

5.3. Contexte de la demande

5.3.1. Demande régionale

Sur la base du plan directeur révisé de la CEDEAO (Tractebel Engineering, 2011), l'étude sur la meilleure option technique du projet Souapiti (Groupement EDF-Artelia-Nodalys, 2015) précise que les pays de la sous-région auraient des prévisions de demande cumulée à l'importation de 20 060 GWh à l'horizon 2035, avec une demande de pointe cumulée estimée à 2 536 MW, réparties comme suit :

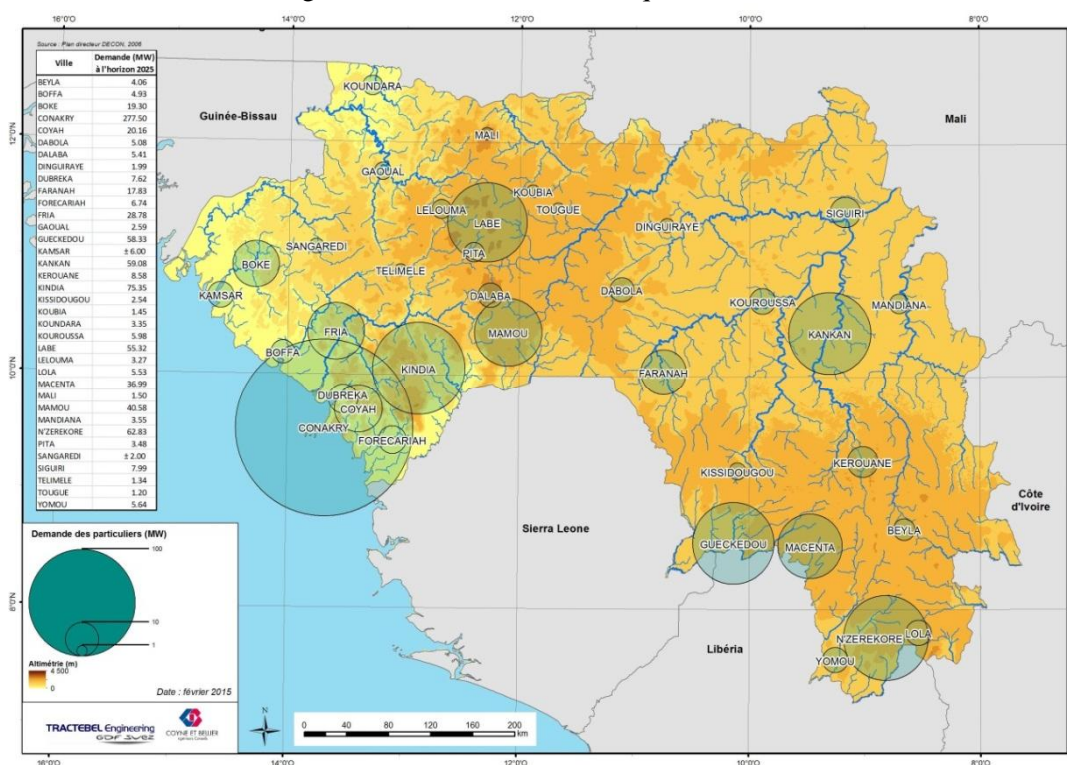
- 1 078 GWh en Côte d'ivoire,
- 1 270 GWh en Gambie,
- 1 654 GWh au Libéria,
- 1 910 GWh en Guinée Bissau,
- 3 987 GWh au Mali,
- 4 793 GWh en Sierra Leone,
- 5 368 GWh au Sénégal.

Ces chiffres montrent que la demande prévue des pays du nord de la sous-région (Gambie, Guinée-Bissau, Mali, Sénégal) est plus importante à l'horizon 2035 que celle des pays du sud (Côte d'ivoire, Libéria, Sierra Leone), respectivement 12 535 GWh au nord contre 7 525 GWh au sud.

5.3.2. Demande domestique

Les prévisions à 2025 en termes de demande en électricité domestique (en MW) ont été tirées du plan directeur d'électrification (Decon, 2006) et sont reportées sur la figure ci-après.

Figure 5-3 : Demande domestique à l'horizon 2025



Source : Adaptation du plan directeur d'électrification (Decon, 2006)

En 2006, cette demande domestique nationale avait été estimée à environ 850 MW à l'horizon 2025. Conakry représente le plus grand centre de consommation du pays avec une demande projetée à 280 MW pour 2025. La puissance maximale installée des centrales thermiques (77 MW) et des centrales hydrauliques (126 MW) s'avérait insuffisante pour satisfaire la demande nationale. D'où l'adjonction d'une puissance de 100 MW à la centrale de Kaloum [ex-Tombo] et la construction du barrage de Kaleta (240 MW).

Plusieurs centres de consommation secondaires importants sont identifiés avec une demande estimée en 2025 entre 29 et 63 MW :

- Kindia (75 MW),
- Fria (29 MW),
- Mamou (40 MW),
- Labé (55 MW),
- Kankan (59 MW),
- Gueckedou (58 MW),
- Macenta (37 MW),
- N'Zerekore (63 MW).

A noter que certains de ces centres sont très isolés et loin du réseau existant.

Des centres de consommation d'ordre tertiaire et quaternaire sont également identifiés:

- Tertiaire:
 - Boké (19 MW),
 - Faranah (18 MW),
 - Coyah (20 MW).
- Quaternaire (petite puissance) :
 - Kerouane (8,5 MW) et Sigiri (8 MW),
 - Boffa (5 MW), Dabola (5 MW), Yomou (6 MW) et Dalaba (5MW).

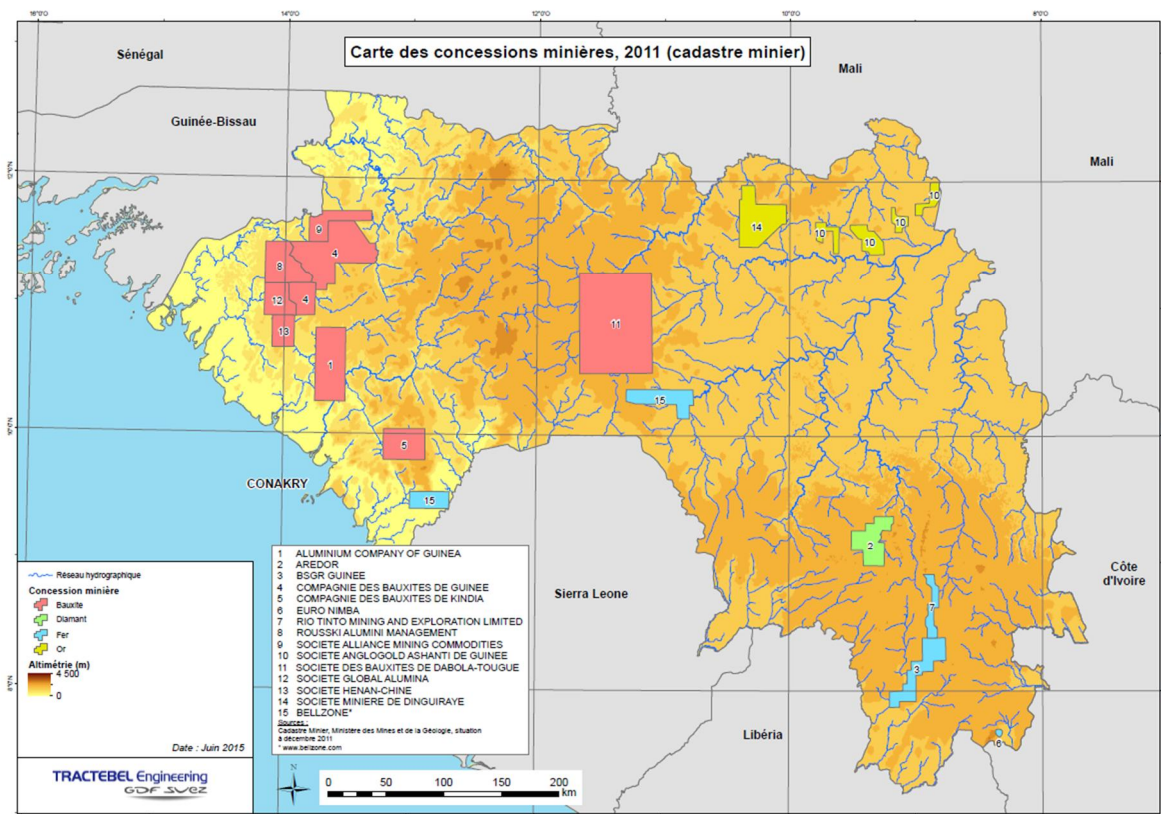
Il est à noter que ces prévisions datent d'une étude de 2006. Les chiffres annoncés sont donc à prendre comme minimaux sur la base de la croissance démographique et économique actuelle.

5.3.3. Demande industrielle

En Guinée, la principale demande énergétique industrielle provient des besoins miniers. La demande minière, en forte progression, aurait ainsi des besoins énergétiques estimés à 4 000 MW selon la LPDSE 2012.

L'étude de la demande minière est basée sur le cadastre minier de la Guinée du Ministère des Mines et de la Géologie. Ce cadastre date de décembre 2011 et évolue dans le cadre des concessions minières en révision. Le cadastre minier guinéen de 2011 a permis de localiser les principales concessions minières selon la figure ci-après.

Figure 5-4 : Localisation des concessions minières en 2011



Source : Cadastre minier de la Guinée du Ministère des Mines et de la Géologie - 2011

Selon la carte de répartition des principales concessions minières et aux besoins énergétiques nécessaire pour l'exploitation des principales ressources que sont le bauxite et le fer, les besoins énergétiques se concentrent :

- dans la région de Boké, située dans la région naturelle de la Guinée maritime pour l'exploitation de la bauxite;
- dans la région de N'Zérékoré, située dans la région naturelle de la Guinée forestière pour l'exploitation des gisements de fer;
- dans le centre de la région de Faranah, située dans la région naturelle de la Haute Guinée.

Les principaux consommateurs industriels actuellement en exploitation sont :

- la Compagnie des Bauxites de Guinée à Kamsar dans la région de Boké, dont la puissance installée requise est estimée à 35 MW avec une énergie annuelle requise de 184 GWh⁽²⁾;
- la Compagnie des Bauxites de Kindia à Débélé dans la région de Kindia, dont la puissance installée requise est de 7 MW avec une énergie annuelle requise d'environ 37 GWh⁽²⁾.

² D'après le plan directeur d'électrification et du projet d'électrification rural de 2006 de Decon

Les principaux projets industriels à venir se concentrent dans la région de Boké avec un potentiel de puissance installée totale estimé d'environ 700 MW:

- Le projet Dian-Dian par la Compagnie de Bauxite et d'Alumine de Dian-Dian (COBAD) pour l'extraction de bauxite dès 2016 et la production d'alumine dans la région de Boké, dont la puissance installée requise est estimée à 200 MW ⁽³⁾ ;
- Le projet Alufer à Boffa pour l'extraction de bauxite dès 2016, dont la puissance installée est estimée à environ 15 MW ⁽³⁾ ;
- Le projet Guinea Alumina Corporation (GAC) pour la production d'alumine prévue pour 2017 à Sangarédi dans la région de Boké, dont la puissance installée requise est estimée à 135 MW ⁽³⁾ ;
- Le projet China Power Investment (CPI) pour l'extraction de bauxite et la production d'alumine prévue pour 2017 à Boffa, dont la puissance installée requise est estimée à environ 250 MW ⁽³⁾ ;
- Le projet Henan-Chine (ou CDM-Chine) pour l'extraction de bauxite dans la région de Boké et de Télimélé, dont la puissance installée requise est estimée à environ 120 MW ⁽³⁾.

Le projet Friguia à Fria est à l'arrêt depuis avril 2012. La puissance installée requise était d'environ 380 MW avec une production annuelle requise de 2 000 GWh, pour lequel la faisabilité de Souapiti avait été étudiée en 1999.

D'une manière générale, les besoins énergétiques des mines sont variables en fonction des types de minerais et des opérations de traitement effectuées sur place. L'ordre de grandeur est estimé entre 10 et 50 MW allant au-delà de 100 MW pour la production d'alumine localisée principale en Guinée maritime. Cette demande est en général continue tout au long de l'année.

³ D'après les informations fournies par la direction générale des projets miniers du Ministère des mines et de la géologie au cours de cette étude.

6. ETABLISSEMENT DE LA BASE DE DONNEES

6.1. Synthèse des données existantes

Les rapports remis par la DNE à prendre en compte dans cette présente étude comprennent les études suivantes :

- Le plan général d'aménagement hydraulique de la Guinée Maritime (Coyne et Bellier, 1983) a inventorié 21 sites, dont 3 ont été considérés comme prioritaire par la Guinée et la Banque Mondiale et étudiés au stade préfaisabilité.
- Le plan général d'aménagement hydraulique de la Guinée Forestière (Coyne et Bellier, 1983) a inventorié 38 sites, dont 3 sites ont été considérés comme prioritaires et étudiés au stade préfaisabilité.
- Le plan général d'aménagement hydraulique de la Haute Guinée (Coyne et Bellier, 1983) a inventorié 26 sites, dont 4 sites ont été considérés comme prioritaires et étudiés au stade préfaisabilité.
- Le plan d'aménagement hydraulique de la Moyenne Guinée (Polytechna, 1981) a inventorié 65 sites, dont 19 sites ont été étudiés au stade préfaisabilité.
- Le plan directeur d'électrification (Decon, 2006) a dénombré 117 sites potentiels de 1 à 560 MW et 9 aménagements existants. Il a ensuite été sélectionné uniquement les sites de puissance installée > 40 MW et ayant des données existantes sur le coût estimé de production. Sur la base de ces critères, 16 sites ont été classés. Le Système d'Information Géographique (SIG) réalisé à l'époque n'étant pas disponible, il n'a pas pu être pris en compte par le Consultant. Par ailleurs, la liste des sites potentiels ne précisait pas la source des informations.
- Le plan directeur régional du WAPP (Tractebel Engineering, 2011) a listé, en Guinée, 25 sites « candidats », à savoir pour lesquels les études ne sont pas encore terminées ou pour lesquels le financement n'a pas encore été trouvé. Au sein de cette liste, ont été pris en compte uniquement les projets de puissance installée supérieure à 150 MW et ayant une vocation régionale. Ces critères ont abouti à une liste de 10 aménagements en Guinée, à savoir Balassa, Boureya et Koukoutamba (OMVS), Digan et Grand Kinkon (OMVG), Kaléta, Souapiti, Amaria, Kassa B et Fomi.
- La « Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie » (LPDSE) de 2012 différencie la micro-hydroélectricité (paragraphe 23) de la grande hydroélectricité (paragraphe 21) précisant que la micro-hydroélectricité comprend les sites de puissance allant de 100 à 1 500 kW. Elle préconise également la mise en œuvre de 11 sites hydroélectriques, à savoir Kassa B, Poudalde, Gozoguezia, Souapiti, Amaria, Fomi, Koukoutamba (ou Diaoya), Boureya, Diaraguela, Kogbedou et Morisanako.

6.2. Classification des sites

La présente phase 2 inclut l'établissement d'une « carte de Guinée indiquant la position des principaux sites et leurs paramètres clés ». En phase 1, il a été précisé que les « principaux sites » font référence à tous les sites hors la micro-hydroélectricité, définie dans la LPDSE comme étant d'une puissance inférieure ou égale à 1,5 MW.

La segmentation du marché de l'hydroélectricité en petite, moyenne et grande hydroélectricité n'existe pas. Celle-ci diffère selon les pays. Cela tient au fait que le petit, le moyen et le grand restent des appréciations relatives. D'après la LPDSE, la grande hydroélectricité inclut les sites de puissance installée supérieure à 50 MW. Sur cette base, l'analyse et le classement des sites ci-après différencient la grande hydroélectricité avec un potentiel supérieur à 50 MW en puissance installée et la petite et moyenne hydroélectricité avec un potentiel inférieur à 50 MW. Cette classification est également cohérente en termes d'investissement et de réponse à la demande énergétique.

6.3. Identification des sites

La méthodologie proposée pour cette phase d'étude se décompose en quatre étapes :

- Dans un premiers temps, pour chacun des sites, un travail bibliographique a été effectué afin d'identifier l'étude ou le rapport à l'origine de l'identification du site. Les inventaires de sites recensés dans le plan général d'aménagement hydraulique de chaque région naturelle (Polytechna, 1981 ; Coyne et Bellier, 1983) sont la base principale de l'identification des sites.
- Dans un deuxième temps, la localisation des sites a été effectuée. Les données géographiques ont permis de préciser :
 - le numéro du site inventorié⁴,
 - les coordonnées géographiques (X, Y)⁵,
 - la région naturelle,
 - le cours d'eau,
 - le bassin versant.
- Dans une troisième étape, les principales données de la dernière étude validée par les autorités guinéennes sont prises en compte, à savoir :
 - les caractéristiques énergétiques (puissance installée, productible annuel moyen et garanti) associés aux principales caractéristiques des ouvrages étudiés (cote de retenue normale, volume utile, surface du réservoir),
 - le coût du projet estimé par la dernière étude recensée,
 - les contraintes environnementales et sociales identifiées,
 - les plus-values éventuelles apportées sur d'autres aménagements,
 - et surtout la source de l'information, le degré de détail de l'étude (reconnaissance, préfaisabilité, faisabilité, APD) à la base de ces informations.

⁴ Le numéro du site est celui qui apparaît dans l'inventaire des sites du plan général d'aménagement hydraulique de la Moyenne Guinée de 1981, de la Basse Guinée, Haute Guinée et Guinée forestière de 1983.

⁵ La localisation des sites a été contrôlée sur la carte hydrographique de Guinée, digitalisée par le Consultant à partir du SRTM.

A ce stade d'étude, la détermination des informations stratégiques est directement et essentiellement liée aux données de base topographiques et hydrologiques (les données géologiques disponibles n'étant considérées que pour ajuster la part d'aléas à prévoir dans les coûts). Le contexte et le calendrier de cette mission n'ayant pas permis l'acquisition de nouvelles données topographiques, la méthodologie de validation et/ou l'actualisation des caractéristiques stratégiques dépend des données disponibles au cas par cas ou bassin par bassin.

Concernant les coûts de construction, la plupart des coûts proviennent d'estimations faites dans des études des années 1980, avec peu de données quantitatives. Une actualisation de ces données a été faite dans le plan directeur d'électrification (Decon, 2006), mais parfois de manière empirique (basé sur la puissance installée et le débit équipé, et sur des études au Népal) par manque de données. Par ailleurs, les coûts environnementaux et sociaux ne sont pas toujours clairement indiqués. Une actualisation purement mathématique ne serait pas pertinente due aux données obsolètes, à l'évolution de la technologie de construction et des types des contrats.

Ainsi, prenons, pour exemple, le projet de Kogbédou récemment étudié: le coût du projet estimé en 1980, a été actualisé par Decon en 2004 pour une valeur de 56 millions d'USD. L'actualisation de 2004 à 2014 des chiffres de l'étude Decon, en appliquant le «*Cost Index system*» proposé par US Army Corps of Engineers, donne une estimation des coûts à 79 millions d'USD en 2014. Le même ordre de grandeur est donné en appliquant les index des travaux publics proposés par le Ministère de l'écologie en France. Or, une étude d'avant-projet détaillé réalisée en 2014 a chiffré le coût total du projet à 221 millions d'USD, soit près de 3 fois plus que le coût estimé par actualisation.

Sur la base de cette exemple, le parti a été pris de ne pas introduire d'incertitudes supplémentaires sur les estimations des coûts. En conséquence, les valeurs de « coûts » affichés dans la base de données proviennent de la dernière étude indiquée en référence et n'ont pas été réactualisées.

Le critère de coût n'a donc pas été retenu pour l'analyse multicritère.

6.4. Base de données

6.4.1. Aménagements existants

Les centrales hydroélectriques existantes du système interconnecté et leurs principales caractéristiques sont listées ci-après. Les centrales sont classées de la plus récente à la plus ancienne.

Tableau 6-1 : Centrales existantes en Guinée

Nom de l'aménagement	Cours d'eau	Date de mise en service	Capacité (MW)	Production annuelle moyenne (GWh/an)	Type de financement
Kaleta	Konkouré	2015	240 (3 x 80MW)	965	Chinese Exim Bank (75%) et public (25%)
Garafiri	Konkouré	1999	75 (3 x 25MW)	264	Bailleurs internationaux
Tinkisso	Tinkisso	1974	1,65 (3 x 0,55MW)	5	Chinois
Kale/Donkea	Samou	1970	15 (2 x 7,5MW)	75	Bailleurs internationaux
Banéah	Samou	1969	5 (2 x 2,5MW)	8	Bailleurs internationaux
Kinkon	Kokoulo	1966	3,4 (4 x 0,85MW)	12	Chinois
Grandes Chutes	Samou	1954	27,6 (2 x 5MW et 2 x 8,8MW)	130	France

Avec la mise en service de Kaléta, la puissance totale installée des centrales hydroélectriques du système interconnecté est de 368 MW. La plupart des centrales de plus de 40 ans ont déjà fait l'objet d'une réhabilitation réalisée après 20 années de service environ.

Electricité de Guinée (EDG), Maître d'Ouvrage délégué de l'électricité en Guinée, prévoit de réhabiliter l'ensemble du parc des centrales du pays, et le réseau électrique de manière générale, en particulier les outils de production incluant :

- La réhabilitation de centrales thermiques ;
- La réhabilitation des aménagements hydroélectriques du système Samou (à savoir Banéah, Kale/Donkea, Grandes chutes), de Kinkon, de Tinkisso et de Garafiri pour une extension de la durée de vie des centrales :
 - Le site de Grandes Chutes a déjà été réhabilité par Energo-Project et Alstom en 2007-2012. Sa production moyenne de 8.5 MW (un seul des groupes en service) a été augmentée à 27 MW. La prochaine réhabilitation de Grandes Chutes est prévue à court terme.
 - Des inspections techniques ont été menées en 2012 sur les barrages de Baneah et Garafiri, permettant d'identifier les travaux de réhabilitations à réaliser sur ces ouvrages.

- La centrale de Garafiri (mise en service en 1999) a fait l'objet d'une campagne de réhabilitation financée par la Banque Mondiale, ayant pour objectif d'augmenter le taux de disponibilité des groupes. Il est à noter que cette centrale apparaît comme déjà exploitée à son potentiel hydrologique maximum, puisqu'aucun déversement n'est enregistré.
- Une possibilité de surélever le barrage de Kale qui alimente l'aménagement hydroélectrique de Donkea a été identifiée, ce qui permettrait d'augmenter la production de la centrale de Donkea.

Le projet de Kaleta est dorénavant en service. Ce barrage hydroélectrique de 240 MW sur le fleuve Konkouré permet de répondre à la demande nationale. À terme, il pourra participer à la desserte en électricité des quatre pays membres de l'organisation sous régionale OMVG.

6.4.2. Sites potentiels

La liste des sites potentiels de plus de 1,5 MW est jointe en Annexe 2 avec leurs caractéristiques principales. Certains aménagements potentiels peuvent inclure plusieurs sites potentiels selon le type d'aménagement choisi. En d'autres termes, il n'y a pas autant d'aménagements potentiels que de sites identifiés.

La carte 1 en Annexe 5 indique la position de tous les sites par bassin et sous bassin.

Au niveau répartition géographique, le tableau ci-après montre une prédominance des sites identifiés dans la moitié ouest du pays en particulier en Moyenne Guinée.

Tableau 6-2 : Sites identifiées de plus de 1,5 MW selon la région naturelle

Région naturelle	Nombre de sites identifiés	Nombre d'aménagements identifiés	Nombre d'aménagements de puissance installée > 50MW	Potentiel estimé en puissance installée (MW)
Guinée Forestière	34	29	2	500
Guinée Maritime	27	23	4	1 500
Haute Guinée	26	25	3	500
Moyenne Guinée	62	58	20	3 200
Total Guinée	149	135	29	5 700

7. ANALYSE MULTICRITERE ET CLASSEMENT DES SITES

7.1. Méthodologie générale

L'analyse de cette base de données est effectuée en deux approches se complétant l'une et l'autre :

- La première approche consiste en une analyse multicritère globale basée sur l'application d'un « système de notation » sur un certain nombre de critères affectés d'un coefficient de pondération en fonction de son poids. Les critères pris en compte sont les suivants :
 - les contraintes techniques,
 - les aspects environnementaux et sociaux,
 - la distance au point de la demande/de connexion au réseau,
 - le degré d'avancement des études du projet.
- La seconde approche a pour objet de déterminer si le projet a plutôt vocation à répondre à la demande domestique, à la demande industrielle ou à la demande régionale pour aboutir à un classement selon une allocation du type « intérêt public », « intérêt régional » et/ou « intérêt industriel ». Cette approche consiste à comparer, pour chaque type de demande, la cartographie de la demande (besoin en MW et localisation des points de livraison d'énergie) avec celle des sites potentiels recensés (puissance et localisation).

7.2. Analyse multi-critère globale

7.2.1. Critères de sélection

L'analyse multicritère est un processus d'aide à la décision. Elle nécessite des données aussi complètes que possible pour permettre une comparaison des sites.

Les critères retenus sont avant tout des critères qualitatifs, tenant compte des données existantes et de l'objectif attendu de cette analyse. Ainsi, les critères pris en compte sont les suivants :

- les contraintes techniques,
- les aspects environnementaux et sociaux,
- la distance au point de la demande/de connexion au réseau,
- le degré d'avancement des études du projet.

Tableau 7-1 : Système de notation de l'analyse multicritère

Critères	Paramètres du critère	Points accordés pour chaque critère	Pondération des critères
Contraintes techniques	Complexité technique du projet	1 Contraintes techniques difficiles 2 Contraintes techniques gérables 3 Aucune contrainte connue	30%
Contraintes environnementale et sociale	Importance des impacts sur le milieu physique, biologique et social Impacts transfrontaliers	1 Impacts majeurs pouvant être difficilement atténués 2 Impacts modérées ou pouvant être atténués/compensés 3 Pas d'impacts significatifs connus	30%
Contrainte économique	Proximité de la demande Ligne de transport d'énergie à proximité	1 Demande trop éloigné, absence d'infrastructures de transport d'énergie à proximité 2 Potentiel de développement lié au développement de la demande 3 Proximité de la demande ou d'une ligne de transport d'énergie	20%
Niveau d'avancement des études	Etat d'avancement du projet Date des dernières études	1 Aucune investigation engagée ou études de préfaisabilité trop anciennes 2 Etude de faisabilité ou de préfaisabilité récente 3 Études détaillées et investigations majeures réalisées	20%

7.2.2. Paramètres de notation

En fonction des données disponibles dans le pays, les paramètres suivants ont été pris en considération pour la notation des différents sites inventoriés.

7.2.2.1. CONTRAINTES TECHNIQUES

Les contraintes techniques peuvent être de différentes sortes :

- soit des contraintes de conception identifiées dans les études précédentes telles que par exemple l'importance de la présence de tunnels dans la conception ou d'importants travaux de génie civil ou des difficultés d'accès au site;
- soit liées à la géologie du site telles que par exemple un contexte géologique karstique ou un relief particulièrement accidenté;
- soit liées aux données hydrologiques imprécises pouvant remettre en cause les paramètres de conception de l'ouvrage ou nécessitant un transfert d'eau d'un cours d'eau à un autre pour remplir les objectifs de production.

7.2.2.2. CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

Les impacts socio-environnementaux induits par un projet de développement représentent un facteur déterminant dans le développement de nouveaux projets hydroélectriques. Ils peuvent mener à un abandon du site identifié comme à un délai dans le montage du projet plus ou moins important selon l'étendue des études à mener et des mesures de mitigation à mettre en place. Les projets ayant les impacts environnementaux les plus faibles sont donc à privilégier.

C'est pourquoi il est primordial que des études environnementales et sociales soient menées en amont du projet et prises en compte dans la définition du projet afin de réduire au maximum les impacts environnementaux et sociaux. Des variantes de conception (emplacement, cote du barrage, puissance installée, superficie de la retenue) sont souvent proposées au stade de la faisabilité du projet. Ces variantes sont comparées en terme de performance technique, économique et socio-environnementale (exemple : nombre de personnes à déplacer rapporté à la superficie de la retenue).

Dans le cas de la Guinée, les principaux enjeux environnementaux peuvent être de nature biophysique lorsque le projet affecte une aire protégée à haute valeur de biodiversité telle qu'un parc national ou une réserve naturelle. L'ampleur de ces impacts ne peut être évaluée uniquement par une étude de bureau sur la base de la consultation de l'inventaire des zones protégées, mais ce premier tri permet d'écarter les sites pour lesquels les impacts et/ou les coûts de compensation seraient les plus importants. Les sites situés dans des zones protégées (voir carte 6 en Annexe 5) ont donc été écartés dans le cadre de cette étude, sauf les forêts classées qui sont aménagées dans l'optique de production de bois d'œuvre.

Les principaux enjeux socioéconomiques seront principalement liés au nombre de personnes à déplacer. La Politique opérationnelle de la Banque Mondiale PO 4.12 précise que «les impacts sont jugés mineurs si les personnes affectées ne sont pas déplacées physiquement et/ou si moins de 10% de leurs éléments d'actif sont perdus», ou bien lorsque moins de 200 personnes sont déplacées. Cette définition sera prise en compte pour la classification des sites.

Les enjeux socioéconomiques peuvent également être liés à la présence d'infrastructure ou de site d'importance nationale (voir carte 7 en Annexe 5) qui pourrait être affecté par le projet, telle que la présence d'une route nationale, d'un site minier ou d'un projet majeur tel que le trans-guinéen, projet ferroviaire de la région de Nzérékoré à Forécariah.

Étant donné le manque de données sur un certain nombre de sites, l'index environnemental pourra également être un critère pris en compte. L'index environnemental est le « coût » environnemental de chaque projet hydroélectrique, pris comme résultat de la surface inondée par le réservoir divisée par la puissance installée. En effet, la zone inondée par un réservoir est un paramètre utilisé pour estimer les impacts environnementaux, étant donné que la surface inondée est directement proportionnelle aux impacts en matière d'évaporation, de stratification thermique, de destruction d'habitats fauniques et d'espèces végétales, d'enneigement de terres agricoles, de perte de villages et/ou d'infrastructures socio-économiques, de perte de site d'importance culturelle... (*Hydropower and dams*, 2013). Dans le cadre des mécanismes du protocole de Kyoto (Mécanisme de développement propre ou MDP), un des critères pris en compte dans le test d'éligibilité MDP des projets hydroélectriques est la puissance installée divisée par la superficie du réservoir au niveau maximum qui doit être au minimum supérieur à 4 W/m², ce qui correspond à un maximum de 0,25 km² par MW.

7.2.2.3. CONTRAINTE ECONOMIQUE

Le classement des aménagements est avant tout dans un but de production d'énergie. Le potentiel économique de l'aménagement sera apprécié suivant la distance du site au point de la demande ou de connexion au réseau. La notation des sites est donc menée sur la base d'un paramètre de proximité par rapport à un poste électrique existant ou par rapport à un centre de consommation domestique ou industriel.

Le paramètre pris en compte pour la quantification de cette proximité correspond au dimensionnement des lignes de transmission requises. Ainsi, les sites considérés comme proche d'un centre de consommation devront satisfaire les paramètres suivants :

- Pour les sites de petite puissance (< à 10 MW), les sites retenus seront les sites dans un rayon de 50 km. En effet, pour desservir des sites de petite puissance, des lignes de transport de 30 kV sont nécessaires. Or, techniquement, la longueur maximale de ces lignes est de l'ordre de 50 km.
- Pour les sites de moyenne puissance (10 à 50 MW), les sites retenus seront les sites dans un rayon de 150 km. En effet, pour desservir des sites de moyenne puissance, des lignes de transport de 60 kV ou 110 kV sont nécessaires. Or, techniquement, la longueur maximale de ces lignes est de l'ordre de 150 km.
- Pour desservir des sites de grande puissance (> 50 MW), des lignes de transport de 225 kV ou 110 kV sont nécessaires. C'est la proximité d'un poste d'interconnexion qui sera pris en compte ou d'un site industriel.

Pour les sites de puissance inférieure à 50 MW, il est toujours possible de prévoir des lignes de voltage supérieur sur des distances plus longues, cependant le coût de ces lignes prendra alors une part plus importante dans le coût de construction du projet. Il est jugé prématuré à ce stade de faire cette distinction.

Les cartes 3 et 4 en Annexe 5 représentent l'ensemble des sites avec leur rattachement à un poste électrique le plus proche ou à un centre de consommation domestique. C'est sur la base de ces deux cartes que la notation a été effectuée tenant compte de la proximité de tel ou tel site avec un poste ou un centre de consommation :

- Pour les centres de consommation, la puissance installée par rapport à la demande sera également prise en compte dans la notation des sites. En effet, il s'agira d'identifier le site le plus pertinent répondant à la demande.
- Pour les postes, un poste existant ou en projet sera également un facteur pris en compte dans la notation, dans la mesure où un projet de poste entraîne des coûts qui s'additionne au coût du projet ainsi qu'un délai dans la réalisation du projet.

7.2.2.4. NIVEAU D'AVANCEMENT DES ETUDES

L'état d'avancement des études sera un élément pris en compte, ayant un impact direct :

- sur la fiabilité des caractéristiques du projet et de son coût de construction estimé : plus les études sont détaillées, plus les caractéristiques du projet sont précises et fiables,
- sur le calendrier du projet : un projet hydroélectrique nécessite différentes phases d'étude qui sont consommatrices de temps d'une part en raison des investigations de terrain nécessaires d'une part, mais aussi de la recherche du financement pour effectuer ces études ;
- sur le budget du projet : les études préparatoires représentent un coût qui s'additionne au coût du projet.

7.2.2.5. SYNTHÈSE DES PARAMÈTRES DE NOTATION

Le tableau ci-après résume les paramètres décrits dans les quatre précédents sous-chapitres et a servi de base pour la notation des sites.

Tableau 7-2 : Paramètres de notation de l'analyse multicritère

Critères	1 Contraintes difficiles	2 Contraintes gérables	3 Aucune contrainte connue
Contraintes techniques (30% de la note)	Contexte géologique du site défavorable	Investigations techniques géologiques à compléter	Investigations géologiques effectuées
	Données hydrologiques peu fiables	Étude hydrologique à compléter	Étude hydrologique récente et fiable
	Conception difficile de l'aménagement	Contraintes connues avec solution identifiée	Absence de contraintes techniques identifiées
Contraintes environnementale et sociale (30% de la note)	Site affectant une zone protégée à haute valeur de biodiversité	Impacts environnementaux identifiés atténuables et/ou compensables	Absence de zone protégée à haute valeur de biodiversité à proximité
	Nombre significatif de personnes à déplacer	Impacts sociaux identifiés atténuables et/ou compensables	Impact mineur sur le déplacement de population
	Ennoiment d'infrastructures d'importance nationale	Impacts socio-économiques identifiés atténuables et/ou compensables	Pas d'infrastructures ou sites majeurs affectés
	Impacts transfrontaliers	Impacts transfrontaliers identifiés atténuables et/ou compensables	Absence de contrainte transfrontalière
	Index environnemental élevé	Index environnemental proche de 1	Index environnemental < 0,25
Contrainte économique (20% de la note)	Eloignement des centres de consommation	Proximité d'un centre de consommation	Proximité d'un centre de consommation avec PI satisfaisant la demande
	Eloignement des postes	Proximité d'un poste futur	Proximité d'un poste existant
Niveau d'avancement des études (20% de la note)	Site inventorié sans études techniques connues, ou, Étude de préfaisabilité datant de plus de 10 ans	Étude de faisabilité effectuée ou Étude de préfaisabilité datant de moins de 10 ans	Projet clairement défini

Pour les sites pour lesquels les données sont manquantes, la note minimale de 1 sera attribuée afin de les conserver dans la liste des sites.

7.2.3. Résultat de l'analyse multicritère

Sur la base de la matrice d'analyse multicritère, la notation des sites a été effectuée. Étant donné les enjeux différents (voir chapitre 6.2), le classement des sites a été effectué respectivement pour les sites de grande hydroélectricité et pour ceux de moyenne et petite hydroélectricité. Le classement complet des sites a été effectué sur la base d'une note totale pondérée, la note maximale étant 3. La note moyenne ainsi obtenue est de 1,8/3. Le classement complet est joint en Annexe 3.

La liste ci-après regroupe les cinq premiers sites de ce classement dans chacune des catégories:

- Sites de puissance installée > 50 MW :

N°	Nom	Cours d'eau	Puissance installée (MW)	Note totale pondérée (/3)
1	Koukoutamba	Bafing	294	2,50
2	Poudaldé	Cogon	90	2,25
3	Souapiti	Konkouré	515	2,20
4	Boureya	Bafing	114	2,15
5	Korafindi	Fatala	100	2,10

- Sites de puissance installée < 50 MW :

N°	Nom	Cours d'eau	Puissance installée (MW)	Note totale pondérée (/3)
1	Daboya	Koulounkhouré	3	2,70
2	Kogbedou	Milo	44	2,65
3	Touba	Saranwol	5	2,50
4	Koressedou / Lolema	Makona	18	2,40
5	Kororo	Kororo	23	2,30

L'analyse de la base de données montre la possibilité de classer les sites en 3 groupes :

- Groupe 1 ayant le meilleur score (supérieur à 2) : 25 sites dont,
 - 5 sites (sur 35) de puissance installée > 50 MW, essentiellement en raison de l'avancement des études (voir ci-avant) ;
 - 20 sites (sur 114) de puissance installée < 50 MW, essentiellement lié à la proximité de la demande. 3 sites ont une note > 2,5 en raison du taux d'avancement des études (voir ci-avant).
- Groupe 2 ayant un score moyen (entre 1,6 et 2) essentiellement en raison du manque d'études techniques: 82 sites dont,
 - 21 sites de puissance installée > 50 MW. La taille de ces aménagements nécessitera des investigations de terrain approfondies avant tout développement possible.
 - 61 sites de puissance installée < 50 MW.
- Groupe 3 ayant un score faible (inférieur ou égal à 1,6) essentiellement en raison de contraintes environnementales et sociales fortes ou par manque de données : 42 sites
 - 9 sites > 50 MW;
 - 33 sites < 50 MW.

A noter que sur la base des cartes 6 et 7 en Annexe 5, les sites suivants sont pénalisés en raison de contraintes socio-environnementales fortes:

- Les sites affectant ou étant affecté par un projet majeur d'infrastructure:
 - P13, site de Madina Kouta C sur le fleuve Gambie, inondé par la retenue du barrage de Sambangalou ;
 - P56, site de Kassa sur la Kaba, inondant une large partie du futur projet ferroviaire transguinéen.
- Les sites affectant de manière notable une aire protégée à haute valeur de biodiversité:
 - C20, site de N'Zébéla sur le Diani, aménagement situé dans la réserve de biosphère du Massif de Ziama,
 - C58, site de Bananko sur la Kouya, aménagement situé en plein cœur du Parc National du Haut-Niger (PNHN) ;
 - C88, site de Diaraguela sur le Niger, aménagement situé dans la Zone Intégralement Protégée de la Réserve de la biosphère du Haut Niger ;
 - C76, sur le Koulai dans le bassin versant du Sankarani, situé dans la réserve naturelle du Parc Diwasi ;
 - C73, site de Morisanako sur le Sankarani, aménagement affectant la réserve naturelle de Kankan.

7.3. Classement des sites suivant leur allocation

7.3.1. Méthodologie générale

Sur la base de la localisation des sites par rapport à la demande (voir chapitre 1) domestique, industrielle ou régionale, un classement a été effectué selon une allocation du type « intérêt régional », « intérêt public », « intérêt industriel» (PPP en synergie avec les industries minières):

- Les sites d'intérêt régional répondent aux critères suivants :
 - Aménagement de grande hydroélectricité (> 50 MW);
 - Adéquation avec le plan directeur régional de transport (proximité et/ou couplage avec un projet de transport) selon la carte 2 du réseau en Annexe 5.
- Les sites d'intérêt public répondent aux critères suivants :
 - Proximité de la demande publique ;
 - Adéquation de la demande selon la carte 4 de l'Annexe 5 ou à proximité d'un réseau de distribution d'énergie selon la carte 2 du réseau en Annexe 5.
- Les sites d'intérêt industriel répondent aux critères suivants :
 - Proximité d'une zone minière ou de production industrielle selon la carte 5 en Annexe 5;
 - Adéquation de la demande (voir chapitre 5.3.3) ;
 - Notes sur les contraintes techniques, socio-environnementales et économiques > 1.

Pour le développement des aménagements en PPP, le critère qui pourrait être considéré comme principal est le coût d'investissement unitaire (par MW). Cependant, étant donné le stade d'avancement des études et/ou l'ancienneté des analyses, il est considéré que le manque de données fiables ne permet pas une classification sur base de ce critère, comme déjà exposé au chapitre 6.3 ci-avant. Par conséquent, la notation de l'analyse multicritère sera prise en considération, étant considéré que celle-ci est représentative de la « fiabilité » des informations disponibles et de l'attractivité du projet du point de vue d'un potentiel partenaire privé.

A noter que pour les aménagements à buts multiples, étant donné l'objectif énergétique de cette étude, il a été considéré que seule la centrale hydroélectrique sera prise en considération dans le classement pour un développement en PPP le cas échéant.

Le but de l'analyse proposée étant de proposer un scénario de développement « accéléré » du potentiel hydroélectrique, il a été considéré en première approche de retenir les sites les moins contraignants. Ainsi, sur la base de l'analyse multicritère, le classement des sites s'effectuera sur les sites ayant obtenu une note supérieure à la moyenne, à savoir supérieure à 1,8, et, ayant des notes supérieures à 1 pour tous les critères.

7.3.2. Résultat du classement

Le résultat du classement est donné en Annexe 4 sous la forme d'un tableau avec une appréciation par site suivant la méthodologie décrite au chapitre précédent. Une extraction du classement est mise en avant ci-après.

7.3.2.1. SITES HYDROELECTRIQUES AYANT UN INTERET REGIONAL

Il ressort de cette analyse que 11 sites répondent au mieux à l'intérêt régional, dont 7 ont un but de production énergétique (E) et 4 ont un but multiple (M):

Tableau 7-3 : Sites hydroélectriques ayant un intérêt régional

N°	Nom	Cours d'eau	Bassin versant (Pays concerné)	Région naturelle	Usage	Puissance installée (MW)	Niveau d'avancement des études	Note totale pondérée	Intérêt régional	Intérêt industriel	Intérêt domestique
1	Koukoutamba	Bafing	Bafing (Mali)	Moyenne Guinée	E	294	3	2,50	*** (OMVS)	**	**
2	Souapiti	Konkouré	Konkouré	Guinée Maritime	E	515	2	2,20	***	***	***
3	Boureya	Bafing	Bafing (Mali)	Moyenne Guinée	M	114	2	2,15	*** (OMVS)	*	**
4	Diaoya	Bafing	Bafing (Mali)	Moyenne Guinée	M	149	1	1,95	***	***	**
5	Fétoré II	Fétoré	Konkouré	Moyenne Guinée	E	124	1	1,90	***	*	**
6	Tiopo 105	Cogon	Cogon	Guinée Maritime	E	105	1	1,90	***	***	**
7	Tiopo 120	Cogon	Cogon	Guinée Maritime	E	120	1	1,90	***	***	**
8	Fomi	Niandan	Niandan (BV Niger)	Haute Guinée	M	102	2	1,85	*** (ABN)	*	***
9	Téné I	Téné	Bafing (Mali)	Moyenne Guinée	E	76	1	1,85	***	*	**
10	Amaria	Konkouré	Konkouré	Guinée Maritime	E	300	1	1,85	***	***	**
11	Grand Kinkon Kinkon-Kangadaga	Kokoulo	Konkouré	Moyenne Guinée	M	291	1	1,85	***	*	**

7.3.2.2. SITES HYDROELECTRIQUES AYANT UN INTERET INDUSTRIEL

15 sites hydroélectriques répondent à l'intérêt industriel en raison de leur proximité d'un site potentiel et ayant une puissance installée en adéquation avec les besoins. A noter que 5 de ces sites sont déjà identifiés précédemment comme ayant un intérêt régional.

Tableau 7-4 : Sites hydroélectriques ayant un intérêt industriel

N°	Nom	Cours d'eau	Bassin versant (pays concerné)	Région naturelle	Usage	Puissance installée (MW)	Niveau d'avancement des études	Note totale pondérée	Intérêt régional	Intérêt industriel	Intérêt domestique
1	Koressedou/ Lolema	Makona	Makona	Guinée Forestière	E	18	2	2,40	*	***	**
2	Poudaldé	Cogon	Cogon	Guinée Maritime	E	90	2	2,25	**	***	**
3	Souapiti	Konkouré	Konkouré	Guinée Maritime	E	515	2	2,20	***	***	***
4	105	Fatala	Fatala	Guinée Maritime	E	35	1	2,15	**	***	**
5	Korafindi	Fatala	Fatala	Guinée Maritime	E	100	1	2,00	**	***	**
6	Mongo III	Mongo	Kaba (Sierra Leone)	Moyenne Guinée	E	20	1	2,10	**	***	**
7	Korafindi 3	Fatala	Fatala	Guinée Maritime	E	23	1	2,05	**	***	**
8	102	Tinguilinta	Tinguilinta	Guinée Maritime	E	25	1	2,00	*	***	**
9	Diaoya	Bafing	Bafing (Mali)	Moyenne Guinée	M	149	1	1,95	***	***	**
10	Téné II	Téné	Bafing (Mali)	Moyenne Guinée	E	30	1	1,95	*	***	*
11	101c	Cogon	Cogon	Guinée Maritime	E	19	1	1,90	*	***	**
12	Tiopo 105	Cogon	Cogon	Guinée Maritime	E	105	1	1,90	***	***	**
13	Tiopo 120	Cogon	Cogon	Guinée Maritime	E	120	1	1,90	***	***	**
14	Fakara / Kakara	Fatala	Fatala	Guinée Maritime	E	70	1	1,85	**	***	**
15	Amaria	Konkouré	Konkouré	Guinée Maritime	E	300	1	1,85	***	***	**

7.3.2.3. SITES AYANT UN INTERET DOMESTIQUE

Les sites répondant au mieux à la demande domestique locale sont au nombre de 6, la majorité des sites ayant une puissance installée qui n'est pas en adéquation avec la demande. Cependant, les sites ayant un intérêt régional ou industriel sont généralement à associer avec les besoins du réseau public.

Tableau 7-5 : Sites hydroélectriques ayant un intérêt domestique

N°	Nom	Cours d'eau	Bassin versant (Pays concerné)	Région naturelle	Usage	Puissance installée (MW)	Niveau d'avancement des études	Note totale pondérée	Intérêt régional	Intérêt industriel	Intérêt domestique
1	Kogbedou	Milo	Milo (BV Niger)	Haute Guinée	E	44	3	2,65	**	*	***
2	Touba	Saranwol	Koliba (Corubal en Guinée Bissau)	Moyenne Guinée	E	5	3	2,50	*	*	***
3	Souapiti	Konkouré	Konkouré	Guinée Maritime	E	515	2	2,20	***	***	***
4	26	Diani	Diani (Libéria)	Guinée Forestière	E	35	1	1,90	**	*	***
5	Fomi	Niandan	Niandan (BV Niger)	Haute Guinée	M	102	2	1,85	*** (ABN)	*	***
6	Nétééré	Doundouko	Kaba (Sierra Leone)	Moyenne Guinée	E	71	1	1,85	**	*	***

8. STRATEGIES ET SCENARIOS DE DEVELOPPEMENT

8.1. Introduction

Ce chapitre est dédié :

- d'une part à une analyse des résultats obtenus dans les chapitres précédents avec des propositions sur la stratégie à mettre en œuvre pour le développement des projets hydroélectriques ;
- d'autre part, pour chaque type de besoins, à la définition d'une stratégie de développement sur la base du classement réalisé précédemment, de l'analyse multicritère et de l'analyse du contexte actuel de la Guinée.

Sur la base de ces stratégies, des scénarios sont étudiés identifiant les sites à développer en priorité, la chronologie de ces projets et le phasage des grandes jalons/étapes associées qui permettra de répondre à un scénario de demande énergétique (public, industriel ou régional).

Dans le cas du développement des projets identifiés comme pouvant répondre à un développement en PPP, trois sites sont spécifiquement sélectionnés. Pour ces trois sites, des chronogrammes de développement de projet sont établis prenant en compte les différents aspects d'un tel processus.

8.2. Analyse des résultats et propositions sur les stratégies à mettre en œuvre

8.2.1. Contexte général

L'analyse multicritère fait ressortir que la majorité des sites (90%) a été très peu étudiée depuis les inventaires des années 80. L'évolution des techniques d'étude (techniques topographiques aériennes, évolution des données hydrologiques, prise en compte des données socio-environnementales) permettrait d'actualiser les données actuellement disponibles qui sont souvent anciennes et peu précises. De plus, les évolutions de l'état de l'art pourraient déboucher sur des projets de types différents et à des coûts optimisés.

Par ailleurs, la production d'un aménagement ainsi que ses impacts sont souvent dépendants des autres aménagements potentiels dans le bassin versant. Citons le cas du Konkouré avec l'aménagement de Kaléta dépendant de l'aménagement de Souapiti pour augmenter sa production d'énergie garantie, avec des impacts socio-environnementaux d'ampleur différents pour Kaléta seul comparé au complexe Kaléta-Souapiti.

L'analyse de la base de données montre également que certains sites devraient être abandonnés ou adaptés si un autre site en aval ou en amont était développé, comme c'est le cas sur les sites du bassin versant de la Fatala et du Cogon.

D'une manière générale, il est ainsi recommandé une reprise des études d'inventaire de sites potentiels de production hydroélectrique associés à des études de préfaisabilité. Les constats ci-avant amènent à recommander de mettre en œuvre ces études par bassin versant afin de :

- tenir compte des influences réciproques des différents projets potentiels,
- maximiser le potentiel énergétique global des projets qui pourraient être développés en cascade, et
- d'optimiser le plan de développement global à l'échelle du bassin versant.

Étant donné les aménagements construits (Garafiri, Kaléta), le bassin versant du Konkouré répond bien à cette stratégie de valorisation de bassin versant et une analyse des possibilités d'aménagement de l'ensemble du bassin permettrait d'accroître encore l'optimisation de la production potentielle sur ce bassin.

Par ailleurs, étant donné le nombre de sites potentiels identifiés, une étude actualisée du potentiel hydroélectrique sur les bassins versants de la Fatala et du Cogon, dont les ressources hydrologiques ne sont partagées avec aucun autre pays voisin, semble pertinente d'autant plus que ces bassins sont situés dans une zone bien desservie en matière d'interconnexion.

8.2.2. Demande régionale

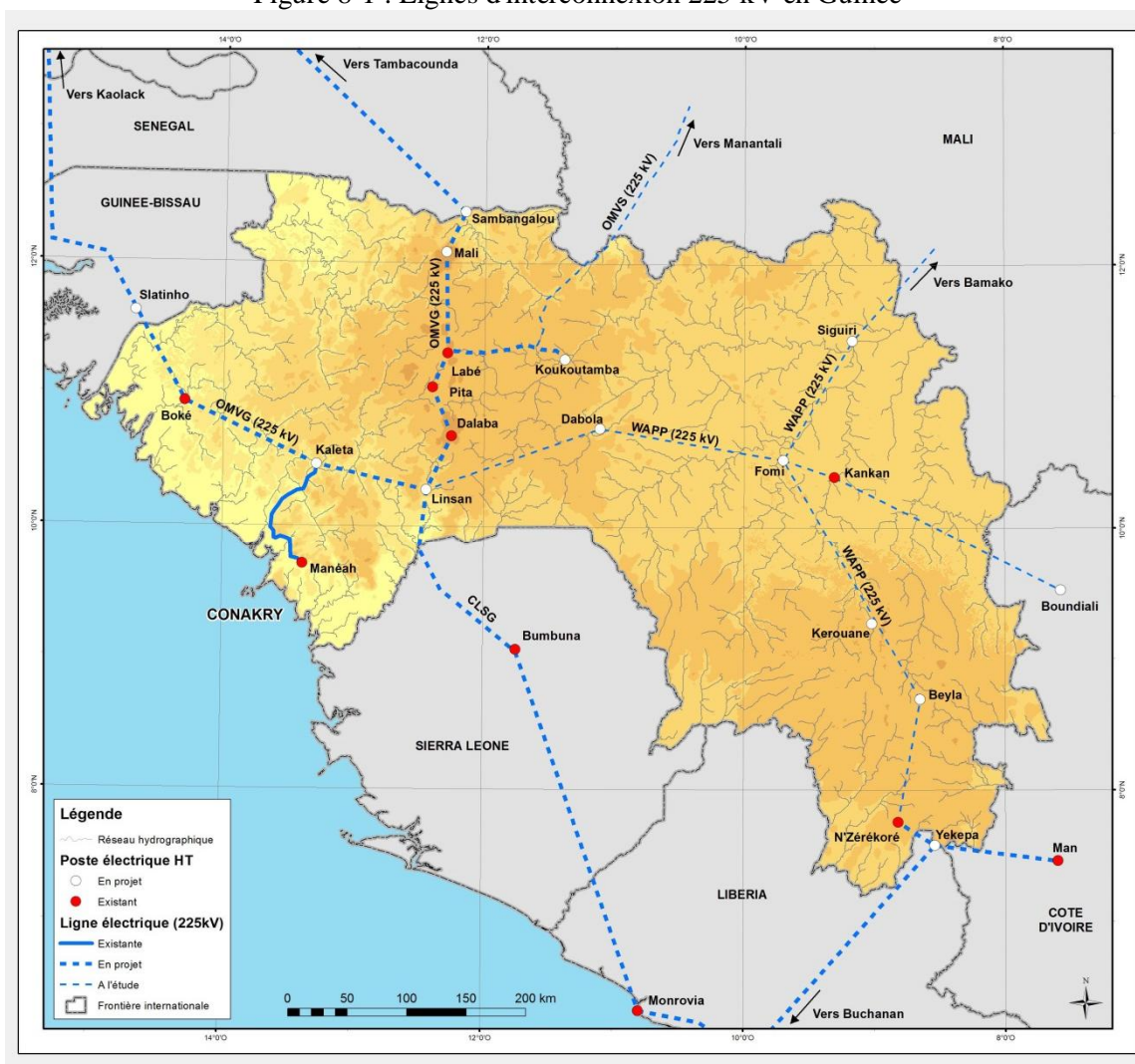
8.2.2.1. ANALYSE DE LA SITUATION

Au chapitre 5.2.2.1, les projets de développement des lignes d'interconnexion ont été présentés. La figure illustrant ces différents projets et donc les opportunités pour la Guinée de vendre l'énergie produite à l'échelle régionale est présentée ci-après pour rappel.

Étant donné la situation régionale de la Guinée, il est possible de distinguer deux sous-régions au centre desquelles la Guinée se trouve :

- La sous-région « Sud/Sud-Est » incluant la Sierra-Leone, le Liberia et la Côte d'Ivoire, pays voisins de la Guinée, ainsi que les pays interconnectés plus éloignés comme le Ghana, etc...
- La sous-région « Nord » incluant la Guinée-Bissau, le Sénégal et le Mali et par interconnexion la Gambie.

Figure 8-1 : Lignes d'interconnexion 225 kV en Guinée



Source : Adaptation Tractebel Engineering sur la base de la carte électrique du plan directeur de la CEDEAO de 2011

❖ Au Sud/Sud-Est de la Guinée

L'analyse du contexte régional montre un développement important des projets hydroélectriques des pays situés au Sud-Est de la Guinée :

- en Côte d'Ivoire : construction de l'aménagement hydroélectrique de Soubré (275 MW), études en cours pour la poursuite de l'aménagement du bassin versant du fleuve Sassandra, démarrage de nombreuses initiatives de développement de projets hydroélectriques en PPP ;
- au Libéria : redémarrage des travaux de reconstruction de la centrale de Mount Coffee (64 MW) et études de nouveaux projets hydroélectriques en cours.

Ainsi ces deux pays contribueront, grâce à ces nouvelles sources de production hydroélectrique compétitives, à court et moyen terme à satisfaire une bonne part de la demande régionale par le réseau d'interconnexion WAPP (ligne d'interconnexion 225kV CLSG à l'horizon 2018 – voir chapitre 5.2.2.1), en particulier sur le Sud et le Sud-Est de la Guinée. La Guinée sera donc en quelque sorte « concurrencée » sur le plan hydroélectrique dans cette zone géographique.

❖ Au Nord de la Guinée

A l'opposé, la demande actuelle des pays du Nord de la Guinée, Sénégal et Mali, est importante, avec un système d'interconnexion prévu (ligne d'interconnexion 225kV OMVG à l'horizon 2017– voir chapitre 5.2.2.1) qui pourrait relier la Guinée à ces pays à court et moyen terme. Dans cette zone, le potentiel hydroélectrique est plus réduit et les développements en cours concernent des projets de capacités limitées (Gouina 140 MW ou Sambangalou 128 MW) par rapport à la demande importante à satisfaire (voir chapitre 5.3.1).

La Guinée a donc tous les atouts pour se développer régionalement vers le Nord.

8.2.2.2. RECOMMANDATIONS

La stratégie recommandée pour le développement pour l'exportation sur le marché régional est donc de privilégier à court et moyen termes les aménagements de grande hydroélectricité pouvant desservir le nord de la sous-région grâce aux projets d'interconnexion vers le nord, notamment les projets de l'OMVG, de l'OMVS et de l'interconnexion du WAPP vers le Mali.

Selon le classement présenté au chapitre 7.3.2.1, tenant compte spécifiquement du potentiel énergétique et du niveau d'avancement des études, les aménagements de Koukoutamba et de Souapiti⁶ sont à privilégier dans un scénario de développement « accéléré » ayant pour objet de répondre à une demande régionale.

Parmi les aménagements en cours d'étude, notons que la production du projet à buts multiples de Fomi pourrait aussi être évacuée vers le Mali.

Ces trois aménagements n'alimentant pas directement les mêmes branches du réseau d'interconnexion, ils sont considérés comme complémentaires et ne sont pas en concurrence entre eux. Le développement en parallèle de ces aménagements est alors recommandé.

Dans un second temps, le projet de Boureya, identifié par l'OMVS pour être développé à moyen terme contribuera à ce besoin régional, de même que ceux de Diaoya et/ou Téné, dont l'intérêt reste à confirmer et à comparer entre eux par des compléments d'études.

Dans un second temps, en fonction du marché de l'électricité qui se sera développé au sein du WAPP et de la CLSG au sud/sud-est de la Guinée, il sera possible d'envisager le développement de projets connectés aux réseaux interconnectés vers le sud. Du fait de l'importance des capacités installées, les potentiels hydroélectriques des bassins du Konkouré, de la Fatala et du Cogon selon les études d'optimisation en cascade (voir chapitre 8.2.1) pourront être développés dans cette optique d'intérêt régional.

⁶ L'aménagement de Souapiti permettrait également d'augmenter les performances de Kaléta par la régularisation qu'il apporte. Le frein actuel pour le développement de cet aménagement est la contrainte de réinstallation de population, qui pourrait être levé par la revue de sa conception.

8.2.3. Demande industrielle

8.2.3.1. ANALYSE DE LA SITUATION

- ❖ Approfondissement de la connaissance en termes de demande industrielle

La demande industrielle en matière d'énergie est un potentiel important à l'image de la description faite dans le chapitre 5.3.3. Cependant, l'identification des volumes exacts de demande et leur localisation restent à préciser.

Une concertation du Ministère en charge de l'énergie avec les entités pertinentes, en particulier le Ministère en charge des mines, permettrait une meilleure planification des sites pouvant potentiellement intéresser le secteur industriel.

- ❖ Identification des zones géographiques concernées

L'analyse des informations disponibles à ce stade en termes de la demande industrielle fait ressortir que des besoins énergétiques importants d'intérêt industriel se concentrent :

- dans l'ouest du pays (Guinée Maritime et Moyenne Guinée) à court et moyen termes,
- tandis que des besoins en moyenne voire petite puissance installée se répartissent dans la région de Dabola (Haute Guinée) et N'Zérékoré (Guinée Forestière).

Il est souligné ici que le développement de projet à de fins d'approvisionnement en énergie de sites industriels, notamment dans une zone isolée, sera nécessairement mise à profit pour en faire bénéficier les populations locales en dédiant une partie de sa production à la fourniture d'énergie au marché domestique.

8.2.3.2. RECOMMANDATIONS

- ❖ Demande industrielle à l'ouest de la Guinée

Pour satisfaire cette demande, il est nécessaire de développer les sites de grande hydroélectricité (> 50 MW) permettant de desservir l'ouest du pays, situés en première approche en Guinée Maritime, voire en Moyenne Guinée.

En complément des sites de très grande puissance (>100 MW) qui seraient développés dans l'intérêt régional et dont les industries pourraient bénéficier, il est recommandé de développer des projets dédiés au marché industriel.

Le site le mieux étudié dans ces zones est celui de Poudaldé sur le Cogon, qui permettrait de répondre aux besoins urgents en matière d'énergie pour répondre aux besoins industriels dans la région de Boké.

Dans un second temps, sur la base des études d'optimisation du potentiel hydroélectrique des bassins de la Fatala et du Cogon comme évoqué au paragraphe 8.2.1 ou de mise à jour d'études de sites déjà identifiés, il sera nécessaire de sélectionner entre un et trois sites répartis en fonction d'une identification précise de la demande. Parmi les sites, dont il faut confirmer ou non l'intérêt dans le cadre d'une mise à jour des études, se trouvent par exemple, les sites de :

- Korafindi et ses variantes sur la Fatala,
- Tiopo et ses variantes sur le Cogon,
- « 102 » sur la Tinguilinta.

Parmi ces projets, il semble que certains d'entre eux font l'objet d'accord de mise en développement ou de réalisation en BOT avec des partenaires privés tel que le projet de Korafindi sur la Fatala.

❖ Demande industrielle en Haute Guinée et Guinée Forestière

Pour les besoins industriels dans la région de Dabola et de N'Zérékoré, les besoins en moyenne, voire petite puissance installée orientent le développement de ces zones selon les actions suivantes :

- Appuyer le développement des branches du réseau d'interconnexion alimentant ces deux régions (axe Linsan-Dabola-Fomi et interconnexions vers les pays voisins de l'est), ce qui permettra d'alimenter à moyen terme ces zones ;
- Approfondir les possibilités de connexion entre des postes de Dabola et de Koukoutamba pour ainsi compléter la boucle et contribuer à l'alimentation de l'Est du pays grâce au réseau de l'OMVS, et en premier lieu la zone minière du centre du pays ;
- Développer des sites de moyenne hydroélectricité capables de répondre aux besoins industriels et dédiés à ces activités : le site de Koressedou / Lolema dans le bassin versant de la Makona, le site de Mongo III dans le bassin versant de la Kaba, sont déjà identifiés et semblent pouvoir répondre à ces objectifs, sous réserve de confirmation par des compléments d'étude qui devront tenir compte du contexte transfrontalier de ces bassins avec la Sierra Leone et le Liberia.

8.2.4. Demande domestique

8.2.4.1. ANALYSE DE LA SITUATION

Comme mentionné précédemment, les aménagements permettant de répondre rapidement au marché régional sont aussi de bons candidats du fait de leur grande capacité et de leur localisation pour répondre aux besoins du réseau public, notamment les projets de Souapiti, de Koukoutamba et les autres tels que décrits ci-avant. La demande des centres de consommations les plus importants serait ainsi satisfaite.

8.2.4.2. RECOMMANDATIONS

Pour répondre aux besoins de l'Est du pays, le développement du réseau d'interconnexion WAPP (axe Siguri-N'Zérékoré) est une alternative qui permettrait de satisfaire à moyen termes la Haute-Guinée et la Guinée forestière et de permettre de prendre le temps nécessaire pour développer de nouvelles centrales dans ces régions isolées.

Dans ce cadre, le développement d'aménagement de moyenne ou petite puissance pourrait compléter ce schéma. Par exemple, le projet de Kogbédou ou le projet de Touba répondent bien à ce besoin de complément local d'autant plus qu'ils pourraient être développés de façon assez rapide sur la base des études déjà disponibles.

L'analyse multicritère est moins favorable aux autres projets, car de nombreux sites n'ont pas, à ce jour, fait l'objet d'études avancées. Il est alors recommandé d'approfondir les analyses concernant les projets suivants afin de confirmer ou non leur intérêt :

- le site « 26 » dans le bassin versant du Diani,
- le site de Nétééré ou tout autre site qui ressortirait d'une mise à jour de l'analyse du potentiel sur le bassin de la Kaba.

8.2.5. Récapitulatif des scénarii recommandés pour le développement de projets hydroélectrique en Guinée

Notre analyse aboutit ici à la présentation des scénarii suivants qui permettent de satisfaire aux différents besoins régional, industriel et domestique de façon coordonnée.

A court et moyen termes, les pistes de développement recommandées sont les suivantes :

- le projet de Souapiti constitue une opportunité sans équivalent du fait de l'avancement de son développement pour la fourniture d'électricité qui pourra être distribuée aussi bien sur le réseau interconnecté de l'OMVG, vers Conakry et Boké pour des intérêts industriels à court-terme et vers le marché domestique si nécessaire.
- le projet hydroélectrique de Koukoutamba associé au projet de lignes d'interconnexion de l'OMVS vers le Sénégal et d'un renforcement du réseau national pourra satisfaire la demande régionale ainsi que la demande industrielle et domestique notamment autour de Labe et Mamou.
- le développement du projet de Poudaldé, le plus avancé en termes de développement, pourra satisfaire une part des besoins industriels à court terme dans la région de Boké.
- le projet de Fomi à buts multiples se trouve localisé au carrefour du réseau interconnecté reliant la Guinée avec le Mali et la Côte d'Ivoire, les études étant assez avancées, l'énergie produite pourra ainsi à tout moment être valorisée aussi bien à l'échelle régionale que locale.
- le développement de projets sur la Makona (par exemple Koressedou/Lolema) et sur la Kaba (par exemple avec le site de Mongo III) pourrait être envisagé pour les besoins industriels du centre/est du pays. Même si ces développements seront plutôt envisageables à moyen termes tenant compte de l'avancement actuel des études de ces sites.
- le projet de Kogbedou est identifié comme utile pour satisfaire à la demande domestique de la région de Kankan/Kerouané.

En parallèle à la réalisation de ces projets déjà identifiés, il est recommandé de mener des compléments d'étude de potentiel des bassins-versants du Konkouré, de la Fatala et du Cogon qui tiendront compte des projets existants et/ou en cours de développement. Les scénarii d'aménagements futurs de ces cascades serviront à compléter l'approvisionnement en énergie des pays au nord de la Guinée via le réseau OMVG, des industries minières notamment dans la région de Boké et du marché domestique local.

Dans le même esprit, les sites suivants sont identifiés comme potentiellement intéressants, à développer à plus long terme, sous réserve d'une confirmation de leur intérêt ou non au cours des phases d'études à lancer:

- Korafindi et ses variantes sur la Fatala, qui pourrait contribuer à satisfaire des besoins industriels et domestiques dans la région de Boffa,
- Tiopo et ses variantes sur le Cogon et/ou « 102 » sur la Tinguilinta qui pourrait contribuer à satisfaire des besoins industriels et domestiques dans la région de Boké,
- Mongo III et Nétééré ou tout autre site qui ressortirait d'une mise à jour de l'analyse du potentiel dans le bassin versant de la Kaba, qui pourrait contribuer à satisfaire des besoins industriels et domestiques dans la région de Dabola.
- « 26 » dans le bassin versant du Diani, qui pourrait contribuer à satisfaire des besoins sur le marché domestique dans la région de N'Zérékoré,

8.3. Approche PPP de développement de trois sites

8.3.1. Sélection de sites pour une approche en PPP

Le développement de sites hydroélectriques avec une approche PPP est à privilégier dans le cadre de projets répondant à un intérêt régional soit industriel, notamment minier, dont les clients seront en mesure de fournir au partenaire privé et à ces banques des garanties adéquates relatives à son engagement d'achat de l'électricité.

Parmi les projets identifiés ci-avant comme prioritaires, certains sont déjà, soit engagés dans des démarches de développement très avancées comme pour Souapiti, soit pris en charge par des organismes régionaux selon les schémas de développement propres à chacun, notamment : Koukoutamba par l'OMVS et Fomi avec l'ABN.

Parmi les sites identifiés à des fins de demande industrielle, les projets de Poudaldé sur le Cogon, Korafindi ou toutes autres variantes sur le bassin de la Fatala et de Koressedou/Lolema sont de bons candidats à un développement en PPP. Ces projets ont d'ailleurs déjà fait l'objet d'études financées par des développeurs privés et d'accords de développements.

Les processus sont en cours pour les deux premiers et le développement industriel de la région de Boké semble se confirmer. Le développement du troisième projet a été suspendu notamment à cause des incertitudes quant aux évolutions des projets industriels de la région.

Il est souligné que, dans ce contexte, les deux options suivantes se présentent au gouvernement :

- soit ces développeurs privés confirment leurs intérêts et poursuivent leurs efforts avec des engagements en termes de calendrier,
- soit ces développeurs privés notifient l'abandon du projet. Dans ce cas, afin de gagner du temps, raccourcir le calendrier de développement, il serait possible de proposer et négocier la transmission des études déjà réalisées contre rémunération.

Comme mentionné au chapitre précédent, l'intérêt des autres sites potentiellement intéressants à développer pour satisfaire une demande industrielle à plus long termes étant donné leur degré d'avancement actuel reste à confirmer par des compléments d'études de ces sites spécifiques et/ou et des mise à jour d'études d'optimisation de la valorisation du potentiel hydraulique notamment au niveau des bassins versant du Cogon (Tiopo) et de la Kaba (Mongo III et Nétééré).

8.3.2. Décomposition d'une approche PPP sur ces sites

Au regard des sites précédemment sélectionnés, il est possible de déterminer dans le développement sur le modèle PPP trois stades de démarrage différents :

Phase 1 : « Site à confirmer »

Les études nécessaires doivent permettre la confirmation de la sélection du site, couvrant aussi bien le volet d'identification précis de la demande que la confirmation de la faisabilité et de la bancabilité du projet sélectionné. Ces études pourraient être :

- soit confiées à un partenaire privé notamment dans les zones où la demande industrielle en énergie est forte et stable à long termes, soit le nord-ouest du pays. Ainsi, pour valider le choix du site de Korafindi, une étude relative à la valorisation du potentiel hydroélectrique sur le bassin versant de la Fatala pourrait être confiée au partenaire privé intéressé par le projet de Korafindi. Ce bassin est peu étendu et peu ramifié ce qui, à la fois, limite les possibilités d'expansion du partenaire privé et justifie une exploitation coordonnée des installations en cascade si plusieurs sites s'avéraient intéressants.
- soit menées par la Guinée avec le soutien d'une institution financière en faveur du développement du pays.

Les autres bassins versants identifiés sont plus étendus avec, soit des interfaces avec d'autres projets, soit des contraintes notamment transfrontalières. Par conséquent, les études pourraient être menées par la Guinée de façon indépendante les unes des autres.

De la même façon, afin d'attirer un partenaire privé, la Guinée devrait mener les études complémentaires nécessaires (pré-faisabilité ou revue et mise à jour des études existantes) pour confirmer la faisabilité et la bancabilité de sites isolés comme le site « 26 » dans le bassin versant du Diani.

Quelle que soit la partie prenante en charge de cette étape, la durée de cette phase est estimée à 1 an.

Le contenu de cette étape en nombre d'étude et de projets sera d'autant plus facile à déterminer qu'une évaluation plus précise de la demande industrielle sera disponible pour justifier les investissements en temps et en financement sur les sites les plus pertinents répondant à un besoin identifié.

Phase 2 : « Phase de développement »

Cette phase de développement a pour objet de :

- définir le projet via la réalisation d'une étude de faisabilité,
- mener les études réglementaires associées, incluant l'étude d'impact environnemental et social.

Le développement des projets de Poudaldé et de Lolema semble avoir atteint ce stade.

Cette phase est estimée à environ 2 ans en fonction de la taille du projet et des contraintes techniques, environnementales, sociales, etc...

Phase 3 : « Phase de montage du projet »

- Sélectionner les entreprises de construction et, le cas échéant, les contractants pour les services de supervision de chantier et pour l'exploitation et maintenance,
- Constituer le financement et mettre en place les contrats de financement
- Etablir et négocier un contrat de concession et un contrat d'achat et de vente de l'électricité

Cette phase est estimée à environ 1 an, cette durée dépendant des montants d'investissement nécessaires et de la complexité du montage contractuel.

Une étape doit être ajoutée à ces différentes phases correspondant à la sélection du partenaire privé. Cette étape peut avoir lieu en gré à gré ou par appel d'offres et peut intervenir, soit avant la phase 1 (par exemple pour des sites potentiels sur la Fatala), soit en début de phase 2 sur base des résultats de la première phase.

8.3.3. Recommandations relatives au développement en PPP de trois sites sélectionnés

Au regard des considérations précédentes et en prenant en compte les incertitudes dans le choix des 3 sites, il est recommandé de :

a) Poursuivre le développement en PPP déjà initié du projet Poudaldé sur le Cogon :

Sous réserve de confirmation de l'avancement du processus de développement par le consortium qui a actuellement signé un accord avec le gouvernement guinéen, le développement de ce projet se trouve dans la phase 2.

Il est recommandé de renforcer la structure qui sera chargée du suivi en Guinée du développement de ce projet, incluant notamment la revue des actions et des documents produits par ce partenaire privé et des négociations qui suivront. La désignation d'un interlocuteur bien défini et crédible contribue en général à rassurer le partenaire privé et ses investisseurs et faciliter les engagements et le bouclage contractuel.

Les informations concernant l'avancement actuel et le calendrier envisagé par le consortium en charge devront être pris en compte pour établir la mise à jour précise du chronogramme de développement selon cette approche PPP, qui semble à ce stade tout à fait pertinente pour ce projet.

b) Poursuivre le développement en PPP déjà initié sur la Fatala :

Sous réserve de confirmation de l'avancement du processus de développement par le consortium qui a actuellement signé un accord avec le gouvernement guinéen sur le projet de Korafindi et tenant compte du fait que les études sur ce projet sont peu avancées, le développement de ce projet se trouve dans la phase 1. Dans ce contexte, la première tâche intéressant un partenaire privé devrait être de confirmer l'intérêt du site de Korafindi.

Dans ce contexte, il est recommandé de mener une mise à jour plus globale de l'étude d'inventaire du potentiel hydroélectrique sur ce bassin versant avant le lancement d'une phase 2 avec un partenaire privé afin de confirmer le choix du site à développer en priorité et définir les potentielles contraintes à anticiper pour les éventuels développements futurs sur ce bassin versant.

Cette étude pourrait être réalisée par le partenaire privé ou indépendamment de ce dernier par la Guinée, en fonction de l'actuelle implication concrète de ce partenaire.

Notons qu'une alternative serait l'étude du bassin dans son ensemble pour l'aménagement d'ouvrages en cascade et non pas d'un seul aménagement.

c) Initier le développement en PPP de projets dans la région centre et en particulier dans le bassin versant de la Kaba :

Parmi les autres sites et bassins versants identifiés ci-avant, le développement d'un projet hydroélectrique ou d'un projet d'aménagement d'ouvrages en cascade en PPP dans le bassin de la Kaba, en particulier dans sa partie Est, aurait pour objectif de satisfaire une demande industrielle (à confirmer et à préciser) et renforcer le marché domestique de la moitié nord de la région de Faranah.

Il est donc proposé de chercher un partenaire privé pour développer un projet sur le bassin de la Kaba, en incluant, parmi les engagements de ce développeur, une analyse de la demande régionale et une étude du potentiel sur l'ensemble de la zone qui devra tenir compte de toutes les contraintes mises à jour (projet ferroviaire, impact transfrontalier...) et aura pour objectif de sélectionner le projet le plus intéressant (avec un ou plusieurs aménagements).

Ce projet serait initié au stade de la phase 1 après sélection d'un partenaire privé.

ANNEXES

Annexe 1 : Liste des documents collectés

Annexe 2 : Base de données avec les principales caractéristiques technico-économiques

Annexe 3 : Classement des sites en fonction de la matrice multicritère

Annexe 4 : Proposition d'allocation des sites

Annexe 5 : Cartographie