RAPPORT DE SYNTHÈSE

Évaluation du potentiel des solutions solaires domestiques, de la micro-hydroélectricité et des mini-réseaux pour répondre aux besoins d'accès à l'énergie et d'énergie productive en République de Guinée

Électrification à moindre coût et barrage de Koukoutamba



CECIDE

INTERNATIONAL RIVERS
PEOPLE · WATER · LIFE

Auteurs : Djibo Boubé Bachirou et Thierry Odou, consultants indépendants, Centre WASCAL sur le changement climatique et l'énergie

Cette étude a été commandée par International Rivers

Conception : Sally Whines

Il s'agit d'une ressource en libre accès, non soumise à des droits d'auteur. Les organisations et les particuliers sont invités à utiliser ce contenu écrit, à condition de citer International Rivers comme source.

Avertissement : Les opinions et hypothèses exprimées dans le présent rapport reflètent le point de vue des auteurs et ne correspondent pas nécessairement à celui du client.

International Rivers – Headquarters
1999 Harrison Street, Suite 1800 Oakland,
CA 94612, United States
Tel: +1 510 848 1155
www.internationalrivers.org
Email: Contact@internationalrivers.org

International Rivers – Africa Program
1 Amarand Ave, Menlyn,
Pretoria, 0181
South Africa
Tel: +27 12 430 2029
Email: smota@internationalrivers.org

Sommaire

Messages clés et recommandations 2

Recommandations 6

1. Pourquoi cette étude 8

2. Méthode 9

3. Principaux résultats 10

3.1 Qui vit hors de portée du réseau 10

3.2 Les systèmes décentralisés desservent la majorité de la population non électrifiée 10

3.3 Un réseau subventionné ne modifie le bouquet qu'à la marge 11

3.4 Où et quand chaque technologie est pertinente 11

3.5 Coût et rythme de l'accès universel 15

3.6 La micro-hydroélectricité : intéressante là où elle est adaptée, mais adaptée à peu d'endroits 17

3.7 Koukoutamba : un projet de production, pas un projet d'accès 18

3.8 Obstacles aux énergies décentralisées 19

4. Comment lire les résultats 20

Références 21

Messages clés et recommandations

Personnes en 2040 dans des zones d'habitat aujourd'hui non électrifiées

9,4 millions

Personnes jamais desservies par le réseau, quel que soit le scénario

5,7 millions

Investissement pour l'accès universel, 2025–2040

1,4 à 2,5 milliards USD

Zone d'habitat dont la solution à moindre coût change avec la ligne de Koukoutamba

0

Options décentralisées, 2025–2040

	SHS	Mini-réseaux PV	Mini-réseaux hydro
Investissement (USD)	**0,46 à 0,61 milliard**	**0,19 à 0,76 milliard**	**jusqu'à 0,01 milliard**
Capacité	**64 à 134 MW**	**106 à 405 MW**	**jusqu'à 3 MW**
Coût de l'électricité en 2040 (USD/kWh)	**0,33 à 0,70**	**0,21 à 0,71**	**0,17 à 0,63**
Personnes desservies	**3,9 à 7,4 millions**	**2,0 à 5,5 millions**	**2 000 à 62 000**

SHS : systèmes solaires domestiques autonomes ; mini-réseaux PV avec stockage par batterie. Fourchettes sur les trois niveaux de demande sans subvention au réseau ; coût de l'électricité : du 5e au 95e centile des zones d'habitat desservies par chaque technologie.

La Guinée possède l'un des plus grands potentiels hydroélectriques d'Afrique de l'Ouest, et pourtant près de la moitié de sa population vit encore sans électricité. Le déficit est surtout rural : en 2024, 89 % des citadins avaient accès à l'électricité, contre seulement 21 % des ruraux, alors qu'environ 62 % de la population, soit quelque 9,1 millions de personnes, vit en milieu rural. Cette étude, commandée par International Rivers, évalue si les systèmes solaires domestiques, les mini-réseaux (solaires et hydroélectriques) et la micro-hydroélectricité peuvent fournir une électricité fiable et abordable aux Guinéens qui en sont privés, et comment ces options se comparent au développement de la grande hydroélectricité, comme le projet de barrage de Koukoutamba. Elle couvre les arguments techniques, économiques et environnementaux en faveur de chaque option, les obstacles à leur déploiement et des recommandations pour le gouvernement et ses partenaires.



Photo | Shutterstock



Photo | Shutterstock

L'analyse est un plan géospatial à moindre coût élaboré avec l'outil open source d'électrification spatiale OnSSET. Pour chaque zone d'habitat, elle compare le coût de l'approvisionnement en électricité par extension du réseau, mini-réseaux solaires, mini-réseaux hydroélectriques ou systèmes solaires autonomes jusqu'en 2040. L'étude porte sur neuf scénarios qui combinent trois niveaux de demande et trois coûts de l'électricité du réseau.

Les énergies renouvelables décentralisées sont la solution la moins coûteuse pour apporter l'électricité à la plupart des Guinéens qui n'y ont pas accès, même dans les hypothèses les plus favorables au réseau.

Les 8,1 millions de personnes sans électricité aujourd'hui vivent dans des zones d'habitat dont la population atteindra 9,4 millions en 2040. Lorsque l'électricité du réseau est facturée à son coût complet de 0,22 USD/kWh, toutes sont desservies au moindre coût par des systèmes solaires autonomes et des mini-réseaux (Figure 1), en milieu urbain comme en milieu rural. Même lorsque le réseau est subventionné à 0,10 ou 0,085 USD/kWh, les systèmes décentralisés en desservent encore 62 à 88 %, et 5,7 millions de personnes vivent dans des zones d'habitat que le réseau n'atteint dans aucun des neuf scénarios. Le plus bas de ces prix du réseau est inférieur au coût auquel Koukoutamba lui-même produirait probablement l'électricité : même ce cas repose donc sur des hypothèses favorables au réseau.

Les systèmes solaires autonomes sont la solution la moins coûteuse pour 3,9 à 7,4 millions de personnes selon la demande, et leur part change à peine lorsque le réseau est subventionné.

Les mini-réseaux deviennent la solution la moins coûteuse dans les gros villages dès que l'on tient compte des besoins des centres de santé, des écoles et des activités productives, et leur coût baisse de 0,65 à 0,28 USD/kWh lorsque la demande augmente. Les résultats reposent sur les coûts actuels des équipements, et une nouvelle baisse des prix des modules solaires et des batteries creuserait encore l'avantage de coût des systèmes décentralisés. La micro-hydroélectricité est l'option décentralisée la moins chère lorsqu'un site se trouve près d'un village dont la demande est suffisante, mais ce cas est rare : au plus 24 des 100 sites candidats sont retenus, pour environ 62 000 personnes.

L'accès universel en 2040 exige 1,4 à 2,5 milliards USD sur 2025–2040, soit environ 1,2 million de personnes raccordées chaque année, environ deux fois le rythme de la dernière décennie.

Le Pacte Mission 300 du gouvernement vise l'accès universel en 2030 ; cette étude retient 70 % d'accès en 2030 et l'accès universel en 2040, horizon du Plan national d'électrification rurale. Subventionner le réseau ne modifie l'investissement total que de 3 à 6 %. Dans le scénario de demande ascendante, en revanche, cela fait passer plus de 1 000 zones d'habitat des mini-réseaux au réseau.

Le barrage de Koukoutamba n'est pas une solution à moindre coût pour étendre l'accès à l'électricité, ni en milieu rural ni ailleurs, sans d'importantes subventions supplémentaires.

Sa ligne de transport 225 kV ne peut pas alimenter directement les villages : dans neuf simulations appariées, avec et sans la ligne, aucune zone d'habitat ne change de technologie, et les communautés les plus touchées par le projet sont parmi les moins desservies par le réseau. L'investissement estimé du barrage, 812 millions USD, dépasse le coût de desserte des 9,4 millions de personnes par des systèmes décentralisés dans le scénario de faible demande, même si les deux options ne fournissent pas la même quantité d'énergie.

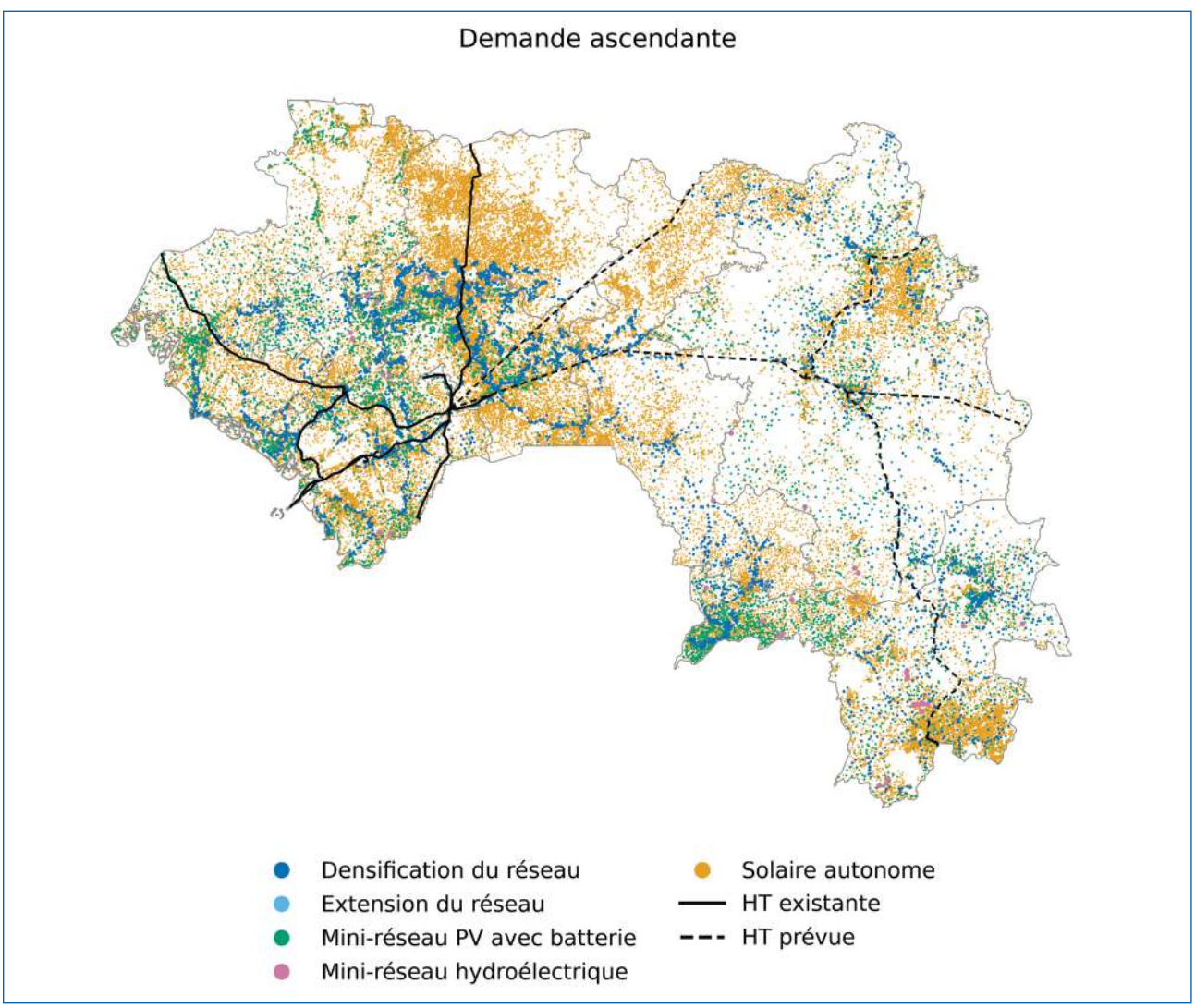


Figure 1. Technologie d'électrification la moins coûteuse de chaque zone d'habitat en 2040, demande ascendante, coût de production du réseau de 0,22 USD/kWh. Les 9,4 millions de personnes vivant dans des zones d'habitat aujourd'hui non électrifiées sont toutes desservies par des systèmes décentralisés ; l'accès universel exige 1,4 à 2,5 milliards USD sur 2025–2040 ; aucune zone d'habitat ne change de technologie avec ou sans la ligne de Koukoutamba.

Recommandations



L'étude formule neuf recommandations à l'intention du gouvernement guinéen et de ses partenaires.

1. Utiliser un plan géospatial national unique à moindre coût comme référence commune du Plan national d'électrification rurale (PNER) 2023-2040 et du Pacte national de l'énergie Mission 300.

Le plan affecterait chaque zone d'habitat au réseau, à un mini-réseau ou au solaire autonome, considérerait les mini-réseaux hors réseau comme un service permanent, et serait élaboré avec EDG, l'AGER, l'ANER, le régulateur, l'institut de la statistique et les collectivités locales, avec la participation de la société civile.

2. Décider ensemble de la subvention au réseau et du plan d'électrification.

Le niveau de la subvention détermine si plus de 1 000 zones d'habitat sont desservies par le réseau ou par des mini-réseaux ; le coût public de la subvention, payé sur chaque kWh vendu par le réseau, serait donc mis en regard de l'investissement qu'elle permet d'économiser, soit seulement 42 à 146 millions USD sur 2025–2040, ou 3 à 9 millions USD par an, et les subventions au raccordement soutiendraient de la même manière les raccordements au réseau, aux mini-réseaux et au solaire.

3. Lancer dès maintenant un programme national de systèmes solaires domestiques.

Des paiements à plusieurs distributeurs pour chaque système certifié effectivement installé (financement fondé sur les résultats), avec un crédit à la consommation et un service après-vente, desservirait les 5,7 millions de personnes que le réseau n'atteint jamais, à raison d'environ 60 000 systèmes par an.

4. Fixer des règles claires pour les mini-réseaux avant 2030, y compris pour l'arrivée du réseau.

Le cadre couvrirait les licences, la manière de fixer les tarifs, des normes techniques et une règle applicable à l'arrivée du réseau, avec un préavis et une indemnisation de l'exploitant. Le plan indiquerait quand le réseau est attendu dans chaque zone d'habitat, puisque plus de 1 000 zones d'habitat passent des mini-réseaux au réseau lorsque le prix du réseau est subventionné, et les appels d'offres excluraient les zones d'habitat qui doivent être raccordées pendant la durée de la concession.



5. Financer l'électricité des entreprises, des centres de santé et des écoles dans chaque projet d'électrification.

Cette demande supplémentaire fait des mini-réseaux la solution la moins coûteuse pour jusqu'à 3,5 millions de personnes de plus et réduisent le coût de l'électricité des mini-réseaux de 0,65 à 0,28 USD/kWh ; les ministères sectoriels et les partenaires au développement les cofinanceraient.

6. Étudier les meilleurs sites de petite hydroélectricité avant d'y investir.

Des mesures de débit en saison sèche et un examen environnemental des 24 sites retenus, menés avec le ministère de l'Environnement et les communautés vivant le long des cours d'eau, permettraient d'identifier les sites à soumettre à des études complètes de faisabilité technique, sociale et environnementale, nécessaires avant qu'un site puisse être considéré comme finançable.

7. Ne pas considérer Koukoutamba comme prioritaire pour assurer l'accès à l'électricité.

Son coût complet, sa production garantie en saison sèche, la part de son électricité qui serait exportée et ses impacts sociaux et environnementaux seraient examinés par les États membres de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS), les bailleurs de fonds et les communautés affectées, et le barrage ne serait pas comptabilisé dans les objectifs d'accès.

8. Garantir des équipements solaires de bonne qualité, disponibles et bien entretenus.

L'application des normes aux douanes, l'assemblage et la fabrication locaux, des techniciens certifiés dans chaque préfecture et un recyclage organisé dès le départ seraient partagés entre l'AGER, l'organisme de normalisation, les douanes, l'industrie et les autorités de formation professionnelle.

9. Partager ouvertement les données sur le réseau et la planification.

Un accord de partage de données entre EDG, l'AGER, l'ANER, le régulateur et l'institut de la statistique maintiendrait le plan à jour et donnerait à toutes les parties la même base.

1. Pourquoi cette étude

La Guinée est souvent appelée le « château d'eau de l'Afrique de l'Ouest » [1], [2]. Son potentiel hydroélectrique est estimé à environ 6 000 MW, et le pays dispose aussi d'importantes ressources solaires [3]. Au cours de la dernière décennie, les centrales de Kaléta (240 MW) et de Souapiti (450 MW) ont ajouté 690 MW de puissance installée. L'accès à l'électricité est aussi passé de 18 % de la population en 2013 à 53 % en 2024 [3]. Le déficit reste toutefois essentiellement rural. Cette étude explore les options à moindre coût pour atteindre l'objectif déclaré du gouvernement d'un accès universel à l'électricité d'ici 2040. Le modèle utilisé pour cette étude est calé sur ces statistiques nationales : en 2025, l'accès atteint 53,8 % au niveau national, 91,8 % en milieu urbain et seulement 23,2 % en milieu rural, et 8,1 millions de personnes vivent dans des zones d'habitat sans électricité. Avec la croissance démographique, ces zones d'habitat compteront 9,4 millions de personnes en 2040.

La politique nationale continue de reposer largement sur l'extension du réseau et la grande hydroélectricité. Après Kaléta et Souapiti, la centrale d'Amaria (300 MW) est en construction, et le prochain grand projet envisagé est le barrage de Koukoutamba (294 MW) sur le Bafing [3] qui, bien qu'environ trois quarts de sa production doivent être exportés [4], a été présenté comme une réponse aux besoins d'accès à l'électricité en Guinée. Les grands barrages sont une solution centralisée. Leur électricité n'atteint les usagers qu'à travers des réseaux de transport et de distribution longs et coûteux, si bien que leurs bénéfices vont d'abord aux villes, aux mines et aux marchés d'exportation plutôt qu'aux zones moins densément peuplées. La forte dépendance à l'hydroélectricité, qui représente déjà 62 % de la puissance installée [3], expose aussi le système électrique à la variabilité des pluies : en 2023, la faible pluviométrie n'a pas permis aux réservoirs d'atteindre le niveau nécessaire pour passer la saison sèche [5].

Le gouvernement reconnaît lui-même le rôle des solutions décentralisées. Dans son Pacte national de l'énergie Mission 300, la Guinée s'est engagée à fournir des kits solaires à 1 326 localités et des mini-réseaux aux autres localités hors réseau, et la politique nationale d'électrification s'appuie sur le Plan national d'électrification rurale (PNER) 2023–2040 et sur l'Objectif de développement durable 7 [3]. La question n'est donc pas de savoir si les options décentralisées ont un rôle à jouer, mais où elles sont la solution la moins coûteuse pour desservir la population non électrifiée, et comment elles se comparent aux grands projets hydroélectriques tels que Koukoutamba.



Photo | Shutterstock



Photo | Shutterstock

2. Méthode

L'étude utilise l'outil open source d'électrification spatiale OnSSET [6], le moteur de la Global Electrification Platform [7]. Pour chacune des quelque 73 500 zones d'habitat de Guinée (groupes de cellules habitées contiguës, qui ne correspondent pas nécessairement à des localités administratives), le modèle compare le coût actualisé de l'électricité (LCOE) de l'extension du réseau, des mini-réseaux solaires photovoltaïques, des mini-réseaux hydroélectriques et des systèmes solaires autonomes, et retient le moins coûteux. Conformément aux priorités du gouvernement, il vise 70 % d'accès en 2030 et l'accès universel en 2040, avec un taux d'actualisation de 10 %.

Neuf scénarios combinent trois niveaux de demande et trois coûts de production du réseau. Les niveaux de demande sont deux cibles du cadre multi-niveaux (Multi-Tier Framework) [8], l'une basse (U3R1) et l'autre haute (U4R2), et une demande ascendante qui ajoute les besoins des centres de santé, des écoles et des usages productifs comme la transformation agricole et les petits commerces. Les hypothèses de coût de production du réseau sont de 0,085 USD/kWh pour une offre subventionnée dominée par la grande hydroélectricité, 0,10 USD/kWh pour une offre subventionnée dominée par le thermique, et 0,22 USD/kWh pour le coût complet sans subvention. L'analyse examine aussi 100 sites candidats de micro-hydroélectricité et compare, par simulations appariées, les résultats avec et sans la ligne de transport de Koukoutamba.

3. Principaux résultats

3.1 Qui vit hors de portée du réseau

La distance au réseau existant détermine largement les options réalistes. Les villages sont raccordés au réseau par des lignes moyenne tension, le réseau de distribution local qui va des postes aux villes et aux villages ; les lignes de transport haute tension acheminent l'électricité en gros sur de longues distances et ne peuvent pas alimenter directement les villages. Sur les 8,1 millions de personnes sans électricité en Guinée en 2025, 4,8 millions vivent à plus de 5 km d'une ligne moyenne tension, 3,1 millions à plus de 10 km et 0,7 million à plus de 50 km, au-delà de la portée de l'extension du réseau dans le modèle. Les zones d'habitat déjà électrifiées accueilleront les deux tiers de la population de 2040 et sont desservies par la densification du réseau existant à mesure qu'elles grandissent. Le véritable choix technologique concerne donc les 9,4 millions de personnes qui vivront en 2040 dans des zones d'habitat aujourd'hui sans électricité.

3.2 Les systèmes décentralisés desservent la majorité de la population non électrifiée

Sans subvention, l'extension du réseau n'est jamais la solution la moins coûteuse pour ces personnes. Les systèmes solaires autonomes en desservent 79 % dans le scénario de faible demande, 57 % dans celui de forte demande et 41 % dans le scénario de demande ascendante, tandis que les mini-réseaux en desservent respectivement 21, 42 et 58 % (Figure 2). La demande départage donc les systèmes domestiques et les mini-réseaux : avec une demande domestique de base, les mini-réseaux sont la solution la moins coûteuse pour 2,0 millions de personnes, et avec les charges productives et sociales, pour 5,5 millions. Jusqu'en 2030, la hausse de l'accès de 53,8 à 70 % provient surtout de la densification du réseau dans les villes, et les 1,2 million de personnes nouvellement raccordées dans les zones d'habitat aujourd'hui non électrifiées sont desservies presque entièrement par des systèmes décentralisés.

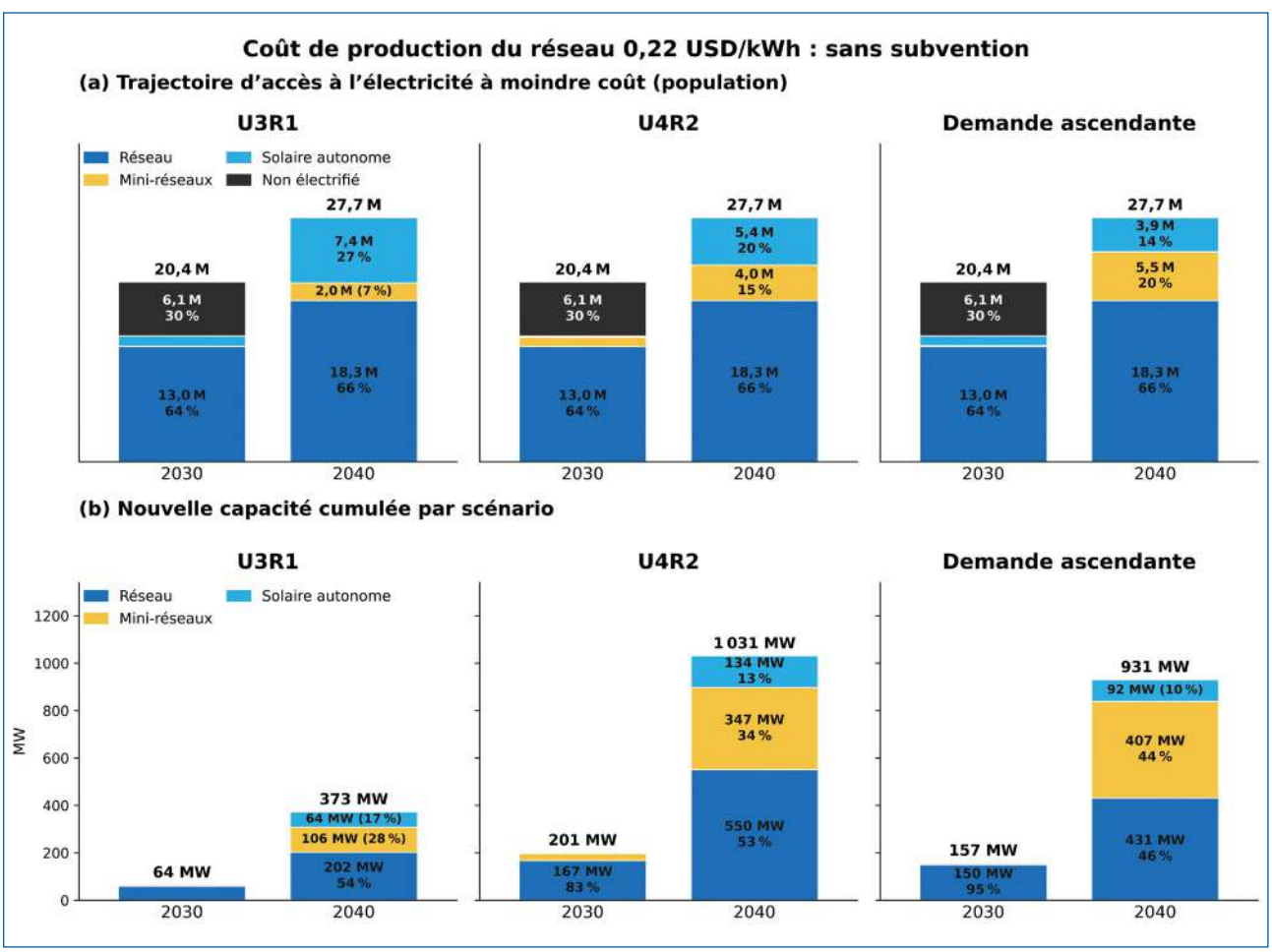


Figure 2. Trajectoire d'accès à moindre coût (a) et nouvelle capacité cumulée (b) en 2030 et 2040 par niveau de demande, 0,22 USD/kWh.

3.3 Un réseau subventionné ne modifie le bouquet qu'à la marge

L'extension du réseau ne devient la solution la moins chère que dans les plus grandes zones d'habitat proches du réseau, et seulement avec un tarif subventionné : elle y remplace les mini-réseaux, tandis que le nombre de personnes desservies par le solaire autonome change à peine. Le réseau atteint alors 1,1 à 3,6 millions de personnes selon la demande (Tableau 1). L'écart entre un réseau dominé par l'hydroélectricité (0,085 USD/kWh) et un réseau dominé par le thermique (0,10 USD/kWh) est faible. Dans le scénario de faible demande, le basculement ne concerne que 16 à 26 grandes zones d'habitat, alors que dans le scénario ascendant plus de 1 000 zones d'habitat passent au réseau. Même dans le cas le plus favorable au réseau, les systèmes décentralisés restent la solution la moins coûteuse pour la majorité de la population.

La subvention réduit l'investissement nécessaire de 42 à 146 millions USD sur 2025–2040, soit 3 à 9 millions USD par an. Il s'agit d'une économie, et non du coût de la subvention. Son coût public, c'est-à-dire l'écart entre le tarif subventionné du réseau et le coût complet de l'offre, payé sur chaque kWh vendu par le réseau, n'est pas inclus et est probablement bien plus élevé. Le niveau de la subvention est donc un choix politique qui a des conséquences directes sur le plan d'électrification. Ces résultats ne plaident pas contre les subventions. L'accès universel en 2040 exige 95 à 165 millions USD par an, dont 40 à 80 millions USD par an pour les systèmes décentralisés, et une grande partie de la population à raccorder ne peut pas payer le coût complet. Un soutien public et des bailleurs sera nécessaire pour atteindre les objectifs d'accès. Les résultats montrent où ce soutien a le plus d'effet : les subventions au raccordement et le financement fondé sur les résultats pour le solaire autonome et les mini-réseaux atteignent directement les 9,4 millions de personnes des zones d'habitat non électrifiées, alors qu'un tarif du réseau plus bas ne modifie la solution la moins coûteuse que d'un nombre relativement faible de zones d'habitat.

3.4 Où et quand chaque technologie est pertinente

La répartition spatiale est semblable dans tous les scénarios. La densification du réseau suit le réseau existant en Basse-Guinée, dans le Fouta Djallon et autour des capitales régionales. Les systèmes solaires autonomes dominent dans les zones d'habitat dispersées de Moyenne et Haute-Guinée et dans l'extrême nord, tandis que les mini-réseaux apparaissent dans les villages plus grands et plus denses. Dans le scénario ascendant sans subvention, Boké est la région des mini-réseaux, avec 59 % de sa population de 2040 desservie par des mini-réseaux, tandis que Labé et Faranah reposent surtout sur le solaire autonome (60 et 37 %). Dans ce scénario, 80 % de la population est approvisionnée entre 0,15 et 0,25 USD/kWh en 2040 (Figure 3). Les coûts les plus élevés, au-delà de 0,35 USD/kWh pour environ 11 % de la population, se trouvent dans les zones d'habitat dispersées du Fouta Djallon et du sud de la Guinée forestière, où des systèmes autonomes desservent de faibles charges.

Tableau 1. Extension du réseau, investissement et coût de l'électricité dans les neuf scénarios, 2025–2040.

Demande	Coût du réseau (USD/kWh)	Personnes desservies par l'extension du réseau, 2040 (millions)	Zones d'habitat basculant vers le réseau	Investissement total (millions USD)	LCOE des zones d'habitat nouvellement électrifiées (USD/kWh)
U3R1	0,22	0	–	1 411	0,35
U3R1	0,10	1.13	16	1 369	0,33
U3R1	0,085	1.18	26	1 369	0,32
U4R2	0,22	0	–	2 484	0,25
U4R2	0,10	1.96	213	2 337	0,23
U4R2	0,085	2.33	380	2 339	0,22
Ascendante	0,22	0	–	2 336	0,26
Ascendante	0,10	3.06	1,037	2 251	0,24
Ascendante	0,085	3.56	1,670	2 252	0,24

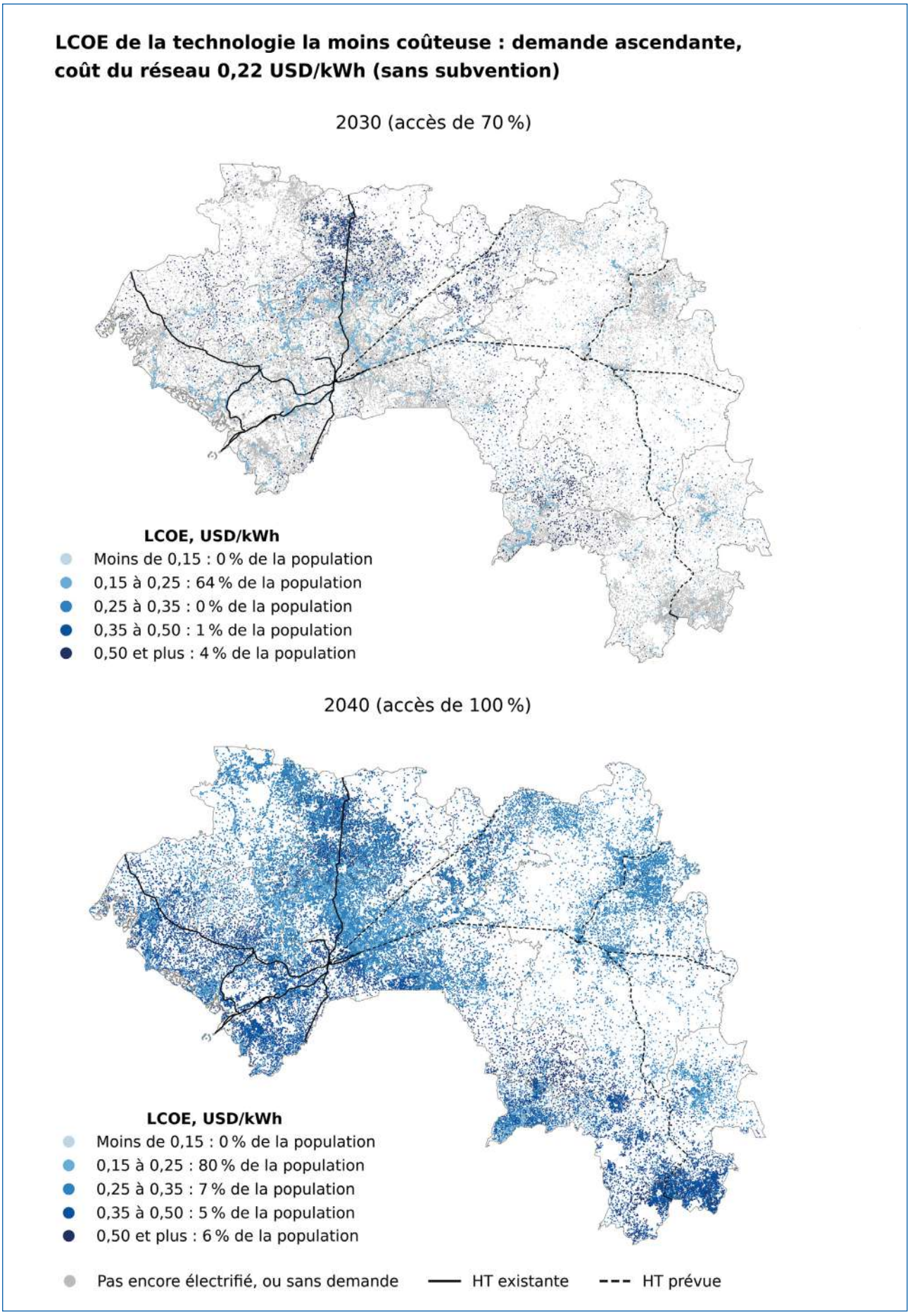


Figure 3. Coût actualisé de l'électricité de la technologie la moins coûteuse en 2030 et 2040, demande ascendante, coût de production du réseau de 0,22 USD/kWh sans subvention. Les cartes indiquent, pour chaque zone d'habitat, le coût par kWh de sa technologie la moins coûteuse, et localisent ainsi les zones où l'électricité est la plus chère à fournir.

Les systèmes hors réseau sont la solution la moins coûteuse dans les aires protégées. Dans les forêts, parcs et réserves, 2 425 zones d'habitat, regroupant 0,42 million de personnes en 2040, se trouvent dans une aire protégée. Dans le scénario ascendant sans subvention, 2 162 d'entre elles, soit 89 %, sont desservies au moindre coût hors réseau, principalement par des systèmes solaires autonomes, et l'extension du réseau n'est la solution la moins coûteuse pour aucune ; les 263 autres zones d'habitat sont des villes déjà électrifiées, desservies par la densification du réseau. Si l'on inclut les dix zones humides Ramsar, qui couvrent de vastes zones habitées du bassin du Haut-Niger, 15 948 zones d'habitat regroupant 4,86 millions de personnes se trouvent dans une aire protégée (Figure 4). Les systèmes hors réseau sont alors la solution la moins coûteuse pour 14 907 d'entre elles, soit 93 % : 13 704 par des systèmes solaires autonomes, 1 202 par des mini-réseaux photovoltaïques et une par un mini-réseau hydroélectrique, tandis que l'extension du réseau ne l'est que pour une seule zone d'habitat. Les systèmes hors réseau desservent 2,5 millions de personnes dans ces zones, soit plus de la moitié de leur population ; les 2,3 millions restants vivent dans des villes déjà électrifiées. Comme les systèmes hors réseau nécessitent peu de terrain et aucune nouvelle ligne à travers des habitats sensibles, la solution la moins coûteuse dans les aires protégées est aussi celle qui évite de nouvelles infrastructures linéaires.

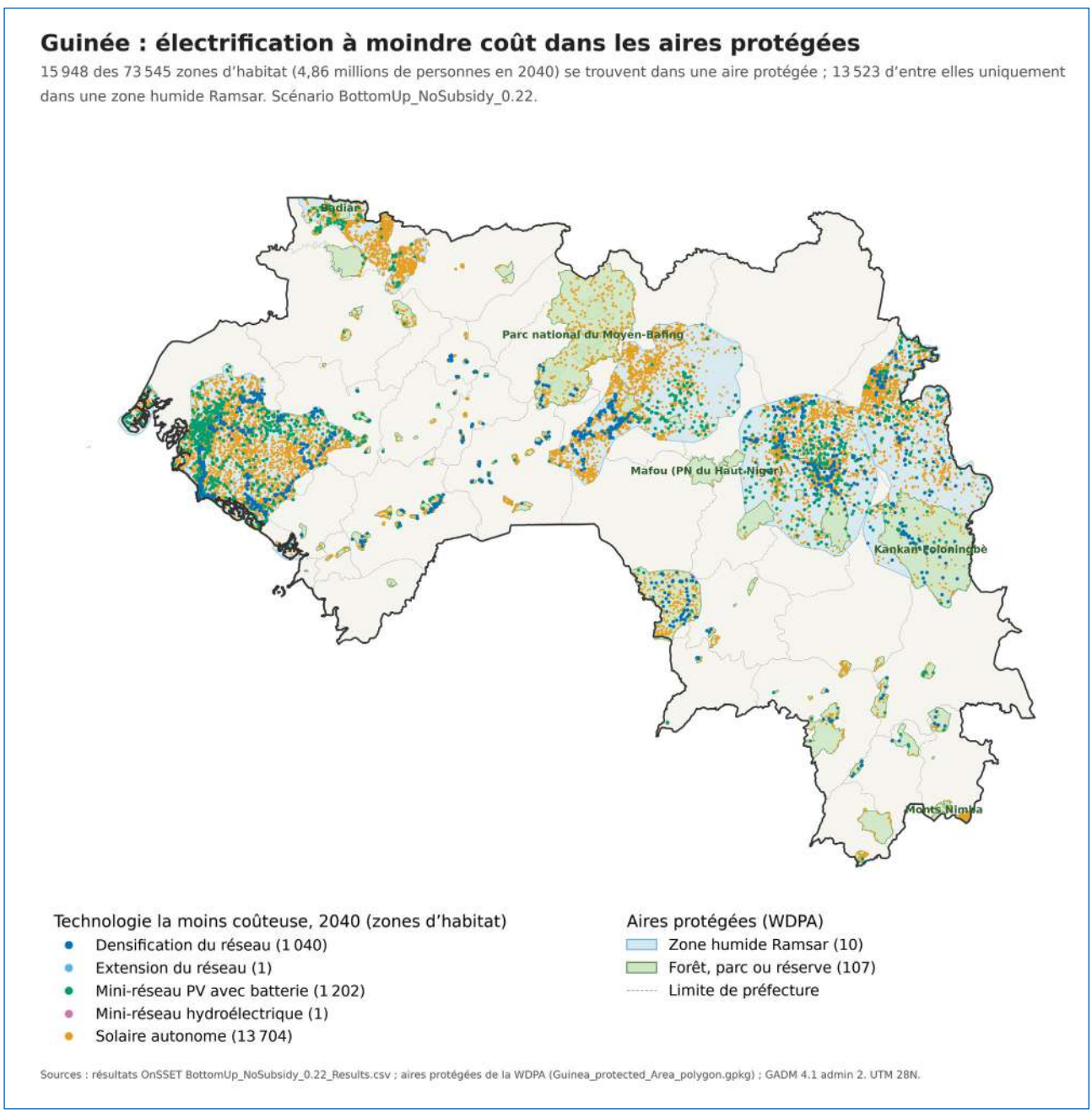


Figure 4. Électrification à moindre coût dans les aires protégées en 2040, demande ascendante, 0,22 USD/kWh : technologie la moins coûteuse de chaque zone d'habitat, plage de LCOE par technologie et population desservie par technologie. Les systèmes hors réseau sont la solution la moins coûteuse pour 93 % des zones d'habitat situées dans les aires protégées.

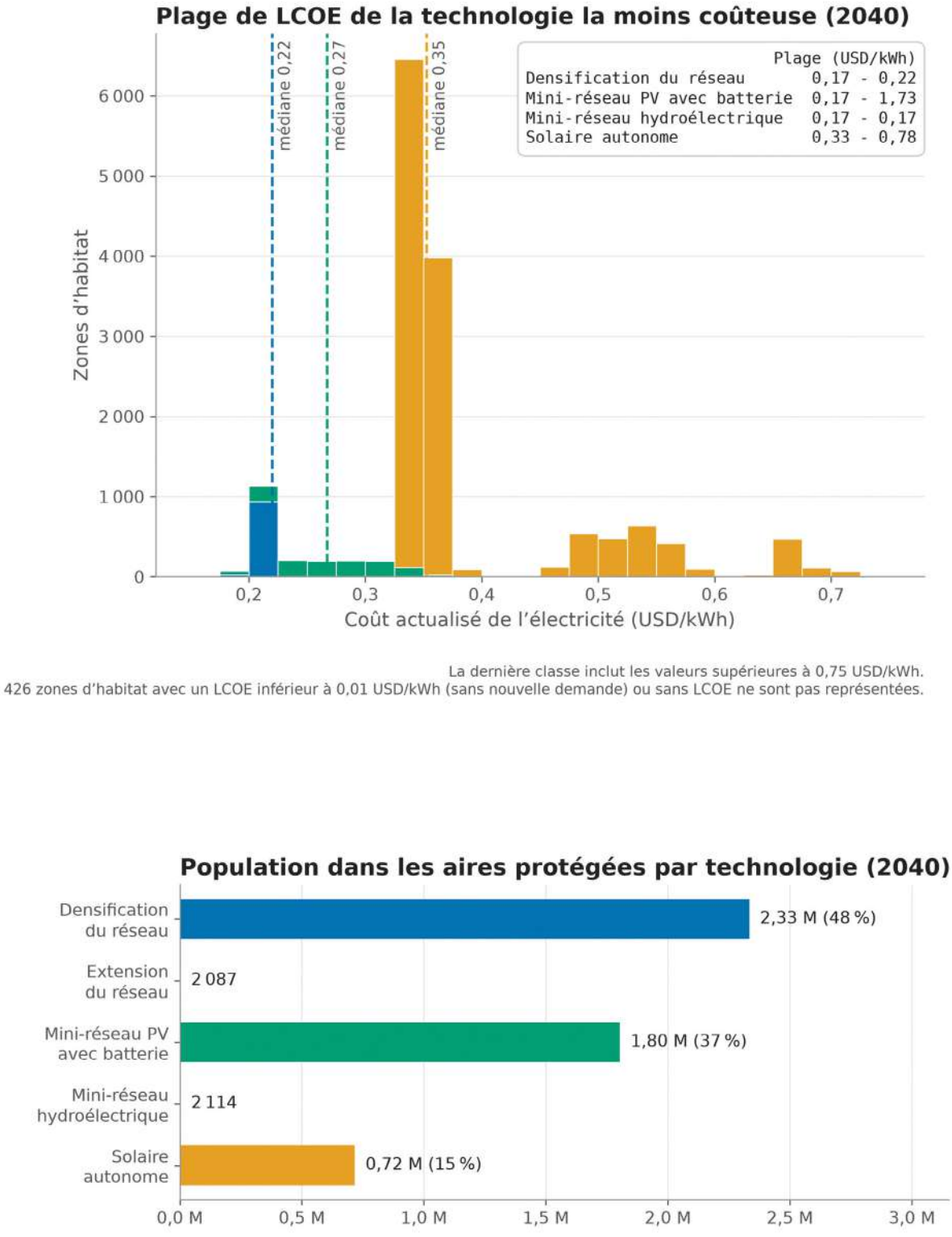


Figure 4. Électrification à moindre coût dans les aires protégées en 2040, demande ascendante, 0,22 USD/kWh : technologie la moins coûteuse de chaque zone d'habitat, plage de LCOE par technologie et population desservie par technologie. Les systèmes hors réseau sont la solution la moins coûteuse pour 93 % des zones d'habitat situées dans les aires protégées.

Les résultats suggèrent une feuille de route en deux étapes. D'ici 2030, l'accès atteint 70 % grâce à la densification du réseau dans les villes déjà électrifiées (3,6 millions de personnes) et au solaire autonome pour 1,1 million de personnes. Les 59 à 169 MW de nouvelle capacité du réseau nécessaires d'ici 2030 sont inférieurs aux 300 MW de la centrale d'Amaria en construction : atteindre 70 % d'accès en 2030 ne nécessiterait donc pas Koukoutamba, à condition que la production d'Amaria soit disponible en saison sèche. La décennie 2030–2040 est celle des mini-réseaux, qui desservent 5,4 millions de personnes supplémentaires, dont 4,3 millions à Boké, Kankan et Nzérékoré, tandis que le solaire autonome atteint 2,8 millions de personnes de plus.

3.5 Coût et rythme de l'accès universel

L'accès universel en 2040 exige un investissement total de 1,4 à 2,5 milliards USD sur 2025–2040, en dollars constants de 2025 (Figure 5). Ce montant couvre la nouvelle capacité de production, les lignes et transformateurs du réseau, les mini-réseaux, les systèmes autonomes et les branchements des ménages. Le modèle ne représente pas les centrales une par une : la nouvelle capacité de production du réseau est chiffrée à 1 363 USD/kW, quelle que soit la technologie, en plus du prix de l'électricité du réseau dans chaque scénario (0,22, 0,10 ou 0,085 USD/kWh). La demande en est le principal facteur : le scénario de faible demande exige environ 1,4 milliard USD, contre 2,3 à 2,5 milliards USD pour les scénarios de forte demande et de demande ascendante. Sans subvention, les systèmes décentralisés représentent 0,65 à 1,25 milliard USD.

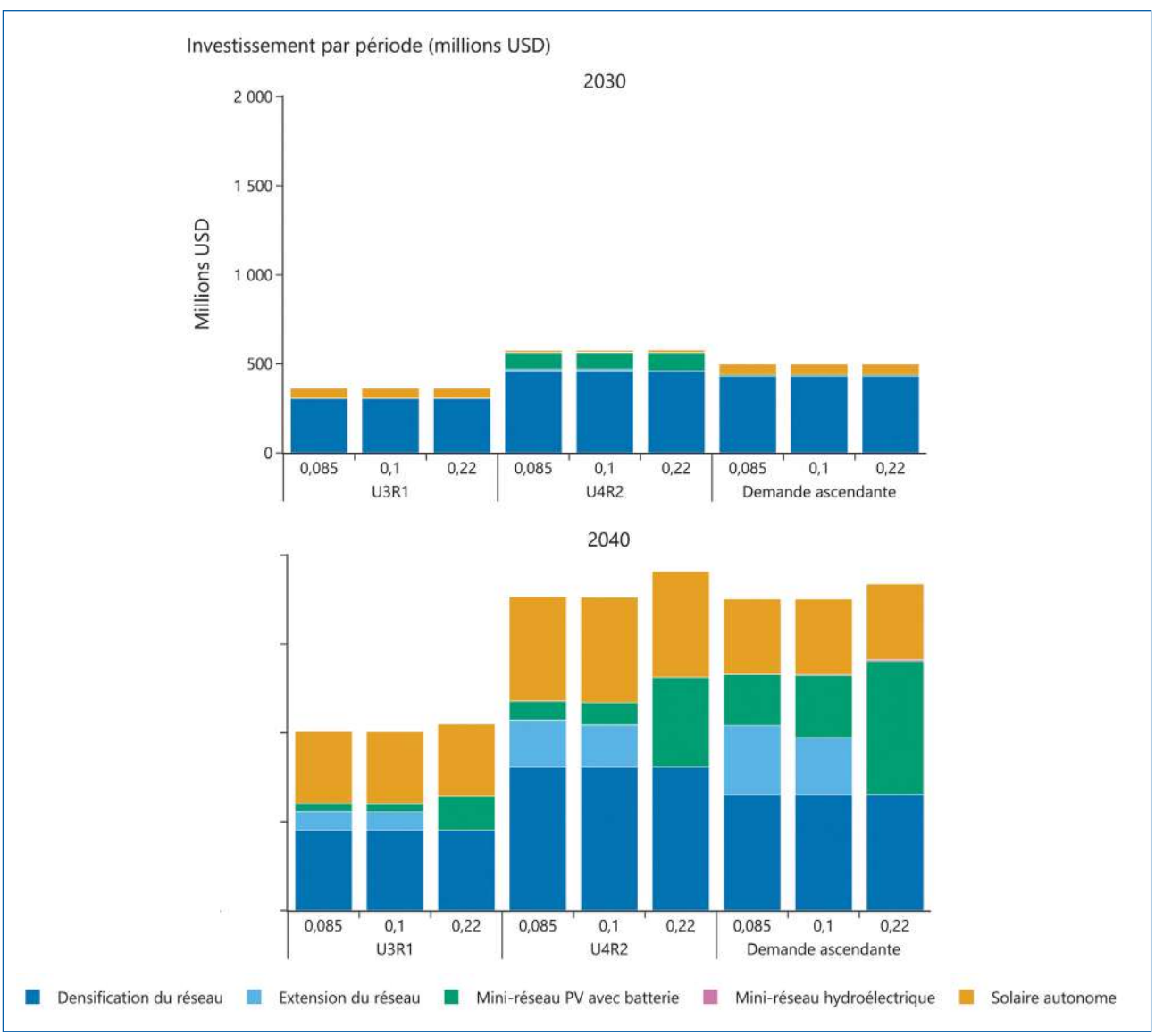


Figure 5. Investissement par technologie, par période et par scénario (millions USD).

La Figure 6 détaille le scénario ascendant sans subvention par technologie. Sur les 18,3 millions de personnes qui accèdent à l'électricité d'ici 2040, 8,8 millions (48 %) sont desservies par le réseau, presque toutes par densification dans les villes déjà électrifiées, 5,5 millions (30 %) par des mini-réseaux et 3,9 millions (21 %) par des systèmes solaires autonomes. Les 931 MW de nouvelle capacité se répartissent entre le réseau (431 MW), les mini-réseaux (407 MW) et les systèmes autonomes (92 MW). Sur les 2 336 millions USD investis, Conakry en reçoit 543 millions, presque entièrement pour le réseau. Les mini-réseaux représentent la plus grande part de l'investissement à Kankan, Nzérékoré et Boké, et le solaire autonome à Labé et Mamou.

En termes annuels, l'accès universel suppose de raccorder environ 1,2 million de personnes, soit quelque 190 000 ménages, chaque année jusqu'en 2040 : environ 1 million par an jusqu'en 2030 et 1,3 million par an au cours de la décennie suivante. L'investissement s'élève en moyenne à 95 à 165 millions USD par an sur la période, 70 à 115 millions par an jusqu'en 2030 et 100 à 190 millions par an sur 2030–2040. C'est environ deux fois le rythme de la dernière décennie : la hausse de l'accès de 18 à 53 % entre 2013 et 2024 correspond à environ un demi-million de personnes par an.

Par personne, l'accès universel coûte 75 à 136 USD. Les systèmes décentralisés raccordent 7 500 à 14 400 personnes par million USD, et l'électricité dans les zones d'habitat nouvellement électrifiées coûte 0,22 à 0,35 USD/kWh. Comme des charges plus importantes répartissent les coûts fixes des mini-réseaux sur davantage de kilowattheures, le soutien aux usages productifs est le levier le plus efficace sur le coût unitaire de l'approvisionnement décentralisé.

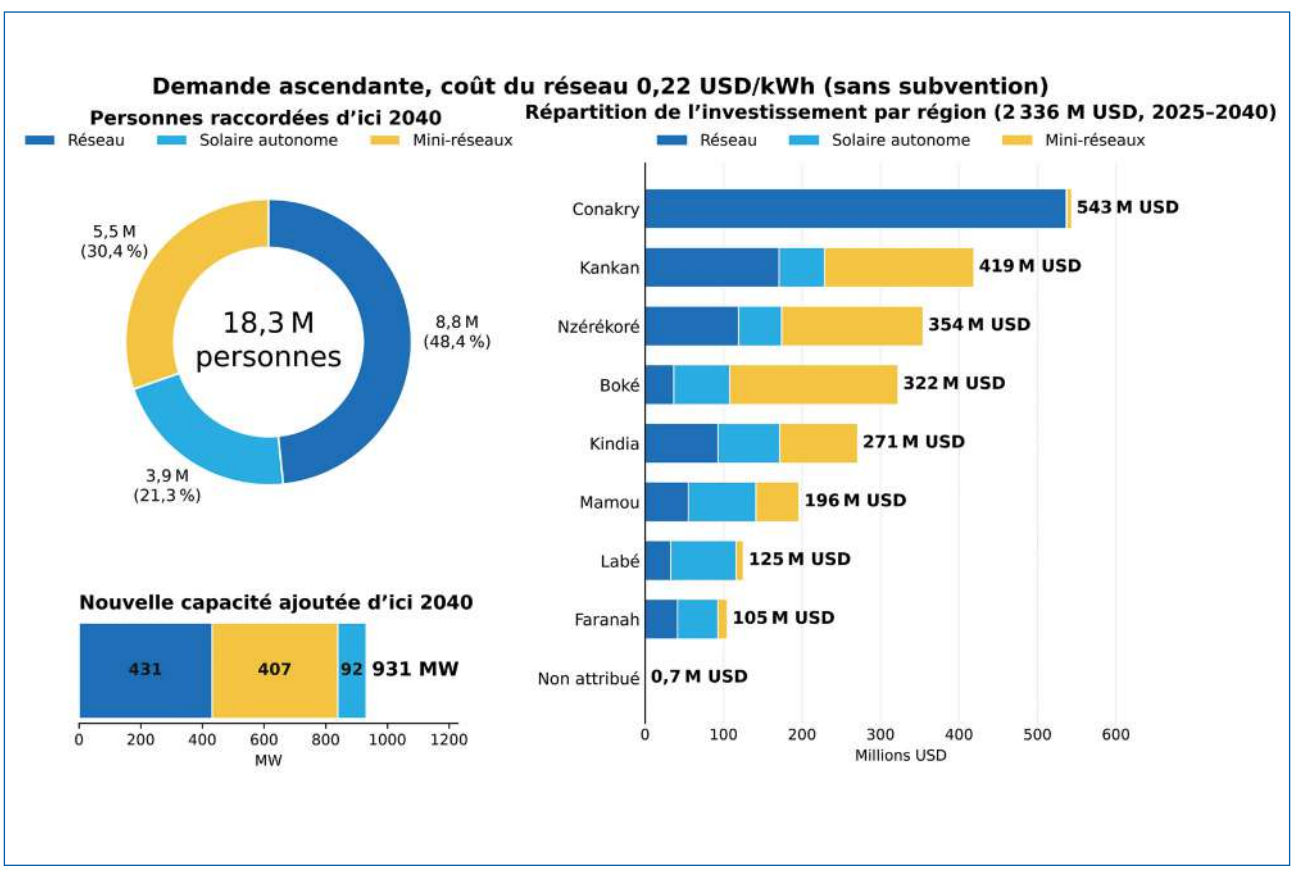


Figure 6. Résultats par technologie, demande ascendante, 0,22 USD/kWh : personnes accédant à l'électricité d'ici 2040, nouvelle capacité et investissement par région, 2025–2040 (Grid : densification et extension du réseau ; SA : solaire autonome ; MGs : mini-réseaux).

3.6 La micro-hydroélectricité : intéressante là où elle est adaptée, mais adaptée à peu d'endroits

La micro-hydroélectricité est compétitive lorsqu'un site approprié se trouve près d'un village dont la demande est suffisante, mais cette combinaison est rare en Guinée. L'examen est parti de l'inventaire national du potentiel hydroélectrique, soit 312 sites (972,9 MW), et a retenu 100 sites au fil de l'eau d'au plus 1 MW, totalisant 48,8 MW, dont 98 se trouvent à moins de 10 km d'une zone d'habitat non électrifiée (Figure 7).

Sur ces 100 sites candidats, au plus 24 sont retenus dans la solution à moindre coût, dans le scénario ascendant sans subvention. Ils approvisionnent 42 zones d'habitat et environ 62 000 personnes en 2040, avec 2,8 MW de capacité installée et un investissement de 9,5 millions USD. Là où ils sont retenus, les mini-réseaux hydroélectriques ont le coût médian le plus bas de toutes les options décentralisées, environ 0,22 USD/kWh. Dans les scénarios de faible et de forte demande, seuls un et cinq sites sont retenus. Les meilleurs sites, principalement en Guinée forestière et dans le Fouta Djallon, nécessitent des mesures de débit en saison sèche avant tout investissement.

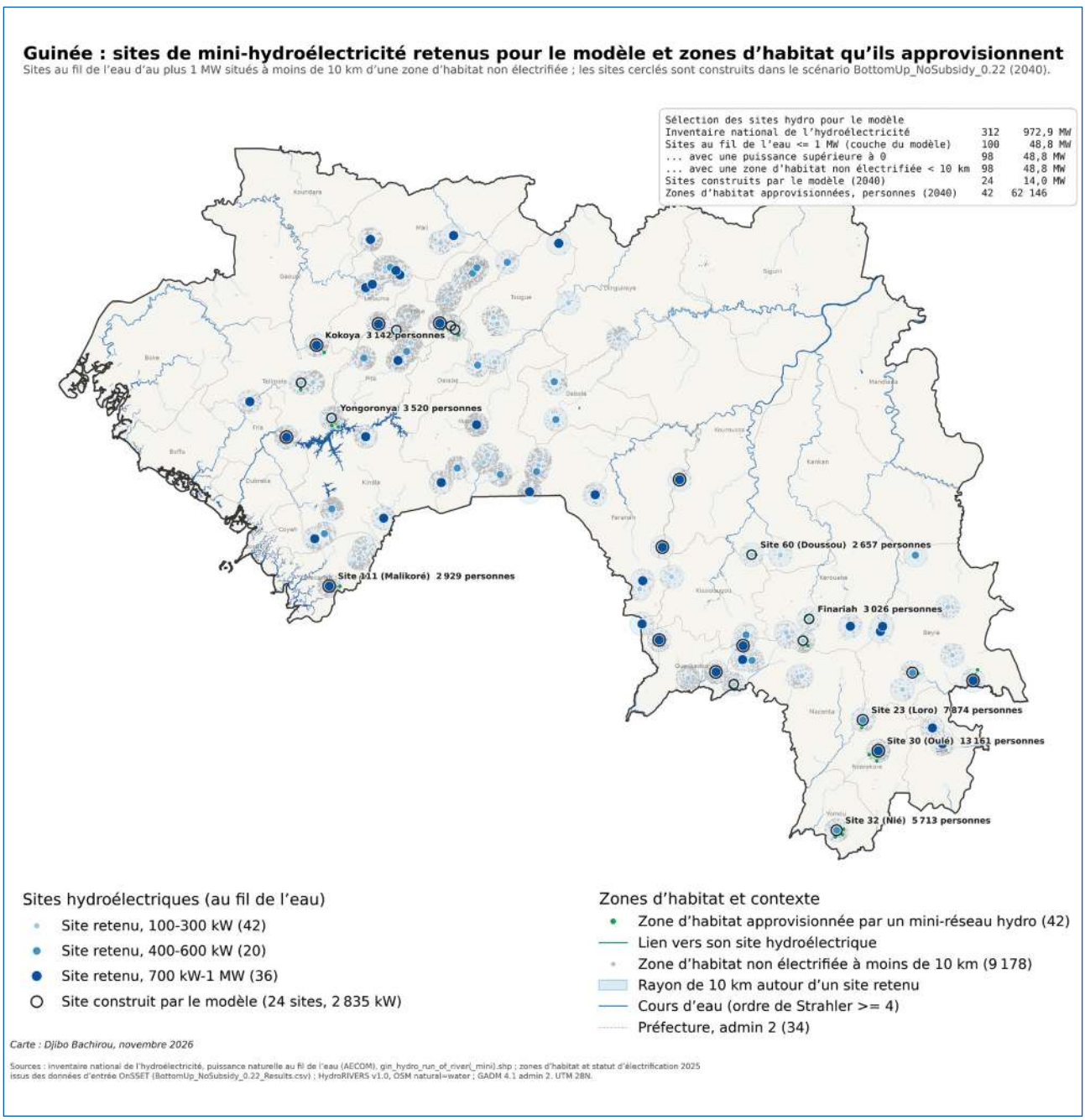


Figure 7. Sites de micro- et mini-hydroélectricité retenus pour le modèle, par puissance, avec les zones d'habitat non électrifiées situées à moins de 10 km.

3.7 Koukoutamba : un projet de production, pas un projet d'accès

Le barrage de Koukoutamba (294 MW) livrerait sa production au réseau national et régional par la ligne 225 kV Linsan–Manantali. En 2040, 1,41 million de personnes vivent à moins de 10 km de cette ligne, mais 88 % d'entre elles se trouvent dans des villes déjà électrifiées (Figure 8). Les 175 000 personnes qui vivent dans des zones d'habitat aujourd'hui non électrifiées le long du corridor sont desservies au moindre coût par des systèmes solaires autonomes et des mini-réseaux, et un réseau subventionné à 0,085 USD/kWh n'en atteindrait que 19 %. Les communautés les plus directement touchées par le projet en bénéficient le moins : le réseau ne dessert que 17 % de la population des cinq sous-préfectures touchées par le projet (Dogomet, Kansangui, Kolet, Téguéréya et Tougué-Centre) et 7 % des habitants du Parc national du Moyen-Bafing et de ses environs.

Retirer la ligne du réseau planifié ne change pas les résultats. Dans neuf simulations appariées, identiques à l'exception de la ligne, aucune zone d'habitat ne change de technologie et l'investissement total reste le même. Un village situé sous une ligne 225 kV ne peut être alimenté que par un poste haute tension/moyenne tension, qui n'est jamais moins cher qu'un système solaire ou un mini-réseau. La ligne est donc un ouvrage de transport, et non un ouvrage d'accès pour les communautés du corridor.

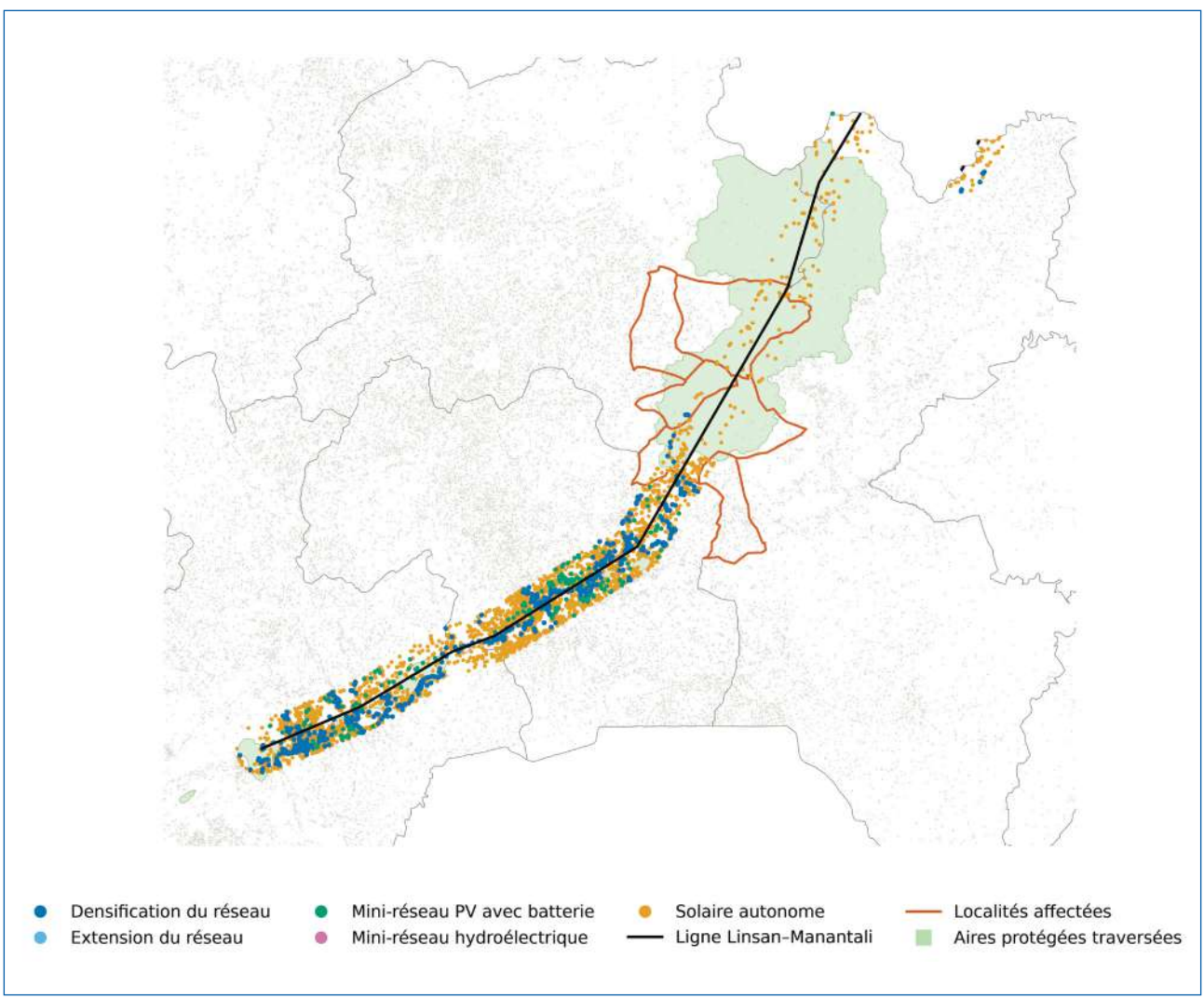


Figure 8. Technologie la moins coûteuse des zones d'habitat situées à moins de 10 km de la ligne Linsan–Manantali, demande ascendante, 0,22 USD/kWh. En 2040, 1,41 million de personnes vivent dans le corridor, dont 88 % dans des villes déjà électrifiées ; aucune zone d'habitat ne change de technologie avec ou sans la ligne.

Le barrage ne peut donc influer sur l'accès qu'à travers le coût de l'électricité du réseau. Selon l'avant-projet détaillé, la centrale produirait en moyenne 888 GWh par an, mais sa puissance garantie n'est que de 81 MW, soit 28 % de sa puissance installée, en raison des faibles débits du Bafing en saison sèche [9]. Pour un coût estimé à 812 millions USD [4], le coût de production à la centrale serait d'environ 0,10 USD/kWh, et d'environ 0,20 USD/kWh si le dépassement de coût atteignait la moyenne de 96 % observée pour les grands barrages, dont la construction prend aussi en moyenne 44 % de temps de plus que prévu [10]. Ces coûts s'entendent avant les pertes et les coûts de transport et de distribution. Le scénario dominé par l'hydroélectricité (0,085 USD/kWh) suppose donc que le réseau livre l'électricité moins cher que Koukoutamba lui-même ne pourrait probablement la produire, et même dans ce cas les systèmes décentralisés desservent la majorité de la population non électrifiée. Une étude antérieure commandée par International Rivers est parvenue à une conclusion semblable pour l'approvisionnement du réseau : elle estimait le coût de production de Koukoutamba à environ 0,11 USD/kWh en année hydrologique normale, contre 0,08 USD/kWh pour le solaire photovoltaïque à grande échelle aux coûts de 2020, et montrait que les centrales hydroélectriques existantes de la Guinée pourraient accompagner 273 MW de solaire photovoltaïque, produisant environ deux fois la part de la production de Koukoutamba revenant à la Guinée, pour un investissement inférieur de 54 à 70 %[1].

Les enjeux sociaux et environnementaux sont également importants. L'examen indépendant des études d'impact du projet par la Commission néerlandaise pour l'évaluation environnementale (NCEA) a constaté que l'étude d'impact environnemental et social du barrage recense 8 697 personnes affectées par le réservoir, alors que le plan d'action de réinstallation ne compte que 1 038 personnes affectées, et a recommandé la mise à jour de ces deux études [11]. Les systèmes décentralisés comportent des risques d'une autre nature, principalement la qualité des équipements, la maintenance et l'accessibilité financière, que les normes et la régulation peuvent maîtriser.
Cette comparaison est indicative. Le barrage fournit de l'électricité en gros, en grande partie pour l'exportation, alors que les systèmes décentralisés fournissent de plus petites quantités d'énergie au point d'usage : les deux investissements n'achètent donc pas le même service. Le modèle ne représente pas le barrage comme une centrale distincte : son effet ne passe que par le coût de production du réseau.

3.8 Obstacles aux énergies décentralisées

La concrétisation du potentiel des systèmes décentralisés dépend de l'environnement politique et financier. Le cadre réglementaire hors réseau n'est pas encore adopté, et la loi de 2013 sur l'électricité laisse à EDG un monopole en dehors des zones de l'agence d'électrification rurale (AGER). Des tarifs du réseau inférieurs au coût font paraître les mini-réseaux chers même là où ils sont la solution la moins coûteuse. Le financement des petits projets est rare, il n'existe aucun inventaire public du réseau moyenne tension, et la qualité des équipements solaires importés n'est pas contrôlée. La rapidité joue aussi en faveur des options décentralisées : les systèmes autonomes peuvent être installés en quelques mois et les mini-réseaux en un à deux ans, alors que les grands barrages demandent de nombreuses années de préparation et de construction, et en moyenne 44 % de temps de plus que prévu [10]. Les progrès récents de la Guinée et ses engagements dans le Pacte constituent une base solide ; les résultats invitent à renforcer cet effort dans six domaines : le rythme des raccordements, une voie nationale de desserte hors réseau, les règles applicables aux mini-réseaux, la décision tarifaire, la demande productive, ainsi que le financement et les données.

1. S. Sterl et W. Thiery (Vrije Universiteit Brussel, 2022) estiment le coût actualisé de l'électricité de Koukoutamba entre 80 et 156 USD/MWh, avec une estimation centrale de 106 USD/MWh en année hydrologique normale et de 92 USD/MWh avec le facteur de charge officiel, contre 78 USD/MWh pour le solaire photovoltaïque à grande échelle aux coûts de 2020.

4. Comment lire les résultats

Les résultats proviennent d'une analyse indicative de planification à moindre coût, et non d'un plan d'investissement. Le sens des principaux résultats est le même dans les neuf scénarios, mais les chiffres exacts dépendent de données et d'hypothèses dont les limites sont connues. La plus grande partie du réseau moyenne tension est estimée à partir de données ouvertes [12] plutôt que tirée d'un inventaire de l'opérateur, la demande dans les villages non électrifiés est incertaine, et les coûts des technologies évolueront. Au cours de la première période, l'extension du réseau est plafonnée à 127 000 nouveaux branchements de ménages et 90 MW de nouvelle capacité par an, ce qui détermine les résultats jusqu'en 2030, et les zones d'habitat sans demande résidentielle estimée reçoivent par défaut des systèmes autonomes. L'analyse compare des coûts minimaux : elle n'évalue ni la capacité de paiement des usagers, ni les tarifs qu'ils paieraient, ni les sources de financement, et elle considère un système autonome et un raccordement au réseau comme un accès équivalent, alors qu'ils n'offrent pas le même niveau de service. La production saisonnière des sites de micro-hydroélectricité n'est pas modélisée. Le barrage de Koukoutamba n'a pas été modélisé comme une centrale distincte, son effet ne passant que par le coût de production du réseau, et ses coûts environnementaux et sociaux ne sont pas inclus dans les chiffres de coût. L'analyse des obstacles et des leviers sera complétée par les résultats des consultations des parties prenantes et de l'atelier de Conakry. La méthode, les données et les résultats complets sont présentés dans le rapport principal.



Photo | Shutterstock

Références

[1] République de Guinée, SE4ALL, « Énergie durable pour tous à l'horizon 2030 (SE4ALL) : Évaluation et analyse des gaps par rapport aux objectifs de SE4ALL », rapport final, Conakry, juil. 2014.

[2] S. Sterl et W. Thiery, « The feasibility of solar PV to replace the Koukoutamba hydropower plant in Guinea: a quantitative study », Vrije Universiteit Brussel, rapport commandé par International Rivers, juil. 2022.

[3] République de Guinée, « Pacte National de l'Énergie – Mission 300 », Conakry, sept. 2025.

[4] International Rivers, « Le barrage de Koukoutamba », fiche d'information.

[5] Électricité de Guinée, « Rapport d'activités 2023 », EDG, Conakry, 2024.

[6] D. Mentis et al., « Lighting the World: the first application of an open source, spatial electrification tool (OnSSET) on Sub-Saharan Africa », Environ. Res. Lett., vol. 12, no 8, p. 085003, 2017, doi : 10.1088/1748-9326/aa7b29.

[7] Banque mondiale/ESMAP, « Global Electrification Platform ». [En ligne]. Disponible : https://electrifynow.energydata.info

[8] M. Bhatia et N. Angelou, « Beyond Connections: Energy Access Redefined », ESMAP Tech. Rep. 008/15, Banque mondiale, Washington, DC, 2015.

[9] Projet hydroélectrique de Koukoutamba, « Avant-projet détaillé : Résumé du projet », 2012.

[10] A. Ansar, B. Flyvbjerg, A. Budzier et D. Lunn, « Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development », Energy Policy, vol. 69, p. 43–56, 2014.

[11] Commission néerlandaise pour l'évaluation environnementale (NCEA), « Avis sur les plans d'action de réinstallation et les études d'impact environnemental et social du projet Koukoutamba », réf. 7248-06, 13 déc. 2022.

[12] C. Arderne, C. Zorn, C. Nicolas et E. E. Koks, « Predictive mapping of the global power system using open data », Sci. Data, vol. 7, p. 19, 2020, doi : 10.1038/s41597-019-0347-4.

International Rivers – Headquarters
1999 Harrison Street, Suite 1800 Oakland,
CA 94612, United States
Tel: +1 510 848 1155
www.internationalrivers.org
Email: Contact@internationalrivers.org

International Rivers – Africa Program
1 Amarand Ave, Menlyn,
Pretoria, 0181
South Africa
Tel: +27 12 430 2029
Email: smota@internationalrivers.org

INTERNATIONAL RIVERS
PEOPLE · WATER · LIFE