



Universidade de Évora - Escola de Ciências Sociais

Mestrado em Economia e Gestão Aplicadas

Área de especialização | Economia e Gestão para Negócios

Dissertação

**Proposta de um modelo de gestão dos recursos petrolíferos
para São Tomé e Príncipe**

Telcio Pereira de Carvalho

Orientador(es) | Pedro Damião Henriques
Maria Raquel Lucas

Évora 2021



Universidade de Évora - Escola de Ciências Sociais

Mestrado em Economia e Gestão Aplicadas

Área de especialização | Economia e Gestão para Negócios

Dissertação

**Proposta de um modelo de gestão dos recursos petrolíferos
para São Tomé e Príncipe**

Telcio Pereira de Carvalho

Orientador(es) | Pedro Damião Henriques
Maria Raquel Lucas

Évora 2021



A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências Sociais:

Presidente | Carlos Alberto Marques (Universidade de Évora)

Vogais | Manuel Couret Branco (Universidade de Évora) (Arguente)
Pedro Damião Henriques (Universidade de Évora) (Orientador)

Agradecimentos

“Com Deus nada é impossível”. Nada poderá impedir a sua vontade. Por isso agradeço primeiramente a Deus por esta vontade manifestada e pela força recebida, pois sem a qual este sonho não seria uma realidade.

Aos meus orientadores, agradeço pelos ensinamentos bem como a forma crítica e incentivadora que orientou o trabalho.

A todos os colaboradores da Universidade Évora de São Tomé e Príncipe do curso de Mestrado em Economia e de Gestão Aplicadas, na especialização de Economia e Gestão para Negócios, seu corpo diretivo, docentes e os restantes funcionários que comigo partilharam estes momentos inesquecíveis.

Aos meus caríssimos colegas com quem constituímos uma verdadeira família durante esses 2 anos de pós-graduação.

A todos os meus amigos em especial àqueles que colaboraram no fornecimento de dados, agradeço grandemente.

Resumo

O presente trabalho, com o tema *Proposta de um modelo de gestão dos recursos petrolíferos para São Tomé e Príncipe* teve como pretensão, identificar, conhecer e refletir sobre os modelos adotados por alguns países, na gestão dos recursos petrolíferos, propondo um que se ajuste à realidade de São Tomé e Príncipe (STP). O trabalho teve como base uma reflexão sobre a contextualização e evolução histórica do petróleo, a que se seguiu outra, sobre a importância da atividade petrolífera, principalmente nas economias dos países em vias de desenvolvimento, analisando a relação entre o petróleo, o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável. De seguida, identificaram-se os modelos de gestão de recursos petrolíferos utilizados nalgumas economias de países produtores de petróleo do Golfo da Guiné, nomeadamente, Angola, Nigéria e Guiné Equatorial, assim como da Noruega e Timor-Leste.

Com base na informação recolhida, nomeadamente secundária (oriunda da revisão bibliográfica e documental) e primária através da realização de entrevista a especialistas e outros intervenientes no sector petrolífero, foi identificado o modelo de gestão dos recursos petrolíferos considerado mais adequado à realidade de STP. Os resultados da investigação, permitiram não somente conhecer os potenciais contributos da exploração do petróleo para STP, como também compreender e identificar um possível modelo de gestão que permita incentivar o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável do país. Este modelo de gestão dos recursos petrolíferos, com as devidas adaptações para se ajustar à realidade e contexto de STP, deve ser inspirado no da Noruega pelo seu contributo para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável.

Palavras - chave:

Petróleo, Modelos de Gestão, Crescimento Económico, Desenvolvimento Sustentável, São Tomé e Príncipe.

Abstract

The present work, with the theme *Proposal for a model of oil resource management for São Tomé and Príncipe*, aimed to identify, know and reflect on the models adopted by some countries in the management of oil resources, proposing one that fits the reality of São Tomé and Príncipe (STP). It started with a reflection on the context and historical evolution of oil, followed by another, on the importance of oil activity, mainly in the economies of developing countries, analyzing the relationship between oil, economic growth and the sustainable development. Then, the oil resource management models used in some economies of oil producing countries in the Gulf of Guinea, namely Angola, Nigeria and Equatorial Guinea, were identified and the results achieved. Finally, based on the information collected, namely secondary (from the bibliographic and documentary review to be carried out) and primary (conducting interviews with specialists and other actors in the oil sector), the oil resource management model considered most appropriate to the reality was identified of STP. The results of the investigation, allowed not only to know the potential contributions of oil exploration to STP, but also to understand and identify a possible management model that allows to encourage the economic growth and sustainable development of the country. This oil resources management model, with the necessary adaptations to adjust to the reality and context of STP, should be inspired by that of Norway for its contribution to economic growth and sustainable development.

Keywords:

Oil, Management Models, Economic Growth, Sustainable Development, São Tomé e Príncipe.

Índice Geral

Resumo	4
Abstract.....	5
Índice Geral	6
Índice de Figuras	8
Índice de Tabelas	9
Lista de Abreviaturas ou Siglas	10
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	11
1.1. Enquadramento do Tema.....	11
1.2. Justificação da Escolha.....	12
1.3. Definição do Problema e dos Objetivos	13
1.4. Metodologia de Elaboração do Projeto	13
1.5. Estrutura do Trabalho de Projeto.....	14
CAPÍTULO 2. ENQUADRAMENTO TEÓRICO	15
2.1. Economia em STP	15
2.2. Recursos Petrolíferos em STP	20
2.2.1 Antecedentes e Evolução Histórica	20
2.2.2 Órgãos de Gestão Petrolífera e Criação da ANP-STP.....	24
2.2.3 Evolução Legislativa e Quadro Legal do Sector Petrolífero	27
2.2.4 Aspectos Económico e Fiscal	31
2.2.5 Sector Petrolífero Atual	33
2.3. Modelos de Gestão dos Recursos Petrolíferos	38
2.3.1. Modelo de São Tomé e Príncipe	39
2.3.2. Modelo de Angola	47
2.3.3. Modelo da Nigéria.....	52
2.3.4. Modelo da Guiné Equatorial	59
2.3.5. Modelo da Noruega	63
2.4. Recursos Petrolíferos, Crescimento e Desenvolvimento	68
2.4.1 Crescimento Económico.....	69
2.4.2 Desenvolvimento Sustentável e Recursos Petrolíferos	72
2.5. Estudos Realizados sobre Recursos Petrolíferos em STP	76
CAPÍTULO 3. METODOLOGIA DO TRABALHO DE PROJETO	78
3.1. Definição e Delimitação do Problema e dos Objetivos.....	78
3.2. Método de Recolha dos Dados	79
3.2.1 Guião da Entrevista	81

3.2.2 Entrevista.....	82
3.3 Tratamento e Análise dos Dados.....	83
CAPÍTULO 4. RESULTADOS	84
4.1 Caracterização dos Entrevistados	84
4.2 Leitura e Análise Descritiva das Entrevistas	85
4.2.1 Diagnóstico da situação dos recursos petrolíferos.....	85
4.2.2 Importância do petróleo para diminuir a dependência externa	87
4.2.3 Bases para um modelo de gestão dos recursos petrolíferos	89
4.3 Valoração dos Diferentes Aspectos do Sector Petrolífero de STP.....	90
4.3.1 Valoração histórica do sector petrolífero	90
4.3.2 Gestão estratégica dos recursos petrolíferos.....	93
4.3.3 Gestão da aplicação dos fundos petrolíferos a sectores de atividade	98
4.3.4 Importância do petróleo para diminuir a dependência económica externa	99
4.3.5 Bases de um modelo de gestão dos recursos petrolíferos.....	100
4.4 Reflexão sobre a estrutura do modelo de gestão a propor.....	104
4.4.1 Objetivos e metas do modelo de gestão	106
4.4.2 Organização e papel do estado	107
4.5 Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos de STP:	109
4.5.1 Princípios chave	109
4.5.2 Licenciamento/Legislação	109
4.5.3 Regras de licitação.....	109
4.5.4 Receitas e taxas	111
4.5.5 Outros aspetos	113
CAPÍTULO 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	116
5.1. Principais Conclusões e Contribuições	116
5.2. Dificuldades e Limitações	119
5.3. Sugestões para Trabalhos Futuros	120
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
ANEXOS	127
ANEXO I – Tabela Comparativa do CPP: ZEE e ZDC	127
ANEXO II – Guião de Entrevista.....	130

Índice de Figuras

Figura 1. Organigrama da ANP-STP.....	26
Figura 2. Total de Entradas na Conta Nacional do Petróleo (ZEE e ZDC) em USD....	32
Figura 3. Plataforma Petrolífera	33
Figura 4. Zona Económica Exclusiva.....	36
Figura 5. Vida Útil de um Projeto de Exploração E&P	60
Figura 6. Distribuição de Receita no Regime de Concessão.....	63
Figura 7. Modelo da Noruega: Mecanismo do Fundo Integrado com a Política Orçamental.....	64
Figura 8. Cronologia das Principais Iniciativas Internacionais de Sustentabilidade no Sector de Petróleo e Gás.....	74
Figura 9. Situação Profissional dos Entrevistados	85
Figura 10. Como valoriza a gestão dos recursos petrolíferos (dossier do petróleo) em STP	93
Figura 11. Valorização da Gestão Estratégica na gestão dos recursos petrolíferos em STP	94
Figura 12. Valorização do financiamento e investimento na gestão dos recursos petrolíferos em STP.....	94
Figura 13. Valorização da Gestão Financeira na gestão dos recursos petrolíferos em STP	96
Figura 14. Valorização da Gestão da informação na gestão dos recursos petrolíferos em STP	97
Figura 15. Valorização da Gestão dos recursos humanos na gestão dos recursos petrolíferos em STP.....	98
Figura 16. Gestão da aplicação dos fundos petrolíferos a outros sectores de atividade	98
Figura 17. Setores mais beneficiados com os recursos provenientes da atividade petrolífera.....	99
Figura 18. Setores sem necessidade do apoio dos recursos proveniente da atividade do petróleo após 2020.....	100
Figura 19. Setores com necessidade absoluta e imperativa da ajuda dos recursos petrolíferos após 2020	100
Figura 20. Valoração dos modelos de gestão dos recursos petrolíferos em STP.....	101
Figura 21. Papel das entidades na governança do modelo e na tomada de decisão	101
Figura 22. Valoração das formas de receber a contrapartida dos recursos petrolíferos	102
Figura 23. Valoração das medidas para o nível de transparência.....	102
Figura 24. Priorização da alocação dos benefícios dos recursos petrolíferos aos diferentes sectores.....	103
Figura 25. Valoração dos modelos de Gestão mais ajustado para STP	104
Figura 26. Estrutura do Modelo de Gestão.....	106

Índice de Tabelas

Tabela 1. Percentagem da Exportação de Café e de Cacau na Exportação Total de STP (1899-1925)	17
Tabela 2. Crescimento da Dívida Externa de STP (serviço da dívida efectivamente pago) em USD	19
Tabela 3. Taxa de Inflação acumulada entre 2005 e 2020 (Base Dez 2014=100)	19
Tabela 4. Taxas Operacionais.....	28
Tabela 5. Aluguer de Concessões	28
Tabela 6. Royalties	28
Tabela 7. Bónus	29
Tabela 8. Principais Leis do Sector Petrolífero	30
Tabela 9. Detalhe dos Bónus de Assinatura Pagos pelos Operadores da ZEE (USD) ..	36
Tabela 10. Receitas Não Tributárias.....	47
Tabela 11. Receitas Tributárias (Impostos e outras Taxas).....	47
Tabela 12. Alíquotas de Royalties no PSC de 2007 na Nigéria	56
Tabela 13. Divisão do profit oil no PSC de 1993 na Nigéria	57
Tabela 14. Taxa de PPT no PSC da Nigéria.....	58
Tabela 15. Caracterização dos Entrevistados	84

Lista de Abreviaturas ou Siglas

ACD – Autoridade de Desenvolvimento Conjunto/Autoridade Conjunta
AICEP - Agência para o Investimento e Comércio Externo de Portugal
ANP – Agência Nacional do Petróleo
ANPG – Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustível
API – *American Petroleum Institute*
CPP - Contrato de Partilha de Produção
EVTE - Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica
EIU - *Economist Intelligence Unit*
ELA – Estudos de Impacto Ambiental
IDE – Investimento direto estrangeiro
IDH - Índice de Desenvolvimento Humano
IMO - *International Maritime Organization*
IOGP – *International Association of Oil and Gas Producers*
IPIECA- *Industry Environmental Conservation Association*
ITIE - Iniciativa para Transparência das Indústrias Extrativas
CNI - Conferencia Nacional da Indústria
CNP – Comissão Nacional do Petróleo
CPP – Contrato de Partilha de Produção
EVTE – Estudos de Viabilidade Técnico - Económica
FMI – Fundo Monetário Internacional
FOB – *Free on Board*
GEPetrol – *Guinea Equatorial Petroleum*
HRP – Hipótese do Rendimento Permanente
JOA – *Joint Operating Agreements*
MMIE – Ministro das Minas, Indústria e Energia
MPE - Ministério de Petróleo e Energia
NOC - *National Oil Company*
NNPC - *Nigerian National Petroleum Corporation*
NCS - *Norwegian Continental Shelf*
NPD - *Norwegian Petroleum Directorate*
LAP – Leis das Atividades Petrolíferas
OML - *Oil Mining Lease*
ONU - Organização das Nações Unidas
OPL - *Oil Prospecting Licences*
RDSTP – *República Democrática de São Tomé e Príncipe*
SONAGAS – *Sociedade Nacional de Gás de Guiné Equatorial*
SONANGOL – *Sociedade Nacional de Combustíveis*
ST – *São Tomé*
STP – *São Tomé e Príncipe*
PSA – *Production Sharing Agreement*
PSC - Contrato de Partilha de Produção
PPT – *Petroleum Profits Tax*
PVP – Preço de Venda ao Público
P&G - Petróleo e Gás Natural
ZEE – Zona de Económica Exclusiva
ZDC – Zona de Desenvolvimento Conjunto

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, de introdução, apresenta-se o enquadramento do tema e a justificação da sua escolha, a formulação do problema e dos objetivos, a metodologia de elaboração do trabalho de projeto e a estrutura do trabalho de projeto.

1.1. Enquadramento do Tema

Segundo Mendonça (2015) o conceito do desenvolvimento tem vindo a ser debatido nos diferentes meios, académicos, científicos e políticos, tentado buscar de forma consensual, um modelo de desenvolvimento compatível com cada região e território. Para alguns países do mundo esse modelo passa por definir políticas energéticas para obter acesso a recursos, como o gás natural e petróleo, que podem levar à segurança e autossuficiência energética e ao crescimento e desenvolvimento económico, assim como ter vantagens geopolíticas (Doric & Dimovski, 2018). Contudo, estes modelos de crescimento económico das últimas décadas, também tem suscitado questões ligadas à sustentabilidade, nomeadamente ao uso dos recursos existentes na atualidade e ao comprometimento do seu uso para as gerações futuras, como tem ocorrido em determinadas regiões (Mendonça, 2015).

Sendo a exploração e a produção de petróleo e de gás prioridades, dentro das políticas nacionais de energia de muitos países produtores, também muitas empresas e órgãos de governos vêm definindo e implementando regulamentações visando aumentar a sustentabilidade do sector de petróleos (Doric & Dimovski, 2018).

Até ao momento da independência, o arquipélago de São Tomé e Príncipe (STP), funcionou durante grande parte do período colonial, como uma economia de monocultura, produzindo inicialmente cana-de-açúcar e depois café e cacau. No século XIX, a cana-de-açúcar foi substituída pelo café e este pelo cacau (1822). Daí que a perspectiva de exploração do petróleo tem sido vista, nos últimos vinte anos, como agregando um conjunto de oportunidades geradoras de riqueza a aproveitar para induzir crescimento económico e diversificação de modo a alcançar desenvolvimento sustentável e bem-estar da população (Mendonça, 2015).

Apesar de já se terem registado entradas de alguns valores do petróleo provenientes dos bónus de assinaturas é necessário, a reabilitação e a criação de novas infraestruturas,

entre outras dificuldades e constrangimentos. Entre estes últimos, está a situação económica do país e a falta de recursos para fazer investimentos na exploração dos recursos naturais, agravada pela atual pandemia de Covid-19 e as medidas tomadas.

Entre o conjunto de potencialidades naturais de STP que, devidamente exploradas, podem conduzir ao bem-estar das suas populações rurais e urbanas, encontra-se o recurso petrolífero. Tendo em conta todo o conjunto de trabalhos sísmicos já realizados, que apontam para a existência de petróleo nos mares de STP, o país está a preparar-se para fazer parte de grupo dos países produtores de petróleo do Golfo da Guiné. O desafio é o de conseguir fazê-lo de forma segura e sustentável.

Muita indefinição existe em relação ao modelo que o país deve adotar para a gestão do petróleo e também muita discussão sobre o seu impacto na construção de uma sociedade justa e igualitária. O modelo norueguês, baseado na separação de funções políticas, comerciais e regulatórias (Dośpiał-Borysiak, 2017; Benghida, 2017) é um dos apontados como a melhor opção, mas outros existem e merecem ser estudados. Para Doric e Dimovski (2018) a forma de gestão dos recursos petrolíferos influencia muito a criação de riqueza de uma nação e a sua sustentabilidade.

Deste modo, parece relevante, não apenas identificar os principais modelos de gestão de recursos petrolíferos existentes, mas, também, investigar, junto de especialistas no sector, aquele que melhor se adequa ao contexto de STP e aos objetivos de crescimento e desenvolvimento sustentável do país, sendo estes o propósito do presente trabalho de projeto.

1.2. Justificação da Escolha

A proximidade profissional à realidade de STP e do setor petrolífero despertou o interesse por o estudar do ponto de vista académico e contribuir para encontrar pistas de possíveis soluções de gestão.

A escolha pessoal do tema está ligada à vontade de concluir com sucesso o mestrado e obter o grau de mestre e o facto de realizar um estudo aplicado a um contexto real, permitindo aplicar os conceitos estudados e ter uma noção prática e profissional da área de especialização estudada.

Também pela possibilidade de contribuir para a identificação de um modelo de gestão do petróleo em STP que pode melhorar o desenvolvimento económico e sustentável do país.

1.3. Definição do Problema e dos Objetivos

O problema em estudo recai sobre a indefinição em relação ao modelo de gestão dos recursos petrolíferos que STP deve adotar e sobre o seu impacto no crescimento e desenvolvimento sustentável e na construção de uma sociedade justa e igualitária.

Assim, o principal objetivo consiste em propor um modelo de gestão dos recursos petrolíferos para STP que incentive o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável do território e da população. De forma a atingir este objetivo geral definiram-se os seguintes objetivos específicos:

- Caracterizar o percurso do sector e dos recursos petrolíferos em STP;
- Identificar os principais modelos de gestão dos recursos petrolíferos utilizados por alguns países produtores de petróleo, sobretudo os do Golfo da Guiné, nomeadamente, Angola, Nigéria e Guiné Equatorial, refletindo sobre os resultados alcançados para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável;
- Analisar o modelo de gestão dos recursos petrolíferos da Noruega pelo seu contributo para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável;
- Conhecer a opinião de especialistas e intervenientes no sector petrolífero de STP sobre o modelo de gestão a adotar para incentivar o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável;
- Propor um modelo de gestão de recursos petrolíferos adequado a STP e às suas metas de crescimento económico e desenvolvimento sustentável.

1.4. Metodologia de Elaboração do Projeto

Com vista a elaborar o trabalho de projeto e atingir os objetivos traçados, recorreu-se à metodologia qualitativa e a uma pesquisa aplicada, com recurso ao nível da pesquisa exploratória de fontes secundárias (pesquisa bibliográfica) e do método da entrevista. Foi ainda considerado o método de observação, quer ao nível da economia de STP, quer ao nível do sector petrolífero e dos respetivos recursos.

Para a elaboração da proposta do Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos foi adaptada uma estrutura a partir da análise dos diversos modelos estudados e da revisão de estudos publicados sobre este assunto, de modo a ir ao encontro da realidade do país.

1.5. Estrutura do Trabalho de Projeto

O presente trabalho de projeto encontra-se organizado em quatro capítulos para além deste introdutório que enquadra e justifica a escolha do tema, e apresenta o problema, os objetivos e a metodologia usada na sua elaboração.

O segundo capítulo, referente ao enquadramento teórico, inicia-se com a ligação do tema da economia de STP para, em seguida, abordar os recursos petrolíferos, desde os antecedentes e evolução histórica, até à situação atual, passando pelos órgãos de gestão e a criação da ANP-STP, pela legislação e quadro legal e pelos aspetos económicos e fiscais. São ainda revistos os principais modelos de gestão identificados na literatura e os principais estudos sobre a temática encontrados na literatura.

O capítulo três expõe a metodologia utilizada para elaborar o trabalho de projeto, nomeadamente, a definição e delimitação do problema em estudo, os objetivos do trabalho, o método de recolha de dados utilizado e a estrutura utilizada na elaboração da proposta de Modelo de Gestão.

A proposta de Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos, que é o objetivo primordial deste trabalho de projeto, apresenta-se no capítulo quatro. Engloba o desenvolvimento de todas os elementos e componentes considerados relevantes para o modelo, ajustadas ao país STP.

O quinto e último capítulo apresenta as considerações finais que incluem as principais conclusões e contribuições do trabalho, as dificuldades sentidas ao longo da sua elaboração e as limitações que encerra, assim como, algumas recomendações para trabalhos futuros.

No final, listam-se as referências bibliográficas e os anexos.

CAPÍTULO 2. ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Este capítulo engloba o enquadramento teórico do tema em estudo e encontra-se dividido em três seções. Na primeira faz-se uma breve descrição da economia de STP e da relevância para o seu crescimento e desenvolvimento dos recursos petrolíferos. Na segunda, sobre os recursos petrolíferos no país, faz-se o historial, antecedentes e evolução até à situação atual, passando pelos órgãos de gestão e a criação da ANP-STP, pela legislação e quadro legal e pelos aspectos económicos e fiscais. São ainda revistos os principais modelos de gestão identificados na literatura, em particular os de alguns países africanos e o modelo norueguês. No final, na terceira seção, são revistos os estudos encontrados na literatura e os relatórios realizados sobre a temática do petróleo em STP.

2.1. Economia em STP

Segundo Santos (2012), STP é uma pequena nação situada sobre a linha do Equador, no golfo da Guiné, ao largo da costa ocidental africana e banhado pelo oceano atlântico. O país dista aproximadamente 220 km a oeste, do Gabão, 300 km a sul, da Nigéria e 250 km a noroeste dos Camarões e da Guiné Equatorial. A superfície do país é de 1001 km², repartidos em 859 km² para a ilha de São Tomé e 142 km² para a ilha do Príncipe. Dos vários ilhéus, o mais importante e o maior, é o ilhéu das Rolas situado no sul da ilha de São Tomé.

As ilhas de STP foram descobertas em 21 de dezembro de 1470 e 17 de Janeiro de 1471, pelos navegadores Portugueses João de Santarém e Pedro Escobar, foram povoadas, alguns anos depois e a iniciaram a sua atividade económica (Santos, 2012). O sistema económico era caracterizado pela policultura, de subsistência, caça, pesca, floresta e tráfico de escravos até o ano de 1644, passando progressivamente a ser dominado pela cultura da cana-de-açúcar (monocultura) e os escravos a serem utilizados nas plantações (Gomes, Tenjua, Paquete & Dória, 2018).

Para Menezes (2003) a agricultura foi assim a primeira atividade económica, cujo início ocorreu em finais do século XV. A evolução aconteceu em 2 etapas, correspondentes a dois ciclos de monocultura agrícola, o primeiro com a produção de cana-de-açúcar e, o segundo com o cacau e café. Este autor refere que a indústria de açúcar transformou progressivamente o sistema económico do arquipélago, por dois

motivos: induziu a um número maior de utilização de escravos nas plantações de açúcar e fez com que a produção de alimentos escasseasse e a monocultura de cana-de-açúcar acabasse por dominar o panorama económico. Quanto à produção de açúcar de S. Tomé e Príncipe, não há consenso sobre o volume máximo, com estimativas de 3.000 toneladas em 1580 e uma exportação de 12.000 toneladas em 1578 (Santos & Carvalho, 2018).

Posteriormente, devido aos superiores rendimentos produtivos alcançados no Brasil e às melhores condições edáficas e climatéricas, a produção da cana-de-açúcar foi transferida no século XVII para este país levando ao fim desta atividade económica de exportação em STP e à consequente destruição das plantações e indústrias pelos invasores franceses e holandeses, em meados de 1567 e 1644, respetivamente, e também pelos escravos fugitivos (Santos, 2012).

A cultura do café (*Coffea Arabica*) foi introduzida em STP no ano de 1800. Em 1877, as exportações representavam cerca de 90% das exportações agrícolas totais e, em 1881 a produção atingiu um máximo de 2.416 toneladas, mantendo-se, sempre acima das 2.000 toneladas até ao ano de 1892, com um máximo de 2.500 toneladas em 1898, seguido de um período de declínio que levou a quebras consideráveis de tal modo que, em 1925 a exportação do café representava apenas 2% das exportações totais, cerca de 172 toneladas (Santos & Carvalho, 2018; Esta queda na produção de café teve como causas, a utilização intensiva dos solos, a falta de investimento de renovação e o ataque de muitas doenças (Menezes, 2003)

Segundo Menezes, (2003), o declínio da produção de cacau continuou a ocorrer progressivamente nos anos subsequentes, tendo-se estabilizado na década de 50 nas 7000/8000 toneladas, volume que se manteve até o fim da colonização. Não obstante, segundo Santos & Carvalho (2018) a baixa do preço internacional do cacau, associado a cada vez maiores dificuldades no recrutamento de trabalhadores para as plantações (“contratados” que vinham de Angola desde 1875, de Cabo Verde desde 1905 e, de Moçambique desde 1908), e ainda a exaustão dos solos, doenças e velhice das plantações, são as causas apontadas no abandono progressivo das plantações e redução da produção. A Tabela 1 ilustra as exportações de café e cacau ao longo do tempo.

Tabela 1. Percentagem da Exportação de Café e de Cacau na Exportação Total de STP (1899-1925)

Café		Cacau	
Período	Percentagem	Período	Percentagem
Até 1877	> 90%	-	-
1877 - 1881	80%-90%	-	-
1890	<50%	-	-
1892	<40%	1899 - 1904	<80%
1898	=19%	1905 - 1917	>90%
1925	=2%	1925	=86%

Fonte: Gomes, Tenjua, Paquete e Dória (2018)

Nos primeiros anos após a independência, aconteceu a primeira reforma agrária com nacionalização das roças e a adoção de uma estrutura produtiva baseada na agricultura de exportação, num modelo de economia de direção centralizada e planificada (Espírito Santo, 2008: 13) “*onde o Estado promove a planificação da economia, de molde a utilizar racionalmente os recursos existentes com vista a segurar o seu desenvolvimento rápido e harmonioso. Neste sentido, o Estado controlava e geria toda a economia, desde a produção até a comercialização*”. Segundo o mesmo autor, a ausência de pessoal qualificado para assumir a estrutura produtiva e garantir o objetivo de desenvolvimento económico baseado na agricultura de exportação, levou a que a reforma agrária entrasse em decadência e o país enfrentasse uma crise económica na primeira metade da década de 80.

Como afirma Espírito Santo (2008), as causas do fracasso da reforma agrária foram duas, por um lado por ter sido estruturada com base numa mão-de-obra não qualificada e inexperiente e, por outro, a maioria dos gestores das empresas estatais desconhecera a tecnologia da produção de cacau e não terem um elevado nível de profissionalismo. De acordo com mesmo autor, as grandes empresas agrícolas estatais foram geridas por enfermeiros, motoristas, ou simples funcionários públicos afetos ao partido político que vigorava na altura, que rapidamente se converteram em diretores, supervisores ou chefes de serviços administrativo dessas empresas. Também Santos (2012) defende que, esses fatores conduziram a uma produtividade cada vez mais baixa, conjugados com outros, como os preços desfavoráveis do cacau no mercado internacional, que contribuíram para a agudização da já referida crise económica que o país enfrentava na primeira metade da década de 80.

Entre 1975 a 2000 o país aumentou o seu nível de dependência da ajuda externa e o aumento do défice da balança comercial, situação que se tem vindo a agravar desde aí, por o país possuir uma economia pequena, com baixos rendimentos e mercados com deficiências estruturais significativas, altamente vulneráveis aos choques externos e à dependência das importações e do apoio internacional (Viana, 2013).

Segundo o Relatório do Banco Mundial (BM, 2018), STP enfrenta dificuldades típicas dos pequenos estados insulares que afetam a sua capacidade de lidar com choques externos e atingir um orçamento equilibrado. Também o número limitado de pessoas e de trabalhadores qualificados no país impede, muitas vezes, a produção eficiente de bens e serviços na escala necessária para dar resposta à procura dos mercados local e de exportação. A distância a que está do continente africano e a insularidade aumentam os custos de importação e exportação enquanto a disponibilidade limitada de terra impede a diversificação da economia, tornando-a mais vulnerável a crises e choques de distintas naturezas (comerciais, económicos, financeiros e naturais).

Menezes (2003) realça que o país continua a ser corroído pela problemática da dívida externa, confrontado com uma balança comercial altamente deficitária, com falta de verbas para a solução dos problemas sociais e com a pobreza a aumentar, como é possível observar na Tabela 2, apesar das restrições impostas à dívida para atenuar o seu crescimento. Também a taxa de inflação, se estabeleceu em torno de 8% nos últimos dois anos e a dobra deixou de se desvalorizar de forma deslizante (Tabela 3). Entretanto, DW (2019) alega que STP vai renegociar com os parceiros internacionais o perdão da dívida externa, que está acima dos 300 milhões de dólares.

Entre 2010-2014, o crescimento económico de STP, que rondou os 5%, foi impulsionado pelos transportes, serviços, construção, obras públicas e comércio a retalho. Nesse período também é de realçar o impacto do Investimento direto estrangeiro (IDE) e do bónus de assinatura petrolífera no aumento das receitas públicas no ano 2012, com um ligeiro decréscimo em 2014, e um crescimento considerável resultante dos inputs petrolíferos (bónus). Estes inputs provêm de parceiros bilaterais e multilaterais que apoiam o estado de STP concedendo empréstimos ou donativos que são encaminhados para financiamento. O processo de desenvolvimento está intrinsicamente ligado à busca destes parceiros e de novas parcerias e formas alternativas de financiamento e desenvolvimento para STP, um país fortemente dependente de ajuda externa (Mendonça, 2015).

Tabela 2. Crescimento da Dívida Externa de STP (serviço da dívida efectivamente pago) em USD

Credores	jan/20		fev/20		mar/20		1º Trim 2020		abr/20	
	Capital	Juros	Capital	Juros	Capital	Juros	Capital	Juros	Capital	Juros
AID	-	-	-	-	-	-	-	-	27 782,67	10 001,76
BADEA	69 108,00	-	-	2 551,58	-	-	69 108,00	2 551,58	27 972,00	-
BEI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FAD	16 274,33	22 636,47	1 648,04	-	4 771,00	3 470,90	22 693,37	26 107,37	4 130,22	1 486,88
FIDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FMI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OPEP	116 680,00	7 000,80	-	-	-	-	116 680,00	7 000,80	-	-
BAD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Portugal	-	-	-	203 797,76	-	-	-	203 797,76	-	-
Kuwait Fund	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3 200,81
Angola	-	-	-	-	347 826,09	73 043,48	347 826,09	73 043,48	-	200 043,50
Subtotal	202 062,33	29 637,27	1 648,04	206 349,34	352 597,09	76 514,38	556 307,46	312 500,99	59 884,89	214 732,95
Capital + Juro	231 699,60		207 997,38		429 111,47		868 808,45		274 617,84	

Tabela 3. Taxa de Inflação acumulada entre 2005 e 2020 (Base Dez 2014=100)

Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2020	0,89	1,22	1,53									
2019	-0,26	0,84	1,11	1,53	1,92	2,53	2,67	3,05	3,36	4,20	5,75	7,72
2018	0,35	0,68	1,05	1,57	1,93	2,99	3,50	5,06	6,97	8,39	8,02	9,04
2017	0,37	0,70	1,49	2,66	2,26	4,06	5,72	5,16	5,39	5,89	6,12	7,69
2016	0,75	0,94	1,74	3,42	3,90	3,43	3,69	3,79	4,14	4,51	5,36	5,12
2015	0,25	0,57	1,05	1,48	1,70	1,87	2,15	2,26	2,36	2,66	3,16	3,96
2014	0,30	0,76	0,99	1,71	2,64	3,21	3,50	3,69	3,94	4,72	5,20	6,43
2013	0,39	1,07	0,77	2,53	2,82	3,00	3,21	3,67	4,00	4,58	5,59	7,13
2012	0,40	1,00	1,30	2,20	3,60	6,10	7,00	7,60	7,90	8,40	9,10	10,40
2011	0,50	1,40	3,60	5,90	6,80	7,10	7,30	8,10	8,40	8,90	10,00	11,90
2010	0,60	1,40	1,90	2,40	2,70	3,70	5,30	6,20	7,50	8,60	10,70	12,90
2009	0,70	1,60	3,00	4,80	6,70	7,90	8,70	9,30	10,30	11,60	13,70	16,10
2008	1,80	5,70	9,20	11,40	13,20	14,20	17,60	19,20	20,50	21,40	22,80	24,80
2007	1,70	2,80	4,20	5,10	6,30	7,70	9,50	12,40	15,90	18,90	23,30	27,60
2006	2,70	6,50	11,10	16,80	17,40	18,30	19,30	20,60	21,10	21,80	22,80	24,60
2005	2,94	6,08	9,45	10,63	11,15	11,33	11,63	12,14	13,05	14,70	15,80	17,20

Mendonça (2015), estima que a dívida externa pública e a garantia pública de STP tenham alcançado 221,6 milhões de dólares no final de 2012, representando cerca de 85% do PIB. Daí que, à semelhança de outros países, STP também tem desenvolvido cooperação com distintas organizações regionais e internacionais para se conseguir financiar, as quais têm desempenhando um papel relevante na luta contra a pobreza e na ajuda socioeconómica. De acordo com o mesmo autor os serviços de cooperação são com: 1) Banco Africano de Desenvolvimento (BAD), de que o país é membro desde 1978 e que, até maio de 2013, financiou 30 operações em diversos sectores, no valor global de 230 milhões de dólares; 2) Organizações das Nações Unidas (ONU), através das agências especializadas e do FMI que, em março, de 2014 conclui a terceira

avaliação do programa económico e financeiro do abrigo do instrumento de crédito alargado, aprovado em 2012 por três anos, no montante de 4 milhões de dólares; 3) Comunidade dos Países Língua Oficial Portuguesa (CPLP), criada em 1996, integrando todos os países que falam português, visando a concertação de relações internacionais e a materialização de projetos e a consolidação da língua portuguesa; 4) Banco Mundial que para a implementação de projetos até o ano 2013 financiou um montante de 100 milhões dólares.

Apesar das vantagens que foram concedidas aos países pobres e altamente endividados, em que também se encontra STP, para o FMI e o BM, existe um risco que pode pôr em causa a sustentabilidade da dívida do país. De entre os financiadores multilaterais, os maiores pesos cabem ao FMI/IDA e às instituições africanas BAD. A nível bilateral Portugal continua a ser o principal financiador seguido por Angola (Mendonça, 2015). Segundo este autor, para que haja estabilidade nas contas públicas é necessária uma boa governação. As experiências demonstram que bons indicadores de boa governação estão associados também a bons indicadores das finanças públicas e com vantagem nítida a curto e longo prazo. As taxas de crescimento são em média mais elevadas nos países que conjugam democracia e boa governação e são por vezes mais duráveis.

2.2. Recursos Petrolíferos em STP

Nesta secção abordamos os Antecedentes e Evolução Histórica, Órgãos de Gestão Petrolífera e Criação da ANP-STP , Evolução Legislativa e Quadro Legal do Sector Petrolífero e os Aspectos Económico e Fiscal .

2.2.1 Antecedentes e Evolução Histórica

A descoberta e o início do desenvolvimento industrial do petróleo aconteceram na segunda metade do século XIX, na cidade de Baku, que é conhecida como capital da República de Azerbeijão (Prazeres, 2004:13). Embora o petróleo tenha sido utilizado há milhares de anos, a indústria do petróleo similar a que conhecemos hoje só se iniciou em meados do século XIX nos Estados Unidos, concretamente no estado da Pensilvânia em uma área conhecida como Oil Creek Valley (Rodrigo Jusberg, 2016:14)

Para Prazeres (2004), o petróleo não é um fenómeno novo nas nossas ilhas, desde o século XIX, os Santomenses já ouviam ou pelo menos tinham sentido sinais nas terras de Uba Budo e Morro Peixe da existência de um líquido que sabia a tudo menos água.

foi sensivelmente em 1876 que foi reconhecida a primeira evidência sobre a presença de hidrocarbonetos em STP. Uma carta foi enviada por uma entidade oficial de então para o “Ministro do Ultramar” pedindo a presença duma equipa para avaliar a “Potencialidade do Petróleo na Ilha” pois havia sinais de existência de hidrocarboneto. Em 1974 a Administração Colonial Portuguesa estava preste de assinar um Acordo de Concessão com uma companhia Anglo-Americana: Ball & Collins para a Exploração & Extração do petróleo em STP. A Independência de STP em 1975 não permitiu que se avançasse com a assinatura do acordo. Para o referido autor, foi após a independência em 12 de Julho de 1975, que as autoridades nacionais deram o pontapé de saída a todo este esperado processo (Estratégia do Setor Petrolífero na RDSTP, 2008, p.19).

Após independência, o Governo santomense retoma a ideia de que o solo santomense possuía enormes reservas de hidrocarboneto, o que leva o Estado santomense a conceder direitos ao multimilionário de origem sul-africana, Christopher Herllinger, por cinco anos para fazer estudos que levassem à certeza sobre o petróleo no país. Entretanto, não houve conclusões satisfatórias. As aspirações que o país tinha em encontrar uma companhia que pudesse explorar os recursos existentes no país, fizeram com que alguns dirigentes assinassem alguns acordos que não foram vantajosos. Em Maio de 1997, foi assinado um acordo entre o Governo santomense e a ERHC, companhia americana de capitais americanos e nigerianos que detinha grande parte dos direitos na ZEE. Esse acordo incumbia a ERHC de encetar e intermediar contacto junto de potenciais empresas que estivessem interessadas na pesquisa e exploração petrolífera (Mendonça, 2015, p.50).

O acordo com a ERHC, foi alvo de imensa contestação, tanto internamente como por parte do FMI e do BM, por considerarem que esse acordo não beneficiava o Estado santomense. O acordo firmado acabaria por ser reformulado em 2003, conferindo à companhia menos poder do que inicialmente estava previsto. Dentro do quadro das negociações entre o Governo santomense e a companhia ERHC, o estado santomense, recebeu cinco milhões de dólares americanos da ERHC, que foram incluídos no orçamento geral do estado em 1998/1999. Em 1999, STP e a Guiné-Equatorial firmam acordo de delimitação da sua fronteira marítima, e dois anos mais tarde o mesmo foi assinado com o Gabão. Com esses acordos estavam criadas as condições necessárias para uma eventual exploração petrolífera nas águas territoriais (*Offshore*) santomenses. É neste contexto que o Governo santomense, decide criar através do decreto – lei nº27

/98, a Sociedade Nacional de Petróleo de STP (STPETRO). A STPETRO, foi uma empresa de capital misto que viria mais tarde a ser substituída pela Agência Nacional de Petróleo (Mendonça, 2015, p.51).

Na ausência de recursos financeiros, humanos e materiais para realizar estudos sísmicos na ZEE de STP, em Fevereiro de 2001, o governo celebrou com a empresa Norueguesa Petroleum-Geo Services (PGS), um acordo sísmico e outro de exploração e produção; esses acordos concediam e obrigavam a PSG (Mendonça. 2015): 1) Ter exclusividade durante dez anos na aquisição, processamento, interpretação e licenciamento dos dados sísmicos da ZEE; 2) Reconhecimento que o estado santomense é o único proprietário legal de todos os dados adquiridos; e 3) Obrigação de fornecer cópias dos dados sísmicos processados ao governo, sem que o estado incorra em quaisquer encargos.

O país assinou um contrato em 1998 com uma segunda empresa, a Exxon Mobil, onde a parte santomense estava representada pela STPETRO. Este acordo previa que a empresa Exxon Mobil iria realizar estudos sísmicos na zona offshore.

Tendo resolvido a questão da delimitação das fronteiras marítimas com a Guiné-Equatorial e o Gabão, havia chegado a vez das negociações com a Nigéria, que não foram consensuais, uma vez que este país se recusava a estabelecer o limite da sua ZEE. Em Fevereiro de 2001, os dois países chegaram a um entendimento e estabeleceram a Zona de Desenvolvimento Conjunto (ZDC) nas águas disputadas por ambos. A ZDC abrange 28 000 km² e os dois países concordaram em partilhar os custos e as receitas proporcionalmente: 60% para a Nigéria e 40% para STP (Mendonça, 2015). Os dois países acordaram na criação da Autoridade Conjunta de Desenvolvimento (ACD), que seria a entidade responsável pela administração da ZDC. A ACD tem a sede principal na Nigéria (Abuja) e tem um gabinete de ligação em STP e faz parte de um outro órgão que é o Conselho Ministerial Conjunto (CMC). A ACD é dirigida por um Conselho de Administração composto por dois membros de STP e dois da Nigéria. O CMC é composto por um mínimo de dois e um máximo de quatro ministros de cada um dos dois países e é responsável pela tomada de decisões políticas importantes.

As decisões do CMC baseiam-se em recomendações da ACD e, em caso de diferendo, prevalece as recomendações da ACD. A ACD é uma autoridade conjunta com competência para assinar contratos e fiscalizar a sua execução na ZDC. A Mobil

celebrou um acordo de assistência técnica por um ano e oito meses, acordo esse que foi assinado na cidade norte-americana de Dallas. Com esse acordo começava-se a vislumbrar em STP um horizonte que dava sinal de esperança. Com o acordo alcançado, a Mobil comprometia-se a fazer uma avaliação técnica completa e o estudo de viabilidade do de petróleo e gás potencial existente em STP, produzindo para o efeito, no final dos trabalhos um relatório técnico englobando interpretação sísmica, estratigráfica, geoquímica, potencial de reserva e avaliação de risco.

A Mobil também tinha a obrigação de fazer levantamentos sísmicos 2D (duas dimensões) da ZEE em qualidade e quantidade suficiente para fins de pesquisa, desenvolvimento e produção dos recursos petrolíferos na zona. Em 2008, apesar de não figurar na lista dos países produtores de petróleo, STP demonstrou a sua intenção em candidatar-se ao Iniciativa para Transparência das Indústrias Extrativas (EITI). A primeira candidatura de STP à ITIE foi aceite na Reunião de Acra em 22 de fevereiro de 2008. Em 15 de abril de 2010, o Conselho Diretivo Internacional da ITIE rejeitou o pedido de STP de suspensão voluntária de adesão à ITIE, e decidiu retirar o país da lista de candidatos à ITIE. O principal obstáculo para a efetivação e aceitação da candidatura esteve relacionado com a dificuldade em se desenvolver um trabalho conjunto com a parte nigeriana relativamente à Zona de Desenvolvimento Conjunto. Posteriormente, em 10 de maio de 2012, STP formulou uma nova candidatura à ITIE, tendo sido admitido como país candidato em 26 de outubro de 2012. Em consequência do pedido de adesão, e em conformidade com o Padrão da ITIE e o regime transitório associado, o país tinha obrigação de publicar o seu Primeiro Relatório ITIE até 26 de outubro de 2014 (4º Relatório ITIE, 2019, pg9).

Para que a candidatura santomense fosse viável, era necessário que o governo santomense cumprisse com determinados requisitos impostos pelo EITI. Dentre os requisitos exigidos, está o da transparência, os países devem publicar quanto recebem das empresas e companhias que operam em exploração de indústria extrativas e as empresas também devem declarar quanto pagam aos governos. Estima-se que entre 2005 e 2009 o país tenha recebido milhões de dólares, verba reforçada posteriormente com novas assinaturas para a prospeção. Também no ano 2010 e 2012 o governo santomense, recebeu de bônus de assinatura dois milhões de dólares correspondentes a cada ano, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019. Tais receitas não entravam nos cofres do estado desde 2007.

Uma gestão correta e transparente dos recursos petrolíferos em STP poderá contribuir para o país autofinanciar-se em projetos que possam contribuir no desenvolvimento socioeconómico. Para isso o país adotou a Lei-quadro de Receita Petrolíferas e o Decreto-Lei que cria a Agência Nacional do Petróleo, Comissão de Fiscalização de Petróleo e o Gabinete de Registo e Informação Pública e por fim a elaboração dos textos que definem o quadro jurídico-legal do exercício das atividades petrolíferas na Zona Económica Exclusiva.

Embora se tenha adotado os mecanismos acima referenciados, são enormes as expectativas que são criadas em torno do petróleo. Com a exploração petrolífera, o país poderá começar a dar os primeiros passos para sair da pobreza em que se encontra mergulhado, mas inicialmente também ficou evidente que existiu pouca preparação do Governo local para saber tirar vantagens. Os primeiros acordos de exploração petrolífera foram assinados, tendo o país saído em desvantagem, na fase inicial de todo o processo por dois motivos: o primeiro é a pouca experiência dos governantes santomenses em negociar numa indústria que chega a ser tão complexa e por vezes “desonesta” e a outra é que em várias situações prevaleceram os interesses individuais acima dos interesses da nação. Apesar das grandes esperanças que se depositam na exploração desse recurso é preciso estar alerta para combater os possíveis casos de corrupção que eventualmente possam surgir (Mendonça, 2015).

2.2.2 Órgãos de Gestão Petrolífera e Criação da ANP-STP

Foi criada no ano de 2005 a zona desenvolvimento conjunta (ZDC) que seria administrada por STP e a Nigéria, o que fez acordar entres ambos os países na criação da Autoridade de Desenvolvimento Conjunta (ADC), na qual seria a entidade responsável pela administração da ZDC. A ZDC é gerida pela Autoridade Conjunta de Desenvolvimento (ACD), cuja sede principal se situa na Nigéria (Abuja) e que tem um gabinete de ligação em ST, o qual faz parte de um outro órgão que é o Conselho Ministerial Conjunto (CMC). A ACD é dirigida por um Conselho de Administração composto por dois membros de STP e dois da Nigéria. O CMC é composto por um mínimo de dois e um máximo de quatro ministros de cada um dos dois países e é responsável pela tomada de decisões políticas importantes. No entanto, as decisões do CMC baseiam-se em recomendações da ACD e, em caso de diferendo, prevaleceria as recomendações da ACD. A ACD

Agência reguladora é definida como sendo uma autarquia especial, criada por lei, também com estrutura colegiada, com a incumbência de normalizar, disciplinar e fiscalizar a prestação, por agentes económicos públicos e privados, de certos bens e serviços de acentuado interesse público, inseridos no campo da atividade económica que o Poder Legislativo entendeu por bem destacar e entregar á regulamentação autónoma e especializada de uma entidade administrativa relativamente independente da Administração Central (Pessoa, 2011).

As agências reguladoras segundo Pessoa (2011), surgiram nos Estados Unidos no fim do século XIX, quando houve um descompasso nas relações entre as empresas de transporte ferroviário e os empresários rurais, motivando o Estado a estabelecer uma regulação que solucionasse o problema do conflito entre esses dois grupos. Durante meados dos anos 30, os EUA passaram por uma forte crise económica que, segundo Conrado Hübner Mendes, “foi socorrida por uma irrupção de inúmeras agências administrativas que, como parte da política do New Deal, liderada pelo Presidente Roosevelt, intervieram fortemente na economia”. A partir daí as agências reguladoras se firmaram no cenário administrativo norte-americano. Como indiretamente ficou demonstrado, tais entidades têm seu nascimento e sua consolidação vinculados a uma mudança na forma como o Estado passa a lidar com as vicissitudes do sistema capitalista e às relações económico-sociais a ele relacionadas (Pessoa, 2011)

Na perspetiva de uma possível exploração dos recursos naturais, concretamente petróleo e gás, foi criada a Agência Nacional do Petróleo de São Tomé e Príncipe (ANP-STP), através do Decreto-Lei nº 5/2004, de 30 de junho, tendo o mesmo sido objeto de alterações em 2014, através do Decreto-Lei 27/2014, de 25 de Abril. A ANP-STP, é o organismo público responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades da indústria de hidrocarbonetos na Zona Económica Exclusiva (ZEE), gozando de autonomia técnica, administrativa, financeira e patrimonial (ITEI, 2019, p. 34). A estrutura organizacional actual, apresentada na Figura 1, engloba: a) Conselho da Administração; b) Director Executivo; c) Departamentos e; d) Serviços de apoio. A ANP-STP pretende, numa fase mais avançada da produção efetiva do petróleo na ZEE, incluir o Fiscal Único no organograma da Agência (ITEI, 2019, p. 44).

Figura 1. Organigrama da ANP-STP



Fonte: Site da ANP-STP 26/Agosto/2020 – 13:23

A ANP-STP tem competências no domínio da negociação e celebração, mediante autorização expressa do Conselho Nacional do Petróleo, em nome e em representação do Estado, de contratos no domínio de pesquisa e exploração de hidrocarbonetos

A ANP-STP tem por fim a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades económicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com a legislação em vigor e em conformidade com as orientações emanadas do Conselho Nacional do Petróleo. Adicionalmente compete à ANP-STP o acompanhamento da execução das obrigações contratuais por parte das empresas das indústrias extrativas em matéria de projetos sociais e de formação (ITEI, 2019, p 44).

Após a celebração de contratos petrolíferos, concessões de autorizações de prospeção ou qualquer ação que resulte em receitas petrolíferas a depositar na CNP, a ANP comunica ao Banco Central para que este tome conhecimento e posteriormente confirme à ANP-STP a receção do depósito na CNP.

Tendo presente o disposto anteriormente, compete genericamente à ANP-STP, entre outros, o seguinte:

- a) Negociar e celebrar, mediante autorização expressa do Conselho Nacional do Petróleo, em nome e em representação do Estado, contratos no domínio de pesquisa e exploração de hidrocarbonetos;
- b) Implementar, na sua esfera de competência e nos termos da legislação em vigor, a política do Governo para o sector do petróleo e do gás natural;

- c) Consolidar as informações de reservas nacionais de petróleo e gás natural, transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se pela sua divulgação;
- d) Promover estudos visando a delimitação de blocos para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos;
- e) Regular a execução de serviços de geologia e geofísica, aplicados à prospeção petrolífera, visando o levantamento de dados técnicos destinados à comercialização em bases não exclusivas;
- f) Realizar atividades de promoção e licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos mediante autorização expressa do Conselho Nacional do Petróleo e fiscalizando a sua execução;
- g) Fiscalizar diretamente, ou mediante acordos com organismos especializados independentes, os contratos de pesquisa e exploração de hidrocarbonetos celebrados em nome e em representação do Estado bem como todas as atividades integrantes da indústria do petróleo e aplicar sanções administrativas e pecuniárias prevenidas nas leis, regulamentos ou contratos. Outros requerimentos de atribuição de um contrato petrolífero descrevem-se no citado artigo da Lei-quadro das Operações Petrolíferas, por exemplo: prova de capacidade técnica e financeira; constituição de uma sociedade em STP, encarregada da realização das operações petrolíferas. As diretivas sobre as quais assentam os procedimentos administrativos e de gestão da ANP-STP resultam da alínea 2 do art.º 1 da Lei 7/2014, publicado a 25 de abril de 2014. (4ºRelatório da ITEI.45-6.2019).

2.2.3 Evolução Legislativa e Quadro Legal do Sector Petrolífero

Em matéria de legislação petrolífera e na forma como deve ser feita a gestão petrolífera, tem sido adotado pelo país um modelo muito próximo do FMI. A gestão dos recursos petrolíferos está baseada no modelo fiscal do economista americano Milton Friedman (Gordon, 1975) para o FMI. STP foi o primeiro país africano a adotar este modelo, que se baseia essencialmente na Hipótese de Rendimentos Permanentes.⁶¹ Num relatório da *Human Rights Watch*, divulgado em 2010, “Um futuro Incerto”, esta ONG traça o perfil do Estado santomense e a sua trajetória como um potencial país produtor e aponta as

ameaças e as debilidades que o país tem em relação a poder gerir os lucros que surjam de uma eventual exploração petrolífera (Armando, 2009 citado por Mendonça, 2015).

Alterações ao quadro regulatório da Zona de Desenvolvimento Conjunto

No passado foram realizadas alterações ao quadro regulatório no sentido de tornar a ZDC mais atrativa do ponto de vista do investimento por parte das empresas, sendo que as mesmas se podem sistematizar do seguinte modo: • Bónus de assinatura mais baixos; • Taxas de royalties menores; • Maior flexibilidade nas negociações e nos timings das mesmas; • Disponibilização de mais informação sísmica sobre os prospectos. A aprovação formal destas alterações foi feita em sede Conselho Ministerial Conjunto (ITEI, 2019, p. 53).

As Tabelas 4 a 7 sintetizam as principais atualizações verificadas na ZDC (Zona de Desenvolvimento Conjunto), quer em termos de taxa quer de alugueres, royalties e bónus.

Tabela 4. Taxas Operacionais

<i>Taxas Operacionais</i>	<i>Montante</i>
Candidatura à licença de exploração petrolífera (LEP)	\$ 100.000,00
Taxa de processamento da licença de extração petrolífera (LEP)	\$ 100.000,00
Candidatura à licença para operar uma plataforma de perfuração	\$ 500.000,00
Candidatura à atribuição de uma participação numa licença perfuração petrolífera	\$ 1.000.000,00
Candidatura à atribuição de uma participação numa licença de exploração petrolífera (LMP) (LMP)	\$ 2.000.000,00
Renovação de cada uma das fases de (OPL) e (PPL)	\$ 1.000.000,00
Licença para a exploração de um poço	\$ 500.000,00

Fonte: ITIE (2019)

Tabela 5. Aluguer de Concessões

<i>Renda</i>	<i>Montante</i>
Renda Anual Para (OPL) e (PPL)	\$ 2,000/SQ KM
Renda Anual Para (OML) e (PML)	\$ 5.000 /SQ KM

Fonte: ITIE (2019)

Tabela 6. Royalties

<i>Royalties</i>	<i>Valor</i>
Menos de 50,000 BPD	0%
De 50.000 Bpd A 100.000 BPD	1%
Mais De 100.000 BPD	2%

Fonte: ITIE (2019)

Tabela 7. Bónus

<i>Bónus</i>	<i>Valor</i>
Bónus De Assinatura	\$ 10.000.000,00 max
Bónus De Descoberta	\$ 1,000.000,00
Bónus De Produção	Escala Poporcional

Fonte: ITIE (2019)

Nos últimos anos, o poder legislativo tem vindo a elaborar um conjunto de normativos que visam enquadrar legalmente o sector extrativo em STP e ao mesmo tempo torná-lo mais atrativo. As principais leis que regulam o enquadramento jurídico e legal das atividades extrativas, nomeadamente no setor petrolífero, são as seguintes (ITIE, 2019):

- (i) Lei 8/2004 – Lei-Quadro Das Receitas Petrolíferas
- (ii) Lei 15/2009 – Lei da Tributação do Petróleo
- (iii) Lei 16/2009 – Lei-Quadro das Operações Petrolíferas
- (iv) Decreto nº 11/2008 que aprova o Modelo de Contrato de Partilha de Produção
- (v) Decreto-Lei 5/2004 – Cria a Agência Nacional do Petróleo
- (vi) Decreto-Lei 7/2014 – Aprova os novos Estatutos da Agência Nacional do Petróleo

A Tabela 8 demonstra de maneira evolutiva, os diversos tratados e normativos criados para legislar/regular o sector extrativo do petróleo.

Tabela 8. Principais Leis do Sector Petrolífero

Descrição	Data	Entidade (s)	Aplicável a
Tratado sobre a exploração conjunta dos Recursos Petrolíferos e outros, existentes na Zona Desenvolvimento Conjunto	2001	República Federativa da Nigéria e República Democrática de STP	ZDC
Declaração Conjunta de Abuja sobre a Transparência e Boa Governação na Zona de Desenvolvimento Conjunto	16 de junho de 2004	República Federativa da Nigéria e República Democrática de STP	ZDC
Decreto-Lei 5/2004 – Cria a Agência Nacional do Petróleo	30 de junho de 2004	Governo da República Democrática de STP	ZEE
Lei 8/2004-Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas	30 de dezembro de 2004	Assembleia Nacional da República Democrática de STP	ZDC e ZEE
Regulamento Interno da Agência Nacional do Petróleo de STP	4 de março de 2005	Despacho do Ministro dos recursos Naturais e Meio Ambiente	ZEE
Estratégia Sector Petrolífero em STP	16 de abril de 2008	Conselho de Ministros da República Democrática de STP	ZDC e ZEE
Lei 15/2009 – Lei da Tributação do Sector Petrolífero	4 de novembro de 2009	Assembleia Nacional da República Democrática de STP	ZEE
Lei 16/2009 – Lei Quadro das Operações Petrolíferas	4 de novembro de 2009	Assembleia Nacional da República Democrática de STP	ZDC e ZEE
Decreto-Lei 57/2009 – Organização da Zona Económica Exclusiva de São Tomé e Príncipe em zonas de exploração e blocos petrolíferos	30 de dezembro de 2009	Governo da República Democrática de STP	ZEE
Despacho 8/2012-Cria o Comité Nacional ITIE	5 de setembro de 2012	Despacho do Primeiro Ministro da República democrática de STP	ZDC e ZEE
ITIE Candidature Application Form	26 de outubro de 2012	ITIE	ZDC e ZEE
Estudo do sector petrolífero de STP Quadro histórico e legal (draft)	16 de setembro de 2013	Comité Nacional ITIE-STP	ZDC e ZEE
Issues Related to the Scope of the Joint Development Zone Report for the Extractive Industries Transparency Initiative (draft)	21 de março de 2014	Autoridade Conjunta ITIE Subcomité	ZDC
ITIE Standard Handbook	ITIE		ZDC e ZEE
Decreto-Lei 7/2014-Aprova os novos estatutos da Agência Nacional do Petróleo	25 de abril de 2014	Governo da República Democrática de STP	ZEE

Fonte: ITIE (2019)

A legislação já referida é complementada com as seguintes normas: Declaração conjunta de Abuja sobre a Transparência e Boa Governação na Zona de Desenvolvimento Conjunto e pelo Decreto-Lei 57/2009 - Organização da Zona Económica Exclusiva de STP em zonas de exploração e blocos petrolíferos. Durante o processo de criação e desenvolvimento de cada uma das Zonas (Conjunta e Exclusiva) e ao longo dos últimos anos foram também elaborados diversos estudos que permitem ter um melhor enquadramento sobre as bases conceptuais e institucionais de cada uma das Zonas, são eles o documento de Estratégia do Sector Petrolífero em STP e *Issues Related to the Scope of the Joint Development Zone Report for the Extractive Industries Transparency Initiative* (versão draft). Apesar do enquadramento legal estar alinhado com algumas das práticas mais aceites e praticadas no setor petrolífero, do ponto de vista fiscal, por exemplo, poderá existir margem no sentido de tornar o país mais

atrativo à luz de investidores externos, potenciando assim a competitividade do país (ITEI, 2019, p110).

2.2.4 Aspectos Económico e Fiscal

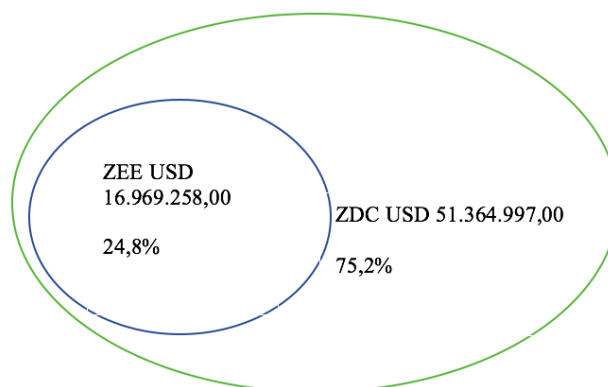
A contribuição da indústria petrolífera para o sistema fiscal e para a arrecadação de receitas exclusivamente tributárias tem sido praticamente incipiente ao longo dos anos, dado a não existência de atividades de produção quer na ZEE quer na ZDC (4º Relatório ITIE, 2019.pg34).

O processo de exploração petrolífera estava desenhado em três fases de desenvolvimento do recurso:

- 1ª fase: de 2005 a 2006, a fase de exploração;
- 2ª fase: de 2008 a 2011, que fase de desenvolvimento;
- 3ª fase: a fase de produção que tinha a previsão inicial de 2010 a 2012 para ser entre 2023 á 2024.

Até à presente data, ainda não foi possível o país entrar na fase de produção, continuando a aguardar ser um país de sucesso, onde as receitas sejam revertidas para desenvolver o país, torná-lo mais competitivo e dinâmico a nível socioeconómico, contrariando a opinião de muitos de não conseguir aproveitar os recursos naturais para benefício próprio. Apesar da produção não se ter iniciado, os seus efeitos já se fizeram sentir sob a forma de bónus de assinatura pagos pelas companhias petrolíferas estrangeiras que adquiriram os direitos de exploração na ZDC e na ZEE (Mendonça, 2015). A Figura 2 apresenta o total de entradas na CNP (ZEE e ZDC) em dólares americanos.

Figura 2. Total de Entradas na Conta Nacional do Petróleo (ZEE e ZDC) em USD



Fonte: ITIE (2019)

Apesar de em 2016 e 2018 não terem ocorrido recebimentos na CNP por operações e atividades da ZDC, verifica-se que, considerando o acumulado de recebimentos, os principais fluxos são relativos a recebimentos de bônus provenientes da ADC (ITEI, 2019, p. 22)

As operações petrolíferas de um CPP (Contrato de Partilha de Produção) são, dependendo da sua natureza, realizadas ao abrigo de uma autorização exclusiva de pesquisa, ou de exploração, abrangendo a exploração de um campo comercial de hidrocarbonetos. O regime jurídico e tributário dos CPP na ZEE consta na Lei de Tributação do Petróleo, Lei n.º 15/2009 de 31 de dezembro de 2009. Em todos os Contratos de Partilha de Produção, o Estado de STP tem uma participação que varia entre os 10% e os 15% (ITEI, 2019, p. 16).

O modelo do CPP da ZDC está definido nos regulamentos petrolíferos, especificamente no Regulamento n.º 23 do documento Petroleum Regulations 2003. As grandes diferenças entre os modelos aplicáveis a cada zona dizem maioritariamente respeito à partilha dos lucros: participação do Estado, royalties e do imposto. (ITEI, 2019, p. 55). A Figura 3 mostra uma plataforma petrolífera.

Figura 3. Plataforma Petrolífera



Fonte: Revista Accenture/FGV Energia (2015)

2.2.5 Sector Petrolífero Atual

2.2.5.1. Zona de Desenvolvimento Conjunto – São Tomé e Príncipe e Nigéria

Em 21 de fevereiro 2001, STP e a Nigéria assinaram um Tratado sobre a Exploração Conjunta dos Recursos Petrolíferos e Outros, existentes na Zona Conjunta dos dois Estados (ZDC), através da Autoridade de Desenvolvimento Conjunto (ADC) com sede em Abuja. Esse tratado definiu a fórmula de partilha de 60% para a Nigéria e de 40% para STP dos benefícios e obrigações decorrentes das atividades de desenvolvimento efetuadas na ZDC. A Zona de Desenvolvimento Conjunto da Nigéria e STP tem uma área de 34.450 quilómetros quadrados situados no Golfo da Guiné assignados aos blocos 1 a 9. A Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, assinada em Montego Bay a 10 de dezembro de 1982, apela aos Estados com costas marítimas opostas, a um entendimento e adoção de medidas provisórias enquanto não chegam a um acordo sobre a delimitação do seu espaço marítimo exclusivo (ITEI, 2019, p. 49).

Nesse seguimento, a 21 de fevereiro de 2001 foi assinado o Tratado entre a República Federal da Nigéria e República Democrática de STP sobre a Exploração Conjunta dos Recursos Petrolíferos e outros, existentes na Zona de Desenvolvimento Conjunto dos

dois Estados. Nesse tratado é definida geograficamente a área coberta pela Zona de Desenvolvimento Conjunto bem como a implementação de um Conselho Ministerial Conjunto e a criação da Autoridade Conjunta, com personalidade jurídica própria nos termos do Direito Internacional e das leis de cada um dos Estados Partes, sendo que a Autoridade Conjunta responde perante o Conselho Ministerial. Como complemento ao tratado acima mencionado, a 26 de junho de 2004 foi assinada a Declaração Conjunta de Abuja sobre a Transparência e Boa Governança na Zona de Desenvolvimento Conjunto. A Declaração Conjunta de Abuja prevê que (ITEI, 2019, p. 50):

- Todos os pagamentos feitos à Autoridade Conjunta por empresas petrolíferas deverão ser tornados públicos trimestralmente e anualmente pela Zona de Desenvolvimento Conjunto e por cada uma das empresas;
- A utilização dos fundos recebidos pelos Governos da Nigéria e STP, deverá ser monitorizada e auditada, devendo tais auditorias ser tornadas públicas;
- A Autoridade Conjunta deverá publicar um orçamento anual, que deverá ser aprovado pelos Governos da Nigéria e STP. As contas e os contratos de aquisição de bens e serviços da Autoridade Conjunta deverão ser submetidos a uma auditoria anual por uma empresa de auditoria independente e internacionalmente reconhecida, sendo que tais auditorias deverão ser tornadas públicas;
- A Autoridade de Desenvolvimento Conjunto deverá tornar públicos os fundamentos de todas as concessões da Zona Conjunta de Desenvolvimento;
- Em qualquer Contrato de Partilha de Produção ou acordos/contratos com terceiros, a Autoridade Conjunta deverá especificamente:
 - (i) exigir a prestação de informações estabelecidas na declaração,
 - (ii) (ii) estipular que o próprio acordo e todas as informações financeiras dos mesmos sejam tornadas pública e
 - (iii) (iii) exigir que a parte contraente declare e afirme que nenhum pagamento, benefício ou vantagem ilícito foi concedido a qualquer colaborador da Autoridade Conjunta;
- Todas as informações a serem tornadas públicas nos termos da declaração deverão ser divulgadas e mantidas na página da internet da Autoridade Conjunta.

O montante de bónus de assinatura recebido em 2015 resultante do concurso restrito cifrou-se em torno dos 1.656.250 USD, tal como confirmado pela ADC relativamente ao operador - Papis. Nos exercícios de 2016 e 2017, os montantes de USD 482.970 e USD 1.453.174, respetivamente, incluindo em 2017 o valor de USD 487.975 de bónus de assinatura foram retidos para fazer face ao orçamento anual da ADC que tem sido integralmente suportado pelo Governo da Nigéria (ITEI, 2019, p. 52).

2.2.5.2. Zona Económica Exclusiva

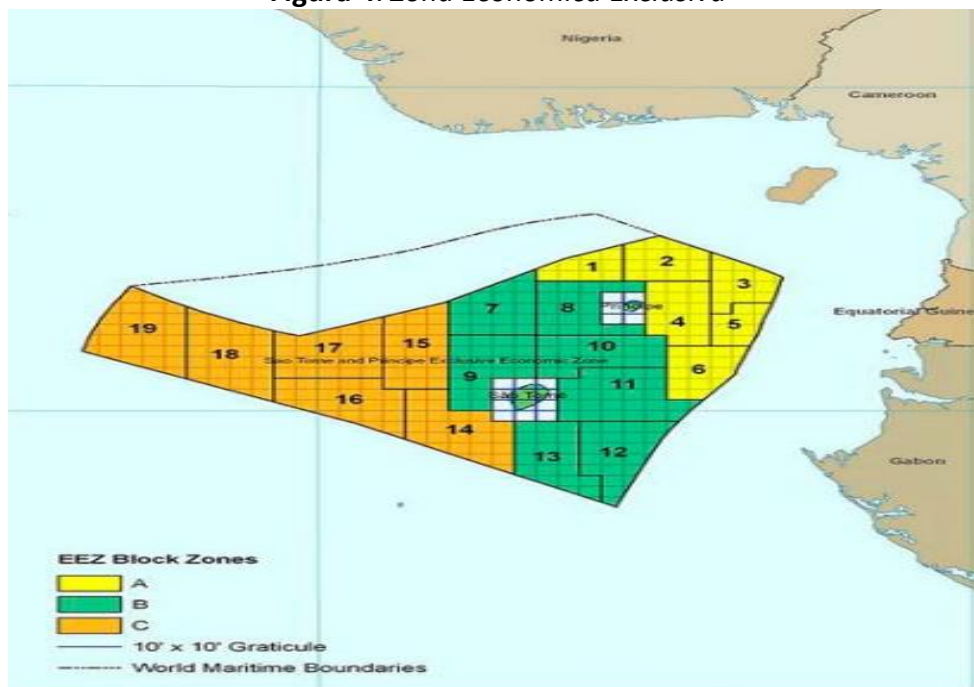
Os hidrocarbonetos em STP remontam à época colonial. A Empresa Anglo-Americana *Ball & Collins* celebrou em 1974 um acordo no sentido de obter uma concessão para a exploração petrolífera, que foi, contudo, abandonado quando o país declarou independência em 1975. Durante a década de 80/90 existiram algumas iniciativas no sentido de iniciar a exploração petrolífera, tendo sido inclusive atribuída uma licença de concessão à Empresa *Island Oil Corporation* que, no entanto, por fatores iminentemente económicos, não surtiu os efeitos desejados em termos do ramp-up do sector. Em finais de 2019, STP estabeleceu também uma Zona Económica Exclusiva para a exploração de hidrocarbonetos (ITIE, 2019, p. 34).

A economia de STP e a sociedade em geral, no sector extrativo, tem estado sobretudo orientada para os resultados que venham a surgir no setor petrolífero. No entanto, tem estado também focada nas potencialidades ainda não totalmente exploradas dos recursos pesqueiros (da sua gestão, controlo e exploração, quer na ZEE quer na ZDC).

De acordo com os dados da Figura 4, facultados pela ANP, de 1999 a 2005 duas empresas (Exxon e PGS) adquiriram 16.752 Km de dados sísmicos 2D na ZEE cuja área total é de 125.891 km². Com base na pesquisa sísmica mencionada, um total de 19 blocos foram delineados e distribuídos em 3 zonas pelo Decreto-Lei nº 52/2009:

Zona A: 6 blocos (nº1 a 6), Zona B: 7 blocos (nº 7 a 13) e, Zona C: 6 blocos (nº14 a 19). Com profundidades que variam entre 2000 e os 3000 metros, os blocos da Zona A encontram-se em águas profundas e os da zona B e C, em águas ultras profundas. A Tabela 9 detalha os bónus pagos pelos operadores da ZEE de STP.

Figura 4. Zona Económica Exclusiva



Fonte: Site da ANP-STP (2020)

Tabela 9. Detalhe dos Bónus de Assinatura Pagos pelos Operadores da ZEE (USD)

Operador / Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Equator		2 000 000,00				2 499 972,00				4 499 972,00
Oranto	2 000 000,00									2 000 000,00
Sinoangol			5 000 000,00							5 000 000,00
Galp Energia					2 000 000,00					2 000 000,00
BP								10 000 000,00		10 000 000,00
Total	2 000 000,00	2 000 000,00	5 000 000,00	0,00	2 000 000,00	2 499 972,00	0,00	10 000 000,00	0,00	23 499 972,00

Fonte: ITIE (2019)

No Modelo de Contrato de Partilha de Produção, são definidas as áreas específicas dos respetivos blocos bem como as coordenadas associadas, estando as mesmas evidenciadas no Anexo I de cada um dos Contratos. No compromisso inicial estão os seguintes blocos:

Bloco 2 (Sinoangol), Bloco 3 (Oranto), Bloco 5 (Equator), Bloco 11 (ERHC), Bloco 6 (Galp Energia) e Bloco 12 (Equator). Contudo já ocorreram cessões e transferências de posição conforme evidenciado na tabela 3. Em 2015, a ANP-STP assinou um Contrato de Partilha de Produção com a Galp Energia para o Bloco 6. A cessão de interesse participativo à Kosmos Energy foi de seguida autorizada, permitindo a transferência de 50% dos Interesses Participativos da Galp Energia. Ainda em 2015, a ANP-STP

autorizou a transferência de 100% do interesse participativo da ERHC para a Kosmos Energy, relativamente ao Bloco 11 da ZEE. Em 2016 houve transferências de interesses participativos que alteraram a estrutura do interesse participativo em alguns blocos ativos da ZEE, nomeadamente: - Bloco 5: a empresa Equator Exploration transferiu 65% das suas participações para a empresa Kosmos Energy que por sua vez transferiu 20% para a Galp Energia; - Bloco 11: a empresa Kosmos Energy fez uma transferência de 20% das suas participações à Galp Energia; - Bloco 12: Equator Exploration cedeu 65% das suas participações à Kosmos Energy que esta posteriormente cedeu à Galp Energia 20% (ITEI, 2019, p. 36-37).

Em 2016 verificou-se ainda a rescisão do Contrato de Partilha de Produção celebrado entre a ANP – STP e a empresa Sinoangol, referente ao Bloco 2, por razões de incumprimento sistemático das suas obrigações contratuais, facto que resultou na reversão do interesse participativo de 60% desta empresa a favor do Estado São-Tomense. Em 2017, entre 20 outubro e 22 dezembro, decorreu o segundo concurso restrito na sequência da manifestação de interesse pelos blocos 10 e 13 pelo consórcio BP / Kosmos Energy, a empresa Total E&P e a New Global Acreage Resources. Após avaliação das manifestações de interesse o consórcio BP / Kosmos Energy e a empresa Total E&P em consórcio com a Galp Energia, foram convidados para participar no concurso restrito. O processo de adjudicação resultou na atribuição dos dois blocos ao primeiro consórcio. No ano 2018, foram assinados pela ANP- STP os Contratos de Partilha de Produção relativos aos Blocos 10 e 13 (BP Exploration Limited e Kosmos Energy), como resultado do concurso restrito organizado pela ANP em 2017 (ITEI, 2019, p. 37).

Ainda no que toca a ZEE, no âmbito dos CPPs as empresas petrolíferas que se encontram nos Blocos da ZEE têm desenvolvido uma série de atividades sendo de destacar os trabalhos de aquisição sísmica 3D. No ano 2016 verificou-se o processamento e interpretação dos dados sísmicos adquiridos em 2014 (Bloco 3) e em 2015 (Bloco 5). Em 2017 foram registadas as campanhas sísmicas nos seguintes Blocos: - Bloco 3 (Oranto Petroleum): cobriu uma área de 1.500 km²; - Blocos 5, 6, 11 e 12: no quadro dos compromissos contratuais estabelecidos entre a Agência Nacional do Petróleo de STP e as empresas Kosmos Energy, Equator Explorations e a Galp Energia, foi desenvolvido um trabalho conjunto de aquisição sísmica 3D numa área de 16.073 km² Todas as atividades de aquisição sísmica na ZEE foram precedidas de Estudos de

Impacto Ambiental (EIA) nos termos da legislação petrolífera de STP. Os EIA são submetidos à consulta pública previamente à sua aprovação e emissão de licença. (ITEI, 2019, p. 37).

2.3. Modelos de Gestão dos Recursos Petrolíferos

Nesta seção apresentam-se alguns dos modelos de gestão dos recursos petrolíferos que representam as melhores práticas estabelecidas em países produtores. Embora tais práticas possam funcionar bem para esses produtores, por diversas razões, entre as quais a disponibilidade e qualidade dos seus recursos, estas podem ser totalmente inadequadas para produtores emergentes que, frequentemente, enfrentam significativos desafios de desenvolvimento, derivados, entre outros, da fraca capacidade institucional, do baixo nível de conhecimento do setor petrolífero e de constrangimentos socioeconômicos prementes. Desta forma, os produtores emergentes devem seguir políticas que reconheçam as realidades dos seus contextos nacionais, que possam trazer resultados rápidos num contexto de necessidades urgentes e, que permitam melhorias incrementais dos seus processos de gestão (Marcel, 2016). Segundo este autor, *à medida que a capacidade vai aumentando e os maiores rendimentos começam a fluir, os produtores emergentes vão necessitar de ajustar os seus métodos e instituições para promover padrões de boa gestão evolutivos e de nível ainda mais elevado* (Marcel, 2016, p. 6).

Segundo Lundgren, Thomas & York (2013), do FMI, a gestão da riqueza de recursos naturais está repleta de dificuldades, algumas económicas e, muitas políticas e, se não for bem-feita, pode ter um impacto negativo no desempenho macroeconómico a curto e a longo prazo. Essas dificuldades resultam das características específicas da riqueza de recursos naturais, nomeadamente:

A natureza volátil e imprevisível dos preços dos recursos naturais e, conseqüentemente, da receita deles proveniente complica a gestão macroeconómica e a elaboração dos orçamentos, e confere com frequência um elevado grau de prociclicidade às políticas económicas. Na realidade, a volatilidade macroeconómica contribui consideravelmente para a “maldição dos recursos” que afecta negativamente o crescimento, e as grandes oscilações na despesa pública são geralmente menos eficazes e menos produtivas.

A dificuldade em transformar a riqueza dos recursos naturais em capital humano, físico e financeiro produtivo, porque em muitos países da África falta capacidade institucional

e administrativa para gerir bem as finanças públicas. Sem essa capacidade, os recursos públicos são frequentemente desperdiçados ou mal aplicados

Para fazer face a estes desafios de uma maneira que garanta o máximo aproveitamento da receita gerada pelos recursos são necessários modelos de gestão e quadros macroeconómicos adequados, apoiados por uma governação forte e regimes orçamentais sólidos. Uma governação forte ajuda a assegurar que as receitas dos recursos não sejam captadas por interesses instalados ou mal aplicadas. Também um regime orçamental sólido ajuda a garantir que o governo seja responsável e transparente na afetação dos recursos (Lundgren, Thomas & York.Pg2.2013).

2.3.1. Modelo de São Tomé e Príncipe

O modelo de CPP foi instituído segundo a Lei-Quadro das Operações Petrolíferas. Foi estabelecido nesse modelo que o período contratual fosse de 28 anos a partir da data de entrada em vigor, com um período de Pesquisa e Avaliação de oito anos em três fases:

Fase I: duração de quatro anos a partir da data de entrada em vigor;

Fase II: duração de dois anos após a conclusão da I fase;

Fase III: duração de dois anos após a conclusão da II fase.

A Lei Quadros das Operação Petrolíferas – Lei nº.16/2009, é a Lei que define as regras as regras de acesso, execução e a realização de Operações Petrolíferas a todo território de STP. Sendo assim, as competências e as funções da ANP-STP esta sob domínio desta Lei conforme o nº.1 do artigo nº.5. essa Lei prevê também a participação do Estado através da criação da empresa de Petróleo e Gás (PETROGAS), a PETROGAS é a empresa estatal com responsabilidade de negociar e celebrar contratos petrolíferos em prol do Estado, além de poder explorar e produzir petróleo (Viana, 2013, p. 37).

Sendo Mendonça (2015), com a confirmação da existência de hidrocarbonetos no território santomense, tornou-se urgente a criação de uma entidade fiscalizadora, reguladora e autónoma que pudesse acima de tudo defender os interesses dos santomenses. STP querendo ter uma estratégia clara e transparente no sector petrolífero vê-se na disposição de criar um órgão nacional que regulasse o sector petrolífero em STP, órgão que seria a entidade máxima na gestão de toda atividade ligada aos

hidrocarbonetos. O sector petrolífero em STP ainda é um sector embrionário e frágil (Mendonça, 2015, p. 62).

Para Mendonça (2015), a criação da ANP-STP foi um grande passo para a regulamentação do sector petrolífero em STP, o que implicava que todo o processo decorresse num clima de transparência e legalidade, independentemente dos seus intervenientes, e que acima de tudo os interesses da nação estivessem assegurados.

Contrato de Partilha da Produção (PSC)

O regime da Partilha de Produção surgiu como uma evolução do regime de Concessão, do ponto de vista dos governos, em alguns países, a partir da década de 1960, como este capítulo detalhará. Neste modelo, o Estado tem um papel mais atuante e participativo na condução das operações de E&P, pois é o detentor dos recursos minerais (conforme mencionado anteriormente) e participa diretamente das operações, seja através da presença de uma empresa estatal no consórcio, seja através da presença de membros do governo no comité operacional que se reúne para a tomada das principais decisões.

O Contrato de Partilha da Produção (PSC) é celebrado entre uma empresa ou consórcio de empresas e o Estado (diretamente ou através de sua NOC). Este regime, como o nome diz, prevê a divisão do petróleo produzido entre as empresas do consórcio operador e o Estado (Lucchesi, 2011, p. 22)

Na etapa de prospeção e exploração, a empresa operadora é responsável por todas as atividades e despesas necessárias (por exemplo: aquisição sísmica, estudos geológicos e perfuração de poços exploratórios), assumindo totalmente o risco da empreitada. Em caso de descoberta de petróleo e da declaração de comercialidade do campo¹⁵, a empresa também é responsável pelo desenvolvimento das facilidades e infraestrutura para a produção de petróleo (por exemplo: plataforma, poços de produção e dutos para escoamento do petróleo). Um aspecto importante é que todas estas instalações, ao cabo da vigência do contrato, devem passar automaticamente para o poder do Estado, tendo o operador, assim, o direito ao uso das mesmas apenas enquanto vigorar seu contrato de partilha de produção (Lucchesi, 2011, p. 23).

Quando se inicia a produção de petróleo, uma parcela da receita de sua comercialização é destinada a cobrir todos (ou parte dos) os custos incorridos nas fases anteriores. O PSC normalmente determina um teto para a recuperação de custos. Essa parcela de

petróleo destinada a cobrir os gastos exploratórios, bem como os investimentos de produção (incluindo as instalações em poder do Estado) é chamada de “Cost Oil”, “Óleo Custo” em português (Lucchesi, 2011, p. 23).

Recuperados os custos até o limite determinado pelo PSC, o petróleo excedente será dividido entre o operador e o governo, através de fatores também determinados no contrato. Essa parcela de petróleo é chamada de “Profit Oil” (“Óleo Lucro”). A parte do profit oil que couber ao consórcio ainda será usada como base para pagamento de impostos e taxas como impostos de renda, contribuições governamentais, bônus de performance, entre outros, dependendo do previsto em cada contrato. O governo normalmente recebe sua parte do petróleo através da participação de sua empresa estatal (NOC), como sócia do consórcio na fase de produção (Lucchesi, 2011, p. 23).

Uma parte da receita líquida (após o pagamento de royalties, quando este for previsto) é utilizada para recuperar os custos já incorridos no projeto (“cost oil”). A receita restante, profit oil, é dividido entre o governo (ou sua empresa estatal) e o operador, cabendo ainda o pagamento de tributos sobre a receita do operador. Tabela Distribuição de receita no regime de partilha de produção (Lucchesi, 2011)

Modelo do Contrato de Partilha de Produção

O CPP é um contrato mediante o qual o Estado contrata os serviços de um empreiteiro para que este realize, por sua conta e de forma exclusiva, dentro de uma área definida, atividades de pesquisa, e no caso de se verificar uma descoberta de um campo comercial de hidrocarbonetos, as posteriores atividades de exploração. O empreiteiro é o responsável pelo financiamento das operações petrolíferas, por sua conta e risco.

Na Zona Económica Exclusiva - As operações petrolíferas de um CPP são, dependendo da sua natureza, realizadas ao abrigo de uma autorização exclusiva de pesquisa, ou de exploração, abrangendo a exploração de um campo comercial de hidrocarbonetos. O regime jurídico e tributário dos CPP na ZEE consta na Lei de Tributação do Petróleo, Lei n.º 15/2009 de 31 de dezembro de 2009.

Em todos os Contratos de Partilha de Produção, o Estado de STP tem uma participação que varia entre os 10% e os 15%. Enquanto que, na Zona de Desenvolvimento Conjunto

O modelo do CPP da ZDC está definido nos regulamentos petrolíferos, especificamente no Regulamento n.º 23 do documento Petroleum Regulations 2003. As grandes diferenças entre os modelos aplicáveis a cada zona dizem maioritariamente respeito à partilha dos lucros: participação do Estado, royalties e do imposto. A Tabela A, no Anexo 1 apresenta a comparação do Contrato de Partilha de Produção: ZEE e ZDC.

Com base nas informações da ITIE (2019), dão conta de que existem atualmente na ZEE, um total de 19 blocos foram delineados e distribuídos em 3 zonas pelo Decreto-Lei n.º 52/2009:

Zona A: 6 blocos (n.º 1 a 6)

Zona B: 7 blocos (n.º 7 a 13)

Zona C: 6 blocos (n.º 14 a 19)

Segundo 4º Relatório da ITIE (2017), o Estado de STP detém em todos os Contratos de Partilha de Produção, uma participação que varia entre os 10% e os 15%, o relatório enfatiza ainda de que apenas a ANP efetua um acompanhamento das referidas participações. Apesar do volume de atividade ainda não ser significativo na ZEE

A ANP-STP é a entidade em STP que efetua a gestão do processo de licitação e atribuição de blocos / licenças em nome do GRDSTP, para tal pode solicitar pedidos de propostas para a licitação de contratos petrolíferos, através de anúncios públicos colocados em meios de comunicação internacionais e nacionais, incluindo aqueles meios de comunicação tipicamente utilizados nas indústrias de petróleo e gás.

Não obstante, o Governo de STP pode celebrar contratos petrolíferos por negociação direta quando seja do interesse público e sujeito às condições do artigo 21º da presente Lei 16/2009, nos seguintes moldes:

- Após um concurso público de que não tenha resultado atribuição de um contrato petrolífero por motivo de falta de propostas;
- Após um concurso público de que não tenha resultado a atribuição de contrato petrolífero em virtude de as propostas apresentadas não satisfazerem os critérios de adjudicação estabelecidos no parecer do Governo.

Um requerimento para obtenção do contrato petrolífero deve incluir as seguintes propostas:

- O programa mínimo de trabalho;

- Proteção da saúde, segurança, e bem-estar das pessoas envolvidas ou afetadas pelas operações petrolíferas;
- A proteção do ambiente, prevenção, minimização e mitigação dos efeitos da poluição, bem como outros danos ambientais que possam resultar das operações petrolíferas;
- A formação e contratação preferencial de nacionais de STP para as operações petrolíferas;
- A aquisição de bens e serviços a pessoas residentes no território de STP (ITIE, 2019, p. 17).

No caso de receber uma proposta para negociação direta, o Governo, através da Agência Nacional do Petróleo, deve declará-lo em anúncio público, a ser colocado em meios de comunicação internacionais e nacionais, incluindo aqueles meios de comunicação tipicamente usados na indústria de petróleo e gás, e pode iniciar a negociação direta com a pessoa proponente, se, no prazo de quinze dias contados a partir da data do referido anúncio, nenhuma outra Pessoa declarar um interesse na área referida. Caso outras entidades manifestem interesse antes do início das negociações, deve ser aberto um concurso limitado a tais Pessoas interessadas (ITIE, 2019, p. 48).

No âmbito de gestão das receitas dos recursos petrolíferos é criada a Lei de Gestão das Receitas do Petróleo em dezembro de 2004

Todas as receitas petrolíferas passam pela Conta Nacional do Petróleo, sob gestão direta do Banco Central de STP, obedecendo a regras específicas de movimentação conforme o estabelecido na Lei n.º 8/2004 – Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas. No capítulo 6 por forma a se obter uma melhor compreensão das receitas petrolíferas, ilustramos graficamente a proveniência e o destino dos fundos tendo presente o respetivo enquadramento legal no País (ITIE, 2019, p. 48).

Tomando como experiências concretas de outros países produtores de petróleo como a Noruega, a Nigéria, Angola e a Guiné Equatorial, entre outros, uns têm demonstrado excelentes resultados outros nem por isso. STP também decidiu seguir a experiência de outros países criando um Fundo Permanente de petróleo e também uma Conta Nacional do Petróleo, mantida no New York Federal Reserve Bank (Relatório Human Right Watch, Pg14, 2010). segundo Mendonça (2015), nessa conta, é feita todo o depósito dos valores monetários que o país recebe das receitas petrolíferas, para que os mesmos não

pudessem ser usados indevidamente, por quem não estivesse legitimado para tal efeito. “Para isso, são previstas limitações à sua utilização, mas sem com isso excluir a necessidade de tomar decisões acerca de sectores prioritários onde irão ser concentradas as despesas e a respetiva repartição de valores”. Uma parte das receitas que o Estado santomense receba, será canalizada para o orçamento anual de Estado.

Não obstante o Relatório do Banco de Portugal (2008/2009), enfatiza de que a CNP compreende duas partes: a parte “não restrita”, na qual são depositados os rendimentos correntes provenientes do petróleo, e uma subconta que consiste no Fundo Permanente (FP), onde são acumulados os ativos correspondentes a poupança de longo prazo para as gerações futuras. O saldo da parte “não restrita”, após comissões e transferências para o orçamento, será anualmente canalizado para o Fundo Permanente.

A partir do início da produção, as transferências anuais para o orçamento serão efetuadas de acordo com o princípio da HRP (STP foi o primeiro país africano a adotar uma regra fiscal baseada neste modelo). Os recursos depositados na CNP são geridos por uma Comissão de Gestão de Investimentos, composta por 5 membros entre os quais Ministro das Finanças e o Governador do Banco central. Investimentos domiciliados no país estão proibidos por lei. A fim de assegurar a transparência na gestão dos recursos petrolíferos, a lei impõe também a obrigatoriedade de tornar públicas todas as transações relativas ao petróleo e proíbe especificamente cláusulas de confidencialidade nos contratos petrolíferos. Para além disso o Fundo Permanente está sujeito a duas auditorias por ano (Banco de Portugal, 2008/2009:138).

O artigo 5º da Lei nº.8/2004 que regula a gestão das receitas petrolíferas de STP estabelece que: “todas as transferências sobre as Contas do Petróleo devem ser efetuadas eletronicamente. Essas contas só poderão ser movimentadas pelo presidente da república, primeiro-ministro, diretor do tesouro e património e o diretor de operações exteriores do banco central, e com as respetivas assinaturas.”

O artigo 10º regula o regime do Fundo Permanente em STP.

1º Até ao início de produção, o governador do banco Central deve estabelecer uma subconta da conta nacional do petróleo que constituirá o fundo permanente e cujas transações serão efetuadas somente nos termos do número seguinte.

2º Até ao dia 31 de janeiro, de cada ano, a partir do segundo ano após o início de produção, e após a transferência da conta nacional do petróleo para a verba anual e dos montantes devidos pelas taxas de serviço, o saldo da conta nacional do

petróleo, em 30 de Junho do ano anterior deve ser transferido para o fundo permanente.

3º Após o início de produção qualquer receita extraordinária na conta nacional do petróleo deverá ser transferida para o fundo permanente no prazo de 30 dias a partir do respetivo depósito.

Outro aspeto importante da Lei de Gestão das Receitas do Petróleo é de se ter criado uma Comissão de Fiscalização do Petróleo composta por 11 membros. Este número inclui o presidente e o primeiro-ministro, bem como ministros, representantes da sociedade civil e outros membros eleitos. Além disso, a utilização do governo são-tomense dos fundos do petróleo e o cumprimento da lei de gestão petrolífera estão sujeitos à fiscalização do comité de auditoria petrolífera da Assembleia Nacional (Relatório Human Right Watcu.Pg15.2010).

Política sobre a divulgação de contratos

Existe uma obrigatoriedade legal sobre a transparência e publicidade dos contratos relativos às operações petrolíferas. De acordo com o artigo 65º, da Lei 16/2009 (Lei-Quadro das Operações Petrolíferas):

“1. São sujeitos ao princípio de transparência todos os contratos relativos às Operações Petrolíferas.

2. O princípio de transparência implica a publicidade e o acesso do público a todas as informações de acordo com a Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas.

3. Todos os contratos sujeitos ao princípio de transparência devem ser publicados no Gabinete de Registo e Informação Pública, conforme o disposto no artigo 18.º da Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas.”

Os contratos estabelecidos pelo Governo de STP na ZEE encontram-se todos arquivados no Gabinete de Registo e Informação Pública (GRIP), sendo os mesmos de consulta pública mediante os mecanismos para tal instituídos (ITIE, 2019, p. 48).

Tipos e definição das receitas petrolíferas

De acordo com a Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas, Capítulo I - Artigo 1.º, o conceito de Receita Petrolífera significa qualquer pagamento ou obrigação de pagamento devido ao Estado, que seja direta ou indiretamente relacionado com os recursos petrolíferos de STP, incluindo, mas não se limitando a:

- Todo e qualquer pagamento da Autoridade Conjunta de Desenvolvimento proveniente das atividades relacionadas com hidrocarbonetos desenvolvidas na Zona de Desenvolvimento Conjunto, ou a esta relativa (ITIE, 2019, p. 62);
- Todos os pagamentos resultantes das atividades relacionadas com os Recursos Petrolíferos da Zona Económica Exclusiva, nomeadamente, mas sem se limitar: participações do Estado nas vendas de petróleo bruto e gás; bónus de assinatura e de produção; royalties; rendas; receitas da venda de ativos; impostos; taxas; obrigações e tarifas aduaneiras; emolumentos e taxas pela prestação de serviços públicos; lucros líquidos de sociedade petrolíferas estatais; receitas resultantes dos direitos participativos do Estado em contratos petrolíferos; vendas de petróleo bruto; atividade comercial resultante de transações que tenham por objeto ramos de petróleo, gás ou produtos refinados; rendimentos sobre investimentos de receitas petrolíferas; todo e qualquer pagamento gerado com a produção comercial de hidrocarbonetos (ITIE, 2019, p. 62). A

Receitas não tributárias /Receitas exclusivamente petrolíferas

A Tabela 10 apresenta as receitas não tributárias e a Tabela 11 as receitas tributárias.

Tabela 10. Receitas Não Tributárias

Tipos de Receitas		Descrição
i)	Royalties	Representa a quantidade de petróleo bruto atribuído ao Governo ou Autoridade Conjunta com base em percentuais calculados nas taxas de produção diária. Este tipo de receita apenas será arrecadada após o início de produção.
ii)	Bónus	Compensação, não passível de recuperação, efetuada pelas empresas das indústrias extrativas junto do Governo ou Autoridade Conjunta, a título da concessão do direito de exploração, produção ou outros.
iii)	Fee de licença para a prospeção	Compensação efetuada pelas empresas das indústrias extrativas junto do Governo e Autoridade Conjunta decorrente da concessão de uma licença de prospeção para determinadas áreas da Zona Económica Exclusiva ou Zona de Desenvolvimento Conjunta.
iv)	Renda anual de área	Compensação efetuada pelas empresas das indústrias extrativas junto do Governo ou Autoridade Conjunta decorrente da atividade desenvolvida em áreas específicas, da Zona de Desenvolvimento Conjunto, atribuídas durante um determinado período de tempo.
v)	Fees de transferência	Compensação efetuada pelas empresas das indústrias extrativas junto do Governo ou Autoridade Conjunta pela transferência para outros operadores de direitos adquiridos junto destas entidades.
vi)	Venda de dados sísmicos	Montantes referentes à receita obtida quando as empresas das indústrias extrativas adquirem dados sísmicos junto da ANP-STP (Zona Económica Exclusiva) ou da Autoridade de Desenvolvimento Conjunto (Zona de Desenvolvimento Conjunto).
vii)	Outros pagamentos significativos e benefícios materiais	Outros pagamentos ou taxas associadas às receitas petrolíferas não referidos anteriormente.

Fonte: ITIE (2019)

Tabela 11. Receitas Tributárias (Impostos e outras Taxas)

Tipos de Receitas		Descrição
i)	Imposto sobre o rendimento coletivo	Imposto sobre o rendimento tributável do contribuinte em cada ano fiscal. O lucro tributável é calculado com base no rendimento bruto tributável menos as deduções permitidas nos termos da legislação aplicável.
ii)	Outras taxas	Outros impostos ou taxas não associados às receitas petrolíferas e não referidas anteriormente.

Fonte: ITIE (2019)

2.3.2. Modelo de Angola

Para Viana (2013) apesar dos portugueses ainda no século XVIII tomarem conhecimento da existência de petróleo pelas populações indígenas de diversas zonas do território das regiões do litoral, o início da exploração de petróleo em Angola teve início em 1910, no século XX. A partir de então, houve um papel crescente da importância do petróleo no país, que o influenciou consideravelmente nos aspetos económicos e políticos.

A indústria de petróleo, que se tornou no único setor dinâmico da economia angolana nas últimas décadas, fez com que essa economia se tornasse altamente dependente deste recurso, ficando exposta às fortes flutuações de preço de barril de petróleo. Acresce que, ainda hoje, a maior parte da população vive em situação de pobreza, devido ao fato das receitas do petróleo não serem compartilhadas com a maioria da população. Ainda assim, o petróleo é visto como um recurso que transmite confiança, segurança e tranquilidade de, no futuro, a vida ser melhor e o país definitivamente alavancar o tão desejado crescimento e desenvolvimento económico (Viana, 2013, p. 25). Segundo Viana (2023), a SONANGOL foi a concessionária nacional em Angola no setor de petróleo, criada em 1976, que como principal objetivo garantir máximo de benefícios ao Estado.

Segundo Bain e Company (2005) e Tozzini Freire Advogados (2009), todos os recursos naturais existentes no solo e no subsolo, nas águas interiores, no mar territorial, na plataforma continental e na zona económica exclusiva, são de propriedade do Estado, que determina as condições do seu aproveitamento, utilização e exploração. Esses autores defendem que na pesquisa (Fase de Exploração): - As empresas devem realizar programa de estudos sísmicos, traçar horizontes geológicos, e realizar perfuração de poços de exploração em profundidades predeterminadas, conforme definido no “Work Program” e no orçamento. - Nos casos de as empresas requererem a extensão do prazo de exploração, deverá realizar a perfuração de mais poços, em número e profundidades estabelecidos no próprio PSC. - Verificada a existência de um poço comercial, a Sonangol avalia o reservatório e envia relatório ao MINPET (Ministério do Petróleo). - O Estado não se responsabiliza pela não descoberta de qualquer reserva nos blocos licitados. · Período de produção (Fase de Produção): - Após a declaração de comercialidade do poço, elabora-se um plano de desenvolvimento. Em seguida, é feita uma comunicação formal ao MINPET da descoberta inicial, iniciando, então, o período de produção. - O “Plano Geral de Desenvolvimento da Produção” deverá ser elaborado em conjunto entre a empresa e a Sonangol e ser aprovado pelo MINPET. Anualmente, porém, deverão ser elaborados os “Planos Anuais de Desenvolvimento e de Produção”, que deverão ser, também, objeto de análise e aprovação do MINPET. - A Sonangol deve proceder à medição diária da produção, registrando todo o petróleo produzido e recuperado.

Para o BNDES (2009), a remuneração da empresa se dá através dos lucros obtidos por comercializar os hidrocarbonetos das áreas onde opera, depois de deduzidos todos os tributos e impostos correspondentes. No regime de PSC - a remuneração da empresa se dá através da recuperação de custos (cost oil) e sua percentagem do Petróleo-Lucro (profit-oil), segundo estabelecido em cada contrato de PSC. Caso haja mais de uma empresa ou exista participação da Sonangol no grupo empreiteiro assinante do contrato de PSC, a remuneração de cada empresa se dá através da sua percentagem de participação no consórcio.

Segundo BNDES (2009), Angola parece ser o caso com maior sucesso dos PSC. O país é, também, o único grande exportador que utiliza em seus contratos de PSC o critério de escalas variáveis baseadas no “rate of return” (TIR), o que pode ser um fator de atratividade às empresas, em especial em cenários de níveis baixos de preço da commodity. Esse autor argumenta ainda que outra característica interessante de Angola é a previsão de processos licitatórios especiais, tais como uma licitação específica para escolha do operador e outra para as demais empresas participantes, assim como outra forma de licitação envolvendo apenas empresas de pequeno porte ou empresas controladas por cidadãos angolanos. Tais procedimentos especiais atuam como um forte fomento para a indústria de E&P nacional.

Até 2018 todas as atividades em Angola eram desenvolvidas pela SONANGOL, instituição responsável para o efeito. No ano de 2019 foi criada a ANPG, uma agência vocacionada para tratar com todas as questões do petróleo Angolano. A ANPG (Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis) conseguiu também, ainda que de forma tímida, dinamizar a agenda de eventos nacionais na indústria e promover a atração de stakeholders internacionais para os mesmos, por meio de parcerias para promoção de eventos em território nacional com Ministérios, associações, institutos e empresas. Entre esses eventos, destacamos o Angola Oil and Gás 2019 que contou com o alto patrocínio do MIREMPET, Dia dos Petróleos na FILDA e todos os eventos associados com as rondas de licitações de novas concessões (ANPG, 2019: 25).

Com a criação da Agência Nacional de Petróleo e Gás (Decreto-Presidencial 49/19) segundo a ANPG (2019), vai proporcionar um aumento na transparência da gestão e regulação do sector, simplificar e eliminar conflitos de interesse no sector e focar uma instituição no desenvolvimento e captação de investimento para o sector.

Segundo Eunice (2015), os projetos petrolíferos iniciam-se com a fase do licenciamento. Nesta fase, os governos atribuem à companhia ou grupo de companhias petrolíferas uma licença para explorar e desenvolver um campo ou bloco, sem, no entanto, haver transferência da propriedade dos recursos minerais.

Adquiridos os direitos, inicia-se a fase de exploração, onde é feito o levantamento sísmico e a perfuração de poços de teste, sendo os dados recolhidos, processados e interpretados. Caso resulte da análise e interpretação dos dados recolhidos, indícios da existência de petróleo, o processo exploratório é levado avante, dando início a perfuração de poços. Descobertos hidrocarbonetos, passa-se à fase de avaliação, onde novos poços de delimitação são perfurados para aferir a quantidade de petróleo recuperável e os mecanismos de produção. A par disso, são feitos estudos de viabilidade e planeamento, bem como elaborado o plano preliminar de desenvolvimento. No caso de o resultado da avaliação dos poços ser favorável e de os investidores tomarem a decisão de prosseguir com as atividades, inicia-se a fase de desenvolvimento, onde se processam os testes geotécnicos e ambientais. Aprovado o plano de desenvolvimento, as companhias são convidadas a apresentar propostas para concurso, ao que se segue o estudo de avaliação de impacto ambiental pelo Ministério do Ambiente e construídas as instalações de apoio às atividades. Reunidas as condições acima mencionadas, inicia-se a fase da produção, sendo que a vida útil do campo encerra com a fase de abandono, o que ocorre quando o custo de produção da instalação é igual à receita da produção (Ferraz, 2015: 26).

Segundo Ferraz (2015), com a conquista da independência em 1975 e a reafirmação da soberania do estado angolano sobre os recursos situados no seu território, foram revistas as concessões existentes e adotado o Production Sharing Agreement (PSA), como forma contratual preferencial para upstream.

Trata-se de um contrato celebrado entre a companhia petrolífera nacional, concessionária nacional, e uma ou várias companhias petrolíferas, grupo empreiteiro escolhido por concurso público ou ajuste direto, concedendo-se às últimas, o direito de explorar e produzir petróleo numa determinada área do território angolano. Angola possui um modelo de PSA que serve de parâmetro as negociações e cuja estrutura obedece ao ciclo de vida dos projetos petrolíferos. Como qualquer contrato, o PSA começa por identificar as partes, definir os termos da sua aplicação, o objeto, a natureza das relações e a duração do contrato. Quanto à natureza das relações, o contrato refere

não criar ou constituir entidade com personalidade jurídica, sociedade comercial ou civil, associação ou conta em participação (Ferraz, 2015: 27).

No que respeita à duração do contrato, o PSA remete para os prazos previstos na LAP e regulamento das operações petrolíferas, referindo que o contrato vigora até ao último período de produção ou, no caso de não existir período de produção na área do contrato, até ao fim do período de pesquisa, exceto nas situações em que existam razões legais e contratuais para resolução ou extinção da concessão.

Para Ferraz (2015), Angola adota um regime fiscal específico para as atividades petrolíferas. No entanto, o lucro resultante das atividades de natureza industrial e comercial obedecem ao regime de tributação geral e são tributadas em sede do imposto industrial.

As razões que o justificam a existência de regime de tributação específico para as atividades petrolíferas em Angola prendem-se, com elevado risco do investimento nesta área, com a variação desse risco no decorrer da execução dos projetos, com o longo ciclo de vida dos mesmos, com os avultados recursos financeiros que movimentam, os lucros que geram e dos efeitos sociais e ambientais que provocam. Em Angola, o regime fiscal para a indústria petrolífera consta da Lei 13/04 de 24 de Novembro, Lei Sobre a Tributação das Atividades Petrolíferas, do decreto presidencial que aprova a concessão e dos PSAs. As receitas comuns e custos associados a diferentes áreas de desenvolvimento e concessões são proporcionalmente distribuídos com base na produção anual. Para o cálculo do rendimento tributável o petróleo é avaliado ao preço do mercado calculado na base dos preços reais FOB obtidos nas vendas de boa-fé a terceiros. O PSA prevê o pagamento de bónus de assinatura pela companhia petrolífera à concessionária nacional, que não são recuperáveis, nem amortizáveis. Tendo em vista o financiamento em estruturas sociais que visam a melhoria do nível de vida das populações, o PSA prevê contribuições feitas pelas companhias petrolíferas para esses projetos, cujos valores são negociados e também não são recuperáveis ou amortizáveis (Ferraz, 2015: 30).

O enquadramento legal e institucional para exploração e comercialização do petróleo em Angola tem por base a lei do petróleo de 1978 (lei 13/78), a Sociedade Nacional de Combustíveis (Sonangol), criada em 1976 e o Ministério do Petróleo. A Sonangol é concessionária exclusiva para a exploração e desenvolvimento do petróleo. Cabe ao Ministro do Petróleo a responsabilidade pela formulação de políticas para o sector e

pela supervisão e controlo de todas as actividades relacionadas com este recurso. Compete-lhe igualmente o estabelecimento do preço fiscal de referência para o petróleo. O estado recolhe receitas através de regimes contributivos aplicáveis sobre a produção petrolífera e através de bónus de assinatura dos contratos de direito de exploração. Existem dois tipos de regime de regimes contributivos aplicáveis em Angola:

- i) O regime fiscal de imposto e royalties, que tributa a produção, os rendimentos do petróleo e as vendas e;
- ii) A repartição e tributação de lucros, no caso de contratos de partilha de produção (cuja quota-parte pertencente ao Estado varia em função de uma diversidade de factores como, produção acumulada, profundidades dos poços).

2.3.3. Modelo da Nigéria

A Nigéria é conhecida como o maior produtor de petróleo no continente africano e vista como o protótipo da “nação petrolífera”. O petróleo na Nigéria apareceu na região de Oloibri no Estado de Bayelsa localizado no Delta do rio Nígeria (onshore) em 1956. Na Nigéria o petróleo em 2004 representava 80% das receitas do governo, 90% dos rendimentos do comércio exterior, 96% de receitas de exportação e, de acordo com o FMI, quase metade do PIB (Mendonça, 2015).

Para Viana (2013), a Nigéria apresenta muitas semelhanças em relação a Angola no que concerne ao impacto da indústria petrolífera no desenvolvimento económico e social. Segundo Velho (2015), os direitos de propriedade e exploração dos recursos petrolíferos existentes no território nigeriano ou na sua zona económica exclusiva pertencem ao estado, à luz do art.º 44º nº 3 da Constituição nigeriana de 1999. Doutrinadores defendem que o modelo de atribuição de direitos de produção de petróleo a particulares nigeriana, como modelo múltiplo ou misto, que combina atos administrativos, com vários tipos de modelos contratuais, como joint operating agreements e os productin sharing contracts.

Segundo a OPEP enfatizado pelo Mendonça (2015), a Nigéria recebeu mais de 300 biliões de dólares em receitas de petróleo nos últimos 25 anos, apesar de ter um rendimento per capita de menos de 1 dólar por dia. Em termos de indicadores sociais básicos a Nigéria tem pior execução que a África Subsariana em geral, muito pior do que em outras regiões do mundo em vias de desenvolvimento. O paradoxo do petróleo

na Nigéria, demonstra claramente que o petróleo em pouco contribui para o desenvolvimento do país. A Nigéria esta no top dos países da região subsariana na produção de hidrocarbonetos, seguida pela República Popular de Angola (Mendonça, 2015, p. 58).

Segundo o BNDES (2009), conta-se na Nigéria a existência de regimes jurídico-regulatórios múltiplos, apesar de haver Contratos de Concessão apenas com as indigenous contractors e um único Contrato de Serviços em vigor. A grande maioria dos projetos de petróleo e gás no país possui o formato de Joint Venture com as empresas estrangeiras, em virtude do modelo adotado desde os anos 70, não obstante termos verificado que o PSC é o modelo que vem sendo mais utilizado desde a década de 90. Os mesmos autores argumentam ainda de que antigamente, todas as empresas operavam nos termos das concessões que eram outorgadas a estas, assumindo os riscos e os custos do empreendimento, e possuindo, em contrapartida, direito ao petróleo produzido. Atualmente, as concessões são outorgadas apenas às indigenous contractors. Quando o Governo adquiriu participação nas concessões existentes na Nigéria, a partir de 1972, a nova modalidade resultante desse processo foi a Joint Venture. Nela, as empresas são designadas como operadoras, ainda que se ressalve o direito da NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation) se tornar, posteriormente, a operadora da área em razão de determinadas circunstâncias previstas na legislação aplicável. O regime de PSC também surgiu na Nigéria a partir de 1972, originalmente como uma modalidade de transição do antigo regime das concessões, e acabou se tornando o regime mais utilizado no país com relação às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O PSC regula as atividades realizadas em novas áreas onshore e em áreas offshore. Por fim, embora os contratos de serviços com riscos estejam previstos na legislação, existe apenas um contrato desse tipo em vigor no país. Com base na Constituição Federal e na Lei do Petróleo de 1969, a propriedade sobre os hidrocarbonetos pertence ao Estado. No entanto, a propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos poderá passar às empresas, dependendo da natureza do instrumento contratual celebrado entre estas e o Governo.

Durante a Fase de Exploração a empresa deverá preparar e submeter para revisão e aprovação do Comitê de Gerenciamento (“Management Committee”) o competente Programa de Trabalho e Orçamento, referente à área em que as operações serão realizadas por esta. Os compromissos financeiros mínimos assumidos pela empresa na

fase exploratória dependerão da natureza dos trabalhos a serem realizados. · O Estado não se responsabiliza pela não descoberta de qualquer reserva. · Na Fase de Produção, a empresa tem o dever de informar os níveis de produção esperados para as operações. O governo, por sua vez, exercerá o controle sobre a produção (BNDES, 2009: 71), A remuneração da empresa se dá através dos lucros obtidos com a comercialização dos hidrocarbonetos resultantes das atividades nas áreas concedidas a esta, depois de deduzidos todos os tributos e impostos correspondentes. · Regime de PSC - A remuneração da empresa se dá através da recuperação de custos (cost oil) e sua percentagem do Petróleo-Lucro, segundo estabelecido em cada contrato de PSC. - Caso haja mais de uma empresa ou exista participação estatal nos campos de petróleo através de joint ventures, a remuneração de cada empresa se dá através de sua participação acionária na sociedade ou grupo empreiteiro com base na sua percentagem de participação.

Nos termos do artigo 4º da Lei do Petróleo, nenhuma pessoa poderá importar, armazenar, vender ou distribuir petróleo ou quaisquer de seus derivados sem a competente licença a ser emitida pelo Ministro, ressalvados os casos relacionados ao armazenamento, venda e distribuição de querosene, em quantidade não superior a 500 (quinhentos litros), e as demais hipóteses expressamente autorizadas por este. · O artigo 7º da Lei do Petróleo estabelece, ainda, que, no caso de emergência nacional ou guerra, o Ministro poderá exercer direito de preferência sobre todos os recursos petrolíferos que estejam sendo produzidos, comercializados ou de qualquer outra forma sejam considerados disponíveis, nos termos de uma Licença ou Lease em vigor (BNDES, 2009: 72). Nos termos do artigo 48 da Regulação Aplicável à Perfuração e Produção de Petróleo - 1969, o Ministério de Energia possui competência para determinar a celebração de um acordo entre as Partes com vistas à regulamentação das atividades a serem desenvolvidas em uma determinada área a ser utilizada. · Por outro lado, a unitização envolvendo países distintos é submetida ao direito internacional e deve ser resolvida em bases intergovernamentais, como é o caso da Joint Development Zone criada entre os Governos da Nigéria e de STP.

Inicialmente, cumpre esclarecer que as expressões “License” e “Lease” são utilizadas pela legislação nigeriana por razões históricas, mas que não condizem com o atual quadro contratual escolhido pela Nigéria. Na verdade, essa terminologia é utilizada para os fins dessa pesquisa de direito comparado, como subespécie do regime de concessão.

Tais expressões devem ser consideradas, unicamente, dentro de um conceito jurídico-administrativo, como forma de outorga do Estado para que a OC, segundo uma modalidade contratual que venha a ser firmada, possa implementar as atividades de E&P (BNDES, 2019: 72).

A atividade de exploração e produção de petróleo na Nigéria é regulada principalmente pelo “Petroleum Act”, de 1969, e pelo “Petroleum Profits Tax Act” de 2007. Sob este arcabouço legal e fiscal, o governo concede licenças para companhias praticarem na exploração e na produção de petróleo em solo e mar nigeriano. A empresa petrolífera estatal (National Oil Company - NOC) se chama Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), criada em 1977 em sucessão à extinta Nigerian National Oil Company (Rodrigo Lucchesi.Pg40.2011).

Segundo Rodrigo Lucchesi (2011), o regime fiscal vigente no país é o de partilha de produção, sendo o contrato assinado entre o governo e o consórcio licenciado conhecido como Production Sharing Contract (PSC) ou Production Sharing Agreement (PSA). Um modelo inicial de PSC foi emitido pela NNPC em 1993, tendo vários contratos em vigor sido baseados neste modelo. Em 2005 foi emitido um modelo revisado de PSC.

Os direitos petrolíferos são concedidos segundo o Rodrigo Lucchesi (2011), a uma companhia pelo Ministro do Petróleo. O licenciamento e acompanhamento das atividades são feitos pelo Departamento de Recursos Petrolíferos, sob o controle do Ministério do Petróleo. Uma vez a licença concedida, o contrato é assinado entre a empresa (ou consórcio de empresas) licenciada e o governo. O licenciamento de áreas para Exploração e Produção de petróleo na Nigéria apresenta duas fases, de exploração e de produção conforme abaixo:

Fase de Exploração

Na fase de exploração, são concedidas licenças chamadas Oil Prospecting Licences (OPL). Esta licença determina a área do bloco a ser explorado, bem como prevê o trabalho mínimo exploratório a ser feito pelo licenciado durante a duração da licença, usualmente de 5 anos. Esta licença pode ser renovada por mais 5 anos se as obrigações estiverem cumpridas. Em alguns casos, a licença já apresenta uma duração de 10 anos, subdividida em fases intermediárias. Normalmente o programa de trabalho exploratório para determinado bloco é proposto pelas empresas no leilão (além do mínimo exigido), e serve como fator de bid (Lucchesi, 2011: 41).

Na fase de exploração segundo Lucchesi (2011), a única receita do governo junto ao consórcio, além do bônus de assinatura é o aluguel de superfície. Trata-se de um valor anual pago ao governo para retenção da área onde se está operando. Na Nigéria, o aluguel de superfície na fase de exploração é de US\$ 10 por quilômetro quadrado de área do bloco.

Fase de Produção

Quando ocorre uma descoberta e a mesma é declarada comercial, a licença de prospeção (OPL) é convertida em uma licença de “mineração”, chamada de Oil Mining Lease (OML). Neste momento, a empresa entra na fase de produção do contrato de PSC. Quem representa o Estado na fase de produção é a NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation), NOC da Nigéria. É ela a signatária da OML com o consórcio operador e a beneficiada dos pagamentos de royalties e profit-oil (Rodrigo Lucchesi.Pg43.2011).

Segundo Rodrigo Lucchesi (2011), nesta fase a licença de mineração (OML) é concedida por 20 anos, ou seja, este é o período que o consórcio tem, inicialmente, para produzir petróleo na região. Contudo, a legislação prevê uma renovação de 10 anos mediante solicitação. Durante a fase de produção, aumenta a complexidade do relacionamento do consórcio com o governo, havendo diversos mecanismos de remuneração ao governo pela produção do petróleo.

O mesmo autor enfatiza ainda de que o royalty é pago em espécie sobre a produção total, antes da dedução da recuperação de custo. As taxas de royalty vigentes, vide tabela 2.5, foram estipuladas em 2007, de acordo com a localização do bloco e da profundidade da água, no caso de blocos em mar. A Tabela apresenta as Alíquotas de Royalties no PSC de 2007 da Nigéria.

Tabela 12. *Alíquotas de Royalties no PSC de 2007 na Nigéria*

Localização do Bloco	Profundidade (m)	Royalty (%)
Em terra	-	20%
Águas Rasas	< 100	18,50%
	101 - 200	16,50%
	201 - 500	12%
Águas Profundas	501 - 800	8%
	801 - 1000	8%
	> 1000	8%

Fonte: Lucchesi (2011)

Todos os custos incorridos na execução das atividades de exploração e produção e previstos nos termos do PSC assinado com o governo são recuperáveis. A recuperação dos custos se dá através da alocação de parte da produção, após o pagamento de royalties, de acordo com o teto permitido de recuperação destes custos.

A produção remanescente após o pagamento de royalties, recuperação de custos e pagamentos de impostos, como antes visto, é chamada de profit-oil e deve ser dividida entre o consórcio e a NNPC, de acordo com percentuais pré-estabelecidos. Por exemplo, no modelo de PSC de 1993, a parcela do profit-oil cabível ao consórcio era determinado conforme a tabela abaixo (Lucchesi, 2011, p. 43). A Tabela 13 expõe a divisão das receitas do petróleo no PSC da Nigéria em 1993.

Tabela 13. *Divisão do profit oil no PSC de 1993 na Nigéria*

Produção Cumulativa do Campo	(Milhões de	Parcela do Consórcio no Profit - Oil (%)
0 a 50		80%
351 a 750		65%
751 a 1.000		55%
1.001 a 1.500		50%
1.501 a 2.000		40%

Fonte: Lucchesi (2011)

Para Lucchesi (2011), qualquer companhia que conduza operações de E&P na Nigéria deve pagar o imposto petrolífero chamado Petroleum Profits Tax (PPT) – que incide sobre a receita líquida do projeto - e, em troca, estará isenta de pagar imposto de renda que é aplicável a outros setores da economia. A Tabela 14 mostra as taxas devidas para os contratos do leilão de 2007.

Tabela 14. Taxa de PPT no PSC da Nigéria

Localização do bloco	Taxa de PPT (%)
Terra / Água rasa:	
Novas companhias - 5 primeiros anos	65,75%
Novas companhias - anos subsequentes	85%
Companhias já atuante no país	85%
Águas profundas	50%

Fonte: Lucchesi (2011)

Durante a fase de produção, o aluguel de superfície é de US\$ 20 por km² nos primeiros 10 anos de produção e US\$ 15 por km² nos anos subsequentes.

Na Nigéria a elite, que assume detém o poder político e ao mesmo tempo a gestão das receitas da exploração dos recursos naturais manteve esta situação através dos sucessivos governos militares que permitiram a centralização de receitas e a perpetuação desta situação, mas também através do apoio concedido pelas multinacionais petrolíferas no nomeadamente na concessão de algumas facilidades no desempenho da sua atividade, mais propriamente em relação ao respeito pelas normas relativas ao ambiente, não respeitado pelas multinacionais do país, uma vez que o seu interesse reside também no favorecimento a nível estatal para desenvolver a sua atividade. Este favorecimento é possível de ser verificado (Oliveira, 2013, p. 60, 70).

Segundo a Revista de Direito da Administração Pública (2020), o governo nigeriano obtém renda do petróleo através da venda de petróleo bruto, gás, petróleo, imposto sobre lucros (PPT), royalties e concessão (aos operadores das indústrias). Três grandes contratos ou acordos comerciais existem no regime nigeriano, a saber: *joint ventures* (JV), ou seja, *joint operating agreements* (JOA) entre o governo federal e operadores multinacionais contrato de partilha de produção (PSC) e acordos entre o governo e operadores. O autor afirma que a Nigéria se demonstra ser o país mais avançado em relação às questões da legislação petrolífera no âmbito de exploração e produção de petróleo, diferente pelo menos de Angola e Guiné equatorial (Revista de Direito da Administração Pública, 2020, p. 25).

Segundo Direito do Petróleo (2013), algumas doutrinas classifica o modelo nigeriano de atribuição de direitos de produção de petróleo a particulares como um modelo múltiplo ou misto, que combina actos administrativos – as licenças – com vários tipos de modelos contratuais, tais como os *joint operating agreements* e os *production sharing contract*. Segundo o meso autor, O sistema nigeriano tolera dois tipos de licenças, a atribuir pelo Ministério dos recursos petrolíferos: as licenças de exploração e as licenças

de prospeção.

As dificuldades sentidas pela Nigéria em cumprir as obrigações financeiras inerentes a parceria explica o sucesso recente de um outro modelo contratual: o modelo PSC. Não obstante 'e este o modelo utilizado nas relações constituídas com as IOC, por tratado internacional, na joint development zone entre a Nigéria e São Tome e Príncipe (Direito do Petróleo, 2013:103).

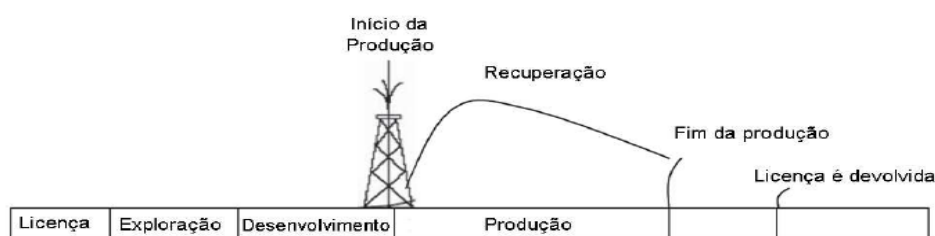
2.3.4. Modelo da Guiné Equatorial

Para Viana (2013), a Guiné Equatorial é um estado insular com uma população estimada em aproximadamente 730 mil habitantes e o terceiro maior produtor de petróleo na região da costa da África Ocidental, ficando apenas atrás da Nigéria e de Angola.

Segundo a AICEP Portugal Global (2017), o ano de 1992 marca decisivamente a evolução recente da economia da Guiné Equatorial, foi nessa data que se deu início com a exploração dos seus recursos petrolíferos, que viria a conhecer o seu maior desenvolvimento a partir de 1996. Segundo o *Economist Intelligence Unit* (EIU) em 2016 enfatizado no AICEP Portugal Global (2017), a produção petrolífera terá atingido 241 100 barris/dia, o que coloca o país no terceiro lugar no contexto da África Subsariana, atrás de Angola e da Nigéria. A produção de petróleo tornou-se a principal atividade económica equatoriana fazendo com que atualmente, o país tem observado grandes transformações nas áreas de infraestrutura nomeadamente, construção de rodoviárias, portos, aeroportos, prédios de escritórios, habitações, hospitais sociais e escolas e não só como também, urbanização das principais cidades. Ainda para Viana (2013), embora, a economia da Guiné Equatorial tivesse crescido muito nos últimos anos devido os recursos petrolíferos. Os indicadores sociais têm apontado uma discrepância cada vez maior entre uma elite da sociedade e o restante da população. Essa discrepância segundo o mesmo autor, se deve ao fluxo de carência de instituições/entidade que possam fiscalizar a gestão dos recursos provenientes do petróleo de modo que pudesse efetivamente garantir um gasto prudente e eficiente das recitas provenientes dos recursos petrolíferos. Refere ainda que a tal gestão deve ser transparente, com divulgações das informações sobre os contratos de petróleo acessíveis para toda a sociedade, além de promover também auditoria externas.

Segundo Lucchesi (2011), a indústria do petróleo pode ser dividida em duas grandes subindústrias ou segmentos. O segmento de exploração e produção (E&P), conhecido em inglês como “upstream” e o segmento de transporte, refino e comercialização, conhecido em inglês como “downstream”. Trata-se de uma indústria de investimentos vultosos, com tecnologia em constante aprimoramento. Este autor enfatiza ainda que o projeto normalmente se inicia com um pagamento de bônus ao governo do país em questão pela aquisição de uma licença para operar em determinada região ou bloco. Após a aquisição desta licença é iniciada a fase de exploração. A vida útil de um projeto de E&P apresenta-se na Figura 5.

Figura 5. Vida Útil de um Projeto de Exploração E&P



Fonte: Lucchesi (2011)

Na fase de exploração, o objetivo da empresa detentora de licença ou permissão para atuar em determinada área ou bloco é comprovar a existência de petróleo em volumes comerciais na região. A única maneira de se comprovar a existência de petróleo sem dúvidas é perfurando poços. Mas, antes, é preciso realizar estudos prévios que indiquem (i) se é provável que exista petróleo que compense o custo de perfurar um poço e (ii) qual a melhor localização geográfica (coordenadas) para se furar o poço (Lucchesi, 2011, p.15).

Lucchesi (2011), afirma que vale observar que nem sempre são perfurados poços em um determinado bloco. Se não houver obrigação contratual para tanto, e os estudos não indicarem uma chance significativa de existência de acumulações de petróleo (fator de sucesso) na região, a empresa pode devolver o bloco ao governo sem perfurar nenhum poço, se assim o desejar.

Outras informações importantes apresentadas pelo Lucchesi (2011), como a espessura, porosidade e litologia da rocha são obtidas após a perfuração. Tais informações ajudam a empresa a estimar o volume de petróleo a ser produzido, a velocidade de produção

(curva de produção), o tipo de equipamentos necessários para produzir o petróleo, a qualidade do petróleo (densidade, viscosidade, teor de enxofre, etc), entre outras informações. Essas premissas servem de base para o Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (“EVTE”), que determinará se a produção do petróleo descoberto é viável tecnicamente e rentável economicamente. Se os resultados do EVTE levarem à empresa optar por declarar a comercialidade da acumulação, se inicia então a fase de desenvolvimento.

A fase de desenvolvimento caracteriza-se por ser a fase de investimentos mais altos. Nesta fase ocorre o desenvolvimento de toda infraestrutura necessária para a produção de petróleo. Segundo Bittencourt, Horne e Wang enfatizado no trabalho de Lucchesi (20113), os principais componentes do sistema de produção de um campo de petróleo, desenvolvidos nesta etapa, são:

- Poços produtores e injetores
- Dutos e linhas de escoamento
- Facilidades para armazenamento e tratamento do petróleo
- Plataformas (no caso de produção em mar)

O alto patamar de investimentos é compensado pelo menor risco, dado que, quando o projeto evolui para esta etapa é porque foi comprovada a existência de petróleo em quantidade economicamente viável de ser produzido.

Segundo Lucchesi (20011), após o desenvolvimento da infraestrutura necessária, inicia-se a produção de petróleo e, o prazo que a empresa tem para produzir petróleo pode ser definido pelo governo no contrato. Por exemplo, em STP a fase de produção dura vinte e oito anos, na Nigéria vinte anos (renováveis por mais dez), o início da produção de petróleo marca também, no caso dos regimes de concessão e partilha de produção, o início dos principais compromissos da empresa operadora do bloco com o governo, através das disposições do regime fiscal vigente. Após o término do prazo contratual ou ao se atingir um patamar onde a produção de petróleo se torna antieconômica¹², é feito o abandono do campo para devolução da licença ao governo (Lucchesi, 2011: 18).

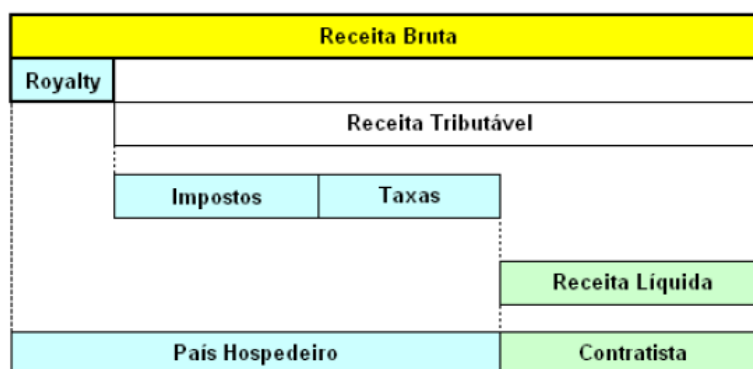
Sistemas de Concessão

O regime de Concessão (citado também como “Royalty & Tax system” na literatura estrangeira) confere às empresas petrolíferas o direito de exercer as atividades de exploração e produção em uma determinada área ofertada ou licitada pelo Estado, por um tempo determinado, sob seu próprio risco, sendo, em caso de êxito, o óleo e o gás extraídos de sua propriedade, bastando que paguem compensação financeira ao Estado. Esta compensação financeira, como o nome do regime em inglês sugere, acontece principalmente na forma de 20 pagamento de royalties e tributos, podendo também haver, em alguns casos, outras compensações como a apropriação dos lucros extraordinários (Lucchesi, 2011: 19).

Os royalties constituem-se em uma das formas mais antigas de pagamento de direitos sobre atividades econômicas. A palavra royalty vem do inglês “royal”, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei” e refere-se ao fluxo de pagamentos ao proprietário de um ativo não renovável que o cede para ser explorado, usado ou comercializado por terceiros. No contexto da indústria do petróleo, o royalty é uma compensação financeira devida pelas empresas que exploram e produzem petróleo ao proprietário da terra ou área em que ocorre a atividade de extração ou produção de petróleo. É, ainda, uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos, que são escassos e não renováveis (Lucchesi, 2011: 20).

O referido autor enfatiza que o contrato para exploração e produção de petróleo sob o regime de concessão costuma ser celebrado entre duas partes: o outorgante (que pode ser um presidente da república, um soberano, ou uma agência governamental destinada a este fim), e o outorgado (que pode ser uma única empresa investidora, ou um consórcio de empresas). A Noruega é um dos países que celebram este tipo de contrato. Quando a empresa começa a auferir receitas provenientes da produção de petróleo, elas devem pagar royalties proporcionais a receita bruta. Além disso, como qualquer empresa de outro ramo, deve pagar taxas estatais, incluindo o imposto de renda (IRC). Todas estas parcelas constituem arrecadação governamental, cabendo ao operador como fluxo de caixa líquido a receita remanescente após os pagamentos mencionados (Lucchesi, 2011).

Figura 6. Distribuição de Receita no Regime de Concessão



Fonte: Lucchesi (2011)

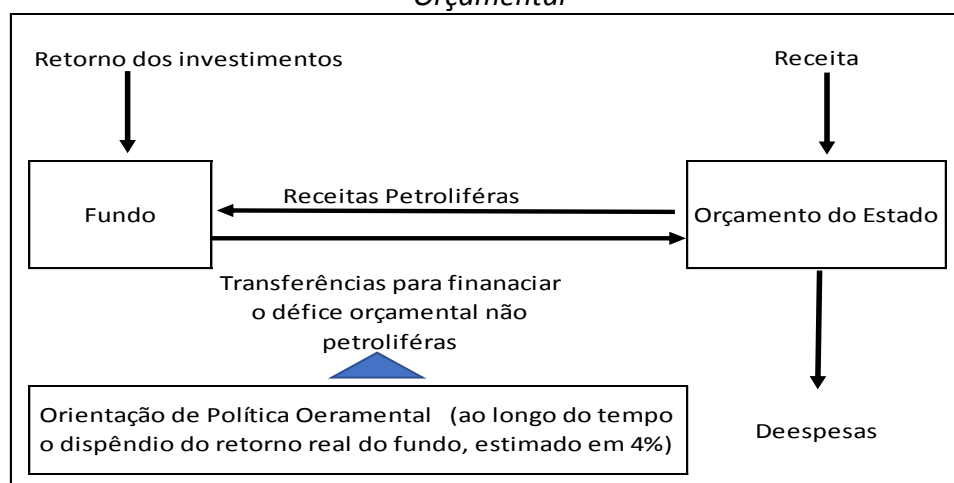
O setor petrolífero é gerido pelo Ministério das Minas, Indústria e Energia (MMIE) que é responsável, nomeadamente, pela regulação, fiscalidade e administração contratual. As duas empresas estatais a GEPetrol - Guiné Equatorial Petróleos e a Sonagas - Sociedad Nacional de Gas de Guiné Equatorial são encarregues dos aspetos técnicos, de gestão e de comercialização dos hidrocarbonetos nas áreas respetivas bem como das participações do Estado como acionista dos vários projetos (Banco Espírito Santo, 2013, p.16).

2.3.5. Modelo da Noruega

A descoberta de petróleo na Noruega data de 1969 no Mar do Norte. A produção começou logo em 1971, e enormes descobertas ocorreram nos anos que se seguiram. Durante esse primeiro boom na exploração, ocorreram as crises do petróleo dos anos (74 e 80-81). As receitas da Noruega com a venda do petróleo dispararam e, o país passou a ser vítima da doença holandesa, experimentou fortes flutuações económicas com uma inflação altíssima e desemprego, as quais foram ampliadas pelos choques petrolíferos e pela inadequada utilização da riqueza petrolífera. Entretanto, com a criação do fundo soberano também denominado por Fundo de Petróleo do Governo (Government Petroleum Fund) em 1990 para contrariar os efeitos do declínio das receitas, veio amortecer os efeitos nocivos das grandes flutuações do preço do petróleo, e em 2006, o Fundo passou a ser denominado de Fundo de Pensão Global (*Norway Government Pension Fund- Global*). (Lucinda Chocolate.Pg50-51)

Tendo em conta, o processo de maturidade fiscal desse país, o qual foi aprendendo com os seus próprios erros, o Fundo novo foi concebido como um instrumento de apoio à gestão prudente dos rendimentos petrolíferos (Lucinda Chocolate. Pg51-54.2011). Para esta autora, a criação do FPG teve um duplo objectivo. Por um lado, não desperdiçar os rendimentos adicionais do petróleo em anos de preços elevados. Por outro, atuar como veículo financeiro de longo prazo permitindo ao Governo a acumulação de ativos financeiros, exclusivamente internacionais, para fazer face a compromissos relacionados com o envelhecimento da população no futuro. A Figura 6 ilustra este modelo.

Figura 7. Modelo da Noruega: Mecanismo do Fundo Integrado com a Política Orçamental



Fonte: Lucinda Chocolate (2011)

As retiradas do Fundo são efetuadas anualmente pelo Tesouro correspondente ao montante das receitas do petróleo utilizado no orçamento, para cobrir o défice não petrolífero. A política orçamental que regula o fluxo de saída do Fundo está ancorada na orientação de que, ao longo do tempo, o défice orçamental não petrolífero corresponde ao rendimento real do Fundo, estimado em 4%. (Lucinda Chocolate.Pg53.2011)

O FPG e o antigo Fundo Petróleo do Governo podem ser considerados Segundo Lucinda Chocolate (2011) a melhor prática na área de Fundos relacionados com os recursos naturais, pois compõem uma estratégia de política orçamental coerente, fundamentada em dois pilares. Por um lado, a estratégia visa nivelar os gastos públicos ao longo do tempo e automatizá-los ou desligá-los do da volatilidade das receitas petrolíferas, tentando evitar um comportamento pró-cíclico da despesa. Por outro, a

estratégia, visa substituir a Rpt por ativos financeiros, cujo valor deve subir com o decorrer do tempo, para então fazer face ao crescimento esperado dos gastos públicos decorrente do envelhecimento da população. O FPG caracteriza-se como um Fundo de investimento, do tipo Fundo de financiamento, cujos objetivos de estabilização e sustentabilidade são alcançados pela política orçamental e não pelo próprio Fundo. A política orçamental garante a sustentabilidade, perante o cenário de volatilidade das receitas do petróleo, desde que a utilização das receitas seja efetuada com base em fluxo de receitas efetivas provenientes da atividade petrolífera e não na expectativa de receitas futuras (Chocolate, 2011, p. 54).

Chocolate (2011), salienta ainda de que a política orçamental da Noruega determina o rumo das operações do Fundo de Petróleo e não vice-versa. E daí que para o mesmo autor convém ter-se em conta, ao analisar os méritos do modelo norueguês, que a Noruega não só não tem dívida pública como é credora líquida e que tributa internamente os derivados do petróleo com taxas mais elevadas que as praticadas na maioria dos países não- produtores de petróleo.

Na Noruega, é marcante a presença do Estado em várias das etapas da cadeia de petróleo e gás natural, por meio de diversos agentes como (i) a Stat oil Hydro, uma empresa de capital misto na qual o governo da Noruega mantém uma participação de 65,5%, (ii) a Petoro, companhia estatal responsável por gerenciar o portfólio de participações diretas do governo norueguês em diversos campos produtivos de petróleo, gás natural, dutos de escoamento de petróleo e gás e instalações diversas onshore, denominado de SDFI (State's Direct Financial Interest), e (iii) o Gassco, companhia estatal responsável pela administração da rede de gasodutos utilizados para transportar o gás natural produzido na plataforma continental até as instalações em terra (Bain &Company e Tozzini Freire Advogados. Pg48.2009).

Todos os recursos minerais in situ do subsolo são de propriedade do Estado. Uma vez explorados, passam a ser propriedade de cada licenciado, na proporção de suas participações na respectiva Licença de Produção.

Para o Bain &Company e Tozzini Freire Advogados (2009), o prazo Inicial (Fase de Exploração) - Durante o prazo inicial, o programa de trabalho a que as empresas se comprometeram quando da licitação deve ser integralmente cumprido. Caso não seja cumprido de acordo as atividades mínimas e dentro do prazo estipulado, o bloco deverá ser integralmente devolvido ao governo. · Fase de Produção - Nesta fase, uma vez o "Work Program" tenha sido cumprido, avaliação da jazida realizada e o Plano de

Desenvolvimento tenha sido elaborado e submetido ao MPE, os licenciados poderão solicitar a extensão da Licença de Produção por até cinquenta anos, quando o desenvolvimento do(s) campo(s) e a produção dos hidrocarbonetos serão levados a cabo. - Desempenhar as atividades em conformidade com o Plano de Desenvolvimento, de maneira prudente e de acordo com bons princípios econômicos, a fim de que evite perda de energia e petróleo do reservatório. - As empresas deveram também apresentar um programa de produção para análise e aprovação pelo MPE. Assim, as empresas devem apresentar informações sobre a produção do campo ao NPD em bases diárias, mensais e anuais. - O Estado tem o papel de fiscalizar as operações e a produção, podendo inclusive controlar, extraordinariamente, os níveis de produção de maneira economicamente. Os mesmos autores referem ainda que as remunerações das empresas dão através dos lucros obtidos por comercializar os hidrocarbonetos a que tem direito através da Licença de Produção, uma vez deduzidos todos os tributos e impostos correspondentes. As instalações utilizadas nas operações são de propriedade das empresas. Após expirada a Licença, o Estado tem o direito de requerer a reversão da propriedade dos equipamentos fixos. O Rei determina se as empresas serão compensadas (o valor aplicável) pela reversão.

No âmbito de políticas governamental segundo R. Garcia Consultores (2004), é possível detalhar a visão e os objetivos do governo na definição de políticas relacionadas às indústrias do petróleo e de gás natural. Onde os principais objetivos seriam, manutenção da fonte de receitas do comércio exterior e, espera-se que o setor continue sendo um contribuinte significativo para o financiamento do estado de bem-estar e de desenvolvimento industrial nacional.

Para entender o sucesso do modelo norueguês de exploração e administração de suas reservas de petróleo, é preciso destacar que este teve como inspiração a própria experiência do país na exploração de outro recurso natural: a energia hidrelétrica destaca que o país, no início do século XX, não possuía os recursos financeiros nem tampouco a tecnologia necessária para dar início a construção de usinas. A nova lei de quedas d'água estabeleceu, sob protesto dos donos de terras às margens dos rios, que a energia e, por conseguinte, o valor arrecadado com a venda desta, pertenceria ao Estado. Já os recursos e a tecnologia necessários para construção das hidrelétricas foram obtidos via investimento direto estrangeiro. Os direitos de exploração sobre as quedas d'água bem como todo o capital investido retornariam para o Estado após 60 anos de concessão, sem nenhuma compensação aos investidores privados. Esse prazo mostrou-

se tempo suficiente para que o país adquirisse o know-how requerido e depois pudesse administrar por conta própria esse recurso (Santos, 2016, p. 22).

Tendo em conta a experiência de quase meio século de concessão no setor de energia elétrica, quando o petróleo foi descoberto no Mar do Norte o autor enfatiza que fez com que, na primeira rodada de concessões (1965) todos os blocos foram arrematados por consórcios formados maioritariamente por grandes petrolíferas multinacionais.

Segundo Rômulo dos Santos (2016), o sucesso do modelo norueguês de exploração petrolífera não fora obra de mero acaso. Ele foi resultado da interação eficiente entre instituições, legislação e políticas públicas.

Desde o princípio, o setor petrolífero norueguês foi fortemente influenciado pelo Estado. Até o final dos anos 1990 o Governo ainda alocava as operadoras em cada campo de maneira a melhor satisfizer os interesses nacionais. Embora hoje a interferência estatal sobre a indústria de P&G seja consideravelmente menor, manteve-se ainda uma estrutura institucional formada por órgãos políticos, reguladores e comerciais neste mesmo sentido observam que a principal característica do modelo norueguês, responsável por torna-lo referência para outros países exportadores de commodities, é justamente esta separação, dentro da administração governamental, de política, regulação e funções comerciais na exploração de hidrocarbonetos (Santos, 2016, p. 60).

Modelo institucional do setor de Petróleo norueguês

O Storting (Parlamento norueguês) estrutura, por meio de leis, as atividades petrolíferas na Noruega. Ademais, grandes projetos de desenvolvimento e questões concernentes ao setor de petróleo são também deliberados no Storting. Fica também sob sua responsabilidade, a supervisão do Governo e da Administração Pública. O Governo, por sua vez, executa as políticas do setor petrolífero estabelecidas pelo Storting. Para tanto, este é assistido por Ministérios, Diretórios e autoridades de supervisão. O Ministério das Finanças (ou Fazenda) tem a responsabilidade de assegurar a correta cobrança de taxas e impostos provenientes de atividades petrolíferas. Fica a cargo do Ministério do Petróleo e Energia (MPE) a gestão dos recursos petrolíferos na plataforma continental norueguesa. Também deve garantir que as atividades de petróleo sejam realizadas de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo Governo e pelo Storting. É responsável ainda pelas estatais Petoro, Gassco e por parcela estatal da Statoil. Sob a jurisdição do Ministério de Petróleo e Energia (MPE), está o Norwegian Petroleum Directorate

(NPD), desempenhando um papel chave na gestão dos recursos petrolíferos noruegueses. É um órgão consultivo importante para o MPE, exercendo autoridade administrativa sobre a exploração e produção dos depósitos de petróleo na plataforma continental norueguesa. Assim sendo, tem autoridade para estabelecer normas e tomar decisões nos termos da regulamentação de atividades petrolíferas.

Atualmente, as empresas interessadas em realizar atividades de E&P na Norwegian Continental Shelf (NCS) apontam ao Ministério do Petróleo e Energia quais blocos gostariam de ver disponíveis para a licitação. O MPE, com o apoio do NPD, prepara uma lista de blocos que as empresas desejam incluir na rodada de licenciamento. Após consultas e negociações com as partes, incluindo as autoridades da pesca e ambientais, o MPE anuncia os blocos para os quais as empresas podem candidatar-se às licenças de produção. As empresas podem candidatar-se formando grupos para E&P de um bloco ou sozinhas. O NPD ranqueia as candidatas, baseando-se no nível de conhecimentos técnicos especializados, na solidez financeira, no conhecimento geológico das empresas com relação à região licitada, na experiência destas na NCS ou em áreas de geologia similar e, para o caso de aplicações em grupo, também leva-se em conta a composição de empresas que formam o grupo, bem como a competência destas ante o mercado internacional. Antes de decidir quais serão as ganhadoras, o NPD também negocia com cada empresa o número de anos da validade da licença, o número de blocos que serão explorados pela empresa e o tempo de descomissionamento. Estas negociações, portanto, influem na decisão de qual empresa será licenciada (Almeida, 2015, p. 56)

O modelo norueguês de atribuição de direitos a empresas privadas é um modelo tradicional, assente na figura da licença (licença de exploração e licença de produção). Porém, tal licença é produto de um procedimento pré-contratual, apenas em certos aspectos sujeitos à concorrência, e contém um conjunto de prescrições a cumprir pelo produtor (Direito do Petróleo, 2013:100).

2.4. Recursos Petrolíferos, Crescimento e Desenvolvimento

Esta seção procura fazer a ligação entre crescimento e desenvolvimento e os recursos petrolíferos. Numa primeira seção apresenta-se o conceito de crescimento económico e as formas de o conseguir e na segunda, enquadra-se o tema do desenvolvimento, nomeadamente do desenvolvimento sustentável e a afinidade aos recursos petrolíferos.

2.4.1 Crescimento Económico

Crescimento económico é um conceito que assenta normalmente em indicadores económicos como o PIB (Produto Interno Bruto), sendo medido pelo seu aumento, ou seja, a variação (positiva) da produção de uma determinada região ou país. Este indicador basicamente soma todos os produtos e serviços dessa região ou país num determinado período (geralmente um ano). Sendo um conceito diferente do de desenvolvimento económico, relacionado com a melhoria do bem-estar da população, é muitas vezes usado de forma sobreposta ou equivalente e medido também através de indicadores, de educação, saúde, segurança, justiça, rendimento, pobreza, entre outros. Está diretamente relacionado ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), que varia entre 0 (o pior possível) e 1 (o melhor possível) e é o critério mais utilizado para comparar o desenvolvimento de diferentes economias. STP está na 143ª posição neste IDH num total de 187 países (ONU, 2017).

O crescimento económico pode ser entendido e analisado com base na poupança, na procura agregada, em recursos, em progresso técnico e, em investimento em capital e trabalho. A poupança - refere-se à parte do rendimento nacional que não é utilizada para consumo e que está disponível para investimento. Um dos primeiros modelos pós-keynesianos de crescimento económico, baseado no investimento e na poupança, foi desenvolvido por Harrod e Domar (Bresser-Pereira, 1975), e parte de um pressuposto comum a muitos modelos de crescimento:

“O investimento produtivo, na generalidade dos casos é igual à poupança, isto é, depende da capacidade dos consumidores refrearem os seus apetites de consumo e, em vez de aumentarem o nível de consumo, canalizarem as suas poupanças, eficientemente, para projetos de investimentos”

Segundo o referido autor, este pressuposto simplifica a fórmula do crescimento económico uma vez que cada unidade adicional de capital aumenta o produto e que cada aumento de poupança se traduz num aumento de investimento, então, um aumento de poupança acarretará sempre um aumento da taxa de crescimento.

Embora os modelos de Harrod-Domar e Kaldor (Bresser-Pereira, 1975) sejam muito usados na economia do desenvolvimento para explicar a taxa de crescimento de uma economia em termos do nível de poupança e da produtividade do capital e, demonstrem ser bastante úteis, ao ajudarem a compreender como o nível de rendimento influencia a captação de poupanças e investimento, Fracalanza (2010) conclui, com base em Keynes, ser o aumento da procura efetiva que permite elevar o rendimento e o emprego. Esta

procura, que pode ser pública e privada, consiste em bens de consumo duradouro e não duradouro, e em bens industriais (infraestruturas, máquinas). O mesmo autor sustenta que no modelo de Harrod-Domar (Bresser-Pereira, 1975) as variações na taxa de crescimento do produto ao longo de certo período dependem da diferença estabelecida, no fim do período anterior, entre a procura planeada ou prevista pelos empresários e a procura real ou que efetivamente ocorre. Assim, é o nível da procura e, mais concretamente, o nível de consumo, que permite estabelecer o limite mínimo de crescimento que ocorre na economia, sendo que, nas economias desenvolvidas, o consumo não desce a taxas muito baixas, dado que as famílias pretendem manter um nível de vida mínimo. Bresser-Pereira (2016) distingue ainda o novo desenvolvimentismo como um novo sistema teórico em criação, responsável pelo desenvolvimento original de muitos países, que se distingue do desenvolvimento clássico que o precede.

No caso do crescimento económico baseado no progresso técnico, ou seja, na capacidade de inovação tecnológica de uma determinada economia, este é o fator «residual» ou «intangível» de crescimento. O conceito de progresso técnico, segundo Rui Rodrigues (2013), prende-se com uma certa forma de conjugar, ou combinar, a mudança tecnológica com a mudança organizativa (fatores produtivos) nas empresas e também na sociedade como um todo. Fritsch (2017) defende Schumpeter (1934) e a tese de que o desenvolvimento económico resulta de três categorias de fatores: fatores externos (como grandes encomendas da administração pública), fatores de crescimento gradual (resultantes da atuação quotidiana) e inovação, o fator dominante. Ou seja, Schumpeter (1983) não se restringe à invenção e registo de patentes, admitindo outras formas ou descobertas, por exemplo, de novas matérias-primas ou fontes de aprovisionamento, de mecanismos de tratamento e transporte de mercadorias e, de formas organizativas nas empresas ou no comércio. Contudo, para as inovações se tornarem atuantes, ao ponto de influírem no crescimento económico, devem materializar-se (em equipamentos renovados e/ou empresas novas ou reorganizadas e/ou processos produtivos ou procedimentos renovados e/ou novos produtos) e para tal, requerem uma componente subjectiva, personificada num empreendedor, que introduz a inovação e, em geral, é depois, seguido por muitos outros, atraídos pelo exemplo de sucesso. Para Fritsch (2017) Schumpeter não apenas enfatizou o papel desempenhado pela inovação e pelo empreendedorismo no desencadeamento do crescimento económico, como também lançou luz sobre questões críticas relativas à investigação em ciências sociais.

Na década de 50, o modelo desenvolvido por Robert Solow (1957) demonstrava como vários fatores interagem, contribuindo para criar o crescimento económico sustentado num país. O modelo foi pioneiro na demonstração de que avanços no ritmo de progresso tecnológico contribuem mais para o crescimento económico do que o aumento dos capitais ou da força de trabalho.

Para Solow no argumento do Rodrigues (2013), observa que metade do crescimento económico não pode ser explicado por aumentos no capital e trabalho. Esta diferença foi chamada de "*Resíduo de Solow*" à inovação tecnológica. Na década de 1960 empenhou-se a convencer os governos a investir em pesquisas tecnológicas para acelerar o crescimento económico. Segundo este autor, cada fator de produção está sujeito a rendimentos marginais decrescentes. O que significa que cada aumento de fator acrescido a um montante fixo dos outros fatores faz aumentar a produção embora, esse aumento, seja cada vez menor.

Solow e Meade defendido pelo Rodrigues (2013) demonstraram que a taxa de crescimento do produto é função da taxa de crescimento do progresso técnico, tendo assim uma relação direta com o crescimento económico. O progresso técnico é função da variável tempo. Se o aumento do progresso técnico se reflete, por exemplo, num acréscimo superior da produtividade marginal do trabalho em relação à produtividade marginal do capital, então as empresas optam por uma utilização mais intensiva do fator mais eficiente: o trabalho. Na situação contrária o progresso técnico é intensivo em capital (Rodrigues.Pg33.2013).

«Mas se o investimento não é determinante para um crescimento a longo prazo então o que será? De acordo com o modelo de Solow o crescimento a longo prazo vem de outra fonte – o progresso tecnológico. Só se uma economia conseguir aumentar a produção através de um montante fixo de inputs é que pode evitar rendimentos decrescentes e assim conhecer crescimento sustentável e contínuo (Rodrigues, 2017: 34)».

O crescimento económico baseado no investimento em capital e trabalho, depende da variação do trabalho e do fator capital e do nível a que se situam as produtividades marginais destes dois fatores, relações estas que derivam da função de produção neoclássica (Rui, 2017). Em consequência, existem rendimentos constantes à escala se o aumento percentual em cada um dos fatores gera um acréscimo percentual igual no rendimento, economias de escala se este acréscimo é superior e deseconomias de escala na situação contrária. Quanto à escolha entre investir em capital ou em trabalho, o

empresário neoclássico reage aos sinais em termos dos preços e produtividades marginais associadas a cada fator, dados pelo mercado. Se a produtividade marginal do trabalho for superior à produtividade marginal do capital, ou se o preço do capital (taxa de juro) for superior ao preço do fator trabalho (salário), então a rentabilidade do trabalho é superior à do capital, logo, os empresários preferem investir em mão-de-obra. Na situação contrária é preferível investir em capital.

Para Keynes (citado por Rui, 2017), o acréscimo do investimento, sobretudo o estatal, é benéfico ao permitir aumentar o rendimento e o emprego e funcionar como contra-tendência à fase recessiva de um ciclo económico. Também Harrod (citado por Rui, 2017), afirma que, a longo prazo, o efeito acelerador do investimento gera variações positivas no rendimento que, por sua vez, possibilitam o acréscimo do consumo e da poupança e, conseqüentemente, novo aumento do investimento, repetindo-se o processo.

2.4.2 Desenvolvimento Sustentável e Recursos Petrolíferos

O conceito de desenvolvimento, passou por muitas definições e reformulações até à atualidade. Inicialmente, assentava numa visão funcionalista do desenvolvimento onde este surgia quando as regiões eram economicamente viáveis e os polos de crescimentos a força motriz do progresso e evolução de uma região (Mendonça, 2015). Ou seja, era a atração de benefícios económicos que levava ao desenvolvimento de novas atividades. Posteriormente, resultado de debates e estudos diversos em diferentes meios, académicos, científicos e políticos, surgiu, de uma forma consensual, a ideia de que o modelo de desenvolvimento deve ser compatível com cada região e país e, também, face ao crescimento económico acelerado de determinadas regiões e ao excessivo uso de alguns recursos, deve ser sustentável (Mendonça, 2015). Para este autor, a questão da sustentabilidade, relacionado ao uso dos recursos existentes na atualidade sem comprometer as gerações futuras, levou ao conceito de desenvolvimento sustentável, não era só a quantidade que estava em causa, mas sim a qualidade e o contributo desse desenvolvimento para as sociedades contemporâneas em termos ambientais e ecológicos, sociais e económicos (Mendonça, 2015).

O conceito de desenvolvimento sustentável surgiu pela primeira vez no relatório da Comissão Mundial para o Ambiente e Desenvolvimento, no final da década de oitenta, presidida pela primeira ministra norueguesa Gro Harlem Brundtland e, por isso ter sido

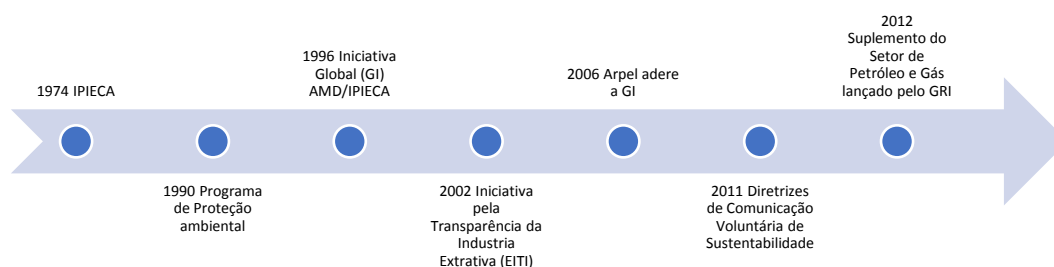
publicado com a denominação de “Relatório Nosso Futuro Comum” ou “Relatório Brundtland”. Nesta cimeira o desenvolvimento sustentável foi definido como “um conjunto de processos e atitudes que atende às necessidades presentes sem comprometer a possibilidade de que gerações futuras satisfaçam as suas próprias necessidades” (Mendonça, 2015). Contrariando um pouco a ideia inicial de desenvolvimento associada a avanços tecnológicos, à produção em massa de mercadorias e à construção de infraestrutura, como edifícios e estradas, o conceito de desenvolvimento sustentável assenta no pressuposto de que é possível satisfazer as necessidades básicas da humanidade de forma responsável, sem colocar em risco o bem-estar das gerações futuras.

Para Ferreira (2016), o conceito de desenvolvimento sustentável do “Relatório Brundtland”, onde os recursos naturais podem ser utilizados, mas também devem ser resguardados para as gerações futuras, a partir da noção de equidade geracional, traduz um ingrediente inovador, onde as gerações vindouras são consideradas titulares de direitos a de viver um ambiente equilibrado e desenvolvimento saudável. Este cenário, soma elementos ligados ao crescimento económico, à satisfação de necessidade e à preservação dos recursos naturais, no presente futuro, com a finalidade de conciliar o atual modelo de produção (e consumo) com a preservação ambiental (Hamel & Grubba, 2016:102).

Segundo Ferreira (2016), o setor de petróleo e gás é responsável por explorar um recurso natural não renovável a curto prazo e com alta procura, cuja exploração e produção geram impactos ambientais e sociais. Para o autor, esta é uma grande dificuldade a ser enfrentada pelas organizações deste setor, que querem ser, ao mesmo tempo, competitivas e sustentáveis e devem levar em consideração as questões ambientais e sociais na sua estratégia.

Ao nível internacional, existem organizações que tratam as questões ambientais específicas do setor de petróleo e gás. A primeira delas foi a *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (IPIECA), lançada em 1974 logo após a Conferência de Estocolmo. Esta é uma associação global que aborda as questões sociais e ambientais que envolvem as etapas de *upstream* e *downstream* da indústria petrolífera, além de ser o principal canal de comunicação do setor com as Nações Unidas (Ferreira, 2016:10). A Figura 7 apresenta a cronologia das principais iniciativas internacionais relacionadas à sustentabilidade para o setor de petróleo e gás.

Figura 8. Cronologia das Principais Iniciativas Internacionais de Sustentabilidade no Sector de Petróleo e Gás



Fonte: Ferreira (2016)

Outra das organizações é a IPIECA que tem como objetivo ajudar a indústria de petróleo e gás a melhorar o seu desempenho ambiental e social por meio do desenvolvimento, partilha e comunicação de boas práticas, trabalhando em parceria com as principais partes envolvidas. As principais áreas de atuação desta organização são: água, biodiversidade, mudanças climáticas, saúde, derramamento de óleo, combustíveis e produtos, relatórios de sustentabilidade e responsabilidade social (Ferreira, 2016:11).

Em 1996, é lançada a Iniciativa Global (GI), um programa guarda-chuva sob o qual os governos, através da *International Maritime Organization* (IMO), e a indústria do petróleo pela IPIECA, trabalham em conjunto para ajudar os países no desenvolvimento de estruturas e na capacitação para resposta aos derramamentos de óleo. As atividades desenvolvidas pela Iniciativa Global incluem workshops, cursos de formação e exercícios destinados a incentivar uma melhor comunicação e cooperação entre governo e indústria. Esses eventos também apoiam o desenvolvimento e implementação de planos sub-regionais e nacionais de contingência para derramamento de óleo e incentivam a ratificação e aplicação das convenções internacionais pertinentes (Ferreira, 2016: 11).

Além da IPIECA existem duas outras organizações bastante importantes para o setor de petróleo e gás, a API e a IOGP. Esta primeira, é a maior associação comercial dos Estados Unidos para a indústria de petróleo e gás, representando cerca de 400 empresas envolvidas na produção, refino e distribuição do mesmo. As principais funções dela incluem: negociação e lobbying com as agências governamentais, legais e regulamentares; estabelecimento e certificação de padrões da indústria; e elaboração de diretrizes sobre questões técnicas como gestão de resíduos, água produzida, e análise de riscos (Ferreira, 2016: 11).

O desenvolvimento dos recursos petrolíferos também afeta a paisagem, os padrões agrícolas e o turismo. Em resumo, o desenvolvimento e a utilização do petróleo afetam vários aspectos da saúde e uma ampla gama de atividades humanas. A utilização da energia em geral, e do petróleo em particular, contribui significativamente para o amplo desenvolvimento econômico com consequências positivas para a saúde e a felicidade humanas; mas a energia e o petróleo também produzem tipos de poluição que levam a doenças, degradação do meio ambiente, e, através do aquecimento global, consequências potencialmente severas para o desenvolvimento em muitas partes do mundo (Tsalik & Schiffrin, 2005: 46).

Viana (2013) defende que a relação entre os recursos petrolíferos e o desenvolvimento sustentável deve ser almejado a partir do momento em que o Governo inicia as atividades extrativas e define políticas políticas e ações governamentais, que devem zelar pela eficiência e boa gestão dos recursos provenientes do petróleo em prol de melhoria de vida da população e a sustentabilidade econômica e ambiental, combatendo a corrupção, ganância e egoísmo em prol do interesse da população e/ou da sociedade.

Em 25 de setembro de 2015, a Assembleia Geral das Nações Unidas adotou a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, que busca estabelecer um consenso global para os próximos 15 anos. Os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) visam abordar alguns dos desafios econômicos, sociais e ambientais do mundo. São os governos dos países membros responsáveis pela implementação dos ODS, esses governos como responsabilidade estabelecer um ambiente propício, incluindo a criação de instituições e mecanismos de governança responsáveis e inclusivos, e o desenvolvimento e a direção de planos de ação nacionais dos ODS. Eles também projetam, implementam e reforçam as políticas, legislação e regulamentos que governam a sociedade, inclusive o setor de petróleo e gás. Isso inclui o estabelecimento de proteção ambiental e de direitos humanos e uma gestão responsável e transparente das receitas de petróleo e gás (CNI, 2017:28-33).

Para CNI (2017), a produção de petróleo e gás pode promover o desenvolvimento econômico e social, proporcionando acesso a energia abundante e com preço acessível, gerando oportunidades de emprego decente, fomentando o desenvolvimento de negócios e habilidades profissionais, além de colaborar para uma maior arrecadação de impostos e melhoria de infraestrutura, nos países onde atua.

2.5. Estudos Realizados sobre Recursos Petrolíferos em STP

Na expectativa de obter extrair petróleo no Arquipélago a ANP-STP no âmbito das suas actividades, encetou a análise e preparação das linhas gerais para estratégia de petróleo em São Tomé e Príncipe na área Offshore administrativamente dividida em duas províncias distinta a ZDC denominada de Zona de Desenvolvimento Conjunto e a ZEE Zona Económica Exclusiva, não obstante na área OnShore que seria a zona terrestre do país.

No sentido de se ter a estratégia do documento concentrado nos principais desafios presentes, acordou-se excluir assuntos relacionados com midstream (transporte do petróleo) e downstream (refinação e distribuição do petróleo). Todavia, assim que se passar para fase de produção deverão ser abordados.

Segundo a Estratégia do Sector Petrolífero da RDSTP (2008), os principais objectivos da gestão de recursos petrolíferos seria de:

Em primeiro lugar, pesquisa e exploração eficiente dos recursos, com o propósito de otimizar o rendimento líquido das operações petrolíferas. Na prática esse objectivo seria de tentar reduzir os custos das operações.

No segundo lugar, seria o da gestão eficiente da receita. Fazendo com que a receita proveniente das operações petrolíferas seja de facto utilizados para criar benefícios duradouros para o País, a longo prazo. Que seria na prática a utilização das receitas petrolíferas de uma maneira e a um ritmo que fortaleça a economia e melhore a qualidade de vida da população.

‘E prudente andar a um ritmo moderado na exploração que seja proporcional aos interesses dos Santomenses em conformidade com as normas da ZDC, um ritmo maios moderado das operações permitirá ganhar experiencia e dará tempo ao avanço global da tecnologia, não obstante, as instituições de STP necessitam de melhorar o seu know-how de forma a exercerem uma maior influencia nas actividades petrolíferas (Estratégia do Sector Petrolíferos de RDSTP, 2008:25:26)

CAPÍTULO 3. METODOLOGIA DO TRABALHO DE PROJETO

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para a elaboração do trabalho de projeto. Inicia-se com a definição e delimitação do problema estabelecido no capítulo de introdução, seguindo-se a apresentação dos objetivos formulados que visam a sua resolução. Descreve-se detalhadamente a abordagem metodológica adotada, incluindo a definição dos instrumentos de recolha de dados que foram considerados. O capítulo finaliza com a proposta de uma estrutura para o Modelo de Gestão de Recurso Petrolíferos para STP, elaborada de acordo com o enquadramento teórico e a revisão bibliográfica realizada no segundo capítulo.

3.1. Definição e Delimitação do Problema e dos Objetivos

Como anteriormente apresentado, o problema subjacente ao presente trabalho de projeto relaciona-se com a indefinição existente por parte dos responsáveis do sector petrolífero de STP sobre o modelo de gestão dos recursos petrolíferos a adotar, face ao seu eventual impacto sobre o crescimento e desenvolvimento sustentável e a construção de uma sociedade mais justa e igualitária.

Deste modo, o objetivo geral deste trabalho consistiu em propor um modelo de gestão dos recursos petrolíferos para STP que incentive o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável do território e da população. Contribuem para alcançar este objetivo principal os seguintes objetivos específicos:

- Caracterizar o percurso do sector e dos recursos petrolíferos em STO;
- Identificar os principais modelos de gestão dos recursos petrolíferos utilizados por alguns países produtores de petróleo, sobretudo os do Golfo da Guiné, nomeadamente, Angola, Nigéria e Guiné Equatorial, refletindo sobre os resultados alcançados para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável;
- Analisar o modelo de gestão dos recursos petrolíferos da Noruega pelo seu contributo para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável;
- Conhecer a opinião de especialistas e intervenientes no sector petrolífero de STP sobre o modelo de gestão a adotar para incentivar o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável;
- Propor um modelo de gestão de recursos petrolíferos adequado a STP e às suas metas de crescimento económico e desenvolvimento sustentável.

3.2. Método de Recolha dos Dados

O conceito de método explica os procedimentos desenvolvidos durante um trabalho de investigação (Marconi & Lakatos, 2017). No que corresponde ao método de recolha dos dados, a sua escolha depende da natureza do trabalho a realizar e dos seus objetivos, considerou-se uma abordagem qualitativa e uma pesquisa aplicada, que permite gerar conhecimentos para aplicação prática, dirigidos à solução de problemas específicos, envolvendo verdades e interesses locais (Malhotra, 2012). Recorreu-se ainda, à pesquisa exploratória, de fontes secundárias, pesquisa bibliográfica e à pesquisa conclusiva-descritiva através dos métodos da entrevista e de observação.

Obter conhecimento sobre o que existe acerca de um determinado tema a estudar, assim como explicitar e clarificar ideias e estabelecer prioridade são as valências da pesquisa exploratória (Silvério, 2003). Daí que todos os estudos que procurem descobrir, aprofundar ou esclarecer ideias, adquirindo maior familiaridade com o tema ou fenómeno em questão, devem recorrer à pesquisa exploratória (Malhotra, 2012). Este é o caso do presente trabalho de projeto, realizado pela necessidade de resolver um problema relacionado com a indefinição do Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos a adotar em STP, para o qual a pesquisa exploratória permite obter mais informação e mais profundo conhecimento.

O estudo iniciou-se com a pesquisa exploratória (documental e bibliográfica), a que se seguiram os métodos de observação e de comunicação. A consulta e análise de fontes secundárias de origens diversas constituiu a pesquisa exploratória, cujo propósito foi o de levar o investigador a contactar com tudo o que já foi produzido e publicado sobre o tema em estudo. Essas fontes englobaram a análise documental de livros, artigos científicos, jornais e publicações oficiais e da internet, que permitiram redigir o enquadramento teórico de suporte ao trabalho de projeto e, a pesquisa bibliográfica e revisão dos principais estudos e publicações sobre os modelos de gestão dos recursos petrolíferos e a sua ligação ao crescimento económico e desenvolvimento sustentáveis.

Na revisão bibliográfica, distintas técnicas de leitura foram usadas: leitura de reconhecimento para apurar a presença de informação necessária, leitura seletiva para separar, para seccionar e escolher as informações com interesse e que se aplicam ao contexto do estudo, leitura crítica e reflexiva para estabelecer os limites da informação

científica a considerar e aprofundar a reflexão e compreensão. Esta pesquisa bibliográfica permitiu identificar diferentes estruturas de Modelos de Gestão de Recursos Petrolíferos para elaboração do modelo a propor, que vai absorver conteúdos e conhecimento a mais do que uma tipologia de modelo.

Uma vez finalizada a pesquisa exploratória, passou-se à pesquisa conclusivo-descritiva, com o propósito de obter dados oriundos de fontes primárias, essenciais para a identificação do modelo que melhor se ajusta à situação de STP e para a elaborar a proposta do Modelo de Gestão de Recursos Petrolíferos para STP, o objetivo do presente trabalho de projeto. Os métodos de recolha de dados considerados foram o de comunicação e o de observação.

O método da comunicação requer a realização de uma entrevista a um indivíduo ou população, utilizando para tal, instrumentos de recolha da informação como os questionários escritos ou verbais, estruturados ou não em grupos de questões (Silvério, 2003). O método de observação debruça-se na obtenção de informação sobre comportamentos de indivíduos relacionados com um determinado fenómeno (Silvério, 2003). Este último é considerado por Moreira (2006) uma ferramenta essencial na investigação social, devendo ser sistematicamente planificada, controlada e submetida a controlos de objetividade, fiabilidade e previsão.

A entrevista semiestruturada foi o instrumento escolhido para ser usado no âmbito do método de comunicação por possibilitar, por um lado, sistematizar a realização através de uma organização das questões previamente definidas e, por outro, ao não existir grande rigidez nessa organização e estrutura, flexibilização na realização das questões e a sua adaptação às características do entrevistado. A realização das entrevistas, foi precedida de contactos prévios com os especialistas selecionados, foram realizadas presencialmente durante Dezembro de 2020.

A entrevista semiestruturada adotada baseou-se num guião previamente preparado e estruturado que se encontra em anexo (Anexo 1). O guião, que permitiu orientar a realização da entrevista, encontrava-se estruturado em 4 secções. A primeira secção tratou da Identificação do entrevistado, a segunda do Diagnóstico da situação dos recursos petrolíferos a terceira da Importância do petróleo para diminuir a dependência económica externa e por último a quarta das Bases de um modelo de gestão dos recursos petrolíferos.

A estrutura usada na elaboração do guião assentava em perguntas abertas que não limitaram o entrevistado a falar abertamente sobre todas as componentes e envolventes do sector petrolífero. O principal objetivo do guião da entrevista era o de conhecer a visão do entrevistado sobre o modelo de gestão a usar. O guião permitiu ainda saber o perfil pessoal e profissional do entrevistado e o seu papel no universo do setor petrolífero de STP.

A técnica da observação participante foi usada, no âmbito das atividades profissionais do investigador, para ponderar o uso de alguma informação recolhida e também para aprofundar conteúdos relativos aos objetivos desejados do modelo a propor. Esta observação ocorreu no ambiente profissional do investigador e no âmbito da ANP-STP, organização onde participa e intervêm, assumindo, desta forma, o papel de instrumento-chave para o trabalho desenvolvido, que não requereu, pela sua natureza e características, da utilização de métodos e técnicas estatísticas.

Segundo Moreira (2006) a observação participante, que pode englobar diversas técnicas de pesquisa (entrevista, análise documental, compilação de estatísticas, recurso a especialistas e observação direta), permite uma interação desejável entre o investigador e o ambiente em estudo.

É ainda de referir que o investigador, juntamente com responsáveis da ANP-STP, participou em sessões de reflexão que visavam apoiar os desenvolvimentos do modelo.

3.2.1 Guião da Entrevista

Conforme definido na metodologia da pesquisa, a pesquisa qualitativa foi efectuada através da realização de entrevista do tipo semiestruturado, seguindo um guião de questões provenientes do quadro teórico e matérias mais específicas relativas ao objeto de estudo de estudo que se pretenderam aprofundar.

Não obstante, os objetivos das entrevistas com os responsáveis das Instituições públicas ligada ao sector petrolíferos e com os especialistas da área foram no sentido de aumentar o conhecimento sobre o tema; avaliar a pertinência do estudo e a sua contribuição na prática; e recolher subsídios para melhorar a qualidade da pesquisa quantitativa.

Para os entrevistados, foi elaborado um guião de entrevista de forma a explicar os conhecimentos e experiências de cada um dos entrevistados.

O guião de entrevista elaborado para os responsáveis do sector petrolíferos e especialistas da área é constituído por 3 grandes questões, dentre elas, centram-se as questões como

Diagnóstico da Situação dos Recursos Petrolíferos, Importância do Petróleo para Diminuir a Dependência Económica Externa e Base de um Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos.

3.2.2 Entrevista

Como em qualquer técnica de trabalho, o instrumento de recolha de dados (quer se trate do questionário, quer de uma entrevista gravada) representa, ao mesmo tempo, um prolongamento da capacidade de entendimento do investigador na procura de sentido (Ana Barbosa, 2012:92).

Para Ana Barbosa (2012), a eficácia na utilização da técnica da entrevista em profundidade não só depende do domínio da metodologia em que se insere, mas também exige uma atitude “antropológica” do entrevistador, a mesma autora defende ainda de que a relação do entrevistador com o entrevistado deverá transformar-se, durante a entrevista, numa relação de confiança, o que pressupõe uma certa familiaridade com a população em estudo. Mas não se trata de criar intimidade com a pessoa em causa, o que em muitos casos provoca efeitos negativos, limitando quer a espontaneidade do entrevistado, quer a própria capacidade do entrevistador de se deixar surpreender.

Para Ana Barbosa (2012), uma entrevista corresponde sempre a uma versão de uma história. Por um lado, sempre que alguém quer falar de si ou do que pensa, conta-se a alguém em concreto e numa determinada circunstância.

Para elaboração desse trabalho de investigação aplicamos entrevistas do tipo semiestruturadas que são normalmente conduzidas com base em tópicos específicos a partir dos quais se criaram as questões. E como tal, para realização da entrevista foi elaborado um guião de entrevista semiestruturada (Anexo II), constituído por diversas questões, organizadas em Diagnóstico da Situação dos Recursos Petrolíferos, Importância do Petróleo para Diminuir a Dependência Económica Externa e a base de um Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos

A entrevista desse trabalho integra a pesquisa exploratória com a finalidade de obter uma maior familiaridade e conhecimento com a gestão dos recursos petróleo em STP.

Para materializar esta fase da pesquisa foram selecionados cinco responsáveis das Instituições ligada ao sector dos petrolíferos em STP.

De igual modo, foram solicitadas entrevistas a um especialista geólogo ligado ao setor, um especialista em economia, a um académico, ao representante das Federação Não Governamental de STP (FONG-STP) e ao diretor do Gabinete de Registo e Informação Publica que é vocacionada para publicar todas as informações ligada a indústria extrativa de São Tomé e Príncipe.

Os entrevistados foram previamente informados através de comunicação escrita do que continha a apresentação e contextualização (Anexo II). Após o envio da comunicação escrita foi efetuado novo contacto para agendamento da data e o da entrevista o que teve algum constrangimento em materializar tendo em conta a situação pandémica da COVID-19 que se tem vivido nos últimos anos.

3.3 Tratamento e Análise dos Dados

A análise de dados é o processo de busca e de organização sistemático de transcrições de entrevistas, de notas de campo e de outros materiais que foram sendo acumulados, com o objectivo de aumentar a sua própria compreensão desses mesmos materiais e de lhe permitir apresentar aos outros aquilo que encontrou (Ana Agostinho, Lisboa, 2015:30).

Após a recolha de toda a informação resultante da investigação em curso, procedeu-se ao tratamento e análise de dados. A partir dos dados recolhidos procedemos à transcrição das entrevistas e à análise da valoração feita pelos entrevistados. Para esta última análise utilizamos as funcionalidades do programa Excel na elaboração das Figuras e no cálculo da estatística descritiva.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS

Neste capítulo, após caracterização dos entrevistados, expõem-se os resultados obtidos com a seguinte sequência: avaliação dos diferentes aspetos do sector petrolífero de São Tomé e Príncipe, reflexão sobre a estrutura do modelo de gestão a propor e modelo de gestão dos recursos petrolíferos de São Tomé e Príncipe.

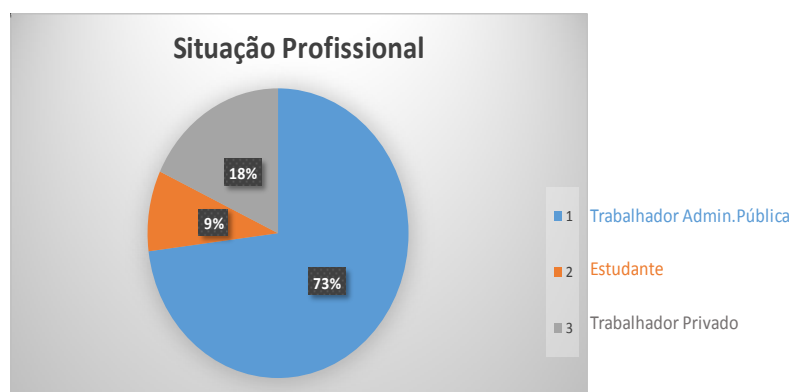
4.1 Caracterização dos Entrevistados

As entrevistas, realizadas em São Tomé no período de tempo compreendido entre 15/12/2020 e 24/02/2021, resultaram na obtenção da opinião de onze indivíduos, cuja caracterização se apresenta na Tabela 15. Os entrevistados representam cinco diferentes entidades (Governo, ANP, Academia, GRI e Sociedade Civil), e têm experiências distintas obtidas na indústria petrolífera e, também da sociedade civil. São maioritariamente trabalhadores da administração pública (73%), mas também trabalhadores do sector privado (18%) e estudantes (9%) (Figura 9).

Tabela 15. Caracterização dos Entrevistados

Sector	Entrevistado	Entidade	Cargo	Data
Publico	A	GOVERNO	Antigo Ministro da Presidência	15/12/2020
Publico	B	ANP-STP	Ex-Diretor Jurídico	22/12/2020
Publico	C	FONG	Secretario Permanente	09/01/2021
Publico	D	ANP-STP	Ex-Diretor Administrativo e Relações Públicas	12/01/2021
Publico	E	Professor USTP	PhD no domínio de economia	20/01/2021
Publico	F	ANP-STP	Geólogo	28/01/2021
Academico	G	Sociedade Civil	Estudante	07/02/2021
Publico	H	ANP-STP	Atual Diretora Económica	09/02/2021
Publico	I	GRIP	Atual Diretor	15/02/2021
Publico	J	ANP-STP	Ex-Director Executivo	17/02/2021
Publico	K	ANP-STP	Atual Diretora Jurídica	24/02/2021

Figura 9. Situação Profissional dos Entrevistados



Fonte: Elaboração Própria

4.2 Leitura e Análise Descritiva das Entrevistas

Nesta secção fazemos uma leitura descritiva das entrevistas feitas.

4.2.1 Diagnóstico da situação dos recursos petrolíferos

Neste subcapítulo apresentam-se de maneira resumida, os principais resultados obtidos pela aplicação da entrevista, que se consideram relevantes para o trabalho de investigação em epígrafe. A recolha das opiniões dos entrevistados ilustrados na Tabela 15 sobre o modelo de gestão de recursos petrolíferos adequado para STP em que foram entrevistadas 11 individualidades foi garantido durante a entrevista o anonimato da mesma, razão pela qual os mesmos aparecem no quadro de caracterização dos entrevistados identificados por letras.

Alguns dos entrevistados são quadros e dirigentes da Agência Nacional do Petróleo de São Tomé e Príncipe, Membro do Governo, diretores de função públicas, secretário permanente da FONG (Federações das Organizações não Governamentais), professores da USTP (Universidade São Tomé e Príncipe) e economista e o diretor da GRIP.

Apos a recolha das opiniões no que tange a gestão do diagnóstico da situação dos recursos petrolíferos, os entrevistados A, B, C e D defenderam que São Tomé e Príncipe não está preparado para avançar para outros passos de exploração petrolífera, pois ainda é importante diagnosticar-se mais a situação para não se precipitar no avanço para outras fases. Já os entrevistados E e F acreditam que o país está no bom caminho quanto a essa questão, segundo as suas opiniões o Estado deve ter cautelas nos diagnósticos para evitar falha e insucessos futuros.

Para o E, embora desde a independência até a liberalização política e económica do setor do petróleo em 2020 tem-se alcançado muitos resultados, há que fazer mais antes de se partir para as fases seguintes, esse entrevistado justifica dizendo que o processo não tem estado a imprimir a celeridade e a transparência devida. Em relação à gestão estratégica, o entrevistado E diz que se têm recolhido uma qualidade de dados sísmicos e tem-se tido uma boa visão e plano estratégico. Para E, no âmbito do financiamento e investimento, a atração de investidores qualificados é pertinente assim como também uma especial atenção no que tange ao conteúdo local. O mesmo entrevistado diz que a gestão dos recursos humanos na área do petróleo, sobretudo na formação dos recursos na área do petróleo e a criação de cursos médios e superiores na área do petróleo, é extremamente importante para o país nesta fase, assim como a gestão da aplicação dos fundos petrolíferos a outros setores de atividade tem sido mais efeito no setor da educação e saúde, embora acredite que se deve também dar atenção ao setor produtivo com a criação de novas infraestruturas de apoio à actividade produtiva.

O entrevistado G acredita que tudo está sendo feito em prol do benefício nacional. Nas suas opiniões proferidas, enfatiza que o Estado deve tomar todas providências para ser o garante do sucesso do diagnóstico, devendo o Estado tirar exemplos das experiências já vividos por outros países. Para os entrevistados H, I, J e K, tudo se tem feito de modo a garantir um bom diagnóstico da situação dos recursos petrolíferos e para tal tomou-se em consideração todos os indicadores que permitiram realizar o diagnóstico esperado da situação dos recursos petrolíferos.

O entrevistado F afirma que é preciso fazer mais diagnósticos, embora considere que se tem conseguido desde a independência até a liberalização política bons resultados. Diz também que na gestão estratégica tem se conseguido bons resultados na definição dos blocos como na qualidade de dados sísmicos recolhidos e reforça que na gestão da aplicação dos fundos petrolíferos aos outros setores de atividade tem-se beneficiado mais o setor social e da saúde, justificando ainda que face aos recursos disponíveis os resultados parecem ajustados.

O entrevistado J ao atribuir uma pontuação intermédia ao diagnóstico, permite dizer que STP não está em termo desta questão preparado para se avançar para outros passos de exploração, pois ainda é importante diagnosticar-se mais a situação para não se precipitar no avanço para outras. Este inquirido defende ainda que a gestão dos recursos humanos na área do petróleo sobretudo no que tange a formação dos recursos na área

científica desse sector está muito aquém, bem como a criação de cursos médios na área do petróleo.

No que refere aos trabalhos já realizados, para o entrevistado K evolui-se bastante desde a independência até à liberalização política do sector no período de 2000, mas que concretamente essa evolução viu-se mais no período compreendido entre 2000 e 2020. O entrevistado alega ainda que isso se deve à criação da lei-quadro das receitas petrolíferas que permite que não haja desvios e realça ainda que é necessário melhorar gestão do fundo para projetos sociais e de formação. Este entrevistado considera ainda que embora na gestão estratégica se tenha alcançado ótimos resultados quanto à definição dos blocos é preciso esforços na melhoria do plano estratégico e na atração de investidores qualificados internacionais. Quanto à gestão da aplicação dos fundos petrolíferos a outros setores de atividade defende a aplicação massiva dos fundos no setor da educação e saúde.

4.2.2 Importância do petróleo para diminuir a dependência externa

O entrevistado A é de opinião que os recursos petrolíferos não é o garante da economia para diminuir a dependência económica externa, o entrevistado pensa que o país deve resolver a questão da dependência económica externas com outras políticas e não na utilização dos recursos provenientes da possível exploração do petróleo, o mesmo diz ainda que o sector que tem sido beneficiado mais com os recursos petrolíferos tem sido o sector social e de infraestrutura, mas que no entanto, o sector que deveriam ter necessidade absoluta ou imperativa dos benefícios dos recursos petrolíferos deveriam ser o sector de Infraestruturas e sector Ambientais. Durante a entrevista o entrevistado B, nas suas opiniões considera que os recursos provenientes da possível exploração petrolífera têm pouco impacto na diminuição da dependência económica externa, defende que para se diminuir essa dependência e' preciso implementar políticas direcionadas para o efeito, acrescenta ainda que os recursos petrolíferos podem sim influenciar outros indicadores capazes de proporcionar essa diminuição de maneira indireta. Esse entrevistado diz que desde que se iniciou esse processo do Doesse Petróleo até o ano 2020 os sectores mais beneficiados tem sido sector Social e Infraestruturas que, no entanto, os sectores que devem ter necessidades absolutas ou

imperiosa na utilização desses recursos devem ser os sectores Produtivos e Sociais num primeiro momento e depois os sectores Sociais e por último ambientais.

O entrevistado E refuta opinião de que os recursos provenientes da possível exploração petrolíferas não pode ser diretamente implementado para diminuir a dependência económica externa, mas sim, a boa prática de utilização desse recurso poderá no seu devido momento promover condições para que essa dependência venha diminuir. Esse entrevistado considera que os sectores mais beneficiados com os recursos petrolíferos até os anos de 2020 tem sido sectores Sociais e Infraestruturas, não obstante, o E, acrescenta de que os sectores que deveriam e devem ter necessidades absolutas ou imperiosa desse recurso seria em primeiro momento o sector produtivo, depois Infraestruturas e Sociais, e no terceiro momento o Ambiente.

Enquanto, que já o entrevistado F nas suas opiniões que os recursos provenientes da possível exploração petrolíferas por si desempenhar um grande papel na Diminuição da Dependência Económica Externa, caso esse recurso vir a ser bem implementado na economia do país. Para o F os sectores mais beneficiados dos recursos petrolíferos até então tem sido os sectores Sociais, Infraestruturas e ambientais, não obstante o entrevistado considera que os sectores que ter necessidades absolutas ou imperiosas desses recursos devem ser sectores sociais, Produtivos, Infraestruturas e Ambiente. O entrevista I não atribui ao recursos petrolíferos a importância de diminuir a dependência económica externa, para ele os setores que até 2020 considera terem sido mais beneficiados com os recurso petrolíferos em São Tomé e Príncipe tem sido o sector social, Infraestrutura, afirma ainda de que os sectores que considera não terem necessidade de apoio proveniente da atividade do petróleo após o ano de 2020 são precisamente os setor social e produtivo, para esse entrevistado os setores que considera terem necessidade absoluta/imperativa das ajudas dos recursos petrolíferos são setor social e as infraestruturas.

O entrevistado J partilha das mesmas opiniões do entrevistado A, entretanto, na sua opinião o sector que mais beneficiados dos recursos petrolíferos foram o sector social, infraestrutura e governação, e que, no entanto, os sectores que têm necessidades absolutas ou imperiosa nos benefícios desses recursos são os sectores Sociais, Infraestrutura e Governação.

O entrevistado K defende nas suas opiniões de que os recursos provenientes das possíveis explorações petrolíferas não podem ser utilizados como mecanismo para diminuição da dependência económica externa, devem sim, criar política de incentive

essa diminuição, para esse entrevistado o país deve cingir numa gestão transparente para evitar distorções económicas e um aumento de corrupção. Esse entrevistado considera que os sectores que tem vindo a beneficiar dos recursos petrolíferos são sectores Sociais e de Infraestruturas, mas que no entanto, deveriam beneficiar de forma absoluta e imperiosa desses recursos os sectores Produtivos, Infraestrutura e Governação.

4.2.3 Bases para um modelo de gestão dos recursos petrolíferos

Durante o processo de recolha de opiniões nas entrevistas, o entrevistado A defendeu que o modelo de gestão de recursos petrolíferos que STP deve adotar deve ser totalmente privado, com um nível de transparência de fiscalização pelo Parlamento, com divulgação pela comunicação social e relatórios disponibilizado ao público. O entrevistado é de opinião que STP deveria adotar o modelo de gestão dos recursos petrolíferos da Noruega, porque esse é um modelo que deu provas de sustentabilidade da indústria, um modelo que não torna a economia totalmente dependente de petróleo e um modelo que garante uma distribuição equilibrada de recursos entre as diferentes gerações.

Para o entrevistado B, o modelo deve basear-se numa parceria entre o Estado e o sector privado, gerido pela ANP-STP e fiscalizado pelo Governo. Este entrevistado também partilha da opinião que o modelo base de gestão de recursos petrolíferos deve ser baseado no modelo Norueguês, pelas mesmas opiniões já partilhadas por outros entrevistados, por ser um modelo que deu provas de sustentabilidade da indústria, um modelo que não torna a economia totalmente dependente de petróleo e um modelo que garante uma distribuição equilibrada de recursos entre as diferentes gerações.

O entrevistado E nas suas opiniões, defende que a base do modelo de gestão de recursos petrolíferos, deve ter como base uma parceria entre o Estado e o sector privado, também partilha ideia que deve ser gerido pela ANP-STP e fiscalizado pelo Governo, e considera que STP deve ter como base o modelo Norueguês, no entanto, corrobora a ideia que se deveria colher alguns subsídios no modelo do Timor Leste, por serem duas zonas de exploração com características semelhantes as nossas.

O Entrevistado F, é de opinião que a base do Modelo de Gestão dos recursos petrolíferos, deve ser totalmente privado, esse modelo deve proporcionar uma parceria entre o Estado e o privado, deve ser gerido pela ANP e BSTP e fiscalizado pelo

Governo. Este entrevistado apresenta o modelo da Noruega como o modelo a referenciar pelas razões aduzidas anteriormente pelos outros entrevistados.

Em resposta à questão sobre a Base de um modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos, o entrevistado I afirma que para o modelo de base de gestão dos recursos petrolíferos em São Tomé e Príncipe o modelo deve ser uma parceria entre o Estado e o sector privado, a governança do modelo e a tomada de decisão deve ser feita pela ANP-STP em coordenação com o papel a desenvolver pelo Banco Central, fiscalizado sempre pelo Governo

Para o entrevistado J, o modelo deve ser totalmente centralizado no Estado, deve ser gerido pela ANP-STP e fiscalizado pelo Governo através do parlamento, deve ser um modelo baseado no contrato de partilha de produção como é defendido por todos os entrevistados. Este entrevistado defende que o modelo deve se basear no modelo de gestão de recursos petrolíferos Norueguês, pelas mesmas razões defendidas pelos outros entrevistado, mas acrescentando com adaptação da realidade santomense para ter em conta os aspetos psicossociais da sociedade santomense.

O entrevistado K considera que o modelo deve ser baseado numa parceria entre o Estado e os sectores privados, gerido pela ANP-STP e o Banco Central. Este entrevistado defende que as entidades privadas internacionais devem exercer um papel influenciador nesse processo, o modelo deve basear no modelo de contrato de partilha de produção. O entrevistado é de opinião que o Modelo de Gestão dos recursos petrolíferos deve ser baseado no modelo do Botswana, por ser um modelo com pouca intervenção do Estado e que está centrado no papel das comunidades que é o mais importante pilar das sociedades.

4.3 Valoração dos Diferentes Aspetos do Sector Petrolífero de STP

Nesta secção analisamos as diferentes valorações que os entrevistados deram a cada item para que lhes foi pedida opinião.

4.3.1 Valoração histórica do sector petrolífero

De acordo a ANP-STP (2015) a história do petróleo em São Tomé e Príncipe inicia-se em 1876. Nessa data o primeiro Governador do Banco Nacional Ultramarino, Francisco de Oliveira Chamiço, requere ao Secretário dos Negócios da Marinha e Ultramar uma autorização de prospeção do petróleo na ilha de São Tomé. Todavia. Este pedido não foi

aprovado pelo Governo de então e a referida solicitação não teve seguimento. Como consequência desta resolução o País ficou um longo período interdito de realizar quaisquer atividades de prospeção e pesquisa de hidrocarbonetos.

Após a independência, em 1989, o Governo celebrou com a empresa *Island Oil Corporation* (IOC) um acordo de concessão para a perfuração. A IOC começou a perfurar perto das exsudações de petróleo de Uba Budo e Morro Peixe onde foram feitos dois furos on-shore de exploração Uba-Budo 1 e Cecilio Gonçalves 1.

Nessa conjuntura a trajetória dos Órgãos de Gestão do setor petrolífero sofreu evoluções consideráveis, o que levou a que política para o setor não fosse clara e objetiva:

1997 – Criação da STPETRO (extinta em 1999);

1999 – Criação da Comissão Nacional de Petróleo (extinta em 2002);

2001 – Criação da PETROGÁS (Sociedade de Petróleo e Gás em São Tomé e Príncipe);

2001 – Assinatura do Tratado que estabelece a ZDC e a Autoridade Conjunta

A partir do ano de 2004 que o Governo de São Tomé e Príncipe entrou no processo de estruturação e consolidação do quadro institucional de gestão do setor petrolíferos de país, com acessória institucional tendo como pano do fundo dois pressupostos: 1) garantir uma exploração eficaz e eficiente dos recursos petrolíferos; e 2) assegurar a adequada gestão das receitas petrolíferas de forma que acautele no máximo de benefícios para a população.

O Estado, através do DL n.º 5/2004 de 30 de Junho, cria a Agência Nacional do Petróleo-STP, definindo-o como órgão de gestão e controlo das atividades petrolíferas para a ZEE.

A Agência Nacional do Petróleo de São Tomé e Príncipe tem como função de regular e fiscalizar a atividade de exploração, produção e transporte de petróleo, gás e seus derivados, regular e controlar a qualidade dos produtos petrolíferos e negociar e celebrar, em representação do Estado, CPP e conceder AP.

Foram também criadas as seguintes entidades:

Conselho Nacional do Petróleo (DL n.º 3/2004);

Comissão de Fiscalização do Petróleo (Lei n.º 11/2006); e

Gabinete de Registo e Informação Pública (Lei n.º 11/2007).

O Modelo de CPP é criado através do Decreto-Lei n.º.11/2008 de 29 de maio. Nesse

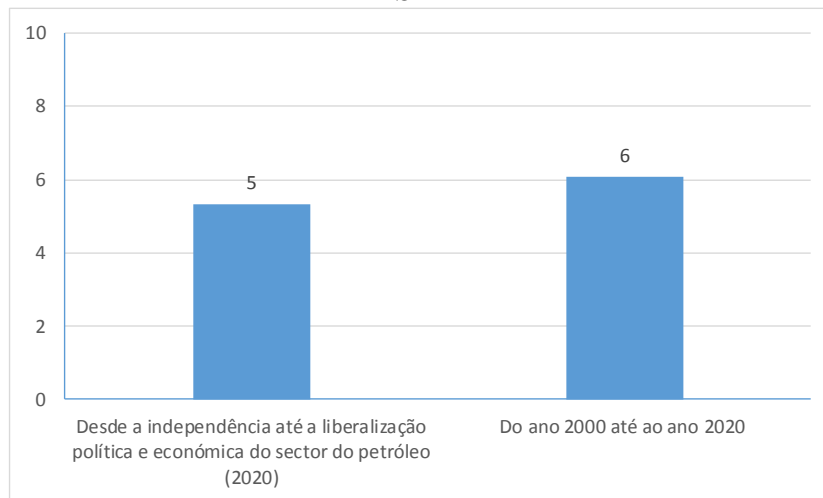
Decreto está os aspetos económicos e fiscais do CPP, onde diz que esse contrato de exploração tem uma duração de 28 anos, sendo: 1) Período de Pesquisa e Avaliação: Três fases: 4 anos + 2 anos + 2 anos; 2) Período de Produção: 20 anos com possibilidade prorrogação por mais de 5 anos.

Em 2008 foi provada a Estratégia do Sector Petrolífero na RDSTP (Aprovada pelo Governo no Conselho de Ministros de 16 de Abril de 2008) e em 2010 realizou-se o 1º Leilão do de Blocos para ZEE.

Ainda no âmbito da evolução legislativa de realçar a criação da Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas (Lei nº.8/2004 de 30/12) é assegurado os seguintes preceitos: 1) Conta Nacional do Petróleo, Onde deverão ser depositadas todas as receitas petrolíferas e as respectivas regras de movimentação; 2) Fundo Permanente de STP, onde parte das receitas deverão ser depositada para preservar para as gerações futuras; 3) Regras de “transparência e publicidade” de atos e documentos inerentes à atividade petrolífera; 4)

De acordo com a Figura 10, para os entrevistados a possível existência de recursos petrolíferos em São Tomé e Príncipe, tem sido uma situação que remonta desde a época colonial. Para eles tem havido uma evolução do dossier petróleo desde a independência até a liberalização política e económica desse setor no início do novo milénio. Os entrevistados valorizaram mais o sector do petróleo no período pós liberalização política e económica do que logo após a independência. Essa evolução tem demonstrado um crescimento acentuado a partir dos anos de 2000, com a criação de várias normativas que vem regular o setor.

Figura 10. Como valoriza a gestão dos recursos petrolíferos (dossier do petróleo) em STP

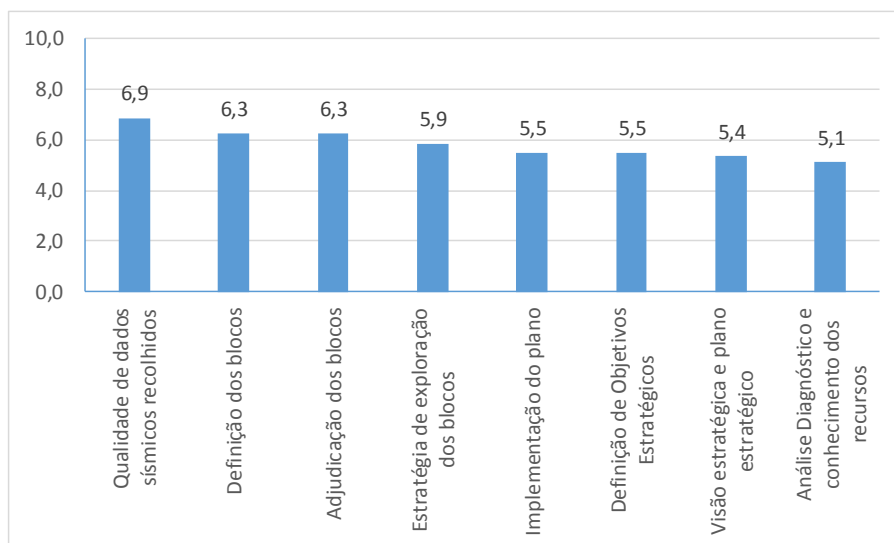


Fonte: Dados recolhidos pelo autor

4.3.2 Gestão estratégica dos recursos petrolíferos

Segundo os entrevistados numa gestão estratégica dos recursos petrolíferos a qualidade de dados sísmicos recolhidos, a definição dos blocos e a adjudicação dos blocos foram os aspectos mais valorizados das dimensões da gestão dos recursos petrolíferos em São Tomé e Príncipe, enquanto atribuem um menor valor aos outros aspectos, com ênfase para definição de objectivos estratégicos, a visão e plano estratégico e a análise diagnóstica e conhecimento dos recursos. A estratégia de exploração dos blocos e a implementação do plano apresentam valores intermédios (Figura 11).

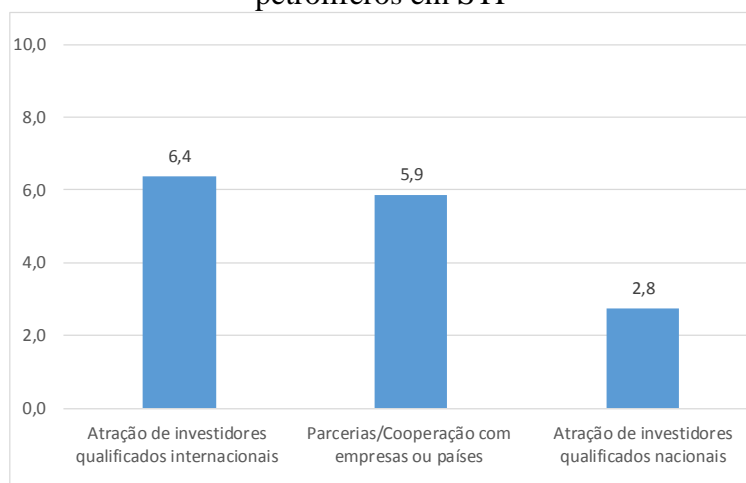
Figura 11. Valorização da Gestão Estratégica na gestão dos recursos petrolíferos em STP



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

No âmbito do financiamento e do investimento, os entrevistados defendem que a atração de investidores qualificados internacionais seria o ideal para o País seguindo-se de parcerias e cooperação com empresas e países, valorizando-as em primeiro lugar. O papel dos investidores qualificados nacionais é pouco valorizado (Figura 12).

Figura 12. Valorização do financiamento e investimento na gestão dos recursos petrolíferos em STP



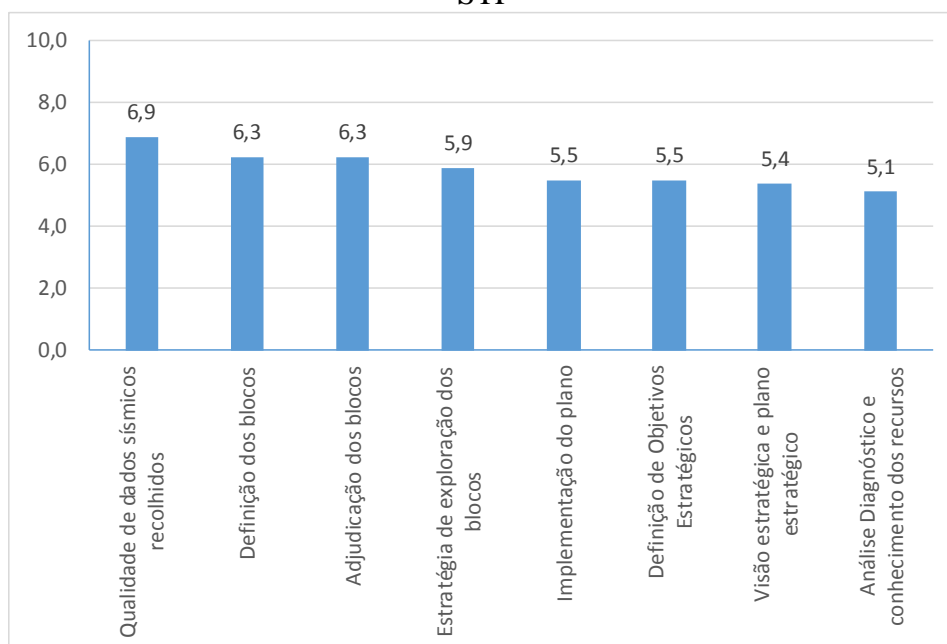
Fonte: Dados recolhidos pelo autor

A alocação de receita à conta Nacional de petróleo, como está definido na lei-quadro das receitas petrolíferas, é a métrica que defendem em primeiro lugar os entrevistados. Para eles antes de se pensar em fazer quaisquer investimentos é preciso salvaguardar as

receitas petrolíferas para não proporcionar que o país desemboque em corrupção. Para o combate a qualquer tentativa de corrupção com valores proveniente da exploração petrolífera parte essencialmente em transferir o valor, antes de qualquer situação, para a conta Nacional do petróleo. Os entrevistados, ainda no âmbito da gestão financeira, atribuem pouca importância na utilização de recursos mais no presente e menos para geração futuras.

Para os entrevistados a qualidade dos dados sísmicos recebidos é preponderante na valorização da Gestão Financeira na gestão dos recursos petrolíferos em STP (Figura 13). Isso permitirá avaliar uma determinada descoberta caso a haja e planificar a sua subsequente delimitação, avaliar a potencialidade do petróleo nos arredores do lugar considerado e no geral permitira ainda estabelecer as bases para a campanha promocional pelo país ou pelas companhias que atuam em seu nome, monitorar as operações do governo para assegurar o cumprimento das leis, regulamentos dos contratos (Estratégia do Setor Petrolífero na RDSTP, 2008, P.16). Embora não descartando da definição dos blocos que permitira o país fazer o bom controlo das áreas existentes e uma melhor gestão dos possíveis recursos petrolíferos como também da premissa de a adjudicação dos blocos. Não obstante, os entrevistados consideram em proporção semelhante a estratégia de exploração dos blocos, implementação do plano estratégico, definição do objectivo estratégico, visão estratégica, plano estratégico e análise do diagnóstico, conhecimento dos recursos.

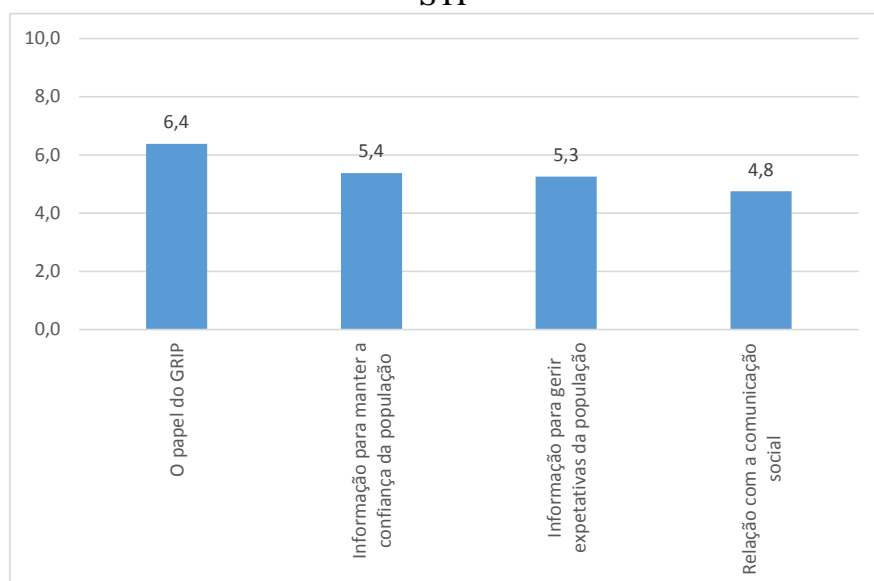
Figura 13. Valorização da Gestão Financeira na gestão dos recursos petrolíferos em STP



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

Durante a entrevista, os entrevistados cristalizam que a GRIP desempenha um importantíssimo papel na divulgação ao público de todas informações relacionadas com o setor petrolífero (Figura 14). Segundo eles demonstra um grande nível de transparência e faz com que todos interessados possam a qualquer momento ter informações dos blocos existentes, das empresas para os quais foram adjudicados como também dos operadores dos diferentes blocos, do teor dos contratos existentes entre o Governo e as empresas petrolíferas, dos valores do bônus de assinaturas e das fases de atividades estabelecidas nos contratos de partilha de produção. Os entrevistados afirmam que a relação com a comunicação social é a menos relevante, mas caso não seja bem cuidada pode trazer distorções na interpretação.

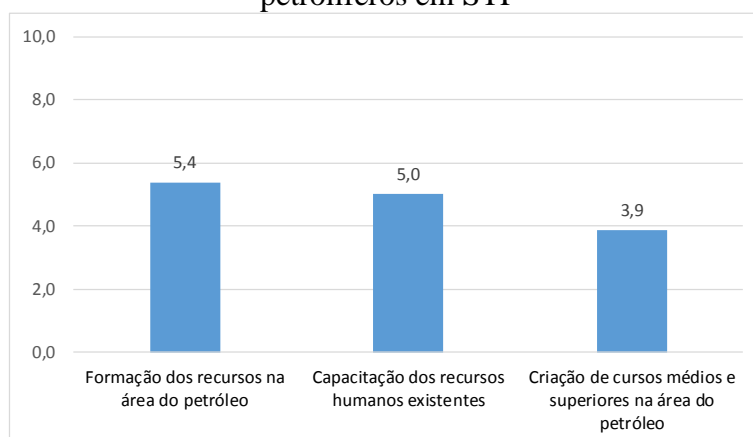
Figura 14. Valorização da Gestão da informação na gestão dos recursos petrolíferos em STP



Fonte: Dados recolhidos

A formação dos recursos humanos na área do petróleo é defendida pelos entrevistados, acreditam que na fase de preparação para possível exploração dos recursos petrolíferos o país precisa capacitar os recursos humanos para os futuros desafios (Figura 15). Se isso não for tido em conta STP acabará por importar recursos humanos para esse setor, o que não seria muito bom para economia do país, proporcionado saída de recursos que poderiam ser utilizados na economia familiar de STP para outros países. Um dos grandes desafios de vários países é como combater o desemprego e, esse seria uma métrica que poderia ajudar no combate ao desemprego. Os entrevistados atribuíram pouca importância à criação de cursos médios e superiores na área do petróleo, seria melhor que se criasse especializações e formações técnicas para o setor.

Figura 15. Valorização da Gestão dos recursos humanos na gestão dos recursos petrolíferos em STP

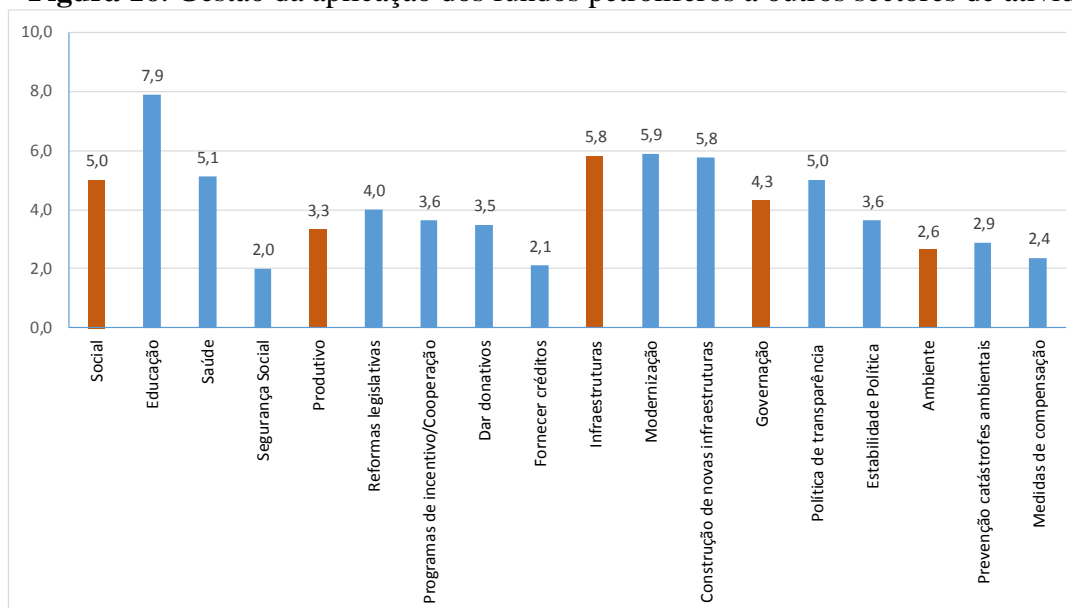


Fonte: Dados recolhidos pelo autor

4.3.3 Gestão da aplicação dos fundos petrolíferos a sectores de atividade

Dentro dos setores os entrevistados consideram mais a aplicação de fundos petrolíferos para o setor social e a infraestrutura (Figura 16). No subsetor é considerado pelos entrevistados o subsetor educação a área que deveria obter mais aplicação de fundos petrolíferos, enquanto que, no subsetor infraestrutura os entrevistados afirmam que deve ser aplicado em mesma proporção alocação de fundos petrolíferas para modernização e para construção de novas infraestruturas.

Figura 16. Gestão da aplicação dos fundos petrolíferos a outros sectores de atividade

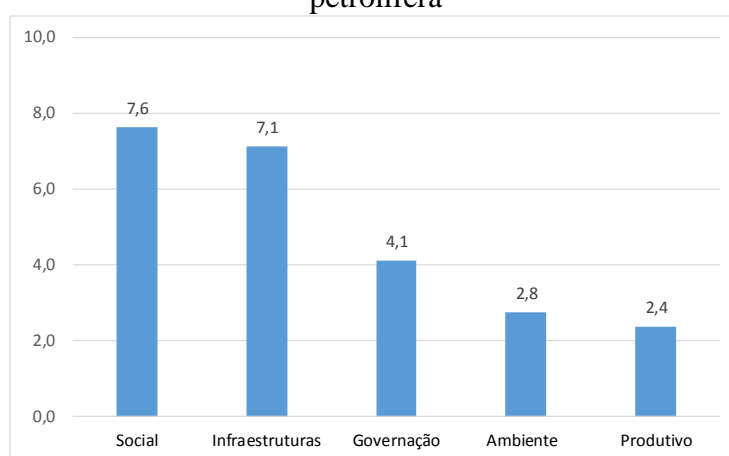


Fonte: Dados recolhidos pelo autor

4.3.4 Importância do petróleo para diminuir a dependência económica externa

Segundo os entrevistados, até 2020 o setor que consideram terem sido mais beneficiados com os recursos proveniente da atividade petrolífera tem sido o setor social e seguida do setor de infraestruturas, para eles o setor produtivo tem sido o menos beneficiado (Figura 17).

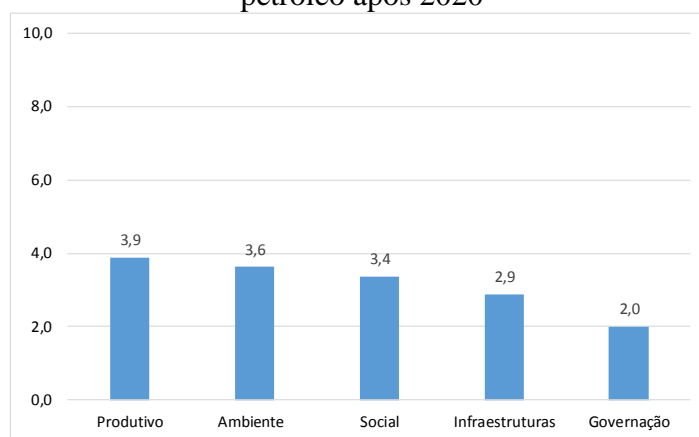
Figura 17. Setores mais beneficiados com os recursos provenientes da atividade petrolífera



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

Para os entrevistados, os setores que após o ano de 2020 considera não terem necessidade do apoio dos recursos proveniente da atividade do petróleo é o setor produtivo seguido do setor de ambiente (Figura 18).

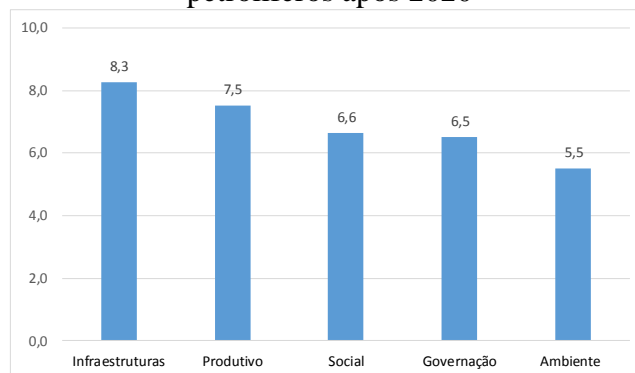
Figura 18. Sectores sem necessidade do apoio dos recursos proveniente da atividade do petróleo após 2020



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

Após 2020, que setores considera terem necessidade absoluta/imperativa da ajuda dos recursos petrolíferos segundo os entrevistados é o setor de infraestrutura seguida do setor produtivo (Figura 19).

Figura 19. Setores com necessidade absoluta e imperativa da ajuda dos recursos petrolíferos após 2020

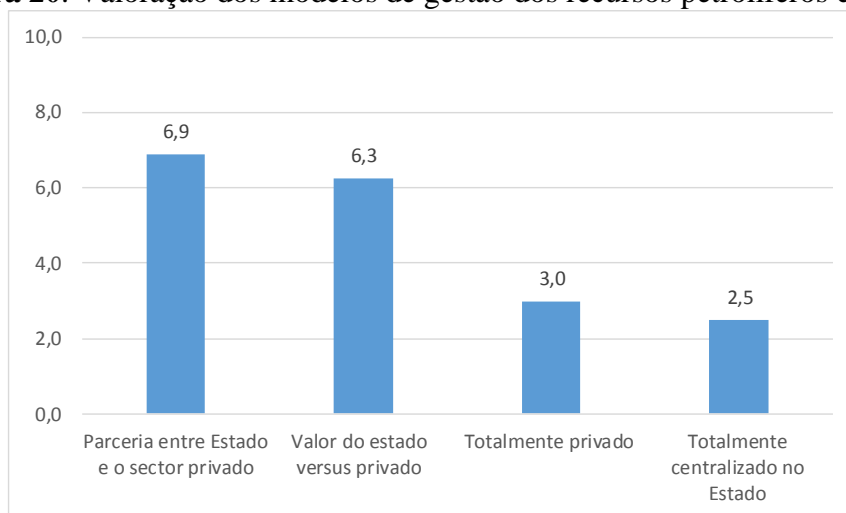


Fonte: Dados recolhidos pelo autor

4.3.5 Bases de um modelo de gestão dos recursos petrolíferos

Nesta secção apresenta-se a proposta de modelo de gestão de recursos petrolíferos, nas suas várias componentes. Para os entrevistados o modelo deve ter a sua base na parceria entre Estado e o setor privado, um modelo com valor atribuído ao Estado versus privados, para eles o modelo não pode ser totalmente centralizado no Estado nem totalmente privado (Figura 20).

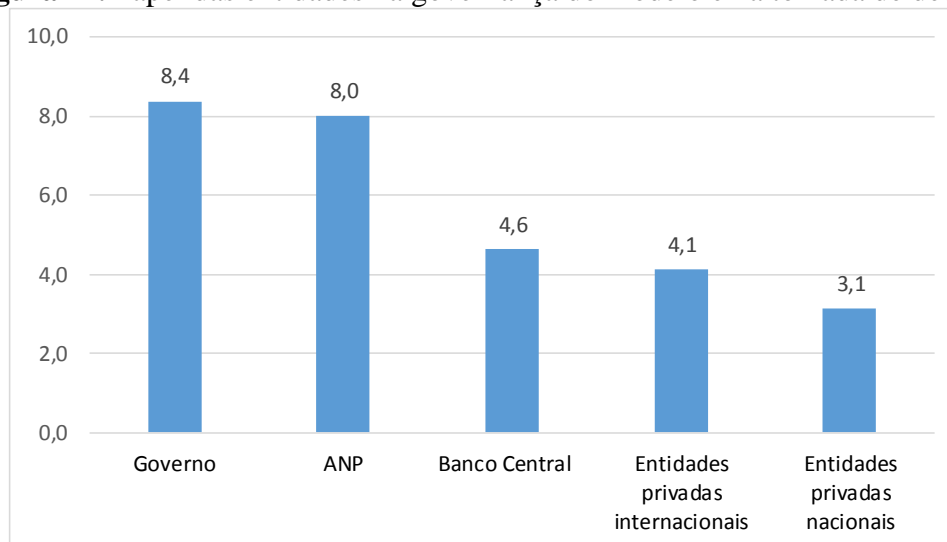
Figura 20. Valoração dos modelos de gestão dos recursos petrolíferos em STP



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

A governança do modelo de gestão petrolífera deve ter como base o papel de coordenação e fiscalização a desempenhar pelo governo em consonância com o papel da regulação a realizar pela ANP-STP em colaboração com o papel a desencadear pelo banco Central (Figura 21).

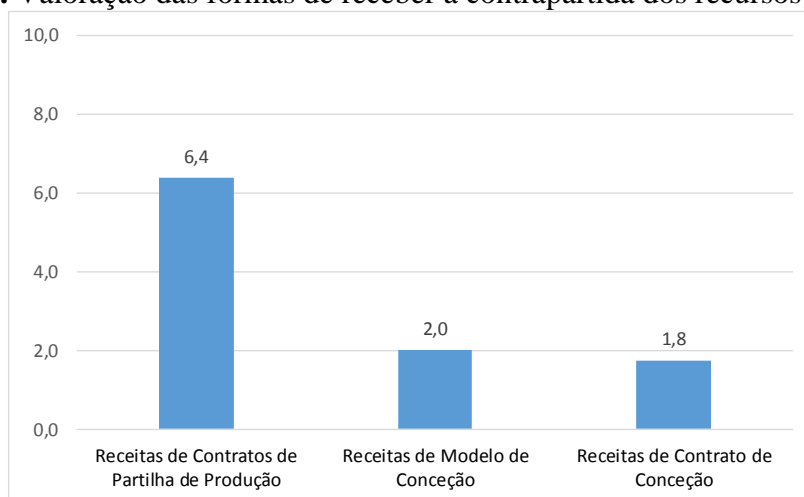
Figura 21. Papel das entidades na governança do modelo e na tomada de decisão



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

As receitas de contratos de partilha de produção, segundo os entrevistados seria a melhor maneira de receber a contrapartida dos recursos petrolíferos (Figura 22).

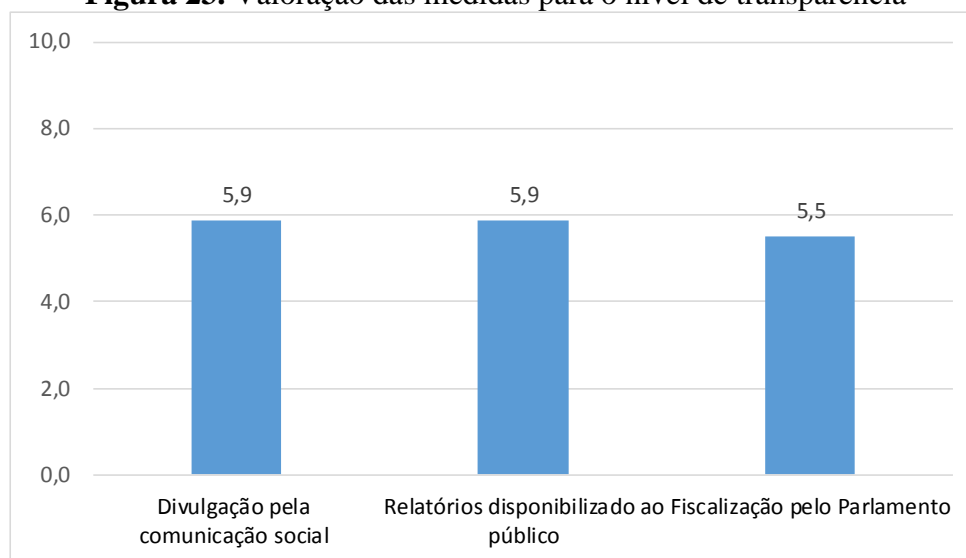
Figura 22. Valoração das formas de receber a contrapartida dos recursos petrolíferos



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

Segundo os entrevistados a divulgação pela comunicação social, disponibilização de relatórios aos públicos como a fiscalização pelo parlamento proporciona um bom nível de transparência, como também leva ao cidadão conhecimentos que lhes permitiram acompanhar as evoluções do setor petrolíferos (Figura 23).

Figura 23. Valoração das medidas para o nível de transparência

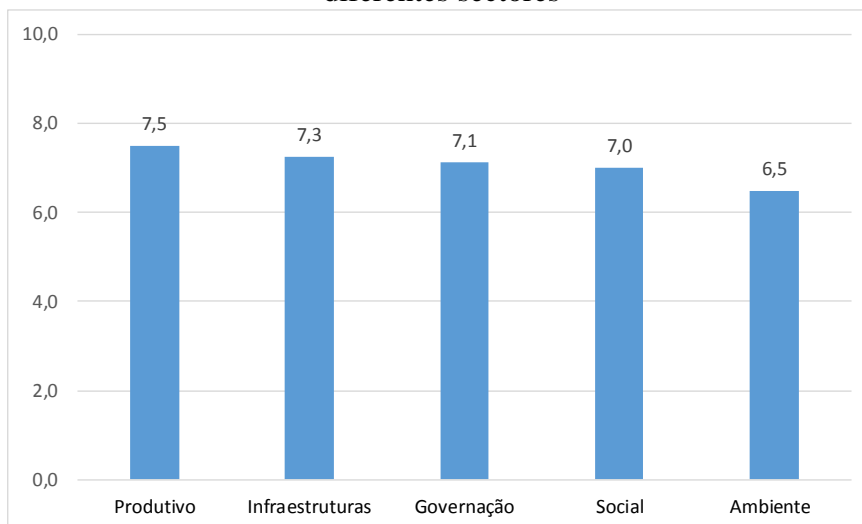


Fonte: Dados recolhidos pelo autor

Após a recolha dos dados da entrevista, permitiu-se perceber que os entrevistados atribuem a priorização dos benefícios dos recursos petrolíferos em primeiro lugar para o setor produtivo, em segundo lugar para o setor da infraestrutura, em terceiro lugar para a

governação, no quarto lugar para o setor social e em quinto lugar para o setor do ambiente (Figura 24).

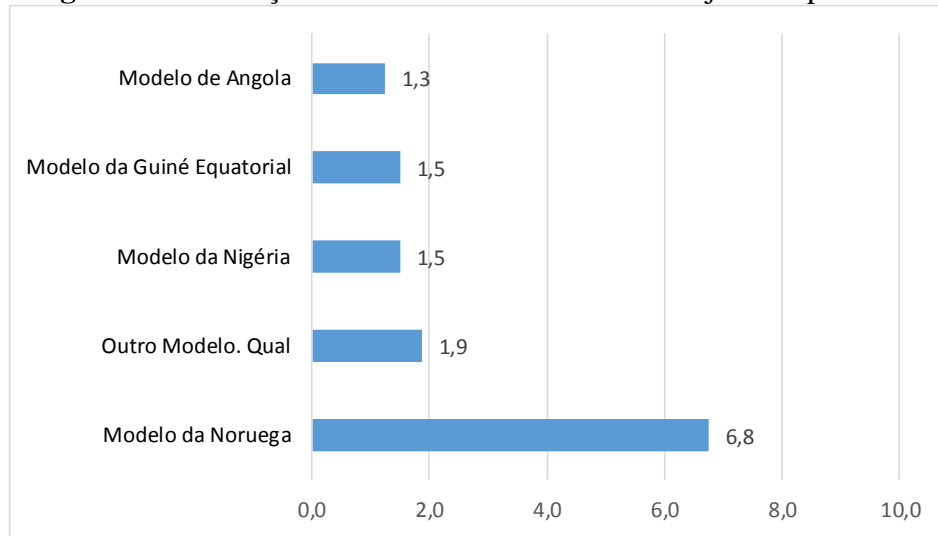
Figura 24. Priorização da alocação dos benefícios dos recursos petrolíferos aos diferentes sectores



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

Para os entrevistados o modelo da Noruega é o que mais se adapta a realidade de São Tomé e Príncipe, não obstante, eles defendem também alguns modelos tais como: o modelo do Timor-Leste porque para eles apresenta duas zonas de exploração com características semelhantes à de STP, e o modelo da Botswana porque segundo eles esse modelo baseia no modelo de gestão continuada de recursos naturais (Figura 25).

Figura 25. Valoração dos modelos de Gestão mais ajustado para STP



Fonte: Dados recolhidos pelo autor

4.4 Reflexão sobre a estrutura do modelo de gestão a propor

A estrutura do Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos a propor é adaptada da análise dos diversos modelos estudados e da revisão de estudos publicados sobre este assunto, de modo a ir ao encontro da realidade do país, pretende responder às três questões fundamentais: 1) “Onde está STP?”; 2) “Para onde pretende ir?” e 3) “Como lá chegar?”

Para ANP-STP (2021), em relação à questão “Onde está STP”, pode-se dizer que já se tem um conjunto de normativas que de uma forma ou de outra permite ao país dar passos firmes rumo à exploração petrolífera no caso disso venha ser realidade no país.

Em consequência da assinatura do tratado com a Nigéria e o estabelecimento da Autoridade Conjunta, a área offshore de STP pode ser administrativamente dividida em duas províncias distintas: a ZDC que é uma administração conjunta com a Nigéria, e a ZEE que é a zona Económica Exclusiva de STP. Para além da província Offshore, há também possibilidades de exploração *On-shore*, ou seja, em terra das ilhas de STP.

Segundo ANP-STP (2021), São Tomé e Príncipe já conta com a ZEE subdividida em 3 zonas A, B e C, sendo:

- 1) Zona A: 6 blocos (nº1 a 6);
- 2) Zona B: 7 blocos (nº 7 a 13)
- 3) Zona C: 6 blocos (nº14 a 19)

À questão “Para onde pretende ir?”, para São Tomé e Príncipe como qualquer país que pretende extrair recursos petrolíferos, a meta é de descoberta de petróleo em grande quantidade que lhe permite atingir a fase de produção para posteriormente comercializar.

No que diz respeito à pergunta “Como la chegar”, no caso de STP já se pode contar com um conjunto de normativas que poderá garantir a mínima segurança no que toca no processo de pesquisa, exploração e posteriormente de produção dos recursos petrolíferos. Está consagrada a questão de como gerir as grandes receitas petrolíferas na Lei de 2004 sobre a gestão das receitas petrolíferas, que reconhece e trata com êxito aspetos importantes da gestão de receitas sobretudo os seguintes aspetos: 1) Como proteger a frágil economia de São Tomé e Príncipe das elevadas entradas de receitas petrolíferas que podem por em causa o equilíbrio económico e social; e 2) Como colocar avultadas receitas num fundo de investimento de baixo risco para assegurar a durabilidade dos benefícios durante e depois da era do petróleo, dentre outras medidas (Estratégia do Setor Petrolífero na RDNSTP, 2008,p.5) .

A estrutura que se considerou dar resposta às questões é a baseada no Modelo da Noruega.

O segredo do modelo da Noruega passa fundamentalmente pela gestão criteriosa dos seus recursos, tentando potenciar ao máximo a exploração dos mesmos, maximizando ao mesmo tempo os setores não petrolíferos. A forma idónea e responsável como esse país gere os seus recursos naturais e tenta manter elevados os níveis de equidade social da sua população podem ser considerados como dois dos importantes pilares do seu modelo de gestão. Dai a razão de muitos países terem como miragem de inspiração esse modelo de gestão dos recursos (Renato Lopes da Costa e Nelson António, 2016, p.76).

De seguida, na Figura 26 descrevem-se as Secções que compõe a estrutura desse Modelo de Gestão.

Figura 26. Estrutura do Modelo de Gestão



Fonte: Revista de GESTÃO dos Países de Língua Portuguesa

O relativo sucesso deste modelo na gestão dos recursos petrolíferos noruegueses é equacionado ainda hoje como hipótese a implementar noutros países, sobretudo face às diversas vantagens que daí resultam. A título de exemplo a concentração exclusiva da CNP em atividades comerciais para melhoria do desempenho operacional do setor, existência de um órgão regulador que permita uma maior autonomia governamental, diminuição da probabilidade de ocorrência de conflitos de interesses entre as diferentes partes (evitando, por exemplo, que a CNP possa usar os seus poderes para proveito próprio), e ser uma barreira face a eventuais atos de corrupção, pelo controlo existente por parte dos diferentes organismos que gerem o setor.

Outros aspetos importantes a realçar, para o contexto empresarial e social norueguês, na definição do seu modelo de gestão, é o domínio da liderança. O país segue um tipo de política, cujo líder, culturalmente, deve ser capaz de apoiar e motivar os colaboradores na prossecução dos objetivos que lhes estão inerentes. (Renato Lopes da Costa e Nelson António, 2016, p.77)

4.4.1 Objetivos e metas do modelo de gestão

Em termos gerais os objetivos e metas do modelo de gestão é o da sustentabilidade. O primeiro objetivo desse modelo é o de pesquisa e exploração eficiente dos recursos e estimulando a produtividade, que terá como propósito a otimização do rendimento líquido proveniente das operações petrolíferas. Em termos práticos este objetivo é conseguido reduzindo os custos das operações e maximizando o valor da produção por outro.

o segundo objetivo será o de gestão eficiente da receita obtidas através da utilização das receitas petrolíferas de uma maneira e a um ritmo que fortaleça a economia e melhoria de qualidade de vida da população.

4.4.2 Organização e papel do estado

Muitos produtores de petróleo emergentes possuem uma fraca capacidade institucional e um baixo nível de conhecimento do seu setor petrolífero. Junta-se a isto, muitas vezes, constrangimentos socioeconómicos estruturais, permanentes e prementes de soluções. Desta forma, os países emergentes devem seguir políticas, que por um lado reconheçam as realidades dos seus contextos nacionais e que possam trazer resultados rápidos num contexto de necessidade urgente, mas que permitem melhorias incrementais dos seus processos de gestão.

Por exemplo, Marcel (2016) aconselha os países emergente a adotarem as Diretrizes saídas das reuniões do grupo de discussão realizadas na Chatham House em novembro de 2012 e maio de 2014, na Tanzânia em julho de 2015 e no Quénia em março de 2016, em que é centralizada em oito objetivos principais para o setor petrolífero nos países produtores emergentes como sendo as seguintes:

- 1) Os governos dos países produtores emergentes devem elaborar uma visão estratégica para o setor. Isto porque, é essencialmente importante que a política do governo seja orientada por uma visão clara quanto ao desenvolvimento do país e quanto ao papel do setor petrolífero do mesmo. Os governos devem basear essa visão numa análise dos recursos e capacidades disponíveis, assim como nos custos de oportunidade e riscos associados ao modelo de desenvolvimento escolhido.
- 2) Atrair o investidor mais qualificado para um projeto a longo prazo. Pressupõe que os governos estabeleçam sólidos critérios de pré-qualificação que eliminem quaisquer candidatos que não tenham a capacidade de executar o programa de trabalho. A divulgação dos critérios de apresentação de propostas junto do público desencorajará candidatos corruptos.
- 3) Maximizar os retornos económicos a favor do Estado através do licenciamento. A visão estratégica do setor deve sustentar os seguintes objetivos, para isso, os produtores emergentes devem esforçar-se por reduzir as assimetrias de conhecimento que enfrentam nas negociações com as empresas petrolíferas estrangeiras. Por exemplo, os

governos podem contratar consultores ou conselheiros técnicos para avaliar as condições de base para a atribuição da área a explorar. De forma a simplificar as negociações, os produtores emergentes devem associar o máximo de elementos contratuais possível às leis e regulamentos aplicáveis em relação a todos os licenciamentos;

4) Conquistar e reter a confiança pública e gerir as expectativas públicas. Para se concretizar esse objetivo os governos têm a responsabilidade de comunicar com as comunidades em cada fase do desenvolvimento de recursos. Devem apresentar relatórios sobre a atividade de exploração conforme a mesma for ocorrendo (prospecções sísmicas, planos de perfuração, resultados de perfuração, etc.). Devem ser divulgados os êxitos e os falhanços. Após o anúncio de uma descoberta, os governos debatem-se frequentemente para moderar as expectativas do público acerca do setor.

5) Aumentar o conteúdo local e as vantagens para a economia em geral. É particularmente importante para as economias em desenvolvimento a criação de políticas do setor petrolífero que maximizem o desenvolvimento nacional. Para este efeito, os governos devem ter objetivos claros, definidos dentro de uma visão nacional mais alargada. Por exemplo, devem identificar estrategicamente quais as competências e cadeias de fornecimento a desenvolver. Os governos devem identificar as necessidades esperadas do setor e avaliar o potencial da base de recursos, devem promulgar planos de desenvolvimento de capacidades assegurando assim que os produtores nacionais estejam aptos a oferecer as aptidões, bens e serviços requeridos pelas empresas petrolíferas.

6) Criar organizações nacionais aptas para participar e gerir o desenvolvimento dos recursos. É frequentemente nos governos dos países produtores emergentes que possuem necessidades de desenvolvimento urgentes possuem fundos limitados para a atribuição de criação de capacidade. Nestes casos, é particularmente importante a aceleração do processo de criação de capacidade de modo a obter uma instituição de supervisão apta.

7) Aumentar a responsabilidade. De facto, inúmeros fatores podem suscitar a necessidade de melhorar os processos de responsabilidade no setor petrolífero. Um dos mais significativos é o início da fase de produção que, por sua vez, oferece rendimentos significativos. É provável que as reformas com vista a melhorar a responsabilidade recebam oposição caso incomodem os interesses instalados.

8) Salvar o ambiente. Os governos pretendem assegurar que as empresas petrolíferas são incentivadas a gerir os seus riscos operacionais com eficácia e a assumir as suas responsabilidades na eventualidade de acidentes ou em caso de incumprimento. Nestas circunstâncias, os governos devem adotar um regime regulatório centrado no desempenho “com base em objetivos”, embora os riscos permaneçam vigentes se as operadoras não forem altamente competentes em termos técnicos.

4.5 Modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos de STP:

Nesta secção analisamos a proposta do modelo de gestão dos recursos petrolíferos para São Tomé e Príncipe, definindo os princípios chave, licenciamento/legislação, regras de licitação, receitas e taxas e outros aspetos relevantes.

4.5.1 Princípios chave

A proposta do novo modelo de Gestão dos Recursos Petrolíferos a adotar por São Tomé e Príncipe, resultaria de uma combinação entre o modelo baseado em concessão ou de contrato de partilha de produção em que a STP procuraria especializar-se e concentrar-se mais nas suas atividades-chave que seria tirar o melhor proveito nas negociações e, contudo, captar investimento para aplicar nos seus ramos de atuação, promovendo assim a obtenção de ganhos e poupanças significativas fundamentais para a causa social (Rui Rodrigues, 2013:61).

4.5.2 Licenciamento/Legislação

Será enquadrado na legislação em vigor. A Concessão de licença deve ocorrer na base de open bidding (concurso público), sobre pena de existirem motivos especiais e fortes em blocos específicos, que possa permitir uma abordagem de tipo open-door. Todavia, antes de emitir licenças em tais casos excepcionais, deve ser levado a cabo um concurso restrito para selecionar o melhor entre os potenciais candidatos (Estratégia do Sector Petrolíferos de RDSTP,2008:43).

4.5.3 Regras de licitação

Segundo Diário da República nº.90 (2009), a Agência Nacional do Petróleo solicitará propostas para Contratos Petrolíferos por anúncio público colocado em meios de

comunicação internacionais e nacionais, incluindo aqueles meios de comunicação tipicamente utilizados nas indústrias de petróleo e gás para tais efeitos. Não obstante o disposto no artigo 22.º da Lei Quadro das Receitas Petrolíferas e no n.º 1 do presente artigo, o Governo pode celebrar Contratos Petrolíferos por negociação directa, quando seja do interesse público e sujeito às condições do artigo 21.º da presente Lei

Os documentos de licitação devem especificar o Bloco ou os Blocos abrangidos, as actividades envolvidas, os critérios à luz dos quais as propostas serão avaliadas, as taxas que devem ser pagas na entrega da proposta, quando aplicável, assim como o prazo em que tais propostas devem ser apresentadas e a forma como serão efectuadas. A Agência Nacional do Petróleo é responsável pela elaboração dos documentos de licitação (Diário da República, 2009:1728).

Se aplicável, os documentos de licitação serão acompanhados do respectivo Modelo de Contrato de Partilha de Produção ou com o formulário do Contrato de Serviço de Risco, consoante o caso, que tenha sido anteriormente aprovado pelo Governo, e indicará, obrigatoriamente, entre outros:

- a) Os requisitos exigidos aos concorrentes e os critérios de pré-qualificação;
- b) As participações mínimas do Estado, se aplicável.

Os requerimentos são submetidos em envelope fechado em língua portuguesa ou, caso se encontrem em qualquer outra língua, devem ser acompanhados de uma tradução oficial. Não é concedido um Contrato Petrolífero relativamente a uma área sem que se tenha previamente procedido a uma avaliação de todas as solicitações apresentadas nos termos e condições de um determinado concurso, sendo a Agência Nacional do Petróleo responsável pela apreciação técnica e jurídica de todas as solicitações apresentadas.

A Agência Nacional do Petróleo, em nome e representação do Estado, negocia os Contratos Petrolíferos. Após a conclusão das negociações, o Governo aprovará o Contrato Petrolífero negociado e procederá à sua celebração

Os governos podem organizar a licitação para o lease (arrendamento) de campos petrolíferos de diferentes maneiras. A licitação pode ser feita por bónus ou por royalty.

A licitação por bónus exige que as companhias compitam com base no maior valor do bónus a ser pago ao governo anfitrião no início do contrato. A licitação por bónus força os produtores a pagarem grandes somas iniciais sem ainda saberem a quantidade dos recursos naturais e os custos de extração. Tais riscos da licitação por bónus podem desencorajar as companhias de entrarem na concorrência. A licitação por royalty, onde os concorrentes competem sobre a parte das receitas que darão ao governo na forma de

royalties, é menos arriscada e mais competitiva do que a licitação por bônus. A licitação por bônus é particularmente mais preocupante em países em desenvolvimento, onde há mais riscos de desapropriação como ‘e o caso de São Tomé e Príncipe, ou de futuros governos modificarem os termos dos contratos. Conseqüentemente, a licitação por royalty pode gerar mais receita para o governo do que a licitação por bônus, pela ausência de investimentos iniciais significativos necessários e pelo risco reduzido para as companhias, no caso de ocorrerem grandes perdas por inadimplência do governo em algum momento no futuro (Svetlana Tsalik e Anya Shiffrim.2005:18).

Segundo Svetlana Tsalik e Anya Shiffrim (2005), apesar dos contratos variarem amplamente em seus detalhes, todos devem abordar dois assuntos principais:

Em primeiro lugar como os lucros são divididos entre o governo e as companhias participantes e em segundo lugar, como os custos devem ser tratados. Cada forma de contrato possui suas vantagens e desvantagens, especialmente do ponto de vista comercial.

4.5.4 Receitas e taxas

Receitas e taxas tributárias e não tributárias. A remuneração dos Estados petrolíferos pela extração do petróleo comporta hoje uma manifesta diversidade, a qual concretiza, em sede do financiamento estadual. Nos países Africanos são remunerados através de instrumentos fiscais e não fiscais. Os impostos, naturalmente continuam a ser a base mais importante da remuneração dos Estados, existem outras diversas formas de remuneração algumas delas contemporâneas dos primórdios da indústria de exploração do petróleo e de recorte muito preciso. Refere-se não apenas aos tributos bilaterais ou taxas, mas a outros tipos de remuneração como são os royalties, as rendas de superfície, e as decorrentes da partilha de produção e dos contratos de serviços (Direito do Petróleo, 2013:246).

Para além dos impostos, gerais ou especiais, sobre a actividade petrolífera, que constituem o instrumento largamente mais utilizado no âmbito das actividades de extração do petróleo, existem outras formas de captura da renda económica por parte dos Estados, que não têm subjacentes os princípios inerentes a figura dos impostos (Direito do Petróleo, 2013:260).

Em São Tomé e Príncipe, a taxa do imposto sobre o rendimento aplicável a uma Pessoa Autorizada e uma Associada durante um Ano Fiscal, de acordo com o n.º 1. do Artigo 5.º é de 30%.

A taxa do imposto aplicável a qualquer Pessoa de acordo com o n.º3. do Artigo 5.º é de 30%. Uma Pessoa Autorizada não obterá qualquer rendimento ou mais valias, nem incorrerá em quaisquer prejuízos, para efeitos de imposto sobre rendimento, resultante da decisão de São Tomé e Príncipe de participar em Operações Petrolíferas, através de uma empresa designada pelo Governo para o efeito, ao abrigo do Artigo 23.º da Lei-Quadro das Operações Petrolíferas (Diário da República.pg1969.7ºSuplemento.2009).

Segundo o Diário da República (2009), são consideradas receitas petrolíferas o seguinte:

- O rendimento bruto obtido pela Pessoa Autorizada ou uma Associada, num Ano Fiscal, relativamente às Operações Petrolíferas, incluindo os montantes recebidos do aluguer ou concessão de direitos de uso e de propriedade, excluindo os rendimentos de juros;
- A contrapartida recebida pela Pessoa Autorizada ou a Associada, num Ano Fiscal, pela alienação ou cessão, destruição ou perda de elementos do activo patrimonial (incluindo materiais, equipamentos, maquinaria, instalações e propriedade ou direitos intelectuais), utilizados nas Operações Petrolíferas, caso a despesa efectuada na aquisição desses elementos do activo tenha sido deduzida, no cálculo dos lucros para efeitos do imposto sobre o rendimento São-tomense da Pessoa Autorizada ou uma Associada em qualquer Ano Fiscal;
- Qualquer montante recebido pela Pessoa Autorizada ou a Associada, num Ano Fiscal, em virtude do fornecimento de informações ou dados obtidos em qualquer pesquisa, avaliação ou estudo relativo a Operações Petrolíferas, caso a despesa efectuada com a pesquisa, avaliação ou estudo, tenha sido deduzida anteriormente, no cálculo dos lucros para efeitos do imposto sobre o rendimento São-tomense da Pessoa Autorizada ou a Associada em qualquer Ano Fiscal;
- Qualquer outro montante recebido pela Pessoa Autorizada ou a Associada, num Ano Fiscal, que constitua um reembolso, restituição ou ressarcimento de um montante deduzido anteriormente, no cálculo dos lucros para efeitos do imposto sobre o rendimento São-tomense da Pessoa Autorizada ou a Associada em qualquer Ano Fiscal e;
- No caso de elementos do activo patrimonial tenham sido destruídos ou extraviados pela Pessoa Autorizada ou a Associada, qualquer compensação,

indenização ou reparação de danos recebida será incluída em Receitas Brutas, relativa a esses elementos do activo, no âmbito de uma apólice de seguro, de um acordo de indenização, de um acordo de outra natureza ou de uma decisão judicial.

4.5.5 Outros aspetos

Gestão e repartição de fundos. A oscilação de preço do petróleo e a acumulação de reservas internacionais por parte dos países produtores de petróleo tem originado adopção de mecanismos de gestão prudente dos recursos petrolíferos por parte destes vários países. Uma gestão rigorosa torna-se, portanto, indispensável para garantir a distribuição de rendimento de forma equitativa entre gerações e sustentável ao longo prazo, na eventualidade de uma conjuntura internacional menos favorável (Banco de Portugal.2008:135)

Nos tempos atuais, com a consolidação do capitalismo no mundo globalizado e a cada vez maior procura de matéria-prima, intensifica esta lógica fazendo com que uma grande quantidade de recursos naturais seja transacionada.

Além disso, boa parte dessas *matérias-primas* são ainda transformadas noutros produtos, os designados derivados de petróleo, acrescendo deste modo, a grande cadeia da indústria petrolífera e petroquímica.

Nesta ordem de ideias, pode-se observar que os recursos naturais são de extrema importância para a vida na sociedade, o que permite que alguns deles tenha um elevado valor económico, a título de exemplo, o petróleo que é utilizado para a fabricação de diversos materiais. Se a utilização do recurso petrolífero não for feita de forma racional ela poderá se extinguir.

Daí, o apelo ao conceito de sustentabilidade, que é no fundo a garantia do suprimento das necessidades da geração futura por meio da conservação dos recursos naturais existente, ou seja, o desenvolvimento sustentável significa suprir as necessidades da geração presente sem afetar, entretanto, o direito que a geração futura também tem relativamente aos recursos naturais.

É nesta senda e com esta preocupação na agenda, que São Tomé e Príncipe definiu a sua política de gestão de recursos provenientes da possível produção de petróleo. De acordo com a Lei 8/2004 (Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas), apenas 20% de receitas

depositada na Conta Nacional do Petróleo deverá ser transferida anualmente para o Orçamento Geral do Estado (OGE).

É nossa opinião que os países no estágio de desenvolvimento de São Tomé e Príncipe, onde todas as infraestruturas são ainda prioritárias, na eventualidade de começo de produção do petróleo, pelo menos numa primeira fase, uma fatia maior deveria ser direccionada para a infraestruturacão nos sectores que proporcionam o desenvolvimento e a sustentabilidade, mormente, na área de saúde, rodoviárias, educação, agricultura, serviços e preservação do ambiente. Ou seja, é nossa convicção que investindo nestes sectores, que necessariamente constituirão a base de um desenvolvimento sustentável, estaríamos a equilibrar de forma mais ponderada, a distribuição de sacrifício e equilíbrio entre a geração presente e as gerações futuras.

A preocupação em favorecer demasiadamente as gerações futuras em detrimento da geração presente, é uma matéria que na nossa perspectiva deve ser objeto de discussão desapassionada, tendo em conta as especificidades e as necessidades económicas, financeiras e sociais da geração presente, muitas vezes não compatíveis com modelos de gestão meramente importados.

Seguramente, num país com o grau de desenvolvimento ainda baixo, a utilização de um maior bolo financeiro para financiar as despesas públicas nas áreas onde se esperam elevados retornos económicos e sociais justifica-se. De outro modo, um país com uma capacidade de absorção mais reduzida, é mais adequado um nível de poupança mais elevado, uma vez que a eficiência das despesas públicas é menor.

No âmbito da gestão dos recursos petrolíferos, o Diário da República (2004), cristaliza a criação de uma conta – a Conta Nacional do Petróleo – onde deverão ser diretamente depositadas todas as receitas petrolíferas e introduzem-se mecanismos destinados a assegurar que as receitas não irão ser utilizadas indiscriminadamente. Com isso, são previstas limitações à sua utilização, mas sem com isso excluir a necessidade de tomar decisões acerca dos sectores prioritários onde irão ser concentradas as despesas e a respetiva repartição de valores.

De igual modo, prevêem-se mecanismos para evitar que as receitas sejam canalizadas para outras contas. Com efeito, as receitas apenas poderão ser depositadas nas Contas do Tesouro do Estado ou em contas abertas para o efeito, com a autorização da Assembleia Nacional em nome do Estado.

Introduzem-se limites quantitativos e qualitativos às receitas petrolíferas que poderão ser canalizadas para despesas orçamentais anuais. Os primeiros definem com alguma

amplitude os montantes máximos das despesas anuais financiadas pelas receitas petrolíferas. Os segundos fixam os princípios básicos que devem presidir ao cálculo daquelas despesas dentro dos limites máximos fixados, a saber:

- a) planeamento e previsão futura de receitas; e
- b) ausência de distorções na economia.

Foi também ponderada a natureza finita dos recursos petrolíferos e a necessidade de introduzir mecanismos que permitam a São Tomé e Príncipe enfrentar a era posterior ao petróleo com um mínimo de repercussões económicas. O que levou a criação de uma subconta de reserva – o Fundo Permanente de São Tomé e Príncipe – onde deverão ser depositadas parte das receitas petrolíferas e cuja utilização está fortemente condicionada, salvo quanto aos rendimentos que forem gerados pelas suas aplicações. Pretende-se que, quando os recursos petrolíferos se esgotarem, o povo São-tomense possa ainda continuar a beneficiar de receitas dos rendimentos gerados pelas aplicações desta subconta de reserva.

Segundo a Lei n.º 8 /2004 Lei-Quadro Das Receitas Petrolíferas (2004), a gestão e investimentos das receitas petrolíferas são atribuídos a um Comité de Gestão e Investimentos, que é a instituição com competência atribuída por lei para o efeito; devendo actuar de acordo com a regra do investidor prudente, com os princípios estabelecidos na presente lei e na política de gestão e investimentos.

Introduzem-se mecanismos que assegurem a gestão e o investimento eficazes das receitas petrolíferas, estabelecendo distintas prioridades em função da sua afectação. Todas as receitas destinadas ao financiamento da despesa pública deverão ser geridas em função de preocupações de liquidez imediata, enquanto que as que são depositadas no fundo permanente deverão ter objectivos de rentabilidade a médio e longo prazo. Estes princípios deverão estar reflectidos na política de gestão e investimentos, que guiará a gestão e investimentos das receitas.

CAPÍTULO 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com as considerações finais, este capítulo encerra o trabalho de projeto desenvolvido, que procurou propor um modelo de gestão dos recursos petrolíferos para STP que incentive o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável do território e da população. Engloba as principais conclusões e contribuições e as suas limitações, assim como, sugestões para outros trabalhos posteriores sobre o tema.

5.1. Principais Conclusões e Contribuições

O problema em estudo recaiu sobre a indefinição em relação ao modelo de gestão dos recursos petrolíferos que STP deve adotar e sobre o seu impacto no crescimento e desenvolvimento sustentável e na construção de uma sociedade mais justa e igualitária. Foi nesta sequência que surgiu a elaboração de uma proposta de modelo de gestão para os recursos petrolíferos, instrumento fundamental para a sua exploração e sustentabilidade.

De forma a atingir o objetivo geral definiram-se um conjunto de objetivos específicos cujas conclusões apresentamos abaixo.

Quanto ao primeiro objectivo específico “Caracterizar o percurso do sector e dos recursos petrolíferos em STP”, após as diversas pesquisas realizadas, pode-se dizer que esse é um processo que remonta a época colonial, São Tomé e Príncipe estabeleceu, em finais de 2009, uma Zona Económica Exclusiva para a exploração de hidrocarbonetos. Não obstante o clima recessivo que se tem vindo a sentir desde final de 2014, o país tem estado focado em paulatinamente tornar a sua Zona Económica Exclusiva mais atrativa, sendo sinónimo dessa atratividade a chegada de cinco novos players do setor ao país, como é o caso da Kosmos Energy e Galp Energia em 2016 e BP em 2018 e nos últimos anos a TOTAL e SHEL. Neste momento já não fazem parte da exploração de STP a BP e Kosmos. Infelizmente a contribuição da indústria petrolífera para o sistema fiscal e para a arrecadação de receitas exclusivamente tributárias tem sido praticamente nula ao longo dos anos, fruto da não existência de atividade de produção quer na ZEE quer na ZDC.

Relativamente ao objectivo específico “Identificar os principais modelos de gestão dos recursos petrolíferos utilizados por alguns países produtores de petróleo, sobretudo os do Golfo da Guiné, nomeadamente, Angola, Nigéria e Guiné Equatorial, refletindo

sobre os resultados alcançados para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável”.

Durante o trabalho de investigação percebeu-se que os modelos dos países como a Nigéria, Angola, e Guiné Equatorial embora sendo um modelo de gestão dos recursos petrolíferos baseado no modelo da Noruega não têm tido robustez suficiente para ser motivo de inspiração para outras realidades, tendo em conta a grande influência (pressão) que a política daqueles países têm tido sobre elas, enquanto que o modelo da Noruega aparenta ser um modelo que poderá ser de inspiração para outros países como é o caso de São Tomé e Príncipe.

No que diz respeito ao objectivo específico “Analisar o modelo de gestão dos recursos petrolíferos da Noruega pelo seu contributo para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável”. Pode-se concluir que após análise do modelo de gestão dos recursos petrolíferos da Noruega pelo seu contributo para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável, viu-se que desde o princípio, o setor petrolífero norueguês foi fortemente influenciado pelo Estado. Até o final dos anos 1990 o Governo ainda alocava as operadoras em cada campo de maneira a melhor satisfizer os interesses do país. Com a criação do fundo soberano também denominado por Fundo de Petróleo do Governo (Government Petroleum Fund) em 1990 para contrariar os efeitos do declínio das receitas, veio amortecer os efeitos nocivos das grandes flutuações do preço do petróleo tendo em conta, o processo de maturidade fiscal desse país, o qual foi aprendendo com os seus próprios erros, o Fundo novo foi concebido como um instrumento de apoio à gestão prudente dos rendimentos petrolíferos. O FPG caracteriza-se como um Fundo de investimento, do tipo Fundo de financiamento, cujos objetivos de estabilização e sustentabilidade são alcançados pela política orçamental e não pelo próprio Fundo. A política orçamental garante a sustentabilidade, perante o cenário de volatilidade das receitas do petróleo, desde que a utilização das receitas seja efetuada com base em fluxo de receitas efetivas provenientes da atividade petrolífera e não na expectativa de receitas futuras.

Em relação ao objectivo específico “Conhecer a opinião de especialistas e intervenientes no sector petrolífero de STP sobre o modelo de gestão a adotar para incentivar o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável” concluímos segundo as opiniões dos especialistas e intervenientes no sector petrolífero de STP sobre o modelo de gestão a adotar para incentivar o crescimento económico e o

desenvolvimento sustentável, pode afirmar-se que para os entrevistados o modelo da Noruega é o que mais que se adapta a realidade de São Tomé e Príncipe, não obstante, defenderem também alguns modelos tais como: o modelo do Timor-Leste porque apresenta duas zonas de exploração com características semelhantes à de STP, e o modelo da Botswana por se basear no modelo de gestão continuada de recursos naturais.

Finalmente em relação ao objectivo específico “Propor um modelo de gestão de recursos petrolíferos adequado a STP e às suas metas de crescimento económico e desenvolvimento sustentável”, assim, ao propor um modelo de gestão de recursos petrolíferos adequado a STP e às suas metas de crescimento económico e desenvolvimento sustentável, este deve, sem dúvida, basear-se num modelo aproximado ao Modelo da Noruega com as necessárias adaptações para se ajustar à realidade e às necessidades atuais do país.

Os fundos públicos oriundos dos recursos petrolíferos devem ser empregues na melhoria e bem-estar da população, bem como no relançamento da economia através do investimento em áreas com enorme potencial. Neste sentido, fica a esperança que a Conta Nacional do Petróleo, regulamentado de acordo com a Lei 8/2004 (Lei-Quadro das Receitas Petrolíferas), possa vir a desempenhar um importante papel na promoção da iniciativa privada, na atracção de Investimento Direito Estrangeiro catalisador do desenvolvimento do país, e no desenvolvimento de sectores tradicionais que não apenas reduzirão o risco de concentração e dependência de São Tomé e Príncipe sobre o petróleo, mas que simultaneamente permitem reduzir a sua dependência da importação de um conjunto de bens essenciais para a vida e bem-estar da população santomense.

O governo deve olhar mais para o país, e tomar decisões que tenham impacto positivo para o povo e de uma maneira geral para a economia.

Em termos gerais, este projeto permitiu aprofundar os conhecimentos acerca dos modelos de gestão dos recursos petrolíferos e de como essa gestão é fundamental para garantia do crescimento e desenvolvimento socioeconómico do país e garantir o bem-estar da população.

Em termos particulares, por ser um projeto aplicado à realidade, possibilitou a elaboração de uma proposta real, com um horizonte temporal de médio e de longo prazo, a aplicar a partir do ano de 2022. Portanto, torna-se uma mais valia para a ANP

adotar as estratégias e ações aqui delineadas, assim como a reflexão e pressupostos que as sustentam.

Espera-se que este trabalho de projeto sirva de base a um planeamento contínuo e progressivo, com capacidade de adaptação às mudanças do meio envolvente, aliado a uma boa gestão. Será também necessário persistência e empenho para o cumprimento dos prazos e programas aqui propostos. Assim, recomenda-se à ANP que não descure o planeamento e encare esta proposta como um contributo, ainda que modesto, para a gestão dos recursos petrolíferos.

5.2. Dificuldades e Limitações

Ao longo deste trabalho de projeto foram sentidas algumas dificuldades que devem ser tidas em linha de conta em futuros estudos sobre a temática. São também de mencionar algumas limitações que o trabalho possui.

Em primeiro lugar, surgiu a dificuldade no acesso a informação detalhada sobre os diversos modelos de gestão dos recursos petrolíferos, de uma forma geral e, em particular sobre o modelo santomense. Embora se tenha comprovado, posteriormente, que essa informação existe, encontra-se dispersa e, nalguns casos, é fragmentada em termos temporais.

Também se encontraram limitações ao nível da escolha dos modelos de gestão a propor por ser difícil comprar, com métricas similares, os distintos modelos e validar a sua relevância para o país.

Em São Tome e Príncipe existem imensas dificuldades em se obter os elementos necessários para a elaboração do trabalho de investigação, nomeadamente, os documentos que permitam aferir que a estratégia de desenvolvimento económico e social traçada por STP e, sobretudo os recursos petrolíferos que é uma matéria nova para os santomenses.

Existe um certo ceticismo por parte das entidades governamentais, em poderem conceder os respectivos documentos. Toda a documentação oficial fornecida foi a que foi divulgada publicamente no website da ANP-STP, nomeadamente regulamentos petrolíferos de São Tome e Príncipe, e publicações do Banco Central de São Tomé.

Identificam-se como principais limitações da presente investigação as seguintes como a Ausência de bibliografia em São Tome, sobre São Tome e Príncipe e, em particular,

sobre o tema em análise e a Falta/Inexistência de indicadores económicos e financeiros atualizados.

Ainda que importantes, acredita-se que estas limitações não colocaram em causa as principais conclusões e propósitos científicos do presente trabalho, pese embora constituam objeto de melhoria em futuros trabalhos a desenvolver neste domínio.

5.3. Sugestões para Trabalhos Futuros

Dado a importância da temática para STP, apresentam-se como sugestões de trabalhos futuros as seguintes: 1) Avaliação dos proveitos obtidos em distintos cenários de exploração e gestão dos recursos petrolíferos; e, 2) Elaboração de um plano de negócios para os recursos petrolíferos que garanta a sustentabilidade dos mesmos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AICEP Portugal Global (2017). Guiné Equatorial. Ficha de Mercado. Mercados informação global. Fevereiro. Disponível em: <http://www.portugalglobal.pt/PT/Biblioteca/LivrariaDigital/GuineEquatorialFichaMercao.do.pdf> (consulta em 9 junho 2020).

Almeida, R. F. (2015). *Política de Conteúdo Local e Setor Para-Petroleiro: Uma Análise Comparativa entre Brasil e Noruega* (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético). Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Brasil, pp150. Disponível em http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Raquel_Filgueiras_de_Almeida.pdf (consulta em 15 maio de 2021).

ANP-STP – Agência Nacional de São Tomé e Príncipe (2021). Disponível em: <https://www.anp-stp.gov.st/index.php/pt/2016-01-27-02-03-36/zona-economica-exclusiva> (consulta em 17 de julho de 2021).

ANPG - Agência Nacional de Petróleos, Gás e Biocombustíveis (2019). Relatório de Gestão & Contas. Disponível em: http://anpg.co.ao/wp-content/uploads/2020/10/Relatorio_de_Gestao_2019_vf.pdf (consulta em 30 setembro 2020).

ANPG - Agência Nacional de Petróleos, Gás e Biocombustíveis (2019). Sustentabilidade das Reservas Internacionais. *Conferência de Petróleo & Gás (AOP)* Angola. Disponível em: <https://anpg.co.ao/noticias/anpg-optimista-na-conferencia-sobre-sustentabilidade-das-reservas-internacionais/> (consulta em 3 outubro 2020).

Banco de Portugal (2008/2009) *Evolução da Economia dos Palops e do Timor-Leste*. Disponível em: <https://www.bportugal.pt/publications/banco-de-portugal/all/385> (consulta em 30 setembro 2019).

BM-Banco Mundial (2018). São Tomé e Príncipe: aspetos gerais. Disponível em: <https://www.worldbank.org/pt/country/saotome/overview> fisto em 09/07/2020 (consulta em 30 setembro 2019).

BNDES –Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (2009). Estudos de Alternativas de Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e para o Desenvolvimento Industrial da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Relatório Consolidado. Bain & Company, Tozzini Freire Advogados (Eds). São Paulo, 26 de junho. Disponível em: <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/7681> (consulta em 30 setembro 2019).

Benghida, S. (2017). Norwegian oil management structure: Farouk Al-Kasim Innovative Solutions. *International Journal of Civil Engineering and Technology*, IAEME, 8: 535 - 542. Disponível em: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01516617/> (consulta em 30 setembro 2019).

Bresser-Pereira, L. C. (1975). O Modelo Harrod-Domar e a Substituibilidade de Fatores. *Estudos Econômicos*, 5 (3): 7-36. Setembro. Disponível em: <https://pesquisa->

easp.fgv.br/sites/gvpesquisa.fgv.br/files/arquivos/bresser_-_modeloharrod-domar.pdf
(consulta em 3 fevereiro 2020).

Bresser-Pereira, L. C. (2016). Reflexões sobre o Novo Desenvolvimentismo e o Desenvolvimentismo Clássico. *Revista de Economia Política*, 36, 2 (143): 237-265. Abril-Junho. Disponível em: <https://www.scielo.br/pdf/rep/v36n2/1809-4538-rep-36-02-00237.pdf> (consulta em 3 fevereiro 2020).

Chocolate, L. G. B. (2011). *Sugestões para uma boa gestão dos recursos petrolíferos de Angola face à previsibilidade do seu esgotamento e à volatilidade dos preços internacionais* (Dissertação de Mestrado em Economia Internacional e Estudos Europeus). Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior de Economia e Gestão. Disponível em: <https://www.repository.utl.pt/handle/10400.5/3139> (consulta em 15 de novembro de 2019).

CIAD (2019). Avaliação da Sustentabilidade das Finanças santomense Parte I, Evolução e Tendências das Principais Variáveis Orçamentais/Macroeconómicas e Desafios que Colocam às Autoridades, <http://www.min-financas.st/phocadownload/ciad/publicacoes/Geral> (consulta em 5 de novembro de 2019).

CNI-Conferência Nacional da Indústria (2017). O Mapeamento dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável no Setor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Confederação Nacional da Indústria, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – Brasília: CNI.

Doric, B. & Dimovski, V. (2018). Managing petroleum sector performance – a sustainable administrative design. *Economic Research-Ekonomska Istraživanja*, 31(1): 119-138. <https://doi.org/10.1080/1331677X.2017.1421995>.

Doşpiał-Borysiak, K. (2017). Model of State Management of Petroleum Sector – Case of Norway. *International Studies. Interdisciplinary Political and Cultural Journal Thematic Volume*, 20(1): 97-112. DOI: <https://doi.org/10.1515/ipcj-2017-0019>.

DW - Made for minds (2019). São Tomé e Príncipe vai pedir perdão da dívida externa. Disponível em: <https://www.dw.com/pt-002/s%C3%A3o-tom%C3%A9-e-pr%C3%ADncipe-vai-pedir-perd%C3%A3o-da-d%C3%ADvida-externa/a-50263396> (consulta em 2 abril 2020).

Enise Barth Teixeira(2003).Artigo Desenvolvimento em Questão. *A Análise de Dados na Pesquisa Científica*. importância e desafios em estudos organizacionais.

Estratégia do Setor Petrolífero na RDSTP (2008). *Aprovado pelo Governo na sessão de Conselho de Ministros de 16 de abril de 2008*.

Espírito Santo, A. C. (2008). Economia de São Tomé e Príncipe entre o Regime do Partido Único e o Multipartidarismo. Editor Fernando Mão de Ferro, Revisão: Sofia Crespo, Depósito legal nº.283717/08, Lisboa.

Ferraz, E. F. P. G. (2015). *PSA Angolano Análise da Recuperação de Custos e dos Fatores de Atratividade* (Dissertação de Mestrado em Direito Fiscal). Universidade Católica Portuguesa, Faculdade de Direito, Escola de Lisboa Maio. Disponível em:

<https://repositorio.ucp.pt/bitstream/10400.14/19433/1/TESE%20PSA%20ANGOLA.pdf>
(consulta em 22 abril 2020).

Ferreira, L. C.S. (2016). *Sustentabilidade Corporativa no Setor de Petróleo e Gás: uma Análise de Ferramentas*. (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Brasil. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/Livia_Cartolano_da_S._Ferreira.pdf (consulta em 22 abril 2020).

Fracalanza, P. S. (2010). *As lições de Keynes. Novos estudos – CEBRAP*, No.88, São Paulo, Dezembro. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0101-33002010000300012>

Fritsch, M. (2017). The theory of economic development – An inquiry into profits, capital, credit, interest, and the business cycle. *Regional Studies, Book Review*. <http://dx.doi.org/10.1080/00343404.2017.1278975>.

Gomes, C. B., Tenjua, E., Paquete, H., & Dória, A. (2018). Revisão Estratégica “Fome Zero” – Horizonte 2030 Relatório Final. Disponível em: <https://docs.wfp.org/api/documents/WFP-0000070152/download/> (consulta em 19 novembro 2020).

Gordon, R. J., (1975). Milton Friedman’s Monetary Framework. University of Chicago Press. Disponível em: <https://press.uchicago.edu/M/bo25774085.html> (consulta em 9 junho 2020).

Hamel, E. H., & Grubba, L. S. (2016). Desafios do desenvolvimento sustentável e os recursos naturais hídricos. *Revista Brasileira de Direito*, 12(1): 100-111, jan.-jun. ISSN 2238-0604. Disponível em: <https://seer.imes.edu.br/index.php/revistadedireito/article/view/1111/936> (consulta em 9 junho 2020).

ITIE - Iniciativa para Transparência das Indústrias Extrativas (2019). *São Tomé e Príncipe 4º Relatório ITIE 2016-2017*. PWC. Disponível em: https://eiti.org/files/documents/eiti_stp_relatorio_2016-2017_pt.pdf (consulta em 9 junho 2020).

Lundgren, C. J., Thomas, A. H., & Robert C. York, R. C. (2013). Boom, bust, or prosperity?: managing Sub-Saharan Africa’s natural resource wealth. Washington, D.C.: International Monetary Fund. ISBN: 978-1-48437-958-5 (ePub). Disponível em: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/dp/2013/dp1302.pdf> (consulta em 2 abril 2020).

Lucchesi, R. D. (2011). *Regime Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo* (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético). Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em: http://antigo.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/rodrigo_lucchesi.pdf (consulta em 2 abril 2020).

Marconi, M. A. & Lakatos, E. M. (2017). *Fundamentos de metodologia científica*. (8ª ed.). São Paulo: Atlas.

Marcel, V. (Editor) (2106). Diretrizes de Boa Gestão para Produtores de Petróleo e Gás Emergentes 2016. Estudo. Energia, Ambiente e Recursos. Disponível em: <https://www.chathamhouse.org/sites/default/files/publications/research/2016-07-13-guidelines-good-governance-2016-marcel-portuguese.pdf> (consulta em 21 novembro 2020).

Medeiros, M. I. G., Terra, L. G., Santos, E. G., Pinto, R. S., & Santos, G. S. (2011). *Estrutura Organizacional e Modelo de Gestão: Uma Análise no Instituto Federal Sul-Rio-Grandense* – IFSUL, XI colóquio internacional sobre Gestão Universitária na América do Sul. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/26140> (consulta em 12 janeiro 2020).

Mendonça, S. S. (2015). *Petróleo: um contributo para o desenvolvimento em São Tomé e Príncipe* (Dissertação de Mestrado em Gestão do Território, Especialização em Território e Desenvolvimento). Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas, Lisboa. 94 pp. Disponível em: <https://run.unl.pt/bitstream/10362/15306/1/tese%20de%20mestrado.pdf> (consulta em 12 janeiro 2020).

Menezes, A. B. (2003). *Implicações Sócio – Económicas da Exploração de Petróleo em São Tomé e Príncipe* (Dissertação de Mestrado em Desenvolvimento e Cooperação Internacional). Instituto Superior de Economia e Gestão, Universidade Técnica de Lisboa, Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.5/3671> (consulta em 12 janeiro 2020).

Moreira, D. A. (2006). Pesquisa em administração: origens, usos e variantes do método fenomenológico. *INMR - Innovation & Management Review*, 1(1): 5-19. Disponível em: <http://www.revistas.usp.br/rai/article/view/79021> (consulta em 12 outubro 2020).

Moura, E. (2020). *Revista de Direito da Administração Pública*, 5(1): Jan/Jun. ISSN 2595-5667. Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.indexlaw.org/index.php/rdb/article/view/5148> (consulta em 30 novembro 2020).

ONU – Organização das Nações Unidas (2017). Plano Quadro das Nações Unidas para a Assistência ao Desenvolvimento na Ótica de um Desenvolvimento Equitativo, Inclusivo e Sustentável em São Tomé e Príncipe-UNDAF 2017-2021. Disponível em: <http://hdr.undp.org/sites/default/files/Country-Profiles/STP.pdf> (consulta em 3 janeiro 2020).

Oliveira, Ana (2013). *A dependência petrolífera da Nigéria e o conflito do Delta do Níger*. (Dissertação de Mestrado em Relações Internacionais, especialidade de Estudos da Paz e da Segurança). Faculdade de Economia, Universidade de Coimbra, Portugal, 96pp. Disponível em: https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/24729/1/Ana_Oliveira_tese_%5BMRI%5D%5B2013%5D.pdf (consulta em 30 abril de 2021).

Pessoa, J. (2011). *Ascensão e Queda da Bacia de Campos: Uma Análise Histórica dos Fatores Determinantes* (Dissertação de Mestrado em Planeamento Regional e Gestão e Gestão de Cidades). Programa de Pós-Graduação em Planeamento Regional e Gestão e Gestão de Cidades, Universidade Cândido Mendes (UCAM). Disponível em:

<https://cidades.ucam-campos.br/wp-content/uploads/2017/11/joao-monteiro-pessoa.pdf>
(consulta em 16 julho 2021).

Prazeres, L. (2004). *Dossier Petróleo. Cronologia Histórica 1876-2004*. Banco Internacional de São Tomé e Príncipe, 55p.

Renato L. C. e Nelson A. (2016). Revista de GESTÃO dos Países de Língua Portuguesa (2016). *O mapa global de gestão*. Contributos para uma reflexão baseada nos modelos alemão e norueguês

Rodrigues, R. A. (2013). *SONANGOL - O Petróleo e a Estratégia de Desenvolvimento Económico em Angola* (Dissertação de Mestrado em Gestão). Universidade Aberta, Lisboa, 151 pp. Disponível em: https://repositorioaberto.uab.pt/bitstream/10400.2/2823/1/TMG/MBA_RuiRodrigues.pdf (consulta em 20 junho 2020).

Rodrigo Fernandes Jurberg (2016). *A Evolução da Indústria Petrolíferas Mundial e os Impactos no comércio Internacional de Petróleo do Século XXI Após o Início da Exploração de Fonte não Convencionais pelos Estados Unidos*. Universidade Federal do Rio de Janeiro Instituto de Economia Monografia de Bacharelado. Brasil, 86 pp. Disponível em : <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/1414/1/RFJurberg.pdf> (consulta em 19 julho 2021).

Santos, A. A. P., & Carvalho, J. G. (2018). *Agricultura Camponesa, Produção Agrícola e Reprodução Material: Um estudo sobre os Camponeses de Monte Café em São Tomé e Príncipe*. Disponível em: <https://www.telanon.info/wp-content/uploads/2018/07/Artigo-A.s-T%C3%A9la-non.pdf> (consulta em 10 dezembro 2019).

Santos, R. (2016). *O Crescimento Económico Induzido Pela Indústria Petrolífera no Brasil: Lições a Serem Aprendidas a Partir do Modelo Norueguês Rômulo dos Santos* (Dissertação de Mestrado em Economia do Desenvolvimento). Programa de Pós-Graduação em Economia, Faculdade de Ciências Económicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/158151> (consulta em 20 setembro 2020).

Santos, A. C. V. A. (2012). *A Insularidade e as suas consequências econômicas: O caso dos Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento* (Tese de Doutorado em Geografia Humana). Instituto de Geografia e Ordenamento do Território, Universidade de Lisboa. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/5738> (consulta em 12 maio 2020).

Schumpeter, J. A. (1934). *The theory of economic development—An inquiry into profits, capital, credit, interest, and the business cycle*, Joseph A. Schumpeter, trans. from the German by Redvers Opie, Cambridge, MA, Harvard University Press. 255 p. ISBN 9780674879904.

Schumpeter, J. A. (1983). *The Theory of Economic Development: An Inquiry Into Profits, Capital, Credit, Interest, and the Business Cycle*. Economics Third World Studies, Galaxy Book, GB 55, Ed. Reimpressa e revista, Editora Transaction Publishers, ISBN 0878556982, 9780878556984.

Silvério, M. (2003). *Pesquisa de Marketing*. Évora: Publicações Universidade de Évora, Ciências Económicas e Empresariais.

Solow, R. (1957). Technical Change and the Aggregate Production Function. *The Review of Economics and Statistics*, 39(3): 312-320. doi:10.2307/1926047.

Tsalik, S., & Schiffrin, A. (2005). Um Guia Jornalístico sobre Energia. Reportando o Petróleo e Desenvolvimento. In. *Revenue Watch Open Society Institute Initiative for Policy*. Dialogue.

Velho, E. L. G. M. (2015). *O impacto ambiental da extração petrolífera: “Estudo sobre a (re) evolução do Direito Ambiental* (Dissertação de Mestrado em Direito). Universidade Portugalense. Departamento de Direito Outubro. Disponível em: <http://repositorio.uportu.pt:8080/bitstream/11328/1536/1/TMD%2042.pdf> (consulta em 2 março 2020).

Viana, I. D. F. G. (2013). *Industria Extrativa de São Tomé e Príncipe: Uma Abordagem Sobre a Perspectiva da Era do Petróleo de São Tomé e Príncipe* (Monografia de Bacharelato). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Dezembro. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/1564/1/IDFViana.pdf> (consulta em 3 janeiro 2020).

ANEXOS

ANEXO I – Tabela Comparativa do CPP: ZEE e ZDC

Componentes principais	Componentes do modelo de CPP da ZDC	Cláusula	Componentes do modelo de CPP da ZEE	Artigo
Bónus e projetos especiais	Bónus de assinatura negociável; Bónus de produção baseado na realização de níveis de produção de Petróleo cru acumulado em base a uma escala deslizando; Os Bónus não são recuperáveis como Cost Oil nem são dedutíveis para fins de impostos.	2	Valores que variam de negociação para negociação.	2º
Prazo do contrato	28 anos incluindo 8 como período de exploração, e 20 anos de desenvolvimento e produção. Três fases de exploração de 4 anos e mais duas de 2 anos. O contrato pode se estender por 6 meses para concluir perfuração e testes de qualquer poço	4	O prazo do contrato é de 28 anos a partir da data de entrada em vigor, sendo, 8 anos de pesquisa e avaliação e 20 anos de produção.	4º
Libertação da área	50% da área contratual deve ser devolvida à ADC ao final do período de exploração. O contratista pode reter áreas adicionais até o descobrimento ser declarado comercial.	6	O Contratante deve libertar todo ou parte da área contratual de acordo com o seguinte: (a) 25% na conclusão da fase 1 do período de pesquisa; (b) 25% na conclusão da fase 2 do período de pesquisa; (c) O restante na conclusão da fase 3 do período de pesquisa.	6º
Programa mínimo de trabalho e orçamento	Fase I: Como mínimo um poço de exploração ou avaliação; sísmica 3-D pode substituir o segundo poço de igual custo. Fase II e III: O número de poços de exploração ou avaliação a ser perfurados é negociável.	7	Será entregue 3 meses antes do início do ano civil, para aprovação da ANP-STP um Programa de Trabalho e um Orçamento para a área contratual.	7º

Componentes principais	Componentes do modelo de CPP da ZDC	Cláusula	Componentes do modelo de CPP da ZEE	Artigo
Participação do Estado	O modelo do CPP não define percentagens relativamente à participação do Estado.		A participação do Estado nos blocos de acordo com o modelo CPP, é financiado ao longo da fase de pesquisa e durante este período a empresa petrolífera paga todas as despesas e custos de pesquisa. Se a pesquisa tiver sucesso, durante um período após o início da produção a empresa recupera a totalidade dos custos do investimento realizado (isto é incluindo a parte do Estado). Contudo, o Estado tem direito em qualquer momento a converter a sua participação financiada numa participação com obrigação de pagamento (participação plena), o que em alguns	8º
Recuperação de custos	O cost oil não pode ser maior de 80% do de petróleo cru disponível em cada área de desenvolvimento menos a dedução do Royalty Oil em qualquer período contável.	10		
Partilha dos lucros	O balanço de Petróleo cru depois de deduzir o Royalty Oil, o Cost Oil e o Tax Oil, alocado a cada parte atendendo a uma formula baseada numa escala deslizante no R-fator para cada área de desenvolvimento.	10	Aplicando a Taxa Interna de Rentabilidade. Além de permitir que o Estado receba os dividendos mais rapidamente, permite também que, verificando-se o declínio da produção, o Estado continua a receber os dividendos da mesma forma.	10º
Royalty	Os Royalties são pagos segundo as regulações petrolíferas e são calculadas através de uma fórmula que se baseia na produção diária. O royalty é 5% quando a produção diária de 70.000 bpd. O Royalty Oil é o quantum de petróleo, equivalente a um montante de lucros igual ao pagamento atual do Royalty e Aluguer da concessão.	16.1	O montante do royalty é de 2%.	
Impostos	50%, que aplica à área do contrato, segundo as regulações de impostos de 2003. 50% isenção tributária sobre investimentos aplicável aos custos qualificados descritos nas Regulações Petrolíferas de 2003. 50%, que aplica à área do contrato, segundo as regulações de impostos de 2003. 40% isenção tributária sobre investimentos aplicável aos custos qualificados descritos nas regulações petrolíferas de 2003.	16.2	30% sobre renda derivado das operações petrolíferas. Não se aplica qualquer outro imposto.	16º
Taxas alfandegárias	Não aplicável.		Em conformidade com a lei do petróleo, o contratante, tem o direito de importar e exportar todos os produtos, materiais e equipamento destinados exclusiva e diretamente à execução das operações Petrolíferas. Esses produtos, materiais e equipamento estarão isentos de todas e quaisquer taxas alfandegárias.	16º
Confidencialidade e anúncios públicos	O contratista e a JDA devem manter a informação subministrada a cada parte relacionada com as operações petrolíferas estritamente confidencial, e não deve ser divulgada sem o consentimento prévio escrito da outra parte. A cláusula acima não se aplica a informações para cumprir com obrigações ou requerimentos de qualquer agência governamental ou se as regras da bolsa de valores, em cujos casos a outra parte deve ser notificada. As partes utilizam os "melhores esforços" para assegurar que a informação sobre as operações petrolíferas ou qualquer informação ou factos e documentos relacionados com este contrato, não sejam publicados ou divulgados, sem o consentimento prévio da outra parte.	18	Há informações relativas a operações petrolíferas que o contratante e a ANP-STP manterão em sigilo absoluto. No entanto, não se tem verificado essa confidencialidade, pois todos os contratos estão disponíveis para consulta no GRIP.	18º

Componentes principais	Componentes do modelo de CPP da ZDC	Cláusula	Componentes do modelo de CPP da ZEE	Artigo
Gás natural	Se o contratista descobrir uma quantidade viável de Gás Natural, ele deve ter o direito de desenvolver, comercializar, recuperar os custos e partilhar as rendas de uma área em termos que sejam mutuamente acordados consistentes com os princípios e intenções do tratado, das regulações petrolíferas, das regulações de impostos e deste contrato.	23.1	Se o contratante descobrir uma quantidade comercialmente viável do Gás Natural, o contratante terá o direito de desenvolver, comercializar, reaver os custos e compartilhar os lucros de desenvolvimento desse Gás Natural.	23º
Contratação e formação de cidadãos nacionais	O Contratista deverá gastar 25% dos custos operativos cada ano do Período de Exploração (mínimo de USD 100.000 máximo de USD 250.000) em bolsas de treinamento de cidadãos nacionais de Nigéria e STP. Similarmente em cada ano da OML, o contratista deve gastar USD 100.000 para este propósito.	14.7 e 14.8	O contratante é obrigado durante o período de pesquisa a despende 0,25% dos custos operacionais e X % (negociável) no período de produção a em bolsas de estudo para o formação de cidadãos de STP em instituições a ser escolhidas pela ANP-STP.	14º
Revisão/ renegociação de contrato e condições fiscais.	Qualquer disputa que não pode ser resolvida por mútuo consentimento pode se referir ao experto independente. Os custos do experto, devem ser partilhados igualmente entre a JDA e o Contratista. Se o mencionado acima falhar, cada parte pode impor uma demanda a outra parte para arbitragem.	27.1 e 27.2	Em caso de controvérsia as Partes poderão encaminhar a questão a um Perito Independente para um parecer e auxiliar as Partes a obter um acordo mútuo. Caso as mesmas não tiverem obtido um acordo mútuo após 3 meses, qualquer Parte da Controvérsia poderá encaminhá-la para solução por arbitragem final e vinculativa ao Centro Internacional de Solução de Controvérsias Relativas aos Investimentos.	27º
Cláusula de abandono	O fundo de abandono é uma conta caução que gera juros estabelecida pelas Partes em uma instituição financeira de primeira classe, utilizada para financiar atividades de abandono. Os custos são recuperáveis e dedutíveis para fins de impostos.	13.6 e 13.11	Uma percentagem da produção é constituída em reserva para que no fim da vida do poço se possa proceder a selagem do mesmo.	13º

Fonte: ITIE (2019)

ANEXO II – Guião de Entrevista

GUIÃO DA ENTREVISTA AOS TÉCNICOS E/OU ACTORES CHAVE

PROPOSTA DE UM MODELO DE GESTÃO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS PARA TOMÉ E PRÍNCIPE

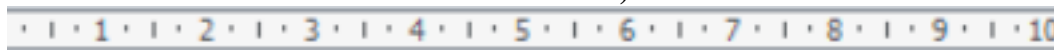
Investigação realizada no âmbito da dissertação do Mestrado em Economia e Gestão Aplicada, especialização em Economia e Gestão para Negócios - Universidade de Évora

SECÇÃO 1. IDENTIFICAÇÃO DO ENTREVISTADO

- 1.1 Organização: _____
1.2 Função: _____
1.3 Tempo de permanência na atual função: _____
1.4 Idade: _____
1.5 Sexo: _____
1.6 Habilitações literárias: _____
1.7 Área de formação: _____

SECÇÃO 2. DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS

Utilize nas suas respostas os valores da régua seguinte (0 = valor mínimo e 10 = valor máximo):



2.1 Como valoriza a gestão dos recursos petrolíferos (dossier do petróleo) em STP?

Valor atribuído: _____

2.1.1 Desde a independência até a liberalização política e económica do sector do petróleo (2000) Valor atribuído: _____

2.1.2 Do ano 2000 até ao ano 2020 – Valor atribuído: _____

Justificação _____

2.2 Como valoriza as várias dimensões da gestão dos recursos petrolíferos em STP:

2.2.1 Gestão Estratégica

Análise Diagnóstico/conhecimento dos recursos

Valor atribuído: _____

Definição dos blocos

Valor atribuído: _____

Qualidade de dados sísmicos recolhidos

Valor atribuído: _____

Visão estratégica e plano estratégico

Valor atribuído: _____

Implementação do plano

Valor atribuído: _____

Adjudicação dos blocos

Valor atribuído: _____

Definição de Objetivos Estratégicos

Valor atribuído: _____

Estratégia de exploração dos blocos

Valor atribuído: _____

2.2.3. Financiamento/Investimento

Valor atribuído: _____

Atração de investidores qualificados internacionais

Valor atribuído: _____

Parcerias/Cooperação com empresas ou países

Valor atribuído: _____

Atração de investidores qualificados nacionais

Valor atribuído: _____

2.2.2. Gestão Financeira?

Valor atribuído: _____

Direitos de exploração dos blocos

Valor atribuído: _____

Exploração dos blocos

Valor atribuído: _____

Modelo de gestão financeira

Valor atribuído: _____

Forma de governança

Valor atribuído: _____

Maximização dos retornos para o Estado

Valor atribuído: _____

Licenciamento e Normas

Valor atribuído: _____

Alocação de receitas à Nacional do Petróleo

Valor atribuído: _____

Utilização de recursos mais no presente e menos para geração futura Valor atribuído: _____

Utilização de recursos menos no presente e mais na geração futura Valor atribuído: _____

2.2.4 Gestão da informação

Valor atribuído: _____

Informação para manter a confiança da população

Valor atribuído: _____

Informação para gerir expectativas da população

Valor atribuído: _____

Relação com a comunicação social

Valor atribuído: _____

O papel do GRIP (Gabinete de Registo de Informação Pública - instituição criada pelo estado para divulgar informação petrolífera?

Valor atribuído: _____

2.2.5 Gestão dos recursos humanos na área do petróleo Valor atribuído: _____

Formação dos recursos na área do petróleo

Valor atribuído: _____

Criação de cursos médios e superiores na área do petróleo Valor atribuído: _____

Capacitação dos recursos humanos existentes

Valor atribuído: _____

2.3 Gestão da aplicação dos fundos petrolíferos à outros sectores de atividade

Valor atribuído: _____

2.3.1 Social

Valor atribuído: _____

Educação

Valor atribuído: _____

Saúde

Valor atribuído: _____

Segurança Social

Valor atribuído: _____

2.3.2 Produtivo?

Valor atribuído: _____

Reformas legislativas

Valor atribuído: _____

Programas de incentivo/Cooperação?

Valor atribuído: _____

Dar donativos?

Valor atribuído: _____

Fornecer créditos?

Valor atribuído: _____

2.3.3 Infraestruturas?

Valor atribuído: _____

Modernização

Valor atribuído: _____

Construção de novas infraestruturas

Valor atribuído: _____

2.3.4 Governação?

Política de transparência

Estabilidade Política

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

2.3.5 Ambiente?

Medidas de prevenção catástrofes ambientais

Medidas de compensação

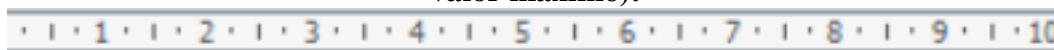
Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

SECÇÃO 3. IMPORTÂNCIA DO PETRÓLEO PARA DIMINUIR A DEPENDÊNCIA ECONÓMICA EXTERNA

Utilize nas suas respostas os valores da régua seguinte (0= valor mínimo e 10= valor máximo):



3.1 Até 2020, que sectores considera terem sido mais beneficiados com os recursos provenientes da atividade petrolífera:

3.1.1 Social

3.1.2 Produtivo

3.1.3 Infraestruturas

3.1.4 Governação

3.1.5 Ambiente

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

3.2 Após 2020, que sectores considera não terem necessidade do apoio dos recursos proveniente da atividade do petróleo

3.2.1 Social

3.2.2 Produtivo

3.2.3 Infraestruturas

3.2.4 Governação

3.2.5 Ambiente

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

3.3 Após 2020, que sectores considera terem necessidade absoluta/imperativa da ajuda dos recursos petrolíferos

3.3.1 Social?

3.3.2 Produtivo?

3.3.3 Infraestruturas?

3.3.4 Governação?

3.3.5 Ambiente?

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

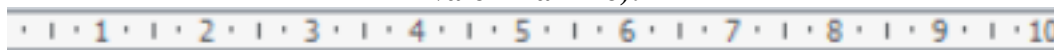
Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

Valor atribuído: _____

SECÇÃO 4. BASES DE UM MODELO DE GESTÃO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS

Utilize nas suas respostas os valores da régua seguinte (0= valor mínimo e 10= valor máximo):



4.1 O modelo base de gestão dos recursos petrolíferos em STP deve ser:

4.1.1 Totalmente centralizado no Estado

Valor atribuído: 1

4.1.2 Totalmente privado

Valor atribuído: _____

- 4.1.3 Parceria entre Estado e o sector privado Valor atribuído: _____
4.1.4 Qual o valor a atribuir ao estado versus privado Valor atribuído: _____

4.2 Governança do modelo e na tomada de decisão

- 3.2.1 Papel do Governo Valor atribuído: _____
3.2.2 Papel da ANP Valor atribuído: _____
3.2.3 Papel Banco Central Valor atribuído: _____
3.2.4 Papel das Entidades privadas nacionais Valor atribuído: _____
3.2.5 Papel das Entidades privadas internacionais Valor atribuído: _____

4.3 Forma de receber a contrapartida dos recursos petrolíferos

- 3.1.1 Receitas de Contratos de Partilha de Produção? Valor atribuído: _____
3.1.2 Receitas de Modelo de Conceção? Valor atribuído: _____
3.1.3 Receitas de Contrato de Conceção? Valor atribuído: _____

4.4 Nível de Transparência

- 4.4.1 Fiscalização pelo Parlamento Valor atribuído: _____
4.4.2 Divulgação pela comunicação social Valor atribuído: _____
4.4.3 Relatórios disponibilizado ao público Valor atribuído: _____

4.5 Priorização da alocação dos benefícios dos recursos petrolíferos

- 4.5.1 Social Valor atribuído: _____
4.5.2 Produtivo Valor atribuído: _____
4.5.3 Infraestruturas Valor atribuído: _____
4.5.4 Governação Valor atribuído: _____
4.5.5 Ambiente Valor atribuído: _____

4.6 Que modelo de Gestão considera vir a ser mais ajustado para STP:

4.6.1 Modelo de Angola? Valor atribuído: _____

Justificação: Sem êxito reconhecido na adoção deste modelo.

4.6.2 Modelo da Nigéria? Valor atribuído: _____

Justificação: Sem êxito reconhecido na adoção deste modelo.

4.6.3 Modelo da Guiné Equatorial? Valor atribuído: _____

Justificação: Sem êxito reconhecido na adoção deste modelo.

4.6.4 Modelo da Noruega? Valor atribuído: _____

Justificação: Este é um modelo que deu provas de sustentabilidade da indústria, um modelo que não torna a economia totalmente dependente de petróleo e um modelo que garante uma distribuição equilibrada de recursos entre as diferentes gerações.

4.6.5 Outro Modelo. Qual? Valor atribuído: _____

Justificação: Sem comentários adicionais.