

# Burundi : Une petite centrale hydroélectrique pour le développement rural

## Modèle d'analyse de Rentabilité : Projet d'Énergie Hydroélectrique Commercial et Industriel (C&I) d'Une Puissance de 150 kW



### INTRODUCTION

Avec son vaste réseau de rivières, le Burundi possède d'abondantes ressources hydroélectriques. Les petites centrales hydroélectriques peuvent profiter aux entreprises commerciales et industrielles (C&I), en particulier dans les zones rurales. Cela peut également profiter au développement rural de manière plus générale, notamment en soutenant un large éventail d'utilisations communautaires de l'électricité.

Ce modèle d'analyse de rentabilité (MBC) analyse la faisabilité financière d'un hypothétique projet de centrale hydroélectrique de 150 kW desservant une usine de transformation de thé, **connectée au réseau** au Burundi (« le projet »). La production de la centrale hydroélectrique remplacera complètement l'électricité du réseau et l'énergie diesel de secours normalement consommée par l'installation, tandis que l'énergie excédentaire produite

sera injectée dans le réseau principal exploité par le service public national, la Régie de production et de distribution de l'eau et de l'électricité (REGIDESO).

### CLIENTÈLE VISÉE

Une analyse financière détaillée du projet a été réalisée afin de déterminer sa viabilité et son potentiel économique. La clientèle cible de ce modèle d'analyse de rentabilité (MBC) inclut mais n'est pas limitée aux :

- Propriétaires ou bailleurs de biens commerciaux, agricoles ou industriels qui pourraient envisager de produire de l'électricité à l'aide de petites centrales hydroélectriques afin de réduire les coûts d'électricité ;

- Développeurs de projets et leurs investisseurs qui pourraient être intéressés par des opportunités de développement de projets hydroélectriques C&I dans les pays suivants au Burundi ; et
- Décideurs politiques, agences donatrices, partenaires de développement et aux Institutions Financières de Développement (IFD).

de faisabilité détaillée serait nécessaire pour déterminer la disponibilité de ressources hydroélectriques adéquates, les coûts et paramètres réels applicables à des sites/projets spécifiques.

### Hypothèses techniques

Le **tableau 1** présente les hypothèses relatives aux caractéristiques de la charge de clients C&I, sur la base de données obtenues dans une usine de transformation du thé à grande échelle au Burundi.

## HYPOTHÈSES CLÉS

Ce modèle d'analyse de rentabilité (MBC) est basé sur les hypothèses décrites ci-dessous. Les hypothèses présentées sont principalement basées sur des informations accessibles au public, recueillies par le biais de recherches documentaires et d'entretiens avec les parties prenantes locales.<sup>1</sup> Une étude

**TABLEAU 1.** Caractéristiques de la charge du client

CARACTÉRISTIQUES DE LA CHARGE DU CLIENT	UNITÉ	VALEUR
Catégorie de clients REGIDESO	–	Tension moyenne <sup>2</sup>
Demande de puissance de l'installation	kW	150 <sup>3</sup>
Consommation annuelle d'électricité du réseau	kWh	321 600 <sup>4</sup>
Part de la charge annuelle fournie par le générateur diesel	%	10 % <sup>5</sup>

- 1) Les hypothèses ne sont pas basées sur des études de terrain détaillant les conditions hydrologiques de base et les tendances spatiales de l'utilisation des sols sur le site du projet. En outre, les modifications futures de l'hydrologie dues à la dégradation des sols, aux changements dans l'utilisation de l'eau et au changement climatique n'ont pas été prises en compte.
- 2) Sur la base de la facture d'électricité de l'usine de transformation du thé.
- 3) Sur la base de la facture d'électricité de l'usine de transformation du thé.
- 4) Sur la base de la facture d'électricité de l'usine de transformation du thé.
- 5) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

Le **tableau 2** présente les hypothèses relatives à la capacité et aux coûts des générateurs diesel.

**TABLEAU 2.** Caractéristiques des générateurs diesel

PARAMÈTRES	UNITÉ	VALEUR
Capacité de la génératrice diesel	kW	400 <sup>6</sup>
Diesel Gen CAPEX (Capital Expenditures)	EUR/kW	225 € <sup>7</sup>
Durée de vie de la génération diesel	Années	7 <sup>8</sup>
<b>Coût annualisé du capital</b>	<b>EUR/an</b>	<b>12 885 €<sup>9</sup></b>
Consommation annuelle de diesel	Litres/an	4 800 <sup>10</sup>
Prix du diesel par litre	EUR/litre	1,25 € <sup>11</sup>
<b>Coût annuel du diesel</b>	<b>EUR</b>	<b>5 998 €<sup>12</sup></b>
<b>Coûts annuels de fonctionnement et d'entretien</b>	<b>EUR</b>	<b>988 €<sup>13</sup></b>
<b>Coût annuel total de l'énergie diesel</b>	<b>EUR/an</b>	<b>19 871 €<sup>14</sup></b>

Le **tableau 3** présente les hypothèses relatives aux paramètres techniques du système hydroélectrique C&I.

**TABLEAU 3.** Hypothèses techniques relatives au système hydroélectrique

PARAMÈTRES DU SYSTÈME HYDROÉLECTRIQUE	UNITÉ	VALEUR
Capacité installée	kW	150 <sup>15</sup>
Production annuelle moyenne d'énergie	MWh	654 <sup>16</sup>
Durée de vie du projet	Années	20 <sup>17</sup>
Ligne d'interconnexion	Km	0,5 <sup>18</sup>

6) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

7) Sur la base de données obtenues à partir d'une recherche documentaire. Cela se traduit par un CAPEX (Capital Expenditures) total du générateur diesel de 90 198 EUROS (c'est-à-dire 225,5 euros multipliés par 400 kW).

8) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

9) Calculé en divisant le CAPEX (Capital Expenditures) du générateur diesel par sa durée de vie.

10) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

11) Sur la base d'un prix de 3 795 BIF : [https://www.globalpetrolprices.com/Burundi/diesel\\_prices/](https://www.globalpetrolprices.com/Burundi/diesel_prices/); Accessed on September 2, 2023.

12) Calculé en multipliant la consommation annuelle de diesel par le coût du litre de diesel.

13) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

14) Calculé en additionnant le coût annuel du diesel, le coût annualisé du capital et le coût annuel d'exploitation et de maintenance.

15) Sur la base de la demande d'électricité de l'usine de thé interrogée.

16) « Zambie : Mini-réseaux hybrides composés d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique : Étude de cas : Mini-réseau hydroélectrique aux chutes de Lwakela », GET.invest Market Insights, (2020) : [https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights\\_ZMB\\_Mini-grid\\_-CS-Hydro\\_2019.pdf](https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights_ZMB_Mini-grid_-CS-Hydro_2019.pdf)

17) Ibid.

18) En supposant une distance de 500 m entre l'installation de production de thé et la ressource hydroélectrique.

## Hypothèses macroéconomiques

Pour cette analyse, le taux de change entre le franc burundais (BIF) et l'euro (EUR) est supposé être de 3 037,1 tandis que la dépréciation annuelle du BIF par rapport à l'euro est supposée être de 5,1 %.<sup>19</sup> En outre, l'inflation annuelle est supposée être de 10,7 % pendant la durée du projet, sur la base des projections pour le pays.<sup>20</sup>

## Coûts d'investissement et de fonctionnement

Le **tableau 4** présente les hypothèses de coûts d'investissement et d'exploitation pour le projet.<sup>21</sup> On suppose que le système sera amorti linéairement sur sa durée de vie de 20 ans à un taux de 5 % par an. Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance (O&M) de la centrale hydroélectrique et de la ligne de connexion sont supposés représenter 4 % du coût total d'investissement du projet.<sup>22</sup> Les coûts d'exploitation et de maintenance devraient augmenter de 10,7 % par an, conformément à l'inflation.

**TABLEAU 4.** Hypothèses de coûts d'investissement et de fonctionnement

COÛTS EN CAPITAL	UNITÉ	COÛT UNITAIRE	COÛT TOTAL
Coût de la Centrale hydroélectrique	EUR/kW	3 500 € <sup>23</sup>	525 000 €
Coût de la ligne d'interconnexion	EUR/km	12 000 € <sup>24</sup>	6 000 €
Frais de développement et autres frais	EUR/kW	500 € <sup>25</sup>	75 000 €
<b>Total CAPEX (Capital Expenditures)</b>			<b>606 000 €</b>
<b>Coût annuel de fonctionnement et d'entretien - Année 1<sup>26</sup></b>			<b>24 240 €</b>

## Impôts

Un taux d'imposition sur le revenu des sociétés de 30 % a été appliqué au projet, conformément au taux d'imposition applicable au Burundi, sans période d'exonération fiscale. En outre, une taxe sur la valeur ajoutée (TVA) de 18 % a été appliquée à l'équipement et aux services utilisés pour le projet, ainsi qu'aux coûts de l'électricité du réseau et de l'installation de production d'électricité. Il est supposé que les coûts de l'EPC mentionnés ci-dessus intègrent déjà la TVA.<sup>27</sup>

19) Calculé sur la base des données du taux de change BIF/EUR.

20) Burundi: Prévisions d'inflation : [https://www.theglobaleconomy.com/Burundi/inflation\\_outlook\\_imf/](https://www.theglobaleconomy.com/Burundi/inflation_outlook_imf/)

21) Les coûts d'investissement comprennent le coût des travaux de génie civil, de la conduite forcée, de la turbine, du générateur, de la centrale électrique, de la sous-station, les coûts d'interconnexion, les coûts d'installation, le coût du fret, les taxes "onshore" et "offshore", les taxes applicables, ainsi que les coûts de développement et autres coûts, y compris les coûts des études et de la conception, de la supervision et des imprévus.

22) Entretien avec les parties prenantes, 2022.

23) Entretien avec les parties prenantes, 2022.

24) Entretien avec les parties prenantes, 2022.

25) Entretien avec les parties prenantes, 2022.

26) Obtenu en multipliant le CAPEX (Capital Expenditures) total par 4 %.

27) Le taux de l'impôt sur les sociétés au Burundi est fixé à 30 %, avec un minimum de 1 % du chiffre d'affaires si l'entreprise est déficitaire ou si le bénéfice imposable est inférieur à 1/30ème du chiffre d'affaires.

## Coûts de l'électricité du réseau

Les tarifs de l'électricité pour les clients C&I au Burundi sont composés de frais de puissance active et de frais fixes.<sup>28</sup> L'installation de la centrale hydroélectrique permet d'éliminer ces frais d'alimentation du réseau. Le **tableau 5** présente les hypothèses de coût de l'électricité du réseau utilisées dans le modèle, qui sont basées sur la facture d'électricité de l'usine de transformation de thé pour mai 2022 et sont conformes aux tarifs de la REGIDESO pour les clients de moyenne tension avec puissance souscrite et sans consommation de pointe. Un tarif de rachat (Feed-in-Tariff, FiT) de 337 BIF/kWh est supposé pour l'électricité excédentaire, injectée dans le réseau.<sup>29</sup> On suppose également que les coûts de l'électricité du réseau et le tarif de rachat augmenteront de 10,7 % par an, conformément à l'inflation.

**TABLEAU 5.** Hypothèses du coût de l'électricité sur le réseau

TARIF	UNITÉ	UNITÉS / MOIS	COÛT / UNITÉ (BIF)	COÛT / UNITÉ + TVA (BIF)	COÛT TOTAL (TVA COMPRISE) (MILLIONS BIF)	COÛT TOTAL (TVA COMPRISE) (EUR)
Charge de puissance active	kWh	26 800	218	257	6,89	2 270
Charges fixes	kW	150	16 283	19 214	2,88	949
<b>Coût mensuel total</b>					<b>9,78</b>	<b>3 219</b>

## Structure de financement et hypothèses relatives à la dette

On suppose que le projet sera financé par l'entreprise de transformation de thé par l'intermédiaire d'une entité ad hoc (Special Purpose Vehicle - SPV) composée de 30 % de fonds propres et de 70 % de prêts commerciaux. Deux scénarios de financement de la dette ont été envisagés : (i) la dette libellée en EUR ; et (ii) la dette libellée en BIF. Le **tableau 6** présente les hypothèses d'endettement du projet pour les deux scénarios. La durée de la dette est supposée être de 10 ans dans les deux scénarios.<sup>30</sup> On suppose également que le taux de rendement requis pour que l'entreprise considère le projet comme intéressant est de 15 %.<sup>31</sup>

**TABLEAU 6.** Hypothèses relatives à la dette du projet

DETTE DU PROJET	UNITÉ	DETTE EN EUR	DETTE EN BIF
Montant de la dette	EUR/BIF	424 200 €	BIF 1,29B
Taux d'intérêt de la dette	%	8.5 % <sup>32</sup>	16 % <sup>33</sup>

28) Organisation mondiale du commerce (OMC) : Burundi : <https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/SS/directdoc.aspx?filename=q:/WT/TPR/S384R1-02.pdf&Open=True>

29) Hypothèse basée sur un TRG de 0,09 \$ pour le projet hydroélectrique de Mwenga en Tanzanie : <https://www.usaid.gov/energy/mini-grids/case-studies/tanzania-hydro-power>. Il convient de noter qu'il n'existe pas encore de régime de tarifs de rachat au Burundi, bien que le gouvernement envisage de le mettre en place.

30) « Zambia : Mini-réseaux hybrides composés d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique : Modèle d'analyse de rentabilité : Mini-réseau hydroélectrique pour l'électrification rurale », GET.invest Market Insights, (2020) : [https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights\\_ZMB\\_Mini-grid\\_-MBC-Hydro\\_2019.pdf](https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights_ZMB_Mini-grid_-MBC-Hydro_2019.pdf)

31) "CrossBoundary Energy lève 40 millions de dollars pour continuer à développer le financement de l'énergie solaire pour les entreprises en Afrique à un taux de rentabilité interne (TRI) net de 15% », CrossBoundary Energy, (17 novembre 2020) : <https://www.sun-connect-news.org/news/details/press-release-crossboundary-energy-fully-exits-first-fund-at-15-net-internal-rate-of-return-irr/>

32) Daghli, J., 2019. « A Prefeasibility Analysis of a PV Mini Grid with Ice Plant on Buvu Island in Lake Victoria » (« Analyse de préféabilité d'un mini-réseau photovoltaïque avec centrale à glace sur l'île de Buvu dans le lac Victoria ») KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm, Sweden, <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/333364/jonathan-daghli-thesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

33) Banque de la République du Burundi : [https://www.brb.bi/sites/default/files/BM\\_June\\_2022\\_4.pdf](https://www.brb.bi/sites/default/files/BM_June_2022_4.pdf)

## RÉSULTATS

Sur la base des hypothèses décrites ci-dessus, l'analyse financière a abouti aux conclusions suivantes :

- Selon le scénario de la dette libellée en euros, le projet est intéressant avec un taux de rentabilité économique interne (TREI) des fonds propres après impôts de 16,5 %, une valeur actuelle nette (VAN) des fonds propres de 31 392 euros et des économies de coûts totales de 451 010 euros.
- Dans le cadre du scénario de la dette libellée en BIF, le projet est également intéressant, mais dans une moindre mesure, avec un taux de rentabilité économique interne (TREI) après impôt de 15,7 %, une valeur actuelle nette (VAN) des fonds propres de 16 244 euros et des économies de coûts totaux de 446 368 euros en raison du coût élevé de la dette locale.

- Cependant, le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) minimum soit inférieur au seuil de 1,2 généralement exigé par les prêteurs pour financer un projet dans les deux scénarios pour financer un projet dans les deux scénarios, en raison de la baisse des recettes au cours des premières années (avant que les coûts du réseau et du diesel n'atteignent des niveaux plus élevés), ce qui indique la nécessité de conditions d'endettement concessionnel et/ou d'un compte de réserve de service de la dette (CRSD).

Les résultats de l'analyse financière sont résumés dans le **tableau 7**.

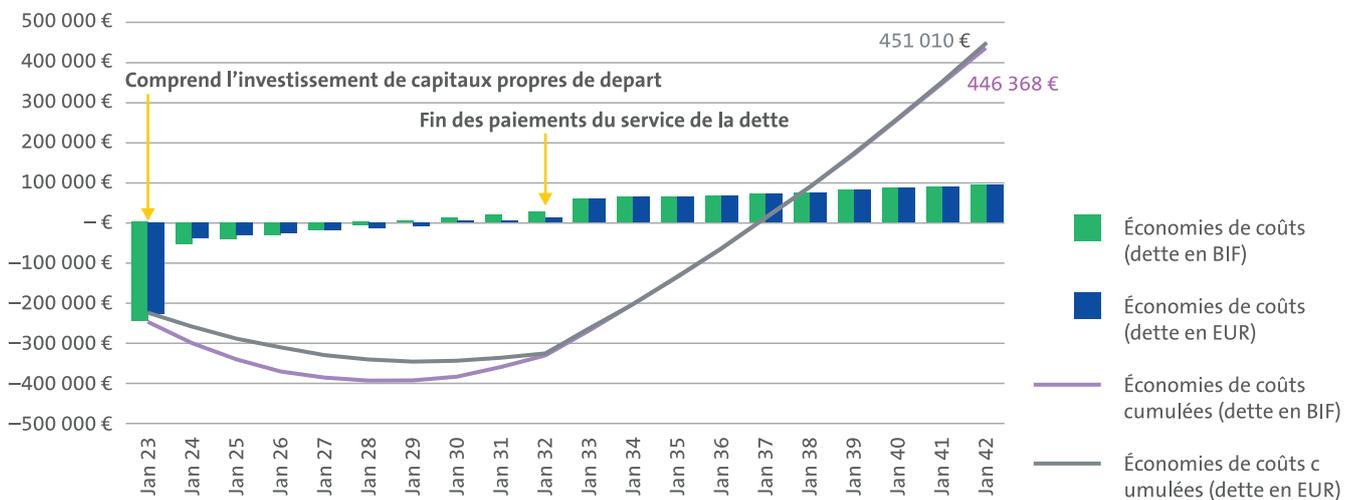
### TABLEAU 7. Résultats de l'analyse financière

#### RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DU PROJET HYDROÉLECTRIQUE C&I

INDICATEUR	DETTE LIBELLÉE EN EUR	DETTE LIBELLÉE EN BIF
Coûts annuels épargnés pour l'électricité du réseau et le diesel (Moyenne)	105 639 €	
Moyenne Économies annuelles	22 551 €	22 318 €
Moyenne Économies annuelles (%)	21,3 %	21,1 %
Total des économies cumulées	451,010 €	446,368 €
Recettes annuelles du FIT moyennes	65 963 €	
Revenu net moyen	61 960 €	57 963 €
Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy, LCOE)	0,14 €	0,16 €
CF (cash-flow / flux de trésorerie) total sur fonds propres (brute)	1,42M €	1,44M €
CF (cash-flow / flux de trésorerie) total sur fonds propres (nette)	1,24M €	1,26M €
Taux de rentabilité interne (TRI) après impôt sur capitaux propres	16,5 %	15,7 %
Taux de rentabilité interne (TRI) après impôt sur projet	12,3 %	
Valeur actualisée nette (VAN) des fonds propres	31 392 €	16 244 €
Période de retour sur investissement du projet (ans)	9	
Ratio de couverture du service de la dette (RCSD) - moyenne	1,41	1,66
Ratio de couverture du service de la dette (RCSD) - minimum	0,93	0,72

La **figure 1** illustre les économies d'électricité annuelles estimées et les économies d'électricité cumulées qui pourraient être réalisées par l'installation C&I pendant la durée de vie du système hydroélectrique. Comme indiqué ci-dessus, les coûts du projet hydroélectrique sont initialement plus élevés que les coûts épargnés de l'électricité du réseau et du générateur diesel de l'installation C&I. Au bout de 10 ans, lorsque les paiements au titre du service de la dette prennent fin, l'installation C&I commence à accumuler des économies. Après 20 ans, les économies cumulées de l'installation C&I sont similaires dans les deux scénarios, mais plus élevées dans le scénario de la dette EUR en raison du coût inférieur de la dette.

**FIGURE 1. Économies annuelles de coûts d'électricité de l'usine de thé**



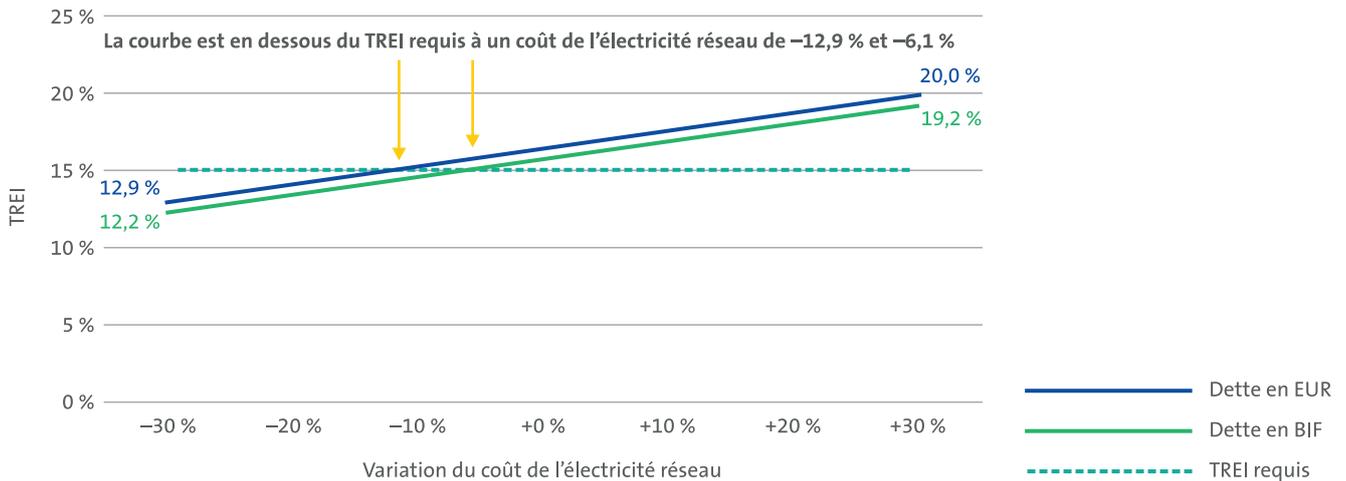
## ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour évaluer l'impact des changements dans les hypothèses clés sur le taux de rentabilité économique interne (TREI) et le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) en tant que mesures de la viabilité du projet. Les figures ci-dessous présentent les résultats selon différents scénarios.

### Scénarios du coût de l'électricité du réseau

La **figure 2** montre l'impact sur le taux de rentabilité économique interne (TREI) des augmentations de coûts de l'électricité du réseau économisées. L'analyse a révélé que le TREI requis ne sera pas atteint à moins que le coût de l'électricité du réseau ne diminue de 12,9 % dans le scénario de dette en EUR et de 6,1 % dans le scénario de dette BIF. Cela indique que le projet est sensible à des changements mineurs dans le tarif du réseau, dans les deux scénarios, en particulier s'il est financé par la dette BIF.

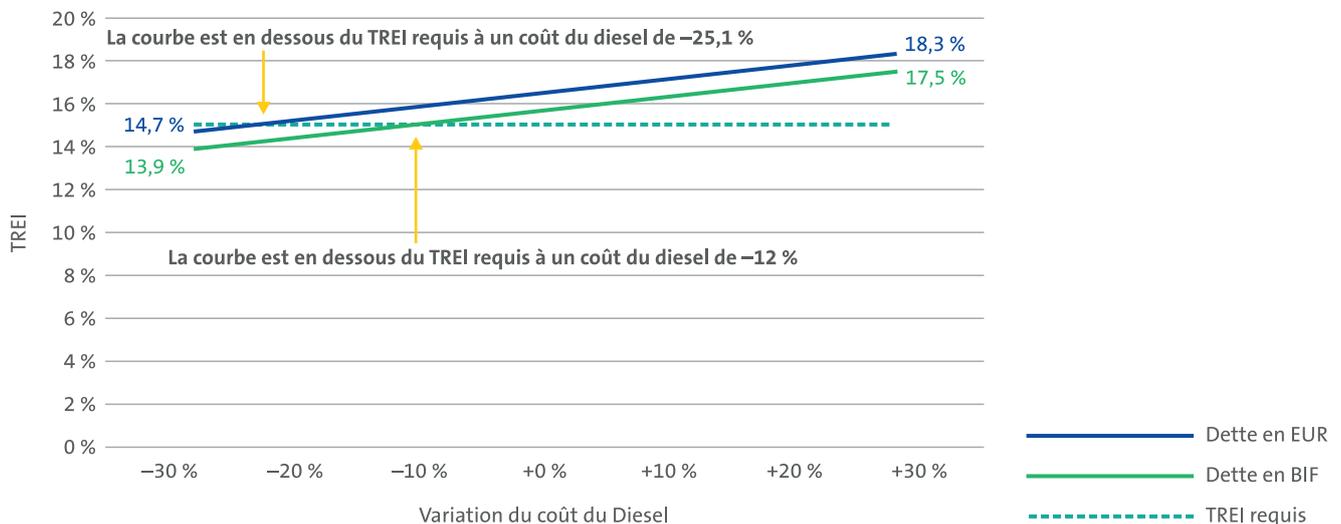
**FIGURE 2.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents niveaux de coût de l'électricité du réseau



### Scénarios sur les coûts de l'énergie diesel

La **figure 3** illustre l'impact des changements dans les coûts de l'énergie diesel de l'usine de thé sur le taux de rentabilité économique interne (TREI). L'analyse a révélé que le TREI requis ne sera pas atteint si le coût de l'énergie diesel diminue de 25 % dans le scénario de dette en EUR et de 12 % dans le scénario de dette BIF. Cela indique que le projet est sensible aux variations mineures des prix du diesel s'il est financé par la dette BIF. Il montre également que la viabilité du projet est plus sensible aux coûts de l'électricité du réseau qu'à ceux du diesel.

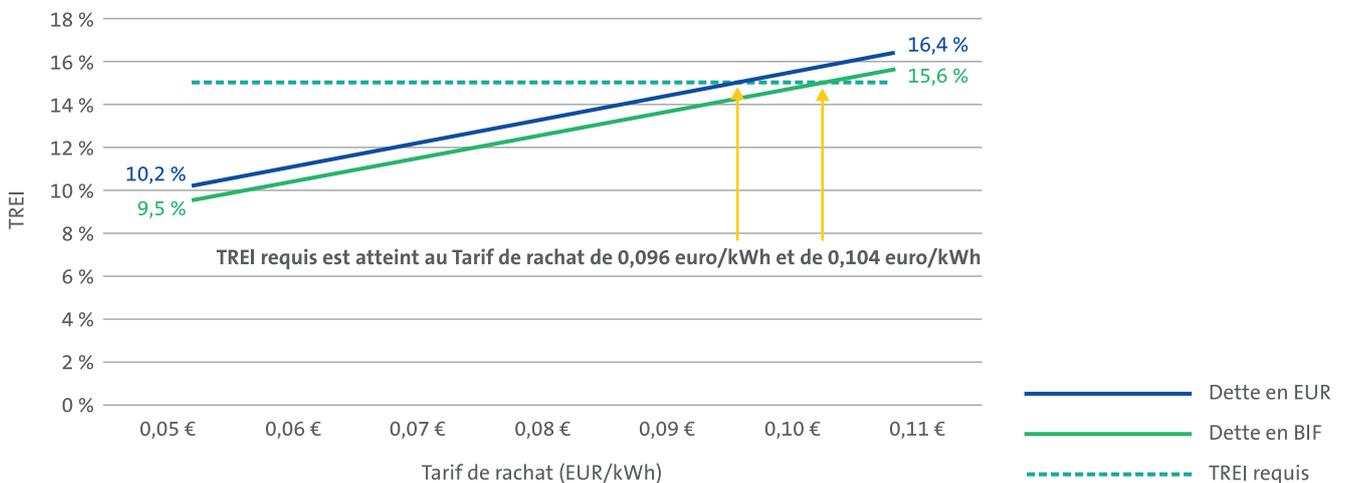
**FIGURE 3.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents niveaux de coût de l'énergie diesel



### Scénarios de tarifs de rachat

La **figure 4** montre l'impact des augmentations du tarif de rachat sur le taux de rentabilité économique interne (TREI). L'analyse a montré que le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis ne peut être atteint que si le tarif de rachat est d'au moins 0,096 EUR/kWh et 0,104 EUR/kWh (ce qui est inférieur à l'hypothèse d'un tarif de rachat de 0,11 EUR/kWh) dans les scénarios d'endettement en EUR et d'endettement en BIF, respectivement. Les résultats indiquent également que le projet ne sera pas intéressant sans tarif de rachat (c'est-à-dire si l'excédent d'électricité produit n'est pas vendu au réseau).

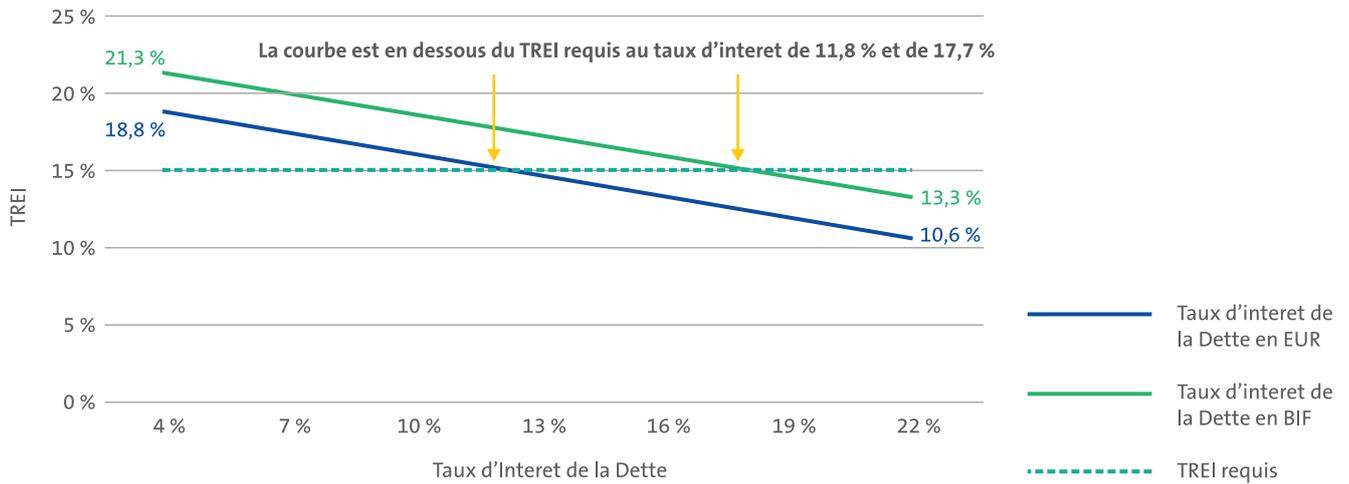
**FIGURE 4.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents tarifs de rachat d'électricité



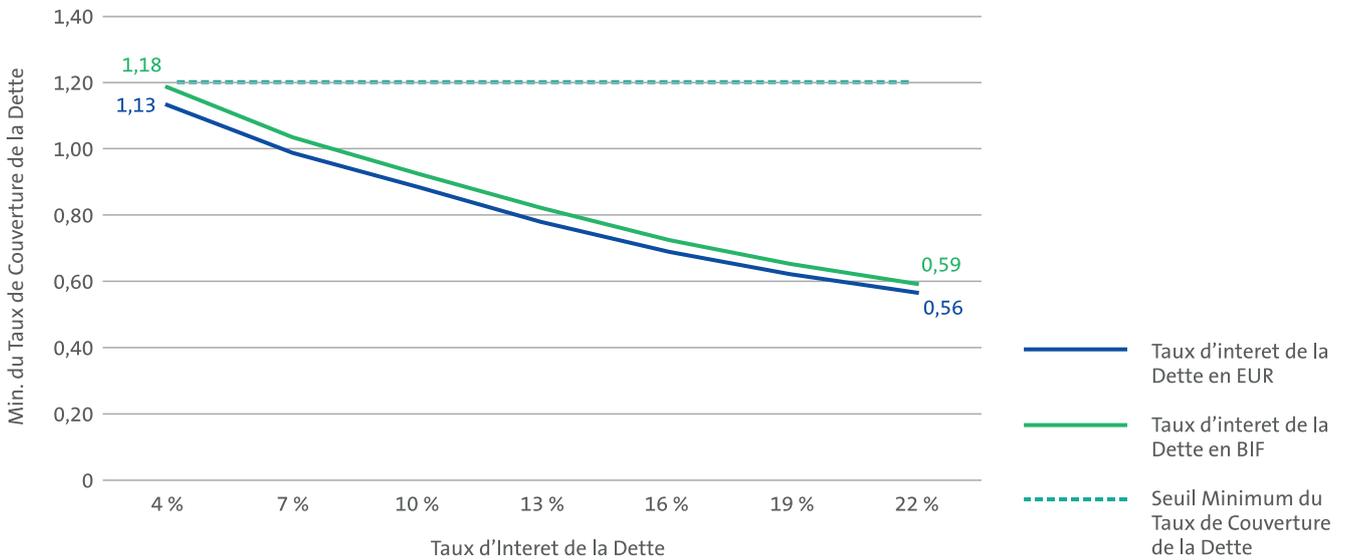
### Scénarios du taux d'intérêt de la dette

Les **figures 5** et **6** illustrent l'impact des augmentations des taux d'intérêt de la dette libellée en EUR et en BIF sur le taux de rentabilité économique interne (TREI) et le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) minimum, respectivement. Les résultats montrent que le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis sera atteint si les taux d'intérêt ne dépassent pas 11,8 % et 17,7 % (au-dessus des taux supposés de 8,5 % et 16 %) dans les scénarios de dette libellée en EUR et en BIF, respectivement. Plus important encore, il révèle également que le seuil minimal du Ratio de couverture du service de la dette (RCSD) ne sera pas atteint aux taux d'intérêt considérés dans les deux scénarios. Cela indique que le projet nécessitera des conditions d'endettement concessionnel (par exemple, un délai de grâce) et/ou un compte de réserve de service de la dette (CRSD).

**FIGURE 5.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents taux d'intérêt de la dette



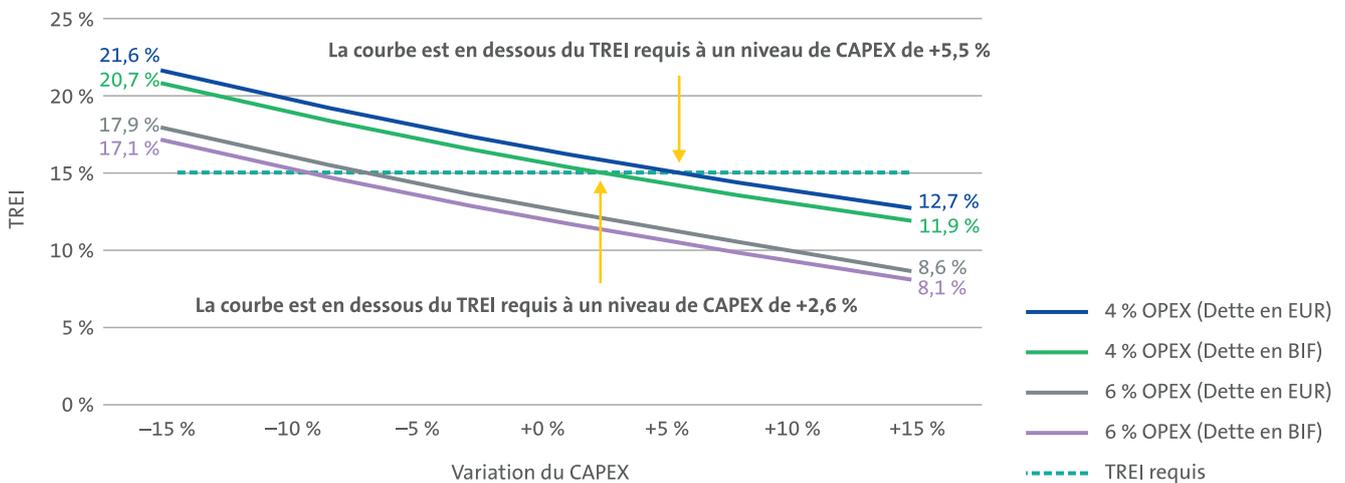
**FIGURE 6.** Ratio minimum de couverture du service de la dette à différents taux d'intérêt de la dette



### Scénarios CAPEX (Capital Expenditures) et OPEX (Operating Expenditures)

La **figure 7** montre l'impact des changements dans les CAPEX et OPEX sur le taux de rentabilité économique interne (TREI). L'analyse a montré que le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis ne peut être atteint au niveau de l'OPEX de base que si l'augmentation des CAPEX ne dépasse pas 5,5 % dans le scénario de la dette en EUR et 2,6 % dans le scénario de la dette en BIF. Cela suggère que la viabilité du projet est sensible à des augmentations mineures des dépenses d'investissement ; le développeur doit donc être très attentif aux dépassements des coûts d'investissement.

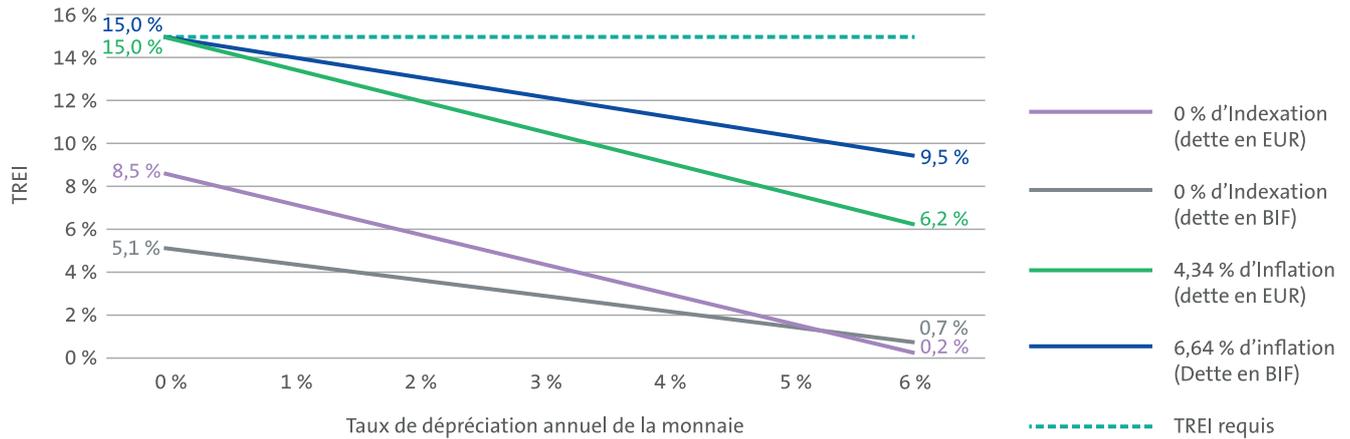
**FIGURE 7.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents niveaux de CAPEX et d'OPEX



### Scénarios de dépréciation de la monnaie locale et d'inflation

La **figure 8** illustre l'impact des augmentations du taux de dépréciation annuel de la monnaie locale et du taux d'inflation sur le taux de rentabilité économique interne (TREI). L'analyse a montré que même si la monnaie locale ne se déprécie pas, le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis ne sera atteint que si les coûts de l'électricité du réseau et du diesel et le tarif de rachat augmentent annuellement d'au moins 4,3 % et 6,6 % dans les scénarios de dette en EUR et de dette en BIF, respectivement. Cela montre que la viabilité du projet dépendra des augmentations annuelles du prix du diesel, du tarif du réseau et du FIT, ainsi que de la stabilité du BIF.

**FIGURE 8.** Taux de rentabilité interne (TRI) des actions à différents niveaux d'inflation et de dépréciation de la monnaie



## CONCLUSIONS ET POINTS CLÉS À RETENIR

En conclusion, sur la base des hypothèses retenues dans le présent modèle d'analyse de rentabilité, on estime que le projet est intéressant, avec un TRI après impôt de 16,5 % et de 15,7 % lorsqu'il est financé par une dette en euros et par une dette en BIF, respectivement, avec des économies totales supérieures à 0,4 million d'euros. Cependant, en raison du coût élevé du développement et de l'exploitation d'un système hydroélectrique, la viabilité du projet dépend des coûts de l'électricité du réseau de l'installation C&I et de la consommation d'énergie diesel économisée par le système lors du passage à l'hydroélectrique, du niveau du tarif de rachat et de l'augmentation annuelle de ces éléments de revenus du projet. Sans tarif de rachat (pour la vente de l'électricité excédentaire au réseau), le projet devra, pour être attractif, faire appel à un autre fournisseur pour acheter l'électricité excédentaire produite.

La viabilité du projet dépendra également de la capacité du développeur du projet à identifier un site disposant de ressources hydroélectriques suffisantes et de l'évolution de ses conditions hydrologiques au fil du temps.

En outre, le projet nécessitera des conditions d'emprunt concessionnel (par exemple, un délai de grâce, une durée plus longue, un faible taux d'intérêt) et/ou un compte de réserve pour le service de la dette afin de répondre de manière adéquate aux exigences minimales des prêteurs en matière de Ratio de couverture du service de la dette (RCSD). La viabilité du projet est également sensible à des augmentations mineures des dépenses d'investissement ; le développeur doit donc être très attentif aux dépassements des coûts d'investissement.

## DÉFINITIONS CLÉS

**Le coût annuel moyen épargné de l'électricité du réseau et de l'énergie diesel** est le coût annuel moyen de l'électricité du réseau et de l'énergie diesel de secours que l'installation de C&I aurait encouru sans le projet pendant la durée de vie du projet.

**Les économies annuelles moyennes** sont les économies annuelles moyennes réalisées par l'installation C&I pendant la durée de vie du projet, après prise en compte des dépenses d'exploitation et du service de la dette.

**Les économies annuelles (%) moyennes** sont l'économie annuelle moyenne exprimée en pourcentage du coût annuel moyen de l'électricité de l'installation C&I sans la minicentrale hydroélectrique.

**Les économies cumulées totales** sont les économies cumulées totales réalisées par l'installation C&I pendant la durée de vie du projet.

**Les recettes annuelles des tarifs de rachat moyen** sont le revenu annuel moyen généré par la vente d'électricité excédentaire au réseau pendant la durée de vie du projet. Les tarifs de rachat sont des prix fixes de l'électricité qui sont payés aux producteurs d'énergie renouvelable pour chaque unité d'énergie produite et injectée dans le réseau électrique.

**Le revenu net moyen** est le revenu net moyen généré pendant la durée de vie du projet.

**Le coût actualisé de l'énergie (levelized cost of energy, LCOE)** est la valeur actuelle nette des coûts totaux encourus par le projet pendant sa durée de vie, divisée par la valeur actuelle nette de l'énergie totale produite pendant sa durée de vie.

**Le flux de trésorerie total sur fonds propres** correspond au flux de trésorerie total distribué à l'investisseur en fonds propres pendant la durée de vie du projet.

**Le flux de trésorerie net sur fonds propres** correspond au flux total de trésorerie sur fonds propres moins l'investissement en fonds propres dans le projet.

**Le taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres après impôt** est le taux de rendement interne après impôt de l'investissement en fonds propres après prise en compte du service de la dette.

**Le taux de rentabilité interne (TRI) du projet après impôt** est le taux de rendement interne après impôt du projet. Il s'agit du taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette (VAN) du projet est égale à zéro.

**La valeur actuelle nette (VAN) des fonds propres** est la valeur actuelle nette des flux de trésorerie disponibles pour l'investisseur en fonds propres, en utilisant le taux de rendement des fonds propres requis comme taux d'actualisation.

**La période de retour sur investissement du projet (ans)** correspond au nombre d'années nécessaires pour récupérer le coût d'investissement initial du projet.

**Le ratio moyen de couverture du service de la dette (RSCD)** est le ratio moyen de couverture du service de la dette sur la durée du projet.

**Le ratio de couverture du service de la dette (RSCD) minimum** est le ratio minimum de couverture du service de la dette sur la durée de vie du projet.

## À PROPOS DES ÉCLAIRAGES MARCHÉ GET.INVEST

La première série des Éclairages Marché GET.invest a été publiée début 2019 couvrant quatre segments du marché des énergies renouvelables dans trois pays, à savoir : l'inclusion des énergies renouvelables dans la chaîne de valeur agricole (Sénégal), Utilisation commerciale et industrielle (Ouganda), mini-réseaux (Zambie) et systèmes solaires autonomes (Zambie).

Un **guide** vise à informer les développeurs de projets, les opérateurs du secteur privé, les innovateurs et les entrepreneurs sur les opportunités de développement d'une Petite Centrale Hydroélectrique (PCH) au Burundi. Le Guide est organisé en quatre sections principales : **1)** introduction ; **2)** contexte du développement des PCH en Afrique subsaharienne ; **3)** rôle d'une Petite Centrale Hydroélectrique dans le soutien des communautés ou des industries locales dans les zones rurales du Burundi ; et **4)** « sa mise en œuvre sur le marché » – c'est-à-dire comment tirer parti de l'étude de marché présentée dans le Guide pour contribuer au développement de la PCH au Burundi.

Le guide est accompagné de deux modèles d'affaires, qui fournissent des analyses financières pour des exemples commerciaux précis.

Ces deux modèles d'analyse inclus dans ce package font l'étude d' : **1)** une usine de thé qui développe un projet PCH pour alimenter ses opérations ; et **2)** un mini-réseau hybride solaire photovoltaïque et Petite Centrale Hydroélectrique qui fournit de l'électricité à une communauté hors réseau dans les zones rurales du Burundi.

Les informations sur le marché de GET.invest a pour objectif de consolider un certain nombre de données pour éclairer les premières explorations de marché et les études de préfaisabilité. Il est donc recommandé de lire ce guide et les modèles d'analyse de rentabilisation de manière croisée pour en avoir un aperçu complet. Ces supports sont accessibles sur [www.get-invest.eu/fr/market-insights/](http://www.get-invest.eu/fr/market-insights/)

## À PROPOS DE GET.INVEST BURUNDI

GET.invest est un programme européen qui mobilise les investissements dans les énergies renouvelables, soutenu par l'Union européenne, l'Allemagne, la Suède, les Pays-Bas et l'Autriche.

Depuis octobre 2021, le programme gère un guichet national au Burundi financé par l'Union européenne et mis en œuvre par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Pour en savoir plus, consultez [GET.invest Burundi](http://GET.invest.Burundi).

## EXPRIMEZ-VOUS

Nous serons heureux de connaître votre avis sur les Éclairages marché. N'hésitez pas à poser vos questions ou à nous faire part de vos remarques en écrivant à l'adresse [info@get-invest.eu](mailto:info@get-invest.eu).

## REMERCIEMENTS

Ce document n'aurait pas vu le jour sans les précieux apports et contributions fournis par nos partenaires et le soutien de nos pairs.

## AVERTISSEMENT

Les informations de ce document proviennent de sources et d'entretiens sélectionnés avec soin. GET.invest ne peut toutefois garantir qu'elles sont complètes et exactes ; GET.invest exclut par conséquent toute mise en cause de sa responsabilité au motif de l'utilisation d'informations inexactes ou incomplètes. Le contenu du présent document ne reflète pas nécessairement les opinions de GET.invest ou des pays mentionnés. GET.invest n'endosse ni ne recommande aucun produit, procédé ou service commercial dont il est fait mention dans ce document. Ce document n'a pas vocation à remplacer une étude de projet ou analyse commerciale spécifique.

## CONTACT

GET.invest  
E [info@get-invest.eu](mailto:info@get-invest.eu)  
I [www.get-invest.eu/fr/](http://www.get-invest.eu/fr/)

Lieu et date de publication :  
Bruxelles, septembre 2023  
Crédits photographiques :  
© GIZ