

Moçambique: Produtores Independentes de Energia (PIE) No Âmbito de Energias Renováveis

Modelo de Caso de Negócio: Central de Energia Solar de 20 MWp (Com Armazenamento em Bateria)



INTRODUÇÃO

De modo a se tornar menos dependente de grandes projetos de energia hidroelétrica, com apoio dos seus parceiros de desenvolvimento, o governo de Moçambique está à procura de atrair promotores de energias renováveis do sector privado para fornecer eletricidade à rede elétrica nacional como produtores independentes de energia (PIE). O presente Modelo de Caso de Negócio (MCN) analisa a viabilidade financeira de um hipotético projeto de energia independente solar FV de 20 MWp equipado com um sistema de armazenamento de energia em bateria (BESS) (“o Projeto”). Um projeto de energia solar FV com armazenamento em bateria pode produzir e armazenar energia, o que permite ao sistema fornecer eletricidade durante o horário de pico noturno quando o sol não esteja a irradiar luz e também aumenta a estabilidade da rede.

PÚBLICO-ALVO

A produção da central elétrica será vendida ao abrigo de um contrato de aquisição de energia (CAE) de 25 anos à empresa de eletricidade nacional pública, a Electricidade de Moçambique (EDM). A bateria permite armazenar uma parte da eletricidade produzida durante os períodos fora de pico, isto é, quando a produção de energia solar se encontra normalmente no seu máximo, para fornecer eletricidade para cargas críticas quando a rede pública se deparar com défice de eletricidade.

Foi realizada uma análise financeira detalhada do Projeto para determinar a sua viabilidade e capacidade de cobrir o serviço da dívida adequadamente, fornecendo ao mesmo

tempo retornos atrativos aos investidores. O público-alvo deste MCN inclui (mas não está limitado a):

- **Promotores do projeto** que possam ter interesse em procurar oportunidades para o desenvolvimento de PIE de energia solar FV em Moçambique;
- **Potenciais investidores** que possam ter interesse em financiar PIE de energia solar FV em Moçambique;
- **Empreiteiros de EPC e prestadores de serviços de O&M** que possam ter interesse em deter participações em PIE de energia solar FV em Moçambique;
- **Oficiais do governo e reguladores** com interesse em compreender os PIE de energia solar FV com a finalidade de emitir autorizações, concessões e outro tipo de licenças; e

- **Grandes consumidores de energia** que possam ter interesse em se tornarem acionistas de um PIE de energia solar FV.

PRESSUPOSTOS-CHAVE

Este MCN baseia-se em diversos pressupostos que são seguidamente descritos. Os pressupostos apresentados na análise baseiam-se essencialmente nas informações disponibilizadas ao público recolhidas por meio de investigação documental. Será necessário um estudo de viabilidade detalhado para determinar os custos reais aplicáveis e os parâmetros para projetos específicos.

Pressupostos técnicos

A **Tabela 1** apresenta os pressupostos relacionados com a capacidade de produção de energia da central elétrica.

TABELA 1. Pressupostos técnicos

PARÂMETROS TÉCNICOS DO SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FV	UNIDADE	VALOR
Produção anual base	kWh/kWp	1.654 ¹
Capacidade do sistema de energia solar FV	MWp	20 ²
Produção anual – Ano 1	MWh	33.080 ³
Capacidade de armazenamento	MW	2 ⁴
Capacidade de armazenamento	MWh	5 ⁵
Capacidade do inversor	MW	16 ⁶
Vida útil do projeto	Anos	25 ⁷
Degradação anual do módulo	%	0,5% ⁸
Degradação da capacidade de armazenamento	%	1% ⁹

- 1) Consultas dos atores locais;
<https://www.proparco.fr/en/actualites/president-republic-mozambique-officially-launches-construction-works-metoro-solar-power>
- 2) Hall, M., "Financial close for Mozambique's first solar-plus-storage project," PV Magazine, (21 de dezembro de 2021):
<https://www.pv-magazine.com/2021/12/21/financial-close-for-mozambiques-first-solar-plus-storage-project/>
- 3) Obtido da multiplicação da produção anual pela capacidade do sistema.
- 4) Hall, 2021.
- 5) Hall, 2021.
- 6) Ibid.
- 7) Africa Energy Portal: Mozambique starts construction on first solar energy storage IPP:
<https://africa-energy-portal.org/news/mozambique-starts-construction-first-solar-energy-storage-ipp>
- 8) "Uganda: Captive Power - Model Business Case: Solar Photovoltaic (PV) for Commercial and Industrial Facilities," GET.invest Market Insights, (2020):
https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/11/GETinvest-Market-Insights_UGA_Captive_MBC-Facilities_2019.pdf
- 9) USAID/Power Africa Southern Africa Energy Program.

Pressupostos técnicos

Assume-se que a taxa de câmbio do Euro (EUR) para o metical moçambicano (MZN) é 66,5.¹⁰ Baseado nas projeções para Moçambique, assume-se que a inflação anual seja 6% ao longo da vida útil do Projeto,¹¹ enquanto que a depreciação anual do MZN para o EUR seja 1,5%.¹²

Impostos

Foi aplicada uma taxa do imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas de 32%. Uma taxa de imposto de valor acrescentado (IVA) de 16% é aplicável ao equipamento e serviços necessários para o Projeto, além de um imposto sobre importações de 7,5% sobre qualquer equipamento importado.¹³ Foram considerados dois cenários para a análise: **i)** um cenário com isenções de IVA e de imposto sobre importações além de

reduções no imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas,¹⁴ e **ii)** um cenário sem incentivos.

Custos do capital

A **Tabela 2** apresenta os pressupostos dos custos do capital para o Projeto. Os custos de capital incluem o custo total de execução do contrato de engenharia, aquisição e construção (EPC), custos de desenvolvimento e não relacionados com o financiamento, bem como os custos de financiamento.¹⁵ Assume-se que a central será depreciada via depreciação linear ao longo dos 25 anos da respetiva vida útil a uma taxa de 4% por ano. No caso do cenário com incentivos, partiu-se do pressuposto de que o equipamento elegível para isenção de IVA e de imposto sobre importações constitui 50% do custo do capital do Projeto.

TABELA 2. Pressupostos dos custos do capital¹⁶

CUSTOS DO CAPITAL	UNIDADE	COM INCENTIVOS	SEM INCENTIVOS
Custo instalado por Watt	EUR/Wp	1,57 €	1,76 €
CAPEX total	Milhões de EUR	31,5 €	35,1 €

10) Conversão cambial à data de 3 de dezembro de 2022.

11) Taxa de inflação em Moçambique: <https://tradingeconomics.com/mozambique/inflation-cpi>

12) Calculada com base nos dados históricos da taxa de câmbio de MZN/EUR.

13) <https://taxsummaries.pwc.com/mozambique/corporate/taxes-on-corporate-income>; <https://taxsummaries.pwc.com/mozambique/>; e <https://www.get-invest.eu/market-information/mozambique/>

14) Baseado nas informações apresentadas no Guia de Desenvolvimento relativas aos incentivos fiscais disponíveis, foram aplicadas as seguintes reduções na taxa de imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas: 80% nos primeiros cinco exercícios fiscais; 60% a partir do 6.º até ao 10.º ano; 25% a partir do 11.º até ao 15.º ano.

15) Os custos de EPC incluem o custo do equipamento, o custo dos serviços do contratante de EPC, o custo do frete, os impostos (onshore e offshore) e os direitos aplicáveis acrescidos dos custos de interligação. Os custos de desenvolvimento e de não-financiamento incluem os custos intangíveis que são capitalizados no encerramento financeiro do Projeto, incluindo a bonificação do promotor, os custos de gestão do projeto/do engenheiro do proprietário, os requisitos de capital circulante pré-financiado (custos da fase inicial), custos de aquisição do terreno, custo dos serviços técnicos, jurídicos, financeiros e de consultoria fiscal (incluindo quaisquer honorários à percentagem devidos aos consultores), os custos de O&M de pré-adjudicação, seguro de construção, custos de consultoria do credor e outros custos de pré-construção (licenças e autorizações, etc.). Os custos de financiamento constituem o compromisso da dívida e as remunerações iniciais dos credores, o financiamento inicial para os instrumentos de aumento de crédito (GPR/PRI/LC) durante o período de construção e os Juros Durante a Construção (JDC).

16) Takouleou, J.M., "Mozambique: Globeleq closes financing for its Cuamba solar power plant (19 Mw)," Afrik21, (5 de janeiro de 2022): <https://www.afrik21.africa/en/mozambique-globeleq-closes-financing-for-its-cuamba-solar-power-plant-19-mwp/>

Custos operacionais

Assume-se que os custos operacionais e de manutenção (O&M) anuais sejam 1,5% do custo total do capital do Projeto.¹⁷ Assume-se também que os custos operacionais e de manutenção aumentem até 6% anualmente em função da inflação. A **Tabela 3** apresenta os custos assumidos de substituição da bateria no 11.º e 21.º ano e de substituição do inversor no 16.º ano de funcionamento.¹⁸ Os custos de substituição baseiam-se num pressuposto de redução anual do preço na ordem dos 3% comparativamente ao investimento inicial.¹⁹

TABELA 3. Pressupostos dos custos de substituição de componentes

COMPONENTE	CUSTO TOTAL COM INCENTIVOS (MILHÃO DE EUR)	CUSTO TOTAL SEM INCENTIVOS (MILHÃO DE EUR)
Custo de substituição da bateria (ano 11) ²⁰	1,09 €	1,36 €
Custo de substituição da bateria (ano 21) ²¹	0,80 €	1,00 €
Custo de substituição do inversor (ano 16) ²²	1,10 €	1,38 €

Tarifa de CAE

O modelo assume uma tarifa indicativa de 0,081 EUR/kWh com base nos CAE anteriores assinados entre a EDM e os PIE.²³ Assumiu-se também que a tarifa de CAE esteja indexada ao EUR e aumente até 4,2% anualmente.²⁴ A tarifa efetiva e os mecanismos de ajustamento aplicáveis para o Projeto serão acordados num CAE entre a EDM e a Empresa do Projeto.

- 17) Memorando Explicativo relativo a Regulamentos para Projetos CERC (Termos e Condições para determinação da Tarifa das Fontes de Energia Renováveis) (Quinta alteração), 2016: https://cercind.gov.in/2016/draft_reg/Exp16.pdf
- 18) Smith, K., et al., 2017. "Life Prediction Model for Grid- Connected Li-ion Battery Energy Storage System," National Renewable Energy Laboratory (NREL), (May 2017): <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67102.pdf>; e Sangwongwanich, A., et al., 2017. "Lifetime Evaluation of Grid-Connected PV Inverters Considering Panel Degradation Rates and Installation Sites," IEEE Transactions on Power Electronics, https://www.researchgate.net/publication/314121765_Lifetime_Evaluation_of_Grid-Connected_PV_Inverters_Considering_Panel_Degradation_Rates_and_Installation_Sites
- 19) "Zambia: Solar PV and Hydro Mini-Grids: Model Business Case: Solar PV Mini-Grid for Rural Electrification," GET.invest Market Insights, (2020): https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights_ZMB_Mini-grid_-MBC-Solar_2019-1.pdf
- 20) Cole, W., Frazier, W., and Augustine, C., "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update," National Renewable Energy Laboratory (NREL), (June 2021): <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>
- 21) Ibid.
- 22) Baseado num pressuposto dos custos iniciais de 140.000 EUR/MW (fonte: https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/11/GETinvest-Market-Insights_UGA_Captive_MBC-Facilities_2019.pdf)
- 23) À data, as tarifas acordadas relativamente aos CAE assinados entre os PIE e a EDM variam entre 8,5 e 13 cêntimos de dólar/kWh (Fonte - Relatório da Estratégia da EDM 2018-2028). Partiu-se do pressuposto de que o Projeto irá obter financiamento subvencionado para compensar o custo adicional do componente de armazenamento da energia em vez de fixar o seu preço na tarifa.
- 24) Pressuposto baseado no Plano Diretor Integrado da EDM (2018-2043). As taxas de agravamento acordadas nos CAE anteriores entre os PIE e a EDM não estão disponíveis ao público

Cenários de financiamento e pressupostos da dívida

De acordo com a estrutura de financiamento da Central de Energia Solar de Cuamba, partiu-se do pressuposto de que o Projeto será financiado com 25% de capital próprio, 7,6M de EUR de financiamento subvencionado com o saldo dos fundos coberto pela dívida (Tabela 4).²⁵

Foram tidos em conta dois cenários de financiamento da dívida: i) dívida denominada em EUR; e ii) dívida denominada em MZN. Assume-se que a taxa de juro seja 7% para dívida denominada em EUR²⁶ e 15% para dívida denominada em MZN.²⁷ Assume-se que o prazo da dívida seja de 18 anos no contexto de ambos os cenários.²⁸

TABELA 4. Estrutura de capital

TIPO DE CAPITAL	COM INCENTIVOS		SEM INCENTIVOS	
	% DE CAPEX	MONTANTE TOTAL (MILHÕES DE EUR)	% DE CAPEX	MONTANTE TOTAL (MILHÕES DE EUR)
Dívida	50,8%	15,99 €	53,3%	18,74 €
Capital próprio	25,0%	7,86 €	25,0%	8,78 €
Subvenções	24,2%	7,61 €	21,7%	7,61 €
Total	100%	31,46 €	100%	35,12 €

25) Takouleou, 2022.

26) Consultas dos atores, 2022.

27) Baseado na taxa de juro da linha de crédito verde do BCI.

28) Baseado nos termos da dívida para PIE de energia solar similares em Moçambique. Não é assumido qualquer período de carência para ser conservador. Importa também referir que no caso do cenário da dívida denominada em MZN, os bancos domésticos em Moçambique não disponibilizam atualmente tal dívida de longo prazo, contudo, realizou-se o pressuposto para fins ilustrativos.

RESULTADOS

Existem diferentes tipos de investidores em atividade no financiamento de projetos de energia solar em escala de utilidade pública, com diferentes objetivos e taxas de remuneração variáveis. Os investidores em empresas públicas como a Engie, EDF ou Enel, que possuem fontes sólidas de capital de baixo custo poderão aceitar 7-8% de Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto, dado que também obtêm rendimentos como contratantes de EPC e O&M e têm objetivos estratégicos a longo prazo. Os investidores puramente financeiros como a AIIIM irão provavelmente necessitar de uma TIRcp mínima de 15% para investir num projeto em Moçambique. Investidores em promotores/ financeiros híbridos como a Serengeti Energy ou a Berkeley Energy poderão aceitar uma TIRcp mínima de 12%, uma vez que também obtêm rendimento nos honorários de promotor.²⁹

Com base nos pressupostos descritos anteriormente, a análise financeira produziu as seguintes conclusões:

- No cenário com incentivos com dívida denominada em EUR, o Projeto será atrativo para investidores financeiros e estratégicos com uma TIRcp de 12.7% e um período de retorno de 10 anos.
- No cenário com incentivos com dívida denominada em MZN, o Projeto será atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp de 8,3% e um período de retorno de 15 anos devido ao elevado custo da dívida local.
- No cenário sem incentivos com dívida denominada em EUR, o Projeto também será atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp de 8.8% e um período de retorno de 15 anos.
- No cenário sem incentivos com dívida denominada em MZN, o Projeto não é atrativo com uma TIRcp de 5,2% e um período de retorno de 19 anos devido ao elevado custo da dívida local.
- O Rácio de Cobertura do Serviço de Dívida mínimo (RCSD) é 1,2 em todos os cenários devido ao custo de substituição da bateria no Ano 11, indicando a necessidade de uma conta de reserva de serviço da dívida.

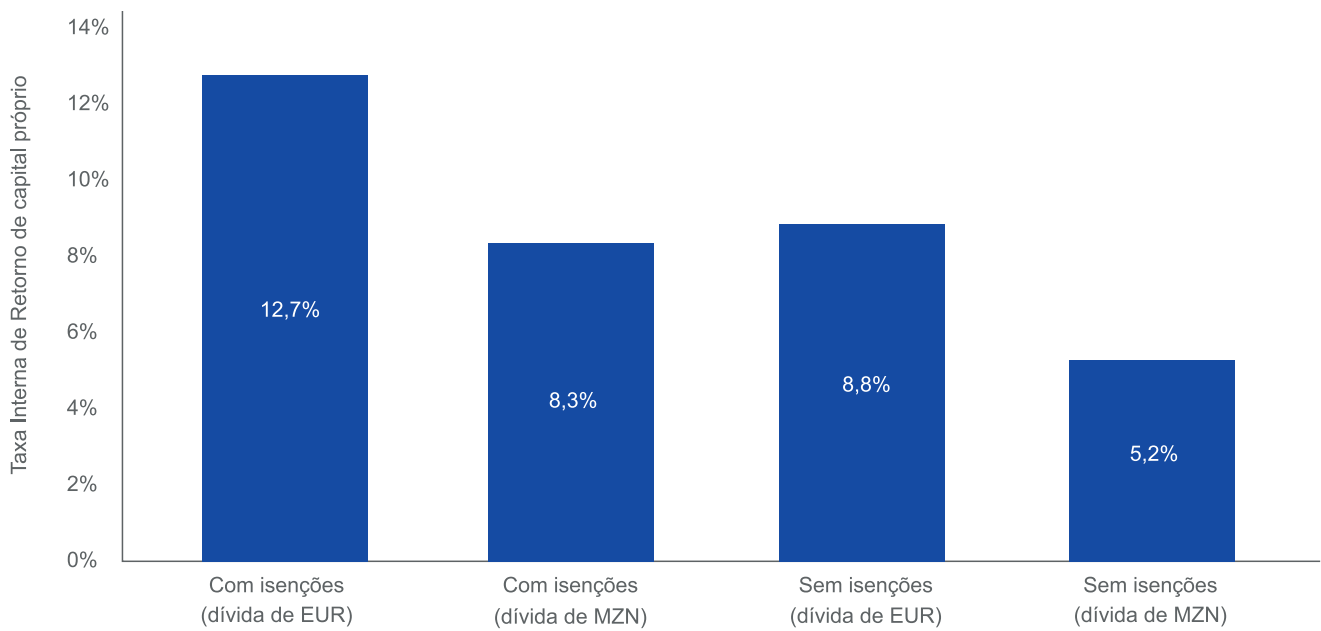
Os resultados da análise financeira são resumidos na [Tabela 5](#) e na [Figura 1](#).

29) Consultas dos atores, 2022.

TABELA 5. Resultados da análise financeira

INDICADOR	COM INCENTIVOS		SEM INCENTIVOS	
	DÍVIDA DENOMINADA EM EUR	DÍVIDA DENOMINADA EM MZN	DÍVIDA DENOMINADA EM EUR	DÍVIDA DENOMINADA EM MZN
Receita média anual	4,2M €		4,2M €	
Despesas médias anuais	0,85M €		0,95M €	
EBITDA média	3,4M €		3,3M €	
Lucro líquido médio	1,2M €	0,8M €	0,9M €	0,5M €
LCOE	0,10 €	0,11 €	0,11 €	0,12 €
FC total para capital próprio	44,2M €	37,5M €	37,2M €	29,7M €
FC líquido para capital próprio	36,3M €	29,6M €	28,4M €	20,9M €
Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto	12,7%	8,3%	8,8%	5,2%
Taxa Interna de Retorno do projeto (TIR) após imposto	6,6%		4,7%	
Valor Atual Líquido (VAL) de capital próprio	0,6M €	- 3,9M €	- 3,0M €	- 8,2M €
Período de retorno do capital próprio (anos)	10	15	15	19
Período de retorno do projeto (anos)	13	13	16	16
Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) médio	1,92	1,76	1,56	1,45
Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mín.	1,17	0,75	0,84	0,62

FIGURA 1. Resultados da análise financeira



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

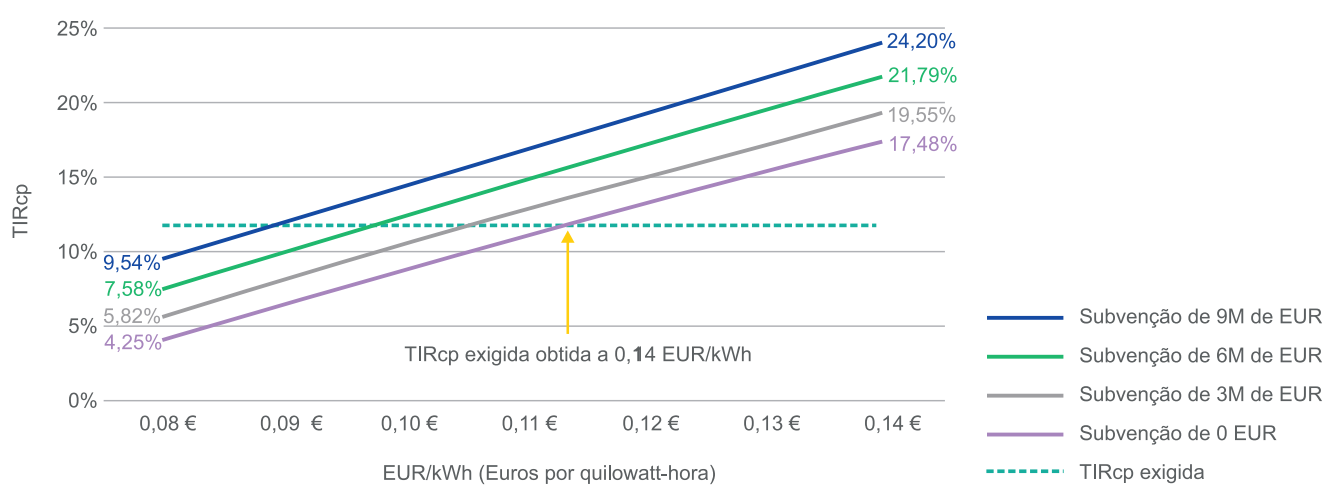
Foi realizada uma análise de sensibilidade para determinar o impacto das mudanças nos pressupostos-chave relativos à Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto TIRcp e ao Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mínimo como medidas da viabilidade do Projeto no contexto do cenário sem incentivos. Os números abaixo apresentam os resultados no contexto de vários cenários, partindo do pressuposto de que o Projeto seja financiado com dívida denominada em EUR.³⁰ Assume-se que a taxa de remuneração pretendida para os investidores financeiros considerem um projeto atrativo seja de 12%.

30) Os cenários de taxas de juro da dívida mostram os resultados da análise de sensibilidade para a dívida denominada em EUR e para a dívida denominada em MZN

Cenários de tarifas e subvenções

A Figura 2 ilustra o impacto dos aumentos da tarifa e subvenções de CAE na TIRcp no contexto do cenário sem incentivos. Os resultados mostram que a TIRcp exigida só pode ser obtida sem subvenções se a tarifa for, no mínimo, 0,114 EUR/kWh.

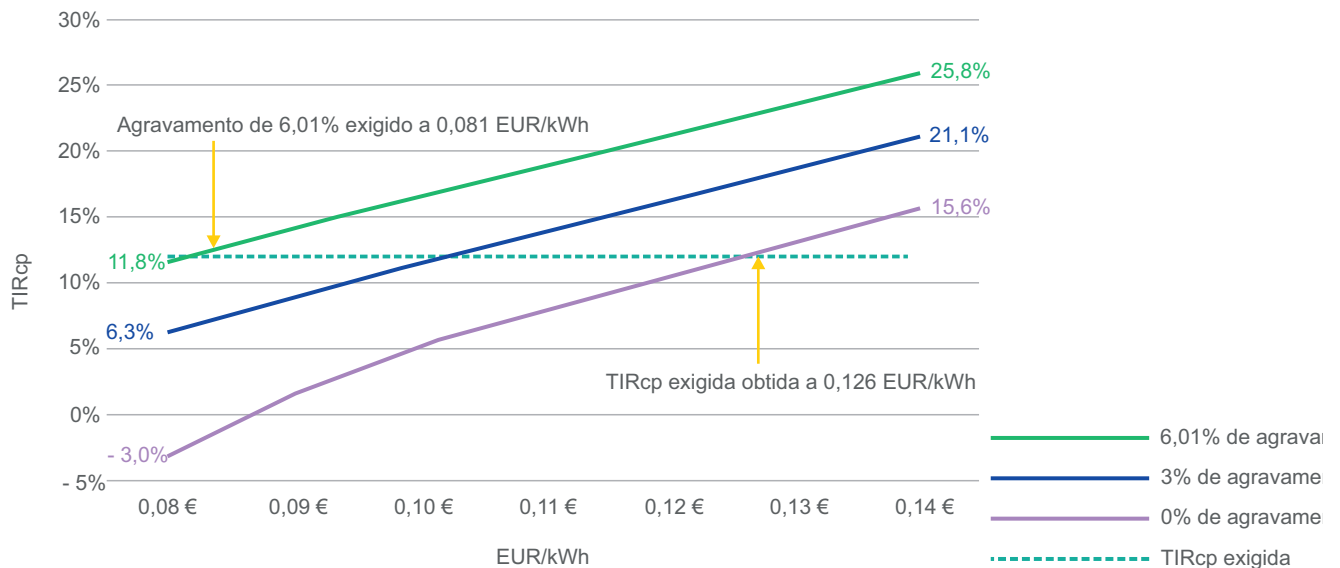
FIGURA 2. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) com vários níveis de tarifas e subvenções



Cenários de tarifas e de agravamento

A **Figura 3** ilustra o impacto dos aumentos da tarifa de CAE e da taxa de agravamento anual da tarifa na TIRcp no contexto do cenário sem incentivos. Os resultados mostram que a tarifa de CAE terá de ser negociada para acomodar o agravamento anual com tarifas de CAE inferiores a 0,126 EUR/kWh para que a TIRcp exigida seja atingida. Além disso, a TIRcp exigida só será atingida se a tarifa de CAE sofrer um agravamento anual até, no mínimo, 6,01% com a tarifa assumida de 0,081 EUR/kWh.

FIGURA 3. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) com vários níveis de tarifas CAE e de agravamento



Cenários de taxas de juro da dívida

A **Figura 4** e a **Figura 5** ilustram o impacto dos aumentos nas taxas de juro da dívida denominada em EUR e da dívida denominada em MZN na TIRcp e no RCDS mínimo, respetivamente no contexto do cenário sem incentivos. A análise mostra que a TIRcp exigida não pode ser obtida com as taxas de juro da dívida tidas em consideração, indicando que a denominação da dívida de custo reduzido não será suficiente para tornar o Projeto atrativo para os investidores financeiros. Também revela que o RCDS mínimo será inferior ao limiar de 1,2 exigido com as taxas de juro tidas em consideração, o que significa que o Projeto irá necessitar de uma DSRA.

FIGURA 4. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) com várias taxas de juro da dívida

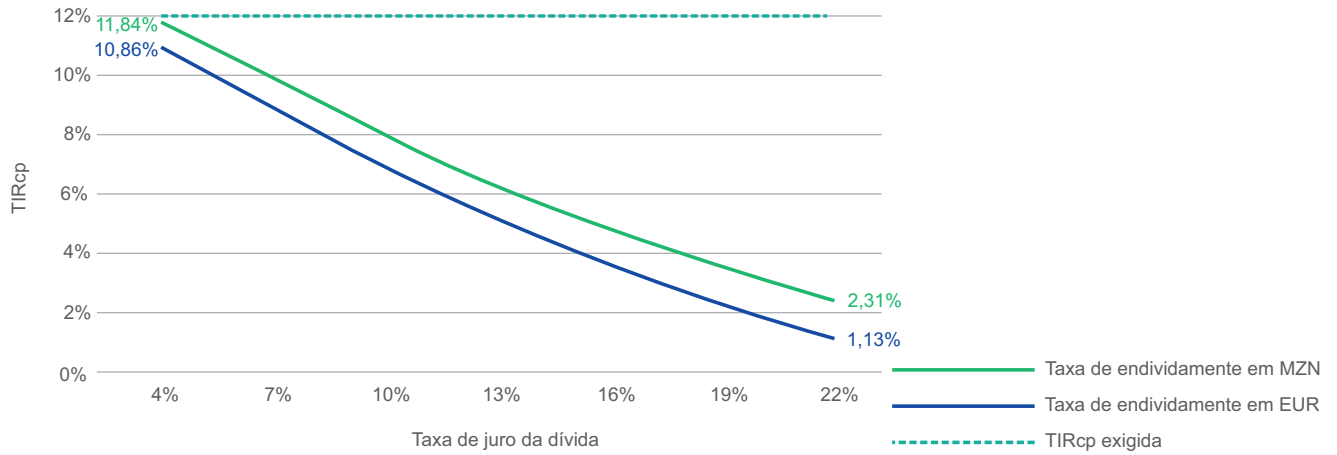
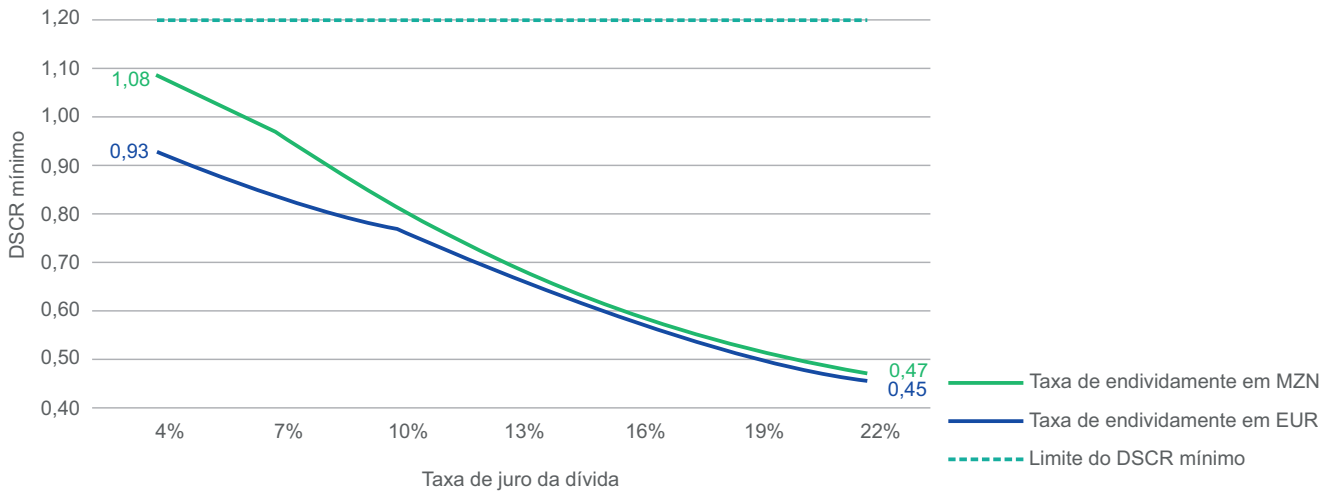


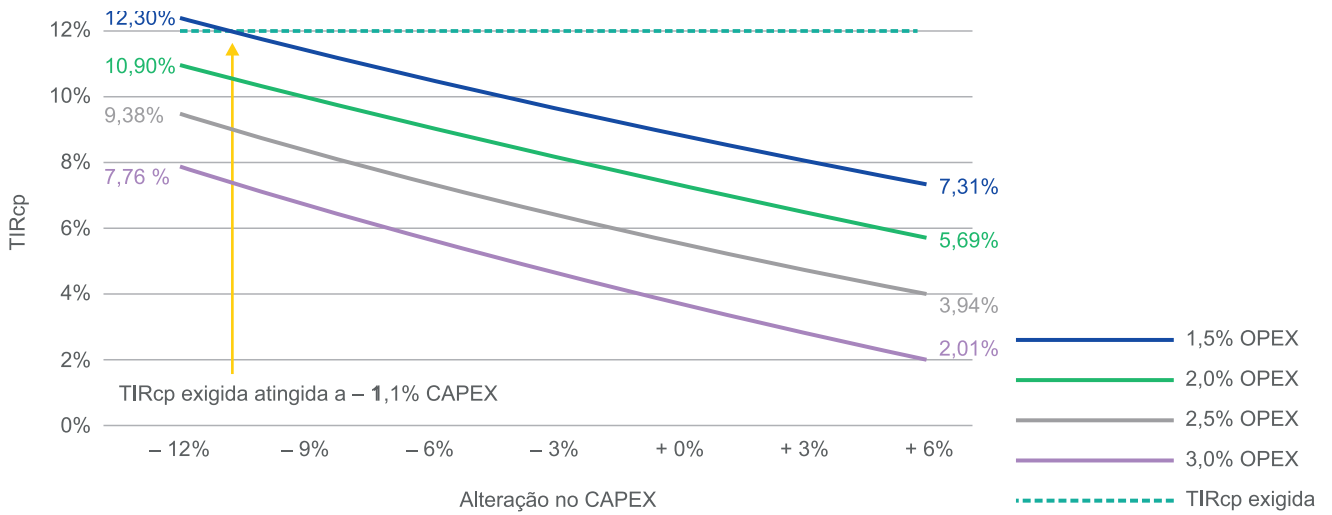
FIGURA 5. Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCS D) mínimo com várias taxas de juro da dívida



Cenários CAPEX OPEX

A **Figura 6** mostra o impacto das mudanças no CAPEX e OPEX na TIRcp no contexto do cenário sem incentivos. A análise concluiu que a TIRcp exigida pode ser obtida com um aumento de 11,1% no CAPEX, se o OPEX se mantiver inalterado. Isto indica que o Projeto pode tornar-se atrativo para os investidores financeiros com uma redução de 3,9M de USD nos custos do capital.

FIGURA 6. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) com vários níveis do CAPEX e OPEX



CONCLUSÕES E PRINCIPAIS ILAÇÕES

Tendo por base os pressupostos incluídos no presente Modelo de Caso de Negócio, estima-se que o Projeto seja atrativo tanto para investidores financeiros e estratégicos no contexto do cenário com incentivos, ao passo que será atrativo apenas para investidores estratégicos no contexto do cenário sem incentivos.

- No cenário com incentivos, estima-se que o Projeto seja atrativo para investidores financeiros e estratégicos com uma Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto de 12,7% e um período de reembolso de 10 anos quando financiado com dívida denominada em EUR. Contudo, dado o custo adicional do componente de armazenamento de energia, será necessário financiamento subvencionado para que o Projeto seja atrativo com os atuais níveis de tarifas de CAE. Quando financiado com dívida denominada em MZN, o Projeto será atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp após imposto de 8,3% e um período de retorno de 15 anos devido ao elevado custo da dívida local.
- No cenário sem incentivos, estima-se que o Projeto seja atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp após imposto de 8,8% e um período de retorno de 15 anos quando financiado com dívida

denominada em EUR. Contudo, convém referir que sem incentivos, o Projeto pode tornar-se atrativo para os investidores financeiros se a tarifa de CAE for, no mínimo, de 0,114 EUR/kWh (sem financiamento subvencionado) ou se a tarifa de CAE for negociada para acomodar um ajustamento anual de, no mínimo, 6,01% (com o nível da tarifa assumida e de financiamento subvencionado) ou se os custos do capital sofrerem uma redução de até 11,1% para 1,56 EUR/Wp.

- No contexto dos cenários tidos em consideração, o Projeto exige uma conta de reserva de serviço da dívida (DSRA) para atender adequadamente os requisitos do Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mínimo dos credores.

O armazenamento em bateria é o componente mais dispendioso de um sistema de energia solar FV; como resultado, a inclusão das baterias pode afetar dramaticamente a economia de um projeto de energia solar. Contudo, um PIE de energia solar com armazenamento produz também mais impacto, uma vez que é capaz de fornecer eletricidade durante o horário de pico noturno e de apoiar a estabilidade da rede elétrica. Uma autoridade reguladora que negociar um CAE com um projeto desta natureza tem de compreender claramente esta dinâmica de custo e benefício e ponderá-la no cálculo da tarifa.

ANEXO: DEFINIÇÕES

O **Rendimento Anual** é o rendimento médio anual gerado ao longo da vida útil do Projeto.

As **Despesas Médias Anuais** são as despesas operacionais médias anuais incorridas ao longo da vida útil do Projeto.

O **EBITDA Médio** são os lucros médios antes das taxas de juro, impostos, desvalorização e amortização ao longo da vida útil do Projeto.

O **Rendimento Líquido Médio** é o rendimento líquido médio gerado ao longo da vida útil do Projeto.

O **LCOE (Custo Nivelado de Eletricidade)** é o valor atual líquido dos custos totais incorridos pelo Projeto ao longo da sua vida útil dividido pelo valor atual líquido da eletricidade total produzida ao longo da sua vida útil.

O **Fluxo de Caixa Total para Capital Próprio** refere-se ao fluxo de caixa total distribuído ao investidor de capital próprio ao longo da vida útil do Projeto.

O **Fluxo de Caixa Líquido para Capital Próprio** refere-se ao fluxo de caixa total para capital próprio menos o investimento de capital próprio no Projeto.

A **Taxa Interna de Retorno de Capital Próprio (TIRcp) Após Imposto** é a taxa interna de retorno após o imposto sobre investimento de capital próprio após considerar o serviço da dívida.

A **Taxa Interna de Retorno do Projeto (TIR) Após Imposto** é a taxa interna de retorno após o imposto sobre o Projeto. É a taxa dedutiva à qual o Valor Atual Líquido (VAL) do Projeto é igual a zero.

O **Valor Atual Líquido (VAL) de Capital Próprio** é o valor atual líquido dos fluxos de caixa livres para o investidor de capital próprio utilizando a taxa de retorno de capital próprio exigida como a taxa dedutível.

O **Período de Retorno do Capital Próprio (anos)** refere-se ao número de anos que demora a recuperar o investimento de capital próprio no Projeto.

O **Período de Retorno do Projeto (anos)** refere-se ao número de anos que demora a recuperar o custo de capital inicial do Projeto.

O **Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) médio** é o rácio de cobertura do serviço da dívida médio ao longo da vida útil do Projeto.

O **Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mín.** é o rácio de cobertura do serviço da dívida mínimo ao longo da vida útil do Projeto.

SOBRE AS PERCEÇÕES DE MERCADO DO GET.INVEST

A primeira série das Perceções de Mercado do GET.invest foi publicada no início de 2019 e abrangeu quatro segmentos de mercado de energias renováveis em três países, nomeadamente: aplicações de energias renováveis na cadeia de valor agrícola (Senegal), produção de energia cativa (atrás do contador) (Uganda), mini-redes (Zâmbia) e sistemas de energia solar autónomos (Zâmbia).

Um **Guia de Desenvolvimento** é um documento de referência que se destina a informar os promotores do projeto, os fornecedores de tecnologia do sector privado, inovadores e empreendedores em relação às oportunidades para produtores independentes de energia (PIE) no âmbito de energias renováveis (ER) em Moçambique. O Guia está organizado em quatro secções principais. A **Secção 1** é uma introdução; a **Secção 2** descreve o mercado de PIE na África Subsariana, incluindo uma descrição geral do desenvolvimento do sector, ambiente favorável, mecanismos de financiamento, principais indicadores para avaliação do potencial dos PIE e perfis dos PIE que se encontram em atividade na região; a **Secção 3** examina o mercado para PIE de ER em Moçambique, incluindo uma análise do potencial de ER do país e dos projetos e programas de PIE existentes e planeados; e a **Secção 4** explora a “Introdução no mercado”, isto é, como impulsionar o estudo de mercado apresentado no presente Guia para implementar um projeto de PIE em Moçambique.

Juntamente com o presente Guia, são apresentados dois **Casos de Negócio Modelo** correspondentes que fornecem análises financeiras de exemplos de negócio concretos. Os dois Casos de Negócio Modelo incluídos neste conjunto analisam: (1) projetos de PIE de energia solar de 40 MWp sem armazenamento em bateria; e (2) um projeto de PIE de energia solar de 20 MWp com armazenamento em bateria.

SOBRE O GET.INVEST MOÇAMBIQUE

O GET.invest é um programa europeu que mobiliza investimentos em energias renováveis, apoiado pela União Europeia, Alemanha, Suécia, Países Baixos e Áustria.

Com o apoio adicional da União Europeia e da Alemanha, o GET.invest tem vindo a operar, desde 2019, uma country window em Moçambique o que permite focar-se especificamente no sector energético moçambicano, como parte do PROMOVE Energia - uma estratégia abrangente entre a UE e o Governo de Moçambique para apoiar o acesso a energia sustentável e acessível em zonas rurais. Saiba mais em <https://www.get-invest.eu/pt-pt/about/country-windows/mozambique>.

ENTRE EM CONTACTO

Agradecemos as suas opiniões sobre as Perceções de Mercado através da partilha de quaisquer perguntas ou comentários via e-mail para info@get-invest.eu.

AGRADECIMENTO

A elaboração deste documento não teria sido possível sem os valiosos contributos, comentários e opiniões disponibilizados pelos nossos parceiros de colaboração e colegas avaliadores.

AVISO LEGAL

As informações contidas no presente documento resultam de fontes e entrevistas cuidadosamente selecionadas. Contudo, o GET.invest não garante a sua exatidão ou integralidade, estando excluídas eventuais reclamações de responsabilidade por meio do uso de informações incorretas ou incompletas. O presente documento não representa necessariamente os pontos de vista do GET.invest ou dos países mencionados. O GET.invest não aprova ou recomenda quaisquer produtos, processos ou serviços comerciais mencionados neste documento. O presente documento não se destina a substituir os estudos de base do projeto e de negócios. É necessário realizar uma análise detalhada para um projeto ou negócio específico antes de qualquer decisão de investimento.

CONTACTO

GET.invest
E info@get-invest.eu
I www.get-invest.eu

Local de data: Bruxelas, novembro de 2023
Créditos das fotografias: © Globeleq & Source Energia