveitamentos de energia hidroelétrica a fio de água estariam equipados, ou com uma câmara de carga ou com uma albufeira, com armazenamento suficiente para concentrar a produção nas 4 horas de pico de cada dia.

Para o Aproveitamento Contador, o caudal nominal previsto é de 0,9 m<sup>3</sup>/s. Portanto, para aproveitar ao máximo a capacidade de pico em 4h, o armazenamento mínimo requerido é de 20 h /24 h x 0,9 m<sup>3</sup>/s x 4 h x 3600 s = 10 800 m<sup>3</sup>.

O valor de armazenamento previsto no desenho da Stucky para o Contador é de 14600 m<sup>3</sup>. Por conseguinte, estamos confortáveis durante 4 horas de pico.

Na terceira linha, é estabelecida o caudal máximo (Qturb) que pode ser utilizado durante 4 horas, concentrando nelas o Qavail de afluência diária, com um valor máximo de 0,9 m<sup>3</sup>/s

Para Contador, com um caudal nominal de 0,9 m<sup>3</sup>/s, uma Queda nominal de 440 m e um rendimento global do equipamento de geração de 0,85, a potência instalada é  $P = 9,8 \times 0,85 \times 440 \times 0,9 = 3294 \text{ Kw} = 3,3 \text{ Mw}$ .

Na quarta linha, é dada a potência máxima que pode ser concentrada em 4 horas, com, obviamente, um máximo de 3294 kW.

Na quinta linha, é indicada a energia total (E) produzida diariamente com Qavail, utilizando a Queda nominal e o rendimento acima indicado. O limite é, evidentemente, 3294 kW x 24 h = 79 MWh.

Finalmente, a sexta linha indica a percentagem da energia E que deve ser produzida fora do período de pico de 4 horas diárias. Esta é a "parte fatal" definida na secção 4.3.2.

A mesma metodologia foi aplicada a todos os outros aproveitamentos indicados no Quadro 36, excepto lô Grande 1.

Os resultados são apresentados nos Quadros 37 a 63.

*Quadro37 Produção do Aproveitamento lô Grande 2. Ano médio*

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	6,015	2,053	3,949	1,876	2,664	0,456	0,124	0,058	0,028	3,772	5,093	1,434	
Qavail	5,900	1,938	3,834	1,761	2,549	0,341	0,009	0	0	3,657	4,978	1,319	
Qturb	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	2,0	0,056	0,000	0,000	3,4	3,4	3,4	
Pmax	2611	2611	2611	2611	2611	1571	43	0	0	2611	2611	2611	
E	63	36	63	32	47	6	0	0	0	63	63	24	<b>12,06</b>
MR	0,83	0,71	0,83	0,68	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,57	

**Potência instalada (Mw): 2,61**

**Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 72,5**

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia – caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,115

Caudal nominal =	3,4
Queda nominal	92,2
Rendimento =	0,85
Armazenamento efectivo a definir	
Armazenamento Mínimo Requerido	40 800 m <sup>3</sup>

Quadro38 Produção do Aproveitamento Iô Grande 2. Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	1,622	1,713	1,078	3,291	3,042	2,686	0,384	0,127	0,691	7,010	5,894	3,885	
Qavail	1,507	1,598	0,963	3,176	2,927	2,571	0,269	0,012	0,576	6,895	5,779	3,770	
Qturb	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	1,615	0,073	3,400	3,4	3,4	3,4	
Pmax	2611	2611	2611	2611	2611	2611	1240	56	2611	2611	2611	2611	
E	28	29	18	58	54	47	5	0	11	63	63	63	<b>13,34</b>
MR	0,62	0,65	0,41	0,82	0,81	0,78	0,00	0,00	0,02	0,83	0,83	0,83	

**Potência instalada (Mw): 2,61**

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 82.6

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,115
Caudal nominal =	3,4
Queda nominal	92,2
Rendimento =	0,85
Armazenamento efectivo a definir	
Armazenamento Mínimo Requerido	40 800 m <sup>3</sup>

Quadro39 Produção do Aproveitamento Iô Grande 2. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	2,094	0,578	0,503	0,431	1,625	0,260	0,055	0,025	0,884	7,298	6,126	2,244	
Qavail	1,980	0,463	0,388	0,316	1,510	0,145	0,000	0	0,769	7,183	6,011	2,129	
Qturb	3,4	2,775	2,328	1,897	3,4	0,9	0,000	0,000	3,400	3,4	3,4	3,4	
Pmax	2611	2132	1788	1457	2611	667	0	0	2611	2611	2611	2611	
E	36	9	7	6	28	3	0	0	14	63	63	39	<b>8,13</b>
MR	0,71	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,26	0,83	0,83	0,73	

**Potência instalada (Mw): 2,61**Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 57.8Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Acaudal diário disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,115

Caudal nominal = 3,4

Queda nominal 92,2

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 40 800 m<sup>3</sup>*Quadro40* Produção do Aproveitamento Abade 3 (Bombaim). Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	2,093	0,714	1,374	0,653	0,927	0,159	0,043	0,020	0,010	1,312	1,771	0,499	
Qavail	2,053	0,674	1,334	0,613	0,887	0,119	0,003	0	0	1,272	1,732	0,459	
Qturb	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,7	0,020	0,000	0,000	1,25	1,25	1,25	
Pmax	1833	1833	1833	1833	1833	1043	29	0	0	1833	1833	1833	
E	44	24	44	22	31	4	0,1	0	0	44	44	16	<b>8,30</b>
MR	0,83	0,69	0,83	0,66	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,55	

Potência instalada (Mw): 1,83

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 25,22Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,040

Caudal nominal = 1,25

Queda nominal 176

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 15 000 m<sup>3</sup>

Quadro41 Produção do Aproveitamento Abade 3 (Bombaim). Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,564	0,596	0,375	1,145	1,058	0,934	0,134	0,044	0,240	2,439	2,050	1,351	
Qavail	0,524	0,556	0,335	1,105	1,018	0,894	0,094	0,004229213	0,20031428	2,399	2,010	1,311	
Qturb	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,3	0,562	0,025	1,202	1,25	1,25	1,25	
Pmax	1833	1833	1833	1833	1833	1833	824	37	1762	1833	1833	1833	
E	18	20	12	39	36	31	3	0	7	44	44	44	<b>9,07</b>
MR	0,60	0,62	0,38	0,81	0,80	0,77	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 1,83

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 28

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,040

Caudal nominal = 1,25

Queda nominal 176

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 15 000 m<sup>3</sup>

Quadro42 Produção do Aproveitamento Abade 3 (Bombaim). Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,729	0,201	0,175	0,150	0,565	0,090	0,019	0,009	0,308	2,539	2,131	0,780	
Qavail	0,689	0,161	0,135	0,110	0,525	0,050	0,000	0	0,268	2,499	2,091	0,741	
Qturb	1,25	0,965	0,810	0,660	1,25	0,3	0,000	0,000	1,250	1,25	1,25	1,25	
Pmax	1833	1415	1187	967	1833	443	0	0	1833	1833	1833	1833	
E	24	6	5	4	18	2	0	0	9	44	44	26	<b>5,54</b>
MR	0,70	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,22	0,83	0,83	0,72	

Potência instalada (Mw): 1,83

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 20

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,040

Caudal nominal = 1,25

Queda nominal 176  
 Rendimento = 0,85  
 Armazenamento efectivo a definir  
 Armazenamento Mínimo Requerido 15 000 m<sup>3</sup>

Quadro43 Produção do Aproveitamento Abade 4. Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	1,744	0,595	1,145	0,544	0,772	0,132	0,036	0,017	0,008	1,094	1,476	0,416	
Qavail	1,711	0,562	1,111	0,511	0,739	0,099	0,003	0	0	1,060	1,443	0,382	
Qturb	1	1	1	1	1	0,6	0,016	0,000	0,000	1	1	1	
Pmax	1166	1166	1166	1166	1166	692	19	0	0	1166	1166	1166	
E	28	16	28	14	21	3	0	0	0	28	28	11	<b>5,36</b>
MR	0,83	0,70	0,83	0,67	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,56	

Potência instalada (Mw): 1,17

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 21,02

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,033

Caudal nominal = 1

Queda nominal 140

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 12 000 m<sup>3</sup>

Quadro44 Produção do Aproveitamento Abade 4. Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,470	0,497	0,312	0,954	0,882	0,779	0,111	0,037	0,200	2,032	1,709	1,126	
Qavail	0,437	0,463	0,279	0,921	0,849	0,745	0,078	0,003524903	0,166955042	1,999	1,675	1,093	
Qturb	1	1	1	1	1	1,0	0,468	0,021	1,000	1	1	1	
Pmax	1166	1166	1166	1166	1166	1166	546	25	1166	1166	1166	1166	
E	12	13	8	26	24	21	2	0	5	28	28	28	<b>5,91</b>
MR	0,62	0,64	0,40	0,82	0,80	0,78	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 1,17

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 23

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)



Qturb - Discharge through the turbines during the 4 hours period

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,033

Caudal nominal = 1

Queda nominal 140

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 12 000 m<sup>3</sup>

Quadro45 Produção do Aproveitamento Abade 4. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,607	0,167	0,146	0,125	0,471	0,075	0,016	0,007	0,256	2,116	1,776	0,651	
Qavail	0,574	0,134	0,112	0,092	0,438	0,042	0,000	0	0,223	2,082	1,743	0,617	
Qturb	1	0,805	0,675	0,550	1	0,3	0,000	0,000	1,000	1	1	1	
Pmax	1166	938	787	641	1166	294	0	0	1166	1166	1166	1166	
E	16	4	3	3	12	1	0	0	6	28	28	17	<b>3,60</b>
MR	0,71	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,25	0,83	0,83	0,73	

Potência instalada (Mw): 1,17

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 16

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,033

Caudal nominal = 1

Queda nominal 140

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 12 000 m<sup>3</sup>

Quadro46 Claudino Faro (Abade 2) Produção do Aproveitamento. Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	3,046	1,040	1,999	0,950	1,349	0,231	0,063	0,029	0,014	1,910	2,579	0,726	
Qavail	2,988	0,981	1,941	0,892	1,291	0,173	0,005	0	0	1,852	2,520	0,668	
Qturb	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,0	0,029	0,000	0,000	1,75	1,75	1,75	

Pmax	1808	1808	1808	1808	1808	1070	29	0	0	1808	1808	1808	
E	43	24	43	22	32	4	0	0	0	43	43	17	<b>8,30</b>
MR	0,83	0,70	0,83	0,67	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,56	

Potência instalada (Mw): 1,81

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 36,71

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,058

Caudal nominal = 1,75

Queda nominal 124

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 21 000 m<sup>3</sup>

Quadro47 Claudino Faro (Abade 2) Scheme's production. Wet ano

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,821	0,867	0,546	1,666	1,540	1,360	0,194	0,064	0,350	3,550	2,984	1,967	
Qavail	0,763	0,809	0,487	1,608	1,482	1,302	0,136	0,006156003	0,291575623	3,491	2,926	1,909	
Qturb	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,8	0,818	0,037	1,749	1,75	1,75	1,75	
Pmax	1808	1808	1808	1808	1808	1808	845	38	1807	1808	1808	1808	
E	19	20	12	40	37	32	3	0	7	43	43	43	<b>9,15</b>
MR	0,62	0,64	0,40	0,82	0,80	0,78	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 1,81

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 42

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,058

Caudal nominal = 1,75

Queda nominal 124

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 21 000 m<sup>3</sup>

Quadro48 Claudino Faro (Abade 2) Produção do Aproveitamento. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	1,061	0,292	0,255	0,218	0,823	0,132	0,028	0,013	0,448	3,695	3,102	1,136	
Qavail	1,002	0,234	0,196	0,160	0,764	0,073	0,000	0	0,389513728	3,637	3,044	1,078	
Qturb	1,75	1,405271257	1,178614499	0,960352437	1,75	0,4	0,000	0,000	1,750	1,75	1,75	1,75	
Pmax	1808	1452	1217	992	1808	454	0	0	1808	1808	1808	1808	
E	25	6	5	4	19	2	0	0	10	43	43	27	5,58
MR	0,71	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,25	0,83	0,83	0,73	

Potência instalada (Mw): 1,81

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 29

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,058

Caudal nominal = 1,75

Queda nominal 124

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 21 000 m<sup>3</sup>

Quadro49 Produção do Aproveitamento Mato Cana (Abade 1). Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	3,577	1,221	2,348	1,116	1,584	0,271	0,074	0,035	0,016	2,243	3,028	0,853	
Qavail	3,509	1,152	2,280	1,047	1,516	0,203	0,006	0	0	2,174	2,960	0,784	
Qturb	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	1,2	0,034	0,000	0,000	2,05	2,05	2,05	
Pmax	1742	1742	1742	1742	1742	1034	28	0	0	1742	1742	1742	
E	42	23	42	21	31	4	0	0	0	42	42	16	8,00
MR	0,83	0,70	0,83	0,67	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,56	

Potência instalada (Mw): 1,74

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 43,11

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,068

Caudal nominal 2,05

Queda nominal 102

Rendimento 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 24 600 m<sup>3</sup>

Quadro50 Produção do Aproveitamento Mato Cana (Abade 1). Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,964	1,019	0,641	1,957	1,809	1,597	0,228	0,076	0,411	4,168	3,505	2,310	
Qavail	0,896	0,950	0,572	1,889	1,741	1,529	0,160	0,0072	0,342	4,100	3,436	2,242	
Qturb	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,1	0,960	0,043	2,050	2,05	2,05	2,05	
Pmax	1742	1742	1742	1742	1742	1742	816	37	1742	1742	1742	1742	
E	18	19	12	38	35	31	3	0	7	42	42	42	<b>8,83</b>
MR	0,62	0,64	0,40	0,82	0,80	0,78	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 1,74

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 49Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,068

Caudal nominal 2,05

Queda nominal 102

Rendimento 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 24 600 m<sup>3</sup>

Quadro 51 Mato Cana (Abade 1) Scheme's production. Dry ano

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	1,245	0,343	0,299	0,256	0,966	0,154	0,033	0,015	0,526	4,339	3,643	1,334	
Qavail	1,177	0,275	0,231	0,188	0,898	0,086	0,000	0	0,457	4,271	3,574	1,266	
Qturb	2,05	1,650265429	1,384093464	1,128	2,05	0,5	0,000	0,000	2,050	2,05	2,05	2,05	
Pmax	1742	1402	1176	958	1742	439	0	0	1742	1742	1742	1742	
E	24	6	5	4	18	2	0	0	9	42	42	26	<b>5,38</b>
MR	0,71	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,25	0,83	0,83	0,73	

Potência instalada (Mw): 1,74

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 34Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Acaudal diário disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,068
Caudal nominal	2,05
Queda nominal	102
Rendimento	0,85
Armazenamento efectivo a definir	
Armazenamento Mínimo Requerido	24 600 m <sup>3</sup>

Quadro 52 Produção do Aproveitamento de Santa Luzia (Rio Manuel Jorge). Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,717	0,245	0,471	0,224	0,317	0,054	0,015	0,007	0,003	0,449	0,607	0,171	
Qavail	0,703	0,231	0,457	0,210	0,304	0,041	0,001	0	0	0,436	0,593	0,157	
Qturb	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,2	0,007	0,000	0,000	0,41	0,41	0,41	
Pmax	1291	1291	1291	1291	1291	768	21	0	0	1291	1291	1291	
E	31	17	31	16	23	3	0	0	0	31	31	12	<b>5,94</b>
MR	0,83	0,70	0,83	0,67	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,56	

Potência instalada (Mw): 1,29

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 8,64

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,014
Caudal nominal	0,41
Queda nominal	378
Rendimento	0,85
Armazenamento efectivo a definir	
Armazenamento Mínimo Requerido	4 920 m <sup>3</sup>

Quadro53 Produção do Aproveitamento de Santa Luzia (Rio Manuel Jorge). Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,193	0,204	0,128	0,392	0,363	0,320	0,046	0,015	0,082	0,835	0,702	0,463	
Qavail	0,180	0,190	0,115	0,378	0,349	0,306	0,032	0,001448866	0,068624718	0,822	0,689	0,449	
Qturb	0,41	0,410	0,410	0,410	0,41	0,4	0,192	0,009	0,410	0,41	0,41	0,41	
Pmax	1291	1291	1291	1291	1291	1291	606	27	1291	1291	1291	1291	
E	14	14	9	29	26	23	2	0	5	31	31	31	<b>6,55</b>
MR	0,62	0,64	0,40	0,82	0,80	0,78	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 1,29

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 9.84

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,014

Caudal nominal 0,41

Queda nominal 378

Rendimento 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 4 920 m<sup>3</sup>

Quadro54 Produção do Aproveitamento de Santa Luzia (Rio Manuel Jorge). Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,250	0,069	0,060	0,051	0,194	0,031	0,007	0,003	0,105	0,870	0,730	0,267	
Qavail	0,236	0,055	0,046	0,038	0,180	0,017	0,000	0	0,091675255	0,856	0,716	0,254	
Qturb	0,41	0,331	0,277	0,226	0,41	0,1	0,000	0,000	0,410	0,41	0,41	0,41	
Pmax	1291	1041	873	712	1291	326	0	0	1291	1291	1291	1291	
E	18	4	3	3	14	1	0	0	7	31	31	19	3,99
MR	0,71	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,25	0,83	0,83	0,73	

Potência instalada (Mw): 1,29

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 6.89

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Acaudal diário disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,014

Caudal nominal 0,41

Queda nominal 378

Rendimento 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 4 920 m<sup>3</sup>

Quadro55 Production of Ouro 4. Ano medio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,872	0,298	0,572	0,272	0,386	0,066	0,018	0,008	0,004	0,547	0,738	0,208	
Qavail	0,855	0,281	0,556	0,255	0,369	0,049	0,001	0	0	0,530	0,722	0,191	
Qturb	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,008	0,000	0,000	0,5	0,5	0,5	

Pmax	337	337	337	337	337	200	6	0	0	337	337	337	
E	8	5	8	4	6	1	0	0	0	8	8	3	1,55
MR	0,83	0,70	0,83	0,67	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,56	

Potência instalada (Mw): 0,34

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 10,51

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,017

Caudal nominal 0,5

Queda nominal 81

Rendimento = 0,83 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 6 000 m<sup>3</sup>

Quadro56 Produção do Aproveitamento Ouro 4. Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,235	0,248	0,156	0,477	0,441	0,389	0,056	0,018	0,100	1,016	0,854	0,563	
Qavail	0,218	0,232	0,140	0,460	0,424	0,373	0,039	0,0018	0,083	1,000	0,838	0,547	
Qturb	0,5	0,500	0,500	0,500	0,5	0,5	0,234	0,011	0,500	0,5	0,5	0,5	
Pmax	337	337	337	337	337	337	158	7	337	337	337	337	
E	4	4	2	7	7	6	1	0	1	8	8	8	1,71
MR	0,62	0,64	0,40	0,82	0,80	0,78	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 0,34

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 11.97

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,017

Caudal nominal 0,5

Queda nominal 81

Rendimento = 0,83 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido

6 000 m<sup>3</sup>

Quadro57 Produção do Aproveitamento Ouro 4. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,304	0,084	0,073	0,062	0,236	0,038	0,008	0,004	0,128	1,058	0,888	0,325	
Qavail	0,287	0,067	0,056	0,046	0,219	0,021	0,000	0	0,112	1,041	0,871	0,309	
Qturb	0,5	0,402	0,337	0,275	0,5	0,1	0,000	0,000	0,500	0,5	0,5	0,5	
Pmax	337	271	228	186	337	85	0	0	337	337	337	337	
E	5	1	1	1	4	0	0	0	2	8	8	5	1,04
MR	0,71	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,25	0,83	0,83	0,73	

Potência instalada (Mw): 0,34

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 8.38Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,017

Caudal nominal 0,5

Queda nominal 81

Rendimento = 0,83 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 6 000 m<sup>3</sup>

Quadro58 Produção do Aproveitamento Ouro 5. Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,733	0,250	0,481	0,229	0,324	0,056	0,015	0,007	0,003	0,459	0,620	0,175	
Qavail	0,719	0,236	0,467	0,215	0,310	0,042	0,001	0	0	0,445	0,606	0,161	
Qturb	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,2	0,007	0,000	0,000	0,28	0,28	0,28	
Pmax	301	301	301	301	301	268	7	0	0	301	301	301	
E	7	6	7	6	7	1	0	0	0	7	7	4	1,61
MR	0,83	0,80	0,83	0,78	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,71	

Potência instalada (Mw): 0,30

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 8,83Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Acaudal diário disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio



Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,014
Caudal nominal	0,28
Queda nominal	129
Rendimento	0,85
Armazenamento efectivo a definir	
Armazenamento Mínimo Requerido	3 360 m <sup>3</sup>

Quadro59 Produção do Aproveitamento Ouro 5. Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,198	0,209	0,131	0,401	0,371	0,327	0,047	0,015	0,084	0,854	0,718	0,473	
Qavail	0,184	0,195	0,117	0,387	0,357	0,313	0,033	0,0015	0,070	0,840	0,704	0,459	
Qturb	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,3	0,197	0,009	0,280	0,28	0,28	0,28	
Pmax	301	301	301	301	301	301	211	10	301	301	301	301	
E	5	5	3	7	7	7	1	0	2	7	7	7	1,79
MR	0,75	0,76	0,60	0,83	0,83	0,83	0,00	0,00	0,33	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 0,30

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 10.06

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s

0,014

Caudal nominal

0,28

Queda nominal

129

Rendimento

0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido

3 360 m<sup>3</sup>

Quadro60 Produção do Aproveitamento Ouro 5. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,255	0,070	0,061	0,052	0,198	0,032	0,007	0,003	0,108	0,889	0,746	0,273	
Qavail	0,241	0,056	0,047	0,038	0,184	0,018	0,000	0	0,094	0,875	0,732	0,259	
Qturb	0,28	0,28	0,28	0,231	0,28	0,1	0,000	0,000	0,280	0,28	0,28	0,28	
Pmax	301	301	301	248	301	114	0	0	301	301	301	301	
E	6	1	1	1	5	0	0	0	2	7	7	7	1,17
MR	0,81	0,17	0,01	0,00	0,75	0,00	0,00	0,00	0,50	0,83	0,83	0,82	

Potência instalada (Mw): 0,30

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 7.04

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Acaudal diário disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,014

Caudal nominal 0,28

Queda nominal 129

Rendimento 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 3 360 m<sup>3</sup>

Quadro61 Produção do Aproveitamento Cantador 1. Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	1,988	0,678	1,305	0,620	0,880	0,151	0,041	0,019	0,009	1,246	1,683	0,474	
Qavail	1,950	0,641	1,267	0,582	0,842	0,113	0,003	0	0	1,209	1,645	0,436	
Qturb	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	0,7	0,019	0,000	0,000	1,14	1,14	1,14	
Pmax	1282	1282	1282	1282	1282	760	21	0	0	1282	1282	1282	
E	31	17	31	16	23	3	0	0	0	31	31	12	5,89
MR	0,83	0,70	0,83	0,67	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,56	

Potência instalada (Mw): 1,28

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 23,96

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Produção diária de energia (kW)

E - Daily energy production (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,038

Caudal nominal = 1,14

Queda nominal 135

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 13 680 m<sup>3</sup>

Quadro62 Produção do Aproveitamento Cantador 1. Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,536	0,566	0,356	1,088	1,005	0,888	0,127	0,042	0,228	2,317	1,948	1,284	

Qavail	0,498	0,528	0,318	1,050	0,967	0,850	0,089	0,00401792	0,190306509	2,279	1,910	1,246	
Qturb	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,1	0,534	0,024	1,140	1,14	1,14	1,14	
Pmax	1282	1282	1282	1282	1282	1282	600	27	1282	1282	1282	1282	
E	13	14	9	28	26	23	2	0	5	31	31	31	<b>6,49</b>
MR	0,62	0,64	0,40	0,82	0,80	0,78	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 1,28

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 27.29

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Acaudal diário disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,038

Caudal nominal = 1,14

Queda nominal 135

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 13 680 m<sup>3</sup>

Quadro63 Produção do Aproveitamento Cantador 1. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,692	0,191	0,166	0,142	0,537	0,086	0,018	0,008	0,292	2,412	2,025	0,742	
Qavail	0,654	0,153	0,128	0,104	0,499	0,048	0,000	0	0,254229064	2,374	1,987	0,704	
Qturb	1,14	0,91719693	0,769261874	0,626805894	1,14	0,3	0,000	0,000	1,140	1,14	1,14	1,14	
Pmax	1282	1031	865	705	1282	323	0	0	1282	1282	1282	1282	
E	18	4	3	3	13	1	0	0	7	31	31	19	<b>3,96</b>
MR	0,71	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,25	0,83	0,83	0,73	

Potência instalada (Mw): 1,28

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 19.10

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,038

Caudal nominal = 1,14

Queda nominal 135

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido

13 680 m<sup>3</sup>

Quadro64 Produção do Aproveitamento Guegue. Ano medio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	1,892	0,646	1,242	0,590	0,838	0,143	0,039	0,018	0,009	1,186	1,602	0,451	
Qavail	1,856	0,609	1,206	0,554	0,802	0,107	0,003	0	0	1,150	1,565	0,415	
Qturb	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,6	0,018	0	0	0,75	0,75	0,75	
Pmax	319	319	319	319	319	274	8	0	0	319	319	319	
E	8	6	8	6	8	1	0	0	0	8	8	4	1,69
MR	0,83	0,79	0,83	0,77	0,83	0,00	0,00	0	0	0,83	0,83	0,70	

Potência instalada (Mw): 032

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 22.8Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,036

Caudal nominal = 0.75

Queda nominal 53

Rendimento = 0,82

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 9000 m<sup>3</sup>

Quadro65 Produção do Aproveitamento Guegue Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,510	0,539	0,339	1,035	0,957	0,845	0,121	0,040	0,217	2,205	1,854	1,222	
Qavail	0,474	0,503	0,303	0,999	0,921	0,808	0,085	0,0038	0,181	2,168	1,817	1,186	
Qturb	0,75	0,750	0,750	0,750	0,75	0,8	0,508	0,023	0,750	0,75	0,75	0,75	
Pmax	319	319	319	319	319	319	216	10	319	319	319	319	
E	5	5	3	8	8	8	1	0	2	8	8	8	1,88
MR	0,74	0,75	0,59	0,83	0,83	0,83	0,00	0,00	0,31	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 0.32

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 25.97Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,038
Caudal nominal =	1,14
Queda nominal	135
Rendimento =	0,85
Armazenamento efectivo a definir	
Armazenamento Mínimo Requerido	9000 m <sup>3</sup>

Quadro66 Produção do Aproveitamento Guegue. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,659	0,182	0,158	0,136	0,511	0,082	0,017	0,008	0,278	2,295	1,927	0,706	
Qavail	0,623	0,145	0,122	0,099	0,475	0,046	0,000	0	0,242	2,259	1,890	0,669	
Qturb	0,75	0,750	0,732	0,596	0,75	0,3	0,000	0,000	0,750	0,75	0,75	0,75	
Pmax	319	319	312	254	319	116	0	0	319	319	319	319	
E	6	1	1	1	5	0	0	0	2	8	8	7	1,22
MR	0,80	0,14	0,00	0,00	0,74	0,00	0	0	0,48	0,83	0,83	0,81	

Potência instalada (Mw): 1,28

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 19.10

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m <sup>3</sup> /s	0,032
Caudal nominal =	0.75
Queda nominal	53
Rendimento =	0,82
Armazenamento efectivo a definir	
Armazenamento Mínimo Requerido	9000 m <sup>3</sup>

Quadro67 Produção do Aproveitamento Ag. Neto Ano Medio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	1,203	0,411	0,790	0,375	0,533	0,091	0,025	0,012	0,006	0,754	1,019	0,287	
Qavail	1,180	0,388	0,767	0,352	0,510	0,068	0,002	0	0	0,731	0,996	0,264	
Qturb	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,4	0,011	0,000	0,000	0,73	0,73	0,73	
Pmax	319	319	319	319	319	179	5	0	0	319	319	319	
E	8	4	8	4	5	1	0	0	0	8	8	3	1,44
MR	0,83	0,69	0,83	0,65	0,76	0,00	0,00	0	0	0,83	0,83	0,54	

Potência instalada (Mw): 0.32

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 14.5

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)  
 Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)  
 Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas  
 Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)  
 E - Produção diária de energia (MWh)  
 MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,023  
 Caudal nominal = 0.75  
 Queda nominal 58  
 Rendimento = 0,77  
 Armazenamento efectivo a definir  
 Armazenamento Mínimo Requerido 8760 m<sup>3</sup>

Quadro68 Produção do Aproveitamento Ag. Net Ano humido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,324	0,343	0,216	0,658	0,608	0,537	0,077	0,025	0,138	1,402	1,179	0,777	
Qavail	0,301	0,320	0,193	0,635	0,585	0,514	0,054	0,0024	0,115	1,379	1,156	0,754	
Qturb	0,73	0,730	0,730	0,730	0,73	0,7	0,323	0,015	0,691	0,73	0,73	0,73	
Pmax	319	319	319	319	319	319	141	6	302	319	319	319	
E	3	3	2	7	6	5	1	0	1	8	8	8	1,57
MR	0,60	0,62	0,37	0,81	0,79	0,76	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 0.32

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 14.5

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)  
 Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)  
 Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas  
 Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)  
 E - Produção diária de energia (MWh)  
 MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,023  
 Caudal nominal = 0.73  
 Queda nominal 58  
 Rendimento = 0,77  
 Armazenamento efectivo a definir  
 Armazenamento Mínimo Requerido 8760 m<sup>3</sup>

Quadro69 Produção do Aproveitamento Ag. Neto Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	0,419	0,116	0,101	0,086	0,325	0,052	0,011	0,005	0,177	1,460	1,225	0,449	
Qavail	0,396	0,093	0,078	0,063	0,302	0,029	0,000	0	0,154	1,437	1,202	0,426	
Qturb	0,73	0,555	0,466	0,379	0,73	0,2	0,000	0,000	0,730	0,73	0,73	0,73	
Pmax	319	243	204	166	319	76	0	0	319	319	319	319	
E	4	1	1	1	3	0	0	0	2	8	8	4	0,96
MR	0,69	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	#DIV/0!	#DIV/0!	0,21	0,83	0,83	0,71	

Potência instalada (Mw): 0.32

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 11.6

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,023

Caudal nominal = 0.73

Queda nominal 58

Rendimento = 0,77

Armazenamento efectivo a definir

Armazenamento Mínimo Requerido 8760 m<sup>3</sup>

Para o Aproveitamento lô Grande 1, a metodologia de operação adotada foi um pouco diferente da dos aproveitamentos a fio-de-água. De facto, para a caudal nominal previsto de 15 m<sup>3</sup>/s, o armazenamento mínimo requerido para 4 horas de pico diário seria de 20 h /24 h x 15 m<sup>3</sup>/s x 4 h x 3600 s = 180 000 m<sup>3</sup>. Mas o armazenamento útil real disponível no reservatório da barragem será de 14 200 000 m<sup>3</sup> (quase 80 vezes mais).

Isto significa que o lô Grande 1 já não é um aproveitamento a fio-de-água, mas sim de armazenamento, embora com um índice de regularização de apenas 0,05 .

Sendo o índice de regulação baixo, foi decidido tirar partido dos 14 200 000 m<sup>3</sup> de armazenamento disponíveis continuando a concentrar a produção na potência máxima durante as 4 horas de pico de cada dia, mesmo durante os meses da estação seca, quando isso já não seria possível utilizando apenas o caudal recebido durante cada dia. Em vez disso, pode-se tornar isto possível utilizando os 14 200 000 m<sup>3</sup> de armazenamento, acumulados durante a estação húmida, retendo os caudais em excesso que de outra forma seriam descarregados.

Os resultados obtidos com esta metodologia são apresentados nos Quadros 64 a 66.

Quadro70 Produção do Aproveitamento lô Grande 1. Ano médio

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	24,891	8,495	16,339	7,764	11,022	1,887	0,515	0,240	0,114	15,607	21,072	5,934	
Qavail	24,416	8,020	15,863	7,288	10,547	1,411	0,039	0	0	15,131	20,597	5,458	

Qturb	15	15	15	15	15	15,0	15	11,6	0,000	15	15	15	
Pmax	6872	6872	6872	6872	6872	6872	6872	5315	0	6872	6872	6872	
E	165	88	165	80	116	27	27	21	0	165	165	60	<b>32,85</b>
MR	0,83	0,69	0,83	0,66	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,54	

Potência instalada (Mw): 6,87

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 300

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Acaudal diário disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,476

Caudal nominal = 15

Queda nominal 55

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo 14 200 000 m<sup>3</sup>

Armazenamento Mínimo Requerido 180 000 m<sup>3</sup>

Quadro 71 Produção do Aproveitamento Iô Grande 1. Ano húmido

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	6,712	7,089	4,459	13,618	12,589	11,114	1,589	0,526	2,858	29,008	24,388	16,076	
Qavail	6,236	6,613	3,984	13,142	12,113	10,638	1,114	0,050	2,383	28,532	23,913	15,600	
Qturb	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Pmax	6872	6872	6872	6872	6872	6872	6872	6872	6872	6872	6872	6872	
E	69	73	44	144	133	117	27	27	27	165	165	165	<b>35,18</b>
MR	0,60	0,62	0,37	0,81	0,79	0,76	0,00	0,00	0,00	0,83	0,83	0,83	

Potência instalada (Mw): 6,87

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 300

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - caudal ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,476

Caudal nominal = 15

Queda nominal 55

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo 14 200 000 m<sup>3</sup>

Armazenamento Mínimo Requerido 180 000 m<sup>3</sup>



Quadro 72 Produção do Aproveitamento Iô Grande 1. Ano seco

Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	(Gwh/ano)
Qdia	8,667	2,390	2,081	1,784	6,723	1,075	0,229	0,103	3,659	30,197	25,349	9,284	
Qavail	8,191	1,914	1,605	1,308	6,247	0,599	0,000	0	3,183	29,721	24,873	8,809	
Qturb	15	15,000	15,000	15,000	15	15,0	5,430	0,000	15	15	15	15	
Pmax	6872	6872	6872	6872	6872	6872	2488	0	6872	6872	6872	6872	
E	90	27	27	27	69	27	10	0	35	165	165	97	22,51
MR	0,69	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,21	0,83	0,83	0,72	

Potência instalada (Mw): 6,87

Caudal anual (hm<sup>3</sup>/ano): 300

Qdia - Afluência média diária (m<sup>3</sup>/s)

Qavail - Afluência diária disponível (Qdia - ecológico)

Qturb - Caudal através das turbinas durante o período de 4 horas

Pmax - Potência máxima fornecida 4 horas por dia (kW)

E - Produção diária de energia (MWh)

MR - Must run ratio

Caudal ecológico m<sup>3</sup>/s 0,476

Caudal nominal = 15

Queda nominal 55

Rendimento = 0,85

Armazenamento efectivo 14 200 000 m<sup>3</sup>

Armazenamento Mínimo Requerido 180 000 m<sup>3</sup>

O número destacado a vermelho nestas três tabelas é o que só é possível através da utilização do armazenamento aumentado deste Aproveitamento.

#### 4.4.2.3 Capex, Opex, prazo de implementação e resumo

No presente estudo, foram estimados os valores de capex, opex e prazo de implementação de cada um dos onze aproveitamentos hidroeléctricos listados no Quadro 33.

Os valores obtidos são apresentados na Quadro 67, juntamente com os restantes parâmetros estabelecidos nas secções anteriores.

Os valores de capex vieram dos estudos listados na secção 4.2.2, exceto para Guegue, Agostinho Neto, Iô Grande 1, Iô Grande 2, Abade 3 e Abade 4.

Para Guegue e Agostinho Neto, os valores de capex foram estabelecidos pelo próprio cliente.

Os restantes quatro aproveitamentos (Iô Grande 1, Iô Grande 2, Abade 3 e Abade 4) foram objeto de estudos recentes, mas que não incluíram a avaliação dos custos.

Para eliminar esta lacuna, foram utilizados custos paramétricos estatísticos no presente estudo, com base na composição prevista de cada aproveitamento e nas suas principais dimensões.

Os valores assim obtidos são destacados a azul no Quadro 67, para sublinhar o facto de que o seu grau de exactidão deve ser considerado inferior aos outros, que foram obtidos com base em estudos mais detalhados.

A mesma cor foi dada a Guegue e Agostinho Neto, pois, segundo o nosso cliente, a estimativa feita não se baseou em estudos de viabilidade adequados.



Quadro74 Discriminação dos custos de Capex para Aproveitamentos lô Grande 1, lô Grande 2, Abade 3 e Abade 4

Item de custo	lô Grande 1		lô Grande 2		Abade 3		Abade 4	
	Tamanho ou descrição	Custo (M€)	Tamanho ou descrição	Cost (M€)	Tamanho ou descrição	Custo (M€)	Tamanho ou descrição	Custo (M€)
<b>Barragem</b>	100 000 m <sup>3</sup> betão	18,8	-	-	-	-	-	-
<b>Desflorestação de reservatórios</b>	140 ha	0,7	-	-	-	-	-	-
<b>Açude</b>	-	-	-	0,5	-	0,5	-	0,4
<b>Canal</b>	-	-	Q = 3,4 m <sup>3</sup> /s L = 7500 m	5,8	-	-	Q = 1,0 m <sup>3</sup> /s L = 3000 m	1,3
<b>Túnel</b>	-	-	-	-	V = 2600 m <sup>3</sup> L = 452	1,3	-	-
	-	-	-	0,2	-	-	-	0,2
<b>Chaminé de equilíbrio</b>	--	-	-	-	112 m <sup>3</sup>	0,1	-	-
<b>Conduta forçada</b>	2 x 1800 mm L = 1730 m	13,4	1 x 1100 mm L = 650 m	0,9	1 x 700 mm L = 910 m	2,0	1 x 700 mm L = 450 m	0,8
<b>Central</b>		0,8		0,4		0,3		0,2
<b>Equipamento de geração</b>	P = 6,87 Mw	2,7	P = 2,61 Mw	1,8	P = 1,83 Mw	1,3	P = 1,17 Mw	1,0
<b>Equipamento eléctrico</b>	H = 55 m	0,8	H = 92,2 m	0,6	H = 176 m	0,7	H = 140 m	0,5
<b>Estradas de acesso</b>	-	1,5	-	0,9		0,4	-	0,3
<b>Estudos, fiscalização e consultoria</b>	-	2,3	-	0,9	-	0,6	-	0,5
<b>Estaleiro de construção</b>	-	2,0	-	0,5	-	0,3	-	0,3
<b>TOTAL</b>	-	<b>43,0</b>	-	<b>12,5</b>	-	<b>7,5</b>	-	<b>5,5</b>

Para o opex, foi admitida uma taxa fixa de 1,5% do capex por ano.

No que diz respeito aos prazos implementação, foi admitido o seguinte:

- O Aproveitamento Contador já possui estudos de projeto muito avançados. Por conseguinte, é possível lançar imediatamente um concurso para a construção. Nestas circunstâncias, é admitido que um prazo de 1,5 anos na implementação será suficiente.
- Em contrapartida, para o aproveitamento lô Grande 1, admite-se que não serão necessários menos de 4 anos para a implementação, dado que a maioria dos estudos de conceção ainda estão por fazer e, depois disso, a construção incluirá uma barragem com 43 m de altura.
- Para os restantes aproveitamentos, embora sejam mais simples que o lô Grande 1 e alguns deles já possuam estudos de viabilidade atualizados, é, no entanto, ainda necessário levar a cabo os projetos e os documentos de concurso, antes de se poder iniciar a construção. Nestas circunstâncias, foi admitido um prazo de implementação de 3 anos.

### 4.4.3 Opção para produção de energia térmica

#### 4.4.3.1 Opções técnicas

##### 4.4.3.1.1 Produtos petrolíferos

Conforme analisado e apresentado no Relatório Inicial, o único combustível actualmente utilizado pela EMAE para a produção térmica ligada à rede é o gasóleo (GO).

Duas outras opções seriam tecnicamente possíveis, em complemento ou em substituição do gasóleo: o fuelóleo pesado (HFO) e o gás natural. Todas as três opções são analisadas nesta secção.

Principais características dos produtos petrolíferos

*Quadro 75* Valores caloríficos e gravidades específicas de gasóleo e HFO (baixo teor de enxofre)

	Unidades	Gasóleo	HFO LS
<b>Valor Calorífico Superior (HCV/GHV)</b>	kWh(th)/kg	12,66	11,91
<b>Valor Calorífico Inferior (LCV/NHV)</b>	kWh(th)/kg	11,80	11,29
<b>Valor Calorífico Superior (HCV/GHV)</b>	MJ/kg	45,51	42,87
<b>Valor Calorífico Inferior (LCV/NHV)</b>	MJ/kg	42,42	40,64
<b>Peso específico</b>	kg/litre	0,845	0,96

#### 4.4.3.2 Custos económicos ao longo da cadeia de valor

Os preços internacionais FOB (ver Secção 2) representam o preço a que os produtos petrolíferos devem logicamente ser vendidos na saída da refinaria pelo fornecedor (actualmente Sonangol) ao comprador (actualmente ENCO).

Entre a refinaria (ou o terminal de exportação angolano, sempre que os produtos tenham origem numa fonte diferente da refinaria) e a fábrica de consumo em São Tomé (qualquer que seja a fábrica), os produtos são submetidos a uma série de operações técnicas (por exemplo, carregamento a bordo de um petroleiro, transporte marítimo, descarregamento, armazenagem a granel, transporte rodoviário) e actividades comerciais (por exemplo, remuneração do exportador, seguros, financiamento da compra de combustível e armazenagem primária).

##### 4.4.3.2.1 Opção gasóleo

Dado que o gasóleo já é utilizado em São Tomé, proceder com motores a gasóleo não exigirá equipamento adicional.

No entanto, tal como mencionado no Relatório Inicial, falta ou não está devidamente instalado algum equipamento, em particular no que diz respeito ao tratamento do gasóleo no local das centrais actualmente em funcionamento (Santo Amaro, São Tomé e Príncipe).

O gasóleo produzido em qualquer refinaria contém geralmente uma proporção substancial de matérias corrosivas e não-combustíveis e impurezas. O produto pode também absorver outros contaminantes durante a cadeia de transporte e armazenamento. Quando o combustível é queimado num motor diesel sem tratamento prévio, isto pode levar a um desgaste grave dos injectores, bombas de combustível, camisas de cilindro e pistões. Deve ser dada especial atenção à instalação de separadores centrífugos e filtros ao longo da cadeia de distribuição de gasóleo, entre os tanques de armazenamento e os motores.

#### 4.4.3.2.2 Opção óleo combustível pesado (HFO)

O fuelóleo pesado não é utilizado em São Tomé e Príncipe. A substituição do gasóleo por HFO em todo ou parte do sistema de produção térmica será necessária:

- Construção de novas centrais eléctricas concebidas para queimar HFO (não é provável que as instalações existentes sejam convertidas em HFO),
- Desenvolver nova logística para o fornecimento, armazenamento, transporte, manuseamento e processamento de HFO.

Enquanto o preço internacional do HFO é - e continuará a ser - significativamente inferior ao do gasóleo, o custo do desenvolvimento de toda uma nova cadeia de distribuição reduzirá - e talvez anule - o ganho obtido com o preço do próprio combustível.

##### Características do HFO

O fuelóleo pesado é um combustível de qualidade medíocre, contendo sempre impurezas que são mais ou menos prejudiciais ao bom funcionamento dos motores (água, lamas, enxofre, metais pesados), e gera fuligem. O HFO é um material viscoso e tóxico que não pode ser bombeado ou transportado em tubagens à temperatura ambiente. Para ser utilizável, deve ser mantido no estado líquido a uma temperatura de cerca de 70°C. Abaixo de uma temperatura de 40-50°C, o fuelóleo pesado torna-se pastoso e inutilizável.

##### Diferentes qualidades

O fuelóleo pesado é subdividido em quatro produtos caracterizados pelo seu teor de enxofre:

- Óleo combustível pesado HS (Alto teor de enxofre: entre 2% e até 3 a 4%, dependendo das normas e regulamentos)
- Óleo combustível pesado LS (baixo teor de enxofre: entre 1% e 2%)
- Óleo combustível pesado VLS (Muito baixo teor de enxofre: entre 0,5% e 1%)
- VVLS óleo combustível pesado (teor de enxofre muito baixo: inferior ou igual a 0,5%)

Em muitos países, LS e HS HFO (ou seja, teor de enxofre igual ou superior a 2%) só podem ser utilizados em instalações equipadas com unidades de dessulfuração de gases de combustão ou em combustão mista com gás. O mesmo se aplica às especificações da maioria dos fabricantes de motores.

##### Equipamento específico

A mudança para o HFO exigiria a criação de uma nova cadeia de entrega totalmente dedicada, independente da do gasóleo, uma vez que o transporte, armazenamento, purificação e, em geral, o manuseamento de HFO requerem equipamento específico.

Uma tal cadeia deve incluir principalmente:

- Instalações de Caudal no terminal do porto de recepção: bóia, sistema de tubagem de Caudal (do petroleiro para os tanques de armazenamento), incluindo bombas de transferência

Local de armazenamento principal (por exemplo, Neves):

- 2 tanques de HFO de cerca de 3.600 m<sup>3</sup> cada, para garantir 90 dias de consumo
- Sistema de aquecimento para manter a temperatura do HFO a 50°C (serpentina de aquecimento instaladas em tanques, ou caldeira a vapor)
- Tratamento primário (pré-limpeza por gravidade)

Transferência rodoviária para a(s) central(is) eléctrica(s):

- Camiões cisterna rodoviários dedicados com aquecedor incorporado
- Estações de carregamento e descarregamento

No local da central eléctrica:

- Cais de descarga
- Sistema de tratamento de fuel óleo: é comumente utilizado um processo em duas fases. O combustível é aquecido num tanque de decantação a cerca de 50-60°C e é depois extraído pela bomba de entrada do purificador. A bomba de entrada entrega o combustível a um aquecedor controlado termostaticamente, o que eleva a temperatura do combustível a cerca de 80°C, e daí para o purificador centrífugo. O combustível seco purificado é então transferido para um clarificador centrífugo pela bomba de Caudal do purificador. Após clarificação, a bomba de Caudal do clarificador entrega o combustível ao tanque de serviço para uso do motor.
- Sistema de fornecimento de óleo combustível: fornece o combustível do tanque de serviço para os motores. O sistema consiste em: um medidor de caudal de abastecimento, bombas de abastecimento, bombas de circulação, pré-aquecedores, o filtro final, um controlador de viscosidade, uma caixa de ventilação FO.

#### 4.4.3.2.3 Gás natural

O Golfo da Guiné é bem dotado de gás natural. De Angola à Costa do Marfim, nada menos do que oito países produzem gás num raio de 1.300 km de São Tomé e Príncipe. Quatro deles desenvolveram uma indústria de GNL (Nigéria, Guiné Equatorial, Camarões, Angola), e espera-se que o Benin importe GNL através do equipamento da FSRU num futuro próximo. A plataforma de gás mais próxima (Port Gentil, Gabão) fica a 260 km de São Tomé, enquanto a plataforma de produção de GNL mais próxima (Punta Europa, Guiné Equatorial) fica a menos do dobro (460 km).

Principais características do gás natural

*Quadro76 Valor calórico do gás natural*

<b>Valor Calorífico Superior (HCV/GHV)</b>	kWh(th)/m <sup>3</sup>	10,96
<b>Valor Calorífico Inferior (LCV/NHV)</b>	kWh(th)/m <sup>3</sup>	9,86
<b>Valor Calorífico Superior (HCV/GHV)</b>	MJ/m <sup>3</sup>	40,42
<b>Valor Calorífico Inferior (LCV/NHV)</b>	MJ/m <sup>3</sup>	36,38

#### 4.4.3.2.3.1 Aproveitamentos de abastecimento

Teoricamente, o gás natural pode ser transportado através do mar quer por conduta marítima (na forma gasosa), quer carregado num navio na forma gasosa (GNC - gás natural comprimido) ou liquefeito (GNL - gás natural liquefeito).

No que diz respeito ao abastecimento por gasoduto, tanto a dimensão limitada do mercado da ilha como a batimetria do oceano entre São Tomé e o centro de gás mais próximo da costa (existe, a 50 km a leste da ilha, uma fossa oceânica de 2.800 metros de profundidade entre São Tomé e o Gabão) tornam inadequado qualquer Aproveitamento de abastecimento por gasoduto.

Em seguida, deve ser considerado um Aproveitamento de abastecimento marítimo.

O GNC é adequado tanto para a dimensão do mercado de São Tomé como para o alcance da distância marítima a cobrir. No entanto, embora um Aproveitamento de abastecimento que inclua componentes de armazenamento independentes de GNC montados em contentores e carregados num navio de carga convencional possa ser uma opção, o GNC marítimo ainda não é uma indústria madura. A indústria de GNC carece actualmente de operações comprovadas e bem-sucedidas que possam permitir recomendar este tipo de Aproveitamento para São Tomé e Príncipe.

Em contrapartida, o GNL convencional está em funcionamento há cerca de 60 anos. É uma indústria madura e a alternativa mais difundida e eficiente sempre que o gasoduto não seja viável. Outro benefício é a sua melhor Rendimento volumétrica (redução do volume de gás em relação às condições atmosféricas): aproximadamente 600:1, em comparação com 180-250:1 para o GNV, o que dá uma melhor relação volumétrica entre o conteúdo de gás e o recipiente utilizado para o seu transporte e armazenamento.

O GNL é ainda transportado na sua maioria em navios-tanque de grande porte (tipicamente 140.000 a 175.000 m<sup>3</sup>), a fim de beneficiar de economias de escala substanciais. No entanto, rompendo com uma tendência para o aumento do tamanho dos navios - até 265.000 m<sup>3</sup> - nas últimas décadas, está em curso um novo mercado, com enfoque em projectos menos ambiciosos. Estes novos Aproveitamentos de GNL de pequena escala (SSLNG) visam desenvolver segmentos de mercado ou nichos demasiado modestos para atrair operadores de grande dimensão, mas que poderiam ser desenvolvidos por operadores mais pequenos. Os Aproveitamentos SSLNG incluem navios mais pequenos (alguns milhares até 30.000 m<sup>3</sup>) e toda uma série de componentes SSLNG dedicados (liquefacção, armazenamento, transporte, carregamento e descarregamento, etc.).

As regiões insulares são particularmente adequadas para o desenvolvimento de soluções SSLNG: a procura de gás é muitas vezes relativamente pequena e a maioria das ilhas não poderiam ser fornecidas economicamente através de uma rede de gasodutos dispendiosa ou de um terminal de regaseificação convencional de grande dimensão. A SSLNG pode ajudar a afastar-se dos produtos líquidos e trazer poupanças significativas e melhores condições ambientais. É por isso que a SSLNG tem vindo a desenvolver-se em vários arquipélagos em todo o mundo (por exemplo, nas Caraíbas) ou ilhas isoladas (por exemplo, na Madeira), e é seriamente considerada em países insulares asiáticos como a Indonésia e as Filipinas.

LNG-to-power constitui o segmento mais atractivo. Quase todas as ilhas, independentemente da sua população e actividade económica, dependem de pelo menos uma unidade de produção de energia. Existem apenas poucas interligações eléctricas, quer entre ilhas ou com o continente. Embora as fontes renováveis se desenvolvam a um ritmo bastante rápido nas ilhas - incluindo geotérmicas nos Açores - as centrais térmicas alimentadas a petróleo (por exemplo, 13 GW de capacidade instalada em todo o Mediterrâneo), ainda constituem a maior parte da produção de energia, que o GNL poderia substituir.

A barçaça LNG-to-power é um novo conceito (as primeiras barçaças LNG-to-power estão a ser implementadas na Ásia) de uma instalação integrada de armazenamento de combustível e produção de energia montada numa única unidade flutuante. O conceito é particularmente adequado para as áreas em que a extensão ou renovação da capacidade eléctrica não é viável devido a regulamentos ambientais e/ou à falta de terrenos adequados.

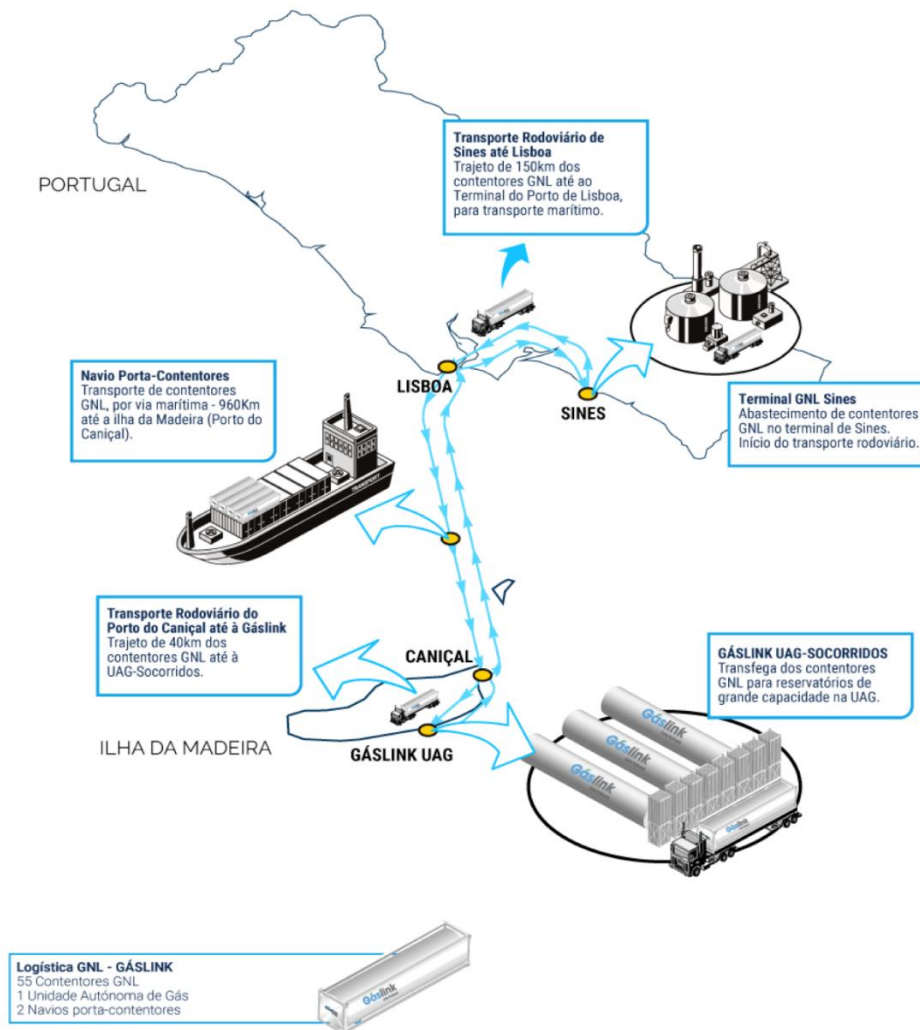
Os serviços SSLNG instalados em grandes terminais de regaseificação concentram-se geralmente no abastecimento de abastecimentos e carregamento de camiões cisterna rodoviários para abastecer estações satélite mais abaixo (carregamento de camiões). Para além destes serviços básicos, os

operadores estão também a desenvolver Aproveitamentos de fornecimento SSLNG integrados e de base. Uma operação muito interessante é o projecto LNG Madeira apresentado aqui abaixo.

**4.4.3.2.3.2 O Aproveitamento de abastecimento de GNL da Madeira: um projecto para São Tomé?**

Em 2014, a Gaslink de Portugal estabeleceu o primeiro Aproveitamento SSLNG - denominado "gasoduto virtual" - na área do Mediterrâneo e Próximo Atlântico (MED-NA) entre o terminal de regaseificação de Sines LNG localizado na costa sudoeste de Portugal e a ilha da Madeira. Gaslink, uma filial do Grupo Sousa local, um operador marítimo-portuário, logístico, energético e turístico, considerado o maior armador português, entrega regularmente, há sete anos, contentores ISO LNG para alimentar a central eléctrica Vitoria 3 da ilha, com uma capacidade de 55 MW.

Figura 44 Aproveitamento de abastecimento de GNL à ilha da Madeira



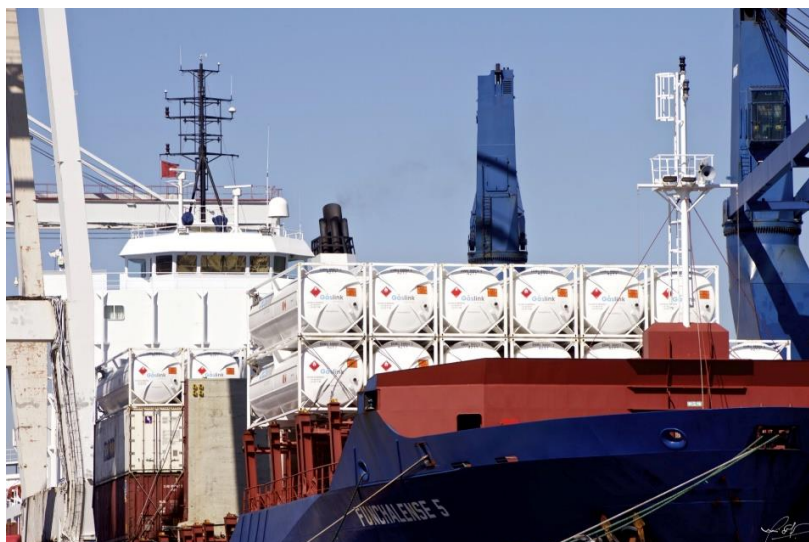
O GNL é transportado numa frota de 55 contentores ISO dedicados de GNL de 40 pés, especificamente construídos para transportar este produto à temperatura criogénica. Os contentores de GNL têm um tanque duplo com isolamento especial e vácuo, o que permite que o GNL seja armazenado a temperaturas criogénicas durante vários meses.

As suas características asseguram flexibilidade logística, permitindo assim o transporte e distribuição de GNL a várias escalas, de forma modular e adaptável, mesmo em situações de procura crescente, às regiões insulares. Os contentores criogénicos cumprem os requisitos definidos pelos códigos internacionais ADR, RID e IMDG para o transporte seguro de GNL por estrada, caminho-de-ferro e mar, respectivamente.



Em Sines, o GNL é carregado em contentores especiais e carregado em camiões para o terminal marítimo de Lisboa, onde são carregados num navio de carga regular Madeira, desembarcando no porto do Caniçal. Na ilha, os contentores são transportados por estrada até ao local dedicado da UAG -Socorridos, onde o GNL é regaseificado e depois fornecido através de um pequeno gasoduto até à central termoelétrica de Vitória 3. Os contentores ISO regressam então a Sines para serem enchidos, dando início a um novo ciclo.

Contentores LNG ISO carregados no convés do navio de carga Funchalense 5



Fonte: Grupo Sousa (Linhas GS)

#### **4.4.3.3 Projeções de preços de produtos petrolíferos até 2050**

A fim de comparar objectivamente o único desempenho económico das diferentes opções de produção de electricidade, os preços dos combustíveis foram estabelecidos em custos económicos e não em custos financeiros. Os custos económicos incluem os custos técnicos e comerciais incorridos por cada operação ao longo da cadeia de valor. Não incluem as várias transferências financeiras entre agentes económicos, tais como impostos e taxas (transferências de operadores e consumidores para o Estado ou governo local), subsídios (inversamente: transferências do Estado para operadores e consumidores), e subsídios cruzados (transferências entre operadores e consumidores). Estas transferências reflectem as políticas orçamentais e fiscais dos governos e não estão intrinsecamente ligadas à realização e ao desempenho de uma dada actividade económica. Como tal, poderiam introduzir um enviesamento, uma vez que são susceptíveis de mudar com o tempo ou de favorecer uma opção versus outra, por exemplo para promover ou, pelo contrário, limitar o desenvolvimento de uma opção económica sobre outra.

##### **4.4.3.3.1 Cenários de preços**

As projecções de preços a longo prazo foram estimadas para três cenários (Alto, Médio e Baixo). Os cenários reflectem a possível evolução a longo prazo do preço do petróleo bruto (até 2050). Baseiam-se nas previsões e projecções estabelecidas para o preço do petróleo bruto pela Agência de Informação sobre Energia dos EUA (EIA) e pela Agência Internacional de Energia (AIE).

As principais hipóteses consideradas para os cenários são as seguintes:

- O cenário alto segue a evolução do preço do petróleo bruto em parcelas de 5 anos, tal como projectado pela AIA em 2020. O preço do petróleo bruto continua a crescer a um ritmo

sustentado até 2030, depois a um ritmo mais baixo entre 2030 e 2040, e a um ritmo mais moderado para além de 2040.

- No cenário médio, o aumento do preço do petróleo bruto é de curta duração: cai após 3 anos (2023-2024) para o nível recentemente considerado pela AIE na sua estimativa de Janeiro de 2022 (68 USD/bl). A partir de 2025, o preço volta a subir gradualmente à taxa prevista pela AIA no cenário de caso Alto.
- O cenário baixo começa na mesma base que o cenário de caixa média (68 USD/bl em 2025), depois avança novamente, mas à taxa mais baixa considerada pela AIE durante o mesmo período.

Cenários a longo prazo:

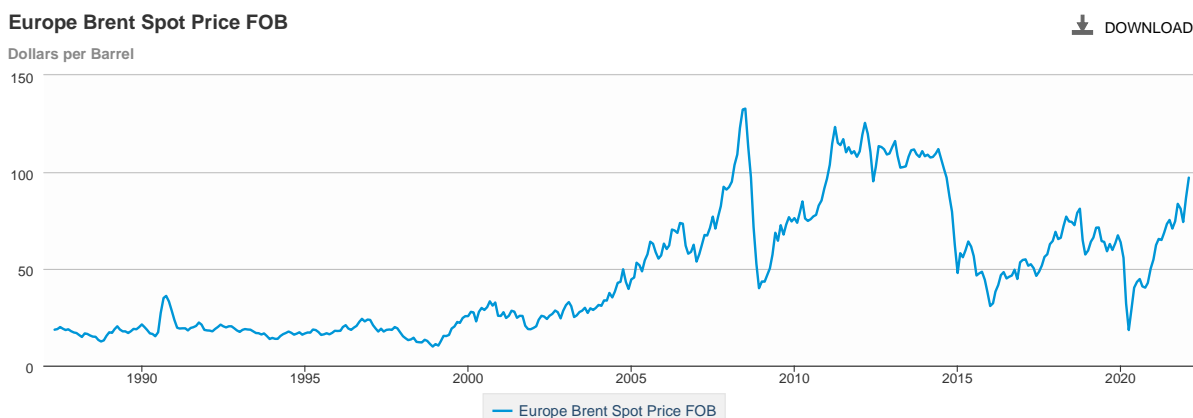
<b>Preço do petróleo bruto de referência (Po)</b>	<b>Valor médio dos preços internacionais durante os últimos três meses (Novembro e Dezembro de 2021, Janeiro de 2022): 80,6 USD/bl (Brent)</b>
<b>Cenário alto</b>	Evolução a longo prazo do preço do petróleo bruto (tempo de 5 anos voltas) de acordo com a previsão da Agência de Informação sobre Energia dos EUA (EIA)
<b>Cenário médio</b>	Evolução a curto prazo (3 anos) do preço do petróleo bruto (AIA, Janeiro de 2022), seguida da evolução a longo prazo do preço do petróleo bruto (tempo de 5 anos voltas) de acordo com a previsão do AIA dos EUA
<b>Cenário baixo</b>	Evolução a curto prazo (3 anos) do preço do petróleo bruto (EIA, Janeiro de 2022), seguida da evolução a longo prazo do preço do petróleo bruto (tempo de 5 anos voltas) de acordo com a previsão da AIE

### O preço do petróleo bruto na actual situação de crise

Como pôde ser observado nos últimos 15 anos, o preço do petróleo bruto no mercado global pode evoluir muito rapidamente devido ao contexto internacional (crises e conflitos económicos ou militares). Durante estas crises, os preços podem saltar para níveis elevados num curto período de tempo (choques petrolíferos), permanecer lá durante alguns dias ou semanas, depois voltar ao seu nível anterior, ou mesmo para níveis mais baixos (contra-choque).

Desde 2005, o barril quase permanentemente ultrapassou os 50 dólares. Durante estes últimos cerca de 15 anos houve dois períodos "quentes" - com um barril acima de \$100. O primeiro, de curta duração mas muito significativo porque foi o primeiro choque petrolífero desde o início dos anos 70, ocorreu na primavera-verão de 2008, quando o barril permaneceu seis meses acima dos \$100 com um pico de \$140, antes de mergulhar no Inverno de 2009 abaixo dos \$50 por um período de tempo equivalente. O segundo choque durou muito mais tempo: três anos e meio, desde o Inverno de 2011 até ao Verão de 2014.

Figura 45 Evolução a longo prazo do preço de Brent (1987 - início de 2022)



Fonte: Agência de Informação sobre Energia dos EUA (EIA)

Source: Agência de Informação sobre Energia dos EUA (EIA)

<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=M>

Em relação à actual situação de crise (guerra na Ucrânia), consideramos que não devemos basear o nosso raciocínio e abordagem nos valores que temos vindo a observar nos últimos dias, desde o início da guerra na Ucrânia. Qualquer que seja a intensidade e dureza da situação, é altamente provável que não se arraste - ou então degenera num grande conflito com consequências muito para além do presente exercício.

Trabalhar a longo, mesmo a muito longo prazo (30 anos) significa que devemos considerar basicamente três cenários de situação "não-crise", que se baseiam em bases reconhecidas e duradouras (projeções da AIE e da AIA).

Dito isto, o que poderia acontecer se a guerra na Ucrânia se atolasse e as sanções - levando a uma forte e duradoura redução das exportações petrolíferas russas - fossem eficazes? A curto e médio prazo, vários países estariam dispostos e prontos a assumir, por exemplo, os EUA, a Arábia Saudita, o Iraque, mesmo a Venezuela e o Irão, caso este último conseguisse negociar um acordo petrolífero contra a redução do programa nuclear. A situação de escassez de petróleo não deveria durar mais de 2-3 anos, o tempo em que os meios de produção são postos à altura da capacidade necessária.

Poderíamos considerar um cenário de crise dupla (Alta e Média):

- Em ambos os casos: o barril permanece a um nível elevado, por exemplo, ao nível actual (\$112 em 9 de Março) durante 3 anos (2022-2024), como no período de preços elevados 2011-2014 - embora a origem da subida de preços fosse bastante diferente - nessa altura:
- Alta Crise: a forte crise atenua-se mas as tensões persistem: o barril cai em 2025 para o nível do Cenário Alto, ou seja, \$101, depois segue a evolução do Cenário Alto,
- Crise média: as tensões estão a diminuir, o barril cai para \$68 em 2025, depois segue a evolução do cenário Médio.

#### 4.4.3.3.2 Projeção de preços internacionais de crude com base no EIA e nas suas projeções

Quadro77 Projeções dos preços internacionais do Brent (USD/bl) (FOB)

	Po	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Caso alto</b>	81	101	113	120	127	131	135
<b>Caso médio</b>	81	68	80	87	94	98	102
<b>Caso baixo</b>	81	68	69	70	71	72	73

#### 4.4.3.3.3 Preços internacionais dos produtos petrolíferos

Os preços internacionais utilizados no estudo são as projeções para Brent (petróleo bruto) e os preços FOB dos produtos petrolíferos em referência à área do Noroeste da Europa (NWE), centrados nas refinarias e complexo portuário de Roterdão. Os preços dos produtos são derivados do preço do Brent através de um rácio - geralmente referido como "peg" ou "slope" - entre o preço do Brent e o preço internacional de cada produto vendido no mercado internacional, tal como observado nos últimos 10 anos. Esta relação reflecte os vários factores técnicos e de mercado que determinam o preço de cada produto (por exemplo, margem da refinaria, evolução do mercado, etc.). Dependendo de cada produto, o rácio pode ser superior a 1 (o preço do produto é superior ao preço do petróleo bruto), que é o caso do gasóleo, ou inferior a 1 (o preço do produto é inferior ao preço do petróleo bruto), que é o caso do HFO.

Quadro78 Projeções dos preços internacionais do gasóleo e do HFO (FOB)

		Po	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Cenário alto</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	717	895	1 002	1 064	1 126	1 162	1 198
<b>Fuelóleo pesado</b>	USD/ton	423	528	591	628	665	686	707
<b>Cenário médio</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	717	605	712	774	836	872	907
<b>Fuelóleo pesado</b>	USD/ton	423	357	420	457	494	515	536
<b>Cenário baixo</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	717	605	613	621	629	637	645
<b>Fuelóleo pesado</b>	USD/ton	423	357	362	366	371	376	381

#### 4.4.3.3.4 Custos técnicos ao longo da cadeia de entrega

O custo de vários componentes técnicos e comerciais acresce ao preço FOB internacional, desde o local de carregamento de referência (aqui, Roterdão) até ao segmento final da cadeia de entrega (o transporte rodoviário até ao local da central eléctrica). A adição de todos os componentes constitui o custo final de entrega de cada produto petrolífero no portão da central.

O "custo de desembarque" dá o custo de entrega de cada produto na fronteira do país. Inclui, para além do preço internacional, as seguintes componentes offshore principais:

- Carga marítima,
- Taxa do negociante,
- Transporte marítimo entre Angola e Neves,

Mais abaixo, o custo de entrega à porta da fábrica inclui os seguintes componentes em terra:

- Instalação de Caudal em Neves (ou possivelmente num novo local, a ser determinado, para HFO no caso de a disponibilidade de terrenos se revelar demasiado apertada em Neves),
- Armazenamento primário em Névès (ou noutro local),
- Transporte rodoviário para a(s) central(s) eléctrica(s).

Os custos ao longo desta cadeia de distribuição foram estimados, sempre que possível, a partir dos custos reais em vigor em São Tomé no momento do estudo (por exemplo: transporte marítimo, incluindo seguros e o custo da segurança a bordo; transporte rodoviário entre Névès e as centrais eléctricas), ou custos normativos ou custos observados na África Central.]

Quadro79 Custos técnicos ao longo da cadeia de distribuição

		Gasóleo	HFO
<b>Custos offshore</b>	USD/ton	101.6	117.1
<b>Custos onshore</b>	USD/ton	33.6	127.8
<b>Custo total</b>	USD/ton	135.2	244.9
	EUR/litro	0.101	0.207
	STN (Dobras)/litro	2.47	5.08

O custo económico da cadeia de distribuição é substancialmente mais elevado para o HFO do que para o gasóleo. O custo adicional reflecte o investimento que deveria ser gasto para criar de raiz uma cadeia de entrega de HFO de base, em particular dentro do território de São Tomé e Príncipe, tais como instalações de Caudal e armazenamento.

O custo global - para a ponta do queimador dos motores - de uma nova cadeia de HFO será provavelmente ainda mais elevado, uma vez que a Quadroacima não inclui alguns componentes que não podem ser estimados até agora, tais como o terreno e as obras marítimas que poderiam ter de ser realizadas para a Caudal e armazenamento de HFO, e o equipamento dedicado ao HFO (distribuição de combustível, armazenamento local, tratamento) dentro dos limites da bateria da instalação, que deverá ser suportado pelo operador da instalação.

#### 4.4.3.3.5 Custo económico global dos produtos petrolíferos na porta da fábrica

Consiste na adição do preço internacional do gás e dos custos técnicos ao longo da cadeia de valor (entrega), até à porta da central eléctrica.

Quadro80 Projeções do custo do gasóleo e do HFO no portão da central

		Po	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Cenário alto</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	852	1030	1137	1199	1262	1297	1333
<b>Fuelóleo de petróleo</b>	USD/ton	668	773	836	873	910	931	952
<b>Cenário médio</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	852	740	847	909	971	1007	1042
<b>Fuelóleo de petróleo</b>	USD/ton	668	602	665	702	738	759	780
<b>Cenário baixo</b>								
<b>Gasóleo</b>	USD/ton	852	740	748	756	764	772	780
<b>Fuelóleo de petróleo</b>	USD/ton	668	602	607	611	616	621	626

#### 4.4.3.4 *Projeções de preços de gás natural até 2050*

Tal como acontece com os produtos petrolíferos, o preço de entrega do gás à central elétrica foi avaliado em duas fases:

- Projeções do preço internacional do próprio gás (a molécula), uma vez que é vendido FOB na saída do terminal de exportação de gás,
- Estimativa dos custos técnicos e comerciais entre o terminal de exportação de gás e a fábrica.

#### 4.4.3.4.1 *Preço internacional do gás natural*

##### 4.4.3.4.1.1 *Revisão de alguns dos principais fundamentos dos mecanismos de fixação de preços do gás*

Em termos gerais, existem três mecanismos principais de preços para o gás natural, quer seja fornecido por gasoduto ou como GNL:

- A referência a um centro de gás, também conhecido como concorrência gás sobre gás ou preços baseados no mercado. O preço do gás natural é competitivo com base na interação entre a procura e a oferta de gás em pontos de troca específicos, chamados "hubs",
- Indexação a um dos preços normais do petróleo, que pode ser petróleo bruto (na maioria das vezes) ou um cabaz de produtos petrolíferos,
- Preços negociados entre um produtor e um comprador. Este tipo de mecanismo aplica-se geralmente a Aproveitamentos locais de oferta e procura de pas, onde o "gás estagnado" é vendido a compradores locais para um número limitado de utilizações dadas (e identificadas). Em particular quando nenhum comércio internacional poderia ser considerado. Como não existe produção local de gás em São Tomé, este tipo de mecanismo não se aplica a São Tomé e não será analisado aqui.

Durante muito tempo e, na sua maioria, ainda hoje, observamos que o preço do gás tem sido regido por várias regras:

Ausência de um único preço de referência internacional. Ao contrário de outros produtos comercializados internacionalmente (mercadorias), incluindo petróleo bruto e produtos petrolíferos, não existe um preço de referência global para o gás, mas sim vários mercados regionais que são claramente diferenciados em função dos volumes comercializados, modos de abastecimento (gasoduto ou GNL), utilizações do gás e o seu valor em relação às energias alternativas.

Os três mercados dominantes são o continente norte-americano (EUA-Canadá-México-Caraíbas, onde o comércio é principalmente por gasoduto), o Atlântico-Mediterrâneo (Europa-África-Mediterrâneo, comércio por gasoduto e GNL) e o Sudeste da Ásia/Oceania, ainda dominado pelos vastos mercados do Japão e da Coreia (principalmente GNL), e cada vez mais, a China.

Na realidade, os preços do gás nunca foram idênticos de uma região para outra, mas até ao final dos anos 2000, a diferença entre os preços regionais permaneceu modesta. Dois factos alteraram a situação: por um lado, os Estados Unidos começaram a produzir gás de xisto em grande escala, primeiro para o seu mercado interno, depois para o exportarem progressivamente assim que o mercado norte-americano ficou saturado. Durante 10 anos, a sobrecapacidade de produção e a concorrência entre produtores americanos mantiveram os preços baixos, um pouco acima dos custos de produção. Desde 2015, as cotações no principal centro de gás de referência dos EUA (Henry Hub) estagnaram em cerca de 2-3 USD/mmbtu. Por outro lado, desde que os preços do petróleo se

mantiveram elevados - para além de certos contra-choques - os preços do GNL na Ásia, muito ligados ao preço do petróleo, não desceram. Em 2012, após o acidente de Fukushima, o Japão pagou por vezes até seis vezes mais pelo seu gás do que o seu preço de referência (Henry Hub) no mercado interno dos EUA.

Mercados locais. Existem também mercados locais. Limitados em reservas e área de captação, estes mercados são frequentemente abastecidos por campos de gás enclavados, para os quais o principal escoamento local - se não o único - é a produção de electricidade a nível local ou nacional. Sem a possibilidade de exportação, os preços são negociados directamente entre produtores e compradores, sem referência a qualquer preço internacional. A estrutura de preços assim negociada, com pouca ou nenhuma volatilidade, é bem adequada a operações que envolvem um número muito pequeno de intervenientes (por vezes um único comprador e um único vendedor) e onde o gás é utilizado para actividades que requerem estabilidade e visibilidade económica a longo prazo. Muitas operações em países produtores de gás na África Subsaariana seguem esta estrutura de preços, particularmente em torno do Golfo da Guiné (Costa do Marfim, Gana, Camarões, Gabão, Congo-B.).

Os contratos a longo prazo continuam a ser predominantes. Quer sejam internacionais ou locais, a maioria dos contratos de venda de gás ainda são estabelecidos a longo prazo (LT), actualmente cerca de 15 anos. Os contratos LT são frequentemente considerados um pré-requisito para operações muito intensivas em capital, envolvendo grandes volumes negociados, onde, também aqui, a visibilidade económica é essencial para limitar os riscos comerciais e atrair mutuantes e investidores, por um lado, utilizadores, por outro. Ao mesmo tempo, os contratos de curto prazo (3 anos ou menos) e contratos spot (entrega rápida ou mesmo imediata, muitas vezes num único lote) estão a desenvolver-se, impulsionados pela flexibilidade do crescente mercado mundial de GNL.

Indexação de preços. Excepto para contratos negociados directamente, as fórmulas de preços incluem um ou mais índices de preços que permitem (a) fixar o preço final do gás no momento da sua entrega física, e (b) rever periodicamente os preços de acordo com a economia evolutiva do sector energético ou contextos económicos mais gerais (por exemplo, a inflação). Os índices são de dois tipos e referem-se (a) ao preço do petróleo (petróleo bruto ou um cabaz de produtos petrolíferos), ou mesmo de outro vector energético (electricidade ou carvão), ou (b) aos preços "spot" do gás, tal como listados diariamente nos principais mercados regionais (hubs).

#### **4.4.3.4.1.2 Evolução recente dos preços internacionais (desde meados dos anos 2010)**

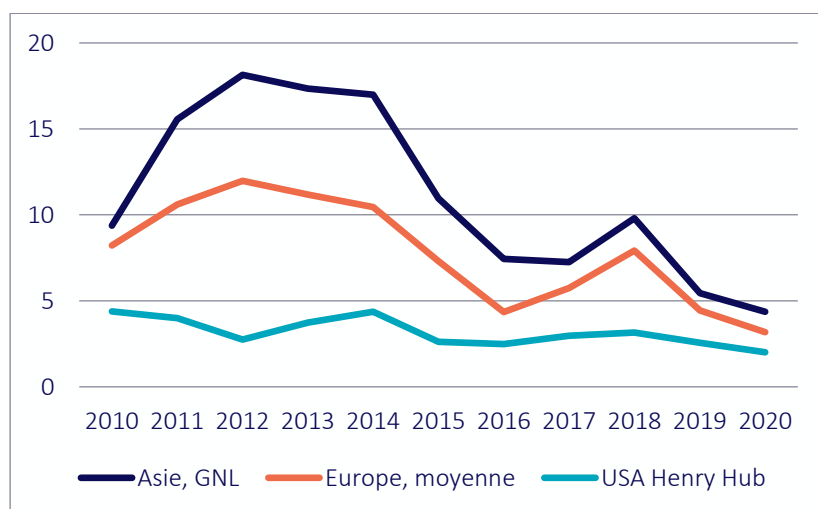
**Observação importante:** Quanto aos produtos petrolíferos (ver Secção 2.1 - Cenários de preços), temos em conta a evolução dos preços internacionais a longo prazo. Assim, presta-se atenção às tendências a longo prazo. Embora a actual situação económica e militar afecte obviamente a evolução imediata e de curto prazo dos preços, considera-se que não afectará a sua evolução a longo prazo.

Ao longo dos últimos anos, assistimos a mudanças graduais mas sustentadas nos fundamentos. Esta tendência é em grande parte impulsionada pela quota crescente do GNL no comércio internacional, e pelo aumento da liquidez que o GNL proporciona aos operadores.

Ao relaxar a rigidez física e contratual exigida pelos gasodutos internacionais, o GNL introduz na economia do gás a relação "discreta" (no sentido matemático da palavra), que caracteriza as trocas entre outras mercadorias, incluindo o petróleo. O papel crescente do GNL tem efeitos importantes tanto nos preços (níveis e referências) como na estrutura dos contratos.

Convergência dos preços regionais. Nos últimos anos, tem havido uma clara convergência entre os preços regionais. Tradicionalmente, o mercado norte-americano oferece os preços mais baixos, enquanto o mercado asiático é caracterizado pelos preços mais altos. Os preços na Europa são posicionados entre os dois. Na última década, o rácio foi de 1 para 2 entre os Estados Unidos e a Europa, e muito mais elevado entre os Estados Unidos e a Ásia, cerca de 1 para 4. Em 2020 (um ano bastante não típico), os preços spot para todos os centros regionais caíram para mínimos históricos, cerca de 2 USD/mmbtu entre Maio e Julho - antes de subirem novamente no final do ano com a chegada da estação de aquecimento no hemisfério norte e o início de alguma recuperação económica, particularmente na China e no sudeste asiático.

Figura 46 Movimento de convergência dos preços do gás desde 2010 (USD/mmbtu)



Fonte: FMI

Duração dos contratos. A duração média dos contratos está a diminuir, primeiro porque a percentagem de contratos a curto prazo em todos os contratos tende a aumentar, e segundo porque a duração típica dos contratos a longo prazo tende a diminuir.

Indexação de preços. Vários analistas consideram que a indexação dos contratos de gás ao preço do petróleo perdeu a sua relevância. Os mercados do petróleo e do gás tendem a tornar-se independentes e a afastar-se uns dos outros, em parte porque o gás está a tornar-se cada vez mais uma energia própria e menos facilmente substituível pelo petróleo. Consideram que os preços das duas energias devem ser dissociados porque a manutenção de uma ligação orgânica entre elas nos contratos é um obstáculo à concorrência e à Rendimento do mercado.



Em termos da utilização de combustíveis fósseis, esta afirmação pode parecer justificada. Nos países industrializados, o petróleo está a tornar-se cada vez mais um combustível para as únicas actividades de transporte ou como base petroquímica, enquanto que as utilizações gerais dos combustíveis são largamente satisfeitas pelo gás ou pelo carvão. No entanto, isto está longe de acontecer no mundo em desenvolvimento ou em regiões ricas em petróleo.

Por outro lado, a manutenção do acoplamento entre os preços do gás e do petróleo mantém todo o seu significado para os operadores de petróleo e gás a montante, que devem otimizar a utilização dos seus recursos de acordo com o retorno esperado do seu investimento. Tendo de arbitrar entre um projecto de gás e um projecto petrolífero, devem assegurar que o valor actual gerado pelo projecto de gás não cairá em comparação com o gerado pelo projecto petrolífero concorrente. A indexação do preço do gás ao do petróleo permite-lhes limitar este tipo de risco financeiro, particularmente no caso de projectos de gás não associados.

#### **4.4.3.4.1.3 Preço internacional do gás (preço da molécula)**

O preço médio da molécula é o resultado de duas categorias de referência:

- Contratos a longo prazo indexados ao petróleo bruto,
- Contratos à vista indexados no Henry Hub.

Para cada categoria, o preço da molécula inclui dois elementos: o preço de base, intangível, e um factor de escalonamento cuja função é variar ao longo do tempo. O peso de cada elemento é diferente, dependendo da categoria do contrato.

Contratos de longo prazo (LT), indexados ao petróleo. A referência para o preço de base é o preço do Brent - a referência habitual para África - ao qual é aplicado um "declive" de 13,5%, mais um prazo fixo de 0,5 USD/mmbtu.

Para o ano 1, considerámos um Brent de referência a 80,6 USD/bl, como para os produtos petrolíferos.

O preço base (Po) do GNL num contrato LT indexado ao crude (OPE: Oil-priced escalation) é o seguinte:

$$\text{PoOPE} = (\$80.6 * 0.135) + 0.5 = \$11.38/\text{mmbtu}$$

O preço de base Po é afectado todos os anos por um coeficiente de crescimento que reflecte a mudança esperada no preço do petróleo bruto, seguindo os três cenários estabelecidos para o petróleo.

Contratos à vista indexados em Henry Hub (HH). O preço base é a média das cotações de gás no Henry Hub (HH) durante os mesmos três meses de referência (Novembro e Dezembro de 2021, Janeiro de 2022). Além disso, existem dois elementos que permitem determinar o preço do GNL para exportação: o custo médio de transporte do gás do local de produção para a instalação de liquefacção, tal como é tido em conta nos contratos de exportação (+15% na cotação HH), e o custo médio de liquefacção publicado pelo EIA, ou seja, 3 USD/mmbtu.

O preço base do GNL em contrato à vista indexado no Henry Hub é o seguinte:

$$\text{PoHH} = (\$4.40 * 1.15) + 3.0 = \$8.06/\text{mmbtu}$$

O coeficiente de crescimento anual é idêntico ao do contrato LT.

Preço resultante. Nos últimos vinte anos, a proporção de vendas spot e de curto prazo de GNL (spot/ST) no comércio de GNL, geralmente indexada a um preço hub, tem vindo a crescer de forma constante. Em 2000, as vendas spot/ST representaram aproximadamente 5 Mt, ou seja, apenas 5% do comércio

mundial de GNL, que era então largamente dominado por contratos de longo prazo indexados ao petróleo (OPE). Em 2019, os contratos spot/ST tinham aumentado para 119 MT, ou seja, 34% do comércio mundial de GNL. Muitos analistas acreditam que a mudança de LT para vendas spot/ST irá continuar e que as vendas spot/ST irão ultrapassar as vendas indexadas ao crude até ao final da década.

Assumiu-se que o preço de venda de GNL vendido a São Tomé reflectirá esta estrutura de preços, e resultará de um "cesto" de preços de hub e preços indexados ao petróleo.

Para o ano 1, o cesto é composto por:

- Para 68%: preço indexado ao petróleo (OPE),
- Para 32%: preço indexado em Henry Hub (HH)

Para ter em conta o crescimento da componente "preço central" nas vendas globais, estimou-se que a quota desta última continuará a crescer até um limite máximo de 70%, que será atingido em 2037.

*Quadro81 Projecções do preço internacional do gás (FOB, ex-liquefacção)*

	Po	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>USD/mmbtu</b>							
<b>Cenário alto</b>	10,32	12.59	13.60	13.76	14.23	14.68	15.13
<b>Cenário médio</b>	10,32	8.51	9.66	10.01	10.56	11.01	11.46
<b>Cenário baixo</b>	10,32	8.51	8.31	8.03	7.94	8.05	8.15

#### 4.4.3.4.1.4 Custos técnicos ao longo da cadeia de entrega

Quanto aos produtos petrolíferos, o custo de vários componentes técnicos e comerciais acrescenta ao preço internacional da ex-liquefacção (FOB), desde o local de carregamento de referência (seja um local de produção dos EUA no Texas/Louisiana ou na costa leste, ou uma fábrica de liquefacção africana no Golfo da Guiné), até ao segmento final da cadeia de entrega (o transporte por estrada ou oleoduto até ao local da central eléctrica). A adição de todos os componentes constitui o custo final da entrega do gás no portão da central.

Os custos ao longo desta cadeia de entrega foram estimados com base num Aproveitamento de abastecimento do tipo Madeira, ou seja, o GNL é expedido em contentores ISO em navios de carga regulares e não-dedicados, da fábrica de liquefacção para São Tomé e Príncipe. O segmento rodoviário a montante do Aproveitamento Madeira, entre o terminal de GNL de Sines e o porto de Lisboa, não foi considerado.

*Quadro82 Custos técnicos ao longo da cadeia de valor do gás*

	USD/mmbtu	EUR/m <sup>3</sup>
<b>Transporte marítimo, incluindo contentores ISO</b>	3.80	0.115
<b>Taxa do negociante</b>	0.67	0.020
<b>Descarga e armazenamento em São Tomé e Príncipe</b>	1.24	0.038
<b>Custo de distribuição à central eléctrica</b>	0.50	0.015
<b>Custo técnico total</b>	6.21	0.189

Não existe um "custo afundado" para a liquefacção, uma vez que o GNL seria comprado em forma líquida a um produtor de GNL (por exemplo, Guiné Equatorial, Nigéria,...), que terá incluído o custo da liquefacção no seu preço de venda de GNL;

O custo da regaseificação está incluído na linha "Descarregamento e armazenamento em São Tomé" na tabela acima; A linha "Custo de distribuição para a central eléctrica" inclui o custo do gasoduto entre o estaleiro de armazenagem e a central eléctrica;

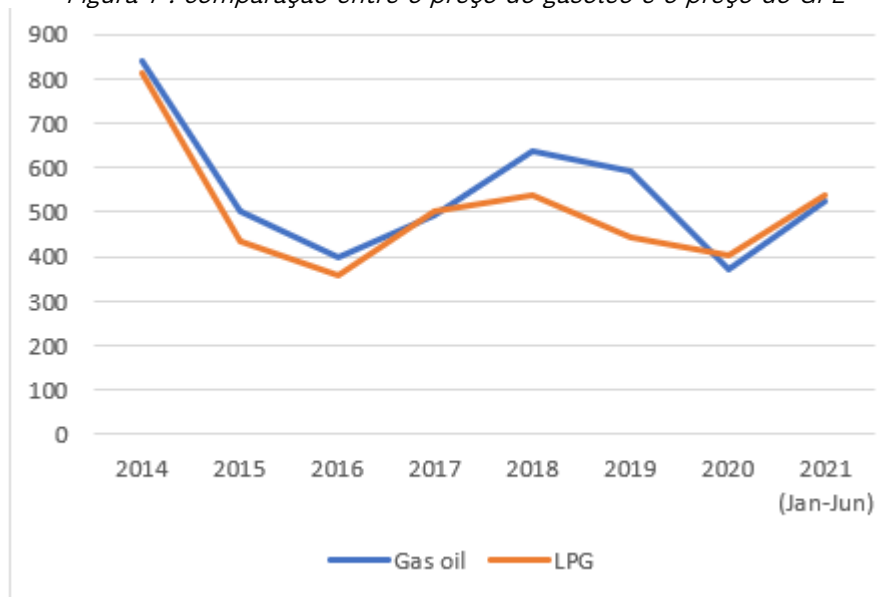
Consideramos que o regime da Madeira constitui um projeto muito atrativo para uma opção de GNL em STP; devem obviamente ser realizadas análises adicionais, por exemplo, um estudo de viabilidade/pré-FEED, para determinar custos mais precisos do projeto, a disponibilidade de GNL e a vontade de vender dos potenciais vendedores de GNL, e rever os projetos de GNL em funcionamento e planeados, por exemplo, na zona mediterrânica/próxima do Atlântico. Isto vai muito além do exercício atual.

Descartamos de propósito a opção GPL para a geração de energia. A razão principal é que o preço internacional do produto é, geralmente, bastante caro.

Embora apoiemos fortemente o desenvolvimento do GPL como combustível de cozedura limpo – e, em termos menos entusiastas, como combustível para motores – não consideramos que o GPL seja uma opção economicamente atrativa para a geração de energia. Com efeito, o preço internacional do GPL segue mais ou menos o do gasóleo, com um spread médio de -7,5% nos últimos 8 anos (2014-2021) – O GPL é ligeiramente mais barato do que o gasóleo (ver gráfico abaixo, em USD/tonelada).

No entanto, o custo adicional de transporte, armazenamento e manuseamento do GPL (em vez de gasóleo) ao longo da cadeia de valor excederia a média de 41 USD/tonelada (observada durante o período) que seria poupada no preço internacional, que é convencionalmente FOB, dando assim um benefício negativo quando se considera o custo global de entrega no portão da central.

Figura 7 : comparação entre o preço do gasóleo e o preço do GPL



#### 4.4.3.4.2 Projecções de preços de gás no portão da central eléctrica

Consiste em adicionar o preço internacional do gás e os custos técnicos ao longo da cadeia de valor (entrega), até à porta da central eléctrica.

Quadro83 Projecções do preço global do gás no portão da fábrica

	Po	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>USD/mmbtu</b>							
<b>Cenário Alto</b>	16.53	18.80	19.80	19.97	20.44	20.89	21.13
<b>Cenário médio</b>	16.53	14.72	15.86	16.22	16.77	17.22	17.67
<b>Cenário baixo</b>	16.53	14.72	14.52	14.23	14.15	14.25	14.36

<b>EUR/m<sup>3</sup></b>							
<b>Cenário Alto</b>	0.502	0.571	0.602	0.607	0.621	0.635	0.648
<b>Cenário médio</b>	0.502	0.447	0.482	0.493	0.510	0.523	0.537
<b>Cenário baixo</b>	0.502	0.447	0.441	0.443	0.430	0.433	0.436

#### 4.4.3.5 Candidatos

A Quadroabaixo apresenta os principais componentes técnico-económicos de uma central eléctrica típica de 6 MW, para cada uma das três opções:

- Gasolina
- Óleo combustível pesado (HFO)
- Gás Natural

Quadro84 Componentes tecno-económicos de uma central eléctrica típica de 6-MW

	Unidades	Diesel	HFO	Natural Gas
<b>Capacidade instalada (ISO), por grupo</b>	MW	6	6	6
<b>Capacidade operacional efectiva</b>	MW	5,5	5,5	5,3
<b>Número de grupos</b>		1	1	1
<b>Capacidade operacional total efectiva</b>	MW	5,5	5,5	5,3
<b>Custo de pernoita (equipamento+construção), por kW</b>	EUR/kW	1 190	1 310	1 250
	EUR/kW	190	190	190
<b>Custo total, por kW</b>	EUR/kW ISO	1 380	1 500	1 440
<b>Custo total</b>	thd EUR	8 280	9 000	8 637
<b>Consumo específico (produtos petrolíferos)</b>	kg /kWh(el)	0,211	0,221	
<b>Consumo específico (gás natural)</b>	m3/kWh(el)			0,265
<b>Consumo específico</b>	kJ/kWh(el)	8 970	8 970	9 420
<b>Rendimento térmica (NHV)</b>	%	40,1%	40,1%	38,2%
<b>custo fixo</b>	EUR/kW	13	13	13
<b>Indisponibilidade não programada</b>	%	5%	5%	5%
<b>Indisponibilidade programada</b>	%	10%	10%	10%
<b>Factor de disponibilidade global</b>	%	85,5%	85,5%	85,5%
<b>vida economica</b>	anos	20	20	20
<b>Custo variável (não incluindo o combustível)</b>	EUR/MWh	3	4	4

#### 4.4.3.6 Emissões de gases com efeito de estufa

Os fatores de emissão incluem:

- A montante: refere-se às emissões vinculadas à fase de produção e transporte do combustível (atividades de extração, transporte, refino e distribuição),
- Combustão: refere-se às emissões diretas vinculadas à fase de combustão do combustível.

Quadro85 Emissão de gases de efeito estufa

	Kg CO2-eq por unidade de volume/massa			Kg of C-eq per unit volume/mass		
	mmbtu	kg	m <sup>3</sup>	mmbtu	kg	m <sup>3</sup>

<b>LFO</b>	96,40	3,84		26,29	1,047	
<b>HFO</b>	95,81	3,64		26,13	0,993	
<b>Gás Natural</b>	66,54		2,295	18,15		0,626

Fonte: Centro de recursos para avaliação de gases com efeito de estufa (Bilans GES - ADEME)

<https://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil/>

Nota:

Relação CO<sub>2</sub> / C:

Para extrair carbono do dióxido de carbono através de um simples cálculo, é suficiente utilizar a razão 12/44, o que significa que um kg de CO<sub>2</sub> contém 0,2727 kg de carbono. A emissão de um kg de CO<sub>2</sub> vale portanto 0,2727 kg de equivalente de carbono.

Pelo contrário, para passar do carbono para o CO<sub>2</sub>, multiplicar por  $44/12 = 3,67$ .

#### 4.4.4 Energia fotovoltaica

##### 4.4.4.1 Dados meteorológicos

A análise dos recursos solares baseia-se principalmente em dados de radiação solar.

Estão disponíveis várias bases de dados para estimar valores num local definido. Os dados são provenientes de estações meteorológicas ou de análise de dados de satélite.

Os dados de satélite dão informações em todo o planeta durante muitos anos. A radiação solar no solo é calculada a partir de imagens de satélite, considerando a posição do sol e das nuvens.

A qualidade dos dados da estação meteorológica depende de uma manutenção correcta do equipamento de medição.

Para este estudo, o Consultor utilizou dados de bases de dados solares frequentemente utilizadas:

- PV GIS : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, base de dados disponibilizada pela Comissão Europeia para o desenvolvimento da energia fotovoltaica na Europa e África.
- Meteonorm : <http://www.meteonorm.com/en/>, modelo meteorológico desenvolvido para cobrir os 5 continentes.
- SOLARGIS : <https://solargis.com/>, modelo meteorológico desenvolvido para cobrir os 5 continentes.

Para São Tomé, os dados baseiam-se na estação meteorológica do aeroporto de São Tomé e em dados de satélite.

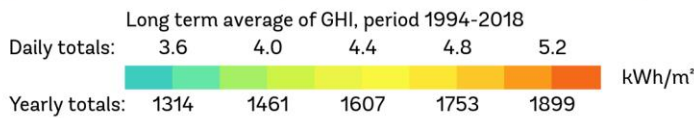
##### 4.4.4.2 Variações geográficas

A ilha de São Tomé tem características geográficas muito específicas no que diz respeito à radiação solar. A presença do oceano e das montanhas está a resultar em diferentes climas espalhados pela ilha.

O mapa seguinte de Solargis mostra variações anuais da radiação solar superiores a 40% para locais com menos de 20 km de distância.

SOLAR RESOURCE MAP

**GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION**  
**SÃO TOMÉ AND PRÍNCIPE**



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Mostra que os valores muito elevados das irradiações anuais são medidos perto da costa norte e a parte montanhosa da ilha tem valores mais baixos.

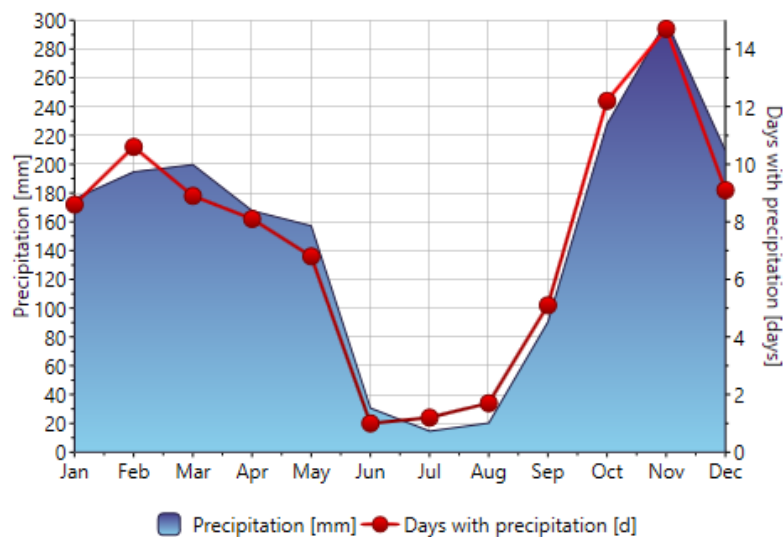
Foram analisados dados específicos de localizações de projectos em São Tomé e Príncipe. Os locais de Santo Amaro e Agua Casada apresentam menos de 0,2% de diferença, o que não é significativo no que diz respeito à incerteza de medição de 4 a 6%.

Mas no local de Io Grande 1, a irradiação solar anual é 20% mais baixa do que nos locais acima referidos.

Localização	GHI (kWh/m <sup>2</sup> /ano)	Variação para referência Agua Casada
<b>Agua Casada</b>	789	0,0%
<b>Santo Amaro</b>	785	0,2%
<b>Ilo Grande 1</b>	421	20,6%

#### 4.4.4.3 Sazonalidade

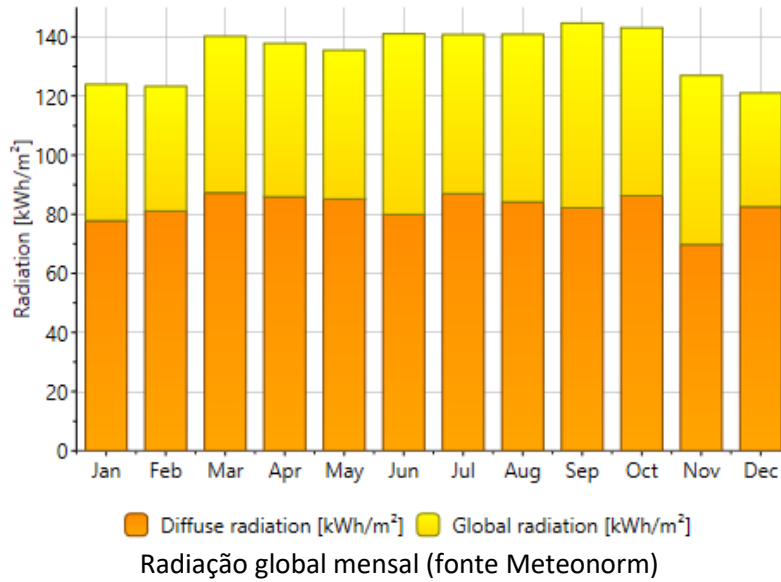
A análise seguinte baseia-se nos dados da estação meteorológica do aeroporto de São Tomé e Príncipe. O clima local em São Tomé é marcado por estações chuvosas e secas, como mostra o seguinte gráfico de precipitação :



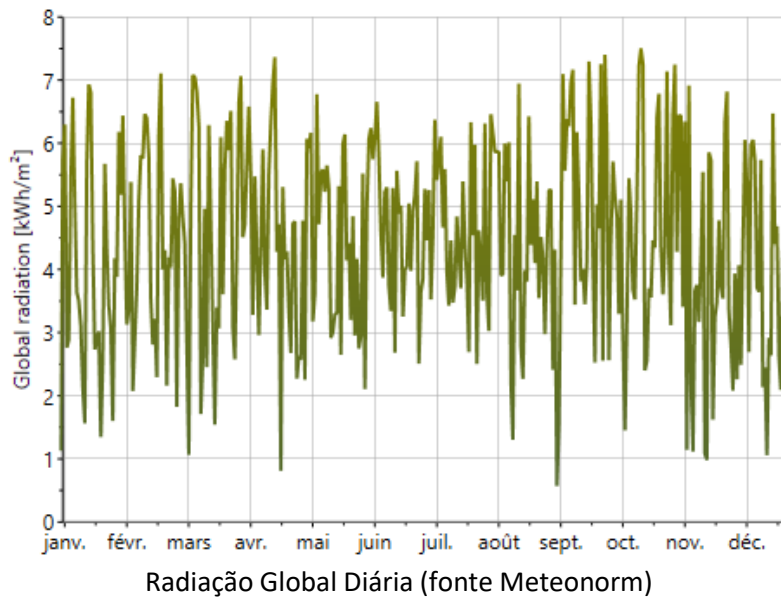
Precipitação mensal (fonte Meteonorm)

Mas as variações da radiação solar estão ligadas à presença ou ausência de nuvens e não está directamente ligada às chuvas.

Uma análise dos valores mensais da radiação mostra diferenças relativamente baixas entre os meses inferiores (Novembro a Fevereiro) e os outros meses.



O gráfico da Radiação Global diária é muito maior, variando de menos de 1 a mais de 7 kWh/m<sup>2</sup>/dia. As variações são mais elevadas durante as estações chuvosas.



**4.4.4.3.1 Comparação de fontes de dados**

Os valores da irradiação horizontal solar global anual para o sítio Agua Casada a partir de diferentes bases de dados são comparados na Quadroseguinte.



	GHI (kWh/m <sup>2</sup> /ano)	Variação para referência PVGIS SARAH
<b>Meteonorm</b>	620	9,6%
<b>Solargis</b>	789	0,2%
<b>PV GIS - SARAH</b>	<b>792</b>	<b>0,0%</b>
<b>PV GIS - CMSAF</b>	006	1,9%

A base de dados PVGIS SARAH tem menor incerteza do que a antiga base de dados PVGIS CMSAF dando valores mais elevados.

A Meteonorm é normalmente a mais conservadora.

Para o estudo seguinte, os cálculos são baseados em dados PV GIS SARAH.

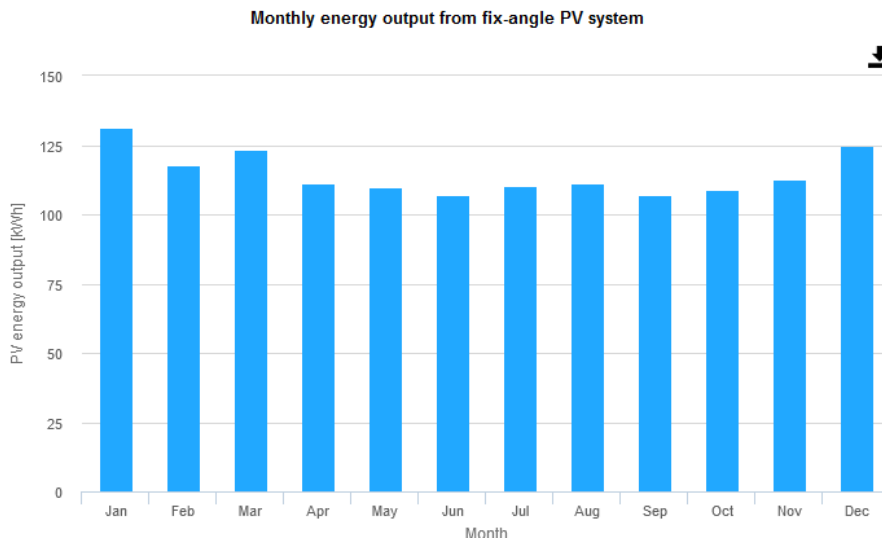
#### 4.4.4.4 Produção fotovoltaica

A produção típica de PV pode ser estimada com base em entradas padrão adaptadas a São Tomé e Príncipe.

O cálculo é feito para um sistema fotovoltaico de 1 kWp instalado no site Agua Casada com a ferramenta de cálculo PVGIS disponível em [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP)

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	0.379, 6.678
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	10
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	1375.86
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1777.68
Year-to-year variability [kWh]:	48.16
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-3.31
Spectral effects [%]:	1.46
Temperature and low irradiance [%]:	-8.27
Total loss [%]:	-22.6

A produção anual típica calculada é de 1375 kWh/kWp. Os valores mensais têm ligeiras diferenças ao longo do ano.



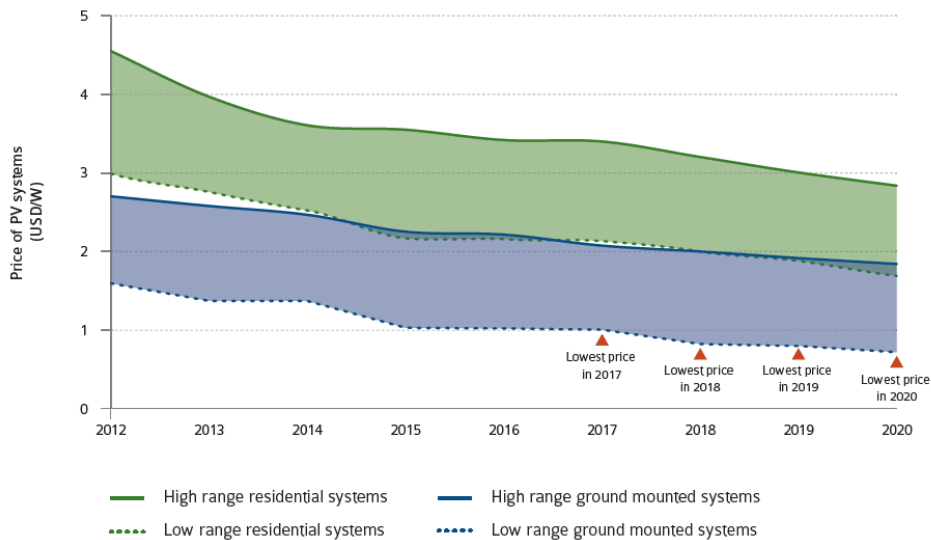
**4.4.4.5 Estimativa de custos: PV e Baterias**

A fim de analisar a economia da integração fotovoltaica a curto prazo, o Consultor tem de seleccionar hipóteses de custos para os projectos de baterias de centrais fotovoltaicas.

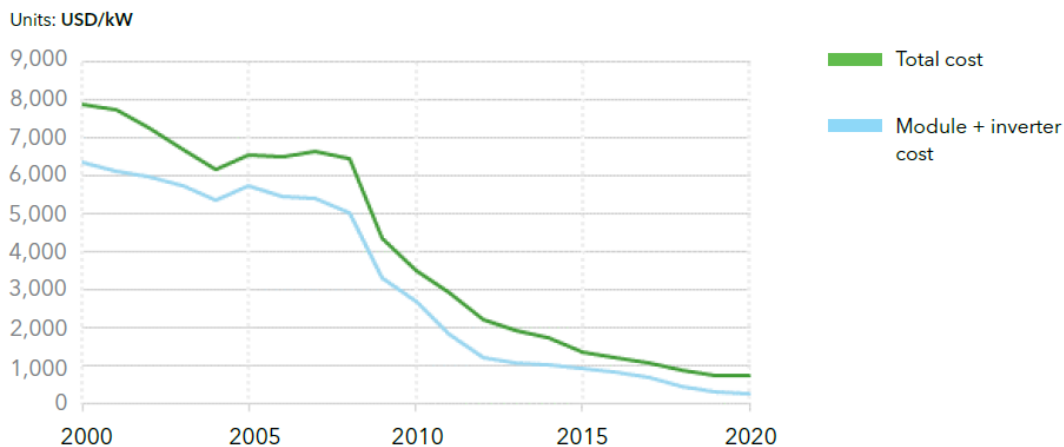
**4.4.4.5.1 Custos das instalações fotovoltaicas**

A estimativa de custos para projectos de instalações fotovoltaicas é baseada em publicações recentes da IEA PVPS e da DNV.

O gráfico seguinte mostra a evolução, desde 2012, da gama de preços do sistema para instalações fotovoltaicas montadas no solo.

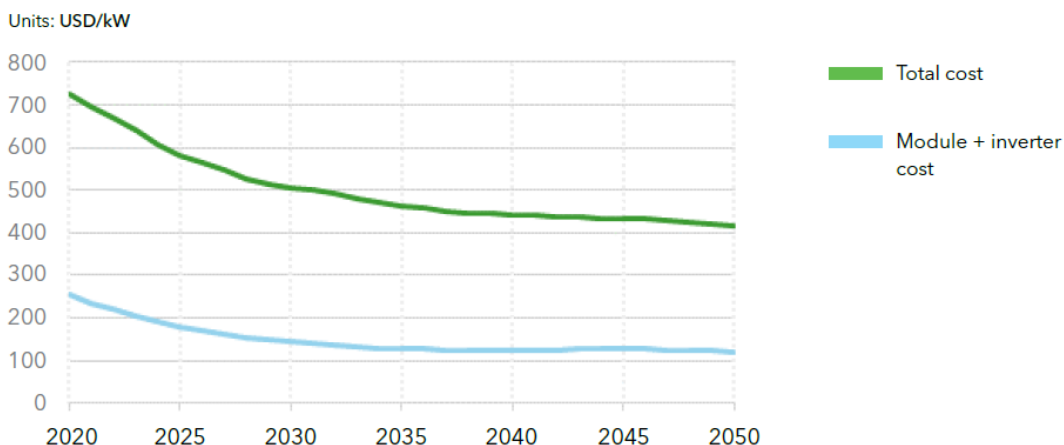


Evolução da gama de preços dos sistemas residenciais e sistemas montados no solo. Fonte: IEA PVPS. No seu relatório de 2021, "Mais do que o sol: A perspectiva solar", a DNV analisou a evolução dos custos médios do sistema fotovoltaico desde 2000.



Custos históricos de hardware solar fotovoltaico, escala de utilidades. Fonte Relatório DNV Mais do que o sol: A perspectiva solar

Com base nestes dados históricos e nas tecnologias que estão a ser desenvolvidas pelos industriais, estima-se que a evolução para os próximos anos seja a seguinte.



Custos futuros de hardware solar fotovoltaico, escala de utilidades. Fonte Relatório DNV Mais do que o sol: A perspectiva solar

Para a sua análise o Consultor considerou custos para o ano 2023

A partir da fonte DNV, a estimativa é de cerca de 633 USD / kWp para custos de hardware à escala de serviços públicos.

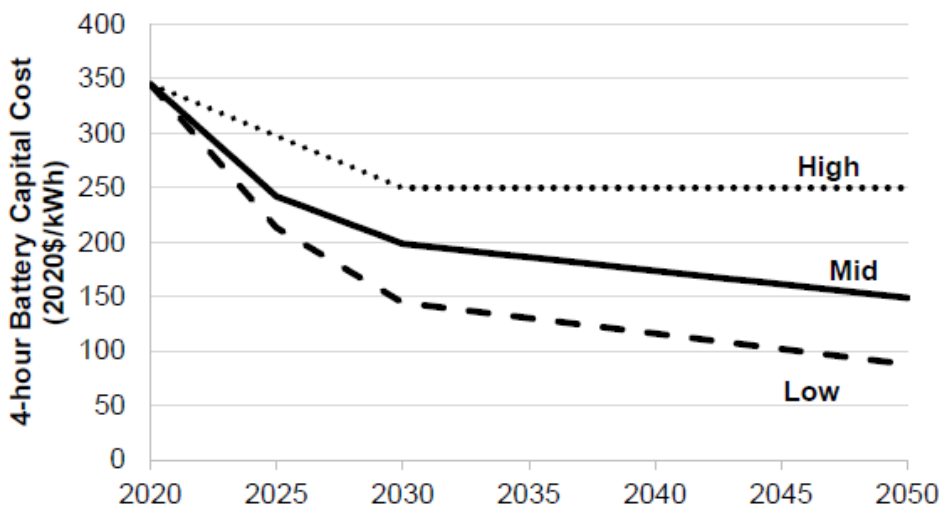
O Consultor acrescentou uma taxa fixa de 30% para considerar custos adicionais, tais como custos específicos de logística e instalação para São Tomé e Príncipe.

O valor considerado para a análise seguinte é de 822 USD / kWp para instalações fotovoltaicas a serem instaladas em São Tomé.

#### 4.4.4.5.2 Custos de armazenamento das baterias

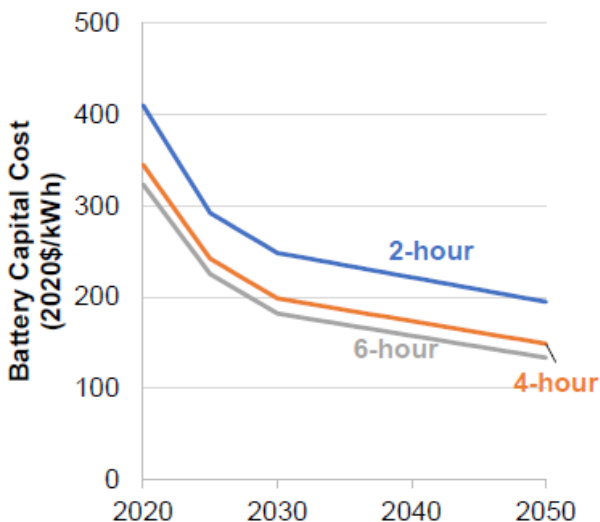
A projecção de custos para projectos de sistemas de armazenamento de baterias baseia-se numa publicação recente da NREL que analisou várias publicações sobre este tema". Projecções de Custos para Armazenamento de Bateria em Escala de Utilidades: 2021 Update".

O gráfico seguinte mostra a projecção dos custos da bateria do NREL para sistemas de iões de lítio de 4 horas.



Projeções de custos de bateria para sistemas de iões de lítio de 4 horas. Fonte NREL

O custo do sistema depende da relação MWh por MW. O NREL mostra a projecção de custos para sistemas de armazenamento de 2, 4 e 6 horas no gráfico seguinte.



Projeções de custos para baterias de 2, 4, e 6 horas de duração usando a projecção de custos médios, Fonte NREL

Para a sua análise o Consultor considerou os custos do sistema para o ano 2023, calculou o custo para sistemas de 1 hora e acrescentou uma taxa fixa de 20% para considerar custos adicionais tais como custos específicos de logística e instalação para São Tomé e Príncipe.

Os valores considerados na análise seguinte para sistemas de armazenamento a instalar em São Tomé e Príncipe são apresentados no quadro abaixo:

	Custos do sistema (NREL)	Custos do sistema instalado
<b>Custos de armazenamento de 4 horas (\$/kWh)</b>	283	340

<b>Custos de armazenamento de 2 horas (\$/kWh)</b>	336	403
<b>Custos de armazenamento de 1 hora (\$/kWh)</b>	443	531

#### 4.4.4.6 Avaliação de projectos em curso

##### 4.4.4.6.1 Visão geral dos projectos de instalações fotovoltaicas em São Tomé e Príncipe

A ilha de São Tomé tem um bom potencial solar, mas o recurso solar é mais elevado no norte da ilha. Menos de 15 sistemas fotovoltaicos existentes representando menos de 150 kWp de capacidade instalada estão listados nos documentos "Renewable Energy and Energy Efficiency in Sao Tomé and Principe - National Status Report / November 2020". Isto mostra uma experiência muito limitada com sistemas fotovoltaicos em São Tomé e Príncipe.

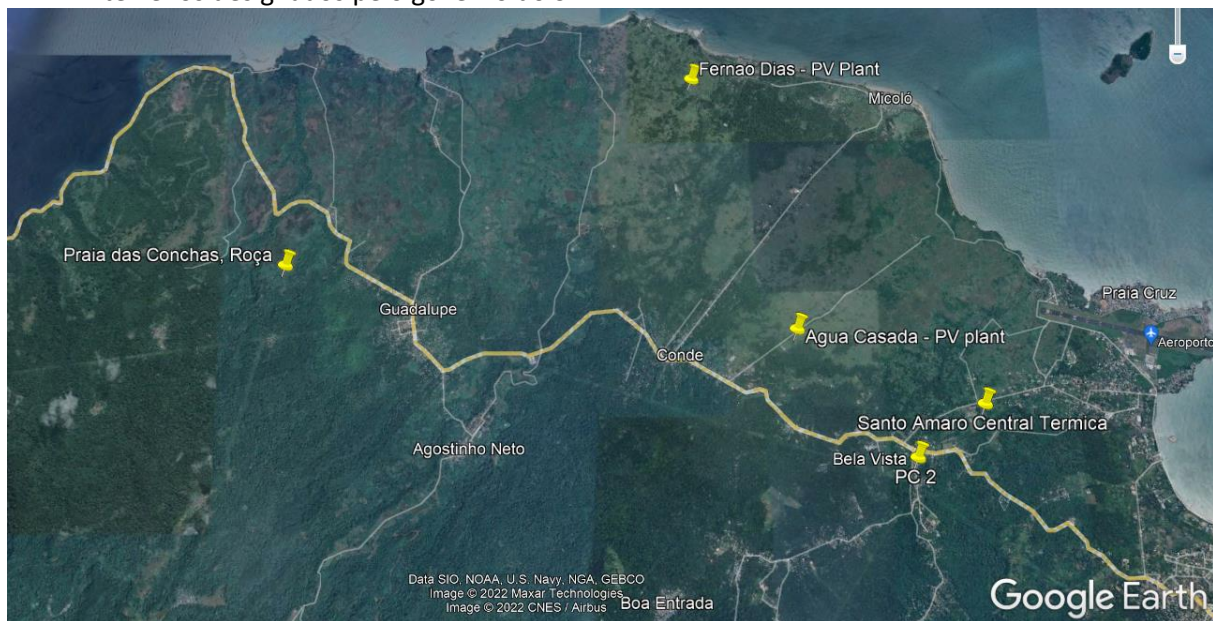
Por outro lado, foram desenvolvidos nos últimos anos projectos de instalações fotovoltaicas em grande escala: as tabelas seguintes mostram as principais características destes projectos.

*Quadro86 Principais características dos Aproveitamentos fotovoltaicos planeados*

Location	Project	Capacity (MWp)	Area (ha)	Counterparts	Status
Santo Amaro	Central FV de Santo Amaro PV 1	540 kWp	0,5	EMAE : Owner / Operator JGH : EPC PNUD : Financing	EPC contract signed operation planned for 04/2022
Santo Amaro	Central FV de Santo Amaro PV 2	1560 kWp	1,5	EMAE : Owner / Operator EPC : To be defined BAD : Financing	Financing and EPC selection in progress operation planned for end 2022
Agua Casada	MAECI Solar Group PV 1	5 MWp + 5 MW batt. (5 MWh ?)	7	MAECI : IPP EMAE : Buyer	PPA signed financing in progress operation planned for 06/2022
Agua Casada	MAECI Solar Group PV 2	5 MWp + 5 MW batt. (5 MWh ?)	7	MAECI : IPP EMAE : Buyer	PPA signed financing in progress
Agua Casada	Solo solar PV1	15 MW + 3.5 MW batt. (X MWh ?)		Solo solar : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Agua Casada	Solo solar PV2	5 MWp		Solo solar : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 1	5 MWp + 2 MW / 2 MWh batt.	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 05/2022
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 2	5 MWp	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 07/2022
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 3	5 MWp	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 09/2022
Agua Casada	AGNA PV	10 MWp + 3,5 MW batt.	15	AGNA : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Praia das conchas, Roça	Green Energy PV	10 MWp	10	Green Energy 3000 GmbH = EnnaX61 : developer	negotiating a PPA
lo Grande 1	Central FV flutuante de lo Grande 1	6,3 MWp	6,3		
Fernao Dias	Fernão Dias				

Estão listados 2 tipos principais de projectos fotovoltaicos:

- 2 Projetos operados pela EMAE mas construídos por EPCs privados no local de Santo Amaro
- Projetos de IPP desenvolvidos por operadores privados para venda de eletricidade à EMAE ao abrigo de contratos de PPA. A maioria dos projetos está localizada em Água Casada em um terreno designado pelo governo do ST.
- 2 Projetos operados pela EMAE mas construídos por EPCs privados no site de Santo Amaro
- Projetos de IPP desenvolvidos por operadores privados para venda de eletricidade à EMAE ao abrigo de contratos de PPA. A maioria dos projetos está localizada em Água Casada em terrenos designados pelo governo do ST.



Localização dos principais projectos de instalações fotovoltaicas em São Tomé e Príncipe

#### 4.4.4.6.1.1 Projecto Santo Amaro PV1 540 kWp

Location	Project	Capacity (MWp)	Area (ha)	Counterparts	Status
Santo Amaro	Central FV de Santo Amaro PV 1	540 kWp	0,5	EMAE : Owner / Operator JGH : EPC PNUD : Financing	EPC contract signed operation planned for 04/2022

O projecto Santo Amaro 540 kWp foi desenvolvido pelo governo ST e EMAE actuando como proprietário e futuro operador. O projecto é financiado com o PNUD.

Eles já seleccionaram a empresa do grupo JGH para construir a fábrica ao abrigo de um contrato EPC com início em 2022.

A ligação à rede será feita a PC5 ao nível de tensão de 30 kV no sítio de Santo Amaro.

Este projecto será a primeira instalação fotovoltaica em grande escala construída em São Tomé e poderá trazer uma primeira experiência útil para a EMAE para operar a instalação fotovoltaica e integrar a produção fotovoltaica na rede nacional. A potência da central é limitada em relação à procura de energia ao meio-dia na ilha de São Tomé e Príncipe, de modo que são esperadas perturbações relativamente limitadas para a gestão da rede.



Localização dos projectos PV1 (norte) e PV2 (sul) no local de produção de Santo Amaro (Fonte MHYD/BG)

#### **4.4.4.6.1.2 Principais recomendações do Consultor**

A EMAE parece ser responsável pela actualização do PC5 antes do fim da construção da fábrica, a fim de construir a ligação à rede. A EMAE deve dar uma elevada prioridade a estas obras, a fim de respeitar o apertado calendário e iniciar a produção fotovoltaica o mais rapidamente possível.

O consultor recomenda a utilização deste projecto como fonte de dados para os próximos passos da integração da PV na rede nacional:

- A EMEA deve certificar-se de que a instalação será entregue com uma estação meteorológica completa, equipada com vários piranómetros, anemómetros, sensores térmicos e um sistema de armazenamento de dados.
- A EMEA deve operar e manter a estação meteorológica e o sistema de dados para recolher e armazenar os dados meteorológicos, a frequência da rede e a energia injectada. Todos estes dados devem ser medidos e armazenados com um curto período de tempo (recomenda-se 1 segundo).
- A EMEA deve analisar os dados recolhidos para obter feedback sobre as características reais de produção da central fotovoltaica:
  - Velocidade e profundidade das variações de potência injectadas durante os primeiros meses e ano
  - Impacto da variação da potência injectada na frequência da rede
  - Irradiação solar medida para ser comparada com dados de satélite
  - Desempenho de produção da instalação fotovoltaica

#### **4.4.4.6.2 Análise de documentos**

O Consultor também analisou documentos específicos para este projecto:

- Relatório de visita ao local, Central fotovoltaica solar chave na mão para Santo Amaro 540 kWp (JGH, 15 de Outubro de 2021)
- SLD para aprovação, JGH 15/10/2021
- STP Layout para aprovação, JGH 4/10/2021:

Nos documentos, a empresa EPC JGH, propõe a adaptação da concepção da central fotovoltaica após uma visita de campo.

Observações do consultor sobre os documentos:

- **Layout**



**Layout proposto por JGH 4/10/2021**

- A distância de 0,7 m entre as linhas da QuadroFV é muito curta para circular e instalar módulos FV (os módulos têm 1 m de largura). Recomenda-se 1,2 a 2 m.
- A distância de 5,6 m entre as áreas 1 & 2 vedações é muito curta para a via de circulação até Santo Amaro 2 & 3.
  - Distância 1,5 m mini entre vedação e mesas é muito curta para a circulação interior. Recomenda-se um mínimo de 3,5 m para a circulação de veículos até aos inversores.
  - 1,3m de altura da vedação é muito pequena contra a intrusão. 2 m mini recomendado.
  - As árvores do lado leste da área 1 devem ser removidas para evitar sombreamento
  - Recomendação de instalar a área fotovoltaica 1, 5 a 7 metros a leste para obter mais espaço
  - Recomendação de utilizar o muro oeste como cerca de área PV para a área 2
  - A estação meteorológica instalada perto da central térmica de Santo Amaro 2 está sujeita a sujar os gases de escape.
- Concepção técnica
  - O cálculo do sistema PV é feito com um ângulo de azimute incorrecto: 0°.
  - A inclinação de 5° pode ser demasiado baixa para uma correcta auto-limpeza dos módulos com chuva. Verificar o manual de instalação dos módulos. Recomenda-se frequentemente uma inclinação de 10° mini.
  - Tensão do sistema: 20 módulos a 50 V = 1000 V é a tensão de circuito aberto para módulos de 25°C de temperatura inferior a 1000 W/m<sup>2</sup>. Para temperaturas inferiores ou



irradiação superior, a tensão pode ser superior a 1000 V. Os inversores aceitam 1100 V. mas a caixa de fusíveis DC são concebidos apenas para 1000 V, o que parece não ser suficiente.

- Ligação à rede
- A actualização PC5 pela EMAE é esperada da EPC antes da finalização do projecto.

**4.4.4.6.3 Santo Amaro PV2 1560 kWp Project**

Project	Capacity (MWp)	Area (ha)	Counterparts	Status
Central FV de Santo Amaro PV 2	1560 kWp	1,5	EMAE : Owner / Operator EPC : To be defined BAD : Financing	Financing and EPC selection in progress operation planned for end 2022

O projecto Santo Amaro 1560 kWp foi desenvolvido pelo governo ST e EMAE actuando como proprietário e futuro operador. O projecto é financiado com a AfDB.

O Governo ST e a EMAE estão a conduzir o processo de concurso para seleccionar uma empresa EPC com vista à produção fotovoltaica até ao final de 2022.

A ligação à rede está planeada no PC5 no Sítio de Santo Amaro, ao nível de tensão de 30 kV.

Para instalar a central fotovoltaica, uma linha eléctrica existente de 6 kV tem de ser modificada.



Linhas eléctricas de MT no sítio São Tomé PV2 (fonte MHYD/BG, 2020)

Considerando os projectos PV1 e PV2 de Santo Amaro. A energia injectada às 11:00 da manhã poderia atingir 15% da procura de energia. Com esta relação, a produção fotovoltaica representaria uma parte significativa da potência de produção e a EMAE terá de adaptar a reserva de fiação do sistema eléctrico em conformidade.

Para além das recomendações feitas para Santo Amaro PV1, o Consultor recomenda:

- A EMEA deve garantir que a central fotovoltaica será entregue com funcionalidades operacionais para se ajustar em tempo real, por exigência do despacho, limitação de potência activa e injeção/consumo de potência reactiva. Esta especificação tem de ser integrada nos documentos do concurso, a fim de obter as opções específicas do inversor e o hardware de comunicação instalado pela construção da central fotovoltaica.
- A EMAE deve considerar a modificação da linha de 6 kV como uma prioridade, a fim de evitar atrasos antes do início da construção da central fotovoltaica.

#### 4.4.4.6.4 Agua Casada IPP PV Projects

Location	Project	Capacity (MWp)	Area (ha)	Counterparts	Status
Agua Casada	MAECI Solar Group PV 1	5 MWp + 5 MW batt. (5 MWh ?)	7	MAECI : IPP EMAE : Buyer	PPA signed financing in progress operation planned for 06/2022
Agua Casada	MAECI Solar Group PV 2	5 MWp + 5 MW batt. (5 MWh ?)	7	MAECI : IPP EMAE : Buyer	PPA signed financing in progress
Agua Casada	Solo solar PV1	15 MW + 3.5 MW batt. (X MWh ?)		Solo solar : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Agua Casada	Solo solar PV2	5 MWp		Solo solar : IPP EMAE : Buyer	PPA signed
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 1	5 MWp + 2 MW / 2 MWh batt.	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 05/2022
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 2	5 MWp	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 07/2022
Agua Casada	CISAN Industria Energia PV 3	5 MWp	6	CISAN : IPP EMAE : Buyer	PPA signed operation planned for 09/2022
Agua Casada	AGNA PV	10 MWp + 3,5 MW batt.	15	AGNA : IPP EMAE : Buyer	PPA signed - 10 June 2021

Diferentes promotores de projectos fotovoltaicos estão activos em São Tomé e Príncipe. O seu objectivo é construir e operar centrais fotovoltaicas como IPP (Independent Power Producer) vendendo electricidade à EMAE com um contrato PPA (Power Purchase Agreement).

O governo ST seleccionou uma grande área perto da aldeia de Água Casada para acolher vários projectos de instalações fotovoltaicas.

4 desenvolvedores PV têm em curso projectos nesta área:

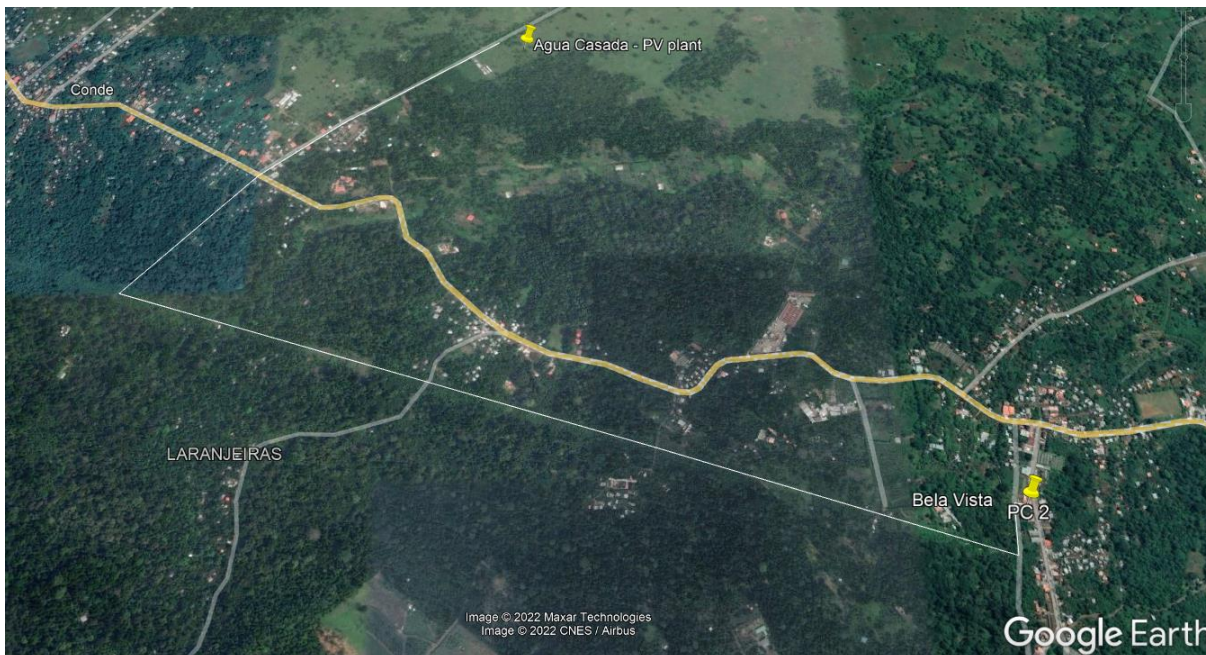
- MAECI Solar Group
- Solo Solar
- CISAN Industria Energia
- AGNA

A capacidade prevista para este sítio é de 55 MWp, o que representa 4 a 5 vezes a procura de energia na rede nacional às 11:00 da manhã.

Como todos estes projectos se situam numa área única e não estão espalhados pela ilha, uma nuvem a sombrear a área poderia causar grandes variações na produção de energia fotovoltaica.

Os programadores planeiam instalar baterias mas a capacidade e a forma de utilizar as baterias e injectar energia na rede ainda não está definida.

A ligação à rede poderia ser feita através de uma linha específica de 30 kV / 4 km desde o local da central fotovoltaica até ao PC2. Esta linha seria parcialmente paralela à linha eléctrica existente de 30 kV Contador - PC2.



Agua Casada considerada caminho de ligação à rede (linha branca)

A definição técnica da ligação à rede e o financiamento desta infra-estrutura não foram definidos no final de 2021.

Os PPA foram assinados entre os promotores de instalações fotovoltaicas e o governo EMAE/ST, mas os dados importantes não estão definidos nestes documentos:

- Horário
- Ligação à rede
- Condições de injeção de energia
- Capacidade de armazenamento e funções de armazenamento
- Alimentação específica em tarifa para injeção de energia durante a noite (excepto com MAECI)
- ...

A construção de todas as capacidades dos projectos IPP planeados não é razoável a curto prazo. Levaria a:

- grandes dificuldades técnicas para a EMAE gerir a estabilidade da rede
- falhas na estabilidade da rede
- alta restrição de injeção de energia para PPIs que conduzem a perdas de produção e económicas
- reclamações contratuais

Para um maior desenvolvimento de projectos PV IPP em Agua Casada, o Consultor recomenda:

- EMAE deve definir condições de injeção de energia para IPPs incluindo funções de armazenamento e gestão de armazenamento
- EMAE deve definir a solução técnica de ligação à rede
- governo ST deve definir um processo prioritário para adicionar a produção fotovoltaica na rede nacional passo a passo, de acordo com o reforço da procura, da rede e da expedição.

#### 4.4.4.6.5 Conchas Beach IPP Project

Location	Project	Capacity (MWp)	Area (ha)	Counterparts	Status
Praia das conchas, Roça	Green Energy PV	10 MWp (15 MWp) + 3 MW batt.	10	Green Energy 3000 GmbH = EnnaX61 : developer	negotiating a PPA

Este projecto IPP está localizado numa área diferente, mas o governo EMAE / ST deve aplicar as recomendações acima para projectos IPP.

#### 4.4.4.6.6 Projecto da central fotovoltaica flutuante lo Grande 1

Location	Project	Capacity (MWp)	Area (ha)	Counterparts	Status
lo Grande 1	Central FV flutuante de lo Grande 1	6,3 MWp	6,3		

Ligado ao projecto hidroeléctrico lo Grande 1 (6,3 MW), foi considerado um projecto solar flutuante. A FV solar flutuante é uma tecnologia relativamente recente desenvolvida durante a última década. As centrais fotovoltaicas industriais existem mas os custos de investimento e operação são mais elevados do que nos projectos de campo livre. A principal vantagem é evitar a ocupação de terrenos.

A análise da irradiação solar sobre a ilha de São Tomé mostrou que, devido ao clima nublado no sul e centro da ilha, a produção fotovoltaica poderia ser 20% inferior à das instalações fotovoltaicas de campo livre instaladas no norte da ilha.

Como primeira abordagem para este projecto, o Consultor vê um baixo interesse económico em desenvolver este projecto em comparação com as instalações fotovoltaicas de campo livre instaladas no norte.

### 4.4.5 Produção de biomassa

#### 4.4.5.1 resíduos domésticos e industriais

A empresa Cisan forneceu-nos documentação sobre o seu projecto de biomassa, tencionam recolher e queimar resíduos domésticos e industriais a fim de produzir electricidade. A lista seguinte mostra a principal característica desta central eléctrica:

- Energia: 4.5MW
- Energia: 3.86GWh/yr ; 2.99GWh/ano em 2025
- 109€/MWh

Utilizarão um forno e produzirão vapor para fazer funcionar uma turbina, este tipo de equipamento pode não estar disponível durante todo o ano, a CISAN não indicou que utilizará equipamento paralelo, deixando-os funcionar a 50% da capacidade, mantendo metade da central eléctrica. Assumimos então que terão 6 semanas de interrupção por ano para manutenção preventiva (88,5% de disponibilidade), esta manutenção será feita durante a estação chuvosa, da semana 41 à semana 46 (Outubro).

#### 4.4.5.2 Óleo de palma

##### 4.4.5.2.1 O óleo de palma é apropriado?

Desde que a qualidade do óleo utilizado seja adequada para a sua utilização como combustível para motores, e desde que sejam seguidos determinados procedimentos de implementação e manutenção dos motores, sim, esta é uma opção perfeitamente viável.

O óleo de palma pode ser perfeitamente utilizado como tal, sem aditivos ou refinação (falamos então de PVO – Óleo Vegetal Puro, ou FVO – Óleo Vegetal de Combustível) para alimentar um motor diesel. Não há necessidade de passar pela fase do "biodiesel" em que o óleo é transformado, geralmente em éter de metilo de ácido gordo (FAME). São estas FAMES que são mais utilizadas, para além do gasóleo, no sector dos biocombustíveis para transportes (motores móveis).

Proximidades e diferenças de FVOs em comparação com os combustíveis fósseis (gasóleo):

Os FVOs são obtidos principalmente por prensagem simples de biomassas oleaginosas seguidas de purificação (assentamento e/ou filtração). Ao contrário dos óleos comestíveis, os óleos destinados à

carbonação não precisam de ser refinados. As suas propriedades químicas são próximas das do gasóleo ou do combustível, com o comportamento como combustível particularmente adequado aos motores diesel estacionários, os encontrados em indústrias, centrais térmicas ou aldeias para produzir energia motriz e/ou eletricidade. Por outro lado, os FVOs têm características físico-químicas que diferem significativamente das do gasóleo e que exigem um certo número de precauções no que diz respeito à escolha dos equipamentos a utilizar. Pode revelar-se necessário fazer adaptações, ou mesmo modificações no motor, mais ou menos significativas em função do contexto (natureza do óleo, design e idade do motor, climas, utilizações, etc.)

O uso de óleo de palma num motor diesel requer, acima de tudo, um bom conhecimento das suas propriedades físico-químicas. Ao comparar as propriedades físico-químicas do óleo de palma com as do gasóleo, há cinco grandes questões a ter em conta – nenhuma das quais insolúvel:

1. a viscosidade,
2. o ponto de inflamação,
3. polimerização,
4. reações químicas,
5. reações físico-químicas.

Sem entrar em pormenores técnicos, os pontos acima referidos terão de ser estudados em profundidade se for tomada a decisão de mudar para FVOs.

#### **4.4.5.2.2 diferentes formas de usar FVOs em motores diesel**

##### *Utilização de FVO misturado com gasóleo*

A mistura de óleo vegetal com gasóleo reduz a viscosidade do óleo, que é muito superior à do gasóleo (numa proporção de 1 a 4), de forma a facilitar a sua pulverização e atomização na câmara de combustão. Estudos sobre a utilização de misturas como combustível mostram que ao introduzir menos de 30% nos combustíveis fósseis, o desempenho do motor é comparável ao do gasóleo puro.

##### *Bi-fuel*

O bi-fuel consiste em iniciar o motor com diesel, injetando o óleo no circuito apenas quando o óleo vegetal estiver suficientemente fluido (pré-aquecido) e o motor (a câmara de combustão) estiver "quente". Se o bi-fuel for bem gerido, o motor funciona sem danos nas suas peças. Esta é a opção recomendada para aplicações com motores estacionários, pois permite o funcionamento com taxas de integração de óleo de 0 a 100%.

##### *Transesterificação*

A transesterificação é uma transformação química de FVOs. Permite modificar os triglicéridos do óleo por reação com o álcool, principalmente metanol (subproduto da indústria petrolífera ou do gás), para produzir monoestérides (as FAMES acima mencionadas). Comumente chamados biodiesel, são menos viscosos e mais voláteis do que triglicéridos e têm propriedades físico-químicas mais próximas das do gasóleo. Os requisitos são 100 kg de metanol para uma tonelada de óleo; a reação produz 1 tonelada de FAME e 100 kg de glicerina como subproduto.

Esta transformação exigiria a instalação de uma unidade de transesterificação em São Tomé, uma opção pesada e muito cara para pequenos módulos (o tamanho padrão varia de 300.000 a 500.000 toneladas/ano, muito superior às necessidades de São Tomé), ou importar biodiesel de um país vizinho que o produz. Este processo não é recomendado, uma vez que não é necessário para a utilização de FVO em motores estacionários.

#### 4.4.5.2.3 *Que tipo de motores e opções técnicas para usar óleo de palma como combustível?*

Os óleos vegetais são utilizados em diferentes formas (puras ou transformadas) com uma adaptação necessária dos motores diesel. O seu comportamento global como combustível, bem como os principais problemas encontrados durante a sua utilização, têm sido objeto de numerosos estudos. O comportamento de um motor diesel a funcionar com óleo vegetal é hoje bem conhecido e os problemas inerentes ao combustível estão bem identificados.

A maioria dos motores diesel pode funcionar a 100% FVO, sem ter de misturá-lo com outros tipos de combustível (por exemplo, gasóleo). No entanto, alguns problemas que serão encontrados quando utilizarem FVOs em motores diesel modernos, caso existam, terão de ser considerados e, portanto, corrigidos, incluindo a sua elevada viscosidade e combustão incompleta a baixas temperaturas, o que leva a problemas com:

1. obstrução do filtro de combustível,
2. quedas de pressão no circuito de abastecimento de combustível do motor,
3. danos nos componentes da bomba de injeção,
4. depósitos de carbono na câmara de combustão.

Numerosos estudos empíricos realizados no terreno mostram que os motores diesel de injeção indireta são mais adequados do que os motores de injeção direta frequentemente mais recentes, em particular devido ao maior diâmetro dos injetores que, por conseguinte, tendem a queimar menos e entupir em contacto com óleo bruto.

#### 4.4.5.2.4 *Produção existente*

Na ausência de dados globais sobre a produção de nozes de palma e óleo, analisamos brevemente a produção da Agripalma, uma subsidiária do grupo belga Socfin, o maior produtor de óleo de palma de São Tomé e o maior empregador privado da ilha. Uma primeira plantação de 2.100 ha, localizada no sul da ilha, no território de uma antiga plantação abandonada (Emolve), foi plantada a partir de 2013. Atingiu a maturidade total em setembro de 2019; colheita e processamento, em seguida, começou. Os dois produtos que saem do moinho, o óleo e o grão de palma, são certificados de acordo com as normas orgânicas da UE e da BioSuisse.

A Agripalma conta com uma produção anual de 9.000 toneladas de óleo de palma orgânico certificado. Devido à pequena dimensão do mercado de São Tomé (cerca de 300 toneladas por ano), quase toda a produção destina-se à exportação, nomeadamente para os Países Baixos, Suíça e Portugal.

A concessão de Agipalma (em branco: áreas plantadas)



#### 4.4.5.2.5 *Necessidades de São Tomé*

O consumo atual da EMAE é de cerca de 25.000 toneladas de gasóleo por ano. Devido à diferença de valor calórico (o PCI do óleo é inferior ao do gasóleo), as necessidades correspondentes (expressas em massa) em HCV são mais elevadas, cerca de 29.000 toneladas por ano.

Assumindo uma produtividade padrão de 4 toneladas de óleo por hectare, seria necessário plantar 7.250 ha (7,2% da área da ilha – 17% da área cultivável) para produzir a tonelagem necessária para

abastecer a EMAE. A Agripalma, que tem uma concessão inicial de 4.900 ha, poderia fornecer parte dela.

Com base nos números do emprego da Agripalma (800 postos de trabalho, incluindo 220 diretos), o desenvolvimento das plantações poderá criar até 2.800 postos de trabalho (permanentes e diários).

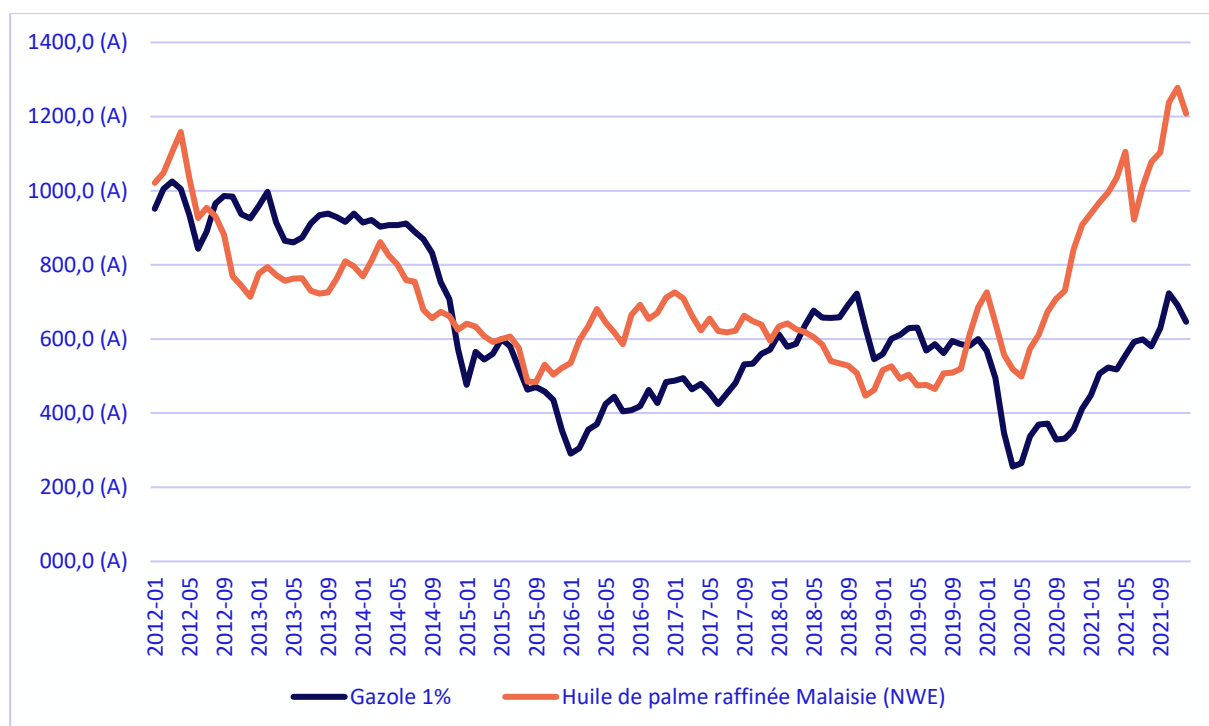
#### 4.4.5.2.6 Análise económica

O óleo de palma (PO) é listado internacionalmente, assim como outros óleos vegetais e produtos petrolíferos, incluindo o óleo de gás (GO). As cotações são expressas em USD/tonelada (USD/t).

Existe uma certa correlação entre as cotações de PO e GO, devido ao facto de uma parte maioritária da HP ser agora utilizada para o fabrico de biodiesel (53% na Europa em 2018, de acordo com a ONG Transport & Environment). Esta proporção poderia, no entanto, diminuir após a decisão da União Europeia de proibir a utilização de óleo de palma para a produção de biocombustíveis que contribuíssem para o ENR Transport Objective da Diretiva RED2 (Diretiva Nº 2 das Energias Renováveis) em 2030.

Com base nos últimos 10 anos (2012-2021), o preço médio do óleo de palma tem sido superior ao do gasóleo, em particular devido à queda do GO em comparação com a HP a partir da primavera de 2020 (efeito COVID e desaceleração económica global). O spread médio foi de 82,8 USD/t durante o período a favor de PO. Note-se que, quando as classificações são ajustadas ao conteúdo energético, a diferença é ainda maior.

Figura 8 : Cotações internacionais do gasóleo e do óleo de palma entre 2012 e 2021 (USD/tonelada)



Fonte : INSEE.fr

Diferença de custos entre GO e PO: a análise é feita comparando o custo económico dos dois produtos entregues à porta da central.

*Gasóleo*

Todo o gasóleo é importado. Por conseguinte, a base de cálculo é a paridade das importações. O cálculo foi efetuado com base na atual cotação internacional do Brent, ou seja, 90 USD/bl. Dado o diferencial entre os preços do Brent e os dos produtos refinados, o preço internacional do gasóleo é estimado em 801 USD/tonelada.

Além da listagem internacional, há os custos técnicos da cadeia de fornecimento de gasóleo em São Tomé. A análise feita para o relatório de início (outono de 2021) dá o custo do sector entre o país fornecedor (Angola) e a fábrica, ou seja, 135 USD/tonelada. O custo económico (excluindo assim impostos e subsídios) do gasóleo é assim estimado em 936 USD/tonelada entregues centralmente.

Óleo de palma: Na ausência de mercado em São Tomé, o óleo de palma é exportado. Ao contrário do gasóleo, é, portanto, o princípio da paridade das exportações que se aplica.

Ao aplicar o diferencial médio acima mencionado, o preço internacional do óleo de palma é estimado em 884 USD/tonelada. O valor do produto que sai da fábrica de róleo é igual ao preço internacional, menos o custo de transporte, armazenamento e comercialização do róleo para o levar ao seu destino. Numa primeira abordagem, mantivemos um custo idêntico ao da cadeia de fornecimento de gasóleo (excluindo o transporte local), ou seja, 122 USD/tonelada. A este custo é adicionado o custo de transporte entre o lagar e o local de receção, estimado (com base na quilometragem entre o moinho de róleo Agripalma e São Tomé) em 0,5 dobra/litro, ou seja, 27 USD/tonelada.

O valor do róleo que sai do moinho é, assim, estimado em 735 USD/tonelada. Ao adicionar o custo de transporte entre o lagar e a instalação (estimado em 0,75 Dobra/litro), o custo económico entregue à instalação ascende a 776 USD/tonelada.

Comparando o valor energético, com base nos respetivos valores calóricos, o custo económico do teor energético é:

*Quadro 4: Custo económico do gasóleo e do óleo de palma no portão da fábrica*

	USD/tonelada	LCV (MJ/kg)	USD/MJ	USD/mmbtu
<b>Óleo de gás</b>	936	43	21,8	23,0
<b>Huile de palme</b>	776	37	21,0	22,1

Na entrada do motor, a evolução do custo é dada na tabela seguinte

*Quadro 5: Evolução do preço do óleo de palma na entrada do motor*

Ano	\$/GJ	Eur/tonelada
<b>2025</b>	20.3	751
<b>2030</b>	25.1	928
<b>2035</b>	28.0	1036
<b>2040</b>	29.6	1095
<b>2045</b>	31.3	1158
<b>2050</b>	32.3	1195

O LCOE final de utilização de óleo de palma é de 231 Eur/MWh, superior ao do gasóleo : 175Eur/MWh, quando utilizado como carga de base (24h/dia). Se o preço do CO2 for tomado em consideração, a conclusão é inversa, o óleo de palma LCOE é inferior ao GO : 253€/MWh em comparação com 262€/MWh para gasóleo, mas ainda assim superior ao gás natural: 207€/MWh. Em conclusão, com ou sem compensação de emissões de CO2, o gás natural produzirá eletricidade mais barata do que o óleo de palma. O óleo de palma só é economicamente interessante se São Tomé encontrar alguém para financiar a diferença de emissões de CO2 com o gasóleo e não quiser usar o gás natural como



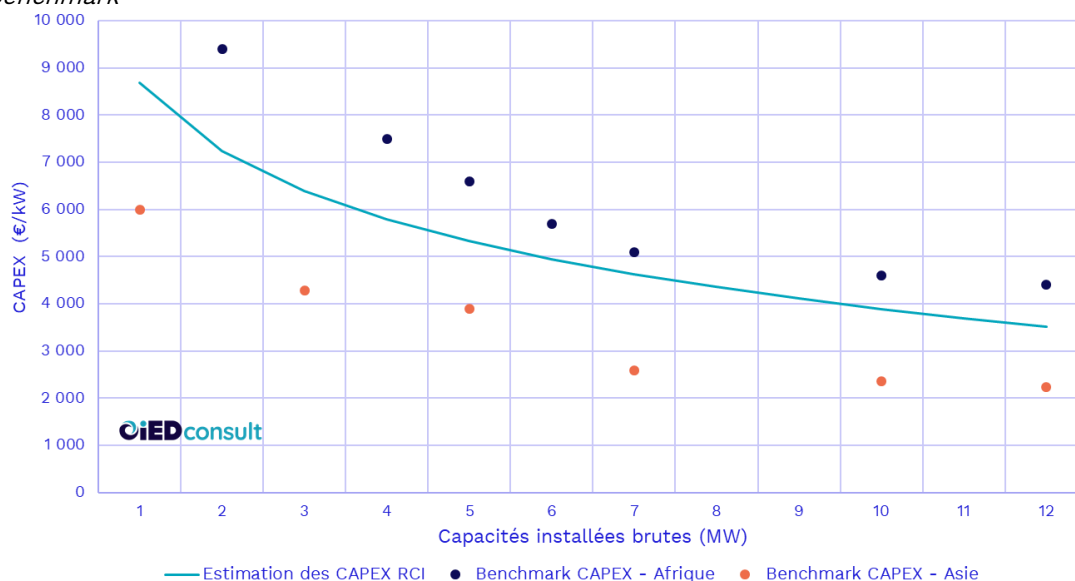
combustível principal. Se o óleo de palma for utilizado como combustível em São Tomé, devem ser efetuados os seguintes estudos:

1. Verificar com o construtor que o motor existente pode ser alimentado por óleo de palma
2. trabalhar em coordenação com o construtor do motor na adaptação dos motores ao óleo de palma de modo a manter as cláusulas dos contratos de manutenção.

#### 4.4.5.2.7 Utilização de resíduos da exploração de óleo de palma

É possível usar resíduos de óleo de palma para produzir energia. Para tal é necessário secar e queimar os resíduos (Cachos de Frutas Frescas). Eles têm um baixo valor de aquecimento de 11660 kJ/kg. Considerando a produção de palma em São Tomé de 9.000 ton/ano, podemos esperar a seguinte quantidade de resíduo a ser produzido: 45.000 ton/ano. A usina eléctrica para este material podem produzir 109kWh/ton, portanto, 4,9GWh/ano de eletricidade podem ser produzidos. A indústria de óleo de palma consumirá automaticamente 10% dessa eletricidade, deixando um excedente de 3,9 GWh. Para produzir esta fornalha de eletricidade, caldeira, máquina de vapor para cerca de 1MW serão necessários. Para este tamanho de equipamento pode-se esperar a estimativa mais baixa de preço de 5500€/kW, considerando o sobrecusto ilha de 20% e 20% de Operação e Manutenção, seria necessário um investimento de 6,6M€. O custo nivelado final da eletricidade desta produção estaria na faixa de 240-250€/MWh, aproximadamente o mesmo que a geração a diesel. Além disso, teria um impacto muito pequeno no abastecimento de eletricidade de São Tomé, uma vez que cobriria no máximo 3% da demanda em 2025.

Figure 9: Estimativa de custo de investimento para forno para geração de eletricidade – África – Ásia Benchmark



#### 4.4.6 Alternativa eólica

A alternativa à eletricidade produzida através da energia eólica não é considerada, uma vez que o recurso em STP é muito limitado. Em STP, o vento tem uma velocidade média entre 4,5 e 5,0 m/seg quando são necessários pelo menos 6,0 m/s para ter uma produção competitiva com geradores eólicos. Os segundo dos mapas seguintes mostra a densidade da energia eólica, em São Tomé. A densidade média de energia eólica é de 87W/m<sup>2</sup>. Locais em África onde a energia eólica foi instalada (Mauritânia, Djibuti, Quênia...) beneficiam de uma densidade de energia eólica muito maior : 800-1500 W/m<sup>2</sup>

A seguinte figura mostra a distribuição do recurso eólico em STP (fonte : globalwindatlas.info).

Figura 10: Recurso eólico em São Tomé

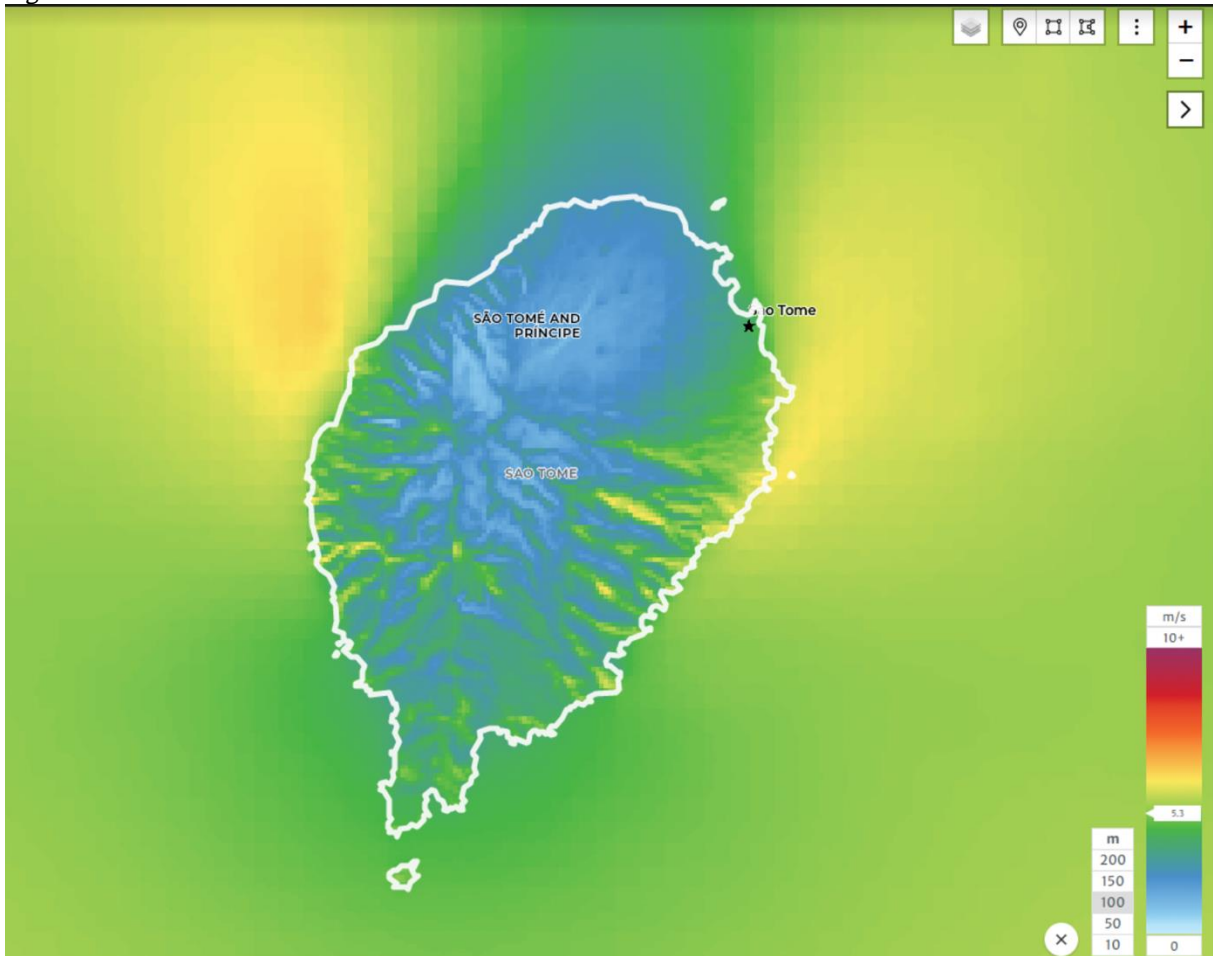


Figura 11 : densidade média de potência ( $W/m^2$ )

#### 4.4.7 Energia Marinha

Desenvolvimentos recentes mostraram que um projeto de energia marinha poderia ser desenvolvido em São Tomé. Este projeto consiste em 1,5MW de potência instalada para 12GWh/ano de produção anual. A construção da usina flutuante exigiria um investimento de 40MUSD e 668kUSD/ano de custo operacional para 30 anos de vida útil. Com estas condições e uma taxa de desconto de 0%, o custo nivelado da eletricidade pode chegar a 170\$/MWh.

Este estudo considera uma taxa de desconto de 10% para todos os projetos, a fim de compará-los na mesma base. Com uma taxa de desconto de 10%, o preço (LCOE) sobe para 372\$/MWh, o que é superior a todas as outras opções consideradas (PV com baterias grandes o suficiente para armazenar toda a sua produção diária dá um LCOE de 225\$/MWh).

Como base de comparação, a usina Io Grande 1 está classificada em 6MW para 32GWh/ano: 3 vezes mais energia para aproximadamente o mesmo investimento.

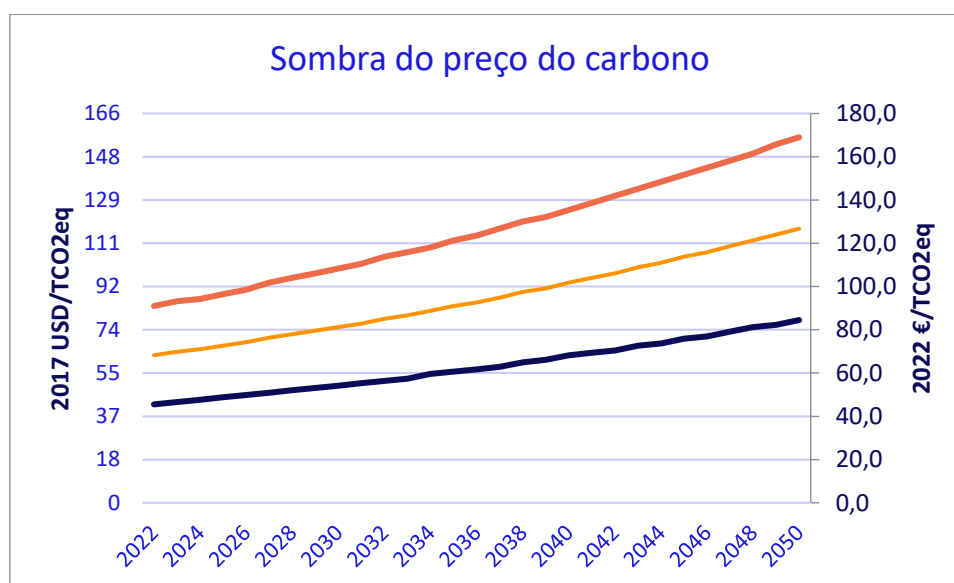
Esta usina poderia se beneficiar de um subsídio de 100% em relação ao seu investimento, por isso foi incluída como análise de sensibilidade no resultado deste capítulo. O LCOE final com 100% de subsídio ao investimento é apenas 0,7% inferior ao cenário de referência.

#### 4.4.8 Valorização das emissões de carbono

Para algumas análises, utilizaremos o conceito de "Preço Sombra do Carbono" detalhado pelo banco mundial em

<https://thedocs.worldbank.org/en/doc/911381516303509498-0020022018/original/2017ShadowPriceofCarbonGuidanceNoteFINALCLEARED.pdf>

Esta nota dá um valor económico para as externalidades relacionadas com as emissões de dióxido de carbono e de gases com efeito de estufa. Utilizaremos os valores indicados neste documento, são dados em 2017 USD, convertemo-los em Euro e corrigimos a inflação. Dois cenários são dados no documento, utilizaremos um cenário médio calculado como a média entre o cenário alto e o cenário baixo.



#### 4.5 Resumo das alternativas tecnológicas consideradas

O quadro seguinte resume todas as tecnologias possíveis para a expansão do sistema elétrico, diz se foram consideradas ou não e, neste último caso, porque razão.

Table 6: Resumo das alternativas técnicas para a expansão do sistema

Tecnologia	Utilização	Comentário
Hidroeletricidade	Sim	Entre as de mais baixo cust na ilha
Motores de combustão interna	Sim	Tecnologia utilizada atualmente
Diesel	Sim	Tecnologia já em uso
Gás natural liquefeito	Sim	Com uma unidade especial pequena, proporciona o custo mais baixo entre as tecnologias de combustíveis fósseis . . Será usada com motor de combustão interna.
Energia a partir de resíduos	Sim	Mediante um operador CISAN
Biodiesel	Sim	Praticamente toda a produção da Agripalm seria necessária para alimentar as centrais térmicas. O custo de produção seria mais elevado que os do gasóleo e do gás natural
Sistemas fotovoltaicos	Sim	Estão vários projetos em desenvolvimento e é uma das opções de geração mais económicas
Baterias Químicas	Sim	São recomendadas baterias de íões de lítio, uma vez que são as

Tecnologia	Utilização	Comentário
		mais baratas para este tipo de utilização
Energia solar concentrada	Não	Requer um potencial solar muito elevado para ser rentável. Só tem sido desenvolvida em zonas desérticas
Heavy fuel	Não recomendado	Embora mais barato que o Diesel, é mais caro que o gás natural liquefeito e seria difícil encontrar um doador internacional que aceitasse financiar
Turbinas a gás	Não	As unidades mais pequenas disponíveis são de 10-20MW, o que é demasiado Elevado para Sao Tomé. Em caso de avaria ou indisponibilidade, seria muito difícil de substituir. Tem um rendimento mais baixo do que um motor de combustão interna
Turbina a gás de ciclo combinado	Não	O mesmo que acima, com turbina adicional a vapor. Esta tecnologia tem o rendimento mais alto, mas não pode ser operada em pequena escala abaixo de 50MW)
Turbina a vapor	Não	Precisa de um combustível barato (carvão, resíduos de biomassa. Combustíveis deste tipo não foram identificados em Sao Tomé (ver Energia a partir de Resíduo para mais detalhes)
Energia eólica	Não	Baixopotencial eólico (5m/s de velocidade média do vento quando 6-7m/s é o mínimo competitivo, densidade de energia eólica muito baixa: 87W/m <sup>2</sup> quando 800-1000W/m <sup>2</sup> são necessários para haver competitividade)
Gás de Petróleo Liquefeito	Não	É demasiado caro para servir de combustível a uma central térmica: o custo adicional de transportar, armazenar e manejar o GPL (em vez de gasóleo) ao longo da cadeia de valor excederia a média 41 USD/ton (observada ao longo do período) que seria poupada no preço internacional, convencionalmente FOB, produzindo assim um benefício negativo, quando se considera o preço de entrega à porta da central
Nuclear	Não	As unidades mais pequenas começam em 100-200MW, muito acima das necessidades de Sao .
Carvão	Não	Atualmente, quase só países produtores de carvão o usam como combustível para produção de eletricidade , caso contrário os custos de transporte são demasiado elevados. Além disso, os doadores internacionais não financiam esta tecnologia. As unidades mais pequenas de produção começam em 100MW, muito acima das necessidades de Sao Tome.
Hidrogénio	Não	Esta tecnologia ainda não está amadurecida para armazenamento de eletricidade e é muito menos eficiente que as baterias de íões de lítio (10-15% contra 85%)
Geotérmica	Não	Não há potencial identificado até hoje
Energia do mar	Não	Tecnologias ainda não amadurecidas (correntes marinhas, tensão osmótica, energia térmica oceânica energia das ondas) Energia das mares requer condições muito específicas, que não foram identificadas em Sao Tomé

## 4.6 Análise preliminar

### 4.6.1 Tecnologias Comparação LCOE

Dadas todas as hipóteses económicas são conhecidas para todas as tecnologias (hidráulica, PV, térmica) é possível comparar o seu custo nivelado de eletricidade para saber qual a opção mais adequada para São Tomé e Príncipe.

#### Opções térmicas

O gerador térmico pode funcionar como carga de base, unidade de pico ou unidade intermédia. Podem ser desligados durante um período elevado de produção solar para poupar combustível. Assim, o numerus caso de hora de chamada deve ser calculado:

- Carga de base: 24hr/dia
- Carga de base; desligada durante o pico solar: 19hr/dia
- Intermédio: 12hr/dia
- Pico de carga: 4hr/dia

Para gasóleo, o investimento é considerado em 2022 e o primeiro ano de operação é 2023; 2024-2025 são utilizados para HFO e Gás Natural.

As duas tabelas seguintes mostram a opção térmica LCOE sem e com valorização do carbono.

*Quadro87 Custo nivelado da electricidade para opção térmica (sem preço de carbono)*

€/MWh	Carga de base	19hr/dia	12hr/dia	4hr/ dia
<b>Gasoil</b>	175	181	199	298
<b>HFO</b>	151	158	176	278
<b>Gás Natural</b>	144	151	169	270
<b>Óleo de palma</b>	231	238	256	355

*Quadro88 Custo nivelado da electricidade para opção térmica (com preço de carbono)*

€/MWh	Carga de base	19hr/dia	12hr/dia	4hr/dia
<b>Gasoil</b>	263	269	287	386
<b>HFO</b>	240	247	265	367
<b>Gás Natural</b>	207	214	232	333
<b>Óleo de palma</b>	253	260	278	377

Qualquer que seja a configuração considerada, o gás natural é sempre a opção mais barata, tendo em conta o preço da sombra de carbono esta conclusão é reforçada (a diferença em relação a outras opções é maior com este método de cálculo)

### Opções hidroeléctricas

Numerosos sítios hidrográficos podem ser desenvolvidos em São Tomé e Príncipe. Supondo que toda a sua energia produzida será consumida (sem descarregamento) é possível calcular o seu LCOE e classificá-los nesta base. O quadro seguinte mostra este resultado.

*Quadro89 LCOE hidroeléctrica*

NOME	POTÊNCIA INSTALADA MW	PRODUÇÃO DE ENERGIA GWh	Capex M€	Opex €/yr	LCOE (€/MWh)
<b>ABADE 3</b>	1,83	8,3	7,5	110000	100
<b>ABADE 4</b>	1,17	5,36	5,5	80000	113
<b>IÔ GRANDE 2</b>	2,61	12,06	12,5	200000	116
<b>CONTADOR</b>	3,3	15,6	16,8	250000	119
<b>SANTA LUZIA (rio Manuel Jorge)</b>	1,29	5,94	6,5	100000	121
<b>IÔ GRANDE 1</b>	6,87	32,85	43	650000	145
<b>CANTADOR 1</b>	1,28	5,89	7,9	120000	149
<b>Guegue</b>	0.3	1.6	2.2	33000	196
<b>Agostino Neto</b>	0.3	1.4	2.0	30000	211

NOME	POTÊNCIA INSTALADA MW	PRODUÇÃO DE ENERGIA GWh	Capex M€	Opex €/yr	LCOE (€/MWh)
<b>CLAUDINO FARO (Abade 2)</b>	1,81	8,3	16	250000	214
<b>OURO 5</b>	0,3	1,61	3,8	60000	263
<b>OURO 4</b>	0,34	1,55	4,1	65000	295
<b>MATO CANA (Abade 1)</b>	1,74	8	21,6	320000	298

Todos são geridos como fios-de-água, excepto lo Grande 1, que tem um reservatório significativo.

As hídricas mais baratas, que são bastante mais económicas do que a opção térmica, variam entre 100 euros/MWh a 150 euros/MWh. Competem com as opções térmicas de carga de base. Claudino Faro site LCOE é comparável à opção térmica e o seu edifício pode não entrar no plano de desenvolvimento de menor custo, se se tomar o preço sombra do carbono o seu benefício é mais óbvio. Finalmente Ouro 4; Ouro 5 e Mato Cana têm LCOE superior ao LCOE térmico e irão certamente aumentar o custo final da electricidade em São Tomé, não devem ser desenvolvidos.

### Opções PV + baterias

O cálculo do PV LCOE depende de dois factores principais: (a) a sua associação com as baterias, e (b) o seu ano de construção porque se espera que os custos PV e os custos das baterias beneficiem de uma redução significativa no futuro.

Anualmente, o potencial fotovoltaico em São Tomé é de cerca de 1350 MWh/MWp/ano, pelo que em média a produção é de 3,7MWh/MWp/dia. Assim, se alguém quiser armazenar em baterias uma produção diária de 4MWh de bateria deve ser adicionada a cada MWp de PV construído. Se menos de 4MWh/MWp for construído, significa que parte da produção deve ser injectada directamente na rede.

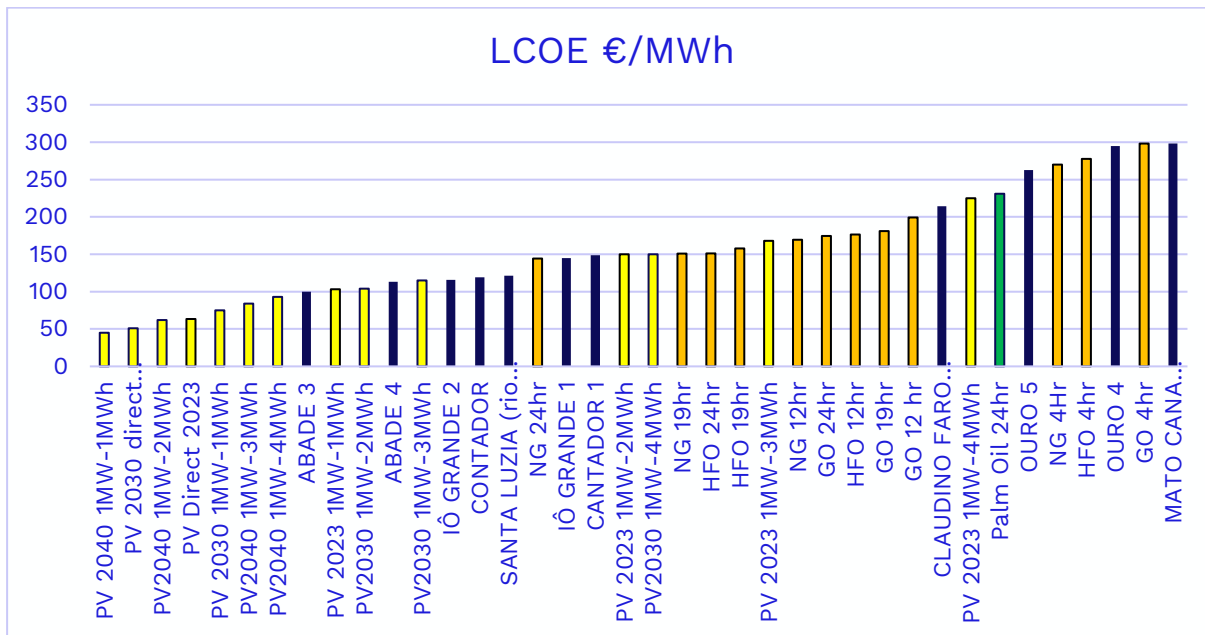
A Quadro seguinte mostra o LCOE da bateria PV 9 até 2040 para conjunto de associação variável de PV + baterias.

	Injecção directa	1MWh/MWp	3MWh/MWp	4MWh/MWp
<b>2023</b>	63	103	168	225
<b>2030</b>	51	75	115	150
<b>2040</b>		40	84	93

Com 2023 preços PV é mais barato do que a opção térmica para injecção directa e com 1MWh de bateria por MWp instalado. Se for aplicado o preço sombra do carbono, a opção de armazenamento completo torna-se mais barata do que a produção de gasóleo de carga de base. Em 2030, a redução do preço tanto das baterias como da PV tornará a opção de armazenamento completo em concorrência com gasóleo e HFO (mesmo com gás natural se for considerado o preço sombra do carbono). Em 2040, a opção de armazenamento integral fotovoltaico é mais barata do que a mais barata das hidroeléctricas.

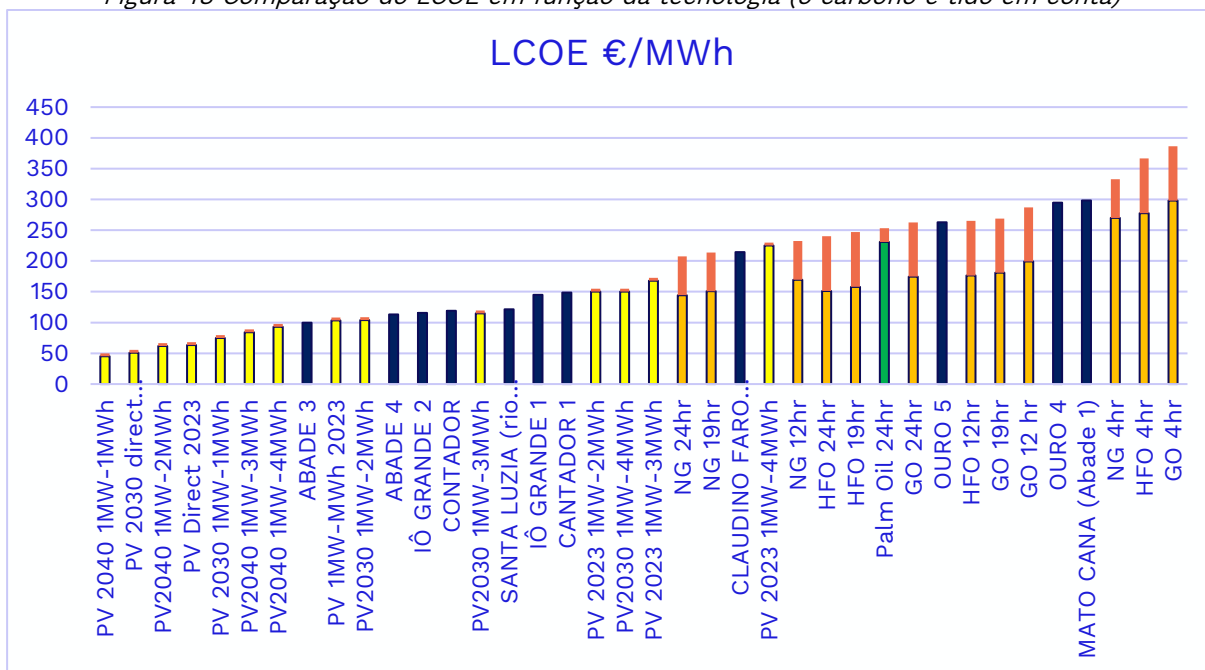
Os números seguintes mostram a comparação de todas as tecnologias com e sem o preço sombra do carbono considerado.

Figura 47 Comparação do LCOE em função da tecnologia (sem ter em conta o preço do carbono)



Nota : barra amarela => PV ; azul => hidro ; laranja => térmica

Figura 48 Comparação do LCOE em função da tecnologia (o carbono é tido em conta)



Nota : as barras vermelhas mostram o custo do carbono

**Conclusão**

Todos os sítios hidroeléctricos excepto Ouro 4, Ouro 5 e Mato Cana devem diminuir o custo global da electricidade. O impacto de Claudino Faro deve ser estudado com mais detalhe. PV com injeção directa ou, armazenamento limitado é mais barato do que a opção térmica nos próximos anos. Em 2030 e mais tarde, a FV com armazenamento completo tornar-se-á mais barata do que qualquer opção térmica.

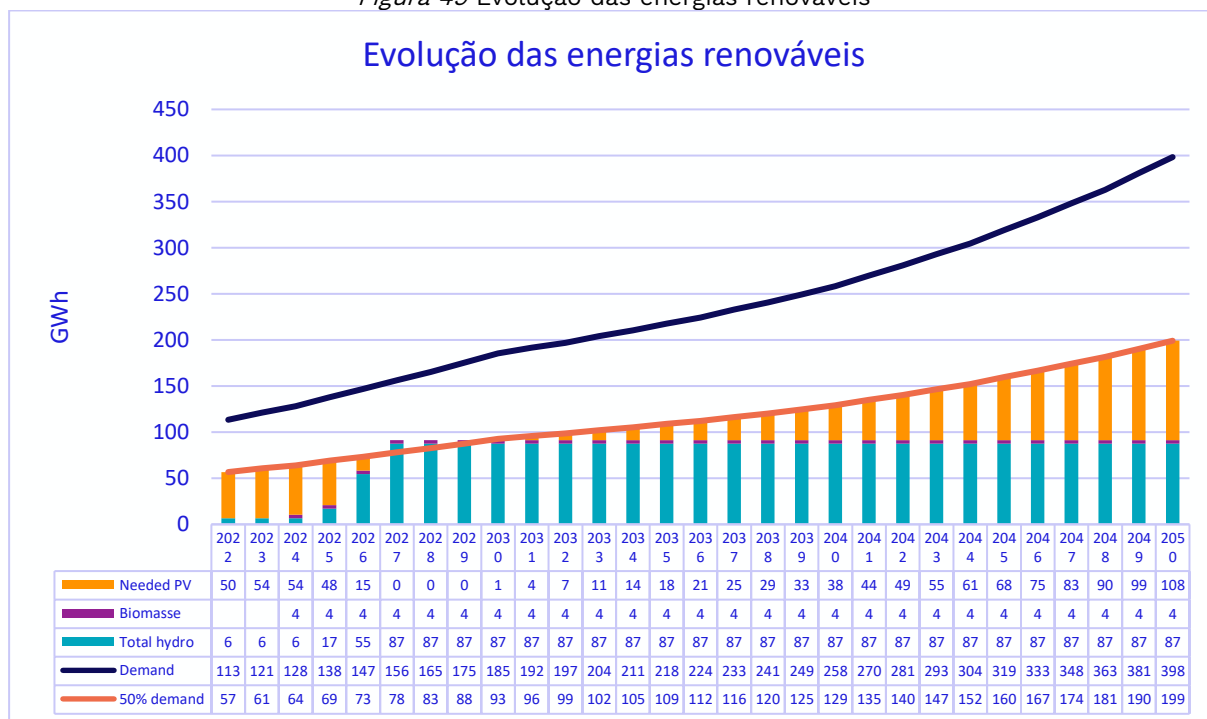


A produção de óleo de palma é mais cara do que a produção de gásóleo, se o custo do CO2 não for tido em conta. Se o custo de CO2 for tido em conta, é um pouco mais barato.<sup>13</sup>

#### 4.6.2 Penetração renovável e objetivo de capacidade instalada em PV

Vimos na secção anterior que 7 sítios hidrográficos farão certamente parte do plano de desenvolvimento de menor custo, a partir do estudo hidrográfico sabemos quanta energia irão produzir por ano. São Tomé visa pelo menos 50% de penetração de energia renovável, sendo assim fácil calcular qual seria a contribuição da PV para atingir este objectivo (uma vez que a PV é a única tecnologia renovável que poderia ajudar significativamente a atingir este objectivo). a figura seguinte mostra a quota de cada tecnologia renovável para atingir este objectivo de 50%.

Figura 49 Evolução das energias renováveis



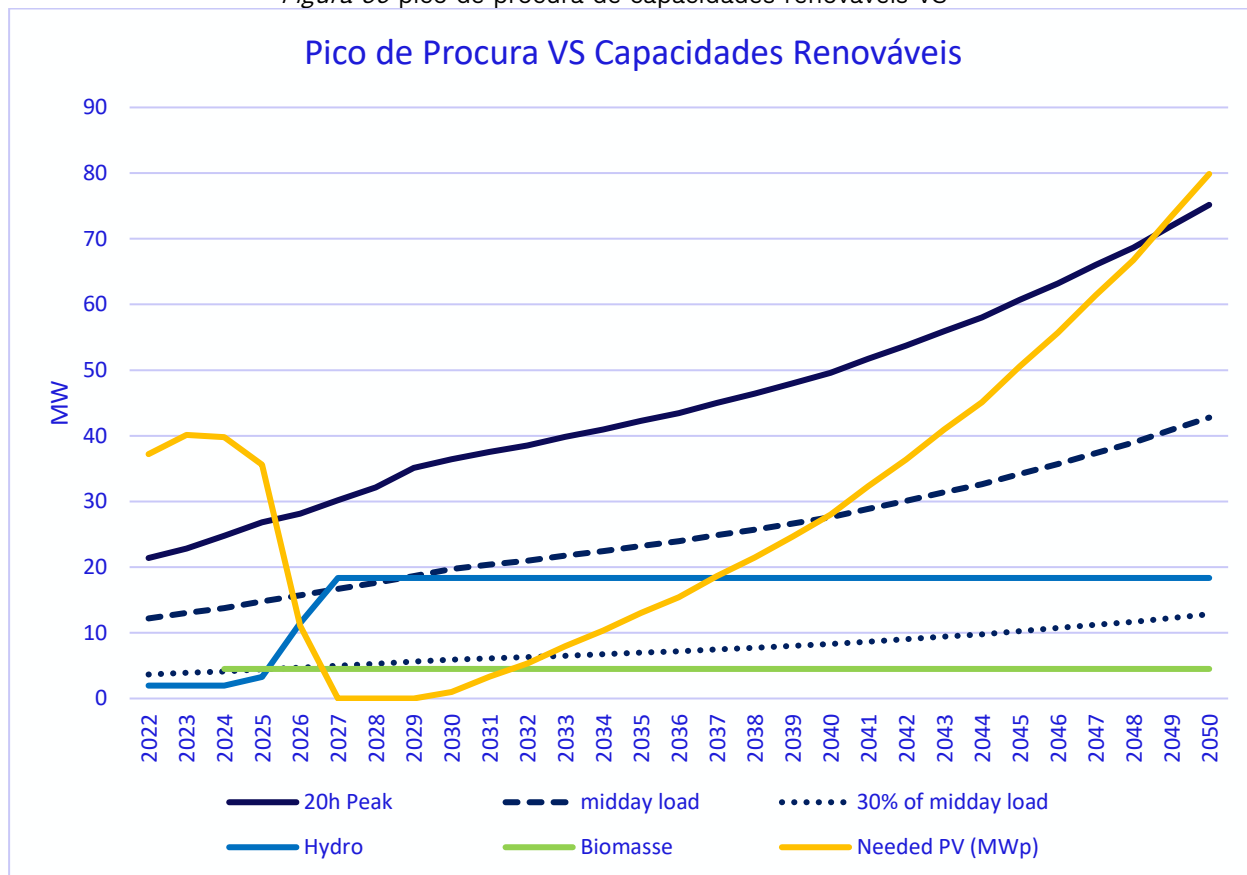
É interessante notar que em 2027 o comissionamento de loGrande1 permitirá atingir o objectivo de penetração de 50% sem qualquer PV. Assim, qualquer FV instalada antes de 2027 levará a uma quota superior a 50% em 2027.

Tal como discutido no estudo de integração imediata da FV, cerca de 30% da carga do meio-dia de produção instantânea de FV pode ser instalada sem armazenamento, esta quantidade de FV pode resultar em apenas 20% de penetração renovável. Se toda a procura do meio-dia for suprida por FV e hidro (com armazenamento apenas como um meio de alisamento, sem mudança de carga do dia para a noite), a penetração de energia pode atingir apenas 30%. Assim, para atingir 50% de penetração renovável, São Tomé terá de recorrer a meios de armazenamento. As figuras seguintes mostram: o

<sup>13</sup> 22kgCO2/GJ foi considerado (fonte : ademe.fr), mas este é um cálculo sem alteração do uso do terreno. Se a floresta natural (sumidouro de carbono) for destruída para plantar palmeiras, a emissão resultante pode ser muito maior.

pico de carga noturna, a carga média do meio-dia e 30% da carga do meio-dia e as capacidades renováveis.

Figura 50 pico de procura de capacidades renováveis VS



A série de dados "PV necessária" mostra quanta capacidade de pv deve ser instalada para atingir 50% de penetração renovável (em energia). Antes de 2026 e da entrada em funcionamento de novas centrais hidroeléctricas, seriam necessárias quantidades muito elevadas de PV muito mais do que a carga do meio-dia pode absorver, pelo que seriam necessárias quantidades muito elevadas de baterias para deslocar a produção de energia do dia para a noite. Antes de 2026 o LCOE de PV+bateria é de 225 euros/MWh, muito superior ao gás natural (144 euros/MWh) de LFO (175 euros/MWh). Então é apenas até 2040 que a capacidade fotovoltaica necessária supera a carga do meio-dia, por esta altura a PV+baterias será mais barata do que a geração térmica.

#### 4.6.2.1 disponibilidade de terrenos

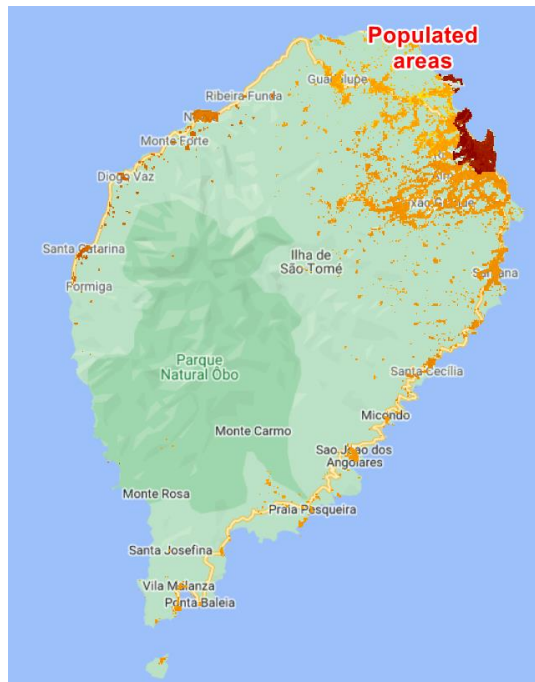
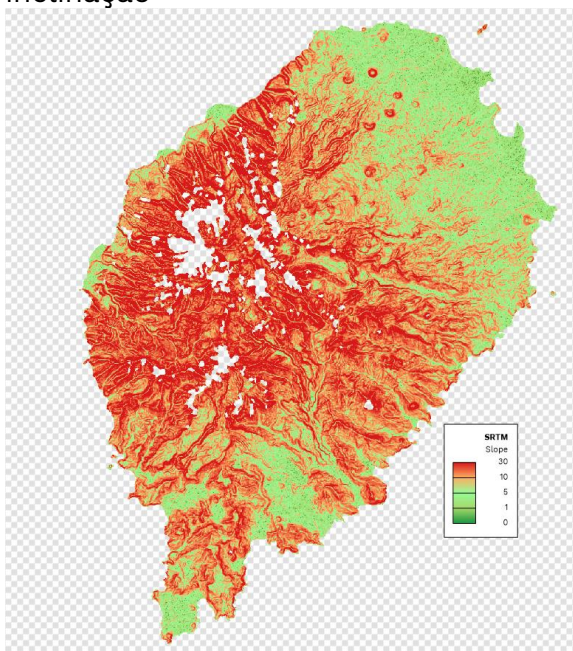
A disponibilidade de terrenos pode ser um problema em São Tomé, a ilha é pequena e muito montanhosa. Realizámos uma análise rápida da disponibilidade de terrenos para a construção fotovoltaica com os seguintes critérios:

- Inclinação do terreno abaixo de 5°
- Fora de área protegida
- Sem população
- Área do terreno acima de 5ha

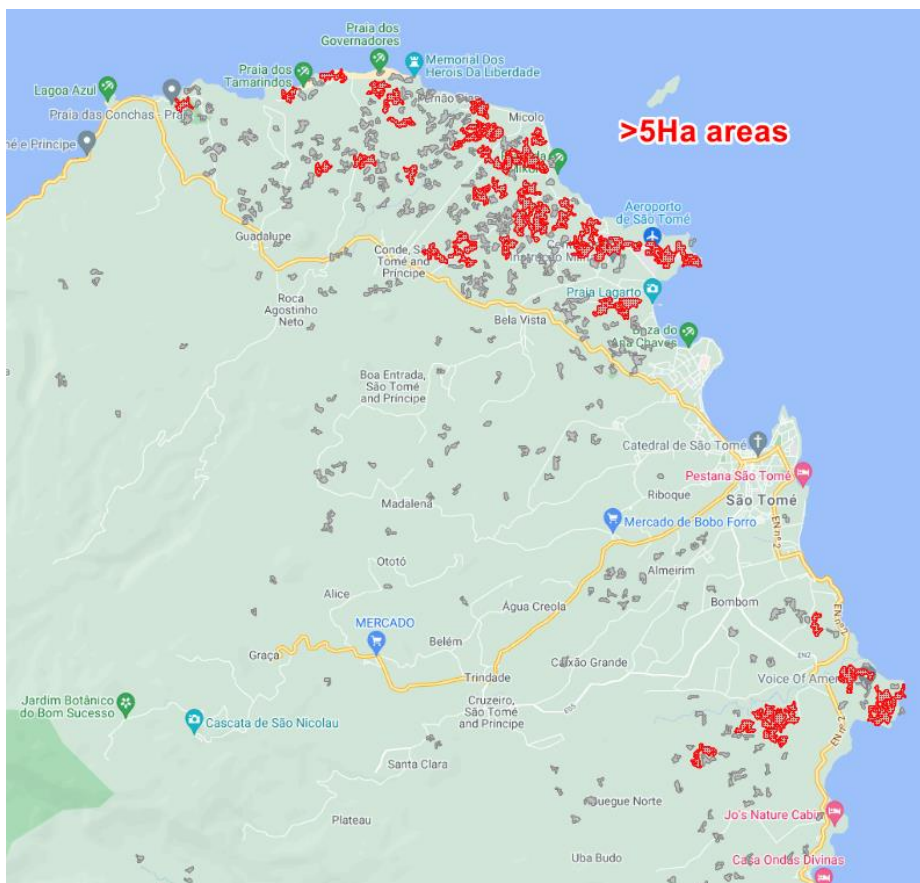
Esta análise foi possível graças ao seguinte conjunto de dados GIS

Missão de Topografia de Radar de Vaivém (análise de inclinação) : zona verde mostra zona com menos de 5° de inclinação

Cartografia das zonas povoadas (2020, fonte : worldpop.org)

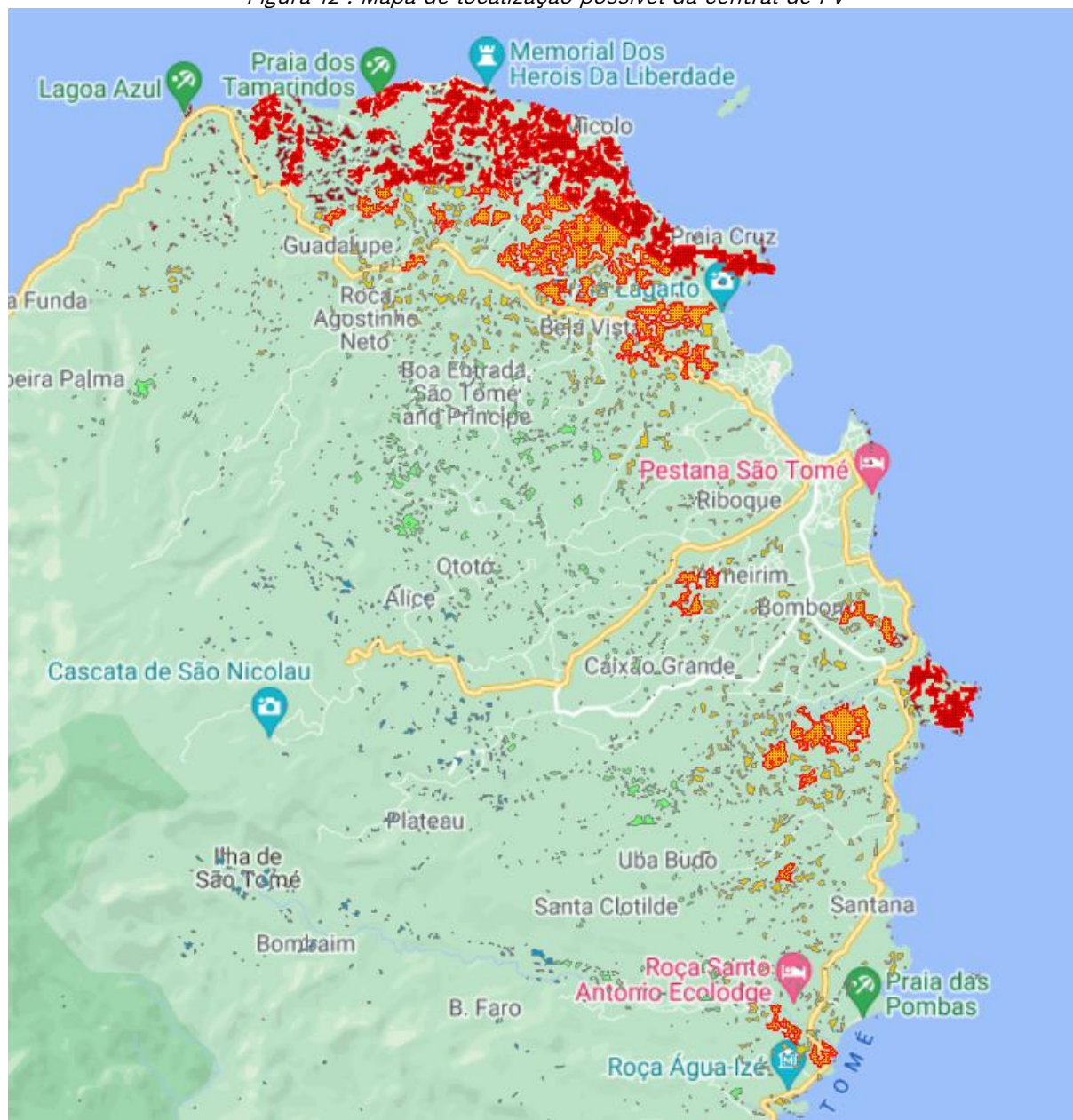


O mapa seguinte mostra em terreno cinzento superior a 1Ha e em vermelho aqueles superiores a 5Ha. Sabendo que 1MW de PV necessita mais ou menos de 1Ha, este mapa mostra locais que podem estar disponíveis para centrais solares até 5MWp. Representa um total de apenas 400ha. Considerando que 50% de penetração renovável em 2050 exigiria cerca de 90MWp de PV instalados - 90Ha, o que é enorme em comparação com o espaço disponível de 400ha.



A mesma metodologia para uma inclinação inferior a 10° dá 1300 ha possíveis, o que dará mais opções para construir uma central de PV

Figura 12 : Mapa de localização possível da central de PV



(zonas vermelhas destacadas são zonas sem habitantes, com declives inferiores a 10° e mais de 1750kWh/m<sup>2</sup>/yr GHI)

Em conclusão, há terra suficiente com menos de 10° e nenhuns (ou poucos) habitantes para acolher até cerca de 1300MwC de central elétrica PV, mesmo tocando apenas 25% desta área permitirá que São Tomé construa até cerca de 325MwC, o que cobriria mais do que toda a procura até 2050.

#### 4.6.2.2 PV nos telhados

A cidade de São Tomé tem cerca de 12km<sup>2</sup>; cerca de 25% dos quais são área construída. O PV de telhado cobre habitualmente 20% dos telhados. Considerando 10% do alvo de penetração e 1MWp/ha, pode esperar-se cerca de 6MWp de PV quando o objetivo de penetração de 10% for atingido. É apenas 6% da capacidade total instalada em PV até 2040, o que é insignificante. Tendo em conta que superfícies muito maiores (1300ha em comparação com 6ha) e com maior potencial (1750

kWh/kWp/yr em comparação com 1250kWh/kWp/yr) estão disponíveis na parte norte da ilha, optar por PV de telhado não se afigura adequado.

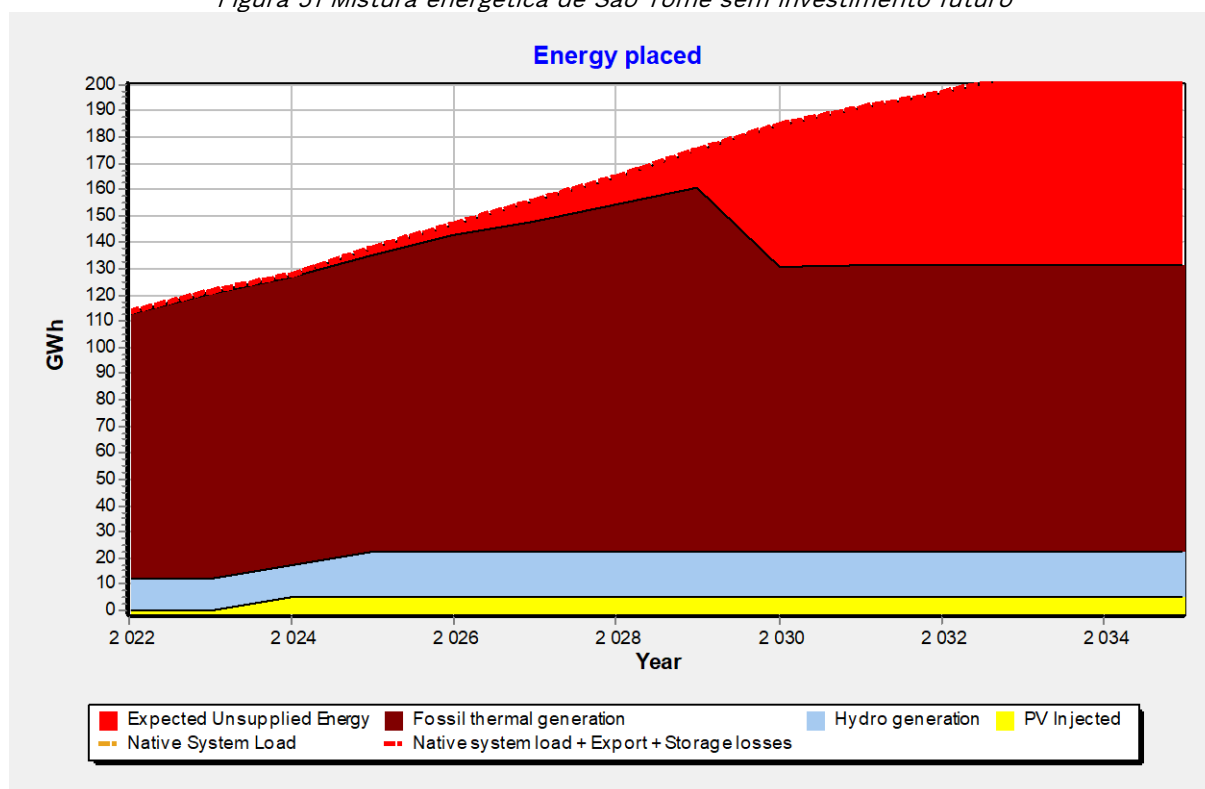
## 4.7 Resultados

### 4.7.1 Cenário baixo: previsão da carga média do caso

#### 4.7.1.1 Mix de energia e capacidade instalada

O primeiro passo da análise é estudar o que irá acontecer sem qualquer outro investimento no sector da electricidade. Com as centrais térmicas existentes e a reabilitação de Contador (sem mais centrais hidroeléctricas) e 4MWp de PV. O gráfico seguinte mostra o cabaz energético para os próximos 15 anos. A área vermelha mostra a energia não servida. Assim que em 2024 a probabilidade de Perda de Carga esperada (6%) estará fora dos critérios de planeamento (2%), o que significa que serão necessárias novas capacidades de produção.

Figura 51 Mistura energética de São Tomé sem investimento futuro



Durante a estação seca, o LOLP atingirá os 13%, o que significa que 13% do tempo durante a estação seca, os clientes terão de ser cortados a fim de respeitar o equilíbrio entre a oferta e a procura, 2% da energia não será servida. Se toda a geração térmica estiver disponível cerca de 1MW de geração estará em falta. Se a energia CISAN estiver a funcionar em 2024, este problema só será adiado para 2025.

2025 é o primeiro ano em que são necessárias novas capacidades de geração, partindo do princípio de que o CISAN estará disponível em 2024. Depois, em 2026 e 2027, a nova energia hidroeléctrica começará a funcionar:

- Abade 3 & 4
- Cantador
- Io Grande 2

- Guegue & Agostinho Neto
- Io Grande 1 (2027)

Mesmo com a entrada em funcionamento destas centrais hidroeléctricas, será necessária a construção de novas centrais térmicas em 2027, caso contrário, durante a estação seca, ocorrerá um grande desequilíbrio entre a oferta e a procura. Para os próximos anos, o caminho do investimento será principalmente determinado pelo objectivo de penetração renovável de São Tomé e Príncipe. Actualmente, o objectivo é de 50% em 2030. Como se viu anteriormente, esta meta será atingida principalmente graças à geração hídrica. Dependendo do nível de PV + baterias que serão instaladas, este rácio pode ser aumentado. Mas estudos de sensibilidade mostram que na gama de 50%-85% de penetração renovável uma alteração na quantidade de FV instalada tem um impacto limitado no custo nivelado da electricidade. Além disso, a decisão de instalar FV para atingir 50%-70% ou 85% de penetração renovável terá de ser feita após 2027 e a construção das principais centrais hidroeléctricas. Neste momento, deve ser feito um plano actualizado de custos mínimos para actualizar as conclusões.

Até 2050, o cabaz energético pode ser dividido em três períodos principais :

- Antes da construção hidroeléctrica: até 2026
- Predominância hídrica: 2026 -> +/- 2030
- Predominância do PV: after 2030

Antes da construção de uma nova central hidroeléctrica, a situação é muito semelhante à que São Tomé experimenta agora: a maior parte da produção vem da geração térmica. Alguma geração térmica pode ser evitada durante o dia, graças à produção fotovoltaica. A produção fotovoltaica pode gerar até 30% da procura ao meio-dia se não forem instaladas baterias, e até à totalidade da procura ao meio-dia com baterias limitadas. No máximo, pode representar cerca de 15% do total da energia necessária. A hidroeléctrica, por outro lado, produzirá cerca de 10% da procura total (15% durante a estação chuvosa).

Após 2026, quando as centrais hidroeléctricas forem instaladas, quase metade da energia virá da produção hídrica, a outra metade pode vir da produção térmica ou fotovoltaica, dependendo da quantidade de fotovoltaica instalada. Durante a estação das chuvas, cerca de 80% da energia virá da hídrica. Durante a estação seca quase não há energia hídrica disponível, a geração térmica e a fotovoltaica (+ baterias) devem satisfazer a procura.

Só após 2030 é que a produção hidroeléctrica anual será inferior a um terço do consumo total de electricidade de São Tomé e Príncipe. Assim, a partir de 2031, a produção fotovoltaica ou térmica pode tornar-se predominante. A fim de permanecer pelo menos a 50% da penetração renovável, a FV deverá tornar-se predominante. Mas em São Tomé deve manter-se consciente de que a estação chuvosa e seca oferece condições muito diferentes. Durante a estação chuvosa, a maior parte da procura será satisfeita pela produção hídrica. Assim, se o FV for concebido de modo a cobrir a procura na estação seca, será sobredimensionado durante a estação chuvosa. Um bom compromisso pode ser ficar com uma elevada percentagem de térmicas instaladas, a fim de cobrir a procura na estação seca, e deixá-la sair durante a estação chuvosa, quando a procura será maioritariamente coberta pela hidro + PV.

Depois de definida a estratégia para hidro e PV, deve ser escolhida a opção térmica. Como se viu anteriormente, a opção de gás natural é 10% a 15% mais barata do que a opção de gasóleo ou HFO. Serão preferidas em relação à outra opção, mas considerando que deve ser criada uma nova cadeia de abastecimento, a primeira central deste tipo não pode ser instalada antes de 2027.

Quadro90 Plano de investimento térmico e hídrico - cenário de referência

COD	Planta	Energia (MW)	Investimento (M€)	Desactivação
<b>1996-2012</b>	Sao Tome	~4		2021-2022
<b>2010</b>	Santo Amaro1	6.8 (5x1.36)		2029
<b>2016</b>	Santo Amaro2	4.9 (3x1.64)		2035
<b>2022</b>	Santo Amaro3	9 (5x1.8)		2041
<b>2025</b>	Gasoil ICE	5	8.28	2044
<b>2026</b>	Abade 3	1.8	7.5	2075
	Abade 4	1.2	5.5	
	Cantador	1.3	7.9	
	lo Grande 2	2.6	12.5	
	Santa Luzia	1.3	6.5	
	Guegue	0.3	2.2	
	Ag. Neto	0.3	2.0	
<b>2027</b>	lo Grande 1	6.8	43	2076
<b>2027</b>	Gaz Natural ICE	6	8.6	2046
<b>2030</b>	Gaz Natural ICE	12 (2x6)	17.2	2049
<b>2041</b>	Gaz Natural ICE	12 (2x6)	17.2	2060
<b>2045</b>	Gaz Natural ICE	12 (2x6)	17.2	2064
<b>2047</b>	Gaz Natural ICE	12 (2x6)	17.2	2066

A sequência óptima de PV é estabelecida passo a passo, primeiro até 2026 a capacidade de PV é determinada de modo a cobrir toda a procura ao meio-dia. Com esta ordem de capacidade FV só é necessário 1MWh/MWp para suavizar a produção FV, não é necessária nenhuma mudança significativa na produção de Energia do dia para a noite. O investimento em baterias está incluído no investimento fotovoltaico. Depois, em 2026 e 2027, são instaladas grandes quantidades de energia hidroeléctrica, pelo que não é necessária energia fotovoltaica, uma vez que a quota de energias renováveis atinge os 63%. Então vários objectivos podem ser visados para encontrar o plano de desenvolvimento de menor custo: 50% - 70% -85% -100% a longo prazo. Uma quota maior de renováveis só pode ser atingida quando a FV puder alimentar inteiramente a procura durante a estação seca, o que significa que durante a estação chuvosa é sobredimensionada em comparação com a procura. O plano de menor custo é alcançado com um objectivo de mais ou menos 70% de energia renovável. O quadro seguinte mostra o plano de investimento.

Quadro84 : Plano de investimento fotovoltaico e baterias - cenário de referência

COD	Type	Capacity		Investment (M€)		decommissioning
		Solar (MWp)	Battery (MW)	PV	Batt.	
<b>2022</b>	PV direct injection	4	0	3.02	0	2041
<b>2023</b>	PV + batteries for injection smoothing	4.5	2.25	4.3		2042
<b>2024</b>		3.2	1.6	2.9		2043
<b>2025</b>		2.6	1.3	2.2		2044
<b>2026-2030</b>	PV + Batteries	37.5	20	22.9	3.4	2045-2049

<b>2031-2035</b>	for load shifting and injection smoothing	15.9	21.2	8.8	2.5	2050-2054
<b>2036-2040</b>		30	50	15.7	6.2	2055-2059
<b>2041-2050</b>		140	106	82.7	12.2	2060-2069

De 2023 a 2025 ,a instalação de PV deve ser feita juntamente com as baterias utilizadas para suavizar a injeção em caso de nuvens que passem. Será preferível incluir as baterias em cada central de PV para suavizar a produção de cada central de PV, razão pela qual o investimento não está separado no quadro acima (bateria da central de PV). Depois de 2026, as baterias são utilizadas principalmente para a carga que passa da produção diurna para o consumo noturno. Também serão utilizados para suavizar a produção de PV. Tendo em conta as grandes quantidades de baterias a instalar neste momento, será melhor agrupá-las, a fim de beneficiar de economias de escala (que não podem ser avaliadas neste estudo)

A capacidade acumulada instalada é apresentada abaixo

*Quadro91* Capacidade instalada acumulada

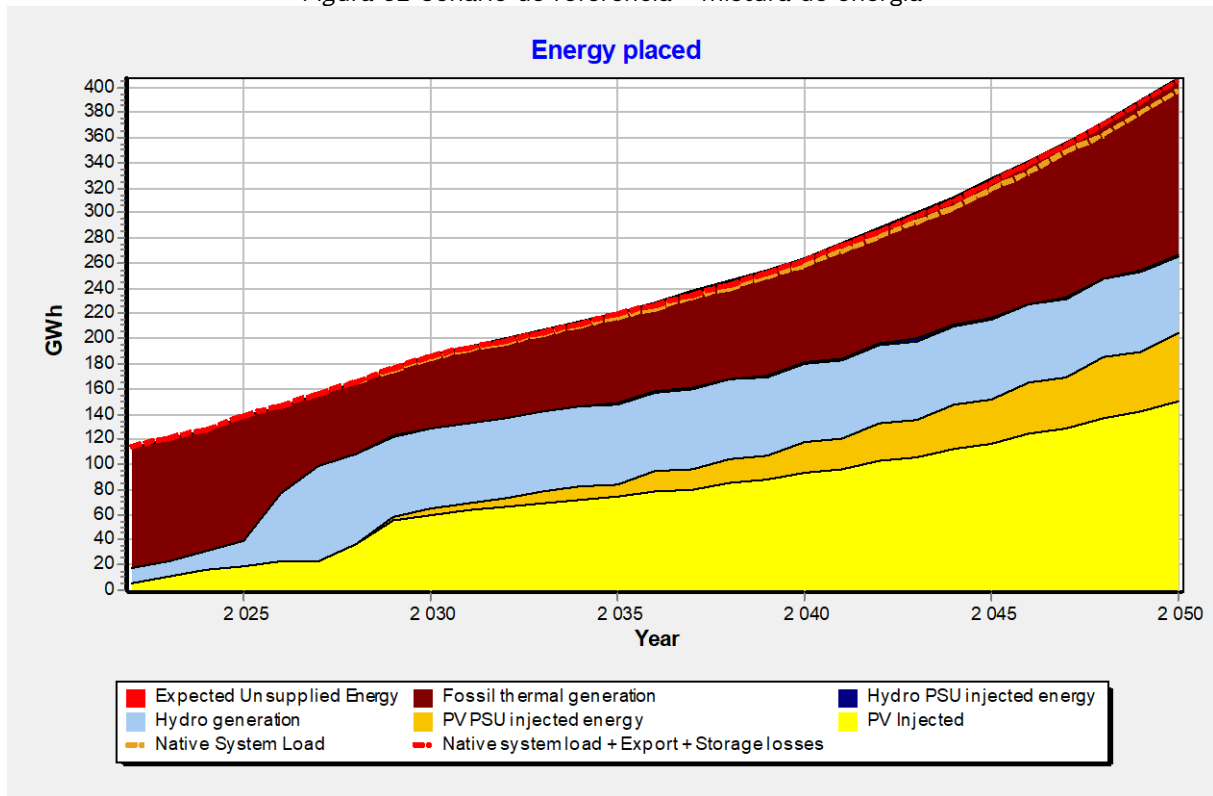
<b>Ano</b>	<b>Pico de carga</b>	<b>Térmico</b>	<b>Hidro</b>	<b>PV</b>	<b>Bateria (MWh)</b>	<b>Biomassa</b>
<b>2022</b>	21	22	2	4	0	0
<b>2023</b>	23	22	2	9	0	4,5
<b>2024</b>	24	22	2	12	0	4,5
<b>2025</b>	26	27	2	14	0	4,5
<b>2026</b>	28	27	9	17	0	4,5
<b>2027</b>	30	32	16	17	0	4,5
<b>2028</b>	32	32	16	27	0	4,5
<b>2029</b>	34	32	16	46	15	4,5
<b>2030</b>	36	30	16	52	20	4,5
<b>2031</b>	38	30	16	56	23	4,5
<b>2032</b>	39	30	16	59	27	4,5
<b>2033</b>	40	30	16	64	36	4,5
<b>2034</b>	41	30	16	68	41	4,5
<b>2035</b>	42	30	16	68	41	4,5
<b>2036</b>	43	25	16	76	59	4,5
<b>2037</b>	45	25	16	76	59	4,5
<b>2038</b>	46	25	16	87	71	4,5
<b>2039</b>	48	25	16	87	71	4,5
<b>2040</b>	50	25	16	98	91	4,5
<b>2045</b>	61	37	16	129	131	4,5
<b>2050</b>	75	42	16	186	197	4,5

É apenas quando as baterias estão presentes no sistema que a capacidade térmica não é necessária para estar acima do pico de carga (a partir de 2029)

Com este plano de investimento, o cabaz energético é o indicado na figura seguinte.



Figura 52 Cenário de referência - mistura de energia



No período 2022-2050 este plano de investimento tem um custo de electricidade nivelado de 156,5 euros/MWh e 63% de penetração das energias renováveis. A variação na quota de penetração das energias renováveis (43%-53%-80%-90%) leva a um LCOE ligeiramente superior (157-162 euros/MWh).

Os números seguintes mostram a mistura anual de energia, ilustrando a grande diferença entre a estação chuvosa e a seca.

Figura 53 Mix anual de energia – 2027

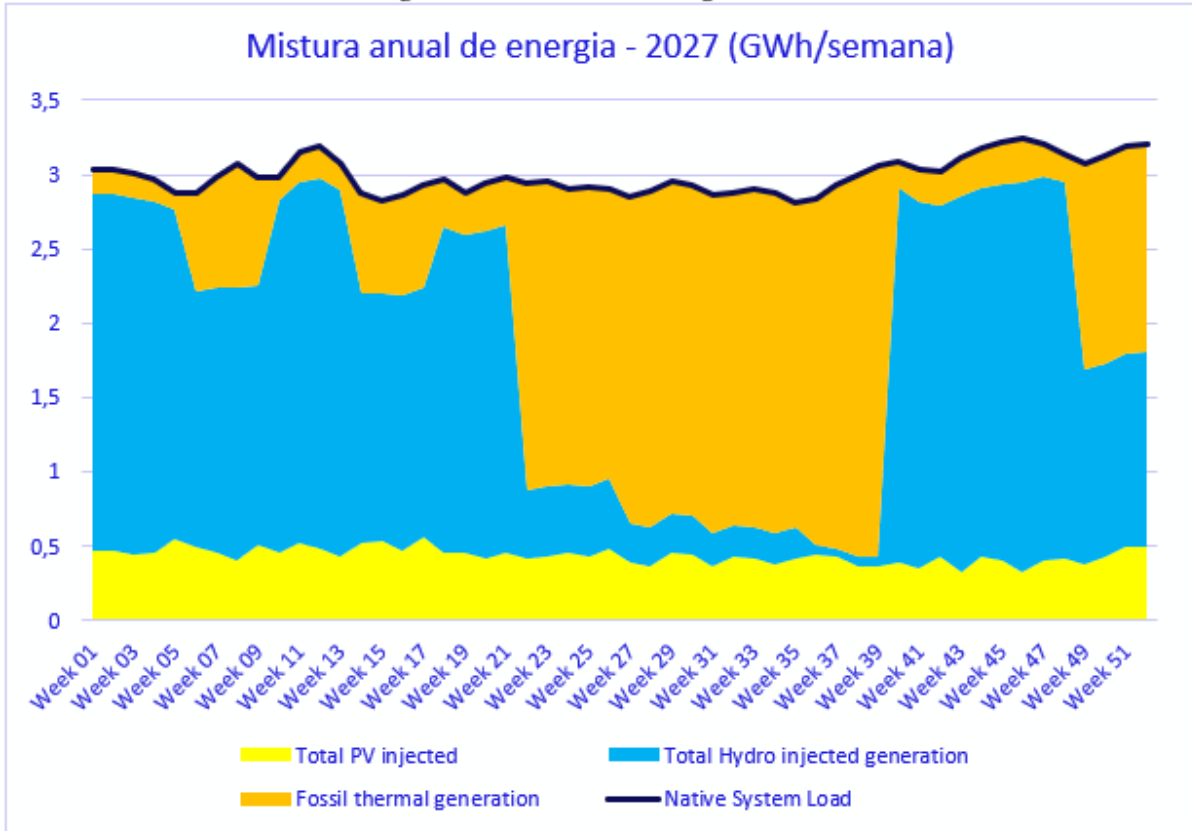


Figura 54 Mix energética anual – 2032

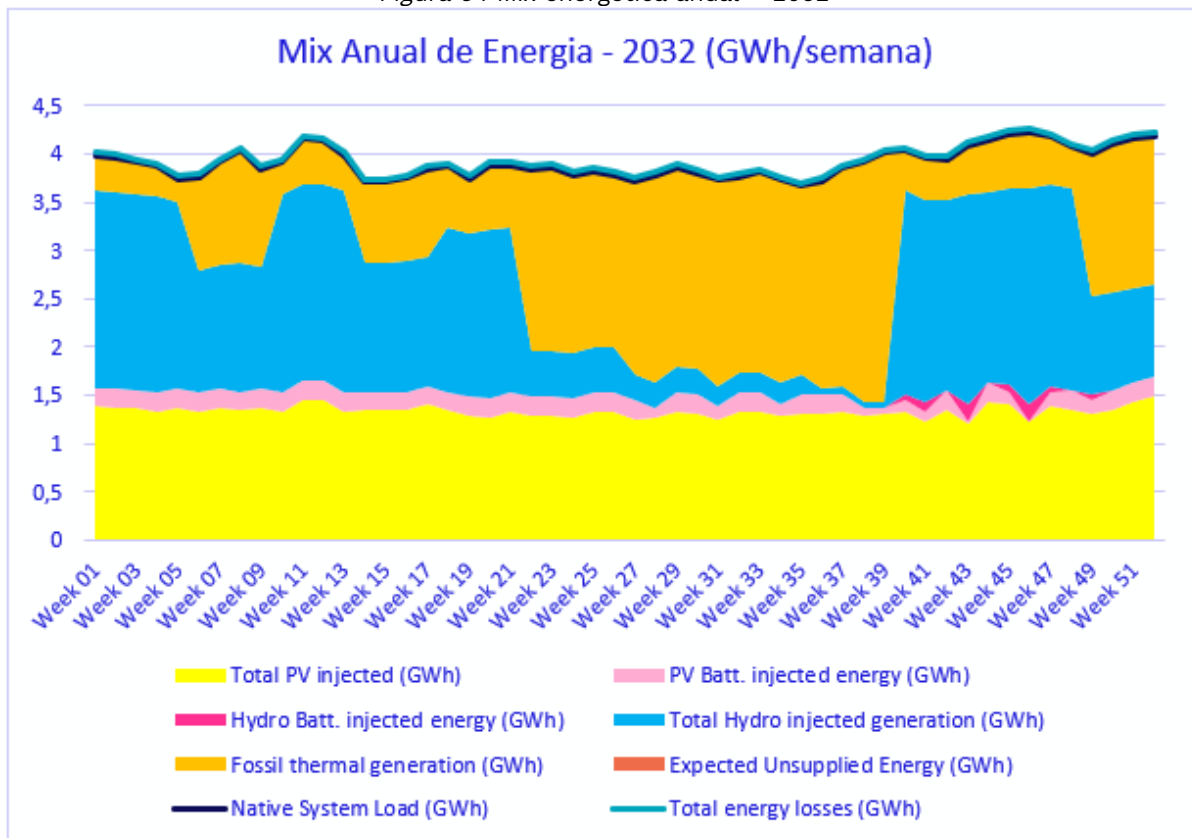
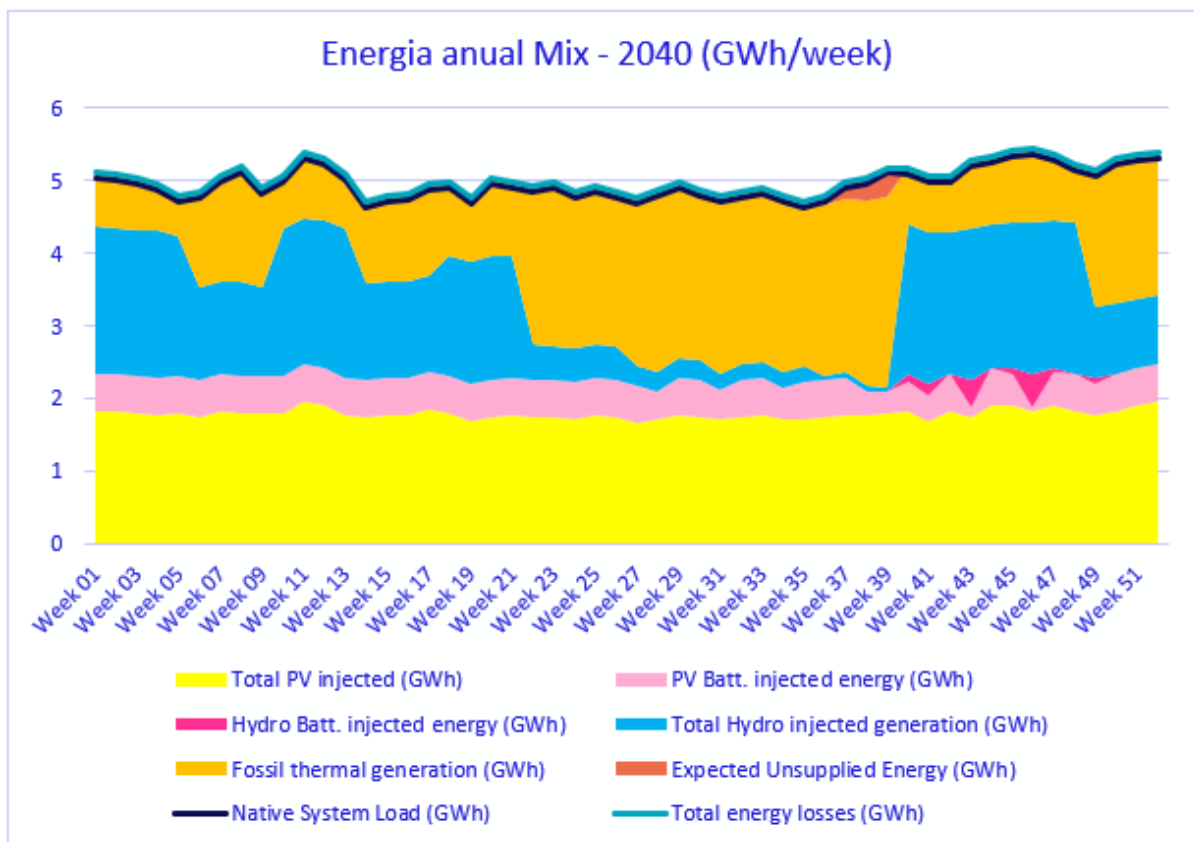


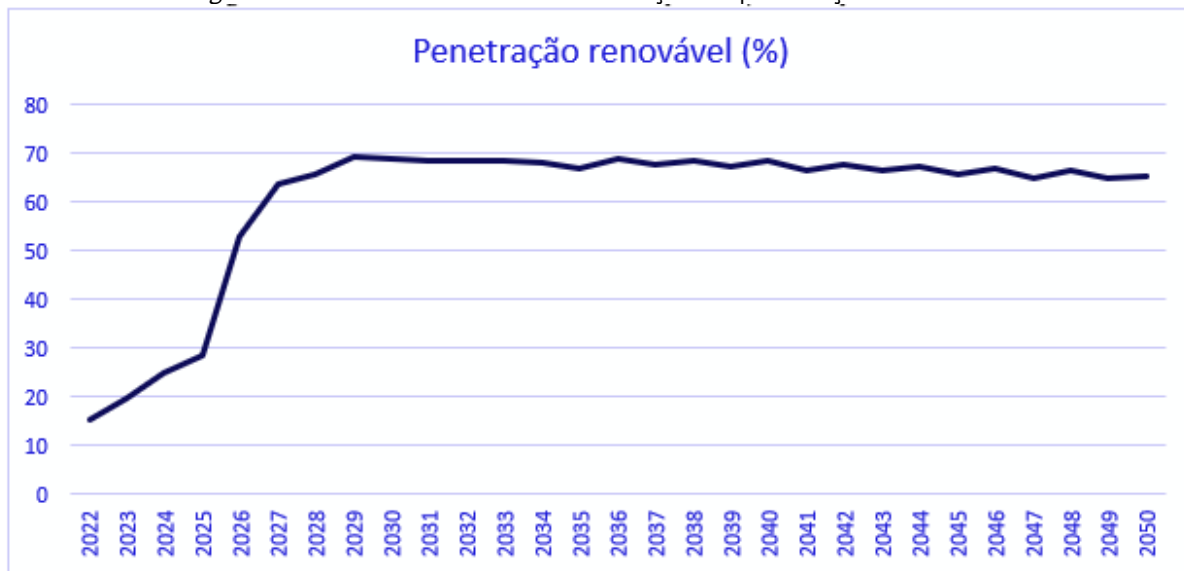
Figura 55 Mix energético anual – 2040



Na estação chuvosa, a produção hídrica é de cerca de 2,5GWh/semana, e quase nula na estação seca, onde a produção térmica e fotovoltaica devem ser capazes de alimentar sozinhas a procura.

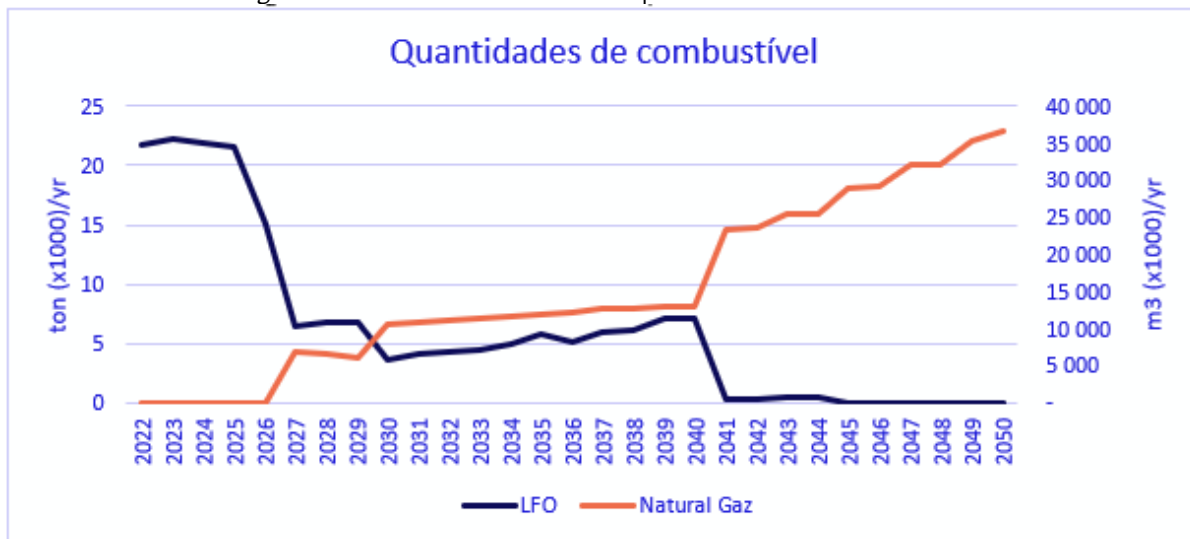
Em 2027 0,5GWh/semana é produzida pelas centrais fotovoltaicas, mais ou menos 16% da procura, depois em 2032 esta produção salta para 1,3GWh/semana (30% da procura) e 1,8GWh/semana em 2040 (35% da procura). em 2032 e 2040 uma parte significativa da procura é alimentada através de baterias (4%-9%). A evolução da taxa de penetração renovável (em energia) é mostrada no gráfico abaixo:

Figura 56 Cenário de referência - evolução da penetração renovável



No futuro, a mistura energética dependerá tanto do LFO como do gás natural, o gráfico seguinte mostra as quantidades de combustível necessárias.

Figura 57 cenário de referência - quantidades de combustível



Em 2026 serão necessárias quase 22 000 toneladas de LFO por ano, depois a quantidade cairá para 5 000 toneladas/ano. O motor de combustão de gás natural necessitará de 5 a 8 milhões de m<sup>3</sup> por ano entre 2027 e 2040; depois as quantidades aumentarão de 15 a 38 milhões m<sup>3</sup>/ano.

Com base na potencial disponibilidade de gás em São Tomé até 2027, a procura de gás aumentará suavemente de 6,8 milhões de metros cúbicos (mmcm) em 2027 para 13 mmcm em 2040, depois saltará para 23,4 mmcm em 2041 e continuará a aumentar para 36,5 mmcm em 2050.

Quadro92: Procura de gás, 2027-2050 (mmcm)

	2027	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Procura de gás</b>	6.8	10.5	11.9	13.0	28.9	36.5

Tecnicamente falando, existem três componentes principais ao longo da cadeia de valor, desde o carregamento de GNL no local de armazenamento no país de exportação, até à entrega do gás à porta do consumidor em São Tomé:

1. Transporte marítimo de gás (como GNL) do local de armazenamento de GNL no país de exportação para o local de receção/porto de São Tomé;
2. Receção, armazenamento e regaseificação de GNL em São Tomé;
3. Transporte de gasodutos para a central térmica.

A taxa de negociação, enquanto componente comercial, adiciona-se aos componentes técnicos.

O custo de cada componente principal foi avaliado a partir da experiência de operações efetivas semelhantes ou, em alternativa, das conclusões de análises e estudos relativos ao GNL para sistemas de energia.

Quadro 7 Custos técnicos ao longo da cadeia de valor (EUR/m<sup>3</sup>)

<b>Componentes técnicos</b>	<b>Custo técnico</b>
<b>Transporte marítimo</b>	0.115
<b>Taxa de negociação</b>	0.020
<b>Receção, armazenamento e regas</b>	0.038
<b>Transporte em gasodutos</b>	0.015
<b>Total</b>	0.189
<b>Do qual: custo das infraestruturas a construir em São Tomé</b>	0.053

O primeiro componente (transporte marítimo) é considerado como pertencendo ao fornecedor de GNL; não implica infraestruturas adicionais a fornecer e financiadas pelo operador de gás são-tomense.

A infraestrutura a construir em São Tomé inclui os dois últimos componentes principais (receção/armazenamento de GNL e transmissão de gás para a(s) central elétrica). O custo da infraestrutura só poderia ser avaliado através de um estudo de viabilidade ou pré-FEED, que vai muito além do âmbito do exercício atual<sup>14</sup>. Com base na experiência do Consultor e na utilização de valores normativos, o custo de investimento da instalação de receção/armazenamento e do gasoduto está estimado em 4,5 e 3,3 milhões de euros, respetivamente, ou seja, 7,8 milhões de euros no total. A OPEX é estimada em 10% a.a. e 2% a.p.a. do CAPEX para a instalação de receção/armazenamento e o gasoduto, respetivamente.

#### 4.7.1.2 Análise económica e análise de sensibilidade

O Quadro seguinte mostra o LCOE para vários cenários de sensibilidade :

- Preço alto/baixo do combustível

<sup>14</sup> A estrutura específica e o CAPEX dos componentes locais da cadeia de valor dependerão em grande medida das condições geográficas locais.

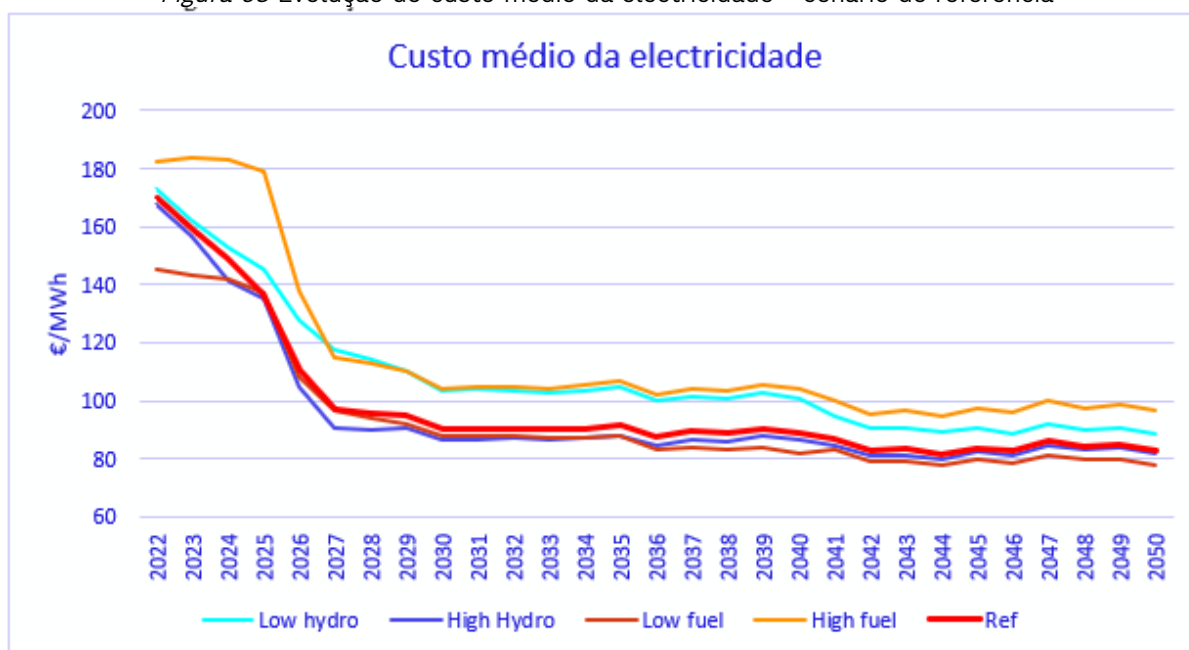
- Produção hídrica alta/baixa (ano seco/húmido)

Quadro93 estado hídrico alto/baixo - preços alto/baixo do combustível comparação LCOE

LCOE (€/MWh)	Preços baixos dos combustíveis	Cenário de referência	Preços elevados dos combustíveis	Média
<b>Ano seco (10%)</b>		165.2		
<b>Cenário de referência</b>	149.8	155.3	173.62	159.57
<b>Ano Húmido (10%)</b>		151.2		
<b>Média</b>		155.8		157.68

O resultado é muito sensível ao cenário do preço do combustível: -5,5/+18,6 euros/MWh e pouco sensível ao cenário hídrico: -3,9/+9,8 euros/MWh. Combinando as diferentes sensibilidades, encontra-se um LCOE médio de 159 euros/MWh. O gráfico seguinte mostra o custo médio da electricidade para todas as sensibilidades no período do estudo

Figura 58 Evolução do custo médio da electricidade - cenário de referência



No cenário de referência o custo da electricidade deverá descer de 170 euros/MWh para 100 euros/MWh de 2022 a 2027, e depois cair ainda mais para 80 euros/MWh até 2050. No caso de um ano seco, o custo da electricidade poderá aumentar em 20 euros/MWh (em 2027, quando a quota da produção hidroeléctrica for a mais elevada do cabaz energético), mas em média o custo adicional será de 10 euros/MWh. Um ano húmido apenas reduzirá a factura de electricidade em 3 euros/MWh. Como foi dito anteriormente, o resultado é altamente sensível aos preços dos combustíveis: se os preços dos combustíveis seguirem o cenário elevado, o custo adicional será de quase 17 euros/MWh, especialmente nos primeiros anos (até 41 euros/MWh). No caso do cenário de baixo preço do combustível, os custos de electricidade serão reduzidos em 5 euros/MWh.

O Quadro seguinte mostra vários estudos de sensibilidade que foram realizados a fim de encontrar o plano de desenvolvimento de menor custo.

Quadro94 Cenário de referência - estudos de sensibilidades (tipo de combustível / penetração renovável)

ID	Fuel	Descrição	Renovável	LCOE (€/MWh)
1.04	LFO	Elevada quota de PV, geração térmica baseada em LFO	80%	162
2.04	Nat. Gas	Elevada quota de PV, geração térmica baseada em Gás Natural	80%	157
3.04	HFO	Elevada quota de PV, geração térmica baseada em HFO	80%	159
2.07	Nat. Gas	Quota mínima de renováveis	53%	157
2.08	Nat. Gas	Cenário ideal Quota média de renováveis - Gás natural	63%	156
2.10	Nat. Gas	Elevada quota de renováveis (100% até 2040)	90%	162
2.11	Oleo de palma	O mesmo plano de investimento que em 2,08, mas o óleo de palma é usado para abastecer a central térmica	96%	185
2.12.1	Marine Energy	100% de investimento subsidiado	66%	154
2.12.2	1.5MW	40MUSD de investimento	66%	167

Os três primeiros cenários exploram diferentes tipos de combustível: manter o LFO como principal fonte de energia térmica (1,04); usar Gás Natural (2,04); usar HFO (3,04). O cenário com gás natural é a melhor opção, uma vez que ajuda o LCOE a ser a mais baixa das 3 opções. O custo médio da eletricidade com esta opção é cerca de 3% mais barato do que usar gasóleo e 1,3% mais barato do que usar HFO. Nota-se que estes custos incluem a cadeia logística do gás natural e de HFO quando requerido.

Cenário 2.07; 2.08 (ótimo) e 2.10 explorar uma maior quota de renováveis. O Cenário 2.07 ultrapassa o objectivo político de 50% em 2027 com a construção das centrais hidroeléctricas, depois quando a quota renovável começa a descer abaixo dos 50%, é instalada mais PV para se manter nos 50%. Assim, no período 2022-2050, a quota média de renováveis é de cerca de 53%. Por um lado, é necessário menos investimento, por outro, poupa-se menos combustível do que no cenário ótimo graças à FV, no período 2022-2050 o LCOE é um pouco mais elevado do que no cenário ótimo (+1%)

No Cenário 2.10 não são instaladas novas centrais térmicas no futuro, apenas PV e baterias. Em 2040 São Tomé é 100% Renovável. Isto requer mais investimento e o LCOE é um pouco mais elevado (+3%) em comparação com o cenário ótimo.

No cenário 2.11, o mesmo plano de investimento que em 2.08 é utilizado para centrais elétricas de PV e centrais térmicas, mas o óleo de palma é utilizado para abastecer a central térmica em vez de gás natural. O LCOE final é muito elevado: 185€/MWh uma vez que o LCOE de uma central térmica individual é elevado quando alimentado por óleo de palma : 231€/MWh. Neste cenário, a percentagem de energias renováveis é muito elevada: 96% no intervalo total de tempo de estudo, uma vez que todos os combustíveis fósseis são substituídos pelo biodiesel em 2025 e depois. Neste cenário, São

Tomé precisaria de 25000 a 35000 toneladas de óleo de palma para produzir eletricidade, pelo que seriam necessários 6000 a 8000 ha para cultivar combustível suficiente.

Se a energia marinha fosse instalada em São Tomé com 100% de investimento subsidiado o custo final da eletricidade seria 0,7% inferior ao cenário ótimo, com o investimento integral coberto pela tarifa final, o custo da eletricidade deveria ser de 167€/MWh.

#### 4.7.1.3 Avaliação da capacidade de regulação lo Grande 1.

O índice de regulação do lo Grande 1 é de 5% graças à sua albufeira de 14,2hm<sup>3</sup>. O índice de regulação é a capacidade do reservatório (14,6hm<sup>3</sup>) dividida pela afluência anual (300hm<sup>3</sup>/ano). No GAP este é modelado através da relação de execução obrigatória (must run ratio). Este rácio ajuda o GAP a modelar as centrais hidroelétricas com divisão das mesmas em duas partes: : uma funcionando com fio-de água puro (não controlável), e outra com capacidade de regulação. Com este modelo, concluiu-se que 23% da produção annual de lo Grande 1 é regularizável, o que significa que pode ser concentrada nas horas de ponta do diagrama de cargas, mesmo em estiagem, poupando assim combustível caro quando o consumo está no seu nível mais elevado.

Com o objetivo de avaliar o valor da regularização proporcionada pelo lo Grande 1, modelámos uma central eléctrica fictícia totalmente a fio-de-água, e comparamos o comportamento global do sistema eléctrico de São Tomé com e sem esta regularização.

Como se esperava, sem regularização, as despesas com combustíveis são mais elevadas do que com a regularização: 4,3M€ são poupadas até 2050 graças à regularização prevista para lo Grande1, o que representa 10% do investimento total do lo Grande1 (43M€). Estas poupanças de despesas de combustível são feitas entre 2027 e 2050 e representam cerca de 177 mil€/ano.

No entanto, na análise global dos custos da produção de eletricidade de São Tomé, isto representa uma variação de 0,6% do LCOE.

Em conclusão: O lo grande 1 pode usar 7,3GWh/ano como energia de horas de ponta (23% da produção anual). Esta energia de ponta pode economizar em média 177000€/ano de despesas de combustível.

Se esta regulação fosse feita por baterias seria necessário um sistema de 5MWh. De fato, este sistema de baterias seria usado 4 horas por dia, portanto: 5MWh/dia \* 4 horas \* 365 dias/ano = 7300 GWh/ano, que é a regulação de capacidade de lo Grande 1. Este tipo de baterias custaria 233 €/kWh em 2026 ( para baterias de 4h de duração), pelo que o investimento total necessário seria de 1,16 milhões de euros. Uma vez que a vida útil média deste sistema é de 15 anos, seria necessário um reinvestimento em 2042, no entanto o custo específico será mais barato no futuro a longo prazo, o custo do reinvestimento será de 0,675 M€ (135€/kWh).

#### 4.7.2 Estudos de sensibilidade : Previsão da carga de casos baixa e alta

A fim de poder comparar cenários semelhantes, a mesma filosofia para o plano de expansão do cenário de referência será utilizada para o cenário baixo e o cenário alto: cobertura total da carga do meio-dia até 2026 e cerca de 70% da penetração renovável até 2028. Após 2025 só serão instalados motores a gás natural para as capacidades térmicas.

##### 4.7.2.1 Previsão de carga baixa

O Quadro seguinte mostra os investimentos necessários para as energias térmica e hídrica.

COD	Planta	Energia (MW)	Investimento (M€)	Desactivação
-----	--------	--------------	-------------------	--------------



<b>1996-2012</b>	Sao Tome	~4		2021-2022
<b>2010</b>	Santo Amaro1	6.8 (5x1.36)		2029
<b>2016</b>	Santo Amaro2	4.9 (3x1.64)		2035
<b>2022</b>	Santo Amaro3	9 (5x1.8)		2041
<b>2025</b>	LFO ICE	5	8.28	2044
<b>2026</b>	Abade 3	1.8	7.5	2075
	Abade 4	1.2	5.5	
	Cantador	1.3	7.9	
	lo Grande 2	2.6	12.5	
	Santa Luzia	1.3	6.5	
	Guegue	0.3	2.2	
	Ag. Neto	0.3	2.0	
<b>2030</b>	lo Grande 1	6.8	43	2049
<b>2034</b>	Natural Gaz ICE	12 (2x6)	8.6	2053
<b>2042</b>	Gaz Natural ICE	12 (2x6)	17.2	2061
<b>2045</b>	Gaz Natural ICE	12 (2x6)	17.2	2064

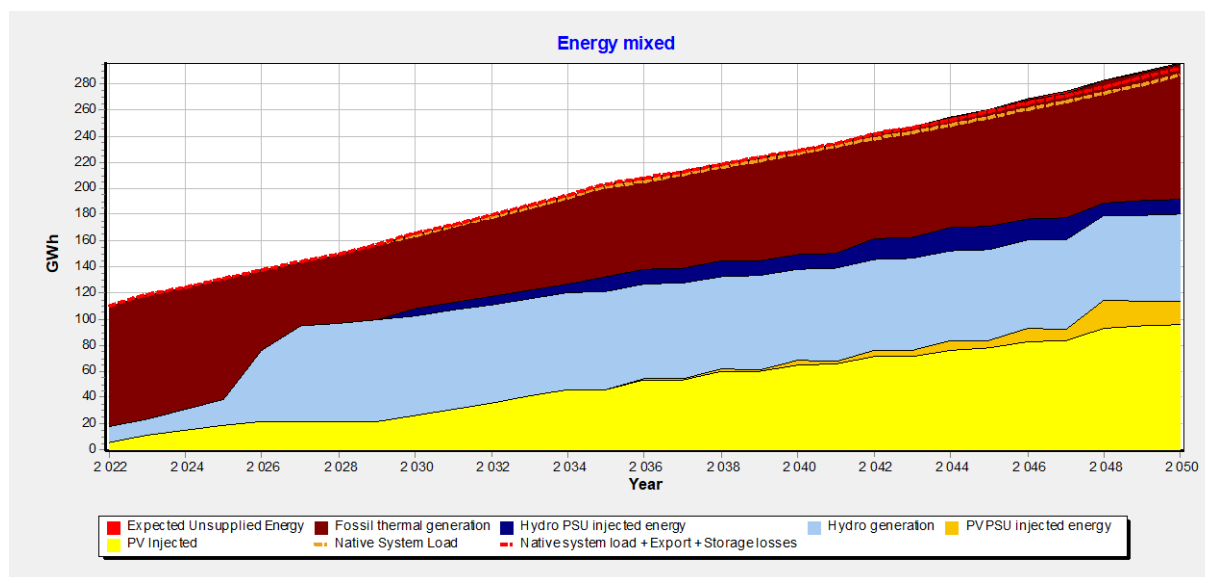
Assim, o investimento no cenário baixo é adiado por 3 a 4 anos em relação à geração térmica, em comparação com o cenário de referência.

A Quadro seguinte mostra o investimento comparado para PV e baterias entre o cenário de referência e o cenário baixo.

COD	Cenário de referência			Cenário de casos baixos		
	Planta	Capacidade (MW-MWh)	Investir. (M€)	Planta	Capacidade (MW-MWh)	Investir. (M€)
<b>2022</b>	PV	4	3.02	O mesmo que cenário de referência		
<b>2023</b>	PV (incluindo baterias)	4.5	4.3	PV (incluindo Baterias)	4.3	4.1
<b>2024</b>	PV (incluindo baterias)	3.2	2.9	PV (incluindo Baterias)	3.0	2.7
<b>2025</b>	PV (incluindo baterias)	2.6	2.2	PV (incluindo Baterias)	2.5MWp	2.2
<b>2026-2030</b>	PV (incluindo baterias) Baterias	37.5MWp 20MWh	22.9 3.4	PV Baterias	6.1MWp 40MWh	4.2 6.7
<b>2031-2035</b>	PV Baterias	15.9MWp 21.2MWh	8.8 2.5	PV Baterias	15.3MWp 40MWh	8.4 5.3
<b>2036-2040</b>	PV Baterias	30MWp 50MWh	15.7 6.2	PV	17.2MWp	9.0
<b>2041-2050</b>	PV Baterias	140MWp 106MWh	82.7 12.2	PV Baterias	50.5MWp 70MWh	25.0 7.8

No cenário de cenário baixo, as baterias são necessárias em quantidades mais elevadas a fim de deslocar tanto a energia solar como a energia hídrica do uso diurno para o uso noturno. No total serão instalados cerca de 84MWp de PV e 150Mwh de baterias, enquanto no cenário de referência são instalados 186MWp de PV e cerca de 200MWh de baterias.

Com este plano de expansão, o cabaz energético é o indicado abaixo:



De 2026 a 2030 cerca de metade da energia é fornecida por instalações hidroeléctricas, depois a energia hídrica, fotovoltaica e térmica produzem cada uma um um terço da energia consumida.

#### 4.7.2.2 Previsão de carga alta

O Quadro seguinte mostra o investimento para hidro e térmico para o cenário de caixa alta

COD	Planta	Energia (MW)	Investimento (M€)	Desativação
<b>1996-2012</b>	Sao Tome	~4		2021-2022
<b>2010</b>	Santo Amaro1	6.8 (5x1.36)		2029
<b>2016</b>	Santo Amaro2	4.9 (3x1.64)		2035
<b>2022</b>	Santo Amaro3	9 (5x1.8)		2041
<b>2025</b>	LFO ICE	5	8.28	2044
<b>2026</b>	Abade 3	1.8	7.5	2075
	Abade 4	1.2	5.5	
	Cantador	1.3	7.9	
	lo Grande 2	2.6	12.5	
	Santa Luzia	1.3	6.5	
	Guegue	0.3	2.2	
	Ag. Neto	0.3	2.0	
<b>2025</b>	Nat. gas ICE	18 (3x6)	25.8	2044
<b>2036</b>	Nat. gas ICE	12 (2x6)	17.2	2055
<b>2041</b>	Nat. gas ICE	24 (4x6)	34.4	2060
<b>2045</b>	Nat. gas ICE	24 (4x6)	34.4	2064

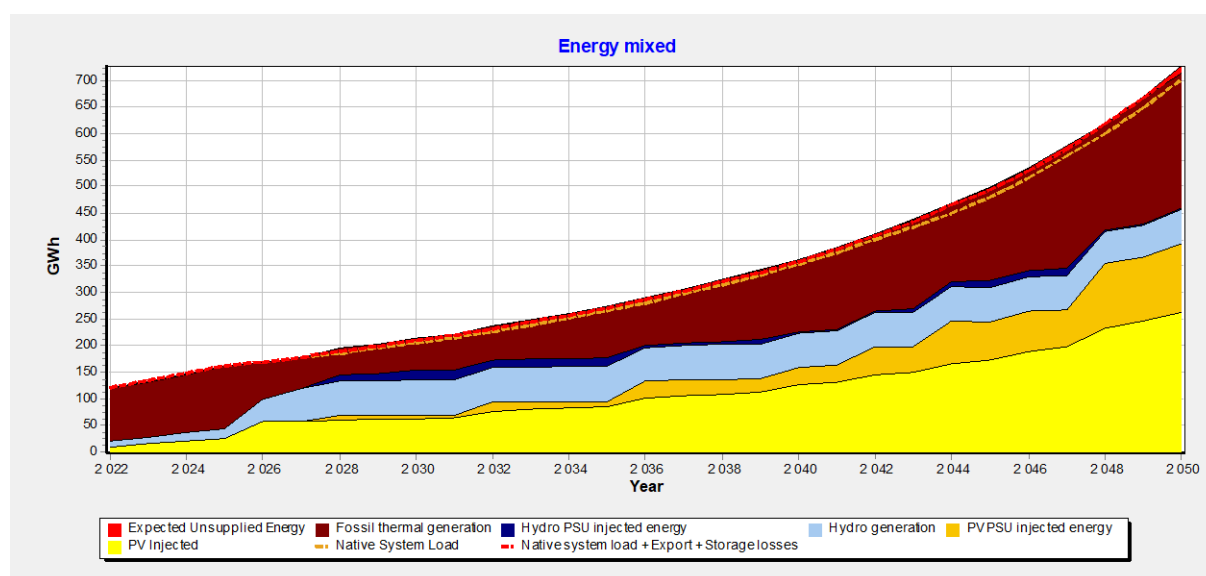
Neste cenário, cerca de 18MW de potência térmica adicional é necessária logo em 2025, parece difícil organizar a cadeia de fornecimento de gás natural nessa altura, mas normalmente este tipo de motores pode funcionar tanto com fuelóleo como com gás. Assim, motores bicomustíveis devem ser instalados em 2025, mesmo que a cadeia de abastecimento de gás natural ainda não esteja pronta. Em comparação com o cenário de referência, a entrada em funcionamento da central térmica deveria ser 3 a 5 anos mais cedo, com cerca de 50-100% de capacidade adicional.

<b>Cenário de referência</b>	<b>Cenário alto</b>
------------------------------	---------------------

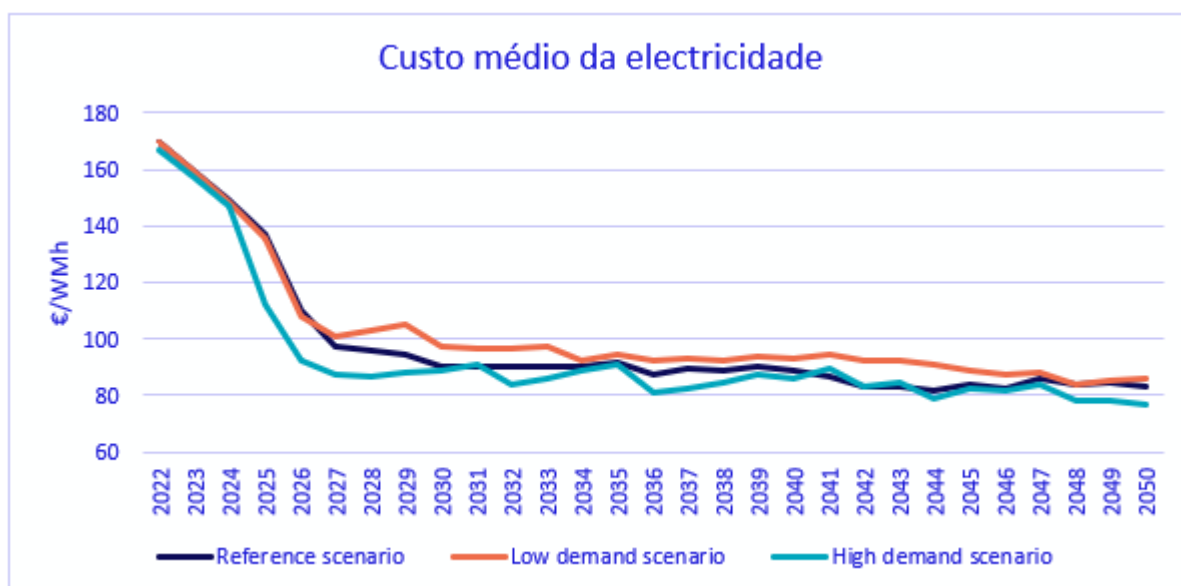
COD	Central	Capacidade (MW-MWh)	Investir. (M€)	Central	Capacidade (MW-MWh)	Invest. (M€)
<b>2022</b>	PV	4	3.02	O mesmo que cenário de referência		
<b>2023</b>	PV (Incluindo baterias)	4.5	4.3	PV (Incluindo baterias)	5.5	5.3
<b>2024</b>	PV (including baterias)	3.2	2.9	PV (including baterias)	4	3.6
<b>2025</b>	PV (Incluindo baterias)	2.6	2.2	PV (Incluindo baterias)	3	2.6
<b>2026-2030</b>	PV (Incluindo baterias) Baterias	37.5MWp 20MWh	22.9 3.4	PV Baterias	33MWp 50MWh	20.3 8.3
<b>2031-2035</b>	PV Baterias	15.9MWp 21.2MWh	8.8 2.5	PV Baterias	20MWp 50MWh	11.1 7.2
<b>2036-2040</b>	PV Baterias	30MWp 50MWh	15.7 6.2	PV Baterias	60MWp 50MWh	31.6 6.2
<b>2041-2050</b>	PV Baterias	140MWp 106MWh	82.7 12.2	PV Baterias	245MWp 380MWh	122 43.5

No cenário alto, cerca de 320MWp de PV e 530MWh de baterias têm de ser instaladas de modo a manter com a relação 60-70% renovável, é quase o dobro da quantidade necessária no cenário de referência.

Com este plano de expansão, o cabaz energético é o indicado abaixo.



O custo médio da energia é muito semelhante nos três cenários, variando todos entre 150 a 160 euros/MWh, como se pode ver no gráfico abaixo o custo médio da electricidade segue a mesma tendência nos três cenários.



A baixa procura é um pouco mais cara (+5%); enquanto o cenário de alta procura é um pouco menos caro (-5%) para o cliente final. Mas o investimento é muito diferente, o cenário de baixa procura requer apenas 70% do investimento do cenário de referência, o cenário de alta procura, por outro lado, necessita de quase 40% de investimento adicional.

#### 4.8 Rede Isoladas

Três redes isoladas estão presentes em São Tomé e descritas na tabela a seguir

Nome/localização	unit	Porto Alegre	Monte Mario	Ribeira Peixe
Capacidade instalada	kW	400	100	400
Consumo de combustível	L/week	1400	600	900
Tempo de produção (h/dia)	Hr/day	8.5	6	8
População*		1350	300	1800
Distância da grade existente	Km	30	20	10
Distância de lo Grande 1	Km	20	10	5

Fonte: Produção de Electricidade em São Tomé e Príncipe Análise preliminar 3 de Setembro de 2020 (Mott MacDonalds)

\*fonte: www.worldpop.org

O custo operacional destes esquemas é de cerca de 250-270€/MWh, estão equipados com diferentes tipos de motores e sofrem interrupções frequentes e longas quando ocorrem problemas técnicos.

A hibridização dessa rede isolada é uma opção interessante: eles podem funcionar de 12 a 16 horas por dia e reduzir o custo operacional. Se considerarmos a mesma hipótese do restante do estudo para previsão de carga e geração (adicionando um fator de penalidade de 20% aos custos de PV e baterias devido ao pequeno tamanho dos sistemas), o custo nivelado médio final da eletricidade variaria de 125 a 150€/MWh dependendo da rede isolada considerada. Como primeira conclusão, a hibridização poderia reduzir o custo pela metade e aumentar a qualidade do serviço.

Outra solução pode passar pela construção de uma linha de MT para ligar estas redes isoladas à rede principal de São Tomé. Tal linha teria uma extensão de 30km de São João dos angolares a Porto Alegre e conectaria as três redes isoladas. Esta linha já apresenta problemas na regulação de tensão, por isso seria melhor esperar até a construção de Io Grande 1 & 2 e sua conexão com a rede principal para construir esta linha a partir das instalações hidrelétricas. Quando ligados à rede principal os clientes destas redes isoladas beneficiam do mesmo tarifário que os restantes clientes de São Tomé e da mesma qualidade de serviço. Conhecendo o investimento da linha e a tarifa média podemos calcular o custo nivelado da eletricidade para os clientes ligados a esta linha: 91€/MWh. As vantagens adicionais desta solução são:

- mesmas tarifas podem ser usadas para os clientes deste local como para o cliente da rede principal
- Melhor qualidade de serviço: abastecimento 24h/24h em comparação com 6-8h atualmente e 12-16h com sistemas híbridos
- A Agripalm localizada perto de Ribeira Peixe, uma das indústrias mais importantes de São Tomé, pode ser ligada à rede principal.

A tabela a seguir resume os principais resultados sobre alternativas de abastecimento para as redes isoladas

Solution	Item	Unit	Porto Alegre	Monte Mario	Ribeira Peixe
<b>Diesel operation</b>		€/MWh	250		
<b>Hibridização PV+Bateria</b>	PV Instalado	kWp	433	100	580
	Invest.	€	307000	71000	412000
	Instal. Bateria	kWh	580	130	780
	Invest.	€	130000	29000	174000
	Total Invest.	€	437000	93000	586000
	LCOE	€/MWh	136	148	124
<b>Linha MT para Io Grande 1</b>	Invest.	€	460000		
	LCOE	€/MWh	90		

## 4.9 Conclusão

A procura deverá crescer a uma taxa elevada (4-6%/ano) nos próximos anos, até 2027 este crescimento da procura poderá ser satisfeito através da construção de novas instalações hidroelétricas, PV, e acrescentando apenas uma capacidade térmica limitada (6-12MW) ao sistema. Depois, a taxa de crescimento anual da procura diminui e tanto as unidades fotovoltaicas como térmicas são necessárias para satisfazer a procura. A fim de atingir uma quota elevada (>50%) de penetração de energia renovável, será necessária uma quantidade significativa de armazenamento de energia. O armazenamento de energia só será necessário após a entrada em funcionamento de uma nova central hidroelétrica (em 2027-2028). Mesmo após a entrada em funcionamento de novas centrais hidroelétricas, São Tomé terá de instalar um gerador térmico, principalmente para satisfazer a procura durante as estações secas. A produção de electricidade em São Tomé conhecerá dois períodos muito diferentes:

- Estação das chuvas, quando toda a procura será satisfeita pela produção hídrica e fotovoltaica. O pico nocturno será satisfeito graças aos sistemas de armazenamento de energia.
- Estação seca :

- durante o dia toda a procura será satisfeita por sistemas solares, sendo a regulação feita pelas baterias
- durante a noite, a carga de base será produzida por centrais térmicas, sendo a carga de pico satisfeita graças aos sistemas de armazenamento de energia.

Nem todas as centrais hidroeléctricas deverão ser construídas, uma vez que algumas delas (Claudino Faro, Mato Cana, Ouro 4 & 5) não têm um custo de produção suficientemente baixo para serem competitivas a longo prazo com a produção fotovoltaica (mesmo com Aproveitamentos PV + baterias). Estudos mais detalhados sobre o custo destes locais seriam necessários para provar que o seu custo de produção final será competitivo com o custo de produção fotovoltaica.

A geração térmica na ilha deveria ser deslocada do motor de combustão a gasóleo para o motor de combustão a gás natural. Isto ajudará a reduzir a factura da electricidade em 4-5% a longo prazo. Os custos de construção da cadeia de fornecimento serão cobertos pelo preço mais baixo da energia.

Análises de sensibilidade utilizando casos de procura alta e baixa foram feitas. Mesmo que difiram por um volume de investimento importante (-30/+40%) o preço final da electricidade para os consumidores é bastante semelhante, apenas difere em poucos pontos percentuais (+5%/-5%).

## 5 Planeamento a longo prazo dos transportes e distribuição

### 5.1 Introdução ao planeamento de redes a longo prazo

O estudo de planeamento da rede de transporte baseia-se nos resultados obtidos durante as fases anteriores do estudo do plano principal, nomeadamente:

- Previsão da procura de acordo com três cenários: baixo, médio e alto. Estes resultados são utilizados para configurar os modelos de simulação e avaliar o impacto destes crescimentos no sistema de transporte elétrico, determinando assim os trabalhos a implementar para garantir a qualidade e a segurança do transporte elétrico, a fim de satisfazer a procura de acordo com critérios de funcionamento predefinidos (no regime normal "N" e no regime perturbado "N-1")
- planeamento dos meios de produção, que permitiram determinar, para os três cenários de previsão da procura, as centrais elétricas a implementar para satisfazer a procura de electricidade de São Tomé. Até ao presente passo, o estudo apenas determina as necessidades futuras de aumentar os meios de produção, sem ter em conta o problema do transporte de energia. O estudo de planeamento da rede de transportes é feito para responder a este problema.

Aqui, a tarefa consiste, portanto, inicialmente em determinar as estruturas da rede de transporte a serem implementadas para que a rede atenda aos critérios elétricos para operar as redes. Para isso, a rede de transporte é modelada e simulada na sua totalidade. No final desta fase, as estruturas de transporte serão concebidas para responder, tanto ao transporte de energia, como para satisfazer a procura, cumprindo simultaneamente os critérios técnicos de exploração. Serão, assim, determinados os custos de investimento das obras, o que permitirá a análise económica e financeira do plano director para determinar o faseamento óptimo da sua implementação.

Ao contrário do planeamento dos meios de produção, o estudo da rede de transporte baseia-se apenas nos cenários, médio e alto, da previsão da procura. Com efeito, é indesejável desenvolver sistemas de previsão de baixa procura pelas seguintes razões:

1. Risco de ter que reinvestir rapidamente para satisfazer a demanda mediana
2. Risco de abrandamento do desenvolvimento das atividades económicas devido à indisponibilidade de energia, tanto em termos de produção, como de entrega

3. Risco de assistir a uma multiplicação de obras que levaria a complicações operacionais, mas também a dificuldades e/ou atrasos na construção devido a constrangimentos geográficos, sociais e ambientais

Os objectivos do plano de transportes são os seguintes:

1. A curto prazo (visão de 5 anos): identificar os constrangimentos que estão por vir para que as partes envolvidas implementem rapidamente os estudos necessários para ultrapassar esses constrangimentos e procurar financiamento. Esta parte do estudo foi coberta pelo estudo de integração solar fotovoltaica de curto prazo
2. A médio prazo (visão entre 5 e 10 anos): identificar as primeiras grandes obras que terão de ser implementadas para lançar imediatamente estudos de viabilidade (incluindo estudos ambientais e sociais). Na medida do possível, no final destes estudos, devem ser tomadas as medidas necessárias para reservar áreas de terreno: aquisição ou aplicação de regulamentos que permitam proibir ou limitar a construção nos corredores identificados. Por um lado, isto permite que as autoridades em causa giram melhor o plano de ordenamento do território e, por outro lado, limita os custos futuros de compensação para as populações que serão afetadas. Por último, promoverá uma conclusão mais rápida dos projetos.
3. Longo prazo (visão > 10 anos): a visão de longo prazo do plano diretor de transportes fornece, principalmente, uma base de pressupostos a serem levados em conta para os estudos que devem ser realizados. De fato, o plano diretor deve ser atualizado a cada 5 anos, a fim de priorizar projetos futuros. As previsões de longo prazo do plano diretor são, portanto, apenas indicativas.

### 5.1.1 Metodologia

Tendo em conta o Plano de Desenvolvimento da Produção (capítulo anterior), a abordagem geral adotada para a realização deste estudo baseia-se numa abordagem "cronológica" com a revisão dos reforços previamente identificados, se necessário.

O cenário mediano de previsão da procura é o cenário que serve de referência no desenvolvimento da rede de transporte.

Os estudos elétricos foram realizados para planeamento nos anos de 2022 (representante do estado atual da rede), depois a partir de 2025 por intervalo de 5 anos para planeamento de médio e longo prazo: 2025, 2030, 2035, 2040 e 2045.

Esta abordagem permitirá identificar as obras que terão de ser realizadas durante o ano simulado. No entanto, a abordagem cronológica implementada para o estudo não é completamente linear, ou seja, se um trabalho identificado durante um ano "Y" deixar de ser válido para um ano "Y+n", então a solução prevista para o ano "Y+n" será reconsiderada para o ano "Y". Existe, portanto, uma forma de iteração na abordagem que permite chegar a uma rede-alvo com planeamento a longo prazo. Os resultados apresentados neste documento são os resultados obtidos no final do processo.

O estudo do cenário elevado permite chamar a atenção para o dimensionamento das estruturas identificadas no cenário de referência que terá de ser realizado a curto ou a médio prazo.

Não devemos esquecer que o plano mestre dá um horizonte de quase 30 anos, mas que as estruturas de transporte têm uma vida útil que varia entre os 40 e os 50 anos. O cenário elevado também pode ser visto como uma referência a longo prazo (> 25 anos) do cenário mediano.

Num estudo de planeamento a longo prazo, não vale a pena estudar a estabilidade dinâmica, uma vez que a conclusão depende muito das características específicas do género: as suas constantes de

tempo, regulador de velocidade e regulador de tensão. No estudo de planeamento a longo prazo, estas características do genset não são conhecidas, apenas os valores genéricos estariam disponíveis. Este tipo de estudo aplica-se apenas ao horizonte de curto prazo com características reais do genset de execução. Para São Tomé, deverá ser consultado o estudo de integração imediata do PV onde este assunto foi amplamente abordado.

### 5.1.2 Critérios de planeamento

A fiabilidade da alimentação elétrica resulta, essencialmente, do nível de redundância do equipamento e da presença de margens relativas aos limites de tensão e de carga para o equipamento. Se "N" for o número de componentes numa rede, o critério "N" especifica que a rede funciona a todos os níveis da carga esperada, quando todos os componentes N estão disponíveis.

Como a disponibilidade de equipamentos nem sempre é eficaz, é interessante também estudar o simples critério "N-1". Como mostrado na tabela abaixo, este critério permite ramais das redes para nós que não requerem potência garantida. Isto não impede, mais tarde, de reforçar a rede para trazer a garantia de potência a estes nós.

Quadro95 : Critérios de planeamento de rede

Critério	Vantagens		Desvantagens	Implicação numa topologia radial	Implicação numa topologia malhada
<b>N</b>	Menos dispendioso		Risco de sobrecargas em cascata, em caso de incidente em zona malhada, a menos que haja rápida restrição de carga automática	Em caso de incidente, os consumidores deixam de ser servidos	Em caso de incidente, o despacho ou os PLCs devem aliviar o excesso de carga imediatamente
<b>Simples N-1: um gatilho não deve conduzir a outros gatilhos em cascata</b>	Integridade do sistema garantida		Mais caro	Em caso de incidente, os consumidores deixam de ser servidos	Em caso de incidente os consumidores continuam a ser servidos
<b>N-1 com garantia de potência</b>	Integridade do Sistema e garantia de potência a todas as sbestações		Ainda mais caro	N.A.	100% de malhage. Todos os consumidores continuam a ser servidos

Devido à atual constituição da rede de transporte de São Tomé e aos projetos em curso, é o critério "Simples N-1" que é tomado em consideração como o principal critério para o planeamento da rede, principalmente porque a rede São Tomé é uma rede MV, que é operada em modo radial.

As gamas de tensões e de trânsitos de linhas e transformadores admissíveis são as seguintes:

	Operação Normal ("N")	Operação Degradada (N-1)
<b>Queda de tensão</b>	+/- 5%	+/- 10%
<b>Carga de linha</b>	< = 100%	<= 120%
<b>Carga de transformador</b>	< = 100%	<= 120%

O nível de 120% é considerado aceitável porque:

1. Por um lado, a maioria das falhas na rede são de curta duração (alguns minutos)



2. Por outro lado, as linhas e os transformadores podem suportar uma sobrecarga de 120% durante um período de 20 minutos ou mais, sem causar danos materiais.
3. Por último, os expedidores dispõem de ações corretivas para eliminar os constrangimentos de sobrecarga (entre 100% e 120%), nomeadamente a reconfiguração da rede (geralmente, trata-se de transferência de carga na distribuição de uma subestação de fonte para outra), a re-expedição (modificação do plano de produção para aliviar as estruturas sobrecarregadas) e, como último recurso, pode-se realizar a restrição de carga.

### 5.1.3 Critérios de projeto

No que diz respeito à criação de novas subestações de origem, são consideradas as seguintes tecnologias:

4. Ambiente rural ou área com baixo uso do terreno: AIS (Subestação Isolada do Ar)
5. Ambiente urbano com fortes constrangimentos no uso do terreno: tecnologia GIS (Subestação Isolada a Gás)

Para os transformadores, a escolha das potências dos transformadores escolhidos são as já utilizadas ou que em breve serão instaladas de forma a promover a bolsa de peças sobressalentes. Estes "padrões" são:

6. 63/30kV : 10-25MVA
7. 30/6 kV: 10-5MVA

Para as linhas, serão escolhidas secções de condutores já utilizadas em São Tomé, ou possivelmente outras normas adequadas.

A estimativa de custos tem em conta um excedente de 20% para a condição de insularidade.

Quadro96: Características do modelo de linha

Secção	Enterramento	Volt.	Corrente Max	R	X	L
mm <sup>2</sup>		kV	kA	Ohm/km	Ohm/km	mH/km
<b>325</b>		30	0,79	0,1033	0,32	1,018592
<b>90</b>		30	0,34	0,3386	0,32	1,018592
<b>90</b>		63	0,34	0,3386	0,32	1,018592
<b>228</b>		30	0,48	0,146	0,32	1,018592
<b>228</b>		63	0,48	0,146	0,32	1,018592
<b>1000</b>	x	6	0,90	0,029	0,08	0,2546479
<b>50</b>	x	6	0,10	0,588	0,08	0,2546479
<b>50</b>	x	30	0,10	0,588	0,08	0,2546479
<b>50</b>	x	6	0,10	0,588	0,08	0,2546479
<b>54.6</b>		30	0,19	0,597	0,32	1,018592

Quadro97: Custos de Transformadores

Potência Nominal (MVA)	Tensão(kV)	Custo (M€)
<b>5</b>	30/6	0.11
<b>10</b>	30/6	0.23
<b>10</b>	63/30	0.57
<b>25</b>	63/30	0.74
<b>50</b>	63/30	1.03

Preços das subestações

1. AIS : 3,22 M€
2. GIS : 5,06 M€

## 5.2 Hipóteses e cenários

### 5.2.1 Hipótese de carga

A segmentação da carga não inclui uma segmentação geográfica. O diagrama unifilar fornecido pela EMAE inclui a capacidade instalada dos transformadores de distribuição, tendo sido utilizada a capacidade instalada total para distribuir a carga ao terminal a que pertencem.

A carga ligada ao lado das linhas foi aplicada num terminal fictício no meio da linha.

A carga total do ponto de vista de geração às 11h é de 10MW, considerando que 10% das perdas técnicas a carga do ponto de vista dos terminais é, então, de 9MW. A tabela a seguir mostra a carga aplicada a cada terminal ou linha.

*Quadro98: Distribuição de cargas*

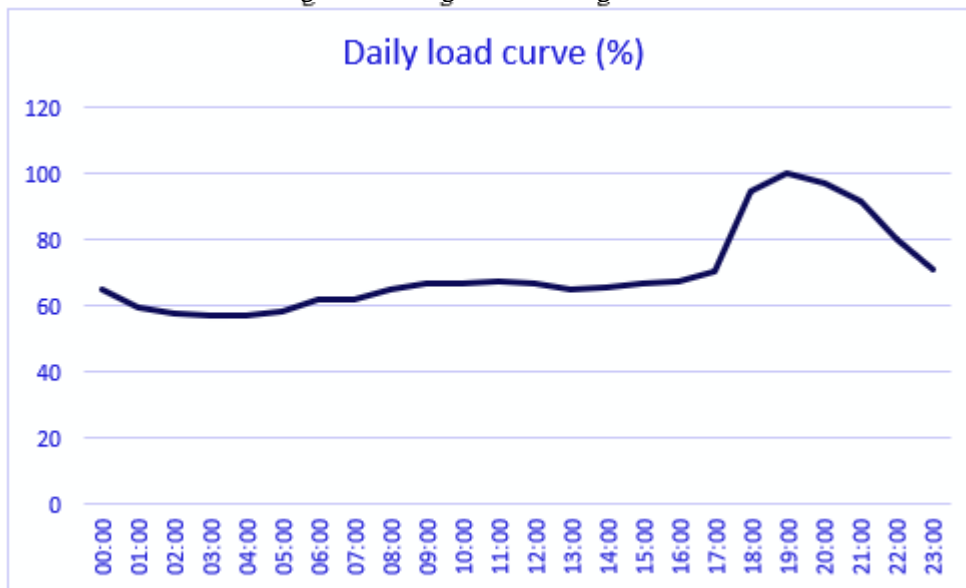
De/ terminal	para	Capacidade instalada kVA	Designação da carga	Carga às 11am (MW)
<b>contador</b>	P13	3235	PCH-P13 Load on line	0,62
<b>P13</b>		1300	Guadalupe+Praia das conchas	0,25
<b>P13</b>	PC2	2220	P13-PC2 Load	0,43
<b>PC1</b>		12040	PC1	2,31
<b>PC1</b>	SE2	1590	PC1-SE2 P7	0,30
<b>PC1</b>	SE2	3635	PC1-SE2 P4	0,70
<b>PC2</b>	PC3	2230	PC2-PC3	0,43
<b>PC2</b>	SE1	2400	PC2-SE1	0,46
<b>PC3</b>		2530	PC3 Load (Sao José)	0,49
<b>PC3</b>	PC4	500	PC3-PC4 Load	0,10
<b>PC4</b>		6705	Santana	1,29
<b>PC4</b>	SE1	3725	PC4-SE1	0,71
<b>PC6</b>		1490	PC6	0,29
<b>SE1</b>		1810	Bobo Forro	0,35
<b>SE2</b>	PC6	1510	SE2	0,29

O cálculo é feito em horas diferentes durante o dia:

1. 11h (saída solar máxima)
2. 19pm (carga máxima)

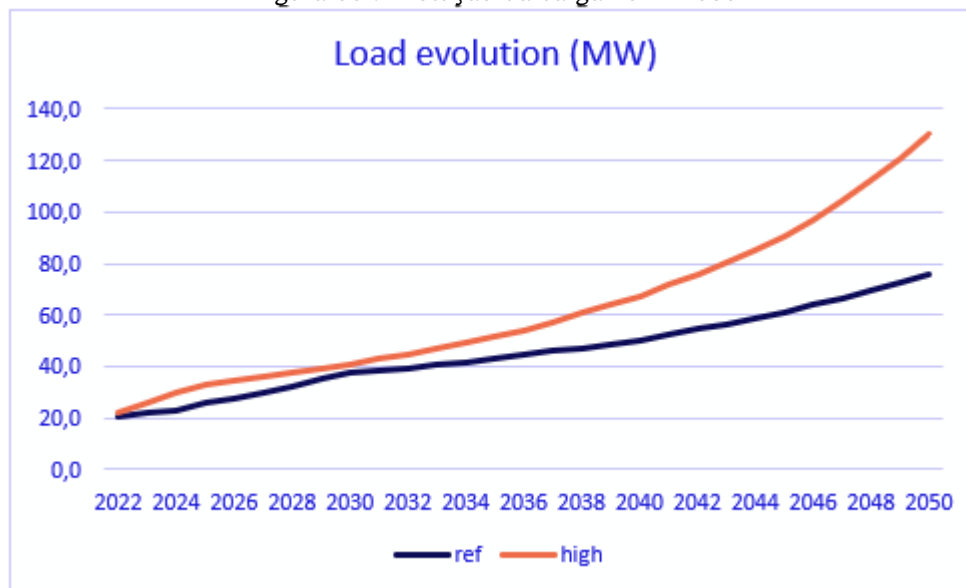
O seguinte diagrama de carga diário é usado para calcular a carga a uma dada hora

Figura 59: Diagrama de cargas diário



Em seguida, o crescimento da previsão de carga é aplicado uniformemente em todas as cargas. O valor abaixo mostra a evolução da carga máxima (19h) até 2050 para o caso de referência e o caso de elevada procura

Figura 60 : Evolução da carga 2022-2050



## 5.2.2 Hipóteses de geração

### 5.2.3 Gerador térmico

Tendo em conta que todas as infraestruturas de produção térmica já estão presentes no sítio de Santo Amaro, todas as futuras centrais térmicas também estarão localizadas lá.

Cisan IPP é modelado em Santo Amaro gerando eletricidade apenas em horas de ponta para 4,5MW.

#### 5.2.3.1 Geradores hídricos

A linha de evacuação da central hidroelétrica foi concebida juntamente com a central hidroelétrica, a fim de garantir a possibilidade de evacuar toda a energia entregue pela instalação. Os investimentos relacionados com estas centrais elétricas estão incluídos no investimento global da central elétrica. Todas as centrais hídricas estão ligadas à rede de 30kV. A sua produção é mobilizada na estação

chuvosa, tanto para as horas de pico como para as horas de não pico, não sendo modelada nenhuma produção durante a estação seca.

### 5.2.3.2 Centrais elétricas de PV e sistemas de energia de bateria

O sistema de energia da bateria está localizado nos mesmos “bus” que as centrais de PV, de modo a minimizar as perdas de energia durante as horas de carregamento.

Não são conhecidas a localização exata e a configuração das futuras centrais de PV, mas assumimos que todas estarão localizadas na parte norte da ilha, entre Santo Amaro e Neves. Todas injetarão a sua produção na subestação PC2. **Até 2025, vão injetar a sua energia na rede de 30kV no PC2. Depois de 2030 a 2050, tendo em conta o elevado nível de produção, terão de injetar a energia numa rede de 63kV.**

Para simplificar o modelo, todas as centrais PV foram modeladas no mesmo bus de 63kV. Na realidade, cada central terá o seu próprio bus e uma linha própria ligada ao PC2.

A central elétrica de PV pode produzir/absorver energia reativa numa gama  $[-0.35; +0,4]P_{max}$ . Esta é a gama de construção padrão e ajudará a manter o nível de tensão na rede.

O sistema de baterias deve funcionar com um fator de potência entre 0,8-0,9, para ajudar a manter a tensão da rede.

### 5.2.3.3 Central elétrica disponível

O quadro que se segue mostra, para cada ano do modelo, que central elétrica é adicionada ou removida do sistema

Quadro99 Adição ou Remoção de Centrais

Ano	Cenário de Referência	Ano	Cenário Alto
2022	Santo Amaro 1-2-3 Contador 4MWp PV	2022	Santo Amaro 1-2-3 Contador 4MWp PV
2025	Contador Ampliado 10.3MWp PV 6MW LFO CIsan 4.5MW	2025	Contador Ampliado 28MWp PV 3x6MW LFO CIsan 4.5MW
2030	<b>Adição</b> PV 37.5MWp IoGrande 1&2 Abade 3&4 St Luzia Cantador 2x6MW ICE 20MW BESS <b>Remoção</b> Santo Amaro 1	2030	<b>Adição</b> PV 33.7MWp BESS 36.5MW IoGrande 1&2 Abade 3&4 St Luzia Cantador <b>Remoção</b> Santo Amaro 1
2035	PV 20MWp BESS 21MW	2036	PV 55MWp ICE 2x6MW
2040	<b>Adição</b> PV 30MWp BESS 9MW <b>Remoção</b> Santo Amaro2	2041	CE 5x6MW PV 46MWp <b>Remoção</b> Santo Amaro2
2045	<b>Adição</b> ICE 2x6MW PV 32MWp BESS 11MW <b>Reamoção</b> Santo Amaro3	2045	PV 56.5MWp BESS 60MW ICE 4x6MW <b>Remoção</b> Santo Amaro3
2050	PV 57MW BESS 14MW ICE 3x6MW	2050	PV 136MWp BESS 35MW

ICE : Motor de combustão interna

Cenário elevado: ano-modelo definido para 2036 e 2041, em vez de 2035 e 2041, porque estes anos correspondem ao comissionamento de importantes centrais elétricas.

#### 5.2.4 Cenários de simulação

Os cenários são desenvolvidos para avaliar e dimensionar a rede nas suas operações mais restritas. Para isso são tidos em conta: o nível de carga, o ano de estudo e também o despacho. O dimensionamento de linhas e de transformadores é realizado para a carga máxima para o ano mais avançado. Se um dimensionamento exceder os critérios acima especificados, é feita uma escolha em conformidade: criação de uma linha, subestação ou reforço das capacidades de transformação de uma subestação existente.

Note-se que, para as linhas de transmissão ou transformadores, o despacho de fontes controláveis acabará por ser uma alavanca de controlo para satisfazer os critérios de funcionamento.

Para as necessidades de compensação da energia reativa da rede de transporte, devem ser tidos em conta dois Estados de carga:

1. O estado mínimo de carga da linha para avaliar as necessidades de compensação indutivas: é por isso que que estes constrangimentos são os mais fortes durante os períodos de pico.
  2. O estado máximo de carga da linha para avaliar as necessidades de compensação capacitiva: é, portanto, a carga máxima e é, possivelmente, no pico da produção de PV que estes constrangimentos são mais fortes.
1. Existem, portanto, três estados de carga que são simulados para cada ano estudado:
    1. Carga máxima (carga = 100% do pico anual)
    2. Pico de produção de PV (11:00 Carga ≈ 67% do pico anual)
    3. Carga for a de pico (Carga ≈ 55% do pico anual)

### 5.3 Modelo de rede

A rede São Tomé foi modelada usando o software PowerFactory da DigSilent. A rede foi simplificada de modo a centrar-se na ligação principal. O esquema simplificado é o que foi apresentado no relatório de início, para o qual não foram recebidas observações concretas. Tal como apresentado no diagrama unifilar fornecido pela EMAE, foram modelados tanto a rede de 30kV como a rede 6kV. A figura a seguir mostra a representação esquemática da rede utilizada para modelar a rede no PowerFactory.

Figura 61 : Representação simplificada da rede

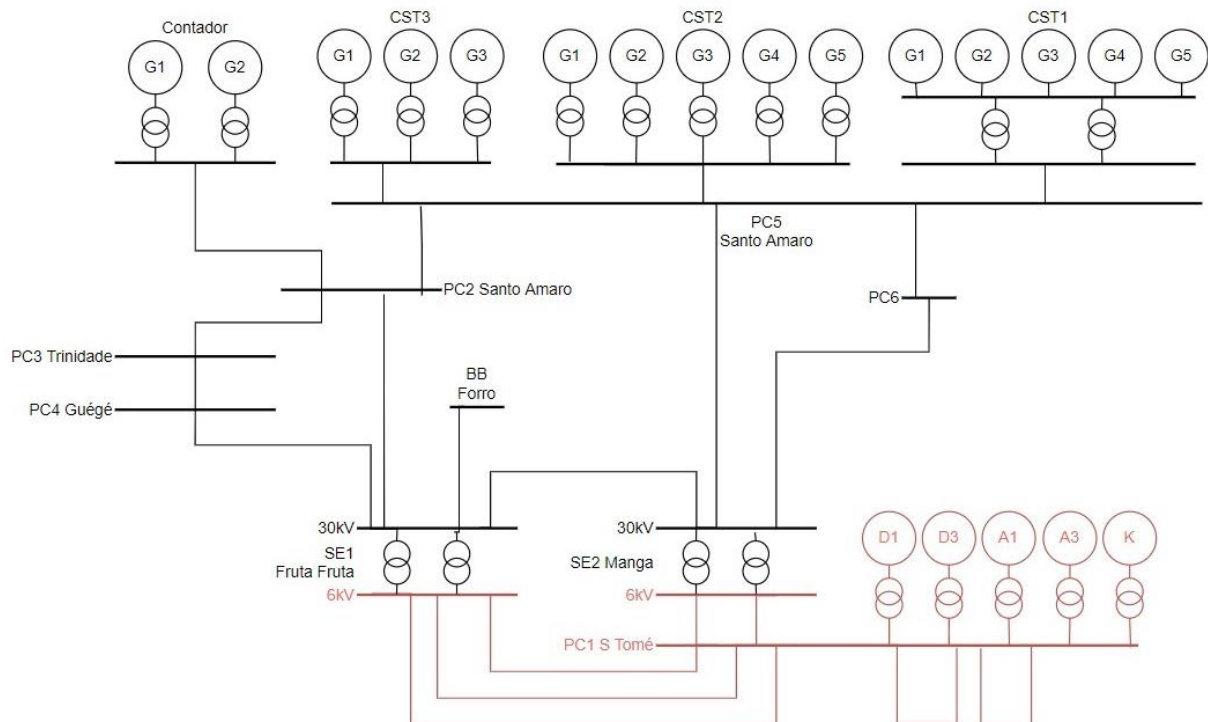


Figura 62 Diagrama unifilar detalhado

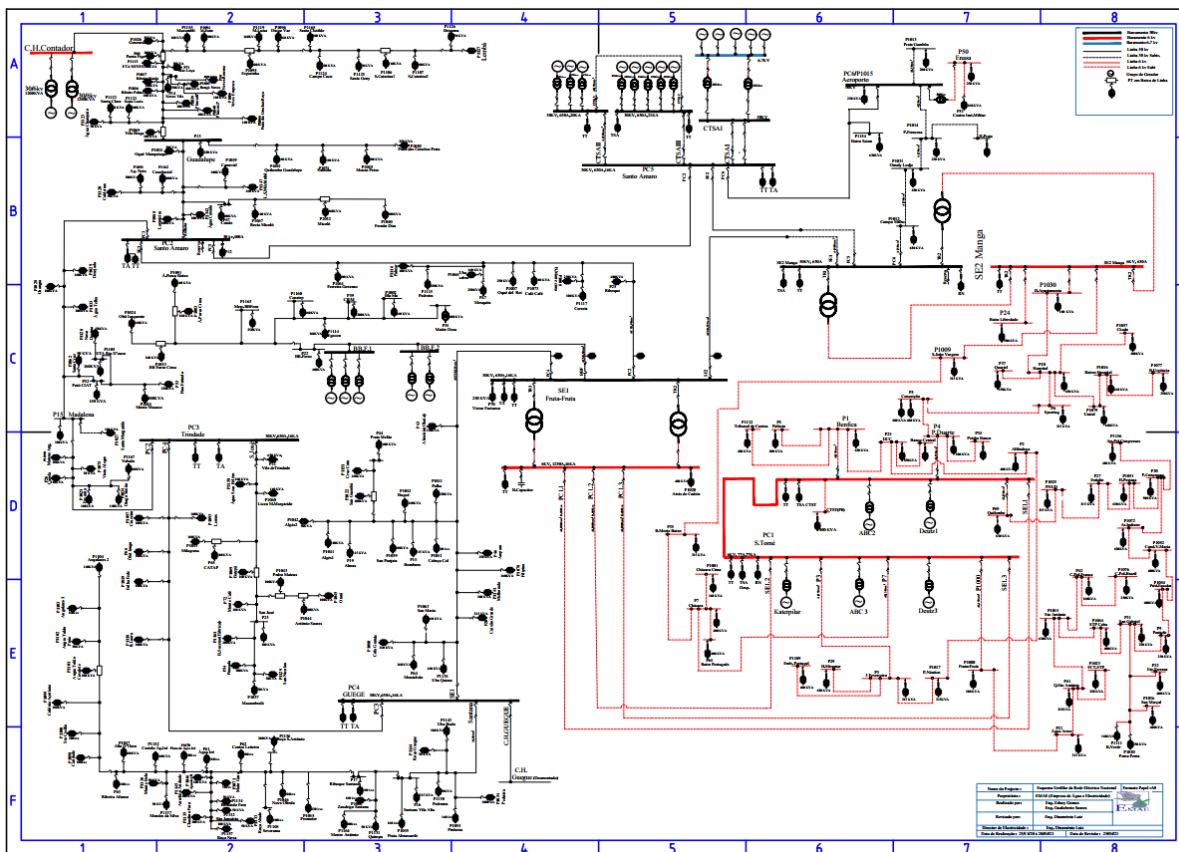
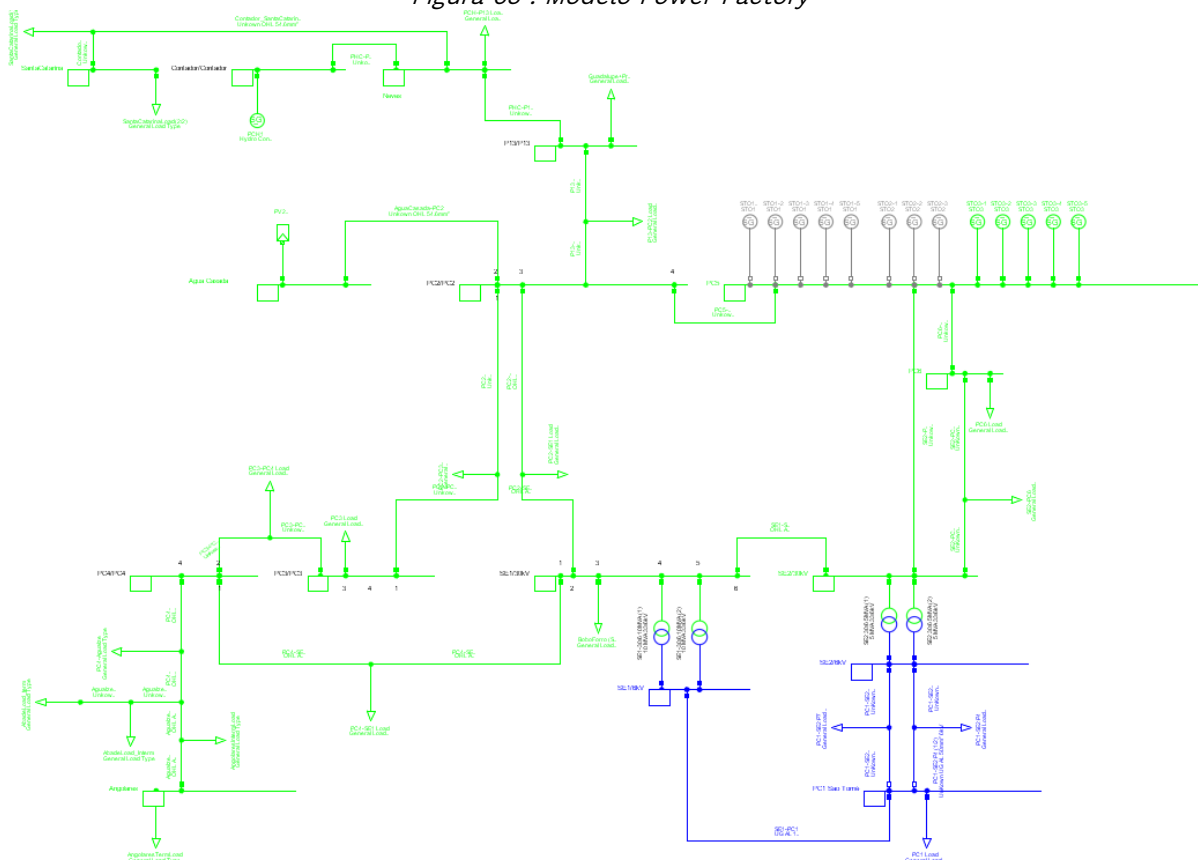


Figura 63 : Modelo Power Factory



Uma vez que o objetivo da tarefa é estudar o reforço da rede necessária para acompanhar o crescimento da procura e o comissionamento das instalações de nova geração, foram modeladas apenas linhas que ligam geradores às cargas principais. As linhas que ligam apenas cargas distantes não foram modeladas. As cargas foram aplicadas diretamente nos seus bus. À semelhança das linhas

estudadas para **integração de PV, foram modeladas linhas a oeste e a sul para poder ligar centrais hídricas nestes locais (Cantador, lo Grande 1&2, Abade 3&4)**. A rede 6kV não foi modelada, por não ser relevante neste tipo de estudo, em que nos focamos na fiabilidade da transmissão de energia do ponto de geração para o principal ponto de consumo. Tendo em conta o crescimento da carga na rede 6kV, deve ser realizado um estudo de viabilidade para passar de 6kV para 20kV ou 30kV. Os transformadores de 30/6kV existentes estarão sobrecarregados até 2030, pelo que parece razoável considerar esta mudança de 6kV para 30kV até esta data.

## 5.4 Cenário de referência

No cenário de referência é necessária uma rede de 63kV em 2030 para transportar energia do PC2 para a SE1 (Santo Amaro a São Tomé). Esta linha transportará cerca de 10MW durante as horas de pico de carga em 2030. Poderia ser construído em 2035, mas, se assim fosse, os critérios n-1 não seriam satisfeitos entre Santo Amaro e São Tomé em 2030 e as outras linhas entre esses pontos estariam sobrecarregadas.

Em 2035 a rede de 63kV estará ligada à Neves. A linha irá de PC2 a Neves ou do bus PV-BESS 63kV para Neves.

E 2050 novas instalações de geração térmica em Santo Amaro também terão de ser conectadas em 63kV. Um segundo circuito entre PC2 e SE1 em 63kV terá de ser construído em 2050. Esta nova linha é necessária para os critérios N-1. A mesma lógica aplica-se à linha entre Água Casada e Neves em 63kV em 2050.

A rede de 30kV entre Santo Amaro e o PC2 terá de ser reforçada até 2025, bem como a malha na zona PC3-SE1-PC4. A simulação foi feita em modo looped, mesmo que em funcionamento a rede seja operada em modo radial. Isto é muito comum quando se modela uma rede de 30kV, uma vez que não são conhecidas as posições de todos os disjuntores.

Parece que o PC2 passará a ser o ponto de operação central da rede, recebendo energia de Santo Amaro e da central elétrica PV/BESS, bem como do sistema hídrico no Norte. Depois, a partir do PC2, a energia será distribuída para PC3 e SE1 para alimentar o centro da cidade de São Tomé. Com o desenvolvimento futuro de um grande esquema de PV na parte norte da ilha e considerando a necessidade de desenvolver rede de 63kV a leste para alimentar a cidade de São Tomé, será necessária uma grande subestação 63/30 neste local. A EMAE deve garantir o mais rapidamente possível o terreno neste local para construir tal subestação.

A subestação SE1 no centro de São Tomé terá de receber 63kV do PC2, terá de ser uma subestação SIG (subestação isolada a gás). A subestação atual parece ser suficientemente grande para acolher este tipo de equipamento. Parte da linha de 63kV do PC2 para a SE1 pode ser subterrânea. Tendo em conta que esta linha terá de ser reforçada até 2050, considerámos um pouco de sobreinvestimento na linha 2030, a fim de poder utilizar os mesmos polos para a linha 2050 e economizar custos na construção da segunda linha.

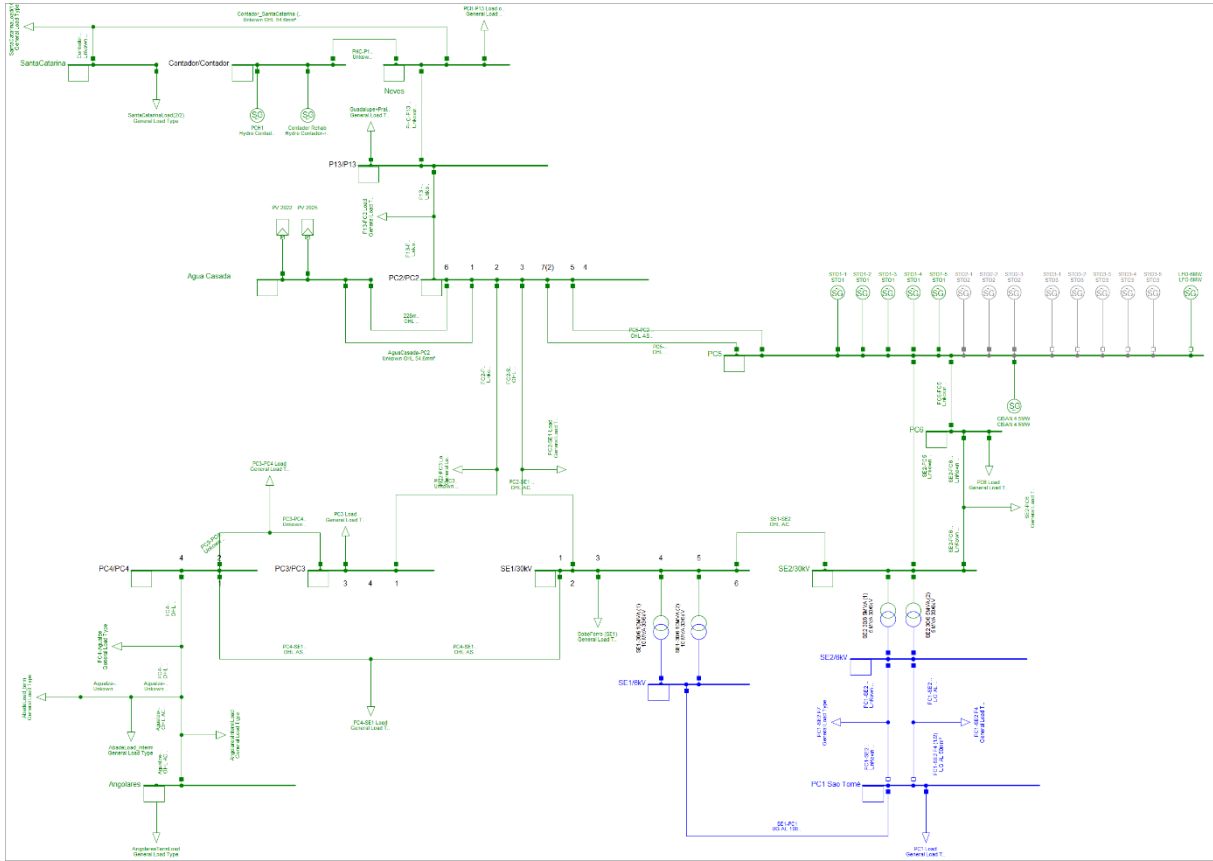
Em Neves também serão necessários 63/30kV. Consideramos uma subestação isolada de ar padrão.

Os seguintes diagramas mostram a evolução da rede de 2025 a 2050.

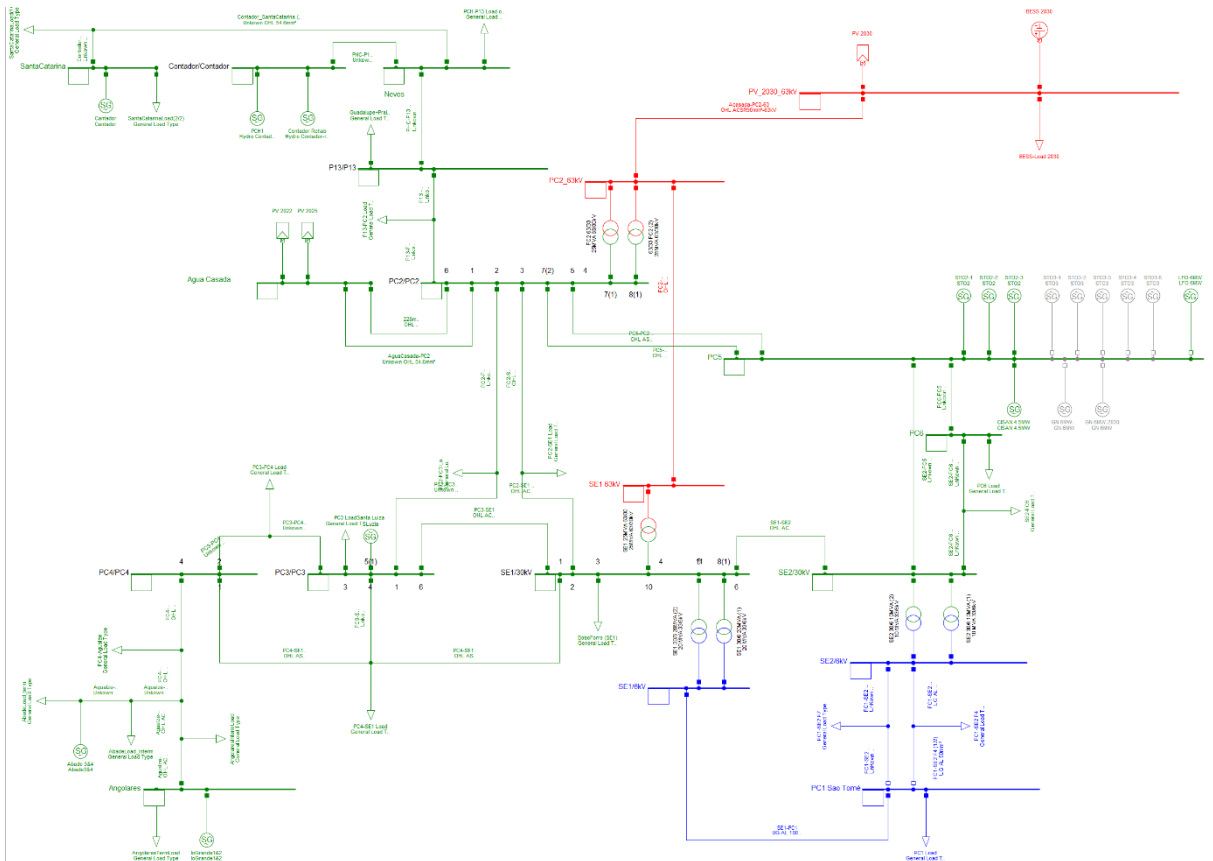
1. Vermelho : 63kV
2. verde : 33kV
3. azul : 6kV



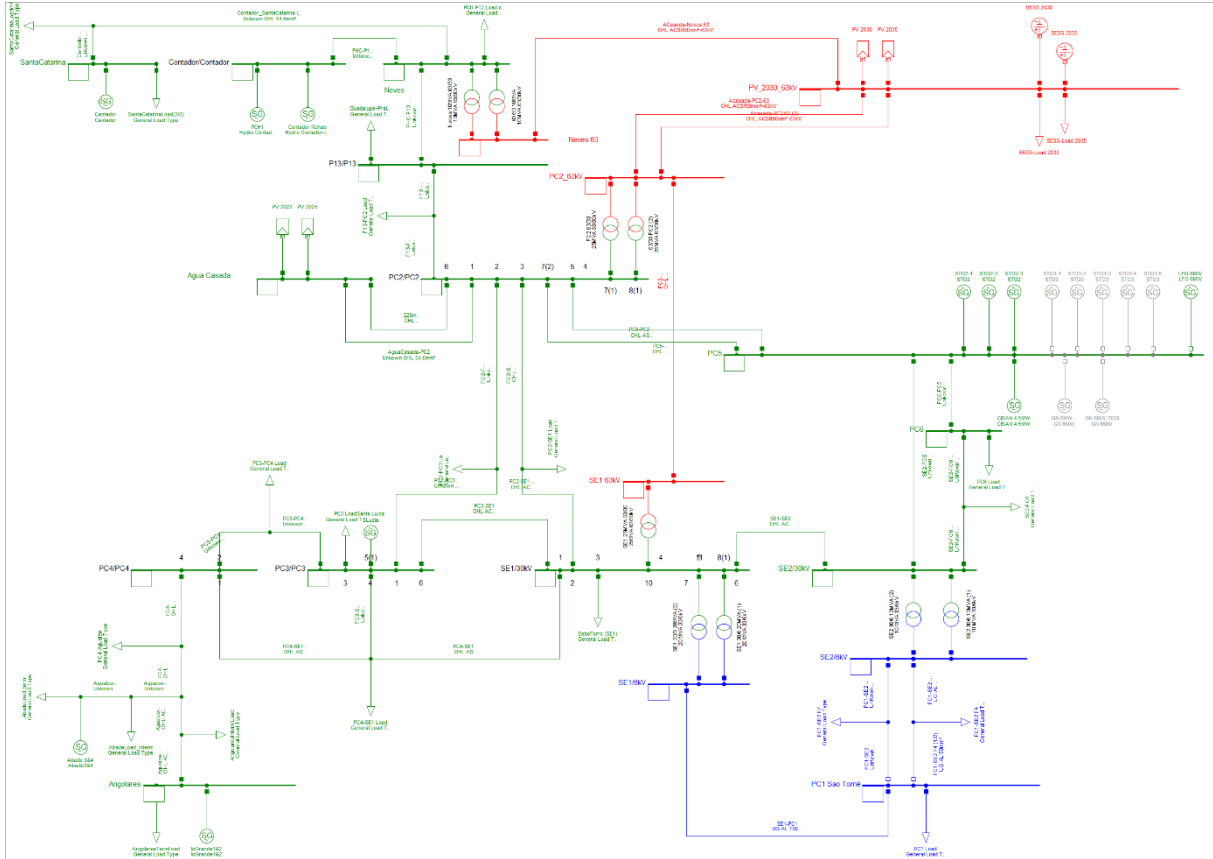
2025



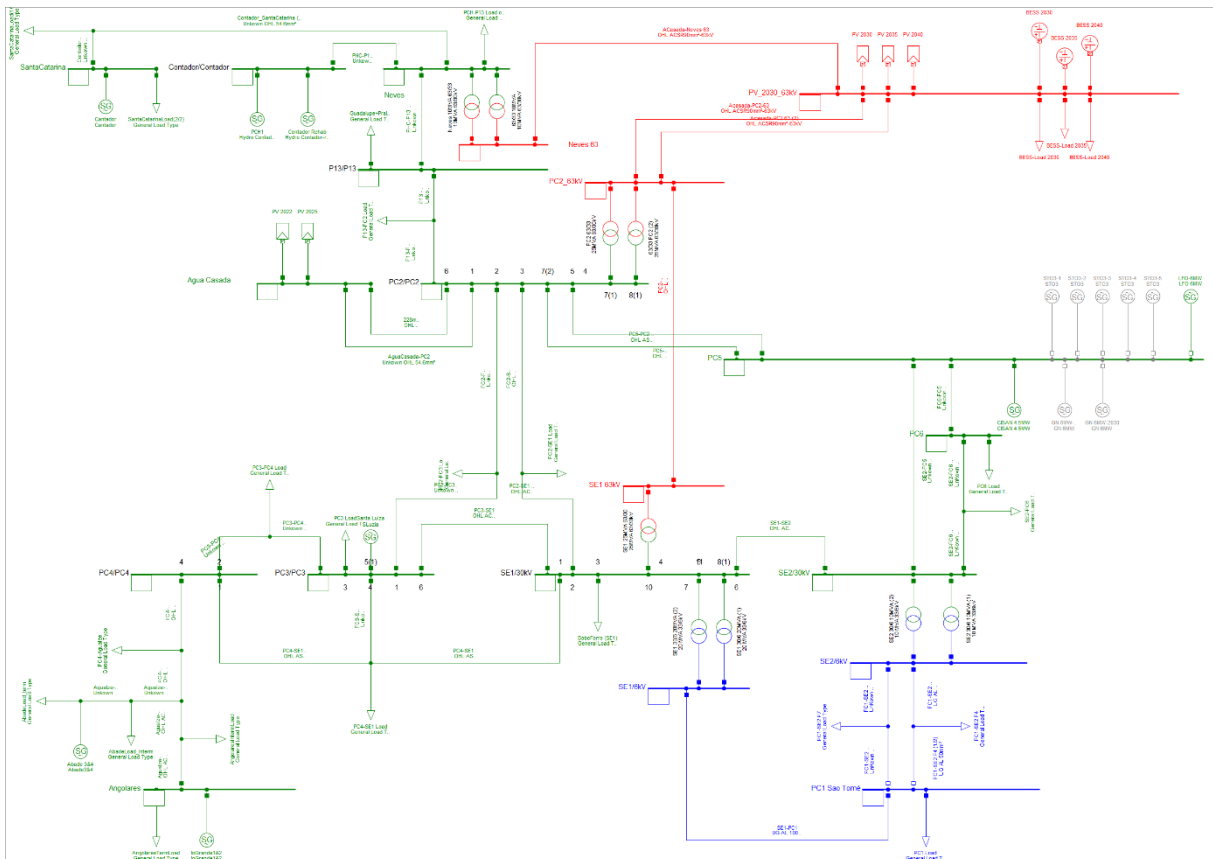
2030



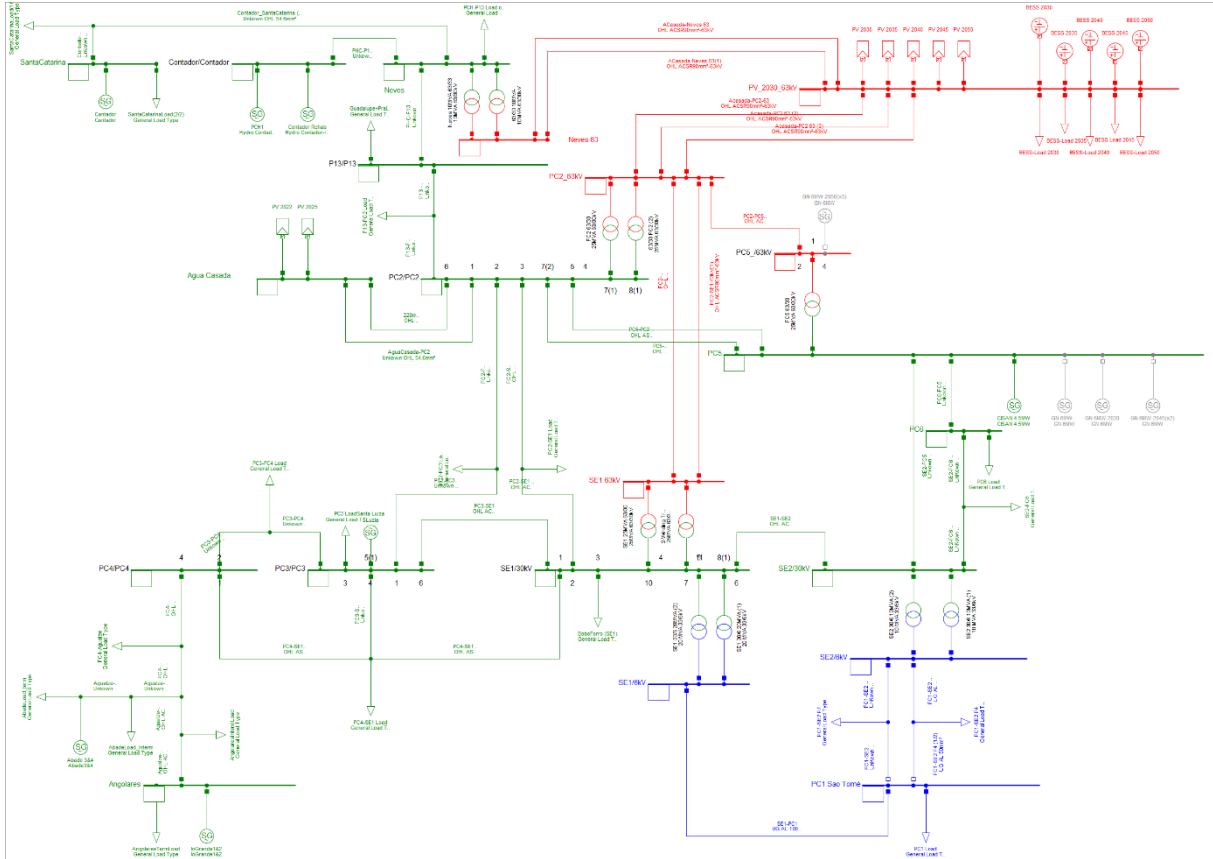
2035



2040



2050



Quadro100 : Plano de investimentos em redes – Caso de Referência

Tipo	De	Para	Tensão(kV)	Secção (mm <sup>2</sup> ) /potência (MVA)	Ano	Preço unitário (M€)	Comprimento (km)/nb	Preço total (M€)	COmentários
linha	PC5	PC2	30	228	2025	0,04025	1,8	0,07245	Linha de duplo terno em substituição da linha atual
linha	PC5	PC2	30	228	2025	0,04025	1,8	0,07245	
linha	Agua casada	PC2	30	228	2025	0,04025	4	0,161	A está prevista um linha de 54.6mm <sup>2</sup> , que não será suficiente para evacuar toda a produção de 2030
bus	Agua casada		63		2030			0	O investimento da subestação de 63kV está incluído na central PV.
AIS subestação	PC2		63		2030	3,22	1	3,22	
linha	SE1	PC3	30	90	2030	0,02875	6	0,1725	
linha	PC3	mid-SE1-PC4	30	54,6	2030	0,023	1,5	0,0345	
linha	Agua casada	PC2	63	90	2030	0,069	4	0,276	
TFO	SE2		30/6	10	2030	0,575	2	1,15	
TFO	SE1		30/6	20	2030	0,69	2	1,38	
TFO	PC2		63/30	25	2030	0,7475	2	1,495	
GIS subestação	SE1		63		2030	5,06	1	5,06	
AIS subestação	Neves		63		2035	3,22	1	3,22	
linha	PC2	SE1	63	90 ST+DT	2030	0,1035	6	0,621	+50% de sobreinvestimento para prever que um Segundo circuito deverá ser construído no futuro
linha	Agua casada	PC2	63	90	2035	0,069	4	0,276	
linha	Agua casada	Neves	63	90	2035	0,1035	12	1,242	+50% de sobreinvestimento para prever que um Segundo circuito deverá ser construído no futuro
TFO	SE1		63/30	25	2030	0,7475	1	0,7475	
TFO	Neves		63/30	10	2035	0,575	2	1,15	

Tipo	De	Para	Tensão(kV)	Secção (mm <sup>2</sup> ) /potência (MVA)	Ano	Preço unitário (M€)	Comprimento (km)/nb	Preço total (M€)	COmentários
linha	Agua casada	PC2	63	90	2045	0,069	4	0,276	
TFO	SE1		63/30	25	2045	0,7475	1	0,7475	
<b>SUBESTAÇÃO AIS</b>	PC5		63		2050	3,22	1	3,22	
linha	PC5	PC2	63	90	2050	0,069	2	0,138	
TFO	PC5		63/30	25	2050	0,7475	1	0,7475	
linha	PC2	SE1	63	90 (condutores)	2050	0,0345	6	0,207	Apenas 50% do investimento, porque o primeiro circuito terá sido construído no passado
linha	Agua casada	Neves	63	90	2050	0,0345	12	0,414	Apenas 50% do investimento, porque o primeiro circuito terá sido construído no passado

Os preços unitários são preços internacionais médios utilizados em África para projetos do mesmo tipo, agravados em 20% para ter em conta a insularidade.

O investimento total será de 26M€ até 2050, 85% em subestações.

Gas natural ICE pode ser ligado nos 30kV até 2040. Será apenas em 2045 que as novas terão de ser ligadas a 63kV.

Quadro101 : Carga de linhas e de transformadores– Cenário de referência – Operação normal

Year	19h-11h	Season	PC2-PC3	PC2-SE1 30kV	PC5-PC2	PC5-SE2	PC5-PC6-SE2	PC2-Neves 30kV	PC2-Neves 63kV	PC2-SE1 63kV	SE1 30/6kV	SE2 30/6kV	SE1 63/30 kV	PC2 63/30 kV	Neves 63/30 kV
2025	19h	dry	51%	44%	35%	68%	65%	55%			50%	48%			
2025	19h	rainy	51%	44%	30%	67%	64%	6%			50%	48%			
2025	11h	rainy	35%	31%	7,5%	41%	40%	9%			38%	30%			
2025	11h	dry	35%	35%	31%	41%	41%	36%			38%	36%			
2030	19h	dry	56%	41%	20%	59%	62%	50%		20%	54%	33%	55%	23%	
2030	19h	rainy	25%	29%	36%	50%	55%	50%		36%	55%	33%	17%	17%	
2030	11h	rainy	5%	11%	13%	18%	23%	22%		13%	43%	34%	17%	14%	
2030	11h	dry	38%	29%	10%	39%	40%	60%		10%	43%	16%	37%	9,10%	
2035	19h	dry	66%	50%	21%	71%	14%	23%	20%	38%	60%	28%	57%	27%	37%
2035	19h	rainy	33%	35%	25%	53%	59%	23%	10%	19%	60%	27%	29%	15%	20%
2035	11h	rainy	9%	14%	13%	20%	29%	12%	5%	17%	46%	17%	25%	20%	10%
2035	11h	dry	44%	33%	10%	43%	45%	20%	12%	29%	46%	44%	18%	14%	23%
2040	19h	dry	75%	56%	16%	64%	71%	29%	23%	57%	70%	34%	86%	55%	43%
2040	19h	rainy	55%	53%	13%	60%	74%	35%	18%	51%	83%	45%	76%	49%	34%
2040	11h	rainy	16%	20%	11%	26%	33%	15%	7%	20%	50%	31%	20%	20%	13%
2040	11h	dry	51%	39%	10%	49%	53%	24%	14%	34%	51%	51%	21%	17%	26%
2050	19h	dry	98%	82%	4%	77%	91%	54%	32%	57%	71%	85%	46%	49%	60%
2050	19h	rainy	65%	50%	4%	61%	78%	50%	24%	44%	71%	65%	45%	38%	44%

Quadro 8 : Carga de linhas e de transformadores– Cenário de referência – Situação N-1 s (estiagem – hora de pico)

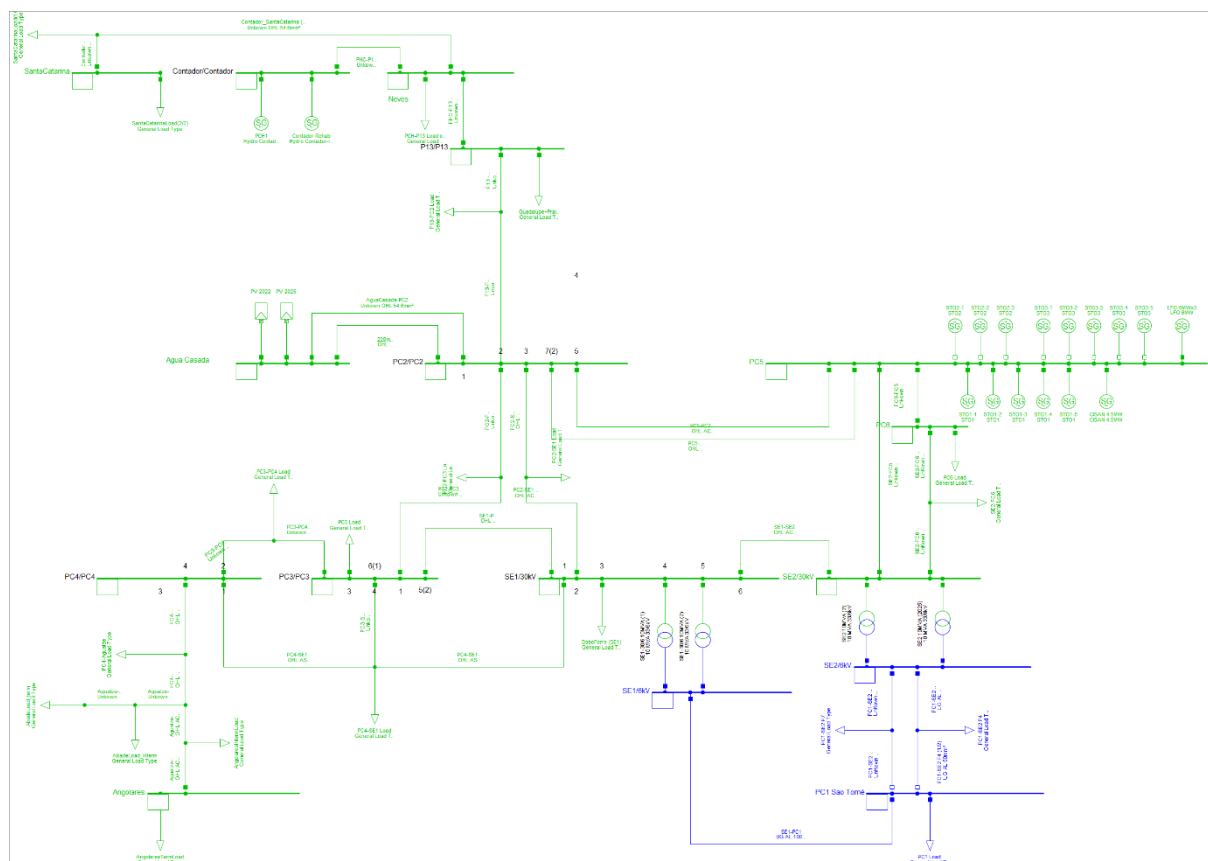
Year	PC2-PC3	PC2-SE1 30kV	PC5-PC2	PC5-SE2	PC5-PC6-SE2	PC2-Neves 30kV	PC2-Neves 63kV	PC2-SE1 63kV	SE1 30/6kV	SE2 30/6kV	SE1 63/30 kV	PC2 63/30 kV	Neves 63/30 kV
2030	78%	70%	62%	96%	93%	90%		62%	69%	66%		62%	
2035	90%	80%	54%	110%	110%	103%	26%	40%	80%	75%	71%	29%	50%
2040	115%	105%	36%	120%	120%	125%	31%	71%	92%	89%	105%	99%	59%
2050	107%	73%	11%	100%	107%	54%	34%	100%	90%	99%	93%	53%	32%

Da tabela anterior podemos ver que a situação mais constrangida é sempre durante a hora de pico na estação seca. A explicação é muito simples: neste período do ano as fontes de produção estão concentradas numa mesma zona, enquanto que, durante a estação chuvosa, na hora de ponta, as instalações hídricas dispersas contribuem para alimentar a rede, pelo que o fluxo de carga é espalhado por mais linhas.

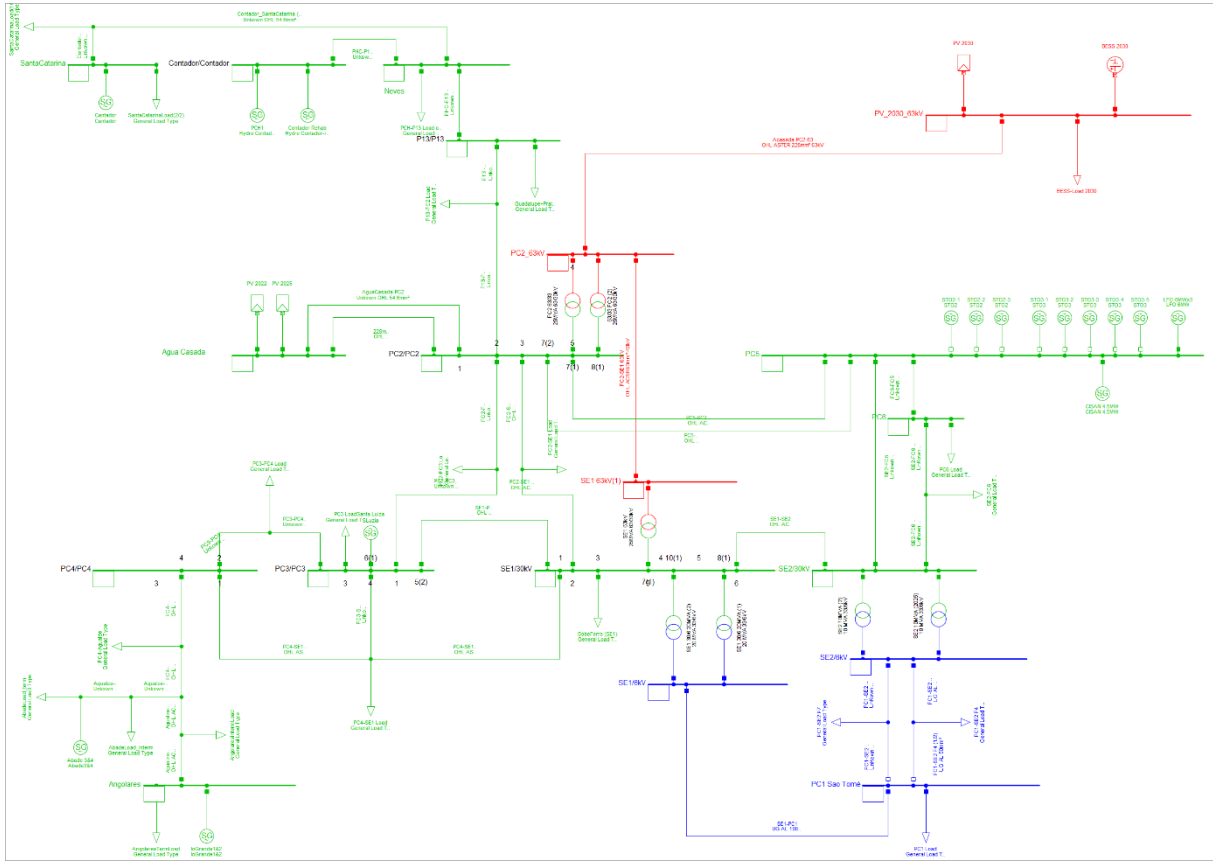
### 5.5 Cenário de alta procura

O cenário de referência elevado necessita do mesmo tipo de investimentos que o cenário de caso de referência, mas ocorrem mais cedo. A linha de 63kV entre PC2 e SE1 é em 2030 para ambos os cenários, mas é um circuito de linha dupla de 63kV para Neves que é necessário em 2036. No cenário de referência, um único circuito será suficiente até 2050. Em 2041 é necessária uma linha de 63kV para ligar o PC2 ao PC4 e é necessário um reforço do circuito de 63kV entre PC2 e SE1 em 2041. No cenário de referência, a linha para PC4 não é necessária até 2050 e o reforço entre PC2 e SE1 ocorre apenas em 2050. Em 2041, a nova geração térmica em Santo Amaro terá de ser conectada em 63kV, sendo que esta só é necessária em 2050 no cenário de referência. Depois de 2041, a carga na rede 6kV será demasiado alta para ser realisticamente servida por este tipo de rede. Um upgrade para 20 ou 30kV terá de ser feito: cerca de 25MW. O Transformador 30/6kV terá de ser dimensionado entre 20MVA e 50MVA, e a linha subterrânea terá correntes muito elevadas, o que não é realista a 6kV. <sup>15</sup>

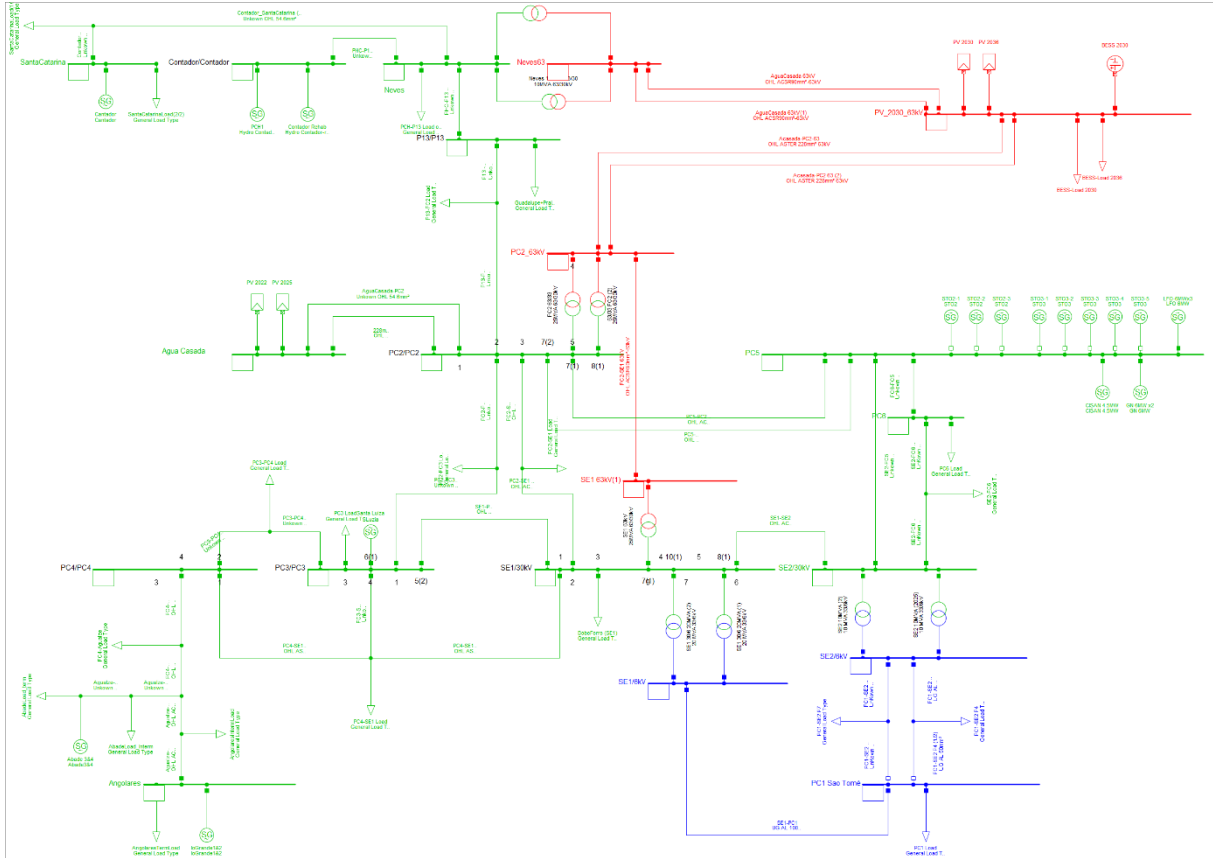
2025



2030

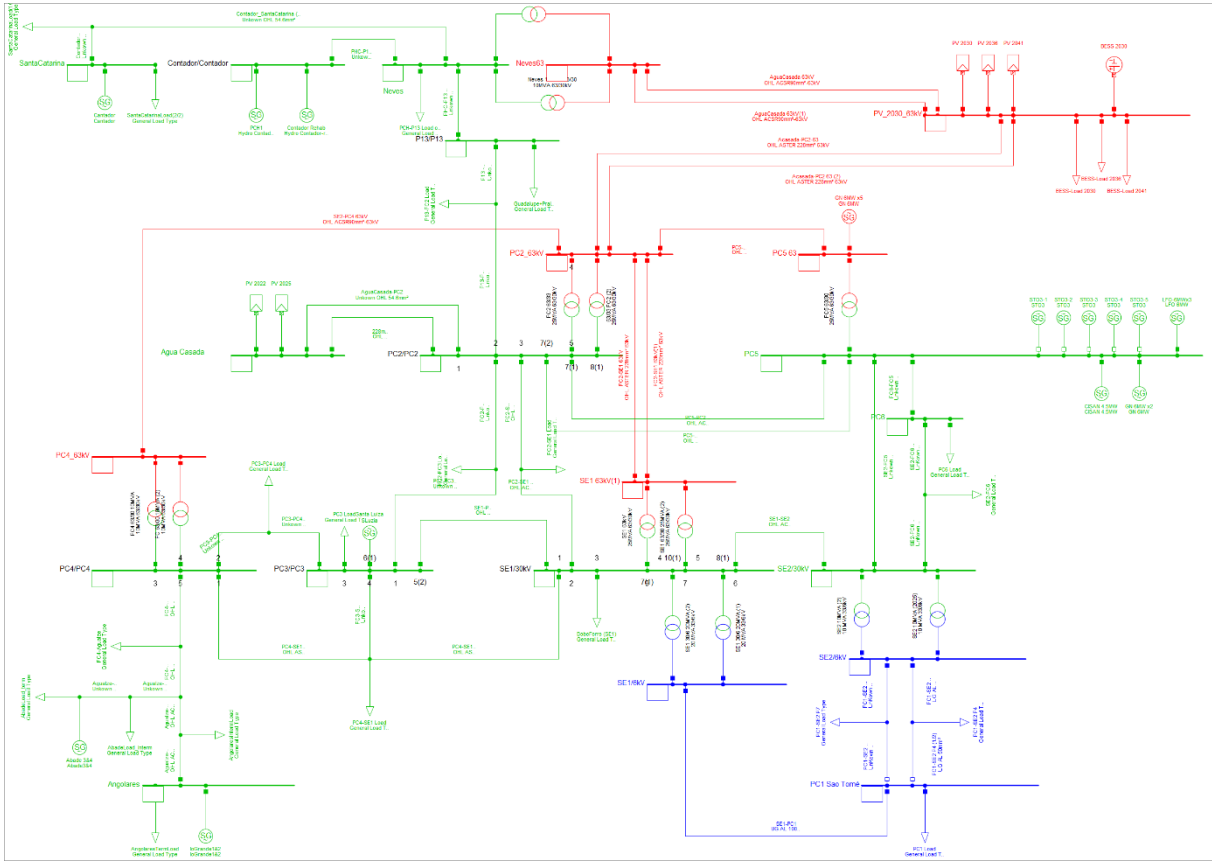


2036

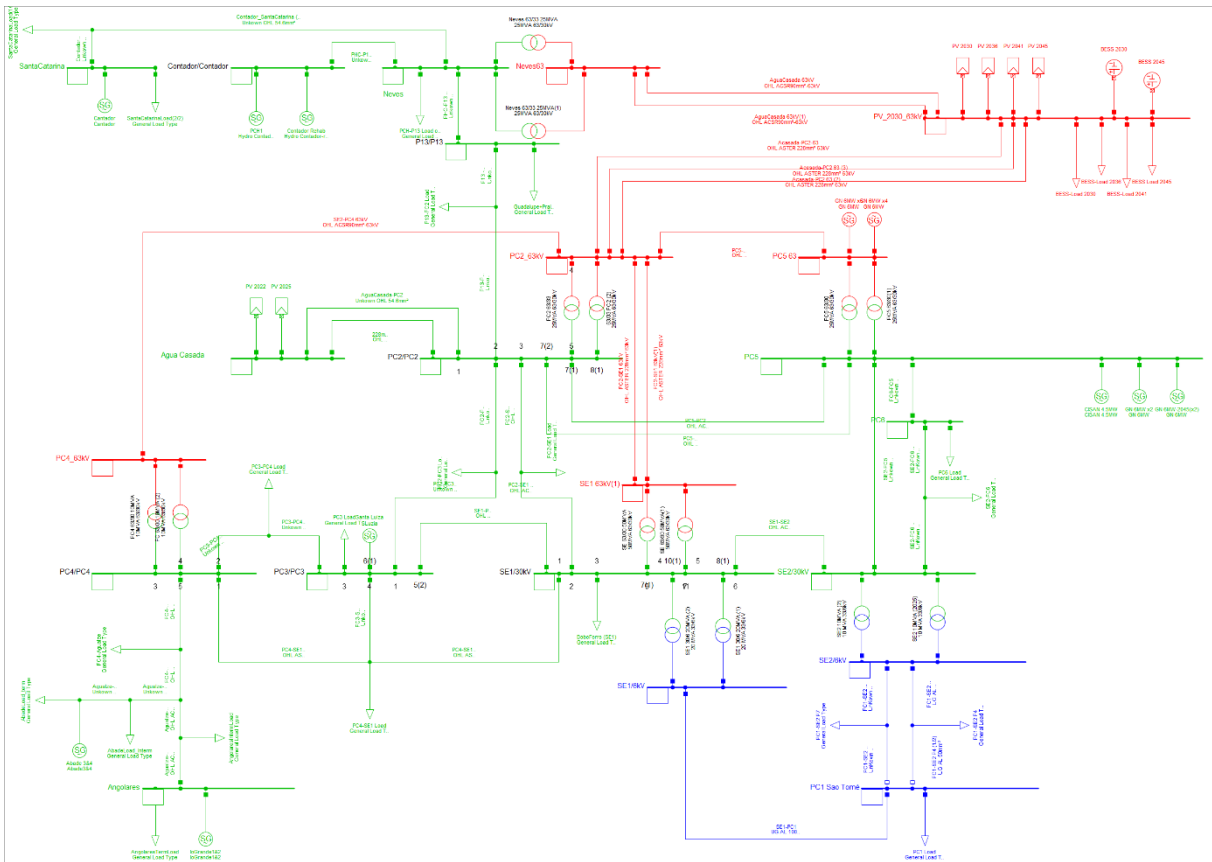




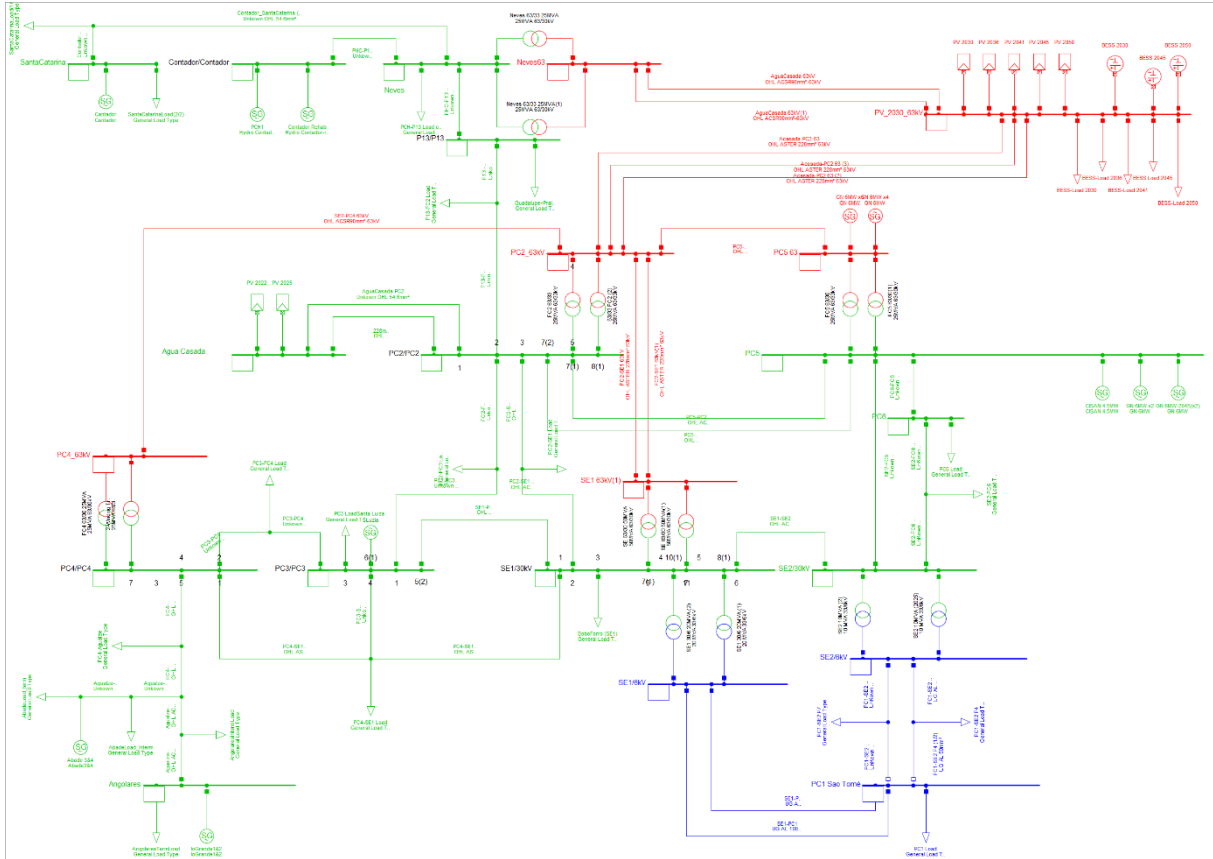
2041



2045



2050



Quadro102 : Plano de investimentos na rede no cenário alto

Tipo	De	Para	Tensão	Secção(mm <sup>2</sup> ) / potência (MVA)	Ano	Preço unitário (M€)	Comprimento / nb	Custo total(M€)	Comentários
line	PC5	PC2	30	228	2025	0,04025	1,8	0,07245	
line	PC5	PC2	30	228	2025	0,04025	1,8	0,07245	
line	A. casa.	PC2	30	228	2025	0,04025	4	0,161	
TFO	SE2		30/6	10	2025	0,23	2	0,46	2030 in sce med
line	SE1	PC3	30	90	2025	0,02875	6	0,1725	2030 in sce med
line	PC3	mid-SE1- PC4	30	54,6	2025	0,023	1,5	0,0345	2030 in sce med
bus	A. casa.		63		2030	0		0	Investment included in the PV Power plant
bus	PC2		63		2030	3,22	1	3,22	
TFO	PC2		63/30	25	2030	0,7475	2	1,495	
line	A. casa.	PC2	63	228	2030	0,08625	4	0,345	90mm <sup>2</sup> in sce med
bus	SE1		63		2030	5,06	1	5,06	GIS substation
tfo	SE1		30/6	10	2030	0,69	1	0,69	
TFO	SE1		63/30	25	2030	0,7475	1	0,7475	
line	PC2	SE1	63	90	2030	0,1035	6	0,621	150% of investment in prevision of circuit doubling
line	A. casa.	PC2	63	228	2036	0,08625	4	0,345	90mm <sup>2</sup> in sce med
line	Agua casada	neves	63	90	2036	0,181125	12	2,1735	double circuit
bus	neves		63		2036	3,22	1	3,22	AIS substation
tfo	neves		63/30	10	2036	0,575	2	1,15	2x 5MVA in sce med
line	PC2	SE1	63	90	2041	0,0345	6	0,207	50% of investment because already forecasted in the past
tfo	SE1		63/30	25	2041	0,7475	1	0,7475	2050 in ref case

Tipo	De	Para	Tensão	Secção(mm <sup>2</sup> ) / potência (MVA)	Ano	Preço unitário (M€)	Comprimento / nb	Custo total(M€)	Comentários
bus	PC4		63		2041	3,22	1	3,22	Não necessário no caso de referência / subestação AIS substation
tfo	pc4		63/30	10	2041	0,575	2	1,15	Não necessário no caso de referência
line	pc2	pc4	63	90	2041	0,181125	12	2,1735	Não necessário no caso de referência
tfo	SE1		30/6	10	2041	0,69	1	0,69	2045 no caso de referência
bus	PC5		63		2041	3,22	1	3,22	2050 no caso de referência
tfo	PC5		63/30	25	2041	0,7475	1	0,7475	2050 no caso de referência
line	PC5	PC2	63	228	2041	0,08625	2	0,1725	2050 no caso de referência
tfo	PC5		63/30	25	2045	0,7475	1	0,7475	Não necessário no caso de referência
line	A. casa.	PC2	63	228	2045	0,08625	4	0,345	
tfo	neves		63/30	25	2045	0,7475	2	1,495	Não necessário no caso de referência
tfo	SE1		63/30	50	2050	1,035	1	1,035	Não necessário no caso de referência
line	PC5	PC2	63	228	2050	0,08625	6	0,5175	de 90mm <sup>2</sup> no caso de referência
tfo	PC4		63/30	25	2050	0,7475	1	0,7475	Não necessário no caso de referência

O investimento total necessário é de 37 milhões de Euros

*Quadro103 : Cargas de linhas e de transformadorestra – cenário de procura alta – horas de ponta - estiagem – operação normal*

Year	PC2-PC3	PC2-SE1 (30kV)	PC5-PC2	PC5-SE2	PC5-PC6-SE2	PC2-Neves (30kV)	PC2-Neves (63kV)	PC2-SE1 (63kV)	PC2-PC4 63kV	PC4 63/30 kV	SE1 30/6 kV	SE2 30/6 kV	SE1 63/30k V	PC2 63/30 kV	Neves 63/30k V
2025	63%	56%	53%	91%	87%	73%					63%	21%			
2030	58%	41%	12%	47%	53%	98%		50%			30%	73%	26%	51%	
2036	83%	62%	15%	83%	87%	33%	12%	55%			41%	36%	82%	32%	44%
2041	64%	44%	22%	62%	75%	54%	15%	32%	31%	58%	54%	47%	68%	27%	54%
2045	67%	35%	10%	44%	65%	52%	20%	53%	35%	66%	69%	60%	56%	28%	30%
2050	0%	81%	16%	0%	96%	86%	29%	77%	85%	63%	x	x	81%	24%	43%

*Quadro104 : Cargas de linhas e de transformadorestra – cenário de procura alta – horas de ponta - estiagem – critério n-1*

Year	PC2-PC3	PC2-SE1 (30kV)	PC5-PC2	PC5-SE2	PC5-PC6-SE2	PC2-Neves (30kV)	PC2-Neves (63kV)	PC2-SE1 (63kV)	PC2-PC4 63kV	PC4 63/30 kV	SE1 30/6 kV	SE2 30/6 kV	SE1 63/30k V	PC2 63/30 kV	Neves 63/30k V
2025	99%	100%	118%	132%	126%						106%	108%			
2030	89%	82%	83%	95%	91%	99%		60%			62%	27%	88%	88,00%	
2036	117%	107%	85%	132%	130%	46%	16%	14%			86%	42%	105%	69%	62%
2041	80%	53%	40%	90%	93%	64%	22%	61%	39%	73%	115%	47%	77%	21%	82%

No cenário de elevada procura, a rede de 63kV torna-se necessária ao mesmo tempo que no cenário de referência: 2030 e 2035-36. Mas tem de ser reforçado mais cedo do que no caso de referência (duplo circuito a Neves em comparação com o circuito único no caso de referência, duplicando o PC2-SE1 em 2041 em vez de 2045 no caso de referência). Uma linha de 63kV de PC2 para PC4 é necessária em 2041, enquanto não aparece no caso de referência.

## 5.6 Conclusão

O crescimento da procura exigirá a construção de uma rede de 63kV até 2030 entre PC2 e São Tomé. Esta rede terá de ser alargada a Neves e a PC4 (no cenário de elevada procura). A Subestação isolada a ar terá de ser construída no PC2, enquanto a subestação isolada a gás pode ser construída em SE1.

O carregamento da rede estará no seu valor mais alto durante a hora de ponta na estação seca. Todas as outras configurações mostram cargas mais baixas.

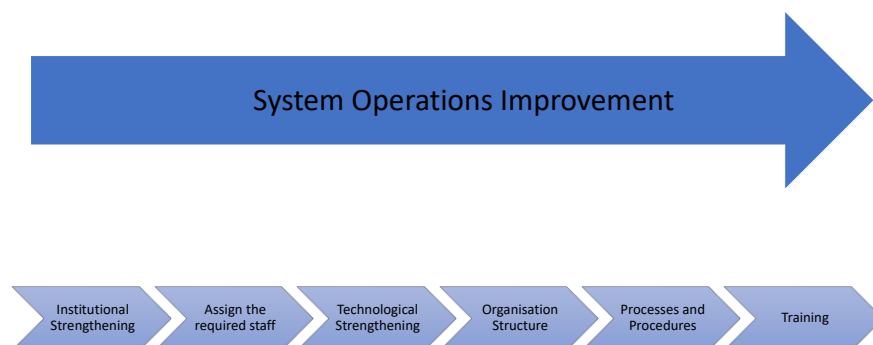
A rede de 6kV dentro de São Tomé terá de ser atualizada para 30kV. Serão necessários estudos específicos para ver, em detalhe, como poderá ser feito. Deverá ser feito antes de 2030, ano em que o transformador de 30/6kV poderá estar sobrecarregado.

O investimento na rede é muito limitado em comparação com o investimento necessário para a expansão dos ativos de geração : 27-37M€ em comparação com 355-491M€. Em ambos os casos representa 7,5% do investimento de geração.

## 6 Recomendações sobre a melhoria do despacho

São Tomé terá de lidar no futuro com algumas novas questões relacionadas com o despacho; questões que não são comuns noutros sistemas elétricos: pequeno sistema, elevada penetração das energias renováveis intermitentes, juntamente com um parc térmico (pelo menos nos próximos anos) que consiste basicamente em motores diesel; pequena capacidade hídrica que pode fornecer regulação.

O despacho e, em especial, o planeamento da utilização dos recursos torna-se uma questão-chave. Em geral, um processo de melhoria do expedidor pode ser representado da seguinte forma.



Do ponto de vista do despacho, dois elementos são mais relevantes no caso de São Tomé: a infra-estrutura (ou hardware) e a organização e procedimentos do despacho.

Nos próximos pontos vamos nos referir a essas duas áreas para conseguir um despacho eficiente, mas principalmente vamos nos concentrar nos procedimentos e recomendações de planejamento, pois estes podem ser implementados em um prazo muito menor do que a parte de infraestrutura que exigirá uma análise específica e investimentos.

## **6.1 Requisitos de infraestrutura**

Nesse caso, nos referimos aos requisitos de infraestrutura como todo o hardware e sistemas necessários para operar o sistema com segurança e eficiência.

Basicamente trata-se de um sistema que tem de ser adaptado ao caso (SCADA) que permite captar informação remotamente, processá-la centralmente, armazená-la adequadamente (de forma segura, acessível e rastreável) e operar remotamente pelo menos os ativos mais importantes.

Isso envolveria não apenas a infraestrutura da concessionária, mas também os grandes clientes. Quanto mais grandes clientes estiverem conectados ao sistema, mais flexibilidade será possível para gerenciar o sistema.

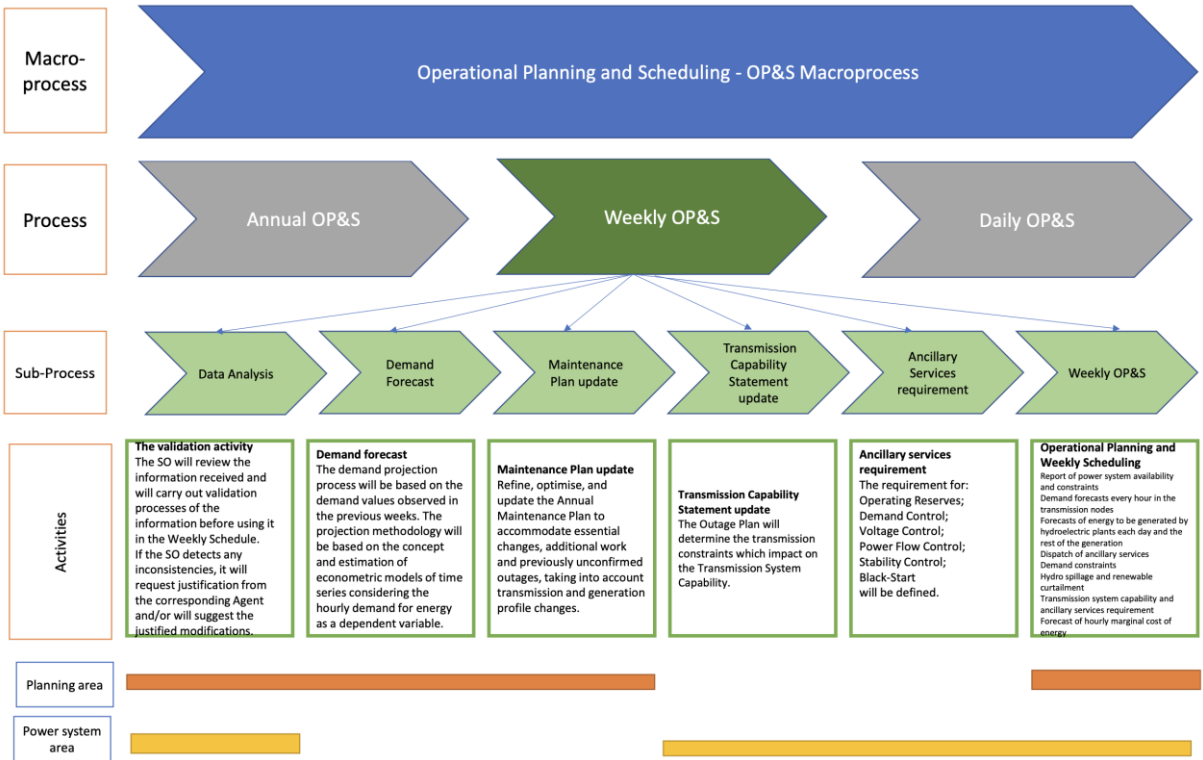
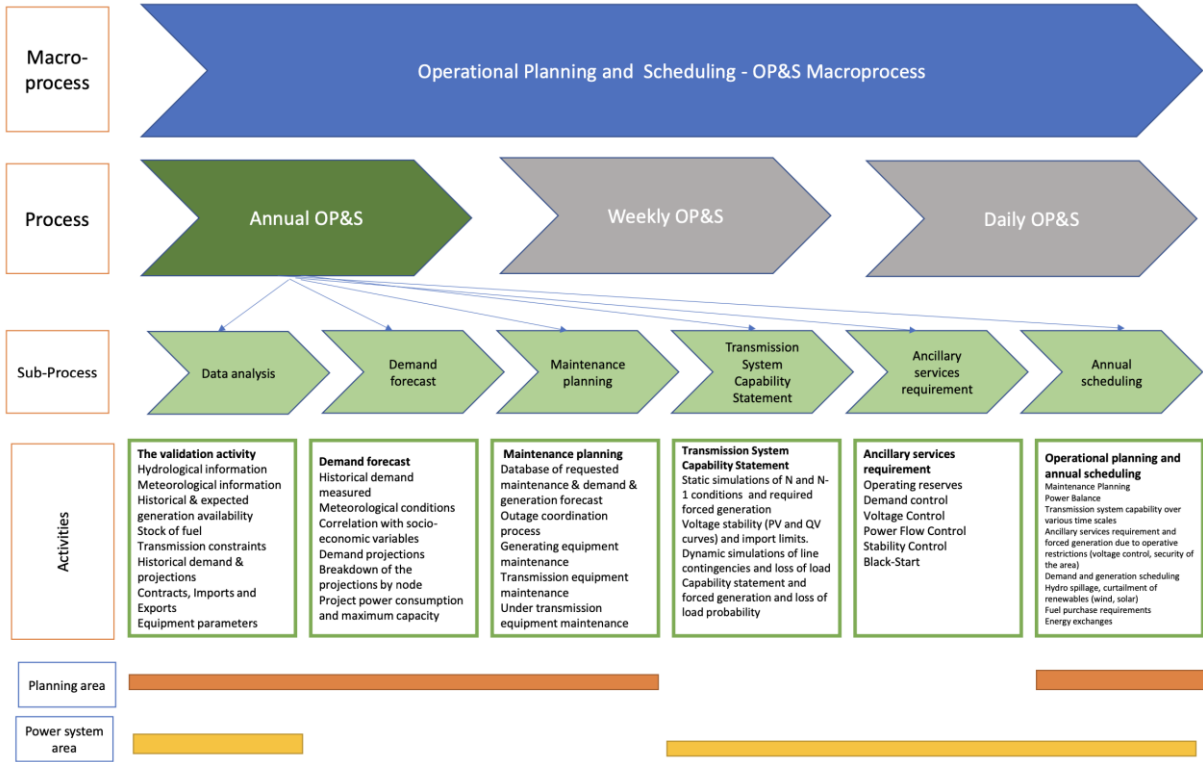
A implementação de tal sistema requer primeiro um estudo (consultoria específica) sobre as necessidades detalhadas e também fornecer os termos de referência detalhados para um concurso para compra do sistema, incluindo o treinamento necessário para os operadores. Deve-se ter em mente que esses sistemas são bastante sofisticados e evoluem rapidamente, por isso a necessidade de uma consultoria específica para definir as necessidades e termos de referência para sua aquisição. Esta atividade está muito além dos termos de referência desta consultoria.

## **6.2 Requisitos organizacionais requirements**

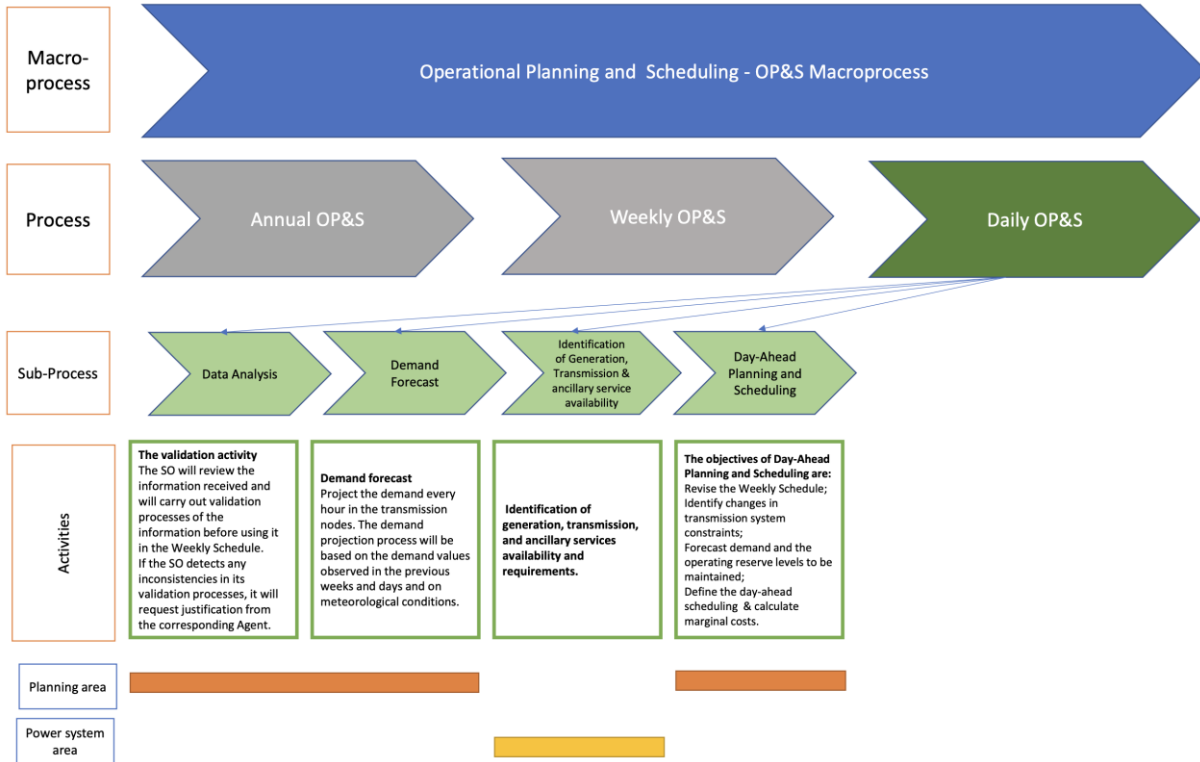
Em um despacho, a organização das atividades e procedimentos é tão importante quanto o hardware e os sistemas disponíveis para realizar as tarefas necessárias.

Da mesma forma que ocorre com os requisitos de infraestrutura, seria necessária uma consultoria específica para projetar detalhadamente o despacho do ponto de vista de organização e procedimentos. A seguir, propomos um conjunto de processos e atividades que normalmente estão envolvidos no macroprocesso “Planejamento e Programação Operacional” que é o núcleo de um centro de despacho.

Como pode ser observado, o macroprocesso “OP&S” (Planejamento e Programação Operacional) é desagregado em processos, subprocessos e atividades. Abaixo indica-se qual área do despacho está envolvida nas diferentes atividades. As figuras a seguir representam as atividades envolvidas no OP&S anual, semanal e diário. Dependendo do país, esses processos (ano, semana, dia podem variar; por exemplo: ano, mês, semana, dia ou outro cronograma de acordo com as necessidades e características do sistema)







## 7 Análises financeiras

### 7.1 Introdução e abordagem geral

Os objetivos das análises financeiras foram:

- Estimar a tarifa media de venda de energia necessária par cobrir os custos <sup>16</sup> inerentes ao Plano de Aceleração de Energia Verde (incluindo custos de geração, de transporte e de distribuição),
1. estimar o total dos investimentos e o calendário desses investimentos,
  2. estimar as necessidades financeiras de acordo com as possíveis fontes de investimento.

Os custos que entraram no cálculo da tarifa média da eletricidade foram:

3. Custos relacionados com a produção de eletricidade (investimentos em novas centrais elétricas, custos operacionais e de manutenção, custos de combustível, custos de reparações). Estes custos devem ser contabilizados para toda a produção de eletricidade necessária para satisfazer a procura de São Tomé, independentemente do proprietário das centrais elétricas: EMAE - Empresa de Água e Eletricidade (Empresa de Eletricidade e Água de São Tomé) ou produtores independentes de energia (IPP), que vendem a sua eletricidade à EMAE ao abrigo de contratos de PPA, etc.
4. Custos relacionados com o transporte e a distribuição de eletricidade (investimentos para a ampliação da rede, O&M para a rede MV existente).

<sup>16</sup> As análises financeiras não tiveram como objetivo avaliar estruturas tarifárias por categorias de clientes. As análises apenas determinaram a tarifa de eletricidade media necessária para um determinado patamar de despesas, a nível do país.

O Plano de Aceleração de Energia Verde foi preparado para três cenários de procura, cada um com base num ambicioso objetivo de eletrificação e associado a cenários de expansão da produção, transporte e distribuição. O relatório descreve primeiro os pressupostos e os métodos utilizados para estimar os custos e, em seguida, apresenta as tarifas que permitem a recuperação dos custos. As principais hipóteses de apoio aos estudos desta tarefa foram partilhadas com o cliente antes da elaboração do relatório.

**As tarifas e os investimentos foram calculados a preços constantes de 2022 e excluindo os impostos.**

## 7.2 Custos de produção

### 7.2.1 Metodologia utilizada

A avaliação dos custos de produção baseou-se nos pressupostos e resultados do capítulo 3: "Planeamento da produção a longo prazo". O plano de produção indica as centrais elétricas existentes e as que devem ser instaladas e a produção correspondente para satisfazer a procura de energia e capacidade ao menor custo económico.

Para as centrais elétricas em serviço, para as quais os investimentos já foram amortizados (pequenas centrais a gás distribuídas por todo o território), a análise financeira tem em conta os custos fixos e variáveis correspondentes a estas centrais elétricas. Não é necessário avaliar o modo de financiamento e o reembolso do capital. Para as fábricas de IPP para as quais já está definida uma tarifa de alimentação (CISAN biomassa IPP<sup>17</sup>), esta tarifa é tida em conta.

Para as restantes centrais elétricas, a avaliação financeira baseou-se na determinação de um preço por MWh, calculado para refletir os custos totais de produção destas centrais elétricas (financiamento da construção e exploração das centrais elétricas) e para garantir uma certa rentabilidade (taxa de desconto de 10%). Esta abordagem pressupõe que todas as centrais elétricas serão remuneradas por uma tarifa de venda do tipo IPP. As tarifas médias calculadas são as tarifas que garantem que as receitas são suficientes para pagar os custos totais.

A abordagem do IPP está em consonância com a política do Governo, que abriu o sector aos produtores privados. Em São Tomé, existe um grande interesse de empresas privadas para a construção e exploração de centrais elétricas PV, como demonstra a grande quantidade de projetos solares que têm atualmente um PPA assinado. Dito isto, nem todas as novas centrais elétricas são suscetíveis de ser construídas e exploradas por IPPs. Se as centrais entrarem na carteira da EMAE, as condições de financiamento poderão ser mais favoráveis e a rentabilidade concedida à EMAE pode ser menor. Por conseguinte, o custo por kWh pode ser mais baixo, mas a diferença para o preço de venda de um IPP é improvável que seja muito significativa. Dada a incerteza em todos os parâmetros, uma abordagem conservadora parece-nos a mais adequada.

### 7.2.2 Preço de venda de IPPs

A avaliação financeira baseou-se na determinação de um preço por MWh, calculado para refletir os custos totais de produção destas centrais elétricas (CAPEX, OPEX, custos de combustível, financiamento da construção, etc.) e para garantir uma certa rentabilidade (taxa de desconto de 10%). Esta abordagem pressupõe que todas as centrais serão remuneradas por uma tarifa de

---

<sup>17</sup> Cisan IPP começará a operar em 2024 e terá despacho elevado durante o período de estudo. A tarifa correspondente é €109/MWh.

venda "tipo IPP", embora na prática isso dependa do proprietário do projeto. O preço de venda que corresponderia a um IPP é calculado com base nos seguintes pressupostos gerais em termos de custos CAPEX e OPEX, apresentados no capítulo 3 e que têm em conta o agravamento para a condição de insularidade:

1. Custos específicos de investimento:
  1. Motor a gás: €1.433/kW
  2. Motor LFO: €1.380/kW
  3. Motor diesel: €650/kW
  4. Centrais PV: €822/kWp a €460/kWp. O custo de instalação das centrais solares está a diminuir ao longo do tempo, bem como o custo de instalação de baterias, refletindo as tendências internacionais, atuais e projetadas.
  5. Centrais hidroelétricas: entre 4.167 e 6.324 €/kW, dependendo da central elétrica (os custos de investimento das centrais hidroelétricas são variáveis e dependem fortemente da configuração do projeto).
- ❖ **Custos de Geração e de Exploração (O&M Fixo e Variável e Custo de Combustível): Estes itens são resultados diretos do "Planeamento de Geração a Longo Prazo", com alguns ajustamentos<sup>18</sup>.**
- ❖ **Margem de lucro: 25%. The tax is nivelada a partir do ano em que o benefício acumulado é positivo.**
1. Taxa de desconto: 10% sobre o capital próprio (valor utilizado para o modelo de otimização). A taxa de desconto é a taxa interna de rentabilidade ao longo de 20 anos.
2. Financiamento dos custos de investimento:
  1. Vida económica dos projetos<sup>19</sup>: 20 anos (hipótese utilizada para o cálculo da TIR).
  2. Período de carência: Presume-se que a duração do período de carência seja igual ao período de construção. Assim, o reembolso do crédito desembolsado durante o período de construção começa após a colocação da central elétrica em funcionamento (fim do período de carência).
  3. Taxa de juro: Embora a taxa de juro nos últimos anos tenha sido baixa, os valores propostos para este estudo representam uma mudança de paradigma e a expectativa geral nos mercados financeiros internacionais de que as taxas de juro devam aumentar a médio prazo.

O quadro abaixo resume os principais pressupostos genéricos utilizados, por tecnologia.

Quadro105 : Hipóteses económicas, IPP

Tecnologia	Características da central			Fontes do investimento total(%)			Características de crédito		
	Tempo de construção anos	Vida útil anos	Vida económica anos	Credito %	Equity %	Doação %	Taxa de juro de crédito(real) %	Período de carência year	Periodo de amortização year
Solar PV	1.0	20	20	80%	20%		4.0%	1	8
Motor Gas	2.0	20	20	80%	20%		4.0%	2.0	10
Motor Fuel Oil	2.0	20	20	80%	20%		4.0%	2.0	10
Motor Diesel	2.0	20	20	80%	20%		4.0%	2.0	10
Hydro	3.0	50	20	80%	20%		3.0%	3	20
Baterias	1.0	20	20	80%	20%		4.0%	1.0	8
Biomassa	3.0	20	20	80%	20%		4.0%	3	10

<sup>18</sup>Uma vez que a taxa interna de rentabilidade (TIR) é calculada ao longo de um período de 20 anos, é necessário ter uma série com essa duração para todas as centrais estudadas. Para centrais com início de operação no médio e longo prazo, foi admitido que a produção e o custo de produção para os anos futuros em falta serão iguais à do último ano considerado no plano de produção (2050). No caso específico de centrais solares, uma vez que a sua produção se reduzirá com o tempo, adotou-se a taxa de degradação observada nos últimos anos do estudo.

<sup>19</sup>A vida económica dos projetos é utilizada no cálculo da TIR (Taxa Interna de Rentabilidade). A vida real de projeto para certas tecnologias pode ser elevada (é frequente considerar 50 anos para projetos hidroelétricos, por exemplo), mas são necessárias intervenções de reabilitação durante esses períodos.

NB: Estes são parâmetros conservadores e representativos das condições tradicionais de financiamento. A taxa de juro do empréstimo tem geralmente um impacto menor no resultado final do que um período de carência mais longo, o qual permitiria começar a reembolsar o empréstimo vários anos após a colocação em funcionamento do projeto

Com base neste conjunto de pressupostos, calculam-se o desembolso do empréstimo, a dívida acumulada, o pagamento do capital e os juros correspondentes à dívida. O "cash flow" do projeto tem em conta os proveitos e custos operacionais, o investimento total, o desembolso do crédito, o pagamento do capital e os juros correspondentes à dívida, e o imposto sobre os lucros.

Para uma determinada central elétrica, os cálculos baseiam-se no volume de eletricidade efetivamente entregue à rede (ou seja, a energia perdida não é diretamente calculada na avaliação, nem a energia armazenada em baterias que seja contabilizada na avaliação do preço do IPP para as baterias). O produto do volume de eletricidade entregue à rede pelo preço estimado de IPP para cada central elétrica reflete o montante total necessário para compensar os custos totais de produção. Este valor final é independente da metodologia adotada (considerando ou não a energia perdida e a energia armazenada em baterias).

## 7.3 Custos de Transporte e de Distribuição (Média Tensão)

### 7.3.1 Projetos de desenvolvimento de redes de transmissão e distribuição

#### 7.3.1.1 Custos de investimento e O&M

O capítulo 4 "Planeamento de longo prazo de transportes e distribuição" descreve dois cenários de investimentos a realizar para a rede de transportes e distribuição em São Tomé:

1. um cenário "Caso Base" que cubra as necessidades de transmissão dos planos de geração correspondentes ao cenário "Caso Base" e "Baixa procura"
2. e um cenário de "alta procura".

Os quadros abaixo apresentam um resumo dos principais projetos de transmissão para estes cenários. Os custos da O&M correspondem a 2% dos custos de investimento, tanto para linhas como para subestações.

Quadro106 : Projetos de redes, Cenário de "Caso Base" e "Alta Procura"

	Cenário Base			Cenário de Procura Alta		
	Ano	CAPEX (Mio€)	OPEX (Mio€/an)	Ano	CAPEX (Milh€)	OPEX (Milh€/ano)
Projecto 2025	2025	0.3	0.01	2025	1.0	0.02
Projecto 2030	2030	14.2	0.28	2030	12.4	0.25
Projecto 2035	2035	5.9	0.12	2036	6.9	0.14
Projecto 2040	2040	-	-	2041	12.1	0.24
Projecto 2045	2045	1.0	0.02	2045	2.6	0.05
Projecto 2050	2050	4.7	0.09	2050	2.3	0.05
<b>Total</b>		<b>26.1</b>	<b>0.52</b>		<b>37.3</b>	<b>0.75</b>

A curto prazo, os projetos de desenvolvimento da rede são os mesmos, independentemente do cenário. No caso do cenário de "elevada procura", está prevista uma maior quantidade de projetos a longo prazo.

#### 7.3.1.2 Financiamento dos custos de investimento

A fim de refletir o impacto ao longo do tempo dos investimentos nos transportes e na distribuição, o financiamento dos custos de investimento é realizado por períodos de 5 anos, de acordo com a seguinte desagregação: 2022 - 2025, 2026 - 2030, 2031 - 2035, 2036 - 2040, 2041 - 2045 e 2046 - 2050.

A abordagem consiste no cálculo:

1. o "cash flow" do projeto, tendo em conta os custos operacionais (OPEX), o investimento total (CAPEX), o desembolso do crédito, o pagamento do capital e os juros,
2. o valor presente deste fluxo de caixa durante todo o período de estudo (duração de 30 anos das estruturas),
3. o valor anual de pagamentos necessários para cobrir as necessidades, assumindo uma taxa de juro de 10%.

São consideradas as seguintes condições de financiamento: 20% do financiamento de capitais próprios, 80% do crédito com uma taxa de juro de 4% e um período de reembolso de 10 anos. Para todos os projetos de transporte, assume-se uma vida económica de 30 anos e um período de construção de 3 anos (correspondente ao período de carência de reembolso de crédito).

NB: Historicamente, os investimentos em EMAE foram inteiramente financiados através de financiamento público, utilizando acordos de financiamento concessionais que eram mais vantajosos do que estas condições de crédito. Os termos eram tipicamente de 20 a 25 anos, com períodos de carência de 5 anos e uma taxa de juro de 1,5% em termos nominais. Para esta análise, seguimos uma abordagem mais conservadora, em consonância com a expectativa geral nos mercados financeiros internacionais de que as taxas de juro deverão aumentar a médio prazo. Em todo o caso, o montante total dos investimentos para transportes e distribuição é bastante reduzido, pelo que o impacto sobre a tarifa final é limitado.

*Quadro107:Características de financiamento de projetos de transporte*

Tipo	Rede		Fontes de Investimento total (%)			Características do crédito		
	Tempo de Construção Anos	Vida útil anos	Credito	Equity	Doação	Taxa de juro	Periodo de graça	Perido de reembolso
			%	%	%	%	anos	anos
Linha 30kV	3.0	30	80%	20%		4.0%	3.0	10
Linha 63kV	3.0	30	80%	20%		4.0%	3.0	10
Bus 63 kV	3.0	30	80%	20%		4.0%	3.0	10
TFO 30/6 kV	3.0	30	80%	20%		4.0%	3.0	10
TFO 63/30 kV	3.0	30	80%	20%		4.0%	3.0	10

### 7.3.2 Custos de O&M para a rede de transmissão existente

A rede de Média Tensão em São Tomé é constituída por cerca de 200km de linhas no total. É também composta por um conjunto de estações de transformação (2 delas sendo AIS). A estimativa dos custos de O&M da rede de transportes existente considera 2% do valor estimado do total capex das linhas e subestações.

No total, os custos da O&M da rede existente ascendem a 0,3 M€ por ano.

## 7.4 Tarifas médias para São Tomé

Neste capítulo, apresentamos os principais resultados das análises financeiras para 3 cenários:

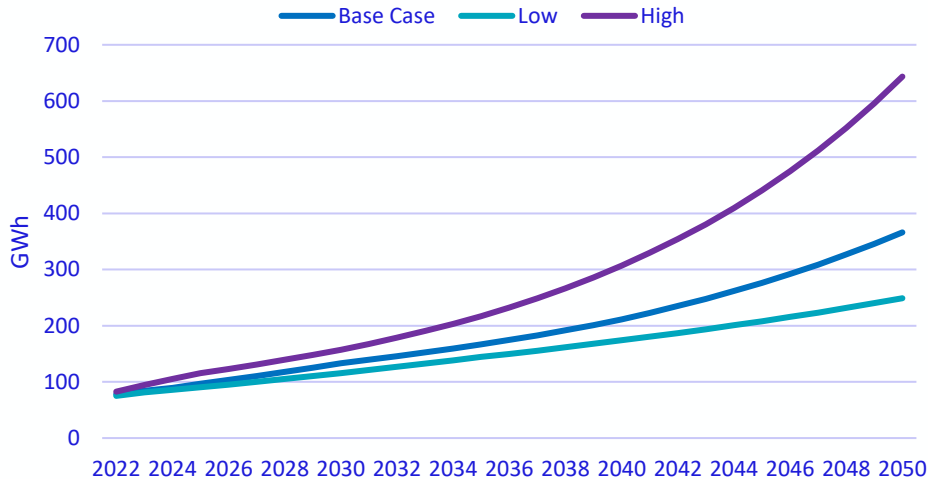
1. o cenário de procura "Caso Base",
2. o cenário de procura "baixa",
3. e o cenário de procura "Alta".
4. As tarifas são expressas em valores constantes em STN/kWh, considerando a taxa de câmbio de 1 EUR = 24,5 STN (São Tomé & Príncipe Dobra).

## 7.4.1 Principais componentes tarifários

### 7.4.1.1 Cenários de venda de eletricidade

Os valores abaixo ilustram os três cenários de venda de eletricidade (procura total excluindo perdas) estudados. Estes cenários foram descritos no capítulo "Previsão de Carga" e serviram de base para a análise financeira, uma vez que correspondem a "vendas" a clientes finais. As perdas técnicas e não técnicas representam 31% da produção em 2022 e menos de 10% a longo prazo no cenário "Caso Base".

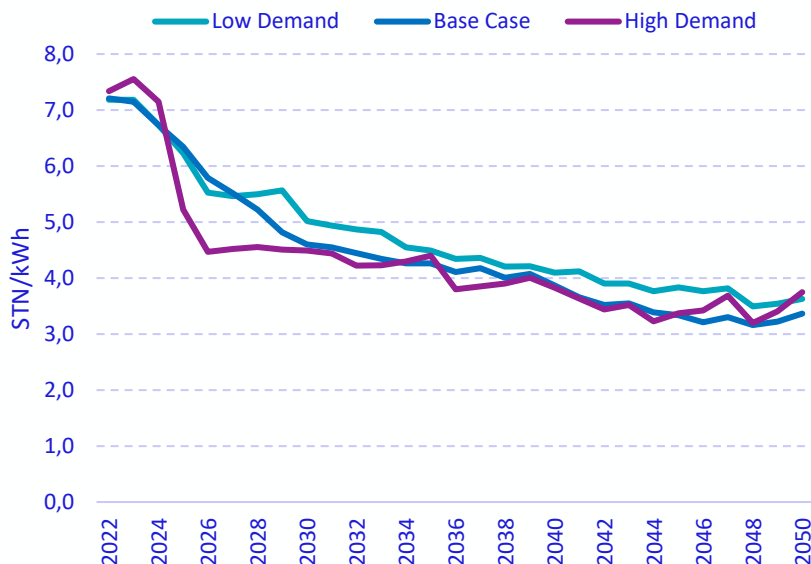
figura13: Cenários de vendas de eletricidade ("vendas" para clientes finais), GWh



### 7.4.1.2 Estimativa de uma tarifa de produção de eletricidade

Com base nas várias hipóteses apresentadas anteriormente, estima-se uma tarifa de produção de eletricidade por ano, que depende principalmente do preço de venda dos IPPs (considerados constantes durante o período estudado) e da produção anual de cada central elétrica.

Figura 64 : Tarifa de produção por cenário, STN/kWh



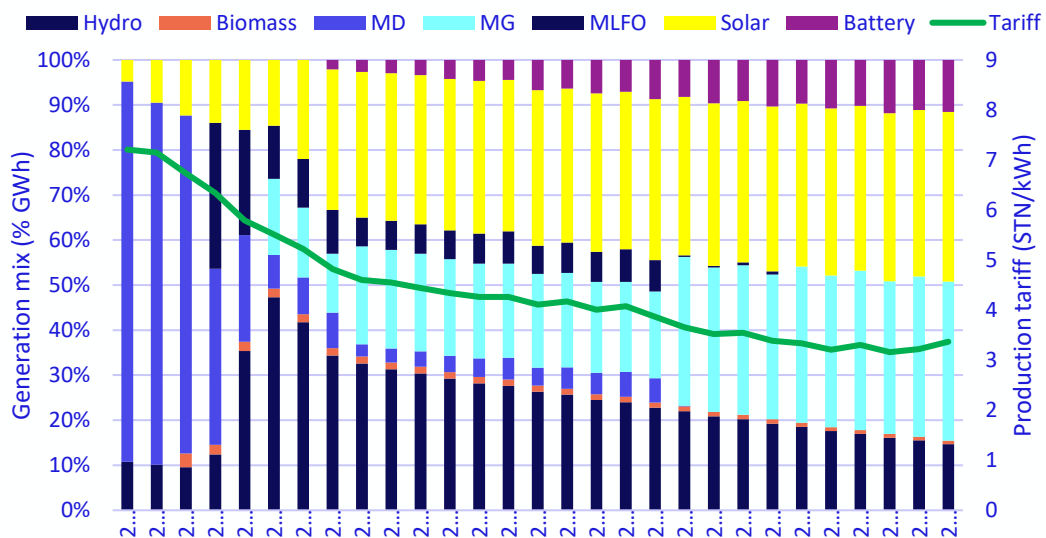
Nos três cenários em estudo, as tarifas necessárias para cobrir todos os custos relacionados com a produção têm uma tendência descendente significativa, evoluindo de cerca de 7,2 STN/kWh a curto prazo para cerca de 3,5 STN/kWh a longo prazo. Na prática, isto significa uma divisão por dois deste segmento da tarifa.

No muito curto prazo (2022 a 2024), as tarifas elevadas refletem a atual composição do cabaz elétrico, maioritariamente composto por centrais térmicas caras abastecidas com gásóleo (cerca de 80% da produção total). Neste período, as tarifas para os cenários Base Case e Low são quase idênticas, enquanto as tarifas para o cenário High parecem ser ligeiramente superiores, refletindo os sobrecustos correspondentes à energia não vendida. Nestes anos, cerca de dois terços das tarifas de produção correspondem aos custos de combustível, sendo a parte restante os investimentos a O&M e os custos da energia não vendida.

A partir de 2025, inicia-se uma transição importante do mix de eletricidade, com o início da operação das centrais hidroelétricas, solares e de biomassa, bem como das centrais térmicas alimentadas com Light Fuel Oil ou Gás Natural, dependendo do cenário. Esta transição conduz a uma forte diminuição da tarifa de produção que atinge valores próximos de 4,7 STN/kWh em 2030, 3,9 STN/kWh em 2040 e 3,5 STN/kWh em 2050. A longo prazo, cerca de um terço das tarifas de produção corresponderão aos custos dos combustíveis, graças à transição do cabaz de eletricidade para a produção não térmica.

Os números que se seguem ilustram a relação entre o mix de produção de eletricidade e a evolução tarifária para os três cenários.

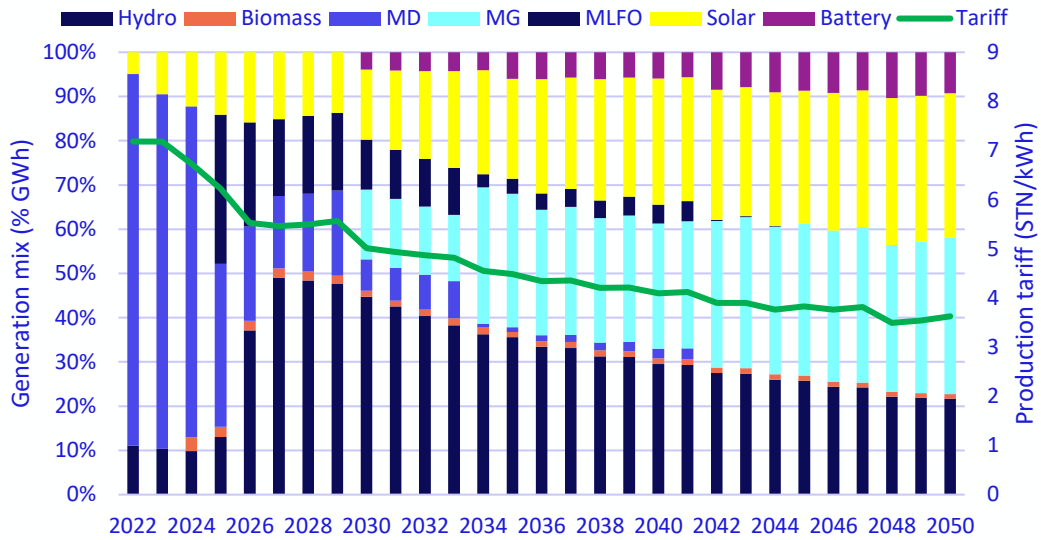
Figura 65 : Cenário "Caso base": Mixte produção de eletricidade por tecnologia (%) e tarifa de produção (STN/kWh)



NB: MD=Motor Diesel, MG= Motor a Gás, MLFO= Light Fuel Oil

A transição do mix de eletricidade para hidroelétricas, solares e baterias, bem como para as centrais LFO/gás permite uma diminuição regular da tarifa de produção durante todo o período estudado (a diminuição do OPEX total compensa os investimentos em novas centrais elétricas).

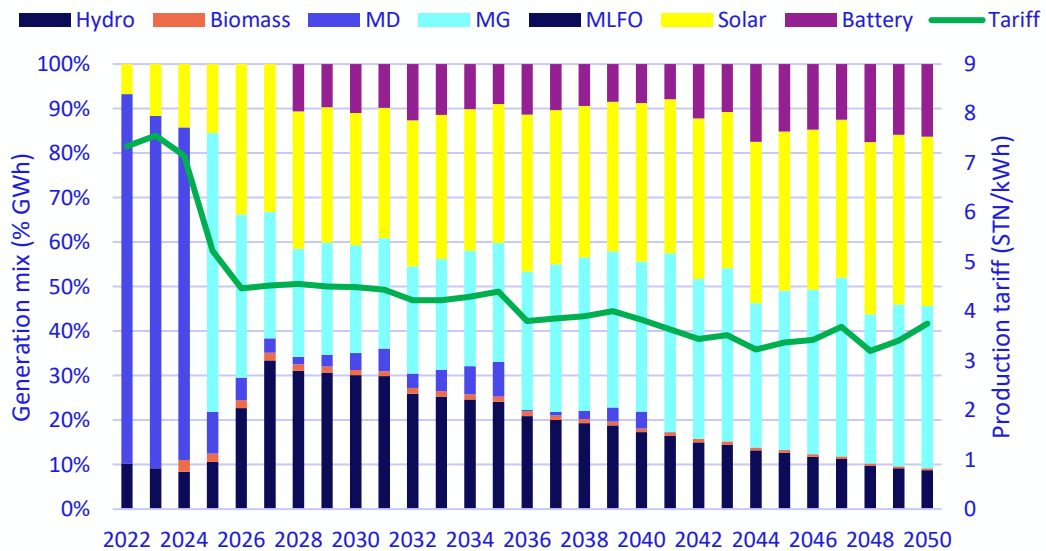
Figura 66 : Cenário "Baixa Procura": Mix de produção de eletricidade por tecnologia (%) e tarifa de produção (STN/kWh)



NB: MD=Motor Diesel, MG= Moto a Gásr, MLFO= Light Fuel Oil

A tarifa para o cenário de "Baixa Procura" é superior às outras duas a partir de 2028, mostrando um maior impacto do total de investimentos nas correspondentes vendas de eletricidade. Em particular, este cenário caracteriza-se por uma menor percentagem de produção solar a longo prazo, em comparação com o cenário base (a quota total renovável é semelhante, sendo a diferença contabilizada para a produção hídrica).

Figura 67 : Cenário de "Alta Procura": Mix de produção de eletricidade por tecnologia (%) e tarifa de produção (STN/kWh)



NB: MD=Motor Diesel, MG= Motor a Gás, MLFO= Light Fuel Oil

A tarifa para o cenário de "Alta Procura" apresenta uma forte redução em 2025/2026, associada ao arranque da operação de motores abastecidos com gás. A partir de 2030, a tendência de evolução da tarifa é semelhante à do cenário "Caso Base", embora menos regular, devido à incorporação grande e menos regular de energia solar e baterias em datas específicas no tempo.



### 7.4.1.3 Estimativa de uma tarifa de transporte e distribuição

Com base nas hipóteses apresentadas anteriormente, determinámos as tarifas necessárias para cobrir os custos de transporte e distribuição (considerando a Média Tensão e a Alta Tensão), ao longo dos períodos 2022-2025, 2026-2030, 2031-2035, 2036-2040, 2041-2045 e 2046-2050 para os três cenários de evolução da procura. Estas tarifas foram avaliadas com base nos custos totais de transporte e distribuição e nas vendas de eletricidade durante cada um destes períodos.

Quadro108 : Tarifa de transporte e distribuição por cenário, STN/kWh

(STN/kWh)	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
<b>Caso Base</b>	0.10	0.32	0.33	0.26	0.21	0.19
<b>Baixo</b>	0.11	0.36	0.38	0.31	0.27	0.27
<b>Alto</b>	0.11	0.25	0.19	0.19	0.21	0.16

Nos três cenários, a tarifa necessária para cobrir os custos de transporte e distribuição é baixa. Isto está em linha com os baixos níveis de investimento previstos para cada cenário (7,5% do investimento total, em comparação com os do segmento de produção).

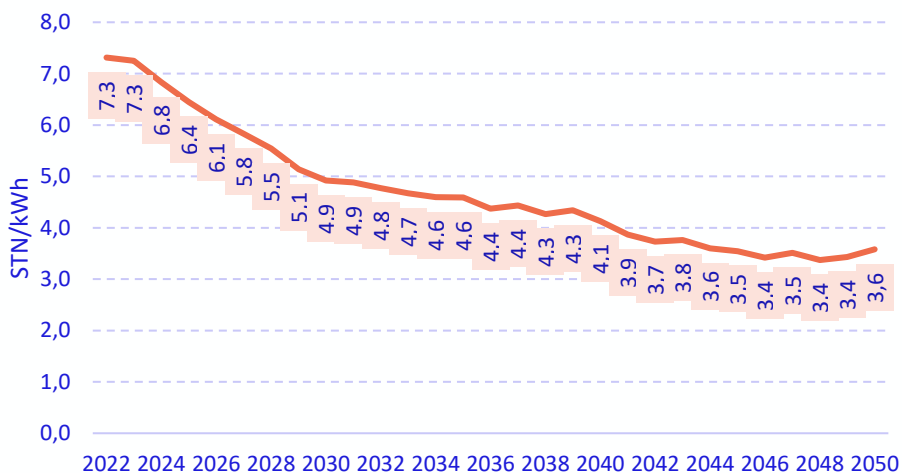
As tarifas de transporte e distribuição são ligeiramente mais elevadas para o cenário "Médio" (e para o cenário "Baixo"), devido à semelhança relativa das necessidades de expansão de transmissão com o cenário "Alto" (uma grande parte dos projetos é comum aos diferentes cenários dos primeiros 15 anos) e uma diferença notável no volume de vendas de eletricidade entre cenários. No caso do cenário "Baixo", as necessidades de expansão da transmissão são idênticas às do cenário "Médio", mas o volume de vendas de eletricidade é significativamente menor.

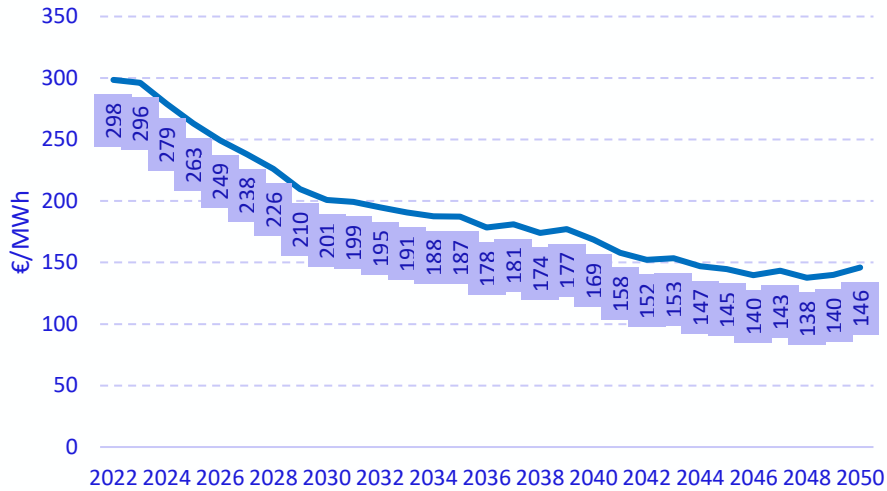
## 7.4.2 Principais resultados

### 7.4.2.1 Cenário de procura "caso base"

Os seguintes gráficos apresentam a tarifa média em São Tomé que cobre todos os custos do cenário "Caso Base", incluindo os custos de produção, transporte e distribuição.

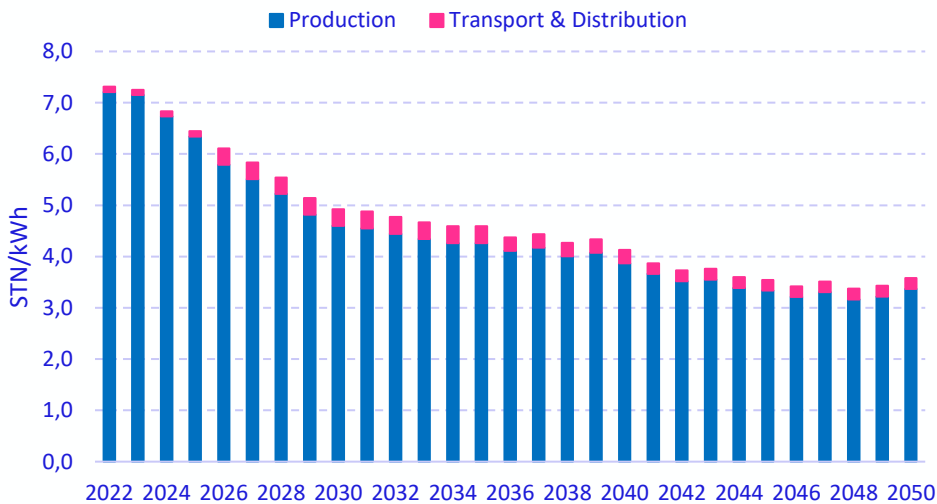
Figura 68 : Tarifa média em São Tomé, cenário "Caso Base", STN/kWh e €/MWh





A análise tarifária mostra que os custos de produção determinam em grande parte a tarifa total média em São Tomé. Representam 94% do tarifário total, em média, durante o período e entre 93% e 99% dependendo do ano considerado. A seguinte figura ilustra esta distribuição.

Figura 69: Tarifas por categoria (produção, transporte & distribuição), STN/kWh



A tarifa necessária para cobrir os custos relacionados com a produção, transporte e distribuição tem uma tendência significativa de redução, evoluindo de cerca de 7,3 STN/kWh a curto prazo para cerca de 3,5 STN/kWh (145 €/MWh) a longo prazo. Na prática, isto significa uma divisão por dois das tarifas, graças a uma mistura de produção muito mais competitiva (solares, baterias centrais hidroelétricas, MG, entre outros) e custos limitados de transporte e distribuição.

Estima-se que a tarifa necessária para cobrir os custos totais em São Tomé em 2022 seja quase o dobro das Tarifas atuais<sup>20</sup>. Tal como referido nos relatórios anuais da EMAE, as atuais tarifas de eletricidade não refletem os custos, uma vez que não são reajustadas há mais de uma década, não contabilizando assim a evolução do preço do gasóleo, a depreciação da dobra face ao dólar e a inflação acumulada. Garantir a estabilidade

<sup>20</sup> As tarifas de eletricidade atuais em São Tomé situam-se na gama de 4 a 4,5 STN/kWh (tendo em conta o histórico de vendas publicado pela EMAE, para o período 2016-2020).

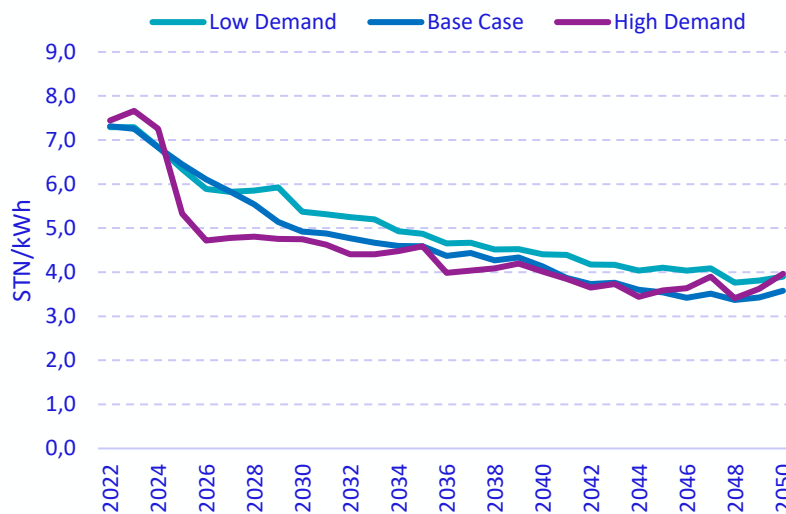
financeira da empresa a curto prazo só seria possível com uma estrutura tarifária que incorporasse e refletisse corretamente todos os custos, o que não parece viável devido ao nível de aumento das tarifas que seria necessário.

No entanto, a médio e longo prazo, os investimentos realizados no desenvolvimento de fontes renováveis e na substituição de uma grande parte da produção térmica, bem como na limitação das perdas técnicas e não técnicas da rede, permitirão uma diminuição significativa das tarifas necessárias para cobrir todos os custos, a níveis próximos das tarifas correntes.

#### 7.4.2.2 Impacto do crescimento da procura

A figura abaixo mostra as tarifas médias em São Tomé que cobrem as despesas nos Cenários de Procura "Baixo", "Médio" e "Elevado".

Figura 70 : Cenários de caso alto, baixo e base - Tarifa estimada de eletricidade, STN/kWh



Nos três cenários em estudo, as tarifas totais necessárias para cobrir todos os custos relacionados com a produção, transporte e distribuição têm uma tendência significativa de decréscimo, evoluindo de cerca de 7,3 STN/kWh a curto prazo para cerca de 3,8 STN/kWh a longo prazo (divisão por dois)

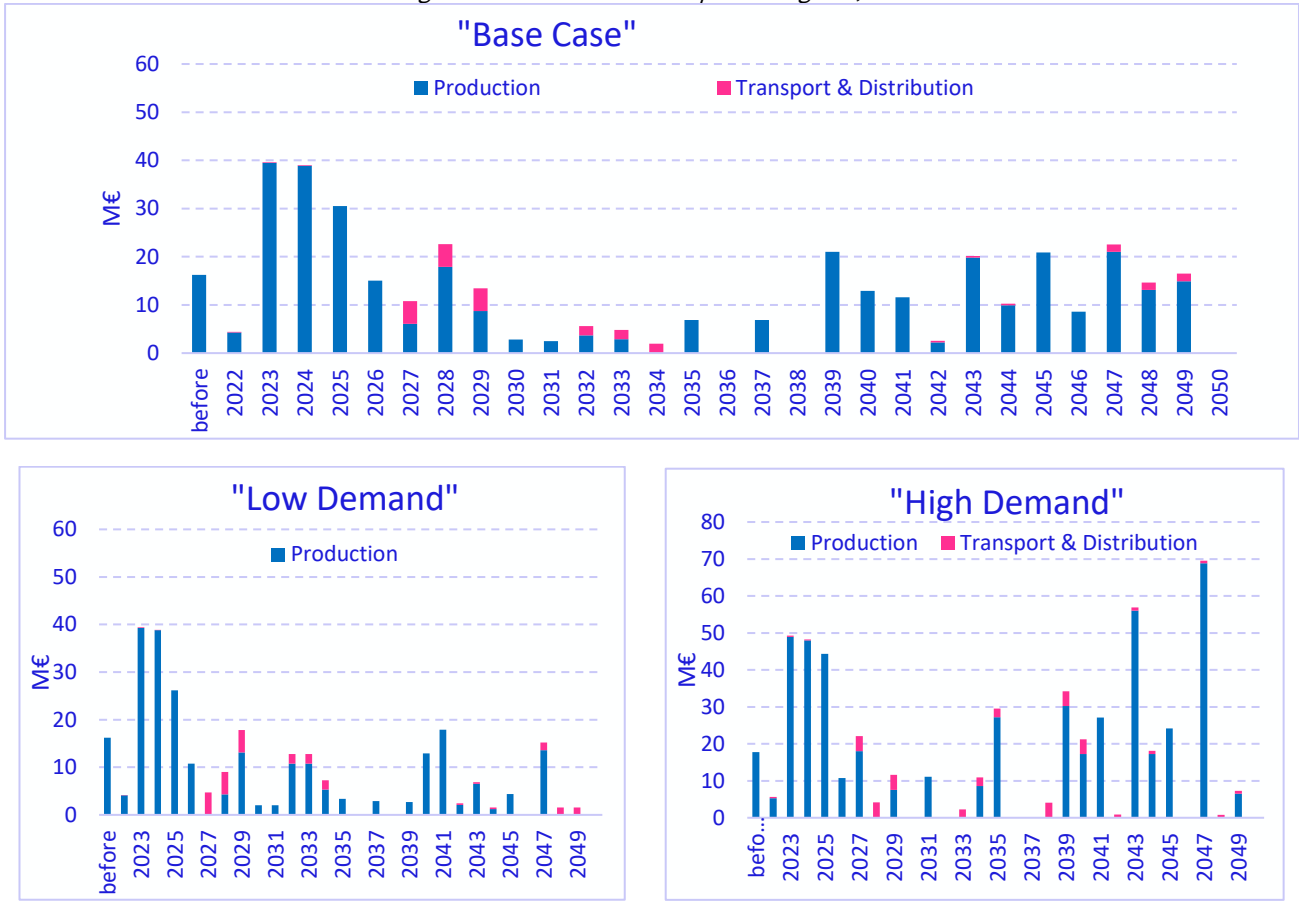
As diferenças observadas entre cenários são explicadas principalmente pelas diferenças em termos de início de funcionamento da frota de produção (solar e bateria, MG, hidro em particular) que têm impacto na componente tarifária de produção. A componente tarifária de transporte e distribuição tem um impacto limitado na tarifa total.

## 7.5 Total de investimentos

### 7.5.1 Investimentos por categoria (produção, transporte & distribuição)

Os investimentos totais previstos são apresentados abaixo para os três cenários correspondentes aos cenários de procura "Caso Base", "Baixo" e "Elevado" por ano (os investimentos são distribuídos durante o período de construção dos projetos, antes do ano de comissionamento). Representam 385 milhões de euros em todo o período no cenário "Caso Base", 277 milhões de euros no cenário "Baixa Procura" e 532 milhões de euros no cenário de "Procura Elevada".

Figura 71 : Investimentos por categoria, M€



Nos três cenários, a necessidade de investimentos para o sector da geração é significativa a médio prazo. Os investimentos para transporte e distribuição são limitados em volume e concentrados, principalmente, no período 2025-2035. O quadro seguinte contém os investimentos por categoria.

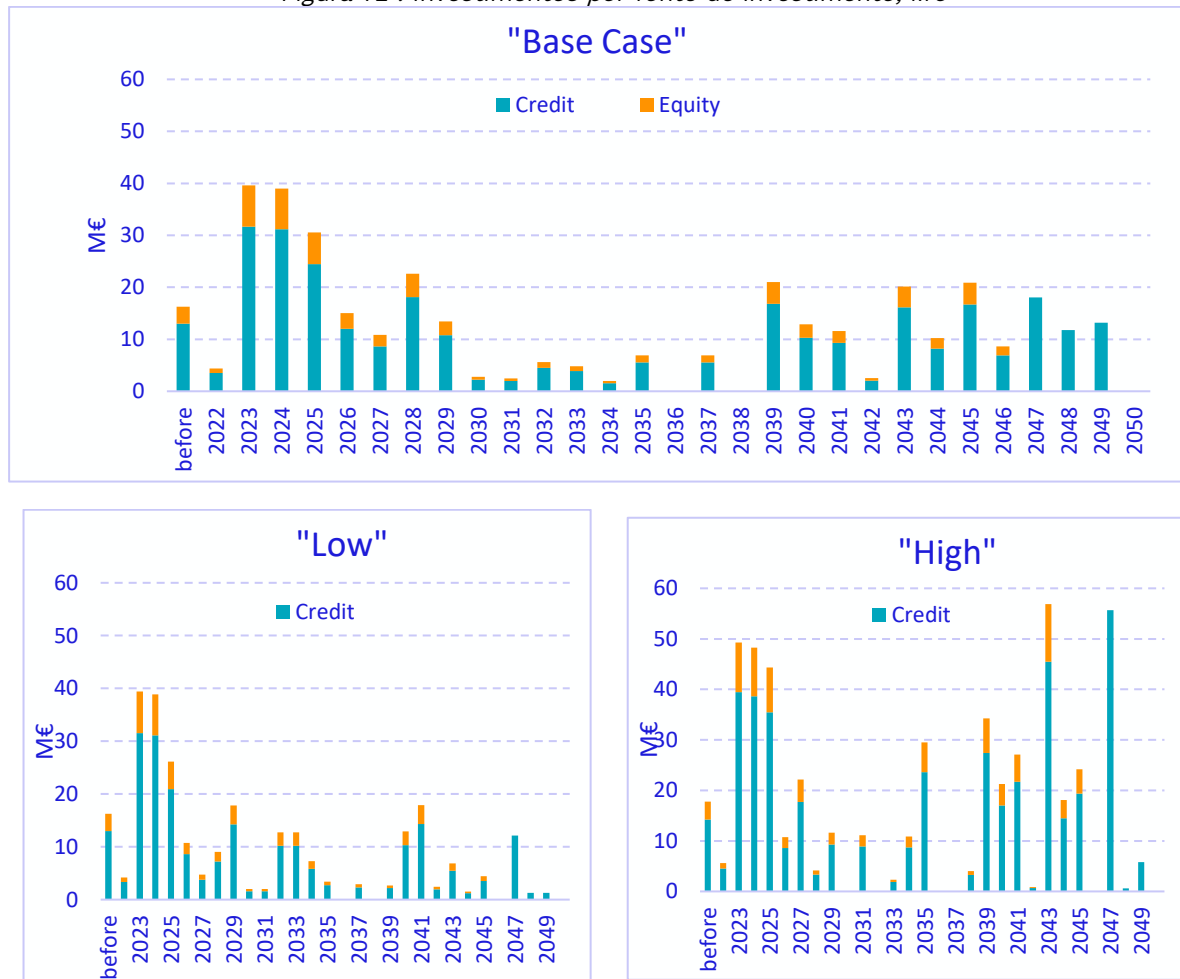
Quadro109 : Investimentos por categoria, M€

Caso Base	Produção	Transporte & Distribuição	Total	Baixa Procura	Produção	Transporte & Distribuição	Total	Alta Procura	Produção	Transporte & Distribuição	Total
before	16.3	0.0	16.3	before	16.3	0.0	16.3	before	17.8	0.0	17.8
2022	4.3	0.1	4.4	2022	4.1	0.1	4.2	2022	5.3	0.3	5.6
2023	39.5	0.1	39.6	2023	39.3	0.1	39.4	2023	49.0	0.3	49.3
2024	38.9	0.1	39.0	2024	38.8	0.1	38.9	2024	48.0	0.3	48.3
2025	30.6	0.0	30.6	2025	26.2	0.0	26.2	2025	44.4	0.0	44.4
2026	15.1	0.0	15.1	2026	10.8	0.0	10.8	2026	10.8	0.0	10.8
2027	6.1	4.7	10.8	2027	0.0	4.7	4.7	2027	18.0	4.1	22.1
2028	17.9	4.7	22.6	2028	4.3	4.7	9.0	2028	0.0	4.1	4.1
2029	8.7	4.7	13.5	2029	13.1	4.7	17.8	2029	7.5	4.1	11.6
2030	2.8	0.0	2.8	2030	2.0	0.0	2.0	2030	0.0	0.0	0.0
2031	2.5	0.0	2.5	2031	2.0	0.0	2.0	2031	11.1	0.0	11.1
2032	3.7	2.0	5.6	2032	10.8	2.0	12.8	2032	0.0	0.0	0.0
2033	2.9	2.0	4.8	2033	10.8	2.0	12.8	2033	0.0	2.3	2.3
2034	0.0	2.0	2.0	2034	5.3	2.0	7.3	2034	8.6	2.3	10.9
2035	6.9	0.0	6.9	2035	3.4	0.0	3.4	2035	27.2	2.3	29.5
2036	0.0	0.0	0.0	2036	0.0	0.0	0.0	2036	0.0	0.0	0.0
2037	6.9	0.0	6.9	2037	2.9	0.0	2.9	2037	0.0	0.0	0.0
2038	0.0	0.0	0.0	2038	0.0	0.0	0.0	2038	0.0	4.0	4.0
2039	21.0	0.0	21.0	2039	2.7	0.0	2.7	2039	30.2	4.0	34.2
2040	12.9	0.0	12.9	2040	12.9	0.0	12.9	2040	17.2	4.0	21.2
2041	11.6	0.0	11.6	2041	17.9	0.0	17.9	2041	27.1	0.0	27.1
2042	2.2	0.3	2.5	2042	2.1	0.3	2.4	2042	0.0	0.9	0.9
2043	19.8	0.3	20.1	2043	6.5	0.3	6.8	2043	56.0	0.9	56.9
2044	9.9	0.3	10.2	2044	1.2	0.3	1.5	2044	17.2	0.9	18.1
2045	20.9	0.0	20.9	2045	4.4	0.0	4.4	2045	24.2	0.0	24.2
2046	8.6	0.0	8.6	2046	0.0	0.0	0.0	2046	0.0	0.0	0.0
2047	21.0	1.6	22.6	2047	13.6	1.6	15.2	2047	68.8	0.8	69.6
2048	13.1	1.6	14.7	2048	0.0	1.6	1.6	2048	0.0	0.8	0.8
2049	14.9	1.6	16.5	2049	0.0	1.6	1.6	2049	6.5	0.8	7.3
2050	0.0	0.0	0.0	2050	0.0	0.0	0.0	2050	0.0	0.0	0.0

## 7.5.2 Investimentos por fonte de financiamento

Os investimentos totais previstos são apresentados abaixo para os três cenários correspondentes aos cenários de procura "Caso Base", "Baixo" e "Elevado" por ano e por fonte de investimento (crédito, capital próprio). A distribuição de investimentos por fonte de financiamento é de 80% de crédito e 20% de capital próprio, para os três cenários considerados, em linha com os pressupostos feitos por tipo de projetos.

Figura 72 : Investimentos por fonte de investimento, M€



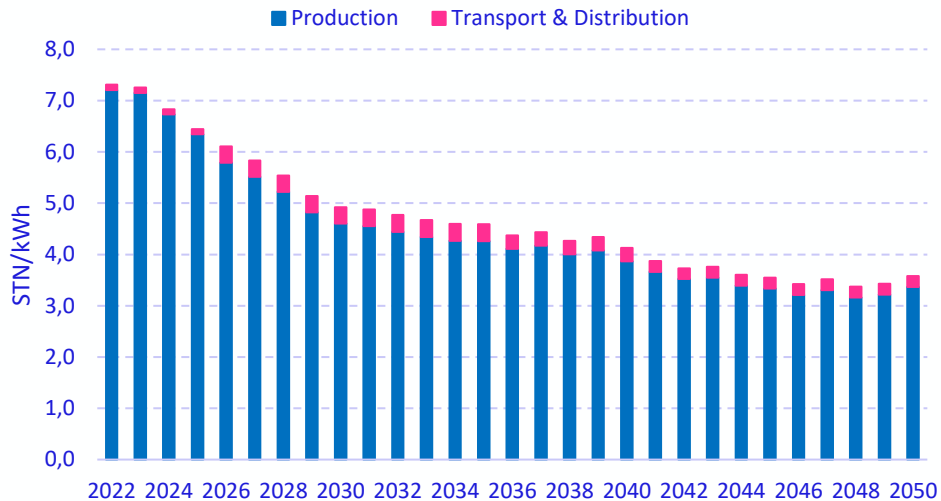
## 7.6 Principais conclusões

As análises financeiras realizadas permitiram-nos estimar:

1. a tarifa média da eletricidade necessária para cobrir os custos associados às recomendações do Plano de Aceleração da Energia Verde (incluindo os custos de produção e de transporte),
2. o total dos investimentos e o calendário destes investimentos,
3. as necessidades financeiras, de acordo com as possíveis fontes de investimento.

As figuras abaixo apresentam a tarifa média em São Tomé que cobre todos os custos do cenário "Caso Base". A análise tarifária mostra que os custos de produção determinam, em grande parte, a tarifa total média em São Tomé. Representam 94% do total da tarifa, em média, durante o período.

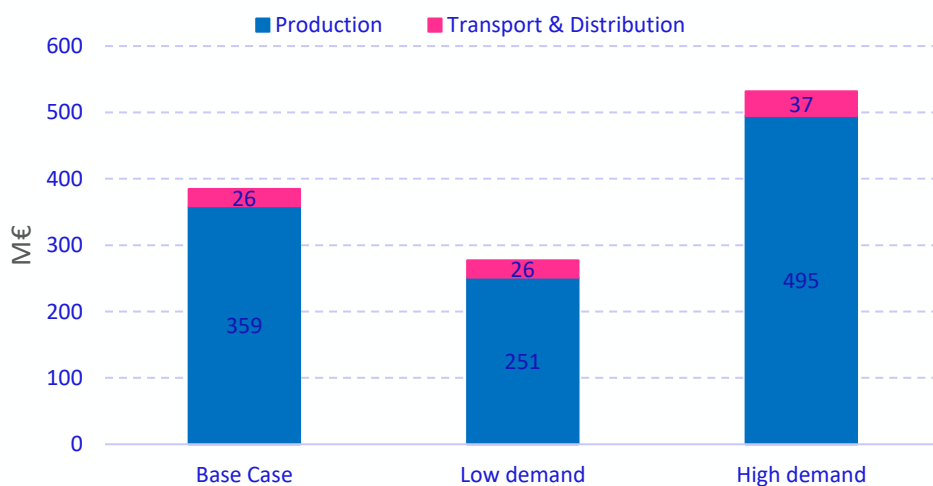
Figura 73 : Caso base: Tarifa por categoria (produção, transporte & distribuição), STN/kWh



No cenário "Caso Base", a tarifa necessária para cobrir os custos relacionados com a produção, transporte e distribuição tem uma tendência significativa de decréscimo, evoluindo de cerca de 7,3 STN/kWh a curto prazo para cerca de 3,5 STN/kWh (145 €/MWh) a longo prazo. Na prática, isto significa uma divisão por dois das tarifas, graças a uma mistura de produção muito mais competitiva (solares, baterias centrais hidroelétricas, MG, entre outros) e custos limitados de transporte e distribuição. As mesmas conclusões podem ser tiradas para os outros cenários de procura.

Os investimentos totais previstos são apresentados abaixo para os três cenários correspondentes aos cenários de procura "Caso Base", "Baixo" e "Elevado" por ano. Representam 385 milhões de euros em todo o período no cenário "Caso Base", 277 milhões de euros no cenário "Baixo" e 532 milhões de euros no cenário "Alto". Os investimentos de produção representam cerca de 92% do total dos investimentos.

Figura 74 : Investimentos por categoria, M€



## 8 Plano de implementação

Tendo em conta as principais conclusões deste estudo, devem ser realizados alguns estudos adicionais para implementar este plano:

1. Estudo de viabilidade das instalações térmicas (5MW Gasóleo ICE)
2. Estudo de viabilidade da importação de gás natural
3. Estudo de viabilidade de centrais térmicas de gás natural ICE 6MW
4. Avaliação detalhada do investimento para lô Grande 1, lô Grande 2, Abade 3 e Abade 4
5. Estudo de viabilidade da rede 63kV
6. Plano diretor de desenvolvimento da rede 6kV
7. Estudo tarifário
8. Estudo detalhado sobre a disponibilidade de terras para grandes centrais elétricas em PV.





 **iED** consult