

Financiamento da Participação de Moçambique nas concessões de gás da Bacia de Rovuma: grandes custos, grandes riscos

O financiamento da participação de Moçambique na primeira fase do Gás Natural Liquefeito (LNG) da Bacia do Rovuma custará bilhões de dólares. O Governo não pode pagar a sua parte através da futura produção (de gás) e deverá pedir empréstimo para financiá-la. Num contexto em que as empresas nacionais do petróleo constituem uma das principais causas da ‘maldição de recursos’ devido à má gestão financeira, à influência política e à corrupção, os riscos e custos são elevados, e os benefícios são incertos. Uma vez mais, são tomadas decisões de grande importância e complexidade sem um debate público.

I. Introdução

É comum que países ricos em hidrocarbonetos detenham uma parte nas operações petrolíferas, normalmente através de uma empresa nacional do petróleo. As maiores empresas petrolíferas do mundo são propriedade do Estado. Nos casos onde empresas (privadas) petrolíferas internacionais operam, os governos, normalmente, têm uma participação que varia entre 10 e 60%.

Enquanto poderá parecer óbvio que a participação do Estado constitui uma forma de aumentar a receita do Governo, este não é sempre o caso. A análise demonstra que a participação do Estado não resulta, necessariamente, numa maior parte da receita do Governo.¹ E, enquanto existem potenciais benefícios pela participação do Estado, existem também potenciais custos e riscos. Se o projecto necessitar de capital adicional durante a fase de desenvolvimento, ou registar perdas ou danos durante a fase de produção, o Governo teria a necessidade de cobrir a sua parte do prejuízo na proporção da sua participação.

O argumento a favor da participação nacional tende a ser não-financeiro. Em parte, trata-se de uma justificação simbólica: deter acções em ope-

rações petrolíferas é, muitas vezes, visto como sendo importante para a protecção da soberania do país e para a promoção do interesse nacional. Existem também considerações práticas incluindo a garantia do controlo sobre a actividade do sector privado e o desenvolvimento de capacidade nacional de gestão e especialização no sector.

O desempenho de empresas nacionais do petróleo, relativamente a estes objectivos, não é impressionante. A má governação no seio de empresas petrolíferas nacionais tem sido um factor significativo na chamada ‘maldição de recursos’. Empresas nacionais do petróleo têm, frequentemente, sido ‘capturadas’ por elites nacionais que, sob argumentos de soberania e interesse nacional, têm perseguido as suas próprias agendas políticas e/ou pessoais. As empresas petrolíferas nacionais têm, tradicionalmente, sido caracterizadas por falta de transparência e como sendo propensas à má gestão financeira.

Surpreendentemente, as empresas nacionais do petróleo também têm dependido consideravelmente das finanças do Estado, na medida em que, muitas vezes, estas devem financiar a sua percentagem de participação durante a fase de

desenvolvimento dos projectos. Na Nigéria, por exemplo, o maior item do Orçamento do Estado, entre 2005 e 2007, era o pagamento efectuado à empresa nacional do petróleo.

II. Participação do Estado em Moçambique

A Lei do Petróleo, actualmente em vigor em Moçambique, reserva ao Estado o direito a uma parte em cada concessão. Existe apenas um único projecto de petróleo, presentemente, em operação em Moçambique – os campos de gás de Pandé e Temane operados pela Sasol, em Inhambane – e, portanto, só um único exemplo, concreto, de participação do Estado.

A Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) possui uma participação no valor de 25% no projecto de Inhambane. A participação da CMH está dividida em 70% para a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), 20% directamente para o Estado Moçambicano e 10% para investidores moçambicanos privados.

Os custos de capital para a primeira fase do projecto foram de \$265 milhões. De acordo com o contrato de concessão de exploração e produção (EPCC), Moçambique deveria pagar a sua participação dos custos de capital, em adiantado. Portanto, a CMH foi solicitada a contribuir com \$66.5 milhões. Os fundos foram angariados através de créditos de quatro parceiros de ajuda de desenvolvimento, incluindo a Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD), o Banco Europeu de Investimento (EIB) e o Banco de Desenvolvimento da África do Sul (DBSA), bem como a *International Finance Corporation (IFC)*, um braço do Banco Mundial. A expansão do projecto em 2010 exigiu um investimento adicional de \$400 milhões. Com vista a manter a participação do Estado a 25%, foi necessário um investimento adicional de \$100 milhões. Uma vez mais, o financiamento veio de doadores, embora

neste caso apenas da Agência Francesa de Desenvolvimento e do Banco de Desenvolvimento da África do Sul. As contribuições relativas para a primeira e segunda fases são enumeradas na tabela 1.

A garantia da participação de Moçambique no campo de gás de Inhambane exigiu grandes contribuições de doadores. Ainda assim, os custos gerais do projecto foram relativamente modestos, apenas \$665 milhões para as duas fases. Os desafios do financiamento da participação do Estado na Bacia do Rovuma são de diferente ordem e magnitude.

Tabela 1: Financiamento do Gás de Inhambane

Milhões (USD)	Fase 1 (2004)	Fase 2 (2010)	Total
Investimento Total	265	400	665
Participação da CMH 25%	66.5	100	166.5
Crédito do DBSA	25	50	75
Crédito do AFD/BAD	24	50	74
Crédito do EIB	12		12
IFC	5.5		5.5

Nas concessões da Bacia do Rovuma, o Estado tem direito a 15% da Área 1 da Anadarko e 10% da Área 4 da ENI. Os termos do contrato, abaixo explicados, tornam demasiado dispendioso o exercício do direito de participação do Estado. Estes desafios são acrescidos dos investimentos massivos, adiantados, para a produção do LNG. Para deter parte das concessões da Bacia do Rovuma, Moçambique deverá pagar, em adiantado, biliões de dólares.

III. Financiamento da Participação do Estado

As formas através das quais o Governo financia a sua participação em projectos petrolíferos são determinadas pelos termos dos contratos de concessão de exploração e produção. Existem três opções: financiamento com capital próprio, carregamento parcial do Estado ao 'colo' e carregamento total do Estado ao 'colo' (Ver tabela 2).

Em alguns casos, o Estado é um parceiro com capital próprio, desde o início. Neste arranjo, o

Tabela 2: Modalidades de financiamento da participação do Estado

	Total de Capital Próprio	Carregamento Parcial do Estado ao 'colo'	Carregamento Total do Estado ao 'colo'
Exploração	Estado paga a participação total dos custos contraídos	A empresa paga todos os custos. (o Estado reembolsa algumas vezes, normalmente a partir da fase da produção, algumas vezes com juros)	A empresa paga todos os custos (o Estado <i>raramente</i> reembolsa)
Desenvolvimento		Estado paga a participação total	A empresa paga todos os custos. (em alguns casos, o Estado reembolsa a partir da fase de produção)
Produção		Estado paga a participação total	Estado paga a participação total
Países	Noruega, Venezuela	PNG, Moçambique	Egipto, Gana, Angola

Estado paga a sua participação total dos custos de exploração, desenvolvimento e produção, o mesmo que qualquer outro parceiro no consórcio.

No outro extremo, a empresa petrolífera internacional cobre os custos de exploração e produção da participação do Estado. Como a participação do Estado é 'carregada' durante a exploração e desenvolvimento, o arranjo é conhecido como carregamento ao 'colo' total do Estado. Em alguns casos, os custos de desenvolvimento são reembolsados ao longo do tempo, vindos da receita do projecto mas, em muitos casos, não há reembolso. Este arranjo beneficia claramente o Estado e tem um custo para as empresas, na medida em que estas devem contribuir com todo o financiamento necessário, desde o início. O Gana proporciona um bom exemplo de um carregamento ao 'colo' total do Estado (ver o quadro do texto 1).

A alternativa ao carregamento total do Estado ao 'colo' é o carregamento parcial do Estado ao 'colo'. A empresa envolvida na exploração cobre todas as despesas e assume todos os riscos. Se a exploração não é capaz de revelar os volumes de petróleo comercialmente viáveis, os custos de exploração são perdidos. Se a exploração tem

Quadro do texto 1: Gana – Estado totalmente carregado ao 'colo'

Por Lei, o Gana recebe uma participação de 10% em todas as concessões de petróleo.

O Estado é totalmente carregado ao 'colo' nas fases de exploração e produção. Todos os custos de exploração e desenvolvimento são suportados pela empresa. Não se prevê que o Estado reembolse a sua parte dos custos de exploração e desenvolvimento. Logo que a produção começa, o Estado torna-se num parceiro pleno e paga a sua parte total dos custos de operação.

O Estado também se reserva o direito de adquirir uma parte adicional em cada concessão (o valor exacto do direito varia de acordo com o contrato, com um mínimo de 2.5 e um máximo de 15%). Se o Estado decide exercer esta opção, o arranjo previsto é de carregamento parcial ao 'colo'. O Estado é responsável pela sua parte dos custos de desenvolvimento (embora não dos custos de exploração), que são reembolsados a partir de futuras receitas do Estado.

sucesso e o projecto passa para a fase de desenvolvimento, as obrigações mudam. Nesta fase, o Estado deverá, como qualquer outro parceiro no consórcio, pagar a sua participação total dos custos de desenvolvimento na medida em que forem contraídos.

III. Participação do Estado na Bacia do Rovuma

No âmbito dos contratos EPC da Bacia do Rovuma, o Estado é parcialmente carregado ao 'coló'. Isto significa que, durante a fase de exploração, as empresas são responsáveis por todos os custos. Se a exploração não tiver sucesso, os custos são inteiramente suportados pela empresa. Se o projecto passar para a fase de desenvolvimento, o Governo deve reembolsar a sua participação dos custos de exploração. O valor inclui o pagamento de juros de 1% para além do limite internacionalmente aceite, e é calculado a partir da data em que a despesa é contraída. Por exemplo, a Anadarko estima os custos de exploração em \$700 milhões até finais de 2012. Se Moçambique assume o seu direito aos 15% da sua participação na sua Concessão, terá de reembolsar cerca de \$120 milhões mais os juros, quando a produção começar.²

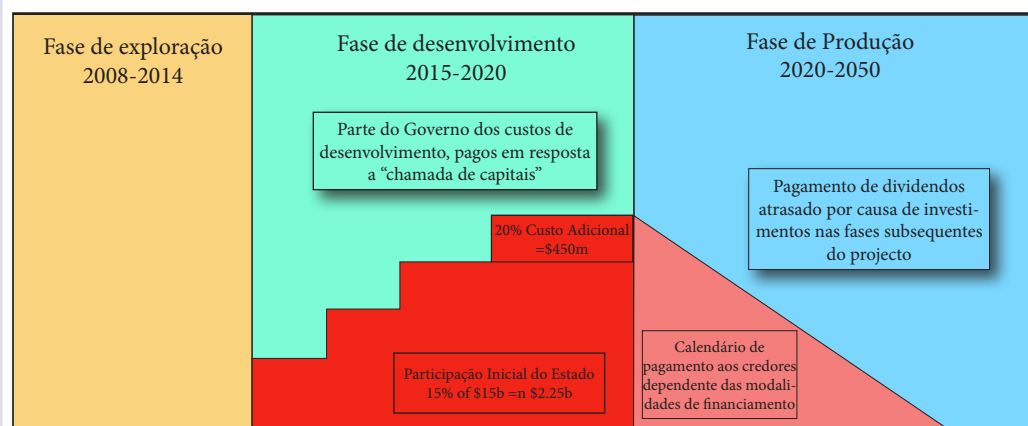
O arranjo muda completamente quando o projecto passar da exploração para o desenvolvimento. De acordo com os termos dos contratos, a aprovação pelo Governo do 'plano de desenvolvimento' do projecto marca o fim da fase de exploração e o início da fase de desenvolvimento. Nesta etapa, Moçambique deverá decidir se irá ou não exercer o seu direito de participação e a que percentagem. Antes de assumir este compromisso, deverá ter assegurado o aces-

so ao financiamento necessário para cobrir a sua participação das despesas de capital, conforme as projecções.

Quando iniciar a construção de poços, no mar, e das plantas de LNG, a empresa petrolífera que lidera o consórcio irá emitir a primeira das conhecidas chamadas de capital, um pedido de fundos de todos os parceiros no consórcio (privados e Governo), proporcional à parte de cada parceiro no projecto. Quando a primeira chamada de capital for emitida, Moçambique será solicitado a contribuir centenas de milhões de dólares, em dinheiro. Não é raro que o Governo seja incapaz de responder às chamadas de capital, resultando em graves atrasos no projecto, como já houve em países como a Nigéria.

Os prazos para as contribuições do Estado para a fase de desenvolvimento das concessões na Bacia do Rovuma são definidos na figura 1. De acordo com a Anadarko, o custo de uma infra-estrutura de duas plantas de LNG, em Palma, está projectado em \$15 biliões. Esta é uma avaliação optimista. A *Wood Mackenzie*, a principal companhia de consultoria na área do petróleo e gás, faz projecções de custos na ordem de \$25 biliões. Usando dados da Anadarko, no início da fase de desenvolvimento, Moçambique terá de contribuir em, pelo menos, \$2.25 biliões em dinheiro. Como em todos os projectos de LNG até agora realizados, os custos superam, de forma significativa, as projecções iniciais. A figura 1 antecipa um aumento de 20% nos custos de construção, o que exigirá que o Estado contribua com um valor adicional de, perto de, \$450 milhões.

Figura 1: Contribuição do Estado para a fase de desenvolvimento



Muito pouco se pode dizer sobre a fase de produção. Não pode ser proporcionada qualquer especificidade sobre os prazos ou a calendarização para o pagamento da dívida contraída para financiar a participação do Estado, na medida em que isto dependerá dos termos ainda a serem negociados. Mas um plano de reembolso distribuído ao longo de uma década ou mais, não seria incomum. Do mesmo modo, embora o Estado espere receber pagamentos de dividendos, baseados na sua percentagem do lucro da empresa, estes são imprevisíveis e serão, provavelmente, empurrados para muitos anos mais tarde, já que os lucros são, novamente, investidos em fases subsequentes do desenvolvimento do LNG.

Os desafios do financiamento da exploração e desenvolvimento na Bacia do Rovuma são verdadeiramente extraordinários. A conta poderia, facilmente, corresponder a \$3 bilhões de uma participação de 15%, um valor que representa mais de 20% do PIB de Moçambique e isto é, apenas, para duas plantas de LNG, a primeira fase de desenvolvimento. Enquanto o ritmo de uma potencial expansão é inteiramente incerto, a construção de plantas adicionais de LNG poderá começar antes da chegada de receitas significativas para o Estado. Isto exigiria um crédito adicional, novamente na ordem de bilhões de

dólares, para o Estado reter a sua participação percentual.

VI. O Desafio do Financiamento

Na tentativa de financiar uma parte significativa de um projecto de LNG, Moçambique está a entrar em águas inexploradas. Vários produtores de LNG em países em desenvolvimento detêm uma participação no projecto mas estes já eram grandes exportadores de petróleo ou foram carregados ao 'colo' durante a fase de desenvolvimento do projecto de LNG. A tabela 3 apresenta produtores de LNG de países em desenvolvimento e a sua abordagem de financiamento.³ A Indonésia e a Nigéria proporcionaram o seu próprio financiamento para os seus projectos de LNG, mas eles já eram principais produtores de petróleo com receitas substanciais no sector. Entretanto, em inúmeras ocasiões, a companhia petrolífera da Nigéria não foi capaz de pagar a sua participação, resultando em atrasos substanciais na construção.

Papua Nova Guiné (PNG) é um dos poucos exemplos de um país em desenvolvimento que procurou financiar uma parte substancial no desenvolvimento do LNG sem recorrer a receitas significativas de petróleo nem a um carregamen-

Tabela 3: Financiamento do LNG num país em desenvolvimento

Produtor de LNG	Ano da Primeira Produção	Percentagem da Participação do Estado	Carregado ao 'colo' na fase de Desenvolvimento	Produtor de Petróleo antes do LNG
Líbia	1970	50%	Sim	Sim
Algéria	1971	51%	Sim	Sim
Indonésia	1977	10%	Não	Sim
Nigéria	1999	50+%	Não	Sim
Trinidade	1999	Nenhum	N/A	Não
Egipto	2005	24%	Sim	Sim
Guiné Equat	2007	Nenhum	N/A	Não
Perú	2010	Nenhum	N/A	Não
Angola	2013	20%	Sim	Sim
PNG	2014	19.6%	Não	Não
Moçambique	2020	15%	Não	Não

■ Sem participação

■ Carregado ao 'colo' no desenvolvimento

■ Não 'carregado'

to total do Estado ao 'colo' (ver o quadro do texto 2). Portanto, constitui, talvez, o melhor exemplo dos desafios que Moçambique irá enfrentar.

Relatórios sugerem que o FMI está a encorajar Moçambique a renunciar o seu direito a uma parte nas concessões do Rovuma. Contudo, está claro que o Governo continua a prever garantir

uma participação no desenvolvimento da Bacia do Rovuma. A Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) considera isto como uma importante etapa no percurso em direcção a tornar-se numa empresa petrolífera plenamente operacional.

Quadro do texto 2: Papua Nova Guiné (PNG) e os desafios do financiamento do LNG

Em 2007, a PNG iniciou a planificação de uma infra-estrutura de LNG de duas plantas de 6.6 milhões de toneladas por ano (mtpa), liderada por uma subsidiária da Exxon na PNG.⁴ Os custos estimados eram de \$11 biliões, com o início da produção previsto para 2013. As receitas do Governo, ao longo de um período de 25 anos do projecto, foram estimadas em \$31 biliões, com receitas substanciais, começando depois de 10 anos de produção.⁵

Quando a construção começou, em 2010, os custos estimados tinham aumentado para \$15 biliões. O financiamento teve como base uma combinação de 30% do capital próprio e 70% de endividamento. O financiamento que veio do sector privado foi complexo, envolvendo cinco agências de crédito de exportação e 17 bancos comerciais.⁶ O custo do financiamento comercial acrescenta um valor estimado de \$3.5biliões para os custos totais do projecto.

A Lei do Petróleo, na PNG, estipula 22.5% de participação do Estado em todos os projectos.⁷ O Governo também detém uma participação de 17.6% na empresa registada na PNG, *Oil Search*, que detinha 29% no projecto de LNG.

O contrato de exploração e produção estipula um carregamento parcial do Estado ao 'colo' – o Estado era obrigado a financiar a sua participação dos custos de desenvolvimento, em adiantado. O Primeiro-ministro de PNG, na altura, insistia que dois objectivos primordiais deviam ser satisfeitos: não se devia registar qualquer redução na percentagem da participação do Estado e o mecanismo de financiamento não deveria resultar numa maior dívida para o sector público. Isto exigiu um mecanismo inovador, todavia, controverso, com vista a angariar mais de \$1.1 bilião.

Usando o que é conhecido como obrigações de tesouro permutáveis, o Governo negociou uma futura troca nas acções pertencentes à *Oil Search* para um financiamento, em adiantado, das contribuições de capital necessário para a sua participação no projecto de LNG. Com efeito, o Governo procurou comercializar o seu juro indirecto no projecto de LNG (através das suas acções na *Oil Search*) para pagar a sua parte do capital próprio.

Os aspectos específicos do acordo são os seguintes:

- O Governo de PNG transferiu os 17.6% da sua participação na *Oil Search* (uma empresa de PNG registada na Bolsa de Valores Australiana) para a *Independent Public Business Corporation* (IPBC, uma empresa privada, totalmente sob propriedade do Governo de PNG);
- A IPBC, então, comprometeu a sua parte de 17.6% na *Oil Search* para a Empresa Internacional do Petróleo de Abu Dhabi (essencialmente o fundo soberano Abu Dhabi) contra uma obrigação permutável (*exchangeable bond*) de cinco anos, no valor de \$1.1 bilião na Bolsa de Valores da Austrália;
- O \$1.1 bilião foi depositado numa conta bancária da qual o Governo pagou a sua participação das despesas de capital do projecto de LNG de PNG;

- Em 2014, as obrigações serão resgatadas a um preço previamente definido de \$8.55 por acção (com compensação do Governo, se o preço de participação for mais baixo) e o IPIC irá adquirir todo o capital de equidade de PNG, correspondente a 17.6%, na *Oil Search*.

Como a obrigação permutável ainda não foi resgatada e a produção do LNG ainda não iniciou, não é possível, ainda, fazer uma avaliação global da estratégia.

Algumas conclusões preliminares podem, contudo, ser feitas:

- Embora os proponentes do acordo continuem a afirmar que o mesmo não aumentou a dívida soberana de PNG, nenhuma das análises macroeconómicas de PNG concorda com a afirmação. É universalmente aceite que as obrigações permutáveis constituem uma responsabilidade do Estado. O Tesouro de PNG concluiu que a responsabilidade do Estado do projecto de PNG correspondia a 19% do PIB.
- O valor das obrigações permutáveis depende do preço de participação da *Oil Search*. Se o preço de participação for inferior a \$8.55 na hora do resgate, o Governo terá de pagar a diferença. Quando as acções da *OilSearch* reduziram a menos de \$5, o financiamento adicional necessário teria sido de, aproximadamente, \$750 milhões. A um ano do resgate, o actual preço de participação de \$7.50 continuaria a requerer um pagamento adicional do Governo, em mais de \$150m.
- As obrigações permutáveis cobriram apenas as contribuições iniciais de capital, conforme as estimativas. Em 2012, quando a Exxon anunciou as derrapagens de custo de 21%, resultando num total de custos de capital correspondentes a \$19b, o Estado foi obrigado a contribuir um valor adicional de US\$258m.⁸ Com a alternativa de uma redução da participação no projecto, o Governo decidiu financiar esta diferença, mais uma contingência de \$155m contra sobrecustos adicionais, contraindo um crédito adicional de \$415m.
- Uma auditoria ao acordo concluiu que a transacção não foi transparente nem apropriada, que outras opções de financiamento não tinham sido suficientemente exploradas e que o crédito inicial tinha sido um desperdício. Por exemplo, receber o dinheiro oito meses antes, obrigou o Governo a pagar o custo das suas contribuições de capital na ordem de cerca de \$50m em pagamentos de juro adicionais.

Com base na nossa análise, é difícil imaginar que o Estado seja capaz de reter a totalidade da sua reserva de participação. E se o Estado decidir procurar um certo nível de participação é difícil imaginar que não leve consigo os custos financeiros e os riscos, que têm o potencial de exceder quaisquer benefícios.

NOTAS

¹ Ver por exemplo, Charles McPherson, *State Participation In The Natural Resource Sectors: Evolution, Issues And Outlook*, FMI, 24 de Setembro de 2008, pp. 11-13.

² Cobranças de juros são LIBOR +1% compostos trimestralmente. O Plano Director do Gás assume um total de 2.1% que arrecadaria pagamentos de juros de \$20-30 milhões.

³ Eliminado para a última coluna, a 'produção de petróleo antes do LNG' era de 500,000 barris por dia.

⁴ Os maiores participantes do sector privado, em termos de capital próprio, são a *Exxon Mobil affiliates* (33.2%) e a *Oil Search* (29%). O Governo PNG possui 16.8, maioritariamente através da *Independent Public Business Corporation* e os proprietários de terra detêm 2.8%.

⁵ O LNG do projecto está, integralmente, contratado para quatro compradores-chave, compostos pela *TEPCO* (1.8 MTPA) e *Osaka Gas* (1.5 MTPA) do Japão, CPC de Taiwan (1.2 MTPA) e *Sinopec* (2.0 MTPA) da China.

⁶ Dos \$US14bn no financiamento, \$US8.3bn vieram de agências de crédito de exportação, \$US1.95bn de comissões não cumpridos de um sindicato de 17 bancos comerciais e \$US3.75bn de um co-crédito da Exxon Mobil. Os ECAs envolvidos incluíam a Austrália, os Estados Unidos, o Japão, a China e a Itália. A exposição do banco comercial foi mínima. O crédito de US\$1.95bn foi dividido entre os 17 bancos.

⁷ *Esso Highlands* (subsidiária da Exxon) 33.2%; *Oil Search* 29%; Santos 13.5%; JX Nippon Oil & Gas 4.7%.

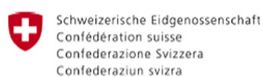
⁸ A principal razão para o aumento deveu-se às actuais flutuações (\$1.4bn), incluindo o elevado valor do dólar australiano e o PNG kina. Interrupções de trabalho corresponderam a um valor adicional de \$1.2 biliões, enquanto os custos de construção e perfuração e temperaturas adversas, corresponderam a um valor adicional de \$700m.

FICHA TÉCNICA

Editor: Adriano Nuvunga | **Layout and Design:** Nelton Gemo | **Tiragem:** 300 exemplares | **Endereço:** Rua Frente de Libertação de Moçambique, nº 354, Maputo - Mozambique

Tel.: +258 21 492335, **Cel.:** +258 82 301 6391,
Fax: 258 21 492340 | **Caixa Postal:** 3266
E-mail: cip@cip.org.mz
Website: www.cip.org.mz;
Registo N°: 020/GABINFO-Dez/2007

Parceiros



Swiss Agency for Development and Cooperation SDC

