



LA FAISABILITÉ DU SOLAIRE PV POUR REEMPLACER LA CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE KOUKOUTAMBA EN GUINÉE

ÉTUDE QUANTITATIVE

LA FAISABILITÉ DU SOLAIRE PV POUR REMPLACER LA CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE DE KOUKOUTAMBA EN GUINÉE

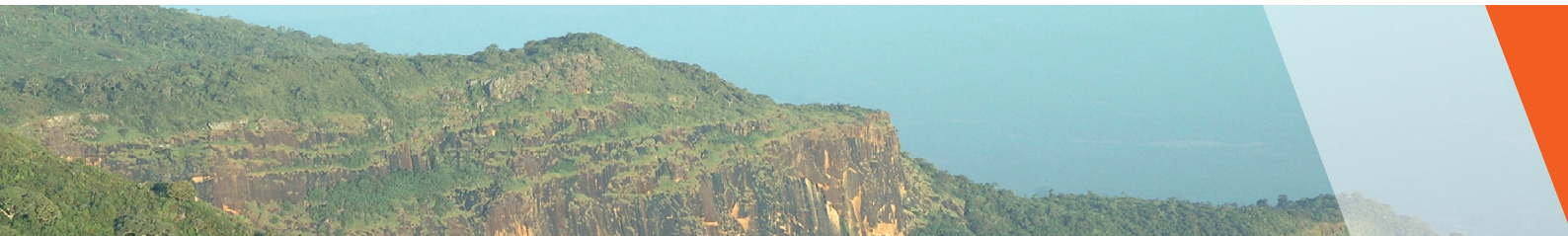
COLOFON

Verantwoordelijke: Sebastian Sterl & Wim Thiery; Department of Hydrology and Hydraulic Engineering
Contact: sebastian.sterl@vub.be; wim.thiery@vub.be
Datum: 31/07/2022
Status: eindversie
Classificatie: publiek

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ

Cette étude a été commandée par International Rivers.

Les avis et les hypothèses exprimées dans ce rapport représentent le point de vue des auteurs et pas nécessairement celui du client.



CONTENU

Introduction	1
Évaluation des coûts de Koukoutamba par rapport au solaire PV	4
Explorer le potentiel du solaire PV pour remplacer Koukoutamba	6
Options de déploiement spatial du solaire PV	9
Contexte du West African Power Pool	10
Conséquences politiques	10
Conclusions	11
Références	11

INTRODUCTION

La Guinée, pays d'Afrique de l'Ouest, est connue comme le « château d'eau » de la sous-région, du fait que de nombreuses rivières prennent leur source sur ses hauts plateaux, dont les rivières transfrontalières les plus importants de l'Afrique de l'Ouest : le fleuve Sénégal, le fleuve Niger et le fleuve Gambie. Par conséquence de la topographie montagneuse de la Guinée, elle dispose d'un potentiel de production d'énergie hydroélectrique parmi les plus élevés d'Afrique de l'Ouest [1]. Dans ce contexte, il n'est pas surprenant que la production d'électricité sur le réseau électrique de la Guinée ait historiquement été principalement basée sur l'hydroélectricité [2].

La Guinée dispose de plusieurs grandes centrales hydroélectriques en exploitation, dont la plus importante est la centrale de Souapiti sur le fleuve Konkouré, dotée d'une capacité de 515 MW et presque achevée. Historiquement, le bassin du fleuve Konkouré a été le plus exploité de la Guinée en termes du potentiel hydroélectrique, les trois autres centrales hydroélectriques de la Guinée d'une capacité supérieure à 20 MW étant toutes situées dans le bassin du Konkouré (voir la Figure 1).

Dans sa contribution déterminée au niveau national (CDN) actualisée, la Guinée a indiqué son intention d'exploiter le potentiel de nombreux autres sites hydroélectriques à l'horizon 2030 et d'atteindre une part de 80 % d'hydroélectricité dans son mix électrique la même année, c'est-à-dire de maintenir une contribution élevée de l'hydroélectricité d'ici 2030 [2]. L'un des projets hydroélectriques planifiés est la centrale hydroélectrique de Koukoutamba, d'une puissance prévue de 294 MW, qui serait située sur le fleuve Bafing (la partie supérieure et le plus grand affluent du fleuve Sénégal ; voir la Figure 1).

La production annuelle de Koukoutamba avec ses 294 MW a été projetée à 888 GWh/an [3], ce qui se traduirait par un facteur de capacité (CF) moyen de 34.5 % à long terme. L'électricité produite par



Koukoutamba serait partagée entre la Guinée et les autres pays membres de l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS) [4], avec une part de 73.5 MW de capacité pour la Guinée. Cela correspondrait à une production annuelle moyenne de 222 GWh pour la Guinée à partir de Koukoutamba.

Le projet de Koukoutamba a été présenté comme une solution potentielle pour remédier à la persistance des faibles taux d'accès à l'électricité en Guinée [5]. Cependant, certaines questions ont été soulevées sur la rentabilité du barrage et sur l'abordabilité de l'électricité produite pour le public guinéen, compte tenu du fait qu'une grande partie de l'électricité du barrage serait destinée à l'exportation vers les pays voisins. Des inquiétudes quant au déplacement potentiel de plusieurs milliers d'habitants de la région, ainsi qu'à l'inondation potentielle d'un parc national abritant le chimpanzé occidental, espèce en danger critique d'extinction, ont également été soulevées [6]. Ces préoccupations rentrent dans le cadre plus large des nouveaux grands projets hydroélectriques en général, en termes de leur impact sur l'écologie des rivières, de l'inondation des vallées et des émissions potentielles de méthane provenant de la biomasse en décomposition dans les réservoirs, qui contribueraient au réchauffement climatique [7].

Dans ce contexte, il a également été suggéré que l'électricité solaire photovoltaïque (PV) pourrait servir d'alternative plus durable que l'hydroélectricité de Koukoutamba. La technologie solaire PV éviterait un nombre des impacts écologiques négatifs de la grande hydroélectricité, et a connu des réductions de coûts très favorables les dernières années [8].

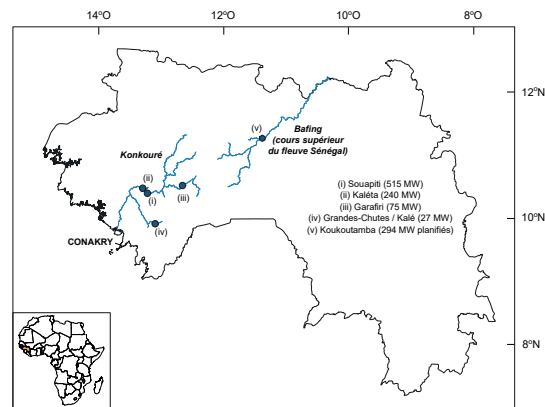


Figure 1 : Carte de la Guinée indiquant les sites des centrales hydroélectriques existantes de plus de 20 MW de puissance installée (toutes dans le bassin du fleuve Konkouré), ainsi que la centrale hydroélectrique prévue de Koukoutamba sur le fleuve Bafing (le cours supérieur du fleuve Sénégal). Les fichiers de forme des rivières Konkouré et Bafing ont été obtenus à partir de la réf. [5] ; seules les sections de rivière avec un débit moyen annuel supérieur à 10 m³/s sont visualisées. Encart : carte du continent africain avec la Guinée indiquée en jaune, pour référence.

Ce dernier point est souligné par le fait que le coût nivelé moyen de l'électricité (LCOE) du solaire PV, qui représente le prix auquel l'électricité produite par un projet devrait être vendue pour que le projet soit rentable sur sa durée de vie, est maintenant dans de nombreux cas inférieur au LCOE des projets hydroélectriques (voir la Figure 2). La baisse du LCOE pour les nouveaux projets au cours de la période 2010–2020 a été plus radicale pour le solaire PV que pour toute autre forme de production d'électricité renouvelable.

Cette étude a pour objectif d'évaluer les options pour potentiellement renoncer à la construction de Koukoutamba en faveur des investissements dans le solaire PV à sa place. Ceci est fait du point de vue des coûts (coûts nivelés ainsi que coûts d'investissement initial), des niveaux de production d'électricité à atteindre, des défis posés par la variabilité temporelle de la production électrique des centrales solaires PV, et des aspects de planification géospatiale. Les sections suivantes traitent de ces sujets respectifs.

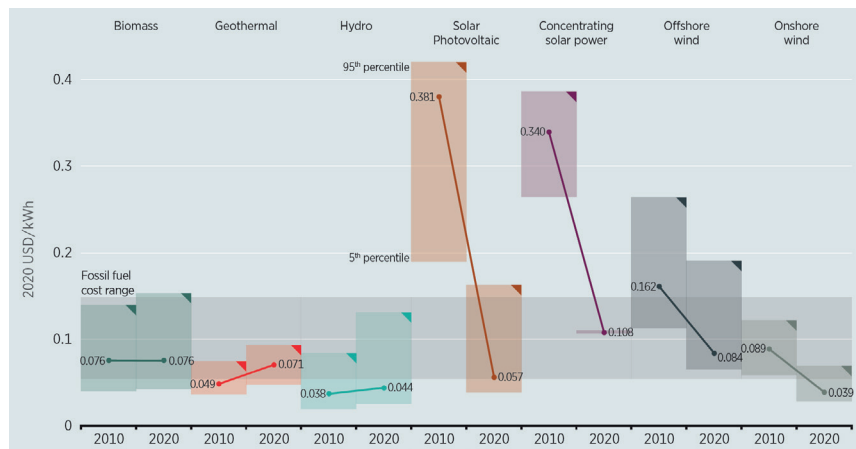


Figure 2 : LCOEs au niveau mondial pour les projets de production d'électricité renouvelable à grande échelle nouvellement mis en service. Les lignes représentent la valeur moyenne pondérée des LCOE calculée à partir des centrales individuelles mises en service chaque année. Le LCOE au niveau de chaque projet a été calculé avec un taux d'actualisation de 7.5 % pour les pays de l'OCDE et la Chine en 2010, diminuant à 5 % en 2020, et de 10 % en 2010 pour le reste du monde, diminuant à 7,5 % en 2020. Graphique obtenu à partir de [8].

ÉVALUATION DES COÛTS DE KOUKOUTAMBA PAR RAPPORT AU SOLAIRE PV

Cette section évalue les coûts attendus de la production d'électricité à partir de Koukoutamba et les compare à ceux des centrales solaires PV potentielles en Guinée. Plus précisément, le coût nivelé de l'électricité (LCOE) est calculé selon l'équation ci-dessous :

$$LCOE = \frac{\sum_y \frac{(C + O_y)}{(1+r)^y}}{\sum_y \frac{E_y}{(1+r)^y}},$$

où y représente l'année de la période couvrant la durée de vie de la centrale ($0 \leq y \leq Y$, avec Y la durée de vie de la centrale), C sont les coûts d'investissement (CAPEX) liés à la construction de la centrale, O_y sont les coûts d'exploitation et d'entretien (OPEX) pour chaque année y , E_y est l'électricité totale produite par la centrale au cours de chaque année y , et r est le taux d'actualisation.

Pour calculer le LCOE de Koukoutamba, nous utilisons des données spécifiques au projet sur les coûts de construction et sur la production prévue d'électricité, et des données génériques sur d'autres paramètres. Les coûts de Koukoutamba ont été estimés à 812 millions USD [9]. Pour la production d'électricité, nous utilisons une gamme d'estimations du facteur de capacité (CF) de Koukoutamba provenant de l'Atlas Africain de l'Hydroélectricité de l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA) [10], [11], correspondant respectivement à un scénario reflétant les conditions des années hydrologiquement normales (CF = 29.9 %), les conditions des années humides (40.3 %), et les conditions des années sèches (20.1 %). Nous les comparons à l'estimation officielle de 34.5 % [3] (voir section Introduction), qui se situe dans cette gamme. Il est à noter que les estimations du CF diffèrent à travers la littérature scientifique ; une étude a même estimé que le CF de Koukoutamba pourrait être aussi basse que 14 % [12]. Malgré cette incertitude, en vue de ce qui précède, il semble qu'il existe un consensus général sur le fait que le CF moyen de Koukoutamba est susceptible d'être considérablement inférieur à 50 %. Étant donné la maturité technologique de l'hydroélectricité, nous estimons tous les paramètres CAPEX et OPEX relatifs à Koukoutamba comme étant statiques dans le temps.

Par contre, pour le solaire PV, nous supposons une baisse substantielle des CAPEX et OPEX au cours de la prochaine décennie selon les projections les plus récentes de l'IRENA [13] ; ainsi, nous fournissons une gamme des LCOE pour le solaire PV, basée sur l'année de début de construction supposée des centrales solaires PV potentielles (entre aujourd'hui et 2030), à comparer avec Koukoutamba. Nous notons que les valeurs pour 2030 représentent probablement les plus pertinentes pour la comparaison avec Koukoutamba, étant donné la durée de construction prévue de cette dernière.

Toutes les hypothèses concernant les coûts de Koukoutamba et du solaire PV générique en Guinée sont présentées dans le Tableau 1.

Paramètre	Koukoutamba	Source	Solar PV générique	Source
CAPEX de projet	2761.90 USD/kW	[9]	1378 USD/kW (2020) 984 USD/kW (2025) 886 USD/kW (2030)	[13]
OPEX de projet	71.74 USD/kW/yr (fixe) 0.003 USD/kWh (variable)	[14]	10 % des CAPEX	[13]
Facteur de capacité (CF)	29.9 % (conditions normales) 20.1% (conditions sèches) 40.1% (conditions humides) 34.5% (estimation officielle)	[5], [10], [11]	18.7 % (y compris les pertes supposées de 8 %, dont 4 % en raison des pannes et 4 % liés aux onduleurs et câbles [15])	[16], [17]
Taux d'actualisation	7.5 %	[8]	7.5 %	[8]
Durée de vie de projet	50 ans	[7]	25 ans	[13]

Table 1: Cost parameters used for the calculation of the LCOE of Koukoutamba and generic solar PV in Guinea

En utilisant ces hypothèses, nous trouvons que le LCOE de Koukoutamba se situerait dans une fourchette de 80–156 USD/MWh (cf. Figure 3) avec une estimation centrale (basée sur des années hydrologiquement normales) de 106 USD/MWh. En utilisant l'estimation officielle du facteur de capacité, nous obtenons un LCOE de 92 USD/MWh. Ce chiffre est supérieur aux LCOE estimés pour le solaire PV : même sous les hypothèses de coûts de 2020, le LCOE du solaire PV se situerait à 78 USD/MWh, soit 27 % de moins que l'estimation pour Koukoutamba (en année normale). Pour des projets solaires PV à lancer en 2025 et 2030, ce LCOE devrait baisser à 55 USD/MWh (48 % de moins par rapport à Koukoutamba) et 45 USD/MWh (58 % de moins), respectivement.

Il est à noter que les grands projets hydroélectriques ont tendance à subir des dépassements de coûts de construction inattendus [18]. Dans l'Encadré 1, nous explorons les implications potentielles sur le LCOE de l'hydroélectricité de Koukoutamba au cas où de tels dépassements de coûts se produiraient.

En vue de ce qui précède, nous concluons que, sur la base des coûts par MWh, le solaire PV sera effectivement une ressource rentable pour servir d'alternative à Koukoutamba. Dans la section suivante, nous explorons dans quelle mesure l'intégration du solaire PV dans le mix électrique de la Guinée serait réalisable, si cela suffirait pour remplacer la production d'électricité non réalisée en raison de la non-construction potentielle de Koukoutamba, et combien cela coûterait.

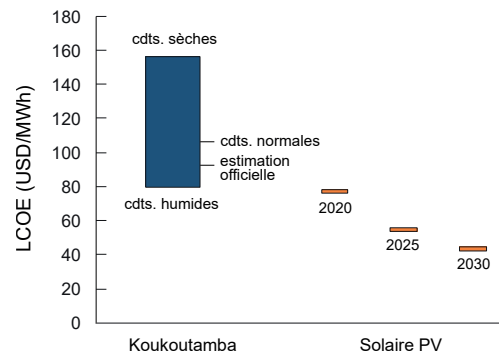


Figure 3 : Estimations du LCOE de Koukoutamba (gamme indiquant les hypothèses sur les conditions [cdts.] sèches/humides de débit du fleuve) par rapport au LCOE du PV solaire générique installé en Guinée au cours de la période 2020-2030.

ENCADRÉ 1 : L'IMPACT DES DÉPASSEMENTS DE COÛTS DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Historiquement, les grandes centrales hydroélectriques ont eu tendance à dépasser les coûts d'investissement prévus (CAPEX) [20]–[22]. De tels dépassements de coûts pour Koukoutamba auraient un impact sur sa compétitivité économique (vis-à-vis le solaire PV) encore plus important par rapport aux résultats montrés dans la Figure 3. Par exemple, si Koukoutamba souffrait d'un dépassement de CAPEX de 20 %, son LCOE (basé sur l'estimation officielle du facteur de capacité) augmenterait de 14 % (à 106 USD/MWh). Avec un dépassement de 35 %, l'augmentation du LCOE serait de 25 % (à 115 USD/MWh), et avec un dépassement de 50 %, le LCOE augmenterait de 35 % (à 125 USD/MWh). Les dépassements de coûts dans ces scénarios diminueraient donc davantage la compétitivité de Koukoutamba par rapport au solaire PV.

EXPLORER LE POTENTIEL DU SOLAIRE PV POUR REMPLACER KOUKOUTAMBA

Le principal enjeu pour remplacer l'hydroélectricité d'une centrale à réservoir comme Koukoutamba par du solaire PV réside dans la variabilité temporelle de ce dernier. Le solaire PV est considéré comme une source d'électricité renouvelable variable (ERV) en raison de la variabilité que la production électrique du solaire PV présente sur des échelles diurnes et saisonnières. Même si la saisonnalité de la production solaire PV dans les pays à faible latitude comme la Guinée est relativement limitée (avec une production un peu plus faible pendant la saison humide par rapport à la saison sèche), le cycle diurne de la production solaire PV nécessiterait des sources d'électricité dispatchables et/ou des solutions de stockage dans le cas d'une pénétration importante du solaire PV dans le mix électrique, afin d'assurer l'adéquation du système pendant les heures du soir, de la nuit et du matin tout au long de l'année.

Les centrales hydroélectriques avec réservoir sont un exemple souvent cité d'une source d'électricité qui peut offrir de la flexibilité de production pour soutenir les ERV [12], [19]. Étant donné que la production d'électricité sur le réseau guinéen est actuellement presque entièrement basée sur l'hydroélectricité de réservoir, le parc hydroélectrique existant de la Guinée (notamment les centrales de Souapiti, Kaléta, Garafiri et Grandes-Chutes/Kalé ; voir la Figure 1) pourrait permettre de soutenir une certaine quantité d'électricité solaire PV sur des échelles diurnes et saisonnières, déterminée par la taille de stockage dans leurs réservoirs et la saisonnalité des apports fluviaux qui les alimentent.

Le potentiel de ce type d'intégration d'ERV soutenu par des centrales hydroélectriques a été étudié dans la littérature scientifique. En particulier, la réf. [12] a calculé la quantité totale d'électricité solaire PV que les centrales hydroélectriques existantes en Guinée (et dans d'autres pays d'Afrique de l'Ouest) pourraient soutenir de manière flexible sur des échelles horaires jusqu'à saisonnières, en tenant compte des contraintes de flexibilité liées aux exigences de débit environnemental minimum en aval des barrages ainsi qu'aux limites supérieures et inférieures des niveaux d'eau des retenues. Ces exigences imposent des limites supérieures claires à la quantité de production solaire PV dont la variabilité peut être compensée par une gestion flexible de chaque centrale hydroélectrique individuelle. Nous résumons les résultats les plus importants de cette étude concernant la Guinée dans le Tableau 2.

Centrale hydroélectrique	Puissance (MW)	Production hydroélectrique annuelle (GWh)	Production solaire PV potentiellement soutenue (GWh)	Puissance solaire PV requise (MW)
Souapiti	515	1204	239	146
Kaléta	240	946 [10]	187*	114
Garafiri	75	112	20	12
Grandes-Chutes (Kalé)	27	100	1	1
Total	857	2362	447	273

*Tableau 2 : Résumé de la production d'hydroélectricité des centrales existantes (> 20 MW) en Guinée, et du potentiel de soutien au solaire PV en tirant parti de la flexibilité desdites centrales. Données résumées à partir de la réf. [12], sauf indication contraire. Les chiffres de production d'hydroélectricité se réfèrent aux médianes sur des périodes pluriannuelles couvrant à la fois les années humides et sèches du scénario « Reference » de la réf. [12]. * Comme Kaléta ne dispose pas de son propre réservoir mais utilise celui de Souapiti, étant situé juste en aval de cette dernière (voir la Figure 1), il a été supposé que le potentiel solaire PV à soutenir par Kaléta a le même rapport à sa production hydroélectrique annuelle que pour Souapiti.*

Nous concluons que les quatre centrales hydroélectriques existantes de plus de 20 MW de la Guinée pourraient probablement soutenir l'adoption dans le système électrique de 273 MW de puissance installée de solaire PV, une puissance qui produirait 447 GWh/an en moyenne. Cela représenterait 50 % de la production total attendu de Koukoutamba (888 GWh/an, sur la base de l'estimation officielle du CF de 34.5 % ; voir le Tableau 1) et même 86 % sur la base d'hypothèses d'années sèches (518 GWh/an). Cela représente également plus du double de la partie de la production de Koukoutamba allouée à la Guinée (222 GWh/an, sur la base de l'allocation de 73.5 MW de puissance installée pour la Guinée ; voir Introduction). Ainsi, les centrales hydroélectriques existantes en Guinée pourraient soutenir l'intégration dans le mix électrique d'une quantité suffisante d'électricité solaire PV pour plus que remplacer (par un facteur d'environ 2.3) l'électricité non produite pour la Guinée par la non-construction potentielle de Koukoutamba.

Sur la base des paramètres financiers présentés dans le Tableau 1, les coûts d'investissement initiaux totaux d'une puissance donnée de solaire PV peuvent être calculés (pour les années 2020, 2025 et 2030) et comparés aux coûts d'investissement prévus de Koukoutamba ; les résultats sont présentés dans la Figure 4. Dans la Figure 4a, nous montrons les coûts d'investissement totaux de Koukoutamba contre ceux de 273 MW de puissance solaire PV, la quantité totale supportable par les centrales hydroélectriques guinéennes existantes. Les coûts d'investissement pour le solaire PV requis s'avèrent être 54 % (pour 2020) à 70 % (pour 2030) plus bas que les coûts d'investissement pour Koukoutamba. Dans la Figure 4b, nous montrons la part supposée de la Guinée de 25 % des coûts d'investissement pour Koukoutamba (vu qu'il s'agit d'un projet OMVS et que 75 % de la production électrique de Koukoutamba seraient destinées à l'exportation) par rapport aux coûts d'investissement pour 131 MW de solaire PV, la puissance qui produirait 222 GWh/an et correspondrait donc à la production estimée de Koukoutamba destinée à la Guinée. Les coûts de ce solaire se révèlent être de 8 % (sur la base des CAPEX 2020 pour le solaire photovoltaïque) à 41 % (sur la base des CAPEX 2030) inférieurs aux coûts de la part proportionnelle de la Guinée dans les CAPEX de Koukoutamba.

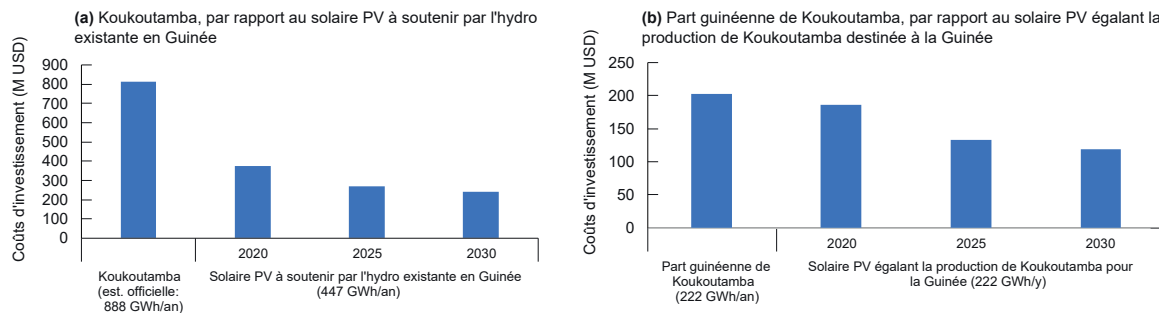


Figure 4 : (a) Coûts d'investissement de Koukoutamba par rapport aux coûts d'investissement pour la puissance solaire PV dont l'hydroélectricité existante pourrait soutenir l'adoption dans le système électrique de la Guinée, et qui produirait plus du double de la quantité d'électricité par rapport à ce que Koukoutamba produirait pour la Guinée. (b) Coûts d'investissement de la part de la Guinée dans la capacité de Koukoutamba (un quart des coûts d'investissement globaux) par rapport à la puissance solaire PV qui, en moyenne, produirait la même quantité annuelle d'électricité que ce que Koukoutamba produirait pour la Guinée, selon les estimations officielles.

Nous concluons que l'hydroélectricité guinéenne existante pourrait soutenir une intégration d'électricité solaire PV jusqu'à environ la moitié de la production totale d'électricité annuelle prévue de Koukoutamba (sur la base de l'estimation officielle), et que cela nécessiterait moins de la moitié des coûts d'investissement totaux de Koukoutamba. Nous concluons également que la part de la Guinée dans les coûts d'investissement de Koukoutamba serait supérieure aux coûts d'investissement nécessaires pour construire les centrales solaires PV requises pour égaler la production électrique Koukoutamba destinée à la Guinée.

D'après la Figure 4b, nous déduisons que l'idée de renoncer à Koukoutamba et de remplacer la totalité de sa production annuelle d'électricité prévue (c'est-à-dire non seulement la part de la Guinée, mais aussi celle destinée à d'autres pays de l'OMVS) par du solaire PV entraînerait également, dans l'ensemble, des coûts d'investissement inférieurs. Si les coûts d'investissement totaux pour Koukoutamba étaient réalloués au solaire PV, cela suffirait à financer une puissance installée solaire PV de 590 MW (sur la base des CAPEX de 2020) jusqu'à 916 MW (sur la base des CAPEX de 2030).

Cependant, il n'est pas garanti que tout ce solaire PV à travers les pays de l'OMVS puisse être facilement soutenu par l'hydroélectricité existante de la même manière que l'hydroélectricité existante de la Guinée pourrait soutenir les centrales solaires PV en Guinée, puisque le potentiel hydroélectrique de la Guinée dépasse celui de ses voisins [12]. Par conséquent, afin que le solaire PV puisse remplacer l'hydroélectricité non produite suite à la décision potentielle de ne pas construire Koukoutamba, tout en atténuant l'impact de la variabilité temporelle du solaire PV, les autres pays de l'OMVS seraient mieux avisés de faire appel à d'autres centrales dispatchables et de développer des options de stockage autres que les réservoirs hydroélectriques, notamment des batteries [14], [20].

OPTIONS DE DÉPLOIEMENT SPATIAL DU SOLAIRE PV

Au cas où la Guinée opérerait pour le développement du solaire PV au lieu de Koukoutamba, cela exigerait de savoir où les centrales solaires pourraient être déployées spatialement. En général, en termes de potentiel disponible, les sites possibles pour les centrales solaires PV ne sont pas aussi limités que ceux de l'hydroélectricité. Toutefois, les emplacements peuvent différer en termes de coûts de déploiement du solaire PV. Les différences potentielles de coûts entre les différents sites s'expliquent principalement par deux facteurs :

- (i) La puissance de la ressource : plus le CF (rendement par unité de capacité installée) est élevé, plus le LCOE est faible ;
- (ii) La distance de la ressource par rapport aux infrastructures de réseau existantes : plus cette distance est grande, plus les coûts des lignes de transmission, des routes et des sous-stations supplémentaires nécessaires pour l'acheminement de l'électricité sont élevés. (Il est à noter que cette catégorie de coûts, qui s'applique à la fois à l'hydroélectricité et au solaire PV, n'a pas été prise en compte dans les calculs pour la Figure 3.)

En réalité, il y aura probablement un équilibre à trouver entre l'exploitation d'excellentes ressources éloignées du réseau et des ressources proches du réseau moins excellentes (mais néanmoins bonnes). Des méthodologies complètes permettant d'évaluer ces compromis et d'identifier les sites les moins coûteux ont été développées ces dernières années [15], [21]; sur la base de ces méthodologies, l'IRENA a développé des cartes géoréférencées pour chaque pays africain, indiquant les sites au plus faible coût d'exploitation pour le solaire PV dans chaque pays (jusqu'à une couverture maximale de 5 % du territoire de chaque pays) [16].

Les résultats concernant le solaire PV en Guinée sont présentés dans la Figure 5. Il en ressort que les sites les plus attractifs pour le déploiement de parcs solaires PV en Guinée, compte tenu du compromis entre la puissance des ressources et la distance au réseau invoqué ci-dessus, et en excluant les zones protégées ou a priori inadaptées, se trouvent principalement dans (i) les montagnes du Fouta Djallon, autour de villes telles que Dalaba, Pita et Labé (c'est-à-dire près des sources des fleuves Gambie

et Sénégal) et (ii) près de la frontière malienne, autour de Siguiri (le long du fleuve Niger supérieur). De nombreux sites de la catégorie (i) sont assez proches de l'emplacement prévu de Koukoutamba (cf. Figure 1). Par conséquent, il est concevable que le remplacement de Koukoutamba par du solaire PV n'entraînerait pas de changements majeurs en termes de planification géospatiale pour l'expansion du réseau.

GUINEA

Solar PV Model Supply Regions (MSR)*

Capacity factor % (total MW)

17.75 - 18.02% (3,085 MW)

18.02 - 18.29% (7,508 MW)

18.29 - 18.56% (952 MW)

18.56 - 18.83% (14,235 MW)

18.83 - 19.11% (13,992 MW)

Major cities

Transmission lines

Distribution lines

Lakes

Rivers

Road

Country boundaries

0 48 96 144 km



* Selected MSRs up to a coverage of 5% of country area, screened by lowest LCOE including grid and road infrastructure costs

Datasets sources

Major cities: Natural Earth, available at <https://www.naturalearthdata.com/downloads/10m-cultural-vectors/10m-populated-places/>

Lakes: World Wetland Atlas, available at <https://www.wetland.org/regions/global-lake-and-wetland-database/>

Rivers: Natural Earth, available at <https://www.naturalearthdata.com/downloads/10m-cultural-vectors/10m-rivers/>

Roads: Meijer, J.R., Huijbrechts, M.A.J., Scholten, C.G.J. and Schipper, A.M. (2018). Global patterns of current and future road infrastructure, Environmental Research Letters, 13-064006. Data is available at www.globeo.info

Transmission and distribution lines: Ardame, C., Zorn, C., Nicolas, C., Koko, E.E., 2020. Predictive mapping of the global power system using open data. Sci Data 7, 15. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0347-4>

Country boundaries: Global Administrative Unit Layers (GAUL)

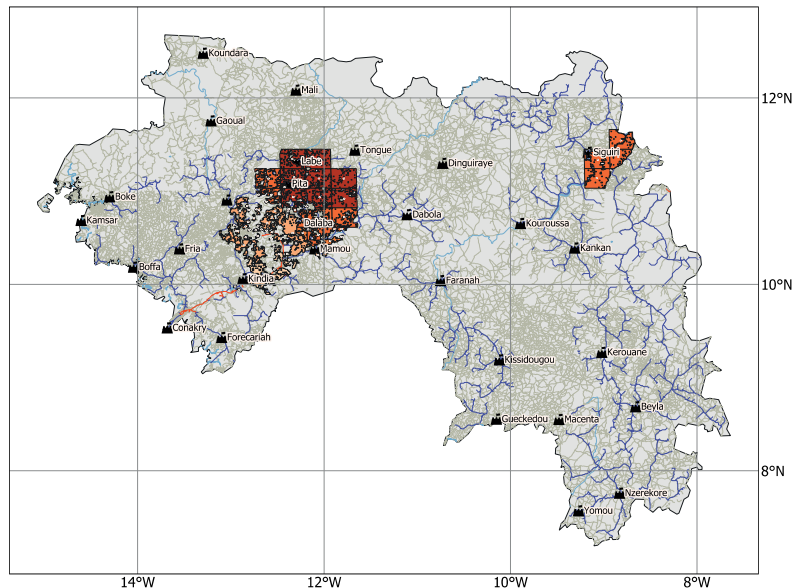


Figure 5: Les 5 % de zones les plus intéressantes pour le développement de parcs solaires PV en Guinée, selon la méthodologie des « Model Supply Regions » de l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA) [16], basée sur la sélection de sites au plus faible LCOE (compte tenu des coûts nivelés de la construction de lignes de transmission, de sous-stations et de routes supplémentaires pour la connexion au réseau des sites éloignés).

Une dernière comparaison qui pourrait être faite, concerne la superficie potentiellement couverte par la puissance solaire PV nécessaire pour égaler la production d'électricité de Koukoutamba pour la Guinée. Il a été rapporté que la zone inondable de Koukoutamba couvrirait 264 km² [22]. Sur la base de l'empreinte spatiale typique de 33 MW/km² pour les panneaux solaires PV [23], il peut être estimé que la superficie que les 136 MW de puissance solaire PV (dont la production correspondrait à la quantité de 222 GWh/an pour la Guinée) couvriraient, s'élève à environ 4 km².

En réalité, la superficie occupée par les centrales solaires PV peut devoir être corrigée à la hausse, en tenant compte d'un « facteur d'actualisation de l'utilisation des terres » typique qui reflète la partie de la superficie nécessaire dans la pratique pour mettre en place d'autres infrastructures exigées autour de la centrale (sous-stations, routes, etc.), qui ne pourraient donc pas réellement accueillir de panneaux PV. Même en supposant un facteur d'actualisation de l'utilisation des terres très conservateur pour le solaire PV, pouvant atteindre jusqu'à 90 % [15]—ce qui résulte dans une valeur 10 fois plus élevée de la superficie nécessaire—cela ne représenterait toujours que 40 km², soit près de sept fois moins que la surface qui serait inondée par le réservoir de Koukoutamba. En plus d'avoir un moindre impact spatial, le solaire PV pourrait être installé avec une empreinte sociale significativement plus faible, car il ne nécessiterait pas de déplacement significatif des communautés et de devoir payer pour leur relocalisation.

Même si nous considérons une puissance solaire PV quatre fois supérieure de 136 MW, dont la production correspondrait à la production d'électricité totale de Koukoutamba et pas seulement à la part de la Guinée, l'impact spatial du solaire PV—bien que considérable—serait donc toujours inférieur à celui de Koukoutamba.

CONTEXTE DU WEST AFRICAN POWER POOL

Il est probable que l'une des raisons politiques de la poursuite actuellement prévue du développement de l'hydroélectricité en Guinée réside dans le fait que son potentiel hydroélectrique dépasse celui de ses pays voisins. Cela pourrait permettre à la Guinée de devenir un exportateur régional d'électricité dans le cadre du Système d'Échanges d'Énergie Électrique ouest-africain (*West African Power Pool* ou WAPP en anglais).

Si le développement futur de l'hydroélectricité en Guinée devait être abandonné au profit du solaire PV, cela aurait un impact sur le positionnement stratégique de la Guinée dans le WAPP. Il est probable qu'au lieu d'exporter de l'électricité de base vers les pays voisins, le commerce transfrontalier de l'électricité impliquant la Guinée serait plutôt axé sur les centrales hydroélectriques existantes de la Guinée qui fournissent de la flexibilité. En particulier, il a été démontré qu'un déploiement ambitieux de l'ERV dans d'autres pays d'Afrique de l'Ouest—le photovoltaïque dans tous les pays, et l'éolien dans les pays sahéliens—ainsi qu'un effort continu vers une plus grande intégration régionale des réseaux électriques, permettrait d'exploiter davantage les complémentarités spatiotemporelles entre l'hydroélectricité existante et les futures centrales solaires et éoliennes. Cela éviterait de devoir exploiter davantage le potentiel hydroélectrique de l'Afrique de l'Ouest, tout en accentuant le rôle flexible des centrales hydroélectriques existantes. Ce rôle potentiel de l'hydroélectricité consisterait principalement de soutenir l'énergie solaire PV pendant la nuit (aidée pendant la saison sèche par l'énergie éolienne du Sahel) et à soutenir à la fois l'énergie solaire PV et l'énergie éolienne pendant la saison des pluies, pendant laquelle le potentiel de ces deux baisse marquement [12], [24].

Cependant, il est déjà clair que l'hydroélectricité existante en Afrique de l'Ouest ne suffira pas comme seul soutien pour le solaire PV et l'éolien [12], et devrait plutôt être considérée comme un levier pour soutenir une première étape vers plus d'ERV avant que d'autres solutions de stockage ne deviennent indispensables. Pour atteindre une part élevée d'ERV dans le mix électrique des pays d'Afrique de l'Ouest, dans un contexte de demande galopante, le stockage par batterie en particulier devrait gagner en importance vers le milieu du siècle [20].

CONSÉQUENCES POLITIQUES

Au cas où la Guinée renoncerait à la construction de Koukoutamba en faveur du solaire PV à grande échelle, cela nécessiterait probablement d'attirer des investissements supplémentaires du secteur privé pour fournir les dépenses initiales nécessaires aux centrales solaires PV—d'autant plus que les investissements dans le solaire PV ont tendance à impliquer relativement plus de financement du secteur privé que les investissements dans l'hydroélectricité [25]. Il existe plusieurs leviers permettant d'accroître l'attraction d'un pays pour les investissements privés dans les infrastructures de production d'électricité, comme de diverses mesures de « de-risking » pour atténuer le risque perçu par les bailleurs de fonds des sociétés de projet. Il s'agit par exemple d'une politique claire des gouvernements en termes d'objectifs d'installation d'électricité renouvelable, d'éventuelles modifications au cadre fiscal des importations d'équipements de centrales solaires, d'une politique claire en termes d'allocation de terrain et de construction d'infrastructures de transmission, de garanties pour l'atténuation des risques financiers par le biais de banques de développement multilatérales qui soutiennent la participation du secteur privé, et bien d'autres encore [26].

La Guinée dispose déjà d'une unité dédiée aux partenariats public-privé au sein du Ministère de l'Énergie [27], [28]. Cependant, parmi les nombreux projets dans lesquels le gouvernement guinéen semble chercher des investisseurs, le solaire PV demeure absent [28]. Un changement de politique vers une approche plus proactive de diversification de la production d'électricité, afin d'atteindre une part plus importante de solaire PV, pourrait donc s'avérer essentiel pour permettre le remplacement de projets tels que Koukoutamba par du solaire PV.

CONCLUSIONS

Cette étude a examiné le potentiel de l'énergie solaire PV en Guinée pour remplacer la production hydroélectrique qui serait perdue au cas où la décision de ne pas construire la centrale hydroélectrique de Koukoutamba serait prise. Les résultats soulignent que le solaire PV serait probablement un investissement plus attractif que Koukoutamba d'un point de vue de l'investissement initial, et pourrait résulter en un coût nivelé de l'électricité (LCOE) plus faible. Il a également été constaté que les centrales hydroélectriques existantes de la Guinée pourraient permettre l'intégration de quantités substantielles de solaire PV dans le mix électrique sans que la variabilité temporelle du solaire PV ne pose de problèmes substantiels à l'adéquation de ce mix. La quantité de solaire PV à soutenir par les centrales hydroélectriques existantes en Guinée pourrait dépasser l'électricité que Koukoutamba est censé produire pour la Guinée, et les coûts d'investissement pour la puissance solaire PV requise s'avèrent favorables par rapport à ce que coûterait Koukoutamba. De plus, il a été constaté qu'un grand nombre des sites les plus attractifs pour la production d'énergie solaire PV en Guinée sont situés relativement près du site de Koukoutamba, ce qui signifie que des changements majeurs dans la planification géospatiale pour l'expansion du réseau ne seraient probablement pas nécessaires si le choix politique de remplacer Koukoutamba par l'énergie solaire PV devait être fait. Enfin, bien que les exigences spatiales pour l'installation d'une telle puissance solaire PV ne doivent pas être sous-estimées, le solaire PV aurait en toute probabilité une empreinte spatiale plus faible que le réservoir de Koukoutamba.

Il est à noter que les autres pays membres de l'OMVS ne disposent pas d'une puissance hydroélectrique suffisante pour que des principes similaires soient applicables, s'ils devaient renoncer à leur part prévue de la production d'électricité de Koukoutamba. Pour ces pays, le remplacement de cette production par l'énergie solaire PV et/ou éolienne nécessiterait probablement une forte orientation vers l'utilisation d'autres technologies dispatchables et d'autres solutions de stockage, en particulier le stockage par batterie. Dans la littérature scientifique récente, les batteries ont été citées comme un levier essentiel pour augmenter la part des énergies renouvelables (solaire PV et éolienne) dans les systèmes électriques d'Afrique de l'Ouest et, tout comme le solaire PV, leur coût diminue rapidement.

RÉFÉRENCES

- [1] IRENA, « Renewable Capacity Statistics 2020 », International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020. Consulté le: 6 avril 2018. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>
- [2] République de Guinée, « Contribution Déterminée au niveau National (CDN) de la République de Guinée - 2021 », juill. 2021. Consulté le: 22 avril 2022. [En ligne]. Disponible sur: https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Guinea%20First/CDN%20GUINEE%202021_REVISION_VF.pdf
- [3] Tractebel Engineering et Coyne et Bellier Ingénieurs Conseils, « Projet Hydroélectrique de Koukoutamba - Résumé du Projet », févr. 2013.
- [4] USAID, « 2017-2035 Power Generation and Transmission Masterplan for Senegal », sept. 2017. [En ligne]. Disponible sur: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00T14V.pdf
- [5] République de Guinée, Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique, « Projet d'Aménagement Hydroélectrique de Koukoutamba », <https://www.invest.gov.gn/document/projet-hydroelectrique-de-koukoutamba> (consulté le 22 avril 2022).
- [6] J. Watts, « Chinese dam project in Guinea could kill up to 1,500 chimpanzees », *The Guardian*, 28 février 2019. <https://www.theguardian.com/world/2019/feb/28/chinese-dam-project-in-guinea-could-kill-up-to-1500-chimpanzees> (consulté le 22 avril 2022).
- [7] E. F. Moran, M. C. Lopez, N. Moore, N. Müller, et D. W. Hyndman, « Sustainable hydropower in the 21st century », *Proc. Natl. Acad. Sci.*, vol. 115, no 47, p. 11891, nov. 2018, doi: 10.1073/pnas.1809426115.
- [8] IRENA, « Renewable Power Generation Costs in 2020 », International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- [9] D. Barry, « Guinée : un contrat à 800 millions de dollars pour l'aménagement du barrage hydroélectrique de Koukoutamba », *JeuneAfrique.com*, 27 février 2019. <https://www.jeuneafrique.com/741997/economie/guinee-un-contrat-800-millions-de-dollars-pour-lamenagement-du-barrage-hydroelectrique-de-koukoutamba/> (consulté le 22 avril 2022).
- [10] S. Sterl, A. Devillers, C. J. Chawanda, A. van Griensven, W. Thiery, et D. Russo, « A spatiotemporal atlas of hydropower in Africa for energy modelling purposes », *Open Res. Eur.*, vol. 1, p. 29, 2021, doi: 10.12688/openreseurope.13392.1.

- [11] IRENA, « African Renewable Electricity Profiles for Energy Modelling Database: Hydropower », International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, déc. 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2021/Dec/African-Renewable-Electricity-Profiles-Hydropower>
- [12] S. Sterl et al., « Smart renewable electricity portfolios in West Africa », *Nat. Sustain.*, vol. 3, no 9, p. 710-719, sept. 2020, doi: 10.1038/s41893-020-0539-0.
- [13] IRENA, « Planning and prospects for renewable power: Eastern and Southern Africa », avr. 2021. Consulté le: 6 juillet 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2021/Apr/Planning-and-prospects-for-renewable-power-Eastern-and-Southern-Africa>
- [14] M. Barasa, D. Bogdanov, A. S. Oyewo, et C. Breyer, « A cost optimal resolution for Sub-Saharan Africa powered by 100% renewables in 2030 », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, p. 440-457, sept. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.110.
- [15] IRENA and LBNL, « Renewable Energy Zones for the Africa Clean Energy Corridor - Multi-Criteria Analysis for Planning Renewable Energy », International Renewable Energy Agency (IRENA) and Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Abu Dhabi, UAE, oct. 2015. [En ligne]. Disponible sur: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-LBNL_Africa-RE-CEC_2015.pdf
- [16] S. Sterl, B. Hussain, et M. A. E. Elabbas, « Data for the paper « An all-Africa dataset of energy model “supply regions” for solar PV and wind power » (1.0.0) [Data set]. », *Zenodo*, 12 avril 2022. <https://doi.org/10.5281/zenodo.6452117>
- [17] World Bank Group, « Global Solar Atlas ». 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://globalsolaratlas.info/>
- [18] R. Deshmukh, A. Mileva, et G. C. Wu, « Renewable Riches: How Wind and Solar Could Power DRC and South Africa », International Rivers, sept. 2017. [En ligne]. Disponible sur: https://www.internationalrivers.org/wp-content/uploads/sites/86/2020/07/ir_inga_re_report_2017_fa_v2_email_1.pdf
- [19] S. Sterl, « A Grid for all Seasons: Enhancing the Integration of Variable Solar and Wind Power in Electricity Systems Across Africa », *Curr. Sustain. Energy Rep.*, vol. 8, p. 274-281, août 2021, doi: 10.1007/s40518-021-00192-6.
- [20] A. S. Oyewo, A. Aghahosseini, M. Ram, et C. Breyer, « Transition towards decarbonised power systems and its socio-economic impacts in West Africa », *Renew. Energy*, vol. 154, p. 1092-1112, juill. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.03.085.
- [21] G. C. Wu et al., « Strategic siting and regional grid interconnections key to low-carbon futures in African countries », *Proc. Natl. Acad. Sci.*, vol. 114, no 15, p. E3004-E3012, avr. 2017, doi: 10.1073/pnas.1611845114.

- [22] Rainforest Rescue, « West Africa's chimpanzees are on the brink of extinction! », 2021. <https://www.rainforest-rescue.org/petitions/1167/west-africas-chimpanzees-are-on-the-brink-of-extinction> (consulté le 5 octobre 2022).
- [23] NREL, « Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States », 2013. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>
- [24] Tractebel, « Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy - Draft Final Report », Tractebel Engineering S.A, Brussels, 2018.
- [25] RES4Africa, IRENA, et UNECA, « Towards a Prosperous and Sustainable Africa », RES4Africa Foundation, Rome, 2022. [En ligne]. Disponible sur: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RES4Africa_UNECA_Prosporous_Sustainable_Africa_2022_.pdf
- [26] USAID, « Understanding Power Project Financing », 2019. Consulté le: 15 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://cldp.doc.gov/sites/default/files/UnderstandingPowerProjectFinancing.pdf>
- [27] Tony Blair Institute for Global Change, « Governance - Guinée », 2020. <https://institute.global/advisory/guinea> (consulté le 28 avril 2022).
- [28] République de Guinée, Ministère en charge des Investissements et des Partenariats Publics Privés, « Présentation Sectorielle : Energie et hydraulique », 2022. <https://www.invest.gov.gn/page/energie-et-hydraulique?onglet=presentation> (consulté le 28 avril 2022).



VRIJE
UNIVERSITEIT
BRUSSEL