



Ministério das Finanças

**Avaliação do Sector
Petrolífero Angolano
Sumário Executivo
Relatório Inicial**

*Última Versão
Este relatório contém 40 páginas*

Índice

1	Sumário Executivo	3
1.1	Objectivos do estudo	3
1.2	Estrutura do relatório inicial	3
1.3	Limitações e Constrangimentos Analíticos	5
2	Reservas, Produção, Exportações e Custos de Petróleo	7
2.1.	Antecedentes do Sector Petrolífero Angolano	7
5.4.	2.2. Características do Sector Petrolífero Angolano	7
2.3.	Companhias Operadoras e Campos Activos	8
5.5.	2.4. Reservas Recuperáveis Remanescentes e Produção	9
2.5.	Custos de Capital	10
2.6.	Custos Operacionais	11
2.7.	Análise do Gás Natural Angolano	12
3.	Acordos Legislativos, Normativos e Fiscais	13
3.1.	Legislação Primária	13
3.2.	Decretos de Concessão	13
3.3.	Anteriores Acordos de Partilha da Produção	14
3.4.	Contratos Recentes de Partilha da Produção	14
3.5.	Complexidade do Regime Fiscal	15
3.6.	O Papel de Concessionária	16
4.	Distribuição de Fluxos de Entrada de Receitas Petrolíferas	17
4.1.	Discriminação dos Fluxos de Entrada de Receitas Petrolíferas em 2000	17
4.2.	Conta Petróleo	19
4.3.	Liftings e Vendas	20
4.4.	Relatórios Fiscais da Ernst & Young	20
4.5.	Bónus de Assinatura e Pagamentos Regionais	21
4.6.	Todas as Companhias — Deficiências de Reconciliação e Conformidade	21
4.7.	Sonangol — Deficiências de Reconciliação e Conformidade	22
4.8.	Questões de Reconciliação Tributária — Sonangol e o Ministério das Finanças	22
4.9.	Questões de Reconciliação do Profit Oil — Sonangol e o Ministério das Finanças	23
4.10.	Pagamentos de Comissão de Profit Oil à Concessionária	24
4.11.	Pagamentos de Profit Oil pelas Companhias Petrolíferas à Concessionária	24
5.	Distribuição de Fluxos de Saída de Receitas Petrolíferas	26
5.1.	Fluxos Financeiros do OGE	28
5.2.	<i>Cash Calls</i> da Sonangol	29



5.3.	Cobranças em excesso por parte do Operador de Cash Calls	29
5.4.	Métodos de Pagamento de <i>Cash Calls</i>	29
5.5.	Pagamentos de Serviço da Dívida	30
6.	Demonstrações Financeiras da Sonangol e do BNA	32
6.1.	Avaliação das contas da Sonangol	32
6.2.	Práticas contabilísticas do BNA	34

1 Sumário Executivo

O Sumário Executivo constitui um resumo e uma vista global do relatório inicial. O mesmo sintetiza os principais factos e descobertas que se encontram incluídos no conteúdo pormenorizado de cada capítulo. Assim, o Sumário Executivo pode ser lido isoladamente, caso o leitor deseje obter um nível mais aprofundado de conhecimentos sobre os antecedentes do trabalho desempenhado e respectivos factos e descobertas principais identificados.

1.1 Objectivos do estudo

O objectivo do projecto “Diagnóstico Financeiro e Monitorização das Receitas Petrolíferas Estaduais” é conduzir um estudo de diagnóstico do sector petrolífero a montante, uma vez que afecta a finanças públicas do país. Os objectivos do diagnóstico são auxiliar o Governo angolano a aumentar a transparência relativamente aos fluxos das receitas provenientes da produção de petróleo e criar uma capacidade de gestão para a supervisão e previsão dos valores e fluxos destas receitas.

1.2 Estrutura do relatório inicial

A estrutura do relatório inicial é a seguinte:

- O Capítulo 1 faz uma introdução do relatório e fornece antecedentes do projecto;
- O Capítulo 2 apresenta uma avaliação das reservas, produção e exportação de petróleo;
- O Capítulo 3 examina os acordos legislativos, normativos, contratuais e fiscais;
- O Capítulo 4 avalia a disposição de influxos de receitas petrolíferas para o Estado;
- O Capítulo 5 avalia a disposição de fluxos de saída de receitas petrolíferas; e
- O Capítulo 6 examina a operação da Conta Petróleo e das contas da Sonangol e o Relatório de Gestão do BNA.

Os apêndices encontram-se no mesmo documento do Relatório Inicial e incluem o seguinte:

- Apêndice A: Dados técnicos sobre Reservas e Produção;
- Apêndice B: Avaliação da medição de exportações, gestão de dados e terminais de exportação;
- Apêndice C: Relacionamentos de Consórcio;
- Apêndice D: Avaliação dos Procedimentos Administrativos;



- Apêndice E: Análise das Contas da Sonangol; e
- Apêndice F: Descrição de todos os contratos a termo certo em vigor relativos à venda de petróleo da Sonangol em 2000.

1.3 Limitações e Constrangimentos Analíticos

Este Relatório não deverá ser visto como adequado para ser utilizado para além do Governo, FMI e Banco Mundial.

Caso não seja esse o entendimento do Governo, deverá o mesmo chamar a atenção dos analistas para aspectos fulcrais, fundamentais e indispensáveis a ter em linha de conta.

A saber:

Em Angola existe uma moeda nacional, o Kwanza, símbolo da sua soberania. Esta moeda tem sofrido ao longo dos anos depreciações elevadíssimas que levaram mesmo ao suprimento de várias casas decimais e mesmo à substituição da sua designação facial: Kwanza, Novo Kwanza, Kwanza Reajustado, etc.

Não querendo “dolarizar” a sua economia o Governo e o Banco Central (Banco Nacional de Angola) têm vindo a permitir que empresas privadas e estatais, instituições e entidades públicas possuam “contabilidades” em duas moedas, o Kwanza e o Dólar.

Porém os procedimentos contabilísticos adoptados por aqueles agentes económicos possuem grandes debilidades.

Os procedimentos de contabilização quase nunca correspondem da melhor forma à complexidade de se trabalhar com duas moedas, às grandes desvalorizações e grandes índices de inflação, que exigem alto grau de organização e avultados investimentos em tecnologias de informação¹ por forma a serem tratadas as variações cambiais e as revalorizações de saldos de terceiros de forma adequada.

Por esses motivos as reconciliações intra e inter contabilidades são difíceis e por vezes mesmo impossíveis. Veja-se a dificuldade que existe em contabilizar documentos em Kwanzas para Dólares, e vice-versa, à data da transacção da operação, pelo emissor e pelo receptor, conhecidas as limitações existentes em termos de cobertura territorial, mesmo em perímetros pequenos, de sistemas de telecomunicações e de fluxos documentais.

Existem grandes dificuldades, numa economia onde as taxas de câmbio variam diariamente, em trabalhar com taxas de câmbio uniformes pelo emissor e pelo receptor do documento emitido e a contabilizar.

Existe falta de lógica “quantificativa” na conversão de Kwanzas para Dólares, no final de cada ano, aquando da elaboração das peças financeiras, nas empresas privadas, públicas e entidades do Estado, quando a conversão é executada à taxa de câmbio do final do ano.²

¹ exigindo mutações de procedimentos e polivalência funcional

² este procedimento é usual e geral adoptado para fins analíticos de forma a tornar entendível e mais perceptível as “contabilidades”

Por esse motivo os dados existentes no Ministério das Finanças, na Sonangol e no BNA poderão variar internamente.

A contabilização de um documento nestas instituições deveria ser feita à mesma taxa de câmbio do organismo emissor do documento, isto nunca (ou quase nunca) acontece e por esse motivo as reconciliações tornam-se como é óbvio muito difíceis.

As próprias peças financeiras do BNA e Sonangol, que são tratadas e apresentadas em moeda Nacional, e quando, para efeitos práticos de leitura e percepção de grandeza, são preparadas e convertidas em Dólares, são à taxa de câmbio do final do ano o que desvirtua a própria grandeza em análise à data da sua ocorrência.

Todas estas limitações e constrangimentos deverão ser tidos em conta sempre, e sempre, que se tenha que observar analiticamente os quadros e tabelas constantes neste Relatório.

O Relatório Final tratará desta matéria numa óptica de recomendações de procedimentos.

Apresentamos, de seguida, para uma melhor compreensão, e a título de exemplo os procedimentos “usuais” de dois receptores de um mesmo documento em moeda estrangeira para contabilização:

Exemplo			Contabilização do Documento			Conversão do Documento Final do ano 2000		
Documento	Montante	Entidade	Data	Taxa Câmbio	KzR	KzR	Taxa Câmbio	UsD
1	1,000,000	A	30.06.00	10,501	10,501,000,000	10,501,000,000	16,860	622,835
1	1,000,000	B	31.10.00	13,898	13,898,000,000	13,898,000,000	16,860	824,318
					Diferença	3,397,000,000	Diferença	201,483

O mesmo documento de UsD 1,000,000 é contabilizado na entidade A à data da contabilização, 30.06.00, à taxa de câmbio oficial de 10,501, e a entidade B, devido a dificuldades de recepção, contabiliza o mesmo documento à taxa de câmbio oficial de 13,898, de 31.10.00, dia da sua contabilização.³

As “contabilidades” das duas entidades para um mesmo documento apresentam valores em moeda Nacional diferentes (diferença de KzR de 3,397,000,000).

Quando no final do ano se pretende converter os saldos em Kwanzas para Dólares, as “contabilidades” das duas entidades convertem à taxa de câmbio do final do ano, que em Dezembro de 2000 foi de 16,860.

Para o mesmo documento inicial de UsD 1,000,000, no final do ano, apresenta valores para uma entidade de UsD 622,835 e para outra de UsD 824,318.

Ou seja :

- o mesmo documento de UsD 1,000,000 não é reconciliável entre as entidades A e B, apresentando uma diferença de UsD 201,483;
- o mesmo documento não é reconciliável entre a entidade emissora e as receptoras A e B, apresentando uma diferença UsD 377,165 e UsD 175,682 respectivamente.

³ quando deveria ser à data da transacção da operação que deu origem à emissão do documento

2 Reservas, Produção, Exportações e Custos de Petróleo

O Capítulo 2 no relatório inicial disponibiliza antecedentes sobre a exploração e produção de petróleo em Angola. Este capítulo analisa as características técnicas, tais como reservas, produção e custos e fornece um contexto para a avaliação da disposição dos fluxos de receitas.

2.1. Antecedentes do Sector Petrolífero Angolano

A indústria petrolífera angolana arrancou em 1955, com a descoberta de petróleo na orla marítima do vale do Kwanza pela Petrofina. Juntamente com o governo angolano, a Petrofina estabeleceu o consórcio Fina Petróleos de Angola (Petrangol) e construiu uma refinaria em Luanda para fazer o processamento do petróleo.

A principal expansão da indústria petrolífera teve lugar no fim dos anos 60, quando a Cabinda Gulf Oil Company (Cabgoc) descobriu petróleo em “offshore”, ao largo do Enclave “onshore” angolano de Cabinda. Em 1973, o petróleo passou a ser a principal exportação de Angola e, desde então, foram feitas numerosas descobertas, não só na área de Cabinda, mas também noutras áreas ao largo da costa de Angola.

5.4. 2.2. Características do Sector Petrolífero Angolano

As outras áreas potenciais de produção de hidrocarbonetos em Angola encontram-se, sobretudo em “offshore”. Nos finais dos anos 70, o governo deu início a um programa para encorajar a exploração de petróleo em “offshore” e a costa angolana, com a excepção da Concessão de Cabinda, foi dividida em 13 blocos de exploração e licenciada a companhias petrolíferas segundo Contratos de partilha da produção. A Sonangol foi criada em 1976 para gerir toda a produção e distribuição petrolífera. Em 1978, o governo angolano autorizou a Sonangol a adquirir uma participação de 51% nas concessões de Cabinda e QA costeira (agora FS e FST), embora a gestão das operações tenha permanecido sob o controlo dos operadores.

Durante 1994, a Sonangol pediu propostas para blocos em águas profundas (abaixo dos 200 metros) e, posteriormente, também licenciou blocos em águas muito profundas.

As áreas de “offshore” incluem uma faixa próxima da costa que contém os Blocos 1 a 13 e o Bloco 0 (“Concessão de Cabinda”), uma faixa de águas profundas que contém os Blocos 14 a 30 e uma faixa de águas muito profundas que contém os Blocos 31 a 34.

Ou seja :

- Uma faixa próxima da costa, incluindo os Blocos 1 a 13 e Bloco 0 (“Concessão de Cabinda”);
- Uma faixa em águas profundas, incluindo os Blocos 14 a 30;
- Uma faixa em águas muito profundas, incluindo os Blocos 31 a 34.

As áreas costeiras incluem os blocos de Cabinda, Congo e Kwanza. Menos de metade destes blocos estão actualmente em produção. Outros blocos “onshore” contêm descobertas por desenvolver, estão numa fase de exploração ou não estão licenciados (“abertos”).

Existem duas bases principais de fornecimento de petróleo, a Base do Kwanda no Soyo e a Base de Malongo em Cabinda. Também há instalações para fornecimento de operações petrolíferas “offshore” em Lobito e em Luanda.

Existem, desde Setembro de 2001, quatro terminais principais de exportação de petróleo: um terminal “onshore” em Malongo (Bloco 0), um FSO em Palanca (Blocos 1, 2, 3 e FS/FST) e FPSOs no Kuito (Bloco 14) e Girassol (Bloco 17). Existem também FPSOs em Kiame (cujas operações cessarão em Abril de 2002) e, na área de Canuku do Bloco 3, o Ocean Producer, cujo funcionamento teve início em Novembro de 2001. O FSO em Lombo Este e o FPSO em Kiabo foram encerrados durante 2001.

Existe uma refinaria de 35.000 bbl/dia em Luanda, abastecida por crude produzido predominantemente nos Blocos 3 e 4.

2.3. Companhias Operadoras e Campos Activos

A Cabgoc (actualmente uma subsidiária da Chevron) opera em Angola há mais de 40 anos e descobriu mais de 30 campos petrolíferos no Bloco 0, que presentemente têm uma produção de cerca de 450.000 bopd.

A Texaco (actualmente fundida com a Chevron), operador do Bloco 2, tem marcado a sua presença em Angola há mais de 25 anos e descobriu 20 campos, 16 dos quais foram desenvolvidos e têm presentemente uma produção de cerca de 70.000 bopd.

A Elf (actualmente TotalFinaElf), operador do Bloco 3, tem marcado a sua presença em Angola há mais de 20 anos e desenvolveu 8 campos petrolíferos que hoje em dia apresentam uma produção de cerca de 150.000 bopd.

Outros operadores que produzem petróleo em Angola são a Agip, Ranger e Fina (agora TotalFinaElf).

A maioria dos campos petrolíferos em produção estão situados em águas pouco profundas ao largo do Enclave de Cabinda (Bloco 0) e também mais a sul nos Blocos 1 a 4. Actualmente, teve também início a produção para os Blocos de águas profundas 14 e 17.

O crude angolano é geralmente de alta qualidade, de densidade média a ligeira (30°-40° API) com baixo teor de enxofre. Os crudes mais vulgarmente comercializados são os de Cabinda (uma mistura de Takula e Malongo), misturas de Soyo e Palanca e os crudes de Nemba, Kuito e Girassol.

Os Blocos actualmente em produção são os FS e FST na Bacia do Congo (“onshore”) e os Blocos 0, 1, 2, 3, 4, 14 e 17 (“offshore”).

2.4. Reservas Recuperáveis Remanescentes e Produção

As reservas remanescentes recuperáveis totais foram estimadas em cerca de 7 a 8 mil milhões de barris no final de 2000 (incluindo o Bloco 18). Dois terços das reservas petrolíferas encontram-se ao largo da costa do Enclave de Cabinda e ao largo da costa norte de Angola perto do Soyo. Ao longo da última década, os registos de reservas em novas descobertas excederam o esgotamento de reservas. Nos últimos anos, ocorreram numerosas descobertas de novos campos petrolíferos, principalmente nos Blocos 14, 15, 17 e 18.

Tabela 2.1: Resumo das Reservas e Produção

Blocos	STOIP MMbbl	Reservas MMbbl	Produção até 01/01/01 MMbbl	Reservas Remanescentes 01/01/01 MMbbl
0	24.454	4.160	2.460	1.700
1	50	8	6	2
2	-	458	326	132
3	2.629	1.152	820	332
4	-	20	18	2
14	2.551	1.364	23	1.341
15	2.400	1.070	0	1.070
17	4.623	1.590	0	1.590
18	-	-	-	-
FS/FST	-	276	240	36
Total	-	10.097	3.893	6.205

Fonte: Scott Pickford/Core Lab

A produção diária para 1999 foi de 788.000 barris/dia (ver Mapa de Concessão neste relatório). A produção equivalente para 2000 foi de 742.000 barris/dia, com base na produção total de 271 milhões de barris, conforme verificado pelos Consultores e confirmado pela indústria petrolífera. Esta produção foi também confirmada de forma independente por dados utilizados no Modelo Financeiro.

Toda a produção angolana de crude é exportada, com excepção de cerca de 35.000 bbl/d, fornecidos à refinaria de Luanda. A tabela seguinte resume as previsões de produção para cada bloco para o período 2001-2005.

Tabela 2.2: Resumo das Previsões de Produção

Bloco	2000 MMbbl	2001 MMbbl	2002 MMbbl	2003 MMbbl	2004 MMbbl	2005 MMbbl
0	162	154	156	139	130	132
1	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2
2	26	23	20	17	14	12
3	54	49	36	28	25	20
4	1,8	1,8	0	0	0	0
14	22	27	36	32	66	98
15	0	0	0	0	43	91
17	0	6	55	73	128	146
18	0	0	0	0	0	0

“onshore”	4,7	4,5	3,9	3,2	2,9	2,7
Total	271	266	307	292	409	503

Fonte: Scott Pickford/Core Lab

2.5. Custos de Capital

A tabela apresenta os custos de capital para o campo de Girassol em Angola, face a campos comparáveis na Nigéria, Brasil e América do Sul. É difícil comparar projectos de desenvolvimento a estas profundidades, uma vez que a tecnologia está actualmente a evoluir. Contudo, o ambiente ameno na África Ocidental deveria tornar desenvolvimentos em águas muito profundas e em águas ultra-profundas menos dispendiosos que desenvolvimentos equivalentes tanto no Golfo do México como no Brasil.

Área		Despesas de Capital	Despesas Operacionais	Capacidade	\$/bbl/dia	Poços	Profundidade da Água
		Milhões de USD	USD/bbl	Milhares de bbl/d			Pés
Shell Bonga	Nigéria	2.700	-	200	13,5	29	3.100/3.700
Girassol	Angola	2.800	-	200	14	36	4.400
Roncador	Brasil	1.000	-	90	11,11	-	4.500/5.600
Nakika	Golfo do México	1.260	2,7	100	12,60	-	6.000
Espadarte	Brasil	1.800	-	200	9,00	-	-
Barracuda/Cartagina	Brasil	2.500	-	300	8,33	51	2.200/3.900
Kuito	Angola	-	-	120	-	-	1.200
Hoover/Diana	Golfo do México	-	-	-	-	-	-
Kizomba A	Angola	2.900	2,6	250	11,60	59	3.600
Thunder Horse	Golfo do México	-	-	-	-	-	6.000
Ceiba	Guiné Equatorial	-	-	-	-	-	2.400/3.000

Tabela 2.3: Custos de Capital em Angola face a Outros Países

Fonte: Scott Pickford/Core Lab

As despesas de capital estimadas durante o período de 2001 a 2005 para Angola são :

Tabela 2.4: Resumo das Previsões de Despesas de Capital (E&A, Desenvolvimento e Abandono)

Bloco	2000 Milhões de \$	2001 Milhões de \$	2002 Milhões de \$	2003 Milhões de \$	2004 Milhões de \$	2005 Milhões de \$
0	333	425	1.067	1.159	777	430
1	0	0	0	0	0	0
2	47	109	48	23	20	15
3	83	73	52	28	15	6
4	0	0	0	0	0	0
14	189	289	465	572	595	606
15	135	310	976	1.411	1.103	705
17	685	834	952	1.083	622	331
18	0	0	0	0	0	0
FS/FST	1,9	5,3	9,2	4,2	2,1	1,6
Total	1.474	2.045	3.570	4.279	3.135	2.094

Fonte: Scott Pickford/Core Lab

2.6. Custos Operacionais

Os custos operacionais globais (excluindo abandono) em Angola são relativamente baixos em relação aos padrões internacionais. Isto deve-se ao ambiente ameno, às baixas taxas de plataformas e ao facto de os custos de redefinição do trabalho, ou uma grande parte destes, serem capitalizados (100% TFE e 66,67% ChevronTexaco).

Tabela 2.5: Resumo das Previsões de Custos Operacionais

Bloco	2000 MM \$	2001 MM \$	2002 MM \$	2003 MM \$	2004 MM \$	2005 MM \$
0	355	350	357	364	371	379
1	3,4	3,5	3,2	3,0	2,8	2,3
2	85	78	61	68	62	43
3	64	70	46	44	44	43
4	22	22	11	0	0	0
14	89	102	114	118	101	134
15	0	0	0	38	199	445
17	0	25	95	90	81	136
18	0	0	0	0	0	0
“onshore”	22	25	24	24	24	24
Total	640	675	711	750	885	1.206

Fonte: Scott Pickford/Core Lab

2.7. Análise do Gás Natural Angolano

Foram descobertas em Angola grandes reservas de gás combinado e não combinado. Foi estimado por terceiros que, até 1999, tinham sido descobertas reservas de gás natural totalizando aproximadamente 1,6 Tpc (bilhões de pés cúbicos) e que este número poderia aumentar para 9,5 Tpc, ou mesmo mais, quando se acrescentassem descobertas novas e mais recentes.

A ChevronTexaco e a Sonangol estão a estudar o desenvolvimento de uma fábrica de GNL (Gás Natural Liquefeito) localizada na área de Luanda adjacente à refinaria. A fábrica, segundo entendemos, será concebida para processar até 4 milhões de toneladas de GNL por ano através de uma cadeia única de processamento, expansível através do acréscimo de cadeias adicionais numa data posterior. Não é provável que a fábrica comece a funcionar antes de 2006, segundo as melhores previsões.

3. Acordos Legislativos, Normativos e Fiscais

O Capítulo 3 no relatório inicial descreve os principais acordos legais e normativos que sustentam as obrigações financeiras e tributárias no sector e analisa a complexidade do regime, uma vez que este afecta a gestão das receitas.

3.1. Legislação Primária

Em Angola, a legislação primária mais importante relativa ao sector petrolífero e de gás a montante é a Lei N.º 13/78, que determina o âmbito legal para as actividades petrolíferas a montante. A Lei torna bastante claro que todos os direitos minerais do petróleo pertencem ao Estado e indica que a companhia petrolífera estatal, a Sonangol, é a única Concessionária dos direitos para todas as actividades de exploração e produção. Após a independência, os direitos anteriormente concedidos a outras companhias foram transferidos para a Sonangol.

A Lei determina que as companhias estrangeiras que desejem empreender actividades de exploração e produção apenas o poderão fazer em associação com a Sonangol e que as formas de associação deverão ser através de uma empresa comercial, de um consórcio ou por via de um Acordo de Partilha da Produção.

A Lei determina que a Sonangol pode tornar-se parceiro participativo no campo. A Sonangol possui uma companhia de exploração e produção para este fim e participa no desenvolvimento de vários blocos.

A Lei relativa a Actividades Petrolíferas é clara e determina de forma concisa o âmbito legal. A lei também é razoavelmente flexível. A mesma permite que sejam estabelecidas várias formas de acordos contratuais. Tal constitui uma vantagem, visto que os investidores podem perfeitamente modificar as suas prioridades nesta área.

3.2. Decretos de Concessão

O mecanismo para a concessão de um bloco é através de um Decreto de Concessão emitido pelo Governo. Estes decretos atribuem os direitos de concessão à Concessionária e determinam as respectivas obrigações principais. Entre estas, contam-se a execução de planos de trabalho aprovados, o fornecimento de relatórios mensais relativos a contratos de serviço ou tarefas iniciados e a retenção de amostras de corte, núcleo de perfuração e relatórios geológicos e geofísicos.

O Decreto 30/95 está relacionado com a regulamentação dos fluxos financeiros e operações cambiais que dizem respeito às exportações de venda de petróleo pelas companhias petrolíferas a fim de suportar as operações cambiais dessas companhias em relação ao pagamento de impostos devidos ao Ministério das Finanças e ter em consideração as transacções financeiras associadas numa conta especial criada para esse fim no BNA. Um princípio fundamental do Decreto 30/95 é que os impostos de todas as companhias petrolíferas devem ser pagos ao Ministério das Finanças utilizando o BNA como intermediário.

A avaliação do petróleo para efeitos fiscais está prevista nos decretos de Concessão e realiza-se por etapas. Os investidores fornecem informação ao Ministério do Petróleo relativamente

às suas próprias transações. Em seguida, o Ministério fixa um preço de mercado para o período (trimestre) em questão. Em caso de desacordo, existe uma disposição no sentido de solicitar uma opinião especializada independente. O Ministério tem isto em consideração ao tomar uma decisão final (ver Apêndice D “Avaliação de Procedimentos Administrativos”).

Os decretos de Concessão proporcionam uma cobertura clara das áreas envolvidas e, em geral, as áreas que abrangem são muito apropriadas. Os decretos aplicáveis a contratos antigos têm vindo a ser actualizados com o passar do tempo e, no cômputo geral, isto tem-se revelado vantajoso. A disposição dos decretos aumenta a estabilidade perceptível de todo o regime. A discussão dos direitos e obrigações das várias partes dos acordos é geralmente clara e de estilo moderno.

3.3. Anteriores Acordos de Partilha da Produção

Os Acordos de Partilha da Produção são o principal meio pelo qual a Sonangol, como Concessionária, autoriza o empreendimento de exploração e produção na área de concessão por um grupo de adjudicatários, incluindo uma ou mais companhias estrangeiras e, em alguns casos, a Sonangol.

Os PSAs incluem PSAs de produção anterior e PSAs de Águas Profundas. Nos anteriores Acordos de Partilha da Produção, as principais características económicas são a recuperação de custos com limites de “liftings”, depreciação e recuperação de custos e a partilha do Profit Oil relacionada progressivamente com a produção acumulada, mais um preço máximo.

Num contexto mundial, os limites de custos de petróleo são bastante convencionais. Estes garantem que algum Profit Oil fique disponível antecipadamente. A presença de “liftings” nos custos de desenvolvimento com depreciação não é muito vulgar, mas existe. A noção da dimensão do “lifting” como elemento chave para variações de custos é empregue na tributação petrolífera (o plano do programa de partilha do Profit Oil também pode ter isto em consideração).

As condições de partilha do Profit Oil podem ser adaptadas à presença de “liftings”. O “lifting” pode ser visto como um agente grosseiro para o retorno sobre o investimento. As disposições convencionais pelas quais o Profit Oil é partilhado em relação à produção não são capazes de lidar com total eficiência com uma grande volatilidade de preços do petróleo e respectivas consequências para a rentabilidade da actividade.

O limite de preço garante que o Governo recebe o benefício total de qualquer grande aumento de preços. No entanto, o conceito significa que existe efectivamente uma taxa marginal de 100% de imposto quando o preço máximo é ultrapassado. Isto não produz incentivos apropriados para consciencialização de custos.

3.4. Contratos Recentes de Partilha da Produção

Nos Acordos de Partilha da Produção mais recentes, as principais características económicas são a recuperação de custos com limites de “liftings”, depreciação e recuperação de custos e partilha do Profit Oil com base na taxa de retorno alcançada.

Conceptualmente, este tipo de pacote está em linha com o pensamento moderno. A rentabilidade da actividade varia em função do comportamento dos preços do petróleo, da dimensão da descoberta e dos custos de exploração e desenvolvimento. Relacionar a partilha do Profit Oil com a taxa de retorno alcançada permite que todos estes factores sejam incorporados no cálculo.

Os efeitos precisos do esquema dependem das disposições pormenorizadas. Geralmente, as condições incluem um “lifting” nos custos de desenvolvimento. Nos casos em que a partilha do Profit Oil está relacionada com a produção, a presença desta característica é rapidamente compreensível. Nos casos em que a partilha do Profit Oil está relacionada com a taxa de retorno alcançada, a presença de um “lifting” requer maior justificação.

Existe um limite para a recuperação de custos. Isto garante que algum Profit Oil esteja disponível numa etapa antecipada e também prolonga o facto de conseguir uma recuperação de custos total pelo adjudicatário.

Dependendo dos pormenores precisos do esquema, é possível que “gold plating incentives” (falta de consciencialização de custos) possam ser introduzidos. Quanto mais elevado for o “lifting” e maior for a participação do Estado no Profit Oil, maiores serão as possibilidades destes efeitos de incentivos serem introduzidos.

3.5. Complexidade do Regime Fiscal

O regime fiscal angolano é complexo. Existem regimes distintos para contratos de Associação em áreas de Concessão e acordos de Partilha da Produção.

Em cada um destes regimes, existe um nível complementar de complexidade, com diferentes variantes contratuais aplicáveis a regimes diferentes.

Segundo os Contratos de Associação no Bloco 0, a Área A difere das Áreas B e C no que diz respeito aos abatimentos disponíveis em relação ao Imposto sobre Transacções Petrolíferas. Na costa, as áreas do Congo e de Kwanza diferem em relação à taxa de direitos de exploração aplicada.

Em relação à Partilha da Produção, os acordos evoluíram ao longo do tempo, a partir de contratos anteriores baseados na produção acumulada, para contratos mais recentes de águas profundas baseados na taxa de retorno.

A maioria dos elementos principais do PSA são negociáveis e parâmetros específicos, tais como taxas, termos de recuperação de custos e “liftings” diferem, portanto entre contrato e variante contratual. O Imposto sobre o Rendimento Petrolífero, que é cobrado tanto nos Contratos de Associação como nos Acordos de Partilha da Produção é aplicado a uma taxa diferente — 65,75% segundo os Contratos de Associação de Cabinda e 50% segundo os PSAs.

A complexidade e o custo de administrar um regime deste tipo podem ser particularmente penosos. Administrar todo o regime de forma eficaz requer um nível significativo de recursos especializados. O facto de cada PSA ser negociado individualmente é moroso e dispendioso.

O fardo recairá significativamente sobre a Sonangol e sobre os ministérios reguladores, como o Ministério do Petróleo e o Ministério das Finanças. A complexidade deve aumentar em grande escala a dificuldade da administração das receitas e, como consequência, a importância de garantir capacidade institucional. A implementação de medidas que possibilitem uma gestão saudável e eficiente do regime fiscal e legislativo constitui um problema importante que deve ser resolvido pela Sonangol e pelos Ministérios.

Tabela 3.1: Resumo do Regime Fiscal Angolano

	Cabinda A	Cabinda B/C	FST (Soyo)
Taxa de Produção (Royalties)	20%	20%	16,66%
Imposto sobre os Rendimentos do Petróleo	65,75%	65,75%	65,75%
Taxa de Transacção de Petróleo	70%	70%	
Prémio de investimento e produção	50%, \$5,77/bbl	100%, \$7,96/bbl	50%, \$5,77/bbl
Participação da Sonangol	41%	41%	51%
Base Legal	Decretos 41356/57 41356/57 111/78 5/84 29/86		Decretos 41356/57 41356/57 22/75 86/76

Fonte: Concessão da Sonangol e Companhias Petrolíferas Internacionais e documentos PSA

3.6. O Papel de Concessionária

Em Angola, a companhia petrolífera estatal Sonangol é a Concessionária da indústria petrolífera em nome do Governo. A companhia também está envolvida em actividades de exploração e produção e como fornecedor regular de bens e serviços para o sector a montante. A Sonangol também detém uma posição predominante nas actividades a jusante.

4. Distribuição de Fluxos de Entrada de Receitas Petrolíferas

O Capítulo 4 no relatório inicial proporciona uma avaliação dos fluxos efectivos de receitas derivadas do sector petrolífero para o governo de Angola. O objectivo da avaliação é fornecer ao governo uma perspectiva tão precisa quanto possível das receitas petrolíferas devidas, pagas e em dívida e identificar discrepâncias ou lacunas no processo informativo e de reconciliação. A avaliação foi centrada no ano 2000, uma vez que este era o ano sobre o qual os Termos de Referência obrigam este projecto. O relatório final apresentará recomendações para melhoramentos nos relatórios e gestão das saídas de receitas.

Os principais fluxos de entrada de receitas são:

- Impostos petrolíferos (Imposto sobre Transacções Petrolíferas, Imposto sobre o Rendimento Petrolífero, Direitos de Exploração) pagos pelas Companhias Petrolíferas Internacionais e pela Sonangol.
- Pagamentos de Profit Oil feitos pelas companhias petrolíferas internacionais e pela Sonangol à Concessionária.
- Impostos petrolíferos pagos pela Sonangol ao Governo.
- Bónus de assinatura e outros tipos de taxas pagas pelas companhias petrolíferas internacionais ao Estado.
- Pagamentos provinciais (para as províncias de Cabinda e do Zaire), pagos pelas companhias petrolíferas internacionais aos governos provinciais.
- Empréstimos recebidos.

4.1. Discriminação dos Fluxos de Entrada de Receitas Petrolíferas em 2000

Os fluxos de entrada totais estimados para 2000, incluindo todos os impostos, Profit Oil, bónus de assinatura e comparticipação do lucro líquido da Sonangol após pagamento de impostos, mas excluindo os empréstimos recebidos em 2000, foram de \$ 4.344 milhões, conforme demonstrado na Tabela 4.1 abaixo.

Tabela 4.1: Fluxos de Entrada no Governo de Angola (Milhões de USD)

Discriminação de Fluxos de Entrada de Receitas	Milhões de USD
Impostos (Direitos de exploração, IRP e ITP) segundo o Ministério das Finanças, excluindo Sonangol	1.697
Impostos Sonangol	1.355
Profit Oil da Concessionária (90%)	1.075
Consignação aos Governos provinciais de Cabinda e Zaire	149
Bónus de Assinatura	0
Financiamentos do Estado	1.000
Financiamentos Estado a Estado	94
Comparticipação do lucro líquido da Sonangol após impostos, segundo as demonstrações financeiras não revistas ⁴	102
Total de Fluxos de Entrada Estimados⁵	5.472

Tabela 4.1: Fluxos de Entrada no Banco Nacional de Angola (Milhões de USD)

Discriminação de Fluxos de Entrada de Receitas	Milhões de USD
Financiamentos BNA ⁶	239
Total de Fluxos de Entrada Estimados	239

Tabela 4.1: Fluxos de Entrada na Sonangol (Milhões de USD)

Discriminação de Fluxos de Entrada de Receitas	Milhões de USD
Comissão da Concessionária ⁷	134
Empréstimos recebidos pela Sonangol através do Fundo de Cabinda durante 2000. ⁸	80
Empréstimos recebidos pela Sonangol através do Petrol Project durante 2000. ⁹	34
Total de Fluxos de Entrada Estimados	248

⁴ O Lucro Líquido da Sonangol após impostos segundo as Demonstrações Financeiras da Ernst & Young é no total de \$ 406 milhões de dólares, contudo só cerca de 20 a 25 % deste montante é efectivamente receita do OGE (lei 9/95), pois existem Fundos de Avaliação de Reservas, Social, Estímulo de Material e de Investimento dedutíveis ao Lucro Líquido da Sonangol.

⁵ Fonte Direcção Nacional de Impostos

⁶ Fonte BNA – Gabinete Dívida Externa

⁷ Fonte Declarações Fiscais – Ernst & Young

⁸ Para o capital recebido de \$ 80 milhões de dólares negociadas responsabilidades de juros de \$ 34 milhões de dólares. Fonte BNA

⁹ Para o capital recebido de \$ 34 milhões de dólares negociadas responsabilidades de juros de \$ 17 milhões de dólares. Fonte BNA

4.2. Conta Petróleo¹⁰

A Conta Petróleo, uma conta transitória constituída no BNA para assistir ao prazo de pagamentos de impostos, o pagamento de *cash calls* (pedidos de liquidez) e o serviço da dívida do Governo, deixou de funcionar em 2001. Complicações surgiram na sequência de insuficiência de fundos disponíveis para o serviço da dívida e, como resultado, a conta da Sonangol foi excessivamente debitada. Além disso, a Sonangol sofreu perdas devido ao impacto da inflação e a atrasos no recebimento do equivalente em Kwanzas dos Dólares Americanos, que valiam menos devido ao enfraquecimento do Kwanza.

Segundo os termos do Decreto 30/95, as receitas totais das vendas de petróleo não reservadas têm que ser vendidas ao BNA. Em seguida, o BNA deve creditar o equivalente em USD destas vendas à Sonangol. Destas receitas, a Sonangol deve pagar os seus impostos e *cash calls*.

É importante destacar um desenvolvimento importante na monitorização e gestão dos fluxos de receitas que foi estabelecido em Angola no final dos anos 90. Conforme se disse a Conta Petróleo foi criada como uma conta de transição aberta junto do BNA para melhorar o prazo de pagamentos de impostos pela Sonangol, o pagamento de *cash calls* e os resultados da proporção de vendas de exportação da Sonangol, enquanto concessionária e parceiro participativo, que são utilizados para reduzir a dívida do Governo. O papel do Banco Nacional de Angola seria o de agir como intermediário responsável pelo registo das entradas contabilísticas relativas a estas actividades.

A Conta Petróleo funciona nos termos da legislação definida pelo Decreto 30/95, segundo o qual o total dos resultados não reservados provenientes das vendas de exportação deve ser vendido ao BNA. Em seguida, o BNA credita a Sonangol com os resultados em Kwanzas das vendas realizadas em dólares americanos. Com estes resultados, a Sonangol deve cumprir as suas obrigações em relação a *cash calls* e impostos. Qualquer excedente é transferido da Conta Petróleo no BNA para as contas da Sonangol em bancos comerciais angolanos.

Caso haja um déficit, este é suportado pela transferência de fundos das contas da Sonangol em bancos comerciais angolanos para a Conta Petróleo no BNA. O BNA também debita o montante em Kwanzas equivalente aos resultados em USD que recebeu e que deve ser pago em nome do governo para satisfazer o montante devido da dívida pública.

Apesar da Conta Petróleo ter sido estabelecida para melhorar o controlo e a gestão das receitas petrolíferas, não foram estabelecidos quaisquer procedimentos regulares de reconciliação significativos entre o Ministério das Finanças, a Sonangol e o BNA para aprovar o saldo da Conta Petróleo numa base mensal. Não são aplicados procedimentos regulares de encerramento para determinar o prazo das datas de validade dos resultados das vendas e conta petróleo relacionada e outras transacções (ou seja, pagamentos de impostos) envolvendo o Ministério das Finanças, o BNA e a Sonangol, o que levou a discrepâncias permanentes.

¹⁰ Vai ser analisado no Relatório Final que a Sonangol retém actualmente uma percentagem dos resultados das vendas de exportação em USD e paga os seus impostos directamente ao Ministério das Finanças e alguns dos seus *cash calls* directamente aos operadores, conforme os acordos de associação e dos PSA's.

4.3. Liftings e Vendas

Procedeu-se a uma comparação dos dados de volumes de “liftings” dos relatórios fiscais de cada companhia com os dados de “liftings” das inspeções portuárias empreendidas pela empresa independente Saybolt.

Os “liftings” para o ano 2000, segundo os relatórios fiscais, totalizaram 272 milhões de barris, dos quais a parte das companhias petrolíferas estrangeiras foi de 160 milhões de barris e a parte da Sonangol de 112 milhões de barris. Os “liftings”, segundo o relatório da Saybolt, totalizaram 268,5 milhões de barris.

Foi observada uma discrepância líquida de 3,9 milhões de barris ou 1,45% dos “liftings” totais.

Analisando as possíveis causas para estas diferenças os Consultores apresentam como razões mais consistentes:

- falta de controlo e rigor nos levantamentos efectuados. Por exemplo, segundo dados dos relatórios fiscais da Svenska, que na tabela apresenta uma diferença de 100.000 barris, a Saybolt não considerou, para o ano de 2000, dois carregamentos efectuados, um de 68.760 barris e outro de 31.240 barris.
- consequência da prática do protocolo Estado / Refinaria onde as vendas para a Refinaria não são declaradas.
- consequência do protocolo dos “cash calls”.

Existem procedimentos instituídos pelo decreto 30/95, para a produção de informação para o BNA, sobre o valor das vendas em USD de cada expedição individual efectuada pela Sonangol.

Contudo, segundo o BNA, existe a recepção numa base constante de relatórios consolidados da Sonangol, mas não existe a recepção factura a factura que permita uma reconciliação atempada em relação ao pagamento das mesmas.

4.4. Relatórios Fiscais da Ernst & Young

Os relatórios fiscais relativos ao ano 2000 para cada uma das companhias petrolíferas estrangeiras e para a Sonangol revistos pela firma de contabilidade Ernst & Young em nome do governo de Angola não são, nem pretendem ser, uma auditoria. Em vez disso, representam apenas uma compilação e revisão da informação fornecida por cada companhia.

Os impostos e Profit Oil totais pagos por todas as companhias em 2000, segundo os relatórios fiscais, totalizaram \$3.881 milhões. O saldo em dívida no final do ano era de \$853 milhões.

Os impostos e Profit Oil totais pagos pela Sonangol em 2000, segundo os relatórios fiscais, totalizaram \$2.146 milhões (incluindo \$937 milhões em impostos e \$1.209 milhões em Profit Oil transferido para o Ministério das Finanças pela Concessionária).

O saldo aparente devido pela Sonangol em 31/12/00, segundo os relatórios fiscais, totaliza \$669 milhões. Isto representa 78% do saldo total devido de \$854 milhões para todas as companhias.

4.5. Bónus de Assinatura e Pagamentos Regionais

Os bónus de assinatura acumulados pagos até à data à Sonangol totalizam mais de \$1,0 mil milhões.

Os bónus sociais, que totalizam \$65 milhões desde 1997, foram destinadas a “Projectos Comunitários e Sociais” definidos pelo Governo.

São efectuadas afectações de parte de receitas para pagamentos regionais, deduzidos no Imposto sobre o Rendimento Petrolífero, pelas companhias petrolíferas aos governos provinciais de Cabinda e Zaire.

Além de pagamentos regionais, o Ministério das Finanças ajusta as receitas de Imposto sobre o Rendimento Petrolífero de forma a ter em consideração despesas *ad-hoc* pelo Ministério do Petróleo. Estes pagamentos — assim como os pagamentos regionais a Cabinda e Zaire — diminuíram, em 2000, as receitas de Imposto sobre o Rendimento Petrolífero destinado ao Ministério das Finanças em \$149 milhões.

4.6. Todas as Companhias — Deficiências de Reconciliação e Conformidade

Existem discrepâncias evidentes entre os impostos e o Profit Oil pagos, conforme registado pelos relatórios fiscais, a Direcção de Impostos do Ministério das Finanças, o Departamento Contabilístico do Ministério das Finanças e o Banco de Angola (ver abaixo).

Tabela 4.2: Resumo de Impostos e Profit Oil Totais Recebidos em 2000 — Todas as Companhias

Entidade	Impostos e Profit Oil Totais	
	Milhares de USD	Milhares de KZ
Impostos e Profit Oil recebidos segundo os Relatórios Fiscais da Ernst & Young	3.881.962	37.174.210
Impostos e Profit Oil recebidos segundo o Departamento de Impostos do Ministério das Finanças	4.276.196	39.013.312
Total revisto do Ministério das Finanças para ajustes de Impostos e Profit Oil de 1999 pagos em 2000 e Imposto e Profit Oil de 2000 pagos em 2001	3.654.893	
Impostos e Profit Oil recebidos segundo o Departamento Contabilístico do Ministério das Finanças	4.469.136	40.773.580
Impostos e Profit Oil recebidos segundo o BNA	1.650.400	18.165.933

Fonte: Compilação dos registos da E&Y, do Ministério das Finanças e do BNA.

São indicados dois valores para o Ministério das Finanças (um rectificado para considerar os pagamentos de final do ano). A discrepância entre o total registado pelos Relatórios Fiscais e o total registado pelo Ministério das Finanças é de \$227 ou de \$394 milhões, dependendo de qual dos dois valores do Ministério das Finanças é utilizado.

A discrepância entre o total registado pelo BNA e o total registado pelo Ministério das Finanças é de \$2.625 ou de \$2.004 milhões.

Estas discrepâncias poderão ser explicadas pelos constrangimentos de procedimentos e/ou práticas contabilísticas e/ou conta petróleo e/ou utilização de taxas de câmbio de forma não uniforme, etc, conforme os consultores chamam a atenção no capítulo sobre constrangimentos detectados.

Os Impostos e o Profit Oil recebidos em 2000, conforme registado pelo Banco Nacional de Angola, estão sub-avaliados.

Os Impostos e o Profit Oil recebidos segundo o Departamento de Contabilidade do Ministério das Finanças são de \$4.469 milhões, em comparação com os \$4.276 milhões recebidos segundo a Direcção de Impostos do Ministério das Finanças, ou seja, uma discrepância de \$192 milhões. Os Consultores não observaram a existência de quaisquer procedimentos para coordenar um processo de reconciliação entre estas duas direcções do Ministério das Finanças, mas observaram que a possível razão poderá ser uma das apontadas nos constrangimentos, (falta de normas e procedimentos de contabilização) ou seja, os impostos são pagos via DAR (documento de arrecadação de receita) que são registados na Direcção Nacional de Impostos, mas a Contabilidade do Ministério ao efectuar o mesmo registo regista também as deduções aos impostos feita pelas empresas petrolíferas aquando dos pagamentos regionais.

4.7. Sonangol — Deficiências de Reconciliação e Conformidade

Segundo o Relatório Fiscal da Sonangol em 2000, a companhia pagou ao Ministério das Finanças um total de \$2.146 milhões em impostos e Profit Oil. Contudo, o Ministério das Finanças indica um valor pago durante 2000 de \$2.430 milhões.

Uma parte destes impostos, pagos pela Sonangol directamente ao Ministério das Finanças são registados como “compensação”. Isto acontece quando a Sonangol realiza um “lifting” que se destina ao pagamento de um empréstimo. O valor deste empréstimo não é pago pela Conta Petróleo no Banco Nacional de Angola, logo não é aí registado, pois é imediatamente utilizado para pagar o empréstimo.

4.8. Questões de Reconciliação Tributária — Sonangol e o Ministério das Finanças

Segundo o Relatório Fiscal da Sonangol, o total de impostos pagos pela mesma em 2000 foi de \$937 milhões e o saldo devido em 31/12/00 era de \$158 milhões. A Direcção de Impostos apresenta dois valores diferentes para comparação. O primeiro regista um total de \$1.355 milhões de impostos pagos. O segundo regista um total de \$911 milhões de impostos pagos e um saldo devido em 31/12/00 de \$12 milhões. Não foi possível aos Consultores encontrar uma reconciliação das diferenças.

Os Consultores não conseguiram obter uma reconciliação modelo significativa, mantida numa base permanente e actualizada regularmente. Uma reconciliação modelo incluiria os seguintes passos, utilizando o ano 2000 como exemplo:

- fazer corresponder para o ano 2000 os totais devidos relativos a Direitos de Exploração, IRP, ITP e Profit Oil devido por companhias individuais, incluindo a Sonangol.
- comparar estes totais devidos em 2000 com os impostos efectivamente remetidos à Direcção de Impostos relativos ao ano 2000.
- preparar um plano de rectificações, relativo a retroactivos de anos anteriores. Isto demonstraria, por exemplo, os impostos pagos em 2001 relativos a 2000 e os impostos pagos em 2000 relativos a 1999, assim como quaisquer outros ajustes de encerramento associados necessários para identificar o montante total devido relativo ao ano 2000 e a diferença representativa de retroactivos para 2000.

Os Consultores não conseguiram obter uma análise de maturidade oficial dos retroactivos de impostos devidos por todas as companhias petrolíferas e pela Sonangol em 31/12/00, preparada pela Direcção de Impostos e aceite por todas as companhias envolvidas. Tal análise, a ser actualizada mensalmente, poderia constituir uma base para a cobrança de multas por atrasos de pagamento.

A legislação actual determina que o pagamentos de impostos, incluindo o Imposto sobre o Rendimento Petrolífero, deve ser efectuado até ao último dia do segundo mês subsequente ao mês durante o qual o petróleo é extraído. Durante 2000, a Sonangol efectuou “liftings” e vendas mensais. Contudo, a Direcção de Impostos apenas recebeu pagamentos de impostos da Sonangol em três meses do ano. Isto sugere que a legislação actual, no que diz respeito ao prazo de pagamento de impostos, não está a ser cumprida, mas esta situação de atrasos provém de procedimentos que se prendem com compensação, devido ao funcionamento da Conta Petróleo.

4.9. Questões de Reconciliação do Profit Oil — Sonangol e o Ministério das Finanças

Os Consultores obtiveram, junto do Ministério das Finanças, duas fontes de Profit Oil Petrolífero. A primeira regista \$1.074 milhões de Profit Oil pago em 2000. A segunda fonte revela um Profit Oil recebido equivalente a \$886 milhões. Os Consultores não conseguiram reconciliar os dois totais, nem foram capazes de reconciliar esses totais com o Profit Oil recebido de \$1.209 milhões, conforme consta no Relatório Fiscal da Sonangol.

No mesmo documento obtido do Ministério das Finanças que indicava os \$886 milhões como pagos, constava um saldo em dívida de \$269 milhões. Aplicando os mesmos ajustes de final do ano ao Profit Oil recebido de \$1.074 milhões, obtém-se um possível saldo alternativo de \$81,4 milhões.

4.10. Pagamentos de Comissão de Profit Oil à Concessionária

A Concessionária, segundo a legislação actual, está autorizada a deduzir até 10% do montante total de Profit Oil devido das operações petrolíferas sob a forma de comissão, para suprir os seus custos operacionais. Caso os custos operacionais facturados sejam inferiores ao máximo de 10% permitidos por lei, o saldo remanescente deve ser remetido ao Ministério das Finanças.

Em 2000, a Sonangol reteve a totalidade dos 10%, equivalentes a \$134 milhões.

Os Consultores não conseguiram obter qualquer documentação, factura ou forma equivalente de facturação significativa que, segundo boas práticas contabilísticas, deveriam ser enviadas pela Concessionária, descrevendo o tempo e custos internos contraídos por esta como resultado directo da cobrança e remessa do Profit Oil.

A parte de Profit Oil devida ao governo é remetida pela Concessionária à Direcção de Impostos líquida, após dedução da comissão. De acordo com boas práticas contabilísticas, o pagamento do Profit Oil bruto ao Ministério das Finanças e o pagamento do valor da comissão pelo Ministério das Finanças deveriam ser representados por duas transacções distintas.

Entre 2001 e 2005, a comissão total recebida pela Concessionária para o período pode exceder os \$500 milhões¹¹.

4.11. Pagamentos de Profit Oil pelas Companhias Petrolíferas à Concessionária

Segundo os PSAs antigos, entendemos que a parte de Profit Oil do governo representa um volume físico de petróleo vendido pela Sonangol em nome do governo. A Sonangol deve então remeter as receitas ao Ministério das Finanças, através do BNA, tal como segundo a legislação actual, numa base trimestral.

Segundo os PSAs mais recentes baseados numa taxa de retorno, entendemos que as companhias petrolíferas calculam antecipadamente a parte de Profit Oil estimado entre o adjudicatário e o governo. A Sonangol cobra posteriormente a parte de Profit Oil do governo aos membros de cada consórcio. Não conseguimos determinar a forma como são efectuadas as rectificações subsequentes, de modo a reflectir o Profit Oil sobre a produção efectiva do trimestre.

Não foi possível aos Consultores preparar, a partir da informação constante nos relatórios fiscais, uma análise composta significativa do Profit Oil devido por cada companhia petrolífera estrangeira e pela Sonangol P&P, de forma a fazer corresponder o total dessa análise, grosso modo, com o Profit Oil equivalente pago por estas companhias, numa base individual e de todas as companhias, à Concessionária. Também não foi possível aos Consultores fazer corresponder a partir dos relatórios fiscais o total efectivamente pago por estas companhias à Concessionária com o montante bruto acordado pagável pela Concessionária ao Ministério das Finanças, antes de dedução da comissão.

¹¹ Ver Quinto Relatório de Projecções Trimestrais.



Os Consultores observaram que a Concessionária não remeteu atempadamente ao Ministério das Finanças, numa base regular, os 90% da parte devida de Profit Oil do governo (procedimentos incorrectos de funcionamento da conta petróleo).

O saldo total da parte do governo de Profit Oil devido à Direcção Nacional de Impostos no final do ano 2000 é de \$512 milhões. Este valor está muito próximo daquele indicado no relatório fiscal da Concessionária, que indica um saldo em dívida de \$510 milhões.

5. Distribuição de Fluxos de Saída de Receitas Petrolíferas

O Capítulo 5 no relatório inicial fornece uma avaliação de fluxos de saída de despesas petrolíferas e identifica quaisquer irregularidades, discrepâncias ou inconsistências no modo como as saídas são reportadas e geridas. A avaliação foi centrada no ano 2000, uma vez que este era o ano sobre o qual os Termos de Referência obrigam este projecto. As áreas chave abordadas neste capítulo têm dois objectivos.

Primeiramente, os Consultores avaliaram os procedimentos e dados que suportavam os pagamentos de *cash calls* (pedidos de financiamento) efectuados pela Sonangol Holding e pela Sonangol P&P a uma variedade de companhias activas, necessários para cumprir as respectivas obrigações como parceiros participativos.

Em segundo lugar, os Consultores avaliaram os procedimentos adoptados e os dados de suporte dos pagamentos de suprimento de dívidas efectuados pela Sonangol relativamente às suas próprias operações (p. ex., financiamento do Fundo de Cabinda) ou em nome do governo. Em particular, os Consultores tentaram avaliar a produção petrolífera que é apresentada como garantia para estes empréstimos e as implicações e riscos do recurso a estes empréstimos para a gestão de receitas e estabilidade financeira. Como parte deste trabalho, também foi importante reconhecer os principais problemas com dívidas não relacionadas com o sector petrolífero, como as linhas de crédito governamentais para as actividades não relacionadas com o petróleo.

As principais saídas de despesas petrolíferas são:

- pagamentos de *cash calls* efectuados pela Sonangol Holding e pela Sonangol P&P aos vários operadores petrolíferos dos blocos onde o Grupo Sonangol detém um interesse de participação;
- pagamentos de serviço da dívida efectuados pela Sonangol Holding e pela Sonangol P&P para financiar as despesas internas do grupo;
- o serviço da dívida sobre empréstimos ao governo para actividades não relacionadas com o petróleo e fluxos para o orçamento de estado de Angola que incorporam as linhas de crédito disponíveis para o Governo.

As saídas estimadas totais para o ano 2000 estão resumidas na página seguinte.

Tabela 5.1: Sonangol - Saídas Estimadas de Receitas Petrolíferas (Milhões de USD)

Análise dos Fluxos de Saída de Receitas	Milhões de USD
Cash calls estimados pagos pela Sonangol Holding e P&P	339
Para Serviço da Dívida de empréstimos pendentes segundo o Fundo de Cabinda ¹²	228
Para Serviço da Dívida de empréstimos pendentes segundo o Fundo de Soya Palanca ¹²	45
Saídas Estimadas Indicadas para 2000	612

Fonte: Sonangol, BNA e companhias petrolíferas estrangeiras.

Tabela 5.1: BNA - Saídas Estimadas de Receitas Petrolíferas (Milhões de USD)

Análise dos Fluxos de Saída de Receitas	Milhões de USD
Serviço da dívida sobre financiamentos BNA ¹³	240
Saídas Estimadas Indicadas para 2000	240

Fonte: BNA.

Tabela 5.1: Estado - Saídas Estimadas de Receitas Petrolíferas para o OGE (Milhões de USD)

Análise dos Fluxos de Saída de Receitas para o OGE	Milhões de USD
Impostos e Profit Oil	4,127
Pagamentos aos Governos Provinciais	149
Financiamentos ao Estado ¹⁴	953
Financiamentos Estado a Estado ¹⁵	155
Saídas Estimadas Indicadas para 2000	5,384

Fonte: Sonangol, BNA e companhias petrolíferas estrangeiras.

¹² Capital UsD 167,048,541 e Juros UsD 61,439,900 – Fonte SONANGOL – Direcção de Finanças

¹³ Capital UsD 237,129,355 e Juros UsD 3,050,218 – Fonte BNA – Gabinete da Dívida Externa

¹⁴ Capital UsD 874,612,371 e Juros UsD 78,256,972 – Fonte BNA – Gabinete da Dívida Externa

¹⁵ Capital UsD 88,087,320 e Juros UsD 66,954,330 – Fonte BNA – Gabinete da Dívida Externa

5.1. Fluxos Financeiros do OGE

Conforme se verifica, na tabela seguinte, existe uma diferença entre as receitas e despesas do OGE oriundas de fluxos financeiros petrolíferos no valor de cerca de \$88 milhões.

OGE – Entradas e Saídas de Receitas Petrolíferas (Milhões de USD)

Análise dos Fluxos Financeiros de Entrada e Saída para o OGE	Milhões de USD
Impostos (Direitos de exploração, IRP e ITP) segundo o Ministério das Finanças, excluindo Sonangol	1.697
Impostos da Sonangol	1.355
Profit Oil da Concessionária (90%)	1.075
Consignação aos Governos provinciais de Cabinda e Zaire	149
Financiamentos do Estado	1.000
Financiamentos Estado a Estado	94
Comparticipação do lucro líquido da Sonangol após impostos, segundo as demonstrações financeiras não revistas	102
Entradas Estimadas Indicadas para 2000	5,472
Impostos e Profit Oil	4,127
Consignação aos Governos Provinciais de Cabinda e Zaire	149
Pagamentos do serviço da dívida de financiamentos ao Estado	953
Pagamentos do serviço da dívida de financiamentos de Estado a Estado	155
Saídas Estimadas Indicadas para 2000	5,384

Fonte: Sonangol, BNA e companhias petrolíferas estrangeiras.

A razão desta diferença, (“gap”), prende-se, segundo informações dadas aos consultores, pelo facto de terem sido recebidos, em 2000, sobre a forma de mercadoria e não sobre a forma de fluxo financeiro propriamente dito.

5.2. **Cash Calls da Sonangol**

Os *cash calls* estimados para 2000, equivalentes a \$339 milhões, aumentaram para \$381 milhões em 31/12/01, enquanto que a estimativa de *cash calls* não pagos em 31/12/00 de \$6,0 milhões aumentou para \$28,0 milhões em 31/12/01. A Sonangol ficará responsável pelo pagamento destas dívidas pendentes caso as fases de exploração sejam bem sucedidas. A tendência é consistente com os compromissos adicionais de despesas de exploração e produção conforme previsto no Modelo Financeiro e que contribuirá para os fluxos de tesouraria negativos para os anos 2003-2005.

5.3. **Cobranças em excesso por parte do Operador de Cash Calls**

A Sonangol Holding pagou *cash calls* mensais para o Bloco 2 em crude. Resultados das vendas de 1,5 milhões de barris totalizando \$43,4 milhões foram utilizados pela Sonangol para pagar *cash calls* totalizando \$34,8 milhões. O excesso de pagamento em crude foi rectificado por reembolsos de liquidez pela Texpan durante o ano 2000, totalizando \$10,0 milhões. O saldo líquido resultante de \$1,4 milhões em 31/12/00 representou um defeito de pagamento líquido por parte da Sonangol para o ano 2000.

No entanto, o defeito de pagamento acima mencionado reflectiu apenas uma redução líquida no saldo global pedido em excesso acumulado ao longo do ano (representado por aparentes pagamentos em excesso anteriores à Texpan) de \$7,8 milhões em 1/1/00 para \$6,4 milhões em 31/12/00.

Esta situação provém de uma obrigatoriedade dos protocolos dos *cash calls* de Fevereiro de 1996, onde eram adicionados 100.000 bbls por carregamento para pagamento dos *cash calls*.

Em 1996 e 1997 a mesma situação já tinha acontecido, pagamento em excesso de *cash calls* para todos os associados do bloco 2, questão que foi fruto de uma auditoria. Os não operadores exigiram o pagamento de juros (18%), reduzido da remuneração do *overnight*.

Esta obrigatoriedade foi abandonada em Abril de 2001.

5.4. **Métodos de Pagamento de Cash Calls**

Em 2000, os Consultores observaram três métodos diferentes pelos quais a Sonangol P&P e a Sonangol Holding pagaram as suas partes de *cash calls* respectivos (o método de pagamento com encaminhamento através da Conta Petróleo apenas foi parcialmente utilizado).

O primeiro método, utilizado nos Blocos FS e FST, é onde a Sonangol Holding pagou os seus *cash calls* directamente aos operadores em dinheiro, contornando assim a Conta Petróleo.

O segundo método, empregue no Bloco 0e Bloco 3, é onde a Sonangol Holding resolve os seus *cash calls* com a Cabgoc e a TotalFinaElf, segundo o protocolo antigo, que gere o pagamento através da Contra Petróleo. A Cabgoc garante a totalidade ou a maioria dos *cash*

calls mensais devidos pela Sonangol na medida que financia a parte de *cash calls* da Sonangol. Em compensação, pode rectificar o montante equivalente que deve pagar ao Ministério das Finanças em direitos de exploração contra os *cash calls* devidos pela Sonangol nesse mês.

O terceiro método de liquidação empregue no bloco 2, é aquele pelo qual a Sonangol Holding pagou a sua parte de *cash calls* através dos resultados de vendas de crude. Para fazer isto, a companhia reuniu \$43,4 milhões através da venda de 1,5 milhões de barris de crude durante 2000. Os *cash calls* para o bloco 2 totalizavam efectivamente apenas \$34,8 milhões. Os pagamentos em excesso durante o ano foram reduzidos pelo recebimento de dois reembolsos de liquidez separados da Texpan, totalizando \$10,0 milhões.

5.5. Pagamentos de Serviço da Dívida

Os Consultores procuraram, em três áreas específicas, dados suficientes para avaliar as implicações e riscos dos recursos a empréstimos da Sonangol (serviço da dívida das suas próprias operações ou em nome do governo) para a gestão das receitas. As três categorias foram:

- financiamento com base em disposições de contratos petrolíferos dedicados;
- financiamento por empréstimos internacionais, contratados pela Sonangol para os seus custos pelo desenvolvimento da concessão de Cabinda; e
- financiamento por empréstimos internacionais que não estão relacionados com as operações de Cabinda, mas que são apoiados por contratos petrolíferos dedicados (i.e., eventualmente suportados pelo Fundo de Soyo Palanca).

O Fundo de Cabinda é essencialmente uma agregação de dois Fundos anteriores (nomeadamente os Fundos de Takula e de Malongo), cada um dos quais foi lançado nos anos 80 para proporcionar um meio de apoio para o financiamento da Sonangol para a sua parte de custos de desenvolvimento, manutenção e operação na Área de Concessão de Cabinda.

Com base nos vários contratos de Associação, cada associado tem aparentemente direito a uma parte da produção de Cabinda e Nemba em contrapartida a uma contribuição pelo mesmo, que é equivalente a essa parte dos custos. A parte da Sonangol é de 41%. O Fundo funciona como um meio projectado para assegurar que a Sonangol possa ter acesso aos mercados de financiamento internacionais, a fim de lhe permitir financiar os seus 41% de custos. O objectivo do Fundo de Cabinda é funcionar como um mecanismo de pagamento directo para os empréstimos por ele apoiados.

O Fundo de Soyo Palanca foi criado em 1989, numa altura em que um determinado consórcio de potenciais financiadores da Sonangol pretendia emprestar à Sonangol, mas apenas na base em que lhes fossem dadas garantias sobre o petróleo (e as receitas), nas quais pudessem confiar para o reembolso. Não foram concedidas garantias aos possíveis financiadores em questão.

Este Fundo difere substancialmente do Fundo de Cabinda pelo facto de que muito embora, segundo as suas condições, tenha actualmente a possibilidade de ser utilizado directamente e, numa base actual, suportar uma obrigação de reembolso e de serviço da dívida, está também estruturado de modo a fornecer apenas “garantia” em circunstâncias onde o reembolso e

serviço da dívida, devido a um credor em particular, que está protegido pela mesma, é também apoiado por qualquer outro mecanismo.

Os empréstimos nos termos de financiamento por contratos petrolíferos dedicados estão excluídos das condições do Fundo. O capital total em dívida é de aproximadamente \$484 milhões.

Os empréstimos do Fundo de Cabinda incluem empréstimos que totalizam \$1.418 milhões.

Os empréstimos do Fundo de Soyo Palanca incluem empréstimos que totalizam \$1.075 milhões.

O BNA informou os Consultores que apenas tem conhecimento de um número limitado de “liftings”¹⁶ efectuadas pela Sonangol. Estas são sobretudo relativas às obrigações do Fundo de Cabinda. O BNA informou que vários “liftings”¹⁷ estão a ser efectuadas pela Sonangol que não são registadas pelo Banco Central. Esta situação é contrária à legislação actual.

¹⁶ Entre 4-6 “liftings” de carregamento de Petróleo Estatal (i.e., SONANGOL como parceiro participativo e como Concessionária) foram notificados ao BNA pela SONANGOL durante o período entre Janeiro de 2001 e o final de Maio de 2001.

¹⁷ Possivelmente mais de 15 “liftings” entre Janeiro de 2001 e o final de Maio de 2001.

6. Demonstrações Financeiras da Sonangol e do BNA

O último capítulo no relatório inicial inclui questões como as práticas contabilísticas da Sonangol e do BNA que estão fora dos limites de fluxos de receitas que entram e saem do Estado, mas no entanto têm implicações importantes para a gestão das receitas.

6.1. Avaliação das contas da Sonangol

Os Consultores obtiveram uma cópia das demonstrações financeiras da Sonangol para o ano encerrado em 31/12/00. O objectivo era avaliar o nível de confiança que poderia ser dado a estas demonstrações financeiras e identificar quaisquer anomalias contabilísticas aparentes antes de tentar uma análise destas demonstrações em conformidade com os termos de referência.

Os Consultores também tiveram acesso ao Relatório de Revisão Limitada ao Balanço da Sonangol e concluíram que, devido à limitação de âmbito, os auditores externos¹⁸ não puderam levar a cabo uma auditoria em conformidade com as normas contabilísticas internacionais (IAS). Um dos principais resultados da limitação deste âmbito foi o de não ser possível a qualquer auditor emitir uma opinião, quanto ao facto de a contabilidade apresentar ou não uma visão verdadeira e justa da posição financeira do Grupo Sonangol. É importante que os comentadores estejam cientes desta limitação.

Os Consultores apenas puderam efectuar uma análise muito elementar e limitada destas actividades a montante e a jusante. Esta situação ficou a dever-se à falta de informação nas demonstrações financeiras e às deficiências contabilísticas encontradas como resultado da análise dos Consultores.

As contas apresentadas pela Sonangol foram preparadas em Kwanzas e não têm em consideração os efeitos da inflação. Uma vez que Angola constitui uma economia hiperinflacionária, conforme definido pelo ponto 29 das IAS, a aplicação desta norma é da maior importância. A ausência de ajustes infraccionários às contas distorce qualquer análise efectuada por um leitor das contas em Kwanzas. A fim de facilitar uma análise significativa das contas, estas foram convertidas para Dólares Americanos às taxas cambiais de final do ano. As contas, tal como apresentadas pela Sonangol, são basicamente uma agregação dos vários negócios efectuados pelo Grupo sob a forma das suas actividades de petróleo e gás, distribuição e aeronáutica. As contas das subsidiárias e associadas da companhia não foram consolidadas no relatório.

Na sequência da constituição pela Sonangol de um fundo de pensões para os seus funcionários, a companhia não efectuou uma provisão contabilística para cobrir os custos em que incorreria devido a este novo esquema de benefícios. Como resultado, o lucro líquido segundo a demonstração de resultados foi declarado em excesso devido à omissão deste custo. Além disso, o passivo no balanço foi subestimado pela omissão deste custo, que estava em dívida e era pagável. Durante o ano 2000, a Sonair adquiriu algumas aeronaves,

¹⁸ PriceWaterhouseCoopers

mas a respectiva propriedade não é clara devido à falta de informação nas demonstrações financeiras.

As receitas de crude estão subvalorizadas em \$30,269 milhões, dos quais \$19,275 milhões dizem respeito ao corrente ano. Esta declaração por defeito das receitas é devida ao facto de a Sonangol não ter ainda facturado e registado, no Bloco 0, o valor de um “lifting” efectuado pelos parceiros nesse bloco.

À data de finalização da revisão limitada às contas efectuada pela empresa de auditoria PriceWaterhouseCoopers, várias respostas a pedidos de rotina aos bancos da Sonangol a fim de confirmar quaisquer saldos que detivessem em nome da Sonangol continuavam pendentes. Além disso, incluídos nas respostas dos bancos efectivamente recebidas, encontravam-se pormenores de várias contas bancárias em nome da Sonangol, tal como no Lloyds, que não apareciam nos livros contabilísticos da Sonangol.

As contas da Sonair incluem um montante de aproximadamente \$7,5 milhões relativos a despesas para o projecto Houston. Estas despesas não estão suportadas por qualquer documentação externa.

A Sonangol tem um grande número de contas bancárias activas. Os controlos internos relativos à manutenção destas contas são fracos, incluindo um número considerável de erros e diferenças a ser acompanhados, reconciliados e confirmados.

Relativamente ao controlo sobre investimentos de capital, encontramos uma quantidade de investimentos que foram subvalorizados nas demonstrações financeiras. Os investimentos foram registados com o seu custo histórico, mas não há qualquer referência nas demonstrações financeiras ou quaisquer notas relativas ao valor actual de mercado. Não existe qualquer prova que a Sonangol tenha alguma vez pedido ou recebido demonstrações financeiras destas companhias, a fim de avaliar o crescimento em valorização das suas participações de capital.

O grupo Sonangol sofre de uma falta generalizada de controlo interno em relação aos seus resultados e custos operacionais nas suas três actividades principais — petróleo e gás, distribuição e aeronáutica.

6.2. Práticas contabilísticas do BNA

O BNA não tem instalado procedimentos de controlo adequados para salvaguardar os activos fixos do banco contra perda ou utilização danosa. Os manuais de procedimentos que existem não são actualizados há já algum tempo. Também não existem manuais de procedimentos para todas as áreas em utilização no banco, de modo a normalizar as operações e a verificar a conformidade com esses mesmos procedimentos.

Os auditores da Ernst & Young observaram que o BNA emprega um número significativo de funcionários, dos quais uma grande percentagem não tem qualificações suficientes ou indicadas, nem existem descrições formais das funções para cada um dos cargos.

Até à data, o BNA não implementou ainda um sistema de controlo orçamental, pelo que não é possível implementar políticas significativas de receitas e despesas. A falta de um orçamento também expõe o banco ao risco de uma atribuição ineficaz de recursos. O BNA ainda não implementou políticas e procedimentos para gerir com eficácia o risco da taxa cambial. A gestão das reservas de moeda estrangeira não é regulamentada por uma política clara. Os procedimentos em utilização no banco não são adequados para garantir que o banco tem um controlo suficiente sobre os seus saldos bancários no estrangeiro.

Os resultados de uma análise efectuada às contas do banco demonstram algumas contas bancárias que não foram reconciliadas, que existem contas relativamente às quais o banco nunca recebeu extractos bancários, que algumas contas foram congeladas e citadas em tribunal e que não foi efectuada qualquer provisão para as mesmas. Existe um grande número de contas bancárias que já não estão a ser utilizadas. Também existe um grande número de artigos de reconciliação e nenhuma prova que estes foram ou estão a ser investigados de forma a resolvê-los.

Os procedimentos seguidos no processamento de depósitos fixos/a prazo são fracos, uma vez que não existe acompanhamento para garantir que as condições são reconsideradas na data de vencimento. Assim, existe a possibilidade de uma oportunidade de perda, se, por exemplo, um depósito for renovado quando o banco poderia ter obtido melhores condições noutra local. O banco não efectua reconciliações regulares entre as Cartas de crédito e os montantes registados no saldo de verificação.

A Ernst & Young observou que os dois montantes (saldos do sub-razão e do razão geral) não são idênticos. Além disso, alguns montantes confirmados pelos bancos estrangeiros não estão em concordância com os montantes apresentados no sistema contabilístico e algumas contas apresentam saldos credores quando estes são devedores. O banco também não possui procedimentos formais para a gestão da abertura, registo, confirmação e controlo das respectivas Cartas de crédito.

Este processo é controlado por dois ou mais departamentos e as actividades, funções e responsabilidades de cada departamento não estão claramente definidas. Os controlos do BNA relativos ao registo das suas obrigações em moeda estrangeira não fornecem uma garantia de que todas as obrigações sejam registadas. Durante a auditoria, observou-se que:

- Notas promissórias: Os processos estavam muito desorganizados, sem que os documentos fossem arquivados sistematicamente. Na maioria das notas vencidas, não

existia qualquer prova de que estas notas liquidadas estejam actualmente nas mãos do banco e não sejam apresentadas uma segunda vez.

- Ordens de pagamento: Em muitos casos, a única documentação de suporte era uma cópia do telex e não existia qualquer documento assinado pelo cliente com a ordem de pagamento.
- Remessas documentadas: O banco não possui procedimentos de controlo de modo a garantir que todos os pagamentos aos clientes sejam claramente identificados; por exemplo, o banco ainda apresentava um montante credor, quando na verdade a dívida tinha já sido liquidada.

Os procedimentos implementados pelo Banco Central não garantem que existam controlos adequados relativos às ordens de débito do Tesouro. Da análise efectuada, também observámos o seguinte:

- As ordens de débito são arquivadas por ministério, sem um resumo dos montantes ainda não recuperados.
- O banco possui um número significativo de adiantamentos a vários ministérios, sem que haja um pedido/requisição de empréstimo formal e um contrato de empréstimo, colocando assim em dúvida a precisão, avaliação e integralidade dos adiantamentos.
- Existe um montante significativo de dívida externa que não está registado nos livros do banco, devido ao facto de ainda não ter sido esclarecido se é uma dívida do banco ou do estado. Sem uma definição clara das responsabilidades, torna-se muito difícil determinar em que livros é que estes passivos devem ser registados.
- O banco não possui procedimentos escritos relativos à emissão e/ou retirada de notas e moedas para / de circulação.
- Durante o ano, o banco incluiu nos seus livros o preço contratual total da construção de 100 unidades habitacionais. Uma vez que a construção destas habitações ainda estava a decorrer no final do ano e o custo total não tinha ainda sido debitado, este tipo de tratamento teve como efeito uma declaração em excesso de activos e credores.

TORS Ref #	Descrição dos Termos de Referência	Em que Relatórios se pode encontrar o trabalho (resultados)?	Capítulo, página e/ou apêndice
a)	Estudo - Diagnóstico abrangérá Avaliação das reservas comprovadamente existentes e das reservas prováveis, compiladas numa base de dados moderna	Relatório Inicial	Capt 2, pág 6 a 33
b)	Realização das projecções sobre a evolução dos preços de exportação do petróleo, a produção angolana, as exportações e inerentes receitas para o estado. As projecções para o último semestre do ano de 2000 e o ano 2001	Relatórios Trimestrais	Todos
c)	Desenhar, desenvolver e instalar um sistema de acompanhamento que forneça ao Governo uma visão exacta e actualizada das receitas arrecadadas.	Modelo Financeiro instalado no MinFin suportado pelos Relatórios Trimestrais	-
d)	Análise comparativa entre a situação real e as projecções para o terceiro e quarto trimestres de 2000 e para o ano completo de 2001 contendo uma explicação detalhada das variações registadas entre a previsão e a situação real.	Relatórios trimestrais	Todos
e)	Avaliação da produção controlo e medição das exportações, gestão da informação, procedimentos financeiros e relativos à aquisição de bens e serviços	Relatório Inicial	Apêndice B e C
4	Tarefa 1 Avaliação da Situação Actual A primeira tarefa do Consultor será recolher e avaliar a informação relevante referente ao último ano para o qual exista informação disponível relativamente a estimativas de reservas existentes e prováveis, volume da produção actual e da esperada, volume total das exportações e valores baseados no preço de exportação obtidos, divisão do petróleo e receitas das vendas entre as companhias operadoras, Sonangol e Governo.	Relatório Inicial	Capt 2 , pág 6 a 33, Capt 4 , pág 59 a 107 Capt 5, pág 108 a 126
4	A informação a ser recolhida incluirá o balancete da Sonangol e a sua mais recente declaração de resultados, identificando separadamente as actividades da	Relatório Inicial	Capt 6, pág128 a 131

TORS Ref #	Descrição dos Termos de Referência	Em que Relatórios se pode encontrar o trabalho (resultados)?	Capítulo, página e/ou apêndice
	Sonangol a montante e as suas actividades a jusante e excluindo os investimentos feitos em áreas não petrolíferas na medida em que estes não afectem as finanças das suas operações na área petrolífera.		
4	As versões finais dos relatórios de auditoria à contabilidade dos operadores privados e das entidades públicas tais como a Sonangol e BNA existentes para os anos recentes que deverão ser obtidas e analisadas.	Relatório Inicial	Capt 6, pág 128 a 131 e apêndice E
4	Particular atenção será dada aos mecanismos de financiamento ou garantias colaterais que afectem as receitas de petróleo, incluindo, por exemplo, o “Cabinda Trust”, o “Soyo Palanca Trust”, as linhas de crédito à exportação de governo-a-governo asseguradas com petróleo, bem como situações de dívidas cruzadas entre entidades, tais como a Sonangol, BNA e Ministério das Finanças.	Relatório Inicial	Capt 5, pág 120 a 126 e apêndice F
5 a	A avaliação descrita no parágrafo 4 incluirá 4 tipos de informação distintos e será organizada em conformidade: Informação físico-técnica relacionada com reservas e produção de petróleo;	Relatório Inicial	Capt 2, pág 6 a 33 e apêndice A
b	Informação de impostos /contratual detalhando como é que o petróleo e/ou o rendimento deles resultantes deverão ser partilhados entre os Operadores, Sonangol e o Estado, baseada na análise das leis e demais regulamentação aplicável, concessões, contratos, alterações efectuadas e instruções oficiais e determinações, instrumentos contratuais ou acordos;	Relatório Inicial	Capt 3, pág 35 a 56
c	Estatísticas dos fluxos financeiros resultantes da produção de petróleo (receitas reais por oposição às receitas teóricas usadas no parágrafo 5[b]); e	Relatório Inicial	Capt 4 e 5 pág 59 e 126
d	Uma análise dos desembolsos de todas as receitas de petróleo recebidas pela Sonangol e pelo Estado respectivamente, bem como os inerentes fluxos financeiros e montantes a haver entre eles.	Relatório Inicial	Capt 5 pág 59 a 126
6	As Projecções O consultor elaborará projecções das operações de petróleo para os próximos 5 (cinco) anos na base da informação mencionada nos parágrafos (4) e (5), trabalhada em conjunto com a informação proveniente de outras fontes	Relatórios Trimestrais	Todos

TORS Ref #	Descrição dos Termos de Referência	Em que Relatórios se pode encontrar o trabalho (resultados)?	Capítulo, página e/ou apêndice
	conforme a necessidade. As projecções incluirão nomeadamente o seguinte:		
a	No caso das companhias que petróleo no âmbito de joint-venture: quantidade e qualidade do petróleo produzido e vendido, exportações, preços obtidos nas transacções de exportação, rendimento anual bruto, custos de produção e despesas gerais, custos de amortização (incluindo custos de pesquisa, exploração, desenvolvimento, instalação e de infra-estrutura), custos resultantes de actividades sociais ou de diferente natureza levados a cabo pelas companhias a pedido do Governo e que sejam dedutíveis no rendimento tributável, produção dedutível dos impostos e incentivos ao investimento, outros incentivos fiscais, lucros, bónus, impostos e outras obrigações para com o Tesouro, despesas de capital e seu financiamento, investimento directo, importação de bens e serviços e empréstimos.	Relatórios Trimestrais Q1 a Q6 e apêndices	Todos
b	No caso das companhias que estejam a produzir ou a prepararem-se para produzir petróleo no âmbito do acordo dos PSA's, adicionalmente aos acordos atrás referidos a projecção deverá ainda incluir uma descrição detalhada dos custos recuperáveis (cost oil), uma declaração de partilha do "profit oil" por cada campo e ainda o imposto de rendimento dividido por cada companhia.	Relatórios Trimestrais Q1 a Q6 e apêndices	Todos
c	No caso da Sonangol, as projecções incluirão toda a informação pertinente para a declaração da demonstração de resultados relativamente às operações a montante. Adicionalmente à informação atrás descrita e dependendo do tipo de acordo, as projecções incluirão em detalhe os pagamentos e montantes a efectuar entre o Governo e a Sonangol incluindo: impostos, "profit oil," subsídios e outras despesas correntes efectuadas pela Sonangol mediante solicitação do Governo e ainda encargos a financiar pelo Governo da sua parte do "profit oil" e retidos pela Sonangol em pagamento dos seus serviços de supervisão na qualidade de Concessionária Nacional. No caso de carregamentos de petróleo identificados para serviço da dívida, será descrito o credor e a finalidade da dívida envolvida bem como o montante ainda em dívida, afectação	Relatórios Trimestrais Q1 a Q6 e apêndices	Todos

TORS Ref #	Descrição dos Termos de Referência	Em que Relatórios se pode encontrar o trabalho (resultados)?	Capítulo, página e/ou apêndice
	de carregamentos futuros e responsabilidades da Sonangol perante os operadores, por exemplo, em relação a despesas a efectuar no âmbito dos PSA's.		
8	<p>Acompanhamento e Relatórios</p> <p>Durante a Fase I do Projecto (o principal esforço, estimado em 18 meses), o consultor em colaboração com as contrapartes Angolanas efectuará o acompanhamento e avaliação dos dados objectivos referentes a receitas do petróleo e à sua correspondência com as projecções, incluindo uma avaliação do impacto de quaisquer variáveis subjacentes (tais como o preço) a partir das presunções subjacentes às projecções, efectuarão a actualização das projecções em conformidade com o parágrafo (6), e submeterão ao Governo um relatório mensal de conclusões. O acompanhamento terá por base toda e qualquer informação proveniente de fontes e usos relacionados com o petróleo, incluindo os mencionados no parágrafo (4) e (5), as contabilidades mantidas pelas companhias, pela Direcção Nacional do Tesouro e pelo BNA, em relatórios existentes publicados ou não publicados e em confirmação física quando necessário.</p>	Relatórios Trimestrais Modelo Financeiro	
9	<p>O consultor deverá: desenvolver um manual para uso da equipa Angolana nomeada pelo Governo (mediante parecer do Consultor quanto à sua composição e relações) como responsável por este esforço e formar as contrapartes Angolanas nos procedimentos a utilizar por forma a aumentar a sua eficácia como ponto chave dentro do Governo destinado a fornecer informação actualizada da situação em cada momento e efectuar a previsão e acompanhamento das receitas petrolíferas do país. Deverão ainda fornecer manuais de utilização do sistema de acompanhamento e da base(s) de dados desenvolvidas para este projecto, manuais para a elaboração de previsões tal como descrito no parágrafo (6), manuais de aquisição de bens e serviços, bem como outros manuais que o consultor e as suas partes Angolanas identifiquem como úteis no decurso do projecto.</p>	Modelo Financeiro Relatório Final	Apêndices

TORS Ref #	Descrição dos Termos de Referência	Em que Relatórios se pode encontrar o trabalho (resultados)?	Capítulo, página e/ou apêndice
10	O consultor deverá elaborar o primeiro Relatório Trimestral apresentando as principais conclusões da sua avaliação inicial, aproximadamente dois meses após o início do projecto. Este e todos os relatórios subsequentes serão fornecidos ao Governo com cópia para o FMI (Fundo Monetário Internacional) e para o Banco Mundial. O relatório deverá incluir em forma de gráfico os fluxos financeiros dentro do sector petrolífero (privado e público), o Orçamento Geral do Estado e o resto do mundo.	Relatórios Trimestrais	Todos
11	Com base na informação disponível para o primeiro ano completo após o início do projecto (ano 2001), o consultor fornecerá ao Governo após o final desse ano, logo que possível e nunca mais de dezoito meses após o início do projecto, um Relatório Final abrangente e remeterá cópias deste ao FMI (Fundo Monetário Internacional) e a Banco Mundial. Este relatório final incluirá uma actualização da base de dados, uma análise do último balancete e da mais recente demonstração de resultados da Sonangol, incluindo a separação das actividades a montante e a jusante da Sonangol não relacionadas com o Petróleo, bem como uma descrição detalhada do sistema de acompanhamento criado e implementado durante o projecto.	Relatório Final	
a	Recomendação de medidas de protecção nomeadamente contra: declaração errónea do volume de petróleo bruto exportado, custo de produção unitários exagerados, custos operativos e custos com o desenvolvimento de novos campos; inclusão de custos não autorizados na conta de custos de recuperação; manipulação do conteúdo de água existente no petróleo bruto exportado; introdução de alterações não autorizadas nos procedimentos de fiscalização; declaração errónea dos cálculos de sobreestadias dos petroleiros ou das reservas; adjudicação de contratos de aquisição de bens e serviços sem concurso ou numa base que não seja a de livre concorrência; e qualquer outra prática fraudulenta ou não profissional que se considere como merecedora de atenção;	Relatório Final	Apêndice

TORS Ref #	Descrição dos Termos de Referência	Em que Relatórios se pode encontrar o trabalho (resultados)?	Capítulo, página e/ou apêndice
b	Uma proposta contendo as alterações institucionais, legislativas ou regulamentares que possam contribuir para melhorar a transparência com que as transacções financeiras de financiamento relacionadas com o petróleo são efectuadas. Incluindo, em especial, uma revisão dos procedimentos da “Conta Petróleo” e, se necessário, propostas para o seu ajustamento, bem como sobre as relações institucionais e de prestação de contas da equipa responsável pelo seu funcionamento; as propostas deverão ainda englobar assuntos tais como o “Fundo Cabinda” e o “Fundo do Soyo Palanca”.	Relatório Final	Apêndice
c	Uma descrição do Manual ou Manuais desenvolvidos para utilização das contrapartes Angolanas no que respeita à Conta Petróleo, previsão, gestão da base de dados e quaisquer outros que possam ter sido desenvolvidos no decurso do projecto; e	Relatório Final	Apêndice
d	Uma descrição completa das actividades de formação, tanto “on job” como em sala, levadas a cabo durante o projecto, e a recomendação de acções de formação futuras e reforço da capacidade institucional que deverão ser levadas a cabo após o encerramento do projecto.	Relatório Final	Apêndice
12	Fase II: Manutenção e Acompanhamento Na sequência do encerramento da Fase I do projecto, o consultor manterá (durante aproximadamente 12 meses) uma actividade reduzida, mas suficiente para assegurar a manutenção da base de dados e para terminar as tarefas de formação.	Após Relatório Final	
n/a	No final de cada um dos três primeiros trimestres será apresentado um relatório. (Nestes relatórios o consultor deverá descrever a situação do ponto de vista da sustentabilidade, sugerindo alterações necessárias para assegurar que o sistema possa ser gerido sem sobressaltos).	Relatórios Trimestrais Q5 e Q6 (relatório Q7 em elaboração)	
n/a	Imediatamente após o término da Fase II será apresentado um relatório final de conclusões.	Ainda por fazer	