



IDEV

Évaluation indépendante du développement
Banque africaine de développement

De l'expérience à la connaissance...
De la connaissance à l'action...
De l'action à l'impact



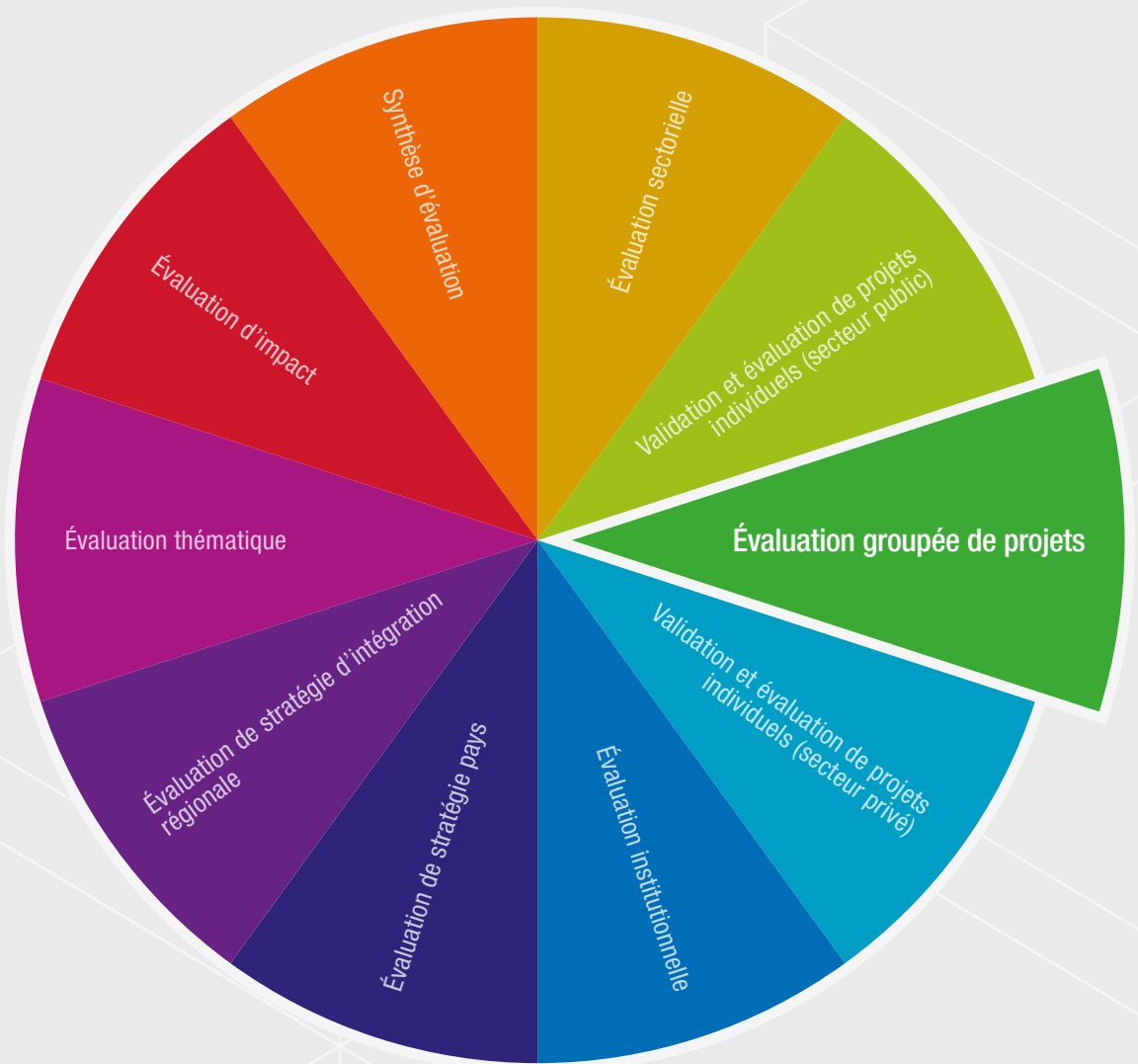
Alimenter l'Afrique en énergie grâce à l'interconnexion des réseaux électriques

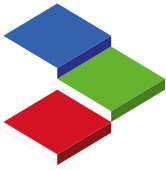
Rapport d'évaluation groupée



GRUPE DE LA BANQUE AFRICAINE
DE DÉVELOPPEMENT

Mars 2018

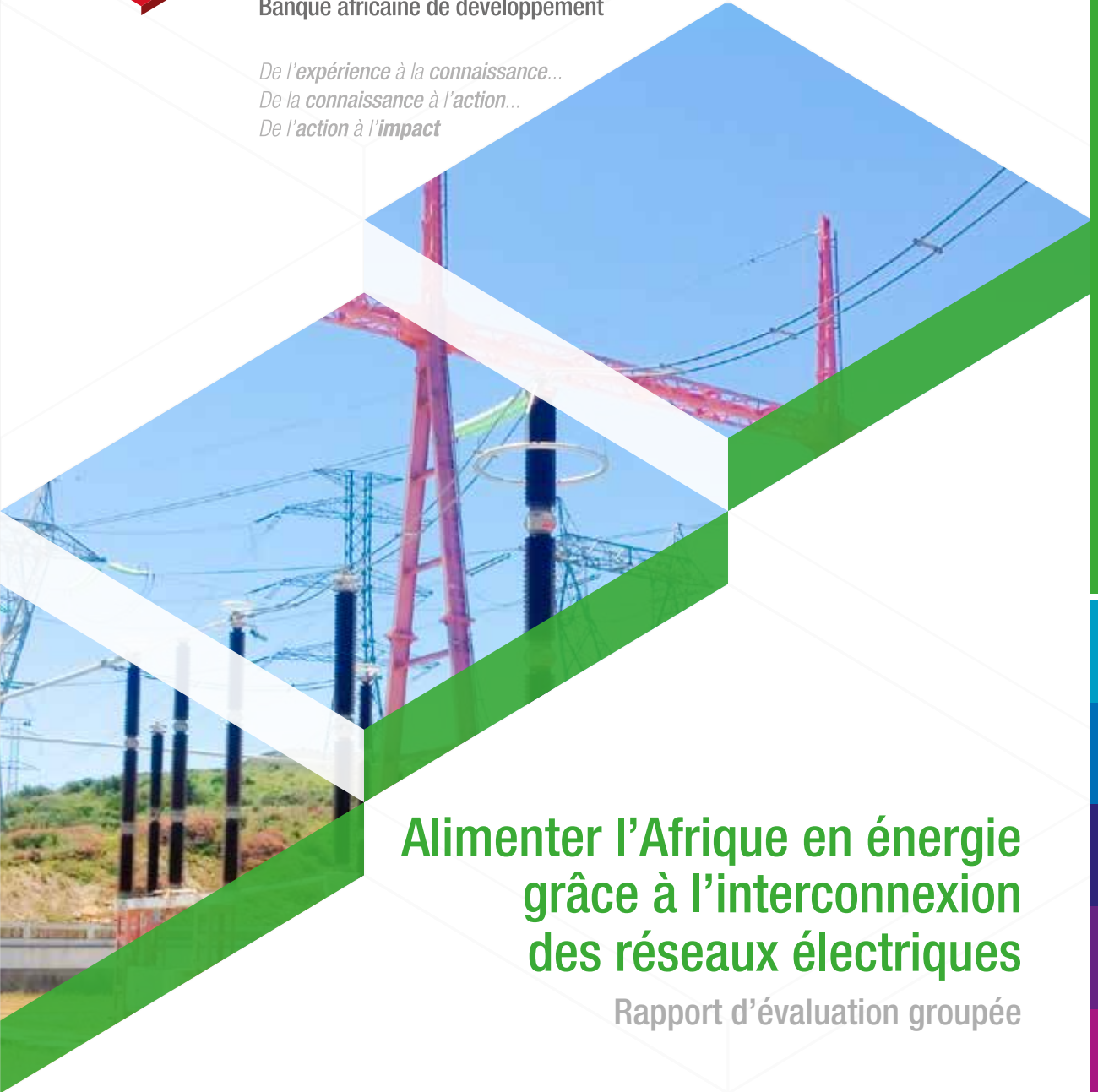




IDEV

Évaluation indépendante du développement
Banque africaine de développement

De l'expérience à la connaissance...
De la connaissance à l'action...
De l'action à l'impact



Alimenter l'Afrique en énergie grâce à l'interconnexion des réseaux électriques

Rapport d'évaluation groupée



GRUPE DE LA BANQUE AFRICAINE
DE DÉVELOPPEMENT

Mars 2018

REMERCIEMENTS	
Chef de projet :	Joseph MOUANDA , Chargé d'évaluation principal, IDEV.1
Consultants :	Alex OWUSU-ANSA , Consultant, Spécialiste énergie, IDEV.1 Michel Aka TANO , Consultant junior, Économiste statisticien, IDEV.1
Pairs réviseurs internes :	Foday TURAY , Chargé d'évaluation en chef, IDEV.1 Hajime ONISHI , Chargé d'évaluation principal, IDEV.1
Pairs réviseurs externes :	Peter FREEMAN , Expert en évaluation de projets d'infrastructure (Document d'orientation) Wolfgang MOSTERT , Économiste énergie (Rapport de synthèse)
Groupe de référence interne de la Banque :	Département de l'énergie, de l'environnement et du changement climatique (ONEC)
Chargé de la gestion des connaissances	Donmozoun Téléphore SOME , Consultant en gestion des connaissances, IDEV.3
Autre assistance fournie par :	Henda AYARI , Archiviste/Documentaliste, IDEV1 Myrtha DIOP , Assistante administrative et du budget supérieure, IDEV.0 Anasthasie Blandine GOMEZ , Secrétaire, IDEV2 Ruby ADZOBU-AGYARE , Secrétaire, IDEVO
Chef de division, par intérim :	Foday TURAY
Evaluateur général :	Rakesh NANGIA

© 2018 Groupe de la Banque africaine de développement
Tous droits réservés – Publié Mars 2018

Alimenter l'Afrique en énergie grâce à l'interconnexion des réseaux électriques : Rapport d'évaluation groupée
Évaluation groupée de projets IDEV, Mars 2018

Exclusion de responsabilité

Sauf indication contraire expresse, les constatations, interprétations et conclusions exprimées dans cette publication sont celles de ses divers auteurs et ne correspondent pas nécessairement aux vues de la direction de la Banque africaine de développement (la « Banque ») et du Fonds africain de développement (le « Fonds »), de leurs Conseils d'administration, Conseils des gouverneurs ou des pays qu'ils représentent.

Le lecteur consulte cette publication à ses seuls risques. Le contenu de cette publication est présenté sans aucune sorte de garantie, ni expresse ni implicite, notamment en ce qui concerne la qualité marchande de l'information, son utilité à telle ou telle fin et la non-violation de droits de tierce-parties. En particulier, la Banque n'offre aucune garantie et ne fait aucune déclaration quant à l'exactitude, l'exhaustivité, la fiabilité ou le caractère « actualisé » des éléments du contenu. La Banque ne peut, en aucun cas, notamment en cas de négligence, être tenue pour responsable d'un préjudice ou dommage, d'une obligation ou d'une dépense dont on ferait valoir qu'ils sont consécutifs à l'utilisation de cette publication ou au recours à son contenu.

Cette publication peut contenir des avis, opinions et déclarations provenant de diverses sources d'information et fournisseurs de contenu. La Banque n'affirme ni ne se porte garante de l'exactitude, l'exhaustivité, la fiabilité ou le caractère « à jour » d'aucun d'entre eux ni d'aucun autre élément d'information provenant d'une source d'information quelconque ou d'un fournisseur de contenu, ni d'une autre personne ou entité quelle qu'elle soit. Le lecteur s'en sert à ses propres risques.

À propos de la BAD

Le Groupe de la Banque africaine de développement a pour objectif premier de faire reculer la pauvreté dans ses pays membres régionaux en contribuant à leur développement économique durable et à leur progrès social. À cet effet, il mobilise des ressources pour promouvoir l'investissement dans ces pays et leur fournit une assistance technique ainsi que des conseils sur les politiques à mettre en œuvre.

À propos de l'Évaluation Indépendante du Développement (IDEV)

L'évaluation indépendante du développement a pour mission de renforcer l'efficacité des initiatives de développement de la Banque dans ses pays membres régionaux par l'exécution d'évaluations indépendantes et influentes et par des partenariats pour l'échange de connaissances.

Évaluation indépendante du développement (IDEV)

Groupe de la Banque africaine de développement
Avenue Joseph Anoma 01 BP 1387, Abidjan 01 Côte d'Ivoire
Tél : +225 20 26 20 41
Courriel : idevhelppdesk@afdb.org
idev.afdb.org

Table des matières

Remerciements	ii
Sigles et Abréviations	v
Résumé analytique	1
Introduction	8
Projets d'interconnexion électrique financés par la BAD	8
Objet et champ de l'évaluation	9
Approche, méthodes et contraintes de l'évaluation rétrospective	9
Performance du groupe de projets	12
Résultats de développement	12
Suivi et évaluation du projet	25
Principales questions et enseignements tirés	27
Établissement des calendriers	27
Mécanismes d'ajustement à la hausse	27
Tarifs applicables aux utilisateurs finaux intérieurs	28
Engagement politique	29
Cadres institutionnels régionaux	29
Politiques et programmes énergétiques publics complémentaires	30
Évaluation des risques	30
Annexes	33

Table des matières

Liste des figures

Figure 1: Accent accru mis par la BAD sur l'énergie (à partir de 2007), avec une tendance à la baisse de la part des projets d'IE	9
Figure 2: Note sur la performance du groupe de projets d'IE	12

Liste des tableaux

Tableau 1: Performance des projets en termes de respect de délai	20
Tableau 2: Variation des coûts [+/-] et %	20
Tableau 3: Taux de rendement interne économique ex-ante et ex-post	21
Tableau 4: Taux de rendement interne financier ex-ante et ex-post	22

Liste des encadrés

Encadré 1: Impact de l'hydrologie sur la production de l'électricité au Ghana	13
Encadré 2: Interconnexion électrique – Un outil efficace d'intégration régionale	14
Encadré 3: Risque de capacité du pays exportateur – le cas du Nigeria	15
Encadré 4: Interconnexion électrique – Un outil de choix pour améliorer l'accès aux services d'électricité.	17

Sigles et Abréviations

ACHEV.	Achevé	MVA	Méga-volt ampère
AFV	Autorité du Fleuve Volta	MW	Mégawatt
APVD	Approuvé (Récemment)	NEPA	National Electric Power Authority
BAD	Banque africaine de développement	OMVS	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal
CAE	Contrat d'achat d'électricité	ONEE	Office national de l'électricité et de l'eau potable
CAFE	Contrat d'achat et de fourniture d'électricité	PHCN	Power Holding Company of Nigeria
CCHT	Courant continu haute tension	PIE	Producteur indépendant d'électricité
CEB	Communauté électrique du Bénin	RAP	Rapport d'achèvement de projet
DEP	Document d'évaluation de projet	REPP	Rapport d'évaluation de la performance de projet
EEPCo	Ethiopian Electric Power Corporation	SARI/Energy	South Asia Regional Initiative for Energy
ERP	Évaluation des résultats de projet	S.O.	Sans objet
FAD	Fonds africain de développement	TCN	Transmission Company of Nigeria
FCFA	Franc de la Communauté/Coopération financière en Afrique	TRE	Taux de rendement économique
GWh	GigaWatt-heure	TRF	Taux de rendement financier
IDEV	Évaluation indépendante du développement	WAPP	Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest
Km	Kilomètre	ZESCO	Zambia Electricity Supply Corporation
KV	Kilovolt		
KWh	KiloWatt-heure		



Résumé analytique

Introduction et but/portée de l'évaluation

Le présent rapport résume les principales conclusions des évaluations des projets d'interconnexion électriques (IE), approuvés et mis en œuvre par le Groupe de la Banque africaine de développement (BAD ou « la Banque ») entre 1999 et 2013.

Cette évaluation groupée vise à : (i) apprécier la pertinence, l'efficacité, l'efficience et la durabilité des projets d'IE ; et (ii) identifier les principaux enseignements tirés de ce qui a fonctionné et ce qui n'a pas fonctionné.

Cette évaluation peut éclairer la conception et la mise en œuvre des futures interventions en matière d'interconnexion électrique, dans le cadre du nouveau Pacte de la Banque pour l'énergie en Afrique, ainsi que la politique et stratégie d'intégration régionale (PSIR) pour la période 2014–2023.

La BAD a approuvé 30 projets d'IE (représentant 48 opérations d'un montant de 822 millions d'UC de prêts et dons) sur la période 1999–2013. Ces opérations comprennent 13 projets d'investissement (786 millions d'UC) et 17 études (36 millions d'UC). Six de ces 13 projets d'investissement ont été délibérément choisis pour cette évaluation groupée.

Avec un montant total net d'approbations de 196 millions d'UC, les projets sélectionnés relient les pays suivants : (1) Zambie et Namibie ; (2) Maroc, Algérie et Espagne ; (3) Mali, Mauritanie et Sénégal ; (4) Nigeria, Togo et Bénin ; (5) Éthiopie et Djibouti ; et (6) Ghana, Togo et Bénin.

Performance du groupe de projets

Résultats de développement

Performance globale

Tous les six projets d'IE sélectionnés (groupe de projets), ont été jugés satisfaisants en termes de résultats de développement. Le groupe de projets a été pertinent, efficace et efficient, avec des résultats probablement durables. Cependant, ces projets ont été limités par des retards importants dans la mise en œuvre et évaluation inadéquate des risques.

La conception et les objectifs du groupe de projets ont été pertinents, mais des lacunes ont été notées dans l'évaluation de certains risques.

Les objectifs du groupe de projets sont en phase avec les besoins et les priorités de développement des treize pays impliqués. Les pays importateurs faisaient face à une demande croissante d'électricité sans pour autant disposer de capacités suffisantes de production pour y répondre. De ce fait, les projets d'interconnexion électrique ont permis de combler cette lacune et d'accélérer le processus d'intégration régionale.

Les objectifs du groupe de projets sont conformes aux priorités et stratégies de la Banque. Ils sont en outre alignés sur d'autres programmes sectoriels, dont la coopération et l'intégration économiques régionales, le développement du secteur privé et la protection environnementale.

Les conceptions du groupe de projets visent des objectifs précis avec des extrants prévus qui sont pertinents pour les IE. Ces objectifs ont contribué à soutenir le processus d'intégration régionale dans les pays impliqués.

Bien que les risques menaçant l'atteinte des effets durables aient généralement été bien identifiés au stade de la planification, ils n'ont pas été suffisamment analysés et reposaient sur des hypothèses souvent trop optimistes.

Atteinte des objectifs

Le groupe de projets a livré les extrants physiques nécessaires à l'accroissement de la disponibilité de l'énergie électrique dans les pays, soit à travers la production d'électricité, soit par l'échange transfrontalier d'énergie électrique.

Tous les projets achevés ont atteint leurs effets de manière satisfaisante. Le groupe de projets a permis d'accroître :

- L'accès aux services liés à l'électricité, en raison d'une plus grande disponibilité de l'énergie électrique dans les pays. Le faible coût de l'électricité importée élargit l'accès des pays importateurs à l'énergie ;
- Le commerce transfrontalier de l'électricité (sauf dans le cas du Maroc et de l'Algérie, où le volume de l'électricité passant par l'interconnexion est restreint) ;

Toutefois, dans deux cas, la capacité potentielle d'échange d'électricité a atteint ses limites immédiatement après l'achèvement du projet. Par exemple, quatre ans après l'entrée en exploitation du dispositif d'interconnexion, l'Éthiopie et Djibouti ont entrepris de construire entre eux une deuxième ligne. De la même manière, pour le projet du Maroc, une capacité supplémentaire de transfert d'énergie entre le Maroc et l'Espagne, de 700 MW, est en cours de développement.

- La distribution d'électricité grâce à l'augmentation des sous-stations qui reçoivent l'électricité des principales lignes de transport, et alimentent les consommateurs.

Cependant, le groupe de projets n'est pas parvenu à : (i) accroître la fiabilité, la qualité et l'abordabilité

de l'électricité ; et (ii) à faire baisser les tarifs et les coûts d'électricité.

- La fiabilité et l'abordabilité sont apparues comme le principal défi posé aux pays concernés par les projets. Hormis le Maroc et la Namibie, les objectifs de fiabilité fixés pour la plupart des compagnies d'électricité importatrices sont restés inatteignables.

L'atteinte de ces objectifs dépend de plusieurs facteurs, dont : (i) la fiabilité des réseaux nationaux des pays exportateurs et des pays importateurs ; (ii) une solide expérience opérationnelle et technique pour produire et exploiter un courant continu haute tension (HVDC) de 400 kilovolts (kV), à la fine pointe de la technologie, utilisées dans les projets d'E ; et (iii) la fiabilité d'autres installations de production d'électricité dans le pays.

- L'objectif de faire baisser les tarifs d'électricité pour le consommateur moyen, du fait de l'importation d'une énergie bon marché grâce aux interconnexions, n'a pas encore été atteint. Cette situation est imputable à : (i) l'accroissement de la demande d'électricité, qui est largement couverte par des sources onéreuses d'énergie thermique produite à partir de combustibles fossiles ; (ii) les inefficacités au niveau des activités internes des compagnies d'électricité qui sont répercutées sur les consommateurs ; et (iii) l'absence de politiques et de programmes nationaux complémentaires (Maroc, les pays du Fleuve Manantali et la Zambie) susceptibles de faire baisser les tarifs.

Efficience des projets jugée satisfaisante

Bien qu'économiquement et financièrement viables (sauf dans le cas du Maroc), les projets ont pâti des retards importants d'exécution.

Tous les six projets se sont caractérisés par des retards importants de mise en oeuvre, ayant entraîné l'inefficience et des dépassements de coûts. Les principaux facteurs à l'origine de

ces retards d'exécution sont notamment : (i) les retards enregistrés au titre de l'entrée en vigueur des prêts ; (ii) des modifications de la conception des projets ; (iii) les retards pris dans la mise à disposition des fonds de contrepartie ; (iv) les retards au niveau des passations de marchés ; et (v) des compétences en gestion inadéquates du personnel de projet.

Durabilité probable des avantages des projets d'IE

Les projets sont jugés viables pour les motifs suivants : techniques, économiques, financiers, environnementaux, sociaux et institutionnels. Le projet Maroc/Algérie n'était pas viable pour des raisons politiques.

Les principaux facteurs exogènes pesant sur les effets sont notamment : l'hydrologie et les risques liés à la demande.

Performance du projet en matière de suivi-évaluation (S&E)

Système limité de suivi-évaluation (S&E)

Des systèmes de S&E ont été incorporés dans la conception des projets, mais ceux-ci n'ont pas été efficacement opérationnalisés et utilisés. Aucun des six rapports d'achèvement de projet (RAP) n'a été établi dans les délais. Les formats des RAP ne fournissent pas de notations comparables sur l'efficacité et les résultats de développement.

Principaux enjeux et enseignements tirés

Etablissement des calendriers

Enseignement #1 : les projets doivent être conçus et mis en œuvre suivant des calendriers réalistes, si l'on veut qu'ils produisent leurs résultats de façon efficiente.

■ Les projets n'avaient pas établi des calendriers réalistes basés sur une analyse et une évaluation solides des risques potentiels.

■ Tous les projets menés à terme ont enregistré des retards d'achèvement, dus essentiellement à l'entrée en vigueur tardive des prêts. Cette situation a entraîné des changements dans l'environnement du projet ainsi qu'une escalade des coûts.

■ Dans le cas précis du projet Ghana-Bénin-Togo, où le Togo était sous sanctions, l'absence de planification coordonnée a créé une situation où des parties d'actifs ont été achevées et restent inutilisées.

Mécanismes d'ajustements à la hausse

Enseignement #2 : un mécanisme intégré d'ajustement tarifaire dans les accords d'achat d'électricité constitue une incitation à exporter de l'électricité.

■ La viabilité financière du projet Zambie/Namibie est particulièrement sensible aux modifications des détails (électricité et tarif) des contrats d'achat et de fourniture d'électricité (CAFE), ainsi qu'au tarif d'achat en gros. En Zambie, le prix d'achat en gros auprès de la Zesco devrait sans doute tripler ou quadrupler dans un proche avenir. Les raisons en sont : (i) la baisse de la production en Zambie ; et (ii) le coût de production plus élevé à partir des nouvelles capacités en développement. Cette augmentation érodera certains des avantages du projet et, de ce fait, le rendement financier ; sauf si les contrats d'achat d'électricité (CAE) conclus récemment ont pris en compte les augmentations attendues des coûts, et ont prévu un mécanisme de révision automatique futur des tarifs.

■ Dans le cas du projet Éthiopie-Djibouti, un CAE bilatéral a été signé. Cependant, à long terme,

le commerce de l'électricité entre les pays se fera sur la base d'un marché concurrentiel de l'énergie au sein du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (PEAE).

Tarifs applicables aux utilisateurs finaux intérieurs

Enseignement #3: pour que les importations d'électricité réduisent significativement les tarifs appliqués aux utilisateurs finaux dans les pays importateurs, celles-ci doivent être de quantités importantes par rapport à l'électricité disponible.

Dans tous les pays importateurs, la réduction des tarifs applicables aux utilisateurs finaux intérieurs a constitué un défi. Le prix appliqué par les compagnies d'électricité n'a cessé d'augmenter dans tous les pays participants.

- Au Maroc, le gouvernement s'est appliqué à baisser les prix de l'électricité pour qu'ils s'harmonisent avec ceux des pays voisins de la région, entraînant une baisse des tarifs pour tous les consommateurs. Cependant, à partir de 2006, les tarifs ont commencé à augmenter une fois encore jusqu'à ce qu'ils se stabilisent en 2009. C'est ainsi que l'objectif d'assurer au pays une énergie abordable a été largement atteint. Cependant, des augmentations des coûts de production locale et d'importation rendront probablement insoutenables ces faibles niveaux de tarifs.
- Comme dans le cas du Maroc, tous les trois pays membres de l'OMVS recourent de plus en plus à l'électricité produite par des centrales thermiques fonctionnant aux combustibles fossiles pour répondre à la demande croissante; une situation qui n'a cessé d'exercer une pression à la hausse sur les tarifs appliqués aux utilisateurs finaux et ce, malgré le recours de l'énergie hydroélectrique relativement bon marché de la centrale de Manantali.

- Pour ce qui est de Djibouti, en dépit de la baisse du coût des importations d'électricité, et des tarifs appliqués aux utilisateurs finaux, ces tarifs sont restés élevés (36,05 cents d'USD/kWh pour les clients utilisant l'électricité moyenne tension, et 28,08 cents d'USD/kWh pour les clients consommateurs de l'électricité basse tension). L'absence apparente de tout mécanisme permettant de garantir que l'emprunteur répercute les bénéfices du projet sur les consommateurs sous forme de réduction de tarifs, constitue un sujet de préoccupation.

Engagement politique

Enseignement #4: Pour que les projets multinationaux produisent des résultats à long terme, ils ont besoin d'un engagement politique soutenu de la part des États participants.

La viabilité et la durabilité de la coopération régionale requièrent de très solides engagements politiques de la part de tous les pays impliqués.

- Le groupe de projets a été réalisé avec succès en raison essentiellement de l'engagement politique des gouvernements impliqués, et de l'étroite coopération entre les compagnies d'électricité.
- Les pays partenaires devraient trouver les voies et moyens de régler leurs différends afin de tirer le meilleur parti des investissements dans les projets et de réaliser une meilleure coopération (plus particulièrement l'Éthiopie et Djibouti).

Par contre, pour des raisons politiques, malgré la disponibilité de capacités d'interconnexion pour importer plus de 10 000 GWh chaque année de l'Algérie, les importations marocaines d'électricité de l'Algérie ont été limitées à moins de 5% de la capacité de la ligne de transmission.

Cadres institutionnels régionaux

Enseignement #5: Une bonne mise en œuvre des opérations multinationales nécessite de cadres institutionnels régionaux efficaces et contraignants.

Le respect, par toutes les parties, des dispositions des accords sous-tendant les opérations multinationales est un préalable à l'exploitation réussie des projets. Pour assurer le succès et la durabilité des projets d'interconnexion électrique, les institutions et gouvernements participants doivent s'engager à respecter ces accords. Par conséquent, il est nécessaire de définir une série de priorités communes de développement pour forger des intérêts communs et obtenir des effets durables dans les pays participant à des opérations multinationales.

■ La conception, la mise en œuvre et l'exploitation réussies du projet de Manantali ont été attribuées en partie à un cadre de collaboration régionale, bien défini par des conventions internationales, et à une répartition précise des coûts et avantages entre les pays participants.

■ Il est nécessaire de prévoir des mécanismes de mise en vigueur dans les accords sous-tendant les opérations d'interconnexion d'électricité, afin de s'assurer que toutes les parties prenantes se conforment aux règles.

Cette tâche peut être confiée à des institutions régionales, qui peuvent être habilitées, dans le cadre de futures opérations énergétiques multinationales, à jouer le rôle de régulateur régional indépendant, et à mettre en vigueur les règles en appliquant des sanctions. Malheureusement, la situation réelle montre qu'il n'existe pas souvent d'institutions régionales solides.

Politiques et programmes énergétiques publics complémentaires

Enseignement #6: Assurer des avantages durables des projets d'IE requière une harmonisation adéquate des politiques et programmes gouvernementaux complémentaires dans le secteur de l'énergie.

Dans deux des six projets (Maroc, et Éthiopie-Djibouti), les gouvernements nationaux et les compagnies publiques d'électricité ont adopté des politiques et programmes complémentaires.

Ces politiques et programmes garantissent la répartition équitable et la durabilité des avantages découlant des projets, le calendrier de ces programmes étant aligné sur celui de la concrétisation des avantages liés à ces projets. Ce qui, à son tour, a renforcé les chances de durabilité de ces avantages.

Par contre, les quatre projets restants manquent de politiques et programmes complémentaires, ce qui limite la durabilité des effets des projets d'IE.

Évaluation des risques

Enseignement #7: Les projets d'IE nécessitent une évaluation rigoureuse des risques pendant la phase de conception, si l'on veut qu'ils produisent des résultats durables.

La conception de tous les projets d'IE nécessite l'identification et l'analyse approfondies des risques. L'absence d'analyse compromet la durabilité des effets des projets. Tous les projets ont affiché des insuffisances en matière d'évaluation d'un ou de plusieurs des six principaux risques identifiés au sein du groupe.

■ Certains des facteurs exogènes majeurs, tels que l'hydrologie et les risques liés à la

demande, le risque de non-fourniture de gaz et les conditions liées au changement climatique, sont bien connus mais sous-estimés, ou ne sont pas suffisamment atténués.

- La conception a également été muette sur les inefficacités et les risques connexes, faute

de planification appropriée et coordonnée pour les projets financés par plusieurs bailleurs de fonds. Cela peut aboutir à la non-réalisation des actifs du projet, entraînant l'impossibilité de transporter l'électricité, et de générer de revenu – c'est le cas au Ghana où les actifs sont inutilisés depuis décembre 2014. ■



Introduction

Le présent rapport synthétise les résultats de l'évaluation d'un groupe de six projets d'interconnexion électrique (IE). Cette évaluation groupée porte sur la performance de ces six projets d'IE, financés par le Groupe de la Banque africaine de développement (BAD ou « la Banque »), afin de tirer des enseignements pertinents des politiques et des pratiques destinées à concevoir et mettre en œuvre ces projets d'IE. L'évaluation de la performance s'est fondée sur les critères de pertinence, d'efficacité, d'efficience et de durabilité du Comité d'aide au développement de l'Organisation de coopération et de développement économiques (CAD-OCDE).

Projets d'interconnexion électrique financés par la BAD

La BAD a toujours accordé une haute priorité au secteur de l'énergie. Celle-ci a été retenue comme domaine prioritaire dans : (i) le rapport du Panel de Haut Niveau de 2007 sur le thème « Investir dans l'avenir de l'Afrique » ; (ii) la Stratégie décennale de la BAD ; et (iii) plus récemment, les Cinq grandes priorités de la BAD (Top 5) qui place l'énergie sous le chapitre « Éclairer l'Afrique l'alimenter en énergie ».

Une partie de l'accent mis par la BAD sur l'énergie porte sur l'interconnexion électrique, qui vise à compléter les chaînons manquants dans les échanges d'énergie et renforcer la coopération régionale. Les projets d'IE stimulent les échanges commerciaux et la croissance économique, renforcent la sécurité énergétique dans la région, et favorisent l'intégration régionale. Les projets régionaux de production d'électricité et d'interconnexion des réseaux électriques sont donc destinés à jouer un rôle majeur dans la stratégie de la BAD tendant à améliorer l'accès à une

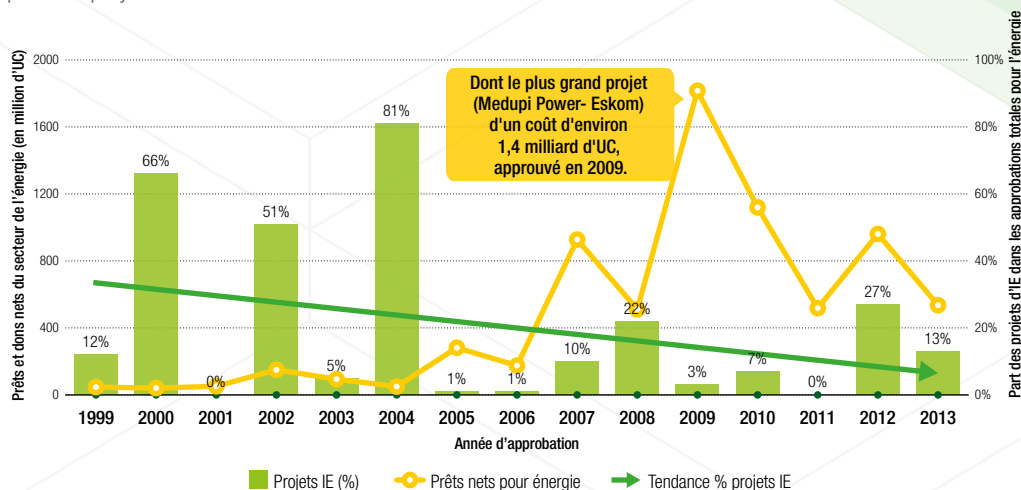
énergie fiable et abordable pour les économies et les citoyens de ses pays membres régionaux (PMRs). Par conséquent, la BAD encourage ses PMRs à partager les richesses énergétiques dont ils disposent, notamment le gaz naturel et le potentiel hydroélectrique inexploité, en reliant les réseaux nationaux de gaz et d'électricité, et en développant les pools énergétiques sous-régionaux (BAD, 2007). En outre, le développement des échanges transfrontaliers d'énergie est l'un des principaux objectifs du Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique (NEPAD) dans le secteur de l'énergie.

Sur la période 1999-2013, la BAD a approuvé 201 opérations (prêts et dons) dans le secteur de l'énergie, pour un montant total net de 7 milliards d'UC (voir Figure 1). Ce montant représente 14 % du montant total net de prêts et dons approuvés par la Banque sur la même période.

Quarante-huit (48) des 201 opérations financées par la BAD dans le secteur de l'énergie, entre 1999 et 2013, ont porté sur l'IE. Ces opérations, représentant un total net de prêts et dons de 822 millions d'UC, comprennent 13 projets d'investissement (786 millions d'UC) et 17 études (36 millions d'UC), et couvrent les six régions opérationnelles de la BAD sur le continent africain : Centre, Est, Ouest, Nord, Sud, et Multinational (Annexe 2, Tableau 1). Cinq parmi les 13 projets d'investissement consacrés à l'IE ont été achevés, tandis que le reste (8) se trouvait à différents stades de mise en œuvre.

Les cinq projets achevés, couplés avec un projet en voie d'achèvement, constituent la base de cette évaluation groupée. Ces six projets d'IE ont été approuvés durant la période 1999-2008, et ont été achevés (sauf un) entre 2003 et 2016. Avec un montant total net d'approbations de 196 millions d'UC, ces projets d'IE relient le groupe des pays

Figure 1: Accent accru mis par la BAD sur l'énergie (à partir de 2007), avec une tendance à la baisse de la part des projets d'IE



suivants : (1) Zambie et Namibie ; (2) Maroc, Algérie et Espagne ; (3) Mali, Mauritanie et Sénégal ; (4) Nigeria, Togo et Bénin ; (5) Éthiopie et Djibouti ; et (6) Ghana, Togo et Bénin. Les six projets d'IE visent à améliorer l'accès et l'utilisation de services électriques fiables, de qualité et de façon durable, pour les usagers (populations et entités) afin de promouvoir un développement socio-économique plus marqué.

Objet et champ de l'évaluation

Cette évaluation groupée est menée afin de : (i) mettre à la disposition du Conseil d'administration et à la Haute Direction de la BAD des éléments de preuves fiables et concrets sur la performance et les résultats de développement des projets d'IE financés par l'institution ; (ii) fournir des enseignements pertinents à l'équipe de gestion opérationnelle, au personnel de la BAD, ainsi qu'aux autres parties prenantes, susceptibles d'éclairer la stratégie de la Banque, la conception et la mise en œuvre des projets d'IE.

L'évaluation couvre un groupe de six des 13 projets d'investissement financés par la BAD dans le domaine de l'IE reliant 13 pays africains (Algérie, Bénin, Éthiopie, Djibouti, Ghana, Mali, Mauritanie,

Maroc, Namibie, Nigeria, Togo, Sénégal et Zambie). Les projets ont été approuvés entre 1999 et 2008, et ont été achevés entre 2003 et 2016, à l'exception d'un seul, qui était sur le point d'être achevé au moment de la revue (voir Annexe 2, Tableau 2). L'évaluation met l'accent sur la pertinence, l'efficacité, l'efficience et la durabilité des projets. Les principales questions synthétiques ont porté sur la portée des résultats des projets, et sur les facteurs qui ont favorisé ou limité leur réalisation.

Approche, méthodes et contraintes de l'évaluation rétrospective

L'évaluation au niveau projet a utilisé une approche fondée sur la théorie. Étant donné que la théorie du changement appliquée aux projets n'a pas été explicitement formulée au moment de l'évaluation ex-ante et de la mise en œuvre, l'équipe d'évaluation a reconstitué un modèle logique d'un projet d'IE (Annexe 1). Cette reconstitution a servi de base à l'évaluation des résultats, tant à l'échelon de chaque projet qu'au niveau du groupe de projets.

L'évaluation a utilisé un protocole commun de collecte de données pour recueillir des données

quantitatives et qualitatives sur la performance de chacun des six projets. Les données ont été générées à partir de plusieurs sources et méthodes de collecte, et au nombre desquelles figuraient : (i) une revue documentaire des documents pertinents de la BAD ; (ii) les entretiens avec les principales parties prenantes (internes et externes à la Banque) ; et (iii) les visites de sites de projets délibérément choisis. Chaque catégorie de données a été analysée en utilisant essentiellement les statistiques descriptives. Une analyse comparative a également été faite aux niveaux des indicateurs en utilisant les données de référence, les cibles et les résultats réellement atteints. Les éléments de preuves ont fait l'objet de triangulation à partir de certaines des sources de données et de méthodes.

L'évaluation groupée des projets d'IE est limitée essentiellement par :

- (i) La sélection par choix raisonné de l'échantillon de six projets. Cette contrainte a toutefois été atténuée par la taille raisonnable de l'échantillon (respectivement 46 % et 24 % en termes de nombre et de montant net) par rapport à l'ensemble des projets d'investissement de la BAD dans les projets d'IE sur la période 1999-2013.
- (ii) Les insuffisances liées aux visites de terrain et aux entretiens avec les parties prenantes, en particulier en termes de couverture insuffisante (des sites et des bénéficiaires des projets). La triangulation des éléments de preuves à partir d'autres sources a réduit la portée de l'impact de ces limites. ■



Performance du groupe de projets

Résultats de développement

Performance globale: Les résultats de développement de tous les six projets sont jugés satisfaisants (Annexe 3, Tableau 4). Comme indiqué à la figure 2, la performance du groupe de projets est satisfaisante en termes de pertinence, d'efficacité, d'efficience et de durabilité, malgré les retards importants enregistrés dans l'exécution.

Pertinence

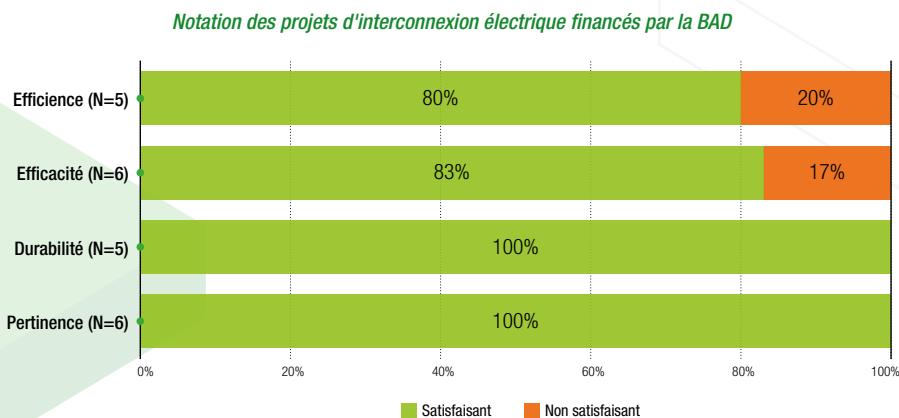
Des objectifs et une conception jugés pertinents pour le groupe de projets, avec néanmoins des insuffisances en matière d'évaluation des risques.

Les objectifs des six projets d'IE (le groupe de projets) sont en phase avec les besoins et priorités de développement des treize pays

impliqués (Algérie, Bénin, Éthiopie, Djibouti, Ghana, Mali, Mauritanie, Maroc, Namibie, Nigeria, Togo, Sénégal et Zambie). Les pays concernés par les projets d'IE examinés dans le cadre de de cette évaluation cherchent des solutions différentes pour répondre à leurs besoins spécifiques, tels qu'énoncés dans les objectifs de ces projets. Le Mali, la Mauritanie et le Sénégal cherchent à produire et à partager leur l'énergie hydroélectrique. Dans le cas du Maroc et de l'Algérie, l'accent a été mis sur le renforcement de l'IE existante afin d'accroître l'importation d'électricité d'Espagne. Le Bénin et le Togo visaient à développer de nouvelles interconnexions afin d'importer de l'électricité du Nigeria.

Les pays importateurs d'électricité ont été confrontés non seulement à une demande croissante d'énergie mais aussi à une capacité de production insuffisante. Dans leurs rapports d'évaluation ex-ante, tous les six projets évalués ont mis l'accent sur la

Figure 2: Note sur la performance du groupe de projets d'IE



sécurisation d'une énergie électrique suffisante, fiable et abordable.

Plus particulièrement, le Bénin, le Togo et le Ghana ont été confrontés à des difficultés majeures **d'approvisionnement en électricité pendant les périodes de sécheresse**. Par exemple, dans le cas du projet d'hydroélectricité proposé d'Adjarala (147 MW), où la production sera partagée entre le Togo et le Bénin, les productions d'électricité dépendront des précipitations annuelles et seront sujettes aux variations saisonnières. L'autre problème clé, qui s'est posé aux pays impliqués dans le groupe de projets, était celui **des pertes liées au transport** (Togo, Bénin, et Maroc). Le projet d'interconnexion Ghana-Togo-Bénin, par exemple, a connu de fortes pertes liées au transport d'électricité qui ont résulté du transport de l'énergie sur une grande distance, du Ghana et de la Côte d'Ivoire vers le Togo et le Bénin, sur des lignes de transmission de 161 kV.

D'autres pays ont fait face à des **impacts environnementaux et des hausses de coûts liées à l'utilisation de centrales thermiques alimentées au mazout** pour produire l'électricité (Bénin, Togo, Maroc, Djibouti, Mali, Mauritanie et Sénégal). Les interconnexions concernées par ces pays permettent de relever ces défis en mobilisant des sources d'énergie moins chères et plus propres qui induisent de faibles émissions de gaz à effet de serre¹.

Enfin, **la demande d'électricité a augmenté** au Ghana (10-12 %), au Togo (11 %), au Maroc (6,9 %), en Éthiopie (25 %) et en Zambie (7,5 % en 2007). Par conséquent, des investissements dans la production de l'énergie sont nécessaires. Le faible coût de l'énergie électrique importée (du Nigeria, de l'Europe, de la Zambie) s'est traduit par une électricité plus abordable et plus propre pour les consommateurs (au Bénin, au Togo, au Maroc et en Namibie), comparé au prix de l'électricité produite localement à partir de centrales thermiques alimentées au fioul. Pour les pays exportateurs, les projets sélectionnés ont été pertinents pour leur objectif visant à valoriser au maximum les abondantes ressources pétrolières et gazières du pays (Nigeria), ainsi que les ressources en eau (Ghana, Éthiopie et Zambie)².

Les objectifs du groupe de projets cadrent également avec les priorités et stratégies de la Banque, ainsi qu'avec les programmes sectoriels d'autres bailleurs de fonds, notamment dans le domaine de la coopération et l'intégration économiques régionales, du développement du secteur privé et de la protection de l'environnement. Les objectifs du groupe de projets sont conformes avec la vision de la Banque de promouvoir la coopération et l'intégration économiques régionales (tous les projets), le développement du secteur privé (Ghana, Togo, Bénin, Maroc), et la protection de l'environnement (Nigeria, Ghana, Togo, Bénin). Les documents de stratégie de la Banque exposent sa vision relative à la promotion

Encadré 1 : Impact de l'hydrologie sur la production de l'électricité au Ghana

- Au Ghana, l'insuffisance de la production actuelle d'énergie électrique, pour répondre à la demande intérieure et aux besoins d'exportation, s'explique en grande partie par les faibles niveaux d'eau dans les trois principaux barrages hydroélectriques du pays qui représentent près de 50 % de sa capacité de production électrique.
- En raccordant le réseau électrique du Ghana à celui du Nigeria, grâce aux extrants du projet, le Ghana envisageait d'exploiter une réserve potentiellement plus importante d'électricité, relativement moins chère, produite à base de gaz naturel provenant du Nigeria pour accroître sa propre production et assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment pendant les périodes de sécheresse.
- Par contre, étant donné que le Ghana a toujours été une source traditionnelle d'importation d'électricité, en plus du transport de l'électricité venant de la Côte d'Ivoire vers le Togo et le Bénin, une augmentation de la capacité de transport de l'interconnexion entre le Ghana et les deux pays était particulièrement souhaitable pendant les périodes de précipitations abondantes, lorsque le pays pouvait produire suffisamment d'hydroélectricité pour sa propre consommation et pour l'exportation.

Source: ERP d'interconnexion Ghana-Togo-Bénin.

de l'intégration régionale en Afrique de l'Ouest et en Afrique de l'Est, notamment par le développement des infrastructures régionales. De plus, les projets cadrent avec le groupe des documents de stratégie-pays qui mettent l'accent sur le renforcement du climat des investissements (Ghana), l'amélioration de l'accès aux services sociaux (Bénin), le soutien aux projets d'infrastructures débouchant sur une plus grande libéralisation, et une compétitivité accrue de l'économie (Maroc), ainsi que la production d'énergie et l'intégration des marchés (Sénégal, Mauritanie et Mali).

Les projets sont également cohérents avec les stratégies de développement socioéconomique de la CEDEAO, du Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest (WAPP) et du Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP). Un document de stratégie régionale, établi en juin 2006 par la CEDEAO et l'Union économique et monétaire ouest-africaine (UEMOA), a identifié le développement/l'interconnexion des infrastructures, notamment à travers des projets s'inscrivant dans le cadre du programme WAPP,

pour soutenir les acquis en matière d'intégration économique régionale et de compétitivité, comme un des quatre axes d'intervention dans la lutte contre la pauvreté en Afrique de l'Ouest. De nouveaux développements au sein du Pool énergétique d'Afrique australe sont en train de contribuer à la pertinence du projet en Zambie, en conformité avec le programme d'intégration régionale de la SADC³.

Les conceptions du groupe de projets visent des objectifs clairs, avec des extrants prévus qui sont pertinents pour l'IE. Ces objectifs répondaient dans une large mesure au besoin d'accélérer le processus d'intégration régionale dans les pays concernés. Les projets avaient des objectifs précis, tels que définis dans le cadre logique des documents d'évaluation ex-ante (Annexe 2, Tableau 6). Chaque projet évalué constitue un segment de l'un des pools énergétiques africains, notamment le WAPP et l'EAPP (voir Encadré 2).

Encadré 2 : Interconnexion électrique – Un outil efficace d'intégration régionale

- Le projet d'interconnexion NEPA-CEB relie les réseaux électriques du Nigeria à celui du Togo et Bénin, qui est déjà connecté à ceux du Ghana (avec une liaison de 161 kV), de la Côte d'Ivoire (avec une liaison de 225kV) et du Burkina Faso (avec une liaison de 161 kV). Il constitue de ce fait une composante majeure de la vision du WAPP qui est d'interconnecter le pool énergétique de la région. Le projet NEPA-CEB offre également une plateforme au Nigeria pour s'intégrer dans le pool énergétique régional en reliant son réseau à ceux déjà interconnectés du Togo, du Bénin, du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Burkina Faso, renforçant ainsi la fiabilité de l'alimentation et optimisant les coûts de production au sein de la sous-région.
- Le projet du Maroc contribue à renforcer la coopération dans le secteur de l'énergie entre les pays méditerranéens d'Afrique du Nord et d'Europe, en consolidant leur interconnexion électrique. Il vient en complément aux interconnexions de 225 kV entre la Tunisie et l'Algérie (depuis 1980), ainsi qu'entre la Tunisie et la Libye (liaison parachevée en 2001) et favorise l'échange d'électricité entre ces pays.
- L'interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti a été conçue pour servir de tremplin à la création d'un marché régional de l'énergie, dans lequel l'hydroélectricité de l'Éthiopie jouera un rôle majeur. Le Plan de développement éthiopien du secteur de l'énergie (2001-2006), destiné à renforcer d'autres interconnexions électriques avec le Kenya, la Somalie et l'Érythrée, avec pour objectif la mise en place d'un marché régional intégré dans le secteur de l'énergie. Ces interconnexions devaient dans un premier temps promouvoir le commerce de l'énergie entre les pays, sur la base de contrats bilatéraux (CAE) et, à long terme dans le cadre d'un marché concurrentiel de l'énergie au sein du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP). L'interconnecteur actuel de 220 kV/200 MW entre Victoria Falls et Katima Mulilo est devenu un segment crucial du projet ZiZaBoNa du SAPP, qui favorisera les liaisons régionales nécessaires pour contourner les flux énergétiques régionaux actuels transitant par l'Afrique du Sud. Depuis 2012, la ZESA a fourni sans discontinuer 100 MW à la NamPower sur la ligne Victoria Falls-Katima Mulilo. Cela fait partie du projet ZiZaBoNa.

Source: PER des projets d'IE sélectionnés.

Toutefois, la conception des projets présente des insuffisances en matière d'évaluation de risques. Bien que les risques menaçant la durabilité des effets aient été raisonnablement bien identifiés pendant la conception des projets, ils ont été insuffisamment analysés. Les projets reposaient sur des hypothèses optimistes. Six risques majeurs ont été identifiés par les équipes d'évaluation ex-ante : (i) la capacité des compagnies d'électricité à exploiter et entretenir efficacement les actifs des projets ; (ii) la capacité des pays exportateurs à produire suffisamment d'électricité pour satisfaire la demande nationale, et honorer les obligations contractuelles envers les clients internationaux ; (iii) les faibles régimes tarifaires ; (iv) les tensions politiques entre les pays concernés par l'IE ; (v) les limites des conventions d'achat d'électricité ; et (vi) le développement des réseaux de distribution. Trois des six risques étaient dans une certaine mesure communs au sein du groupe de projets, tandis que les trois autres ont été identifiés pour des projets bien spécifiques (Annexe 2, Tableau 3).

Le premier risque commun a trait à **la capacité des compagnies d'électricité d'assurer efficacement**

l'exploitation et l'entretien des infrastructures des actifs du projet (cinq projets sur six). En effet, la préservation du système et l'obtention des résultats requièrent des efforts considérables en matière d'exploitation et d'entretien des structures et des installations. À cet égard, le projet du Maroc est perçu comme un véritable succès, tandis que d'autres projets comme ceux de la NEPA-CEB et de la Zambie n'ont pas été une réussite⁴.

Le deuxième risque commun concerne **la capacité du pays exportateur à produire suffisamment d'électricité pour faire face à sa propre demande nationale et honorer ses obligations contractuelles vis-à-vis de ses clients à l'étranger** (trois projets sur six). S'agissant du projet Éthiopie/Djibouti, l'Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo) a élaboré un programme détaillé d'expansion de la production qui vise à élargir au maximum l'éventail des sources d'énergie utilisées pour la production et garantir une capacité ferme bien supérieure à la demande de pointe du pays. Cependant, dans le cas du projet NEPA-CEB, ce risque n'a pas été suffisamment atténué (voir Encadré 3).

Encadré 3 : Risque de capacité du pays exportateur – le cas du Nigeria

- La capacité totale installée sur le réseau électrique du Nigeria en juillet 2002 était de 6312 MW, dont près de 317 MW fournis par deux groupes électrogènes appartenant à deux PIE. Mais au total, 3200 MW seulement étaient disponibles pour couvrir une demande de pointe de 3083 MW. De plus, cette demande augmentait au taux de 24,3 % par an. Malgré des sombres perspectives, l'équipe d'évaluation ex-ante a misé sur la réhabilitation alors en cours des centrales électriques de la NEPA pour résoudre les problèmes de capacité de production du pays et pour accroître sensiblement la production d'électricité.
- À mars 2010, lorsque la mission du rapport d'achèvement de projet (RAP) de la Banque a été lancée, la capacité du Nigeria à accroître la production d'électricité, et donc à continuer à fournir de l'électricité bon marché pour la consommation intérieure et pour les exportations vers la CEB et le Niger, était sérieusement menacée en raison de graves pénuries d'énergie. Celles-ci ont eu une incidence négative sur les activités socioéconomiques du pays. Bien que des réformes du secteur soient en cours depuis près de dix ans, d'importants défis restent à surmonter. En mars 2015, lorsque cette mission d'évaluation s'est rendue au Nigeria, l'on pouvait qualifier, au mieux, les résultats des réformes de mitigés, en dépit d'une évolution régulière.
- En outre, les réformes en cours en vue de favoriser la participation du secteur privé devaient permettre d'exploiter les abondantes réserves en gaz du pays pour doper la production d'énergie. L'on croyait également que d'autres pays membres du Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest auraient accru leurs capacités de production, permettant ainsi au Nigeria d'importer de l'hydroélectricité bon marché et plus propre. Ce n'est malheureusement pas le cas jusqu'ici et cela n'est pas envisageable dans un avenir proche. Aussi le Nigeria sera-t-il obligé d'honorer ses engagements contractuels malgré son incapacité à satisfaire sa propre demande.

Le troisième risque commun est lié au **faible régime tarifaire** (trois projets sur six). Dans le cas du projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB, par exemple, il a été noté pendant la phase d'évaluation que les effets à long terme du projet pourraient être affectés si les tarifs n'étaient pas révisés. Comme il ressort d'un entretien avec la Power Holding Company of Nigeria (PHCN), la structure tarifaire utilisée à l'évaluation ex-ante comportait des lacunes. Ce tarif mal calculé constituait également le fondement de l'accord de prêt. La PHCN a réalisé qu'elle perdait des recettes et qu'une révision était nécessaire pour corriger cet écart. En outre, le risque financier lié à la situation fragile de la Zambia Electricity Supply Corporation (ZESCO), imputable à son régime tarifaire historiquement bas, a été le seul risque identifié à l'évaluation. Tous ces facteurs ont menacé la durabilité.

Le quatrième risque est lié aux **tensions politiques entre les pays concernés** et aux préoccupations relevées essentiellement dans le cadre du projet du Maroc, en particulier avec le risque politique associé aux importations algériennes. Le document d'évaluation ex-ante du projet (DEP) indique qu'il « sera nécessaire qu'un esprit de coopération prévale entre le Maroc et l'Algérie, d'une part, et entre le Maroc et l'Espagne, d'autre part, en dépit de quelques tensions politiques dans les relations du Maroc avec l'Algérie et l'Espagne ». En dépit de cette identification du risque, il n'y a eu aucune analyse ni mesures d'atténuation proposées/prises.

Le cinquième risque concernait **les limites des conventions d'achat d'électricité** dans le projet Éthiopie-Djibouti. Il a été indiqué dans le DEP que « Compte tenu de l'accélération en cours ou prévue de l'électrification en Éthiopie et du doublement envisagé des besoins de production d'ici à 2010, la disponibilité durable des fournitures d'énergie de l'Éthiopie pour satisfaire la demande d'importation d'énergie de Djibouti peut constituer un risque pour le projet ». Encore une fois, il n'y a eu ni analyse ni mesures d'atténuation.

Le dernier risque est lié au **déploiement des réseaux de distribution** (Projet énergétique de

Manantali). Ce risque n'a pas été pris en compte pendant l'évaluation. En effet, l'évaluation soutient que la stagnation de l'irrigation de l'agriculture et les efforts limités en matière d'électrification rurale dans les pays membres ont été imputables à l'absence d'infrastructures adéquates dans les pays membres et leurs services, empêchant ainsi une répartition équitable des retombées bénéfiques du projet au profit des couches les plus vulnérables de la société.

Efficacité

***Progrès sensibles réalisés dans l'atteinte des objectifs des projets.** Dans une large mesure, les cinq projets achevés ont produit les effets escomptés, consistant notamment à : fournir aux compagnies d'électricité une hydroélectricité ou une électricité produite à partir du gaz, moins chère ; améliorer la balance des paiements des pays importateurs grâce à une réduction de leur dépendance à l'égard des importations des produits pétroliers utilisés dans la production d'électricité ; accroître l'accès à l'électricité pour les consommateurs des zones urbaines et rurales ; et, enfin, créer et jeter les bases d'un marché sous-région de l'énergie qui favorisera des objectifs plus larges d'intégration régionale. Cependant, les effets ci-après ne se sont pas concrétisés : (i) accroître la fiabilité, la qualité et l'abordabilité de l'énergie électrique ; et (ii) baisser les tarifs et les coûts de l'électricité.*

Les projets ont fourni les principaux extrants physiques nécessaires pour accroître la disponibilité de l'énergie aux pays, que ce soit par la production d'électricité, ou par l'échange d'électricité au niveau régional. Dans tous les projets achevés, les extrants escomptés ont été fournis, bien que dans certains cas (Maroc et Zambie), avec de légères modifications pendant la période de mise en œuvre. Les extrants fournis par les projets sélectionnés étaient essentiellement liés à la construction ou à l'expansion satisfaisante des centrales hydroélectriques ; des sous-stations à haute tension pour recevoir et fournir de l'électricité destinée à la distribution ; des lignes de

transmission avec différents niveaux de tension et de courant (y compris l'unique liaison sous-marine entre l'Afrique et l'Europe) ; et les centres nationaux de contrôle et répartition (Annexe 2, Tableau 4).

Le projet en cours Ghana-Togo-Bénin est un cas particulier où la construction du tronçon du Ghana (Volta-Tornu) a été achevée, tandis que celui du Togo, financé par un autre partenaire, a connu des retards importants. Pendant l'évaluation, le Ghana attendait que la CEB parachève la sous-station Davie à Lomé ainsi que le tronçon partant de la frontière ghanéo-togolaise à la nouvelle sous-station Davie au Togo. Les actifs de la ligne au Ghana restent inutilisés, et ne transportent pas d'électricité et ne génèrent donc pas de revenus.

Cette situation exerce une pression sur l'emprunteur pour qu'il honore ses obligations au titre du service de prêt. Par ailleurs, la ligne de transmission au Ghana est exposée au risque de vandalisme étant donné qu'elle n'est pas activée, ce qui pose un sérieux risque de sécurité aux actifs du projet.

Les cinq projets achevés ont atteint leurs principaux effets de manière satisfaisante. Ils ont conduit, entre autres, à améliorer :

- **L'accès aux services d'électricité.** En fournissant une électricité relativement bon marché, à travers la production d'électricité⁵ ou l'échange d'énergie au niveau régional⁶, les projets ont permis d'améliorer l'accès des communautés aux services d'électricité (Encadré 4). Par exemple, le Maroc a atteint respectivement 100 % et 98,6 % de l'accès à l'électricité des communautés urbaines et rurales
- **Le commerce transfrontalier de l'énergie électrique.** Les projets d'IE achevés ont considérablement augmenté les échanges transfrontaliers d'énergie électrique entre les pays concernés⁷. Dans deux des projets (Projets Éthiopie/Djibouti et Maroc), les capacités potentielles d'échange ont atteint leurs limites immédiatement après l'achèvement du projet⁸. L'accroissement des échanges d'électricité s'expliquait en partie par

Encadré 4 : Interconnexion électrique – Un outil de choix pour améliorer l'accès aux services d'électricité.

Au Bénin, le nombre de toutes les catégories de consommateurs a sensiblement augmenté. Le nombre des consommateurs industriels a augmenté de 51 %, passant de 548 en 2007 à 826 en 2013, tandis que le nombre des clients commerciaux a augmenté de 67 %, passant de 69151 en 2007, à 115657 en 2013. La consommation totale au Bénin est passée de 580 GWh en 2007, lorsque la ligne a été mise en service, à 865 GWh à fin 2013, soit une augmentation de près de 50 % sur les sept ans d'exploitation de la ligne. Pratiquement toute cette énergie consommée était importée par la CEB et fournie à la SBEE. 99,95 % de la consommation locale d'électricité du Bénin en 2013 étaient importés et seul 0,41 % de la demande était couverte par la production locale. De même, le taux d'accès à l'électricité au Togo n'était que de 15 %, avec une consommation annuelle de 509 GWh en 2001. L'électricité importée, reçue de la CEB, a augmenté de 108 %, passant de 525 GWh en 2007 à 1095 GWh, grâce aux importations à faible coût du Nigeria à travers l'interconnexion. Ce grand volume d'importation a remplacé l'autoproduction par la Compagnie d'énergie électrique du Togo (CEET). Cependant, la croissance continue de la demande a nécessité l'achat d'énergie de Contour Global, un nouveau PIE qui opère au Togo depuis 2010. Avec cette capacité intérieure limitée, environ 85 % de l'électricité du Togo sont importés, essentiellement du Nigeria et du Ghana.

Les principaux effets attendus du projet éthiopien étaient une augmentation du taux d'accès à l'électricité, de 13 % en 2003 à 20 % en 2012. Le taux d'accès à l'électricité en Éthiopie était de 55 % en juin 2015, grâce à l'électrification de plus de 5000 villes et villages, dont quatre villes frontalières ciblées dans le cadre du projet, en tant que parties intégrantes de l'UEAP du gouvernement. Par ailleurs, Djibouti devait accroître son taux d'accès à l'électricité, qui devait passer de 49,5 % en 2003 à 60 % en 2015. En juin 2015, l'accès à l'électricité à Djibouti était de 58 %. Par ailleurs, en dépit de la réduction marginale des pertes totales au cours des deux dernières années, les pertes en général, et en particulier les pertes d'environ 22,65 % en 2011, lorsque la ligne a été mise en service pour la première fois, sont considérées comme très élevées.

le fait qu'il était plus avantageux pour certains pays de recourir à l'électricité importée meilleur marché plutôt qu'à l'électricité produite localement.

L'augmentation des capacités de transfert a permis une croissance rapide des importations nettes d'électricité, ce qui a ensuite stimulé la croissance de la demande d'électricité dans ces pays (Annexe 2, Tableau 4). Dans tous les cas, les pays exportateurs ont pu honorer leurs obligations contractuelles. Ils ont également augmenté leurs recettes. Jusqu'à présent, les services de production et de transport au Nigeria ont généré près de 456,73 millions de dollars des Etats Unis grâce aux exportations d'électricité vers la CEB depuis que la ligne est devenue opérationnelle en 2007. Rien qu'en 2014, les factures de la NEPA à la CEB pour les ventes d'électricité ont atteint 102 millions de dollars.

I La distribution d'électricité. Le groupe de projets a accru la distribution de l'électricité à travers l'expansion des sous-stations qui reçoivent de l'électricité des principales lignes de transmission et alimentent les consommateurs.

I L'efficacité de la fourniture d'électricité attribuable à la réduction du taux de perte pendant la transmission ; au développement du commerce régional d'électricité ; et à la réduction du coût de l'électricité grâce à l'accès à l'électricité importée moins chère.

Cependant, les projets d'IE ne sont parfois pas parvenus à : (i) accroître la fiabilité, la qualité et l'abordabilité de l'énergie électrique ; et (ii) faire baisser les tarifs et les coûts de l'électricité. Plus précisément :

I L'amélioration espérée sur la fiabilité et la qualité de l'alimentation en électricité, du fait des importations d'électricité, ne s'est pas toujours concrétisée. La fiabilité du système électrique s'est améliorée grâce à des importations suffisantes d'électricité à la faveur des interconnexions au Maroc et en

Namibie. Cependant, ce ne fut pas le cas pour d'autres pays importateurs, où les importations d'électricité étaient peu fiables. Les facteurs de succès comprennent notamment :

- La disponibilité d'une énergie relativement bon marché grâce aux importations, et la fiabilité des réseaux nationaux des pays exportateurs et importateurs.

Le projet du Maroc s'est concentré non seulement sur l'interconnexion, mais intégrait également des composantes sur le renforcement de la transmission, sous forme de nouvelles lignes « haute tension » et « moyenne tension », ainsi que de nouvelles stations de transformation⁹. Par contre, les gains de fiabilité escomptés n'ont pas été réalisés au Togo et au Bénin, principalement parce que les investissements complémentaires requis pour améliorer les réseaux locaux, et la fiabilité d'autres sources d'approvisionnement ne se sont pas concrétisés. Le système de la CEB n'est pas parvenu, non plus, à assurer la fiabilité à partir de l'interconnexion avec le réseau nigérian. Cette situation s'expliquait par l'instabilité du réseau nigérian et aux défis associés à la synchronisation des deux réseaux¹⁰.

Les attentes des autres pays membres du WAPP, sur le fait que de l'énergie hydroélectrique moins coûteuse pourrait être produite et livrée via l'interconnexion à la CEB et au Nigeria ne se sont pas concrétisées. Il n'est pas envisagé non plus que ces objectifs seront atteints bientôt.

- Les capacités managériales et techniques des compagnies d'électricité exportatrices à exploiter et entretenir leurs réseaux nationaux. La NEPA-CEB et Maroc, par exemple, ont fait montre de leur grande expérience opérationnelle et technique dans l'exécution et l'exploitation d'un projet lié au transport d'électricité haute tension.

- La fiabilité d'autres installations de productions situées dans le pays.

I Baisse des tarifs d'électricité, non réalisée.

L'objectif de faire baisser les tarifs d'électricité pour le consommateur moyen, du fait de l'importation d'une électricité meilleur marché à la faveur de l'interconnexion, n'a été atteint dans aucun des projets évalués. Cela a été attribué non seulement à l'augmentation de la demande et à l'utilisation croissante des capacités des centrales thermiques pour répondre à la demande, mais aussi à l'inefficacité des opérations domestiques des compagnies d'électricité.

- Bien que les pays, tant importateurs qu'exportateurs, aient tenté de compléter leur offre d'électricité par l'apport de l'énergie éolienne et solaire, le pourcentage de l'énergie renouvelable dans le dosage des sources de production, et leurs avantages en matière de coût moyen restent limités. L'utilisation de l'énergie renouvelable n'a pas eu l'impact significatif escompté sur les tarifs d'électricité.
- Le fait que les pays ne soient pas parvenus à réduire les coûts pour le consommateur moyen est également dû aux inefficacités dans les activités domestiques des compagnies qui sont répercutées sur les consommateurs. Les insuffisances techniques et les défaillances en matière de gestion et d'exploitation augmentent les coûts des compagnies d'électricité. Par conséquent, ces insuffisances compromettent les avantages, en termes de coûts, découlant de l'interconnexion. De ce fait, l'effet net est une augmentation des tarifs ou au mieux, un ralentissement du rythme de croissance des tarifs.

La mise en œuvre – malheureusement inefficace – des composantes sur les réformes institutionnelles visait à relever les défis ci-dessus, pour atteindre les avantages de réduction tarifaire. Souvent, le renforcement des réseaux nationaux, à travers la modernisation

des lignes de transmission HT et MT, ainsi que des sous-stations, de transformation est nécessaire pour assurer une distribution judicieuse de l'énergie supplémentaire mise à disposition grâce à l'interconnexion.

- Il importe de compléter les projets d'interconnexion par d'autres composantes indispensables pour faire baisser les tarifs d'électricité. Le projet du Maroc offre un bon exemple à cet égard. En effet, le projet d'interconnexion est complété par le renforcement du réseau national. Ce qui ne fut pas le cas pour d'autres projets.¹¹

Efficiences

Efficiences satisfaisantes des projets. Tous les six projets étaient économiquement viables, alors que cinq projets sur six étaient financièrement viables. Cependant, tous les projets ont connu des retards importants dans leur mise en œuvre. Les principaux facteurs à l'origine de ces retards de mise en œuvre étaient notamment : (i) les retards liés à l'entrée en vigueur ; (ii) la modification de la conception des projets ; (iii) les retards liés à la mise à disposition des fonds de contrepartie ; (iv) les retards dans le recrutement des entrepreneurs ; et (v) les compétences limitées du personnel des projets en matière de gestion.

D'importants retards dans la mise en œuvre des projets :

Les cinq projets achevés n'ont respecté ni le calendrier d'exécution ni le budget initial. Ils ont connu des retards importants. Aucun des six projets n'a respecté la date de clôture initiale ni la période de mise en œuvre (voir Annexe 3 et Tableau 1). Comme le montre le tableau, la période moyenne de mise en œuvre des projets (du démarrage à l'achèvement) a été de 77 mois (6 ans et 5 mois), ce qui correspond à un retard moyen de 55 mois par rapport à la durée prévue à l'évaluation ex-ante. La période de mise en œuvre va d'un minimum de 51 mois (4 ans et 3 mois) pour le projet du Maroc à 126 mois (10 ans et 6 mois) pour le projet de la NEPA-CEB.

Tableau 1 : Performance des projets en termes de respect de délai

Durée du projet								
	De la signature à l'achèvement			Du démarrage à l'achèvement			De la prise d'effet au 1er décaissement [M]	Du 1er au dernier décaissement [M]
	Prévue [M]	Réelle [M]	Écart	Prévue [M]	Réelle [M]	Écart		
Moyenne	36	98	+62	26	77	+51	14	35
Moyenne pondérée par montant net	37	107	+70	32	81	+49	10	46

(*) Date de démarrage : Date d'attribution du marché des services de consultation pour la supervision.

Cela implique que la Banque et l'emprunteur établissent des calendriers d'exécution irréalistes, sans suffisamment prendre en compte le caractère multinational de certains des projets d'IE. Six des 13 instruments utilisés pour financer le groupe de projets ont connu plus d'un an de retard, à compter de leur date d'entrée en vigueur. Les retards accusés par les projets étaient dus essentiellement : (i) aux retards pris pour remplir les conditions du prêt ; (ii) à la modification de la conception du projet ; (iii) aux retards pris pour mettre à disposition les fonds de contrepartie ; et (iv) aux problèmes liés au recrutement des entrepreneurs. Les retards étaient également imputables à la mauvaise gestion, à l'application inadéquate des règles et à la pénurie du personnel

de projet, ayant les compétences et l'expérience requises.

Dépassement de coût. Comme le montre le tableau, tous les cinq projets achevés ont connu des dépassements de coûts ou des sous-utilisations des ressources financières. Quatre des cinq projets ont enregistré des dépassements de coûts, allant de 16 % à 69 %. Un projet a affiché une sous-utilisation de ressources de 5 %.

Il convient également de mentionner que, pour chaque unité de compte investie par la Banque africaine de développement dans le groupe de projets, environ 3,7 UC ont été mobilisées auprès de diverses parties prenantes (Tableau 2).

Tableau 2 : Variation des coûts [+/-] et %

Pays	Coût total				Montant BAD	
	Prévu MUC	Réel MUC	Écart MUC	Écart %	Approuvé MUC	% du coût total
1. Interconnexion électrique NEPA-CEB	35,02	33,40	-1,62	-5%	10,50	31
2. Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin(*)	71,5	71,5	-	-	32,26	45
3. Projet de renforcement des interconnexions de réseaux électriques Maroc/Espagne	237,50	312,78	75,28	32%	32,26	23
4. Projet d'interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti	42,76	72,21	29,45	69%	72,85	34
5. Projet d'interconnexion électrique Victoria Falls-Katima Mulilo (Zambie/Namibie)	11,98	15,27	3,29	27%	24,82	31
6. Projet énergétique de Manantali	246,46	286,07	39,61	16%	25,00	9
Total	645,27	791,18	145,91	23%	170,18	
Moyenne	107,55	131,86	24,31	23%	28,60	

(*) Projet en cours

Performance économique viable: Tous les projets achevés, ayant fait l'objet d'une réévaluation du taux de rendement interne économique (TRIE), présentent des taux supérieurs à leurs coûts d'opportunité du capital respectifs. Faute de données suffisantes, le projet en cours n'a pas fait l'objet d'une estimation post-projet. Le Tableau 3 résume les rendements économiques du groupe de projets à différents stades, de l'évaluation ex-ante à la phase d'exploitation. Les résultats des analyses coûts-bénéfices réalisées à l'évaluation ex-ante et à l'achèvement diffèrent dans une certaine mesure de ceux de l'évaluation pour diverses raisons, dont le niveau d'échange d'électricité (NEPA-CEB, Maroc/Espagne/Algérie), l'administration des tarifs (Éthiopie/Djibouti), le changement de l'envergure du projet (Éthiopie/Djibouti, Zambie/Namibie) et le coût de la production à partir des centrales thermiques (Manantali). Par exemple, le taux de rendement économique interne (TRIE) du projet Éthiopie/Djibouti a été estimé à 62 %, contre 25 % à l'évaluation ex-ante, et 28 % pour le rapport d'achèvement de projet (RAP). Ce niveau de TRIE élevé peut-être attribué aux immenses excédents tirés des consommateurs djiboutiens

par l'Electricité de Djibouti (EdD) qui n'a pas été en mesure de réduire les tarifs nationaux de 60 % (comme prévu dans l'évaluation ex-ante).

Une robuste performance financière: à l'exception du Maroc, la performance financière de tous les projets d'IE achevés est notée « très satisfaisante ». Ces projets ont enregistré des rendements plus élevés que le coût moyen pondéré du capital, qui se situait précisément entre 6 et 10 %. Le Tableau 4 montre que le taux de rendement interne financier (TRIF) pour le projet Éthiopie-Djibouti, fixé à 13 %, est légèrement plus bas que le taux de 15,8 % estimé à l'évaluation ex-ante et les 11 % du RAP. Cela représente une augmentation d'environ 70 % des coûts d'investissement, occasionnée par une révision de la conception du projet afin de tenir compte de la ligne de transmission à double circuit, ainsi que de la consommation d'électricité dans les villes situées le long de la frontière éthiopienne¹².

La viabilité financière du projet marocain a néanmoins pâti de la stagnation des tarifs locaux, de l'augmentation du prix d'achat des importations, et de la non-réalisation des recettes escomptées

Tableau 3: Taux de rendement interne économique ex-ante et ex-post

Projet		TRIE DEP (%)	TRIE RAP (%)	TRIE ERP (%)	Écart par rapport au DEP	Coût d'opportunité du capital (%)
Zambie (Namibie)	Projet d'interconnexion Victoria Falls-Katima Mulilo – 132 KV	15,1	25,3	28,1	+	12
Maroc (Espagne)	Interconnexion de réseaux électriques (Maroc-Espagne)	44,0	28,0	20,4	-	10
Mali-Mauritanie-Sénégal	Projet énergie Manantali	16,0	15,0	17,0	+	10
Nigeria-Togo-Benin	Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB	24,9; 39,8	23,5; 40,8	81,3	+++	12
Ethiopie-Djibouti	Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie-Djibouti)	25,0	28,0	62,0	++	12
Ghana-Togo-Benin	Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Ghana-Togo-Bénin)	25,0	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

des frais de transit. L'ONEE, la compagnie publique marocaine d'électricité, espérait percevoir des redevances si les exportations de l'électricité algérienne vers l'Espagne via le Maroc se concrétisaient. Du fait des tensions politiques entre le Maroc et l'Algérie, les exportations algériennes d'énergie vers le Royaume chérifien ont été limitées, mais il n'y a eu aucune exportation de l'Algérie vers l'Espagne, via le Maroc. En somme, la liaison électrique Algérie-Maroc-Espagne a été, largement sous exploitée.

Le fait de ne pouvoir établir des tarifs reflétant les coûts peut conduire à des inefficacités notables dans la gestion globale du secteur.

Ceci était très explicite dans le cadre des projets du Maroc et de la Zambie :

- Au Maroc, la pratique de la subvention croisée de l'électricité est devenue un problème majeur. La structure tarifaire actuelle de l'électricité est définie par un département du gouvernement central, et est conçue avec le double objectif de maintenir le coût de l'énergie à un niveau bas pour une large gamme de consommateurs (tarifs sociaux) et de permettre aux distributeurs d'atteindre leurs objectifs financiers, indépendamment de leur taille, de leur région ou de leur type de clients. Les tarifs moyens au Maroc stagnent pratiquement à 0,778 MAD/kWh

(environ 8 cents des EU/kWh) depuis que le projet a été mis en service, alors que le prix à l'importation n'a cessé d'augmenter. Le fait de ne pouvoir passer à un tarif reflétant les coûts au Maroc peut compromettre de nouveaux investissements privés dans le secteur, étant donné que les investisseurs se préoccupent de la viabilité financière de l'unique acheteur, l'Office national de l'électricité et de l'eau potable (ONEE).

- En Zambie, en ce qui concerne le projet en tant que tel, le tarif de vente de gros négocié entre ZESCO et NamPower, dans le cadre de la convention d'achat et de fourniture d'électricité (CAFE), détermine sa viabilité financière et sa durabilité. Ce tarif de vente de gros était destiné à assurer des tarifs d'exportation qui reflétaient les coûts et ne subventionnaient pas le consommateur namibien d'électricité.

Aucun des projets du groupe ne proposait une réforme tarifaire.

Durabilité

Durabilité probable des bénéfices des projets d'IE : *la durabilité des bénéfices du projet est jugée satisfaisante. Les installations du groupe*

Tableau 4 : Taux de rendement interne financier ex-ante et ex-post

Projet		TRIF DEP (%)	TRIF RAP (%)	TRIF ERP (%)	Écart par rapport au DEP
Zambie (Namibie)	Projet d'interconnexion Victoria Falls-Katima Mulilo – 132 KV	12,0	24,4	27,3	+
Maroc/Algérie & Espagne	Interconnexion de réseau électrique (Maroc-Algérie-Espagne)	31,0	18,0	0,27	---
Mali-Mauritanie-Sénégal	Projet énergie Manantali	-	7,0	7,0	
Nigeria-Togo-Bénin	Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB	19,9; 20,3	16,6; 21,3	62,4; 105,9	+++
Ethiopie-Djibouti	Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie-Djibouti)	15,8	11,0	13,0	+
Ghana-Togo-Bénin	Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin.	25,0	N.D.	N.D.	N.D.

de projets sont techniquement, économiquement, financièrement, écologiquement et socialement viables ; avec une durabilité institutionnelle et un renforcement des capacités jugés satisfaisants, tout comme l'environnement politique et de gouvernance. Cependant, le sous-critère sur la résilience aux facteurs exogènes et la gestion des risques est jugé insatisfaisant.

Solidité technique satisfaisante. La solidité technique des projets d'IE évalués est démontrée par l'utilisation d'une tension de transport plus élevée (par exemple, 400 kV), qui est considérée comme techniquement appropriée parce qu'elle réduit l'amplitude du courant transporté et, de ce fait, les pertes liées aux longues lignes de transmission. Opter pour une tension plus élevée permet également la transmission de l'électricité sous l'eau (Maroc/Espagne) et une interconnexion asynchrone (par exemple, dans le cas du projet NEPA-CEB). L'utilisation de la technologie de la fibre optique sur le réseau de transmission pour la communication et la surveillance du réseau est considérée comme étant à la pointe de la technologie dans le secteur de l'énergie (Vu, par exemple, dans les projets Manantali et Maroc/Espagne). Le seul point faible qui a affecté la viabilité technique a été noté dans le projet énergie de Manantali où les difficultés opérationnelles sont liées à l'absence de redondances dans les lignes de transmission occidentales et orientales qui sont toutes les deux radiales. Par conséquent, toute défaillance de la ligne d'alimentation entraîne une perte totale d'approvisionnement d'énergie, et dans ce cas les consommateurs concernés seraient privés d'électricité.

Performance économique et financière viable. Les projets d'IE sélectionnés génèrent suffisamment de revenus aux pays exportateurs permettant de garantir la poursuite des exportations. Les solides rendements financiers, découlant d'une électricité relativement bon marché reçue par les pays importateurs, soutiennent bien la comparaison avec les coûts

plus élevés liés aux solutions alternatives, y compris l'autoproduction¹³. Dans le cas du projet NEPA-CEB, hormis le fait que le projet génère suffisamment de recettes pour assurer sa continuité après l'achèvement, le concept du projet prévoit l'obligation pour la NEPA de réinvestir dans la réhabilitation du système tous les vingt ans pendant toute la durée de vie du projet. Cela permet une exploitation durable pour assurer des bénéfices sur le long terme. Quant au cas de l'interconnexion Éthiopie-Djibouti, les importations djiboutiennes ont été constamment supérieures au chiffre de 300 GWh par an. Cela représente 85,25 millions d'USD de recettes tirées par l'Éthiopie de ses exportations d'électricité vers Djibouti au cours des quatre dernières années.

Impacts négatifs minimes sur l'environnement.

Trois des six projets ont été classés dans la catégorie environnementale et sociale 2 de la BAD (projets Éthiopie/Djibouti, Maroc et Zambie) étant donné que leurs impacts sont facilement atténués. Les autres projets (Manantali, NEPA-CEB et Ghana/Togo/Bénin) ont été classés dans la « catégorie environnementale 1 ». Indépendamment de leur classement dans la catégorie 1, les trois projets étaient en conformité avec les exigences de la politique environnementale de la Banque et ont également respecté les lois des pays concernés en matière de protection de l'environnement. Une évaluation de l'impact environnemental et social a été réalisée pour tous les six projets, et un plan d'atténuation environnemental et social a été préparé et mis en œuvre. Dans le cas du projet Manantali, en ce qui concerne la composante socio-environnementale du projet (PASIE), le résultat le plus remarquable a été l'approbation de la Charte de l'eau de 2002, qui traite de la question de l'affectation efficace de l'eau pour différentes fins. Cependant, la composante socio-environnementale du projet a donné des résultats mitigés et insuffisamment documentés. Un faible suivi systématique et une insuffisante collecte de données nationales par

l'OMVS rendent impossible une solide évaluation des objectifs atteints. Même si des données quantitatives sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) ne soient pas disponibles, l'évaluation a relevé des retombées positives pour les effets environnementaux concernant une réduction significative des émissions de GES, consécutive au remplacement des centrales électriques diesel utilisées pour l'autoproduction d'électricité, par des importations d'hydroélectricité moins chères et plus écologiques. En outre, dans le cas du projet NEPA-CEB, une meilleure utilisation des ressources nigérianes en pétrole et en gaz, notamment pour la production d'électricité, contribuera à réduire les impacts environnementaux négatifs du torchage du gaz naturel dans l'industrie des hydrocarbures (industrie du pétrole et du gaz) du Nigeria.

Seuls deux (projets du Maroc et de Manantali) des six projets d'IE comportaient des composantes sur le développement des capacités, visant à renforcer les capacités publiques à mettre en œuvre et à gérer les infrastructures construites. Les projets d'IE, inclus dans ce groupe, amènent une très haute valeur de 400 kV, d'un courant continu haute tension (HVDC) à la pointe de la technologie pour la transmission. Cela nécessite une expérience/expertise opérationnelle et technique pour l'exécution et l'exploitation. L'absence d'une telle expérience et d'une telle expertise peut affecter négativement la réussite du projet et l'atteinte des effets escomptés. Les deux projets (Maroc et Manantali) ont rempli cette condition. S'agissant du Maroc, cela s'explique essentiellement par plusieurs années d'expérience dans l'exploitation du réseau. De la même manière, la majorité du personnel de Manantali a bénéficié de programmes de formation et de transfert de technologie de la part de la Commission de fourniture d'électricité, personnel expatrié d'Afrique du Sud (ESKOM). Ce n'était pas le cas pour le projet NEPA-CEB.

Appui institutionnel soutenu par des réformes durables. Les réformes du secteur

de l'énergie et les engagements en matière de production d'électricité dans les pays exportateurs d'électricité font espérer une réalisation des effets durables des projets. Les effets du développement institutionnel dans le secteur de l'approvisionnement en électricité au Nigeria peuvent être attribués en grande partie aux réformes du secteur de l'électricité du pays au cours des dix dernières années. Ces réformes sont ancrées dans la Loi de 2005 portant réforme du secteur de l'énergie électrique et dans la feuille de route pour la réforme du secteur énergétique nigérian établie par la suite en 2010. Ces deux initiatives ont défini deux principaux piliers de la réforme, à savoir : (1) le transfert, de la propriété/gestion de l'industrie nigérian d'approvisionnement en électricité du secteur étatique au secteur privé, et (2) la croissance de l'approvisionnement, la disponibilité et la fiabilité de l'électricité au Nigeria. Entre-temps, le projet Éthiopie-Djibouti avait des composantes intégrées d'appui institutionnel qui ont été réalisées en grande partie.

Solide appui politique en faveur du processus décisionnel régional. Tous les projets d'IE ont bénéficié d'un solide environnement politique et de gouvernance. La seule exception a été le projet du Maroc pour lequel la situation politique entre l'Algérie et le Maroc a menacé la durabilité du projet. Tous les projets sont guidés par une vision régionale de création de pools énergétiques destinés à améliorer les échanges et la fiabilité de l'énergie au niveau régional. Les projets étaient alignés sur les politiques, les cadres institutionnels et les programmes régionaux. Le succès du projet énergie Manantali de l'OMVS, par exemple, est attribué en partie à une collaboration régionale efficace basée sur de solides dispositifs institutionnels. Tout cela s'appuyait sur des conventions institutionnelles bien mûries. En outre, la création d'institutions régionales comme la SOGEM et la Société d'exploitation de Manantali (SEM), l'organe d'exploitation, ont contribué à soustraire le projet des ingérences politiques directes tout

en s'assurant des engagements politiques à long terme au plus haut niveau de l'État. Ce résultat a été obtenu à la faveur de divers accords qui définissent les droits et obligations des gouvernements et institutions des différents États.

Faible résilience aux facteurs exogènes et insuffisante gestion des risques pour le groupe de projets. L'hydrologie et les risques liés à la demande, ainsi que les risques associés à l'approvisionnement en gaz et aux conditions climatiques, sont les facteurs exogènes majeurs qui continuent de menacer la durabilité des projets d'interconnexion. La résilience des projets aux risques, au fil du temps, a été évaluée pour déterminer leur durabilité. Au nombre des principaux facteurs exogènes qui continuent de menacer la durabilité de ces projets figurent :

- **Les risques liés à l'hydrologie et à la demande.** Les sécheresses récurrentes, qui affectent périodiquement la production de l'hydroélectricité, limitent la disponibilité d'une énergie bon marché pour les exportations dans des pays comme la Zambie, l'Éthiopie, le Ghana et la Côte d'Ivoire, le Mali et le bassin du Fleuve Sénégal¹⁴. Concernant le risque lié à la demande pour le projet de la Zambie, face à l'augmentation rapide des tarifs moyens au niveau national, l'incitation à exporter a diminué. Il importe de relever que, malgré ces défis, la Zesco a non seulement honoré ses obligations contractuelles envers la NamPower, mais a également signé une convention additionnelle d'achat d'énergie qui accroîtra les fournitures à la NamPower de 247 GWh supplémentaires par an.
- **La demande croissante d'électricité dans les pays du groupe de projets.** Par exemple, avec un taux de croissance moyen annuel de la demande d'environ 6,9 %, le Gouvernement marocain s'attendait à des pics de charge dépassant les 4000 MW en 2008, après la mise en service du projet, et qui atteindront

environ 9000 MW d'ici à 2020. Avec un taux de croissance moyen de la demande d'électricité d'environ 4,5 % par an à Djibouti, la demande du pays ne va pas atteindre, dans un proche avenir, les 100 MW, et les importations en provenance de l'Éthiopie vont probablement continuer de couvrir plus de 75 % de la demande djiboutienne. De plus, la survenance de pics de demande, à diverses périodes pour les deux pays, a permis à l'*Ethiopian Electric Power Corporation* (EEPCo) de se doter de la capacité nécessaire pour faire face aux pics de demande de l'EdD.

- **Les risques liés à l'approvisionnement en gaz.** Les problèmes liés à l'approvisionnement en gaz mettent au défi des pays comme le Nigeria, le Ghana, l'Algérie et l'Espagne. Ceci limite la production de l'énergie thermique à partir du gaz et, de ce fait, la capacité d'exportation. Cette situation impacte inévitablement la durabilité de ces projets¹⁵.
- **Les conditions climatiques en Europe.** Les conditions climatiques extrêmes sont susceptibles d'impacter la demande d'énergie en Espagne et dans le reste de l'Europe, ce qui à son tour limite les exportations de l'Espagne vers la région du Maghreb¹⁶.

Suivi et évaluation du projet

Système limité de suivi et évaluation (S&E) : les systèmes de S&E ont été intégrés dans la conception de la plupart des projets (Maroc, Zambie/Namibie, Manantali, Éthiopie/Djibouti), mais ils n'ont pas été opérationnalisés et utilisés de façon efficace. Par exemple, dans le cadre du projet Éthiopie/Djibouti, les indicateurs et le plan de suivi ont été convenus entre la Banque et les emprunteurs/organes d'exécution, et clairement énoncés dans le rapport d'évaluation (Cadre logique) mais les progrès n'ont pas été suivis.

Quatre des six projets ont des RAP, mais aucun n'a été établi à temps (Annexe 3, Tableau 3). ■



Principales questions et enseignements tirés

Établissement des calendriers

Enseignement #1 : Les projets doivent être conçus et mis en œuvre suivant des calendriers réalistes, si l'on veut qu'ils produisent leurs résultats de façon efficiente.

Des conditions de prêt réalistes assurent une mise en œuvre efficace d'un projet et permettent d'éviter des retards et des dépassements de coûts. La conception du groupe de projets n'a pas fixé de délais réalistes qui soient basés sur une analyse et une évaluation solides des risques potentiels, pouvant permettre aux emprunteurs de remplir les conditions de prêt afin de ne pas créer des retards inutiles susceptibles d'affecter le calendrier et les coûts du projet. Par ailleurs, aucune exigence n'a été formulée pour inciter les emprunteurs à remplir les conditions de prêt, en particulier celles qui ont trait au premier décaissement afin d'éviter de créer des changements de l'environnement du projet, susceptibles d'engendrer une escalade des coûts estimatifs. En fait, tous les projets du groupe menés à terme ont connu des retards d'achèvement, dus essentiellement à l'entrée en vigueur tardive des prêts. L'approbation d'une mise à niveau de la ligne Zambie-Namibie à une tension plus élevée et de la capacité de transfert, uniquement dans le cadre du CAE sous-jacente à signer quatre ans plus tard, était par exemple trop optimiste. En outre, tant le projet Zambie-Namibie que le projet Éthiopie-Djibouti, ont dû être remaniés à mi-parcours ou cours de leur mise en œuvre. Cette modification a nui à la performance de la Banque ainsi que celle de l'emprunteur.

Dans le cas particulier du projet Ghana-Bénin-Togo, où le Togo était sous sanctions, l'absence de synchronisation du calendrier de financement, grâce à une planification judicieusement coordonnée, a créé une situation où des parties des actifs ont été achevées mais sont restées inutilisées.

La Banque dispose d'une marge d'amélioration, notamment en ce qui concerne les conditions de prêt réalistes qui réduisent le délai d'entrée en vigueur. Plus de contrôle préalable approfondi est également nécessaire pour éviter la modification de la conception des projets à mi-parcours, avec toutes ses implications en termes de dépassement de coûts et du délai d'exécution.

Mécanismes d'ajustement à la hausse

Enseignement #2 : Un mécanisme intégré d'ajustement tarifaire dans les accords d'achat d'électricité constitue une incitation à l'exportation d'électricité.

La viabilité financière du projet Zambie/Namibie est particulièrement sensible aux modifications des dispositions (électricité et tarifs) des accords d'achat et de fourniture d'électricité (AAFE), ainsi qu'aux tarifs d'achat en gros. Avec le déficit de production, la Zambie connaît actuellement une augmentation des coûts de production provenant de nouvelles capacités en cours de développement. Le coût d'achat en gros auprès de la Zesco devrait tripler ou quadrupler dans

un proche avenir. Cela augmentera les coûts et érodera certains bénéfices du projet et, par conséquent, le rendement financier, à moins que les AAE conclus récemment aient pris en compte les augmentations prévues de coûts, et y intègrent un mécanisme de révision automatique des tarifs à l'avenir.

Dans le cadre du projet Éthiopie-Djibouti, des contrats bilatéraux (AAE) ont été signés. Cependant, à long terme, les échanges d'électricité entre les pays seront basés sur un marché compétitif de l'électricité au sein du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP). Dans ce cas, les questions tarifaires seront essentielles. Les tarifs fixés dans l'AAE sont différents pendant la saison humide en dehors des heures de pointe (6 cents des EU/kWh), et pendant les périodes creuses en saison sèche et les heures de pointe en saison des pluies (7 cents des EU/kWh).

Tarifs applicables aux utilisateurs finaux intérieurs

Enseignement #3: Pour que les importations d'électricité réduisent de manière significative les tarifs appliqués aux utilisateurs finaux dans les pays importateurs, celles-ci doivent être de quantités importantes par rapport à l'électricité disponible.

Le prix des services d'approvisionnement d'électricité continue d'être élevé dans les pays concernés. Tous les trois pays membres de l'OMVS recourent de plus en plus à l'électricité thermique produite à partir de combustibles fossiles pour répondre à une demande croissante. Ce choix continue d'exercer une pression à la hausse sur les tarifs appliqués aux utilisateurs finaux, en dépit du coût plus faible de l'hydroélectricité de la centrale de Manantali. Compte tenu de la variabilité des coûts des différentes sources de production au

Sénégal (de 56 à 155 F/kWh, contre 21,7 F/kWh pour Manantali et Félou), toute réduction de la contribution de Manantali et de Félou, les seules sources d'hydroélectricité importée au Sénégal, impliquera une forte dépendance à l'égard des centrales thermiques fonctionnant au combustible, à des coûts relativement élevés qui impactent négativement les tarifs appliqués aux utilisateurs finaux.

Au Maroc, l'augmentation du coût unitaire de l'électricité importée est attribuée aux flambées des cours mondiaux de l'énergie primaire, qui ont affecté le coût de production dans les compagnies d'électricité des pays exportateurs. En dépit de cette hausse, les importations sont relativement moins chères que la production thermique locale, même avec la contribution accrue de la houille importée pour la production thermique au Maroc. Avant le projet, le gouvernement a tenté de réduire les prix de l'électricité, pour les mettre aux niveaux instaurés dans les pays voisins de la région, ce qui a donné lieu à une baisse des tarifs pour tous les consommateurs. Mais à partir de 2006, ces prix ont commencé à augmenter de nouveau jusqu'en 2009, lorsqu'ils se sont stabilisés. Ainsi, l'objectif de disposer d'une énergie abordable pour le pays a été largement atteint. Cependant, les augmentations des coûts de la production locale ainsi que des importations signifient que ces prix bas ne sont pas soutenables.

À Djibouti, les tarifs moyens de 22 cents des EU/kWh en 2004 devaient chuter de 60 %, à environ 8,8 cents des EU, en 2011. Cette forte baisse des coûts d'électricité à Djibouti faisait partie des conditions du prêt pour le projet Éthiopie-Djibouti. Les tarifs moyens appliqués aux utilisateurs finaux ont toutefois augmenté, se situant entre 32 et 37,5 cents des EU/kWh en 2010 avant la mise en service de la ligne en 2011, en raison essentiellement de la hausse des prix du combustible. Depuis 2011, cependant, lorsque les importations d'électricité ont démarré, les tarifs se

sont généralement stabilisés, avec des prix baissant légèrement de 3,7 %, à 36,05 cents des EU/kWh, pour les clients moyenne tension, et de 13,25 %, à 28,08 cents des EU/kWh pour les clients basse tension.

Engagement politique

Enseignement #4: Pour que les projets multinationaux produisent des résultats à long terme, ils ont besoin d'un engagement politique soutenu de la part des États participants.

La viabilité et la durabilité de la coopération régionale requièrent des engagements politiques très forts de la part de tous les pays impliqués. Le manque d'engagement politique ferme peut déboucher sur l'utilisation peu optimale des investissements en capital, limitant ainsi l'obtention des effets de développement socioéconomique souhaités.

Le groupe de projets a été mis en œuvre avec succès grâce en grande partie à l'engagement politique des gouvernements impliqués et à l'étroite coopération entre les compagnies d'électricité. Les pays partenaires devraient trouver les voies et moyens de régler leurs différends afin de tirer pleinement parti de leurs investissements dans les projets et une meilleure coopération (plus particulièrement pour l'Éthiopie et Djibouti). En revanche, les tensions politiques entre le Maroc et l'Algérie, ainsi que la « non-intégration » du Maghreb feraient perdre à cette région un taux de croissance d'environ 2,2 % du PIB, ainsi qu'une perte de croissance d'au moins 4 % dans le secteur hors-hydrocarbures¹⁷. Bien que les précédents incidents politiques n'aient pas empêché le maintien et la poursuite de la coopération dans le domaine de l'énergie entre le Maroc et l'Algérie, la capacité d'interconnexion pour importer plus de 10000 GWh par an de l'Algérie est restée largement sous-exploitée par

le Maroc. Les importations marocaines d'énergie de l'Algérie ont été limitées à moins de 5 % de la capacité maximale de la ligne.

Cadres institutionnels régionaux

Enseignement #5: Une bonne mise en œuvre des opérations multinationales nécessite des cadres institutionnels régionaux efficaces et contraignants.

L'adhésion de toutes les parties aux accords sous-jacents aux opérations multinationales est une condition préalable essentielle au succès des opérations du projet. Pour assurer le succès et la durabilité du projet d'interconnexion électrique, les gouvernements et les institutions participants doivent s'engager à respecter ces accords. Par conséquent, un ensemble de priorités de développement communes est nécessaire pour forger des intérêts communs et des effets de projet qui soient durables dans les pays participant aux opérations multinationales. Le succès de la conception, de la mise en œuvre et du fonctionnement du projet de Manantali a été attribué en partie à un bon cadre de collaboration régionale, fondé sur des conventions internationales et une répartition précise des coûts et des avantages entre les pays participants.

Il est nécessaire d'intégrer des mécanismes contraignants dans les accords sous-tendant les opérations d'interconnexion électrique afin de s'assurer que toutes les parties prenantes se conforment aux règles. Cette responsabilité peut être confiée à des institutions régionales qui peuvent être habilitées, dans les futures opérations énergétiques multinationales, à jouer le rôle de régulateur régional indépendant, et à faire respecter les règles en imposant des sanctions. Cependant, la situation actuelle montre qu'il manque souvent d'institutions régionales fortes.

Politiques et programmes énergétiques publics complémentaires

Enseignement #6: Assurer des avantages durables des projets d'IE, requière une harmonisation adéquate des politiques et programmes complémentaires gouvernementaux dans le secteur de l'énergie.

Lorsque les gouvernements et compagnies d'électricité impliqués dans un projet énergétique régional n'adoptent pas des politiques et programmes complémentaires appropriés, la préservation et la durabilité des effets des projets d'interconnexion électrique (projet énergétique de Manantali, projet NEPA-CEB et projet Zambie-Namibie) sont menacées. Les cas ci-après illustrent cette situation :

- La stagnation de l'agriculture irriguée et la limitation des efforts d'électrification rurale au Mali, au Sénégal (projet de Manantali) et à l'ouest de la Zambie ont globalement été imputées à l'absence de politiques et de programmes nationaux complémentaires appropriés pour assurer le développement des infrastructures requises dans les pays membres et dans leurs compagnies d'électricité. Cela limite la distribution équitable des avantages du projet avec les couches les plus vulnérables de la société.
- Le changement de la portée et de la conception du projet Zambie-Namibie pendant sa mise en œuvre était fondé sur l'importation probable par NamPower de 150 MW de Zesco. Cet objectif serait atteint grâce à l'exploitation des actifs du projet et à la liaison d'interconnexion prévue de Caprivi en Namibie. Cependant, aucun engagement précis n'avait été pris par NamPower de synchroniser l'achèvement de la liaison de Caprivi avec la mise en service

du connecteur du projet avant l'approbation des modifications. En conséquence, la liaison de Caprivi a été achevée (en 2010), quatre ans après la mise en service du projet d'interconnexion. Cette situation a entraîné une sous-utilisation importante des capacités de la ligne.

- Certains projets (Nigeria, Ghana, Algérie et Espagne) ont mis en place des infrastructures de production ou de transport sans disposer de l'énergie primaire suffisante pour les alimenter en électricité. Ce qui a entraîné la sous-utilisation des actifs et compromis leur viabilité¹⁸.
- Enfin, les gains escomptés en fiabilité du système dans l'ouest de la Zambie, au Togo et au Bénin, au Sénégal et au Mali ne se sont pas matérialisés notamment en raison du fait que les projets n'étaient pas judicieusement alignés sur les programmes nationaux de renforcement du transport et de la distribution, et en raison de l'augmentation de la demande observée dans les différentes compagnies d'électricité¹⁹.

Évaluation des risques

Enseignement #7: Les projets d'IE nécessitent une évaluation rigoureuse des risques pendant la phase de conception, si l'on veut qu'ils produisent des résultats durables.

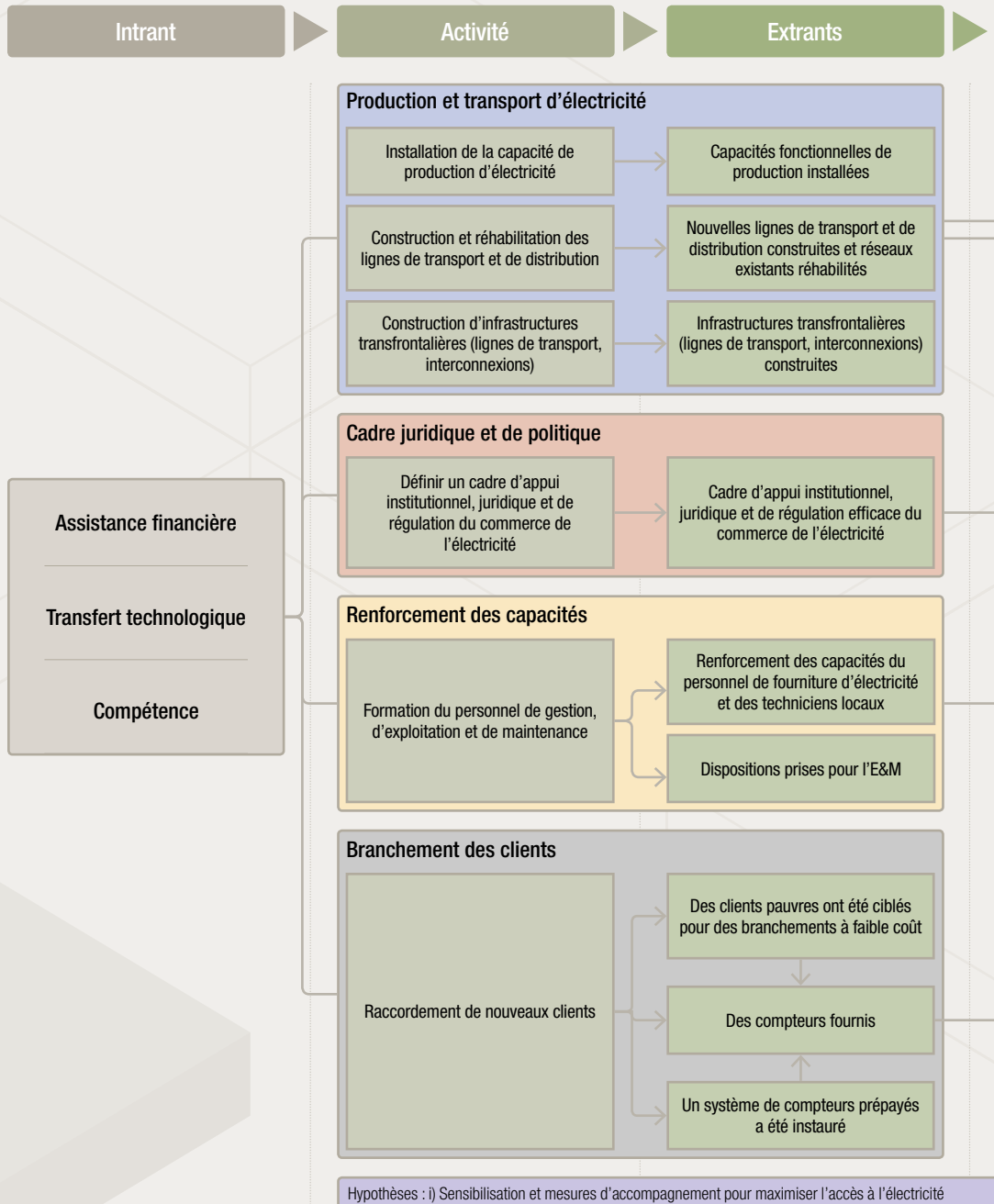
La conception des projets d'interconnexion électrique nécessite une identification et une analyse approfondies des risques qui sont susceptibles de menacer la durabilité des effets des projets. Certains facteurs exogènes majeurs, tels que les risques liés à l'hydrologie et à la demande, à l'approvisionnement en gaz et aux conditions associées au changement

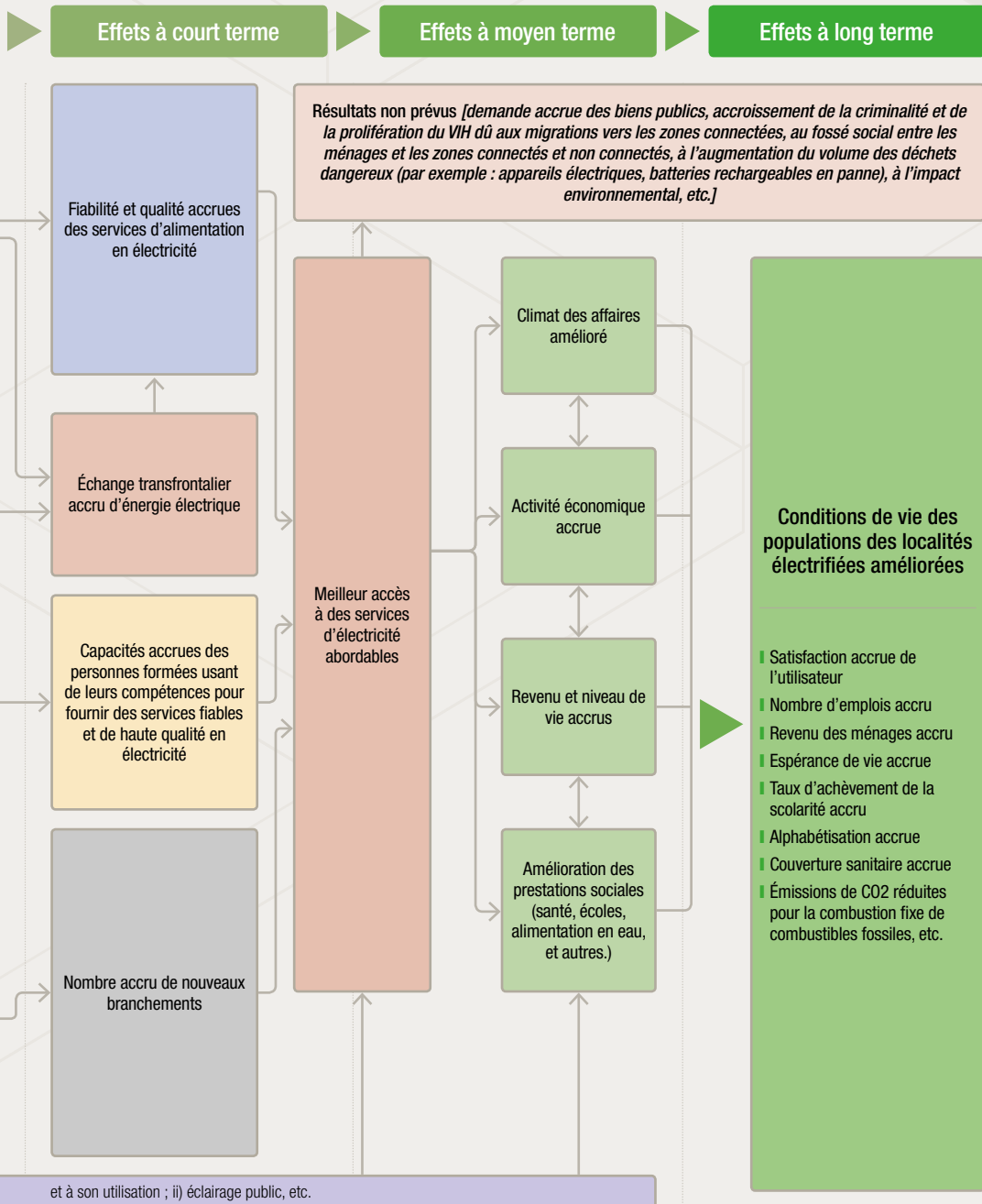
climatique, sont bien connus mais sous-estimés ou insuffisamment atténués²⁰.

Par contre, la conception n'a pas fait état des inefficacités et des risques associés à l'absence d'une planification appropriée et coordonnée pour

les projets financés par différents bailleurs. Cela peut déboucher sur la non-livraison des actifs du projet, et donc sur l'impossibilité de transporter de l'électricité, et de générer des revenus. Le projet Ghana-Togo-Bénin est une illustration typique où les actifs sont inutilisés depuis décembre 2014. ■

Annexe 1 – Modèle logique d'une intervention d'IE





Annexe 2 – Principaux tableaux

Tableau A2.1 : Liste des opérations et des projets d'interconnexion électrique approuvés par la BAD, 1999–2013

# Projets	# Opération	Nom du projet	Type	Code du projet
Projets				
1	1	Projet de transport de Victoria Falls-Katima Mulilo	Projet	P-ZM-FA0-001
2	2	Projet énergie de Manantali	Projet	P-Z1-F00-023
	3	Projet énergie de Manantali	Projet	P-Z1-F00-023
3	4	Interconnexion des réseaux électriques	Projet	P-MA-FAC-011
4	5	Projet d'interconnexion des systèmes électriques Nigeria-Togo-Benin	Projet	P-Z1-F00-013
	6	Projet d'interconnexion des systèmes électriques Nigeria-Togo-Benin	Projet	P-Z1-F00-013
5	7	Projet d'interconnexion électrique Ethiopie-Djibouti	Projet	P-Z1-FA0-008
	8	Projet d'interconnexion électrique Ethiopie-Djibouti	Projet	P-Z1-FA0-010
	9	Projet d'interconnexion électrique Ethiopie-Djibouti Prêt supplémentaire Ethiopie	Projet	P-Z1-FA0-023
	10	Projet d'interconnexion électrique Ethiopie-Djibouti Prêt supplémentaire Djibouti	Projet	P-Z1-FA0-025
6	11	Projet d'interconnexion des systèmes électriques Ghana-Togo-Benin	Projet	P-Z1-F00-030
	12	Projet d'interconnexion des systèmes électriques Ghana-Togo-Benin	Projet	P-Z1-F00-034
7	13	Projet d'interconnexion de Bujagali	Projet	P-UG-FA0-002
8	14	Projet réhabilitation hydroélectrique Inga-pmede	Projet	P-CD-FA0-001
9	15	Projet d'interconnexion NELSAP-RDC	Projet	P-Z1-FA0-035
	16	Projet d'interconnexion NELSAP-Namibie	Projet	P-Z1-FA0-030
	17	Projet d'interconnexion NELSAP-Rwanda	Projet	P-Z1-FA0-031
	18	Projet d'interconnexion NELSAP-Ouganda	Projet	P-Z1-FA0-033
	19	Projet d'interconnexion NELSAP-Burundi	Projet	P-Z1-FA0-034
	20	Projet d'interconnexion NELSAP-Ouganda	Projet	P-Z1-FA0-033
	21	Projet d'interconnexion NELSAP-Kenya	Projet	P-Z1-FA0-032
10	22	Ligne de transport Mombassa-Nairobi	Projet	P-KE-FA0-003
11	23	Interconnexion électrique RCA-RDC phase 1	Projet	P-Z1-FA0-026
	24	Interconnexion électrique RCA-RDC phase 1	Projet	P-Z1-FA0-047
12	25	Autoroute de l'électricité Ethiopie-Kenya	Projet	P-Z1-FA0-022
	26	Autoroute de l'électricité Ethiopie-Kenya	Projet	P-Z1-FA0-044
13	27	Hydroélectricité régionale Rusumo-Burundi	Projet	P-Z1-FAD-007
	28	Hydroélectricité régionale Rusumo-Rwanda	Projet	P-Z1-FAD-008
	29	Hydroélectricité régionale Rusumo-Tanzanie	Projet	P-Z1-FAD-009
TOTAL				

Pays	État	Date d'approbation	Mt ant net du prêt (MUC)	Taux décais.
Zambie	Achevé	01/12/1999	5,80	100,00
Multinational	Achevé	22/03/2000	24,42	100,00
Multinational	Achevé	22/03/2000	0,81	100,00
Maroc	Achevé	13/11/2002	65,02	100,00
Multinational-Nigeria	Achevé	27/11/2002	10,34	100,00
Multinational	En cours	27/11/2002	0,69	94,72
Multinational-Éthiopie	Achevé	13/12/2004	20,26	100,00
Multinational-Djibouti	Achevé	13/12/2004	17,19	100,00
Éthiopie	Achevé	08/10/2008	4,56	100,00
Multinational	Achevé	08/10/2008	15,59	100,00
Multinational-Ghana	En cours	04/04/2007	14,87	74,93
Multinational-Bénin	En cours	04/04/2007	17,39	16,31
Ouganda	En cours	30/10/2007	22,15	0,00
Rép. Dém. Congo	En cours	18/12/2007	35,70	44,75
Rép. Dém. Congo	En cours	27/11/2008	27,62	5,32
Multinational	En cours	27/11/2008	1,21	78,19
Multinational	En cours	27/11/2008	30,47	13,11
Ouganda	En cours	27/11/2008	7,59	23,60
Multinational	En cours	27/11/2008	15,15	5,29
Multinational	En cours	26/03/2010	34,37	0,00
Kenya	En cours	16/06/2010	39,77	16,53
Kenya	En cours	06/05/2009	50,00	48,55
Multinational	Approuvé	19/09/2012	29,73	0,00
Multinational	Approuvé	19/09/2012	5,55	0,00
Ethiopie	En cours	19/09/2012	150,00	0,67
Kenya	En cours	19/09/2012	75,00	1,49
Multinational	Approuvé	27/11/2013	16,70	0,00
Rwanda	Approuvé	27/11/2013	25,38	0,00
Tanzanie	Approuvé	27/11/2013	22,41	0,00
			785,74	

# Projets	# Opération	Nom du projet	Type	Code du projet
Études				
1	30	Étude moyen de production et de transport énergie électrique (OMVG)	Étude	P-Z1-FA0-003
2	31	Étude interconnexion électrique des pays de la CEEAC.	Étude	P-Z1-FA0-004
3	32	Étude interconnexion électrique des pays du Nil équatorial	Étude	P-Z1-FA0-005
	33	Étude interconnexion électrique des pays du Nil équatorial	Étude	P-Z1-FA0-005
4	34	Étude du programme de commerce de l'électricité du Nil oriental	Étude	P-Z1-FA0-006
5	35	Étude moyen de production et de transport énergie électrique (OMVG)	Étude	P-Z1-FA0-009
6	36	Étude lignes de transport énergie Rusumo	Étude	P-Z1-FAB-006
7	37	Étude Inga et interconnexions associées	Étude	P-Z1-FA0-014
8	38	Interconnexion électrique Ethiopie-Kenya Phase II	Étude	P-Z1-FAD-003
9	39	Étude de la ligne Guinée-Mali (FOMI)	Étude	P-Z1-FA0-029
	40	Étude de la ligne guinée-mali (FOMI)	Étude	P-Z1-FA0-029
10	41	Électrification transfrontalière à CEEAC	Étude	P-Z1-FA0-040
11	42	Projet d'interconnexion Zizabona	Étude	P-Z1-F00-043
12	43	Création de l'agence pour le site d'Inga	Étude	P-CD-FA0-005
13	44	Appui pour Inga – phase 3 développement	Étude	P-Z1-FA0-054
14	45	Projet de développement d'Inga 3-Inga/PATCD	Étude	P-CD-FA0-009
15	46	Ligne de transport de 220kv Nord Kivu	Étude	P-Z1-FAD-005
16	47	Études complémentaires sur ligne de transport d'électricité de l'OMVG	Étude	P-Z1-FAB-021
17	48	Étude interconnexion Cameroun-Tchad	Étude	P-Z1-FA0-048
TOTAL				

Pays	État	Date d'approbation	Mtiant net du prêt (MUC)	Taux décais.
Multinational	Achevé	07/07/2000	1,62	100,00
Multinational	Achevé	21/07/2003	2,48	100,00
Multinational	Achevé	05/11/2003	1,98	100,00
Multinational	Achevé	05/11/2003	0,11	0,00
Multinational	Achevé	31/03/2004	2,63	100,00
Multinational	Achevé	26/01/2005	3,41	100,00
Multinational	Achevé	27/10/2006	2,08	100,00
Multinational	Achevé	30/04/2008	9,51	92,78
Multinational	Achevé	15/07/2010	0,65	99,00
Mali	En cours	12/01/2011	0,83	25,26
Guinée	En cours	12/01/2011	1,67	27,00
Multinational	Approuvé	29/02/2012	0,46	0,00
Multinational	Approuvé	18/12/2012	1,30	0,00
Rép. Dém. Congo	En cours	17/04/2013	2,00	0,00
Multinational	Approuvé	23/08/2013	1,31	0,00
Rép. Dém. Congo	En cours	13/05/2013	1,50	70,96
Multinational	Approuvé	07/06/2013	0,00	0,00
Multinational	Approuvé	19/08/2013	1,31	0,00
Multinational	Approuvé	07/10/2013	1,25	0,00
			36,10	

Tableau A2.2: Liste des projets évalués (*)

#	Pays	Nom du projet	Période	Montant net (Million UC)	Coût total* (Million UC)	Région
1	Zambie (Namibie)	Projet d'interconnexion Victoria Falls-Katima Mulilo-132 KV	1999-2008	5,85		Sud
2	Maroc (Espagne)	Interconnexion de réseaux électriques (Maroc)	2002-2007	65,02	321,78	Maghreb- Europe
3	Mali/ Mauritanie/ Sénégal	Projet énergétique Manantali	2000-2003	25,23	286,07	Ouest
4	Nigeria/ Togo/Bénin	Projet d'interconnexion NEPA-CEB	2002-2007	11,03	33,41	Ouest
5	Éthiopie/ Djibouti	Projet d'interconnexion électrique (Ethiopie)	2004-2010	20,26	72,11	Est
		Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	2004-2010	17,19		Est
		Projet d'interconnexion électrique (Djibouti) – Prêt supplémentaire – Éthiopie	2008-2011	4,56		Est
		Projet d'interconnexion électrique (Djibouti) – Prêt supplémentaire – Djibouti	2008-2011	15,59		Est
6	Ghana/ Togo/Bénin	Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Ghana)	2007-2010	14,87	71,55	Ouest
		Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Bénin)	2007-en cours	17,39		Ouest
TOTAL				197,17		

(*) À l'achèvement

Tableaux A2.3: Principaux risques identifiés pendant l'évaluation des projets d'interconnexion électrique

Principaux risques identifiés	Projet 1	Projet 2	Projet 3	Projet 4	Projet 5	Projet 6
1. Capacités des pays exportateurs à produire assez d'électricité pour satisfaire leur propre demande nationale et honorer leurs obligations contractuelles envers les clients internationaux	●	●		●		
2. Régime des bas tarifs	●			●	●	
3. Capacités des services à exploiter et entretenir efficacement les actifs du projet.	●	●	●		●	●
4. Tension politique entre les pays impliqués			●			
5. Limites appliquées aux conventions d'achat d'électricité				●		
6. Développement des réseaux de distribution						●
Projet 1 : Projet d'interconnexion NEPA-CEB (Nigeria/Bénin/Togo) ; Projet 2 : Projet d'interconnexion Ghana-Togo-Bénin Projet 3 : Projet visant à renforcer le réseau électrique du Maroc (Maroc/Espagne/Algérie) Projet 4 : Projet d'interconnexion Éthiopie – Djibouti ; Projet 5 : Projet d'interconnexion Victoria Falls-Katima Mulilo (Zambie/Namibie) Projet 6 : Projet énergétique de Manantali (Mali/Mauritanie/Sénégal)						

Tableau A2.4 : Principaux résultats des projets évalués d'interconnexion électrique à juillet 2015

	Quantité
Capacité installée de la centrale hydroélectrique (MW)	200
Nombre des postes de transformation construits ou développés	34
Longueur de la ligne de transport haute tension construite (km)	3128,8
Longueur du câble sous-marin (km)	28
Longueur des lignes des fibres optiques VHT du réseau et HT (km)	2460

Tableau A2.5 : Échange électrique transfrontalier additionnel autorisé par le projet

Projet	Échange d'énergie			Engagements
	Planifié et mis en service	À l'achèvement	À l'évaluation rétrospective	
1. Projet d'interconnexion NEPA-CEB	570 GWh (75 MW)	100 MW	1.489 GWh (200 MW)	CEB a négocié avec TCN pour accroître ce volume 300 MW
2. Projet visant à renforcer le réseau d'interconnexion du Maroc – avec l'Espagne – avec l'Algérie	700 MVA	700 MVA	700MVA	des discussions sont en cours pour 700 MVA
	596 GWh	596 GWh	143 GWh	Revoir les tensions politiques
3. Interconnexion Éthiopie – Djibouti			350 GWh	
4. Projet d'interconnexion Zambie Victoria Falls-Katima Mulilo			350 GWh	
5. Projet énergétique de Manantali			700 GWh	

Tableau A2.6 : Objectifs sectoriels et IOV par projet

Pays	Nom de projet	Objectifs sectoriels	Objectifs du projet	Indicateurs objectivement vérifiables (IOV)
Nigeria, Togo et Bénin	Projet d'interconnexion NEPA-CEB	Améliorer la qualité et réduire le coût de la fourniture d'énergie dans la région de la CEDEAO	<ul style="list-style-type: none"> (i) Offrir une source alternative d'alimentation en énergie au Togo et au Bénin pour combler leur déficit d'importations d'électricité du Ghana et de la Côte d'Ivoire et améliorer la tension sur le réseau de transport de la CEB ; (ii) Réduire les coupures de courant au Togo et au Bénin pendant les années de sécheresse, et ainsi limiter les difficultés économiques et sociales pour les populations des deux pays ; et (iii) Raccorder le réseau électrique du Nigeria à ceux déjà connectés du Bénin, du Togo, du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Burkina Faso, renforçant ainsi la fiabilité de la fourniture et optimisant le coût de production dans la sous-région. 	<p>Après décembre 2004</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) L'électricité importée du Nigeria représente 20 % de la consommation du Togo et du Bénin.. (ii) La fourniture continue d'énergie aux industries, aux hôpitaux et aux écoles pendant les années de sécheresse. (iii) La fiabilité de la fourniture au Togo et Bénin améliorée de 10 %.. (iv) Coût de production au Togo et au Bénin réduit de 5%.

Pays	Nom de projet	Objectifs sectoriels	Objectifs du projet	Indicateurs objectivement vérifiables (IOV)
Maroc, Algérie et Espagne	Projet visant à renforcer l'interconnexion des réseaux électriques	Renforcement de la sécurité de la fourniture d'électricité, améliorer la balance des paiements et la compétitivité des entreprises marocaines.	<ul style="list-style-type: none"> (i) Accroître la capacité d'interconnexion et les importations d'électricité. (ii) Moindre coût d'approvisionnement sur le marché de l'énergie électrique. (iii) Renforcement de la sécurité et de la fiabilité du réseau de transport. 	<p>En 2006 :</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Accroître la capacité pour la porter de 700 à 1400 MW entre le Maroc et l'Espagne, et de 500 à 1700 MW entre le Maroc et l'Algérie. (ii) Importations de plus de 3000 GWh. (iii) Baisse du prix d'achat moyen de l'électricité de 1 MAD à moins de 0,40 MAD/KWh. (iv) Stabilité améliorée de la fréquence et baisse de la durée totale des coupures de 34 minutes en 2000 à moins de 15 minutes en 2006, et réduction du coût de l'énergie.
Éthiopie et Djibouti	Projet d'interconnexion électrique	Accroître l'accès à l'électricité en Éthiopie et à Djibouti grâce à la coopération régionale dans le secteur de l'énergie.	Instaurer le commerce de l'énergie entre Éthiopie et Djibouti et accroître l'accès à l'électricité à des prix abordables	<p>En 2010</p> <p>Éthiopie</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Le commerce de l'électricité s'est développé, passant de zéro en 2004 à environ 300 GWh d'électricité (ii) Les recettes en devises de l'EEPCo ont augmenté, passant de zéro à au moins 1,9 million d'USD. (iii) 8 571 consommateurs sont branchés au réseau dans quatre villes frontalières de l'Éthiopie-[Adigala (4 464), Ayasha (2 144), Dewelle (1 354) & Harewa (609)] <p>Djibouti</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Le tarif moyen à Djibouti est réduit d'au moins 10 %. (ii) Environ 33 000 consommateurs actuels bénéficient d'un coût d'électricité plus bas

Pays	Nom de projet	Objectifs sectoriels	Objectifs du projet	Indicateurs objectivement vérifiables (IOV)
Zambie et Namibie	Projet d'interconnexion Victoria Falls-Katima Mulilo	Fournir de l'électricité suffisante et à moindre coût aux différents secteurs économiques en vue de promouvoir la croissance économique et d'améliorer les conditions de vie.	(i) Renforcer les capacités des réseaux de la ZESCO et de la Nam Power afin d'accroître les exportations du surplus d'hydroélectricité de la Zambie vers la région de Caprivi en Namibie en vue d'accroître les recettes en devises de la ZESCO. (ii) Renforcer le réseau électrique de la région ouest de la Zambie afin de permettre l'extension du réseau national vers de nouveaux centres à l'intérieur de ce pays	(i) Capacité du réseau accrue de 10 MW à 30 MW par le remplacement de la ligne existante de 66 kV par une autre de 132 KV. (ii) Augmentation moyenne de la consommation d'électricité de 2,4 % par an ; et (iii) Taux d'électrification accru de 10 % par an..
Mauritanie, Sénégal et Mali	Projet énergétique de Manantali	(i) Renforcement du potentiel hydroélectrique régional du fleuve Bafing (affluent du fleuve Sénégal) au barrage de Manantali, par la construction d'une centrale hydroélectrique et l'interconnexion des réseaux électriques des pays membres de l'OMVS en vue de leur fournir de l'électricité à moindre coût et de réduire leur facture de pétrole. (ii) Intégration énergétique des pays membres de l'OMVS à travers la création de conditions de commerce d'énergie et le partage des retombées bénéfiques liées aux économies d'échelle	Création d'une capacité sous-régionale de production d'hydroélectricité et d'un réseau d'interconnexion électrique des pays membres de l'OMVS	(i) Augmentation du nombre d'abonnés dans les zones urbaines et rurales, améliorer la qualité du service (en réduisant les coupures de courant involontaires et en améliorant la qualité de l'énergie) et accroître la fourniture de l'énergie (ii) Réduction du coût moyen du kWh de l'électricité fournie par les parcs nationaux de production des trois pays (iii) Réduction de la consommation des produits pétroliers pour la production de l'électricité proportionnellement à l'hydroélectricité fournie à chacun des trois pays
Ghana, Togo et Bénin	Projet d'interconnexion électrique	Réduire la pauvreté dans la région de la CEDEAO grâce à un accès accru à des services modernes de fourniture d'électricité.	Accroître la capacité de transport entre le Nigeria, le Bénin, le Togo et le Ghana en vue du commerce de l'électricité qui améliorera la fiabilité de la fourniture, réduira les coûts de production et, pendant les périodes de sécheresse, comblera le déficit de production des centrales hydroélectriques.	(i) La fiabilité de la fourniture de l'électricité dans les pays interconnectés est améliorée. (ii) Le coût de fourniture de l'électricité dans les pays interconnectés est réduit. (iii) La continuité de la fourniture est préservée pendant les années de sécheresse

Source : Documents d'évaluation de projet

Tableau A2.7: Notation des projets

Critères d'évaluation	Note (1-4)					
	Zambie/ Namibie	Maroc/ Espagne	Manantali	NEPA- CEB	Éthiopie/ Djibouti	Ghana/ Togo/ Bénin
PERTINENCE						
1. Pertinence des objectifs des projets	4	4	4	4	4	3
2. Pertinence de la conception des projets	2	4	3	3	4	4
Pertinence globale	3	4	3	3	4	3
ÉFFICACITÉ						
1. Atteinte des produits des projets	4	4	3	4	3	2
2. Atteinte des effets des projets	3	3	3	3	3	
Efficacité globale	3	4	3	3	3	2
ÉFFICIENCE						
1. TRE	4	4	4	4	4	
2. TRF	3	2	3	3	3	
3. Calendrier	2	2	3	2	1	
Efficience globale	3	2	3	3	3	
DURABILITÉ						
1. Qualité technique	3	3	3	3	3	
2. Viabilité économique et financière	3	3	3	3	3	
3. Durabilité institutionnelle et renforcement des capacités	3	3	3	3	3	
4. Cadre politique et de gouvernance	3	3	3	3	3	
5. Viabilité environnementale et sociale	3	4	3	3	3	
6. Résilience aux facteurs exogènes	2	3	2	2	2	2
Durabilité globale	3	3	3	3	3	

Source : Rapport d'évaluation rétrospective des projets (IDEV)

Annexe 3 — Tableaux de performance

Tableau A3.1 : variations de la durée en mois et % de dépassement [+/-]

Date d'engagement (date de signature)							
Projet/Instrument	Date d'ap- probation	Date initiale de signature	Date réelle de signature	Durée es- timative [M]	Durée réelle [M]	Retard [M]	Variation [+/-] in %
	a	b	c	d=b-a	e=c-a	f=e-d	h=f/d*100
1.1 Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	01/12/1999	30/09/1999	17/02/2000		2		
1.2 Victoria Falls-Katima Mulilo [Initiat. Multi. allég. dette] Zambie	01/12/1999	30/09/1999	17/02/2000		2		
2.1 Interconnexion de réseaux électriques (Maroc)	13/11/2002	01/04/2002	06/05/2003		5		
3.1 Projet multinational énergétique de Manantali	22/03/2000	Unspecified	02/05/2000		1		
3.2 Projet multinational énergétique de Manantali	22/03/2000	Unspecified	02/05/2000		1		
4.1 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Multinational	27/11/2002	31/01/2003	29/09/2003	2	10	8	400
4.2 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	27/11/2002	31/01/2003	25/03/2003	2	3	1	50
5.1 Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	13/12/2004	31/03/2005	16/05/2005	3	5	2	67
5.2 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	13/12/2004	31/03/2005	22/07/2005	3	7	4	133
5.3 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	08/10/2008	01/11/2009	13/11/2008	12	1	-11	-92
5.4 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	08/10/2008	01/11/2009	13/11/2008	12	1	-11	-92
6.1 Interconnexion électrique Ghana-Togo -Bénin (Ghana)	04/04/2007	30/04/2007	17/05/2007	0	1	1	
6.2 Interconnexion électrique (Bénin) Ghana-Togo-Bénin	04/04/2007	30/04/2007	02/06/2008	0	13	13	
Date effet (date d'entrée en vigueur)							
Projet/Instrument	Date d'ap- probation	Date initiale de Prise d'effet	Date réelle de Prise d'effet	Durée es- timative [M]	Durée réelle [M]	Retard [M]	Variation [+/-] in %
	a	b	c	d=b-a	e=c-a	f=e-d	h=f/d*100
1.1 Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	01/12/1999	30/11/1999	28/12/2001		24		
1.2 Victoria Falls-Katima Mulilo [Initiat. Multi. allég. dette] Zambie	01/12/1999	30/11/1999	28/12/2001		24		
2.1 Interconnexion de réseaux électriques (Maroc)	13/11/2002	non spécifié	04/10/2003		10		
3.1 Projet multinational énergétique de Manantali	22/03/2000	non spécifié	30/10/2000		7		
3.2 Projet multinational énergétique de Manantali	22/03/2000	non spécifié	07/11/2000		7		
4.1 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Multinational	27/11/2002	30/04/2003	01/11/2004	5	23	18	360

4.2 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	27/11/2002	30/04/2003	08/12/2003	5	12	7	140
5.1 Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	13/12/2004	01/01/2005	08/08/2006	0	19	19	
5.2 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	13/12/2004	01/01/2005	08/08/2006	0	19	19	
5.3 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	08/10/2008	Unspecified	13/11/2008		1		
5.4 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	08/10/2008	Unspecified	06/07/2009		8		
6.1 Interconnexion électrique Ghana-Togo -Bénin (Ghana)	04/04/2007	31/08/2007	28/11/2007	4	7	3	75
6.2 Interconnexion électrique (Bénin) Ghana-Togo-Bénin	04/04/2007	31/08/2007	12/07/2010	4	39	35	875
Date d'achèvement							
Projet	Date d'ap- probation	Date initiale d'achève- ment	Date réelle d'achève- ment	Durée estima- tive [M]	Durée Réelle [M]	Retard [M]	Variation [+/-] in %
	a	b	c	d=b-a	e=c-a	f=e-d	h=f/d*100
1.1 Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	01/12/1999	31/12/2002	31/12/2006	36	84	48	133
1.2 Victoria Falls-Katima Mulilo [Initiat. Multi. allég. dette] Zambie	01/12/1999	31/12/2002	31/12/2006	36	84	48	133
2.1 Interconnexion de réseaux électriques Maroc	13/11/2002	30/11/2006	30/06/2009	48	79	31	65
3.1 Projet multinational énergétique de Manantali	22/03/2000	30/06/2002	30/11/2003	27	44	17	63
3.2 Projet multinational énergétique de Manantali	22/03/2000	30/06/2002	30/12/2003	27	45	18	67
4.1 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Multinational	27/11/2002	31/10/2004	03/02/2007	23	50	27	117
4.2 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	27/11/2002	31/10/2004	03/02/2007	23	50	27	117
5.1 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	13/12/2004	30/06/2009	31/12/2010	54	72	18	33
5.2 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	13/12/2004	30/06/2009	30/09/2011	54	81	27	50
5.3 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	08/10/2008	30/06/2009	30/12/2011	8	38	30	375
5.4 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	08/10/2008	31/12/2010	31/12/2010	26	26	0	0
6.1 Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Ghana)	04/04/2007	30/06/2010	31/12/2014	38	92	54	142
6.2 Interconnexion électrique (Bénin) Ghana - Togo - Bénin	04/04/2007	30/06/2010	31/12/2015	38	104	66	174

Tableau A3.2: Calendrier

Calendrier effectif des projets (en mois)					
Projet	Montant net	De l'approbation à la signature [M]	De la signature à l'entrée en vigueur [M]	De l'entrée en vigueur au premier décaissement [M]	Du premier décaissement à l'achèvement [M]
1.1 Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	4,75	2	22	14	45
1.2 Victoria Falls-Katima Mulilo [Initiat. Multi. allég. dette] Zambie	1,1	2	22	36	24
2.1 Interconnexion de réseaux électriques (Maroc)	65,2	5	4	3	65
3.1 Projet multinational énergétique de Manantali	24,42	1	5	0	36
3.2 Projet multinational énergétique de Manantali	0,81	1	6	6	31
4.1 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Multinational	10,34	10	13	8	18
4.2 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	0,69	3	8	13	24
5.1 Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	20,26	5	14	4	48
5.2 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	17,19	7	12	5	56
5.3 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	15,59	1	0	5	32
5.4 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	4,56	1	7	3	14
6.1 Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Ghana)	14,87	1	6	45	40
6.2 Interconnexion électrique (Bénin) Ghana-Togo-Bénin	17,39	13	25	38	27
TOTAL	197,17				
Durée moyenne (M)		4	11	14	35
Durée moyenne pondérée par le montant net (M)		5	9	10	46
Durées programmées jusqu'à l'achèvement (en mois)					
Projet	Montant net	Durée programmée jusqu'à l'achèvement			
		De l'approbation à l'achèvement [M]	De la signature à l'achèvement [M]	De l'entrée en vigueur à l'achèvement [M]	Du démarrage à l'achèvement [M]
1.1 Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	4,75	36	39	37	37
1.2 Victoria Falls-Katima Mulilo [Initiat. Multi. allég. dette] Zambie	1,1	36	39	37	37
2.1 Interconnexion de réseaux électriques (Maroc)	65,2	48	55		48
3.1 Projet multinational énergétique de Manantali	24,42	27			11
3.2 Projet multinational énergétique de Manantali	0,81	27			11
4.1 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Multinational	10,34	23	21	18	18
4.2 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	0,69	23	21	18	18
5.1 Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	20,26	54	50	53	31
5.2 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	17,19	54	50	53	31
5.3 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	15,59	8			13
5.4 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	4,56	26	13		31

6.1 Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Ghana)	14,87	38	38	33	29
6.2 Interconnexion électrique (Bénin) Ghana-Togo-Bénin	17,39	38	38	33	29
TOTAL	197,17				
Durée moyenne (M)		34	36	35	26
Durée moyenne pondérée par le montant net (M)		39	37	18	32

Durées moyennes de l'achèvement (en mois)

Projet	Montant net	Durée réelle à l'achèvement			
		De l'approbation à l'achèvement [M]	De la signature à l'achèvement [M]	Entrée en vigueur à l'achèvement [M]	Du démarrage à l'achèvement [M]
1.1 Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	4,75	76	75	62	55
1.2 Victoria Falls-Katima Mulilo [Initiat. Multi. allég. dette] Zambie	1,1	110	107	96	84
2.1 Interconnexion de réseaux électriques (Maroc)	65,2	90	87	78	51
3.1 Projet multinational énergétique de Manantali	24,42	120	119	109	100
3.2 Projet multinational énergétique de Manantali	0,81	84	83	75	51
4.1 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Multinational	10,34	142	140	136	126
4.2 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	0,69	76	75	62	55
5.1 Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	20,26	110	107	96	84
5.2 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	17,19	90	87	78	51
5.3 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	15,59	120	119	109	100
5.4 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	4,56	84	83	75	51
6.1 Interconnexion électrique Ghana - Togo - Bénin (Ghana)	14,87	142	140	136	126
6.2 Interconnexion électrique (Bénin) Ghana - Togo - Bénin	17,39	142	140	136	126
TOTAL	197,17				
Durée moyenne (M)		99	98	89	77
Durée moyenne pondérée par le montant net (M)		109	107	98	81

Retards d'achèvement (en mois)

Projet	Montant net	Retards à l'achèvement			
		De l'approbation à l'achèvement [M]	De la signature à l'achèvement [M]	De l'entrée en vigueur à l'achèvement [M]	Du démarrage à l'achèvement [M]
1.1 Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	4,75	40	36	25	18
1.2 Victoria Falls-Katima Mulilo [Initiat. Multi. allég. dette] Zambie	1,1	74	68	59	47
2.1 Interconnexion de réseaux électriques (Maroc)	65,2	42	32	78	3
3.1 Projet multinational énergétique de Manantali	24,42	93	119	109	89
3.2 Projet multinational énergétique de Manantali	0,81	57	83	75	40
4.1 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Multinational	10,34	119	119	118	108
4.2 Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	0,69	53	54	44	37
5.1 Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	20,26	56	57	43	53
5.2 Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	17,19	36	37	25	20
5.3 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	15,59	112	119	109	87

5.4 Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	4,56	58	70	75	20
6.1 Interconnexion électrique Ghana - Togo - Bénin (Ghana)	14,87	104	102	103	97
6.2 Interconnexion électrique (Bénin) Ghana - Togo - Bénin	17,39	104	102	103	97
TOTAL	197,17				
Durée moyenne (M)		73	77	74	55
Durée moyenne pondérée par le montant net (M)		70	70	81	49

Tableau A3.3: Retards dans la préparation des RAP

Projet	Date prévue du RAP	Date effective du RAP	[M] Durée
1. Interconnexion électrique NEPA-CEB	03/08/2007	25/10/2010	38
2. Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin	-	-	-
3. Projet de renforcement des interconnexions de réseaux électriques Maroc/Espagne	17/11/2009	25/10/2010	11
4. Projet d'interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti	31/10/2010	15/06/2011	7
5. Projet d'interconnexion électrique Victoria Falls-Katima Mulilo (Zambie/Namibie)	22/06/2007	13/03/2009	20
6. Projet énergétique de Manantali			

Tableau A3.4: Notation du groupe de projets d'interconnexion électrique

	Notes					
	Victoria Falls-Katima Mulilo 132 KV	Réseau électrique Maroc	Énergie Manantali	NEPA-CEB	Ethiopie & Djibouti	Ghana, Togo & Benin
Pertinence (N=6)	3	4	3	3	4	3
Efficacité (N=5)	3	4	3	3	3	
Efficiency (N=5)	2	2	3	2	2	
Durabilité (N=5)	3	3	3	3	3	
Résultats en termes de développement (moyenne des 4 principaux critères)	2,75	3,3	3,0	2,7	3,0	
	S	S	S	S	S	

Tableau A3.5: Profils de décaissement

Taux de décaissement (comparé au solde non décaissé) – par projet et par an							
Projet	Montant net	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	4,75					2 %	21 %
Interconnexion de réseau électrique (Maroc)	65,2						68 %
Prêt multinationale pour le projet d'énergie de Manantali	24,42			55 %	56 %	31 %	13 %
Don multinationale pour le projet d'énergie de Manantali	0,81			9 %	34 %	0 %	0 %
Projet d'interconnexion électrique – Multi-régions NEPA-CEB	0,69						
Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	10,34						
Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	20,26						
Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	17,19						
Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	15,59						
Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	4,56						
Interconnexion électrique Ghana - Togo - Bénin (Ghana)	14,87						
Interconnexion électrique Ghana - Togo - Bénin (Bénin)	17,39						
Total	196,07						
Moyenne (*)				23 %	44 %	19 %	37 %
Moyenne pondérée par le montant net				53 %	55 %	25 %	50 %

(*) Moyenne géométrique

Taux de décaissement cumulé (comparé au montant à l'approbation) – par projet et par an							
Projet	Montant net	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	4,75					2 %	23 %
Interconnexion de réseau électrique (Maroc)	65,2						74 %
Prêt multinationale pour le projet d'énergie de Manantali	24,42			55 %	81 %	87 %	88 %
Don multinationale pour le projet d'énergie de Manantali	0,81			9 %	40 %	40 %	40 %
Projet d'interconnexion électrique – Multi-régions NEPA-CEB	0,69						
Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB. Nigeria	10,34						
Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	20,26						
Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	17,17						
Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	15,59						
Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	4,56						
Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Ghana)	14,87						
Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Bénin)	17,39						
Total	196,07						
Moyenne (*)				23 %	57 %	19 %	50 %
Moyenne pondérée par le montant net				53 %	78 %	72 %	75 %

(*) Moyenne géométrique

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	49 %	95 %										
	57 %	106 %										
	46 %	57 %	15 %									
	23 %											
	18 %	68 %	29 %	71 %								
	13 %	35 %	47 %	41 %	26 %							
		2 %	12 %	27 %	58 %	53 %	76 %					
			4 %	24 %	75 %	80 %	36 %					
					31 %	41 %	46 %	96 %				
					28 %	52 %	64 %					
							7 %	29 %	43 %	42 %	75 %	
									6 %	14 %	14 %	16 %
	30 %	38 %	16 %	37 %	40 %	55 %	35 %	53 %	16 %	25 %	32 %	16 %
	49 %	72 %	21 %	30 %	49 %	58 %	46 %	64 %	23 %	27 %	42 %	16 %

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	62 %	100 %										
	94 %	108 %										
	94 %	97 %	98 %									
	54 %											
	18 %	74 %	82 %	95 %								
	13 %	43 %	70 %	83 %	87 %							
		2 %	14 %	37 %	74 %	88 %	97 %					
			4 %	27 %	82 %	96 %	98 %					
					31 %	59 %	78 %	99 %				
					28 %	66 %	88 %					
							7 %	34 %	62 %	78 %	95 %	
									6 %	19 %	31 %	42 %
	44 %	45 %	31 %	53 %	54 %	76 %	54 %	58 %	19 %	39 %	54 %	42 %
	82 %	82 %	62 %	45 %	65 %	81 %	74 %	67 %	32 %	46 %	60 %	42 %

Taux de décaissement cumulé (comparé au montant à l'approbation) – par projet et par an					
Projet	Mt net à l'approbation	An 1	An 2	An 3	
Victoria Falls-Katima Mulilo [FAD] Zambie	4,75	0 %	0 %	0 %	
Interconnexion de réseau électrique (Maroc)	65,2	0 %	74 %	94 %	
Prêt multinationale pour le projet d'énergie de Manantali	24,42	0 %	55 %	81 %	
Don multinationale pour le projet d'énergie de Manantali	0,81	0 %	9 %	40 %	
Projet d'interconnexion électrique – Multi-régions NEPA-CEB	0,69	0 %	0 %	18 %	
Projet d'interconnexion électrique NEPA-CEB, Nigeria	10,34	0 %	0 %	13 %	
Projet d'interconnexion électrique (Éthiopie)	20,26	0 %	2 %	14 %	
Projet d'interconnexion électrique (Djibouti)	17,19	4 %	27 %	82 %	
Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Don à Djibouti)	15,59	0 %	31 %	59 %	
Projet d'interconnexion électrique – Prêt supplémentaire (Prêt à l'Éthiopie)	4,56	0 %	0 %	28 %	
Interconnexion électrique (Ghana) Ghana-Togo-Bénin	14,87	0 %	0 %	0 %	
Interconnexion électrique (Bénin) Ghana-Togo Bénin	17,39	0 %	0 %	0 %	
Total	196,07				
Moyenne géométrique des pourcentages		4 %	21 %	37 %	
Moyenne pondérée par montant net		4 %	49 %	68 %	

	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9
	2%	23%	62%	100%		–
	108%					
	87%	88%	94%	97%	98%	
	40%	40%	54%			
	74%	82%	95%			
	43%	70%	83%	87%		
	37%	74%	88%	97%		
	96%	98%				
	78%	99%				
	66%	88%				
	0%	7%	34%	62%	78%	95%
	0%	0%	6%	19%	31%	42%
	46%	54%	51%	68%	62%	63%
	82%	73%	64%	76%	72%	66%

Annexe 4 — Bibliographie

- APERC (2004), Electric power grid interconnections in the APEC region, Asia Pacific Energy Research Centre (APERC)
- AIE (2011), Perspectives énergétiques mondiales 2011, OCDE/AIE – Agence internationale de l'énergie, Paris,
- Anne Dare et al (2014); "Community Capacity Building: Collaborative Micro-Hydropower Design in Cameroon", by Anne Dare, Tiago Forin, Klein Ileleji, Brent K, Jesiek, John Lumkes, Patrick Pawletko Purdue University - West Lafayette, Indiana, USA, bjesiek@purdue.edu
- BAD (2011a), Politique du secteur de l'énergie du Groupe de la Banque africaine de développement,
- BAD (2011b), Bénin - Projet d'électrification de 17 centres ruraux, Rapport d'évaluation de la performance de projet (REPP) – Département de l'évaluation rétrospective des opérations (OPEV),
- BAD (2007), Propositions relatives à un cadre d'investissement dans l'énergie propre en Afrique - Rôle du Groupe de la Banque africaine de développement,
- BAD (2014), Politique et stratégie d'intégration régionale (PSIR) du Groupe de la Banque 2014-2023,
- BAD (2015), Revue sur l'efficacité du développement 2014 - Énergie
- Banque mondiale IEG (2008), Welfare Impact of Rural Electrification: a reassessment of the costs and Benefits – Groupe indépendant d'évaluation,
- Banque mondiale (1995), Rural Electrification: a hard look at costs and benefits, Département de l'évaluation des opérations (OED)
- Banque mondiale (2003), African Development Indicators,
- Banque mondiale (2008), Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa, Background Paper 6 - Africa Infrastructure Country Diagnostic (ACDI), juin 2008,
- Banque mondiale (2010a), Africa's Infrastructure: A Time for Transformation
- Banque mondiale (2010b), Regional Power Sector Integration –Lessons from Global Case Studies and Literature Review, ESMAP Briefing Note 004/10, June 2010,
- CEA (2014) Energy Access and Security in Eastern Africa: Status and Enhancement Pathways par le Commission économique pour l'Afrique
- E7 (2000), Social Trust Aspects of Rural Electrification – E7 Working Group Report, octobre 2000 – Second Edition,
- FIESP, 2001, Energy Markets in Africa, Federation of Industries of the State of São Paulo – FIESP en partenariat avec Eletrobras et la Banque africaine de développement (BAD)
- FIESP, 2001, Energy Markets in Africa, Federation of Industries of the State of São Paulo – FIESP en partenariat avec Eletrobras et la Banque africaine de développement (BAD)
- GENI (2010), Cross-Border Interconnections on Every Continent, Global Energy Network Institute
- IDEV, 2014, Energy Sector Evaluation Approach Paper
- Namasha Schelling (2007), Rural Electrification: Energy Options of Sub-Saharan Africa, Graduate Research Paper - Environment Management II, printemps 2007,
- Nations Unies (2006), Multi-Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections - Département des affaires économiques et sociales, Division du développement durable,
- Norad (2009), Norwegian Development Assistance to Rural Electrification – Best practice Guide for Planning, Norad Report 18/2009 Discussion
- Nepal 19 mars 2001 Kathmandu, Nepal 19 March 2001 – South Asian Regional Initiative For Energy,
- ONUDI (2010), UNIDO Projets de promotion des petites centrales hydroélectriques pour l'usage productif, Revue thématique indépendante – Groupe d'évaluation,
- SARI/Energy (2001), Regional Power Trade – Regional Electricity Trading: Issues and Challenges, Workshop on Regional Power Trade , Kathmandu, SARI/EI (2013) Prospects for Regional Cooperation on Cross-Border Electricity Trade in South Asia, Background Paper, USAID-SARI/EI-IRADe
- Subhes C Bhattacharyya (2012), Energy access programmes and sustainable development: A critical review and analysis - Institute of Energy and Sustainable Development, De Montfort University - Leicester LE1 9BH, UK,
- WEC (2010), Interconnectivity: Benefits and Challenge - World Energy Council - For sustainable energy

Annotations

1. Au moment où le projet de Manantali était conçu, le secteur de l'énergie des trois pays (Mali, Mauritanie et Sénégal) faisait face à un besoin important d'approvisionnement en énergie fiable à faible coût, et à l'accroissement de la demande d'accès à l'électricité dans les zones urbaines et rurales. La production d'électricité dans les trois pays était faible et onéreuse, et le taux d'électrification était bas. Les problèmes majeurs identifiés dans les rapports d'évaluation ex-ante de projet demeurent aujourd'hui et se sont même aggravés. Alors que le Mali et la Mauritanie ont des déficits périodiques de production, les coupures d'électricité sont chroniques au Sénégal. Compte tenu du coût sans cesse croissant des combustibles à base de pétrole, l'électricité produite à Manantali a constitué une énergie alternative d'un coût sensiblement plus faible que celui de l'énergie provenant des centrales thermiques, et répond à la nécessité de développer des sources d'énergie plus propres, avec des émissions de gaz à effet de serre plus limitées.
2. La disponibilité des marchés de l'électricité au-delà des frontières du Nigeria était pertinente pour l'objectif énoncé par le Gouvernement fédéral nigérian de tirer un maximum de profit des abondantes ressources du pays en gaz et en pétrole. Cet objectif a été atteint grâce à la promotion de l'investissement privé dans la production d'énergie à partir de centrales thermiques alimentées au gaz pour le marché intérieur et pour l'exportation. En outre, les projets évalués ont offert une plateforme aux pays impliqués pour s'intégrer au pool énergétique régional, en connectant leurs réseaux électriques, permettant ainsi d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement et d'optimiser les coûts de production au sein de la sous-région. Le projet d'interconnexion électrique Victoria Falls-Katima Mulilo (Zambie) a également contribué à renforcer les capacités de la Zambie à générer des recettes d'exportation plus importantes de ses abondantes ressources hydroélectriques, notamment pendant les périodes de faible consommation, tout en fournissant de l'hydroélectricité à un coût moins élevé pour compenser la production onéreuse des centrales thermiques en Namibie. En renforçant l'interconnexion électrique entre la Zambie et la Namibie, le projet a permis d'enregistrer des progrès vers l'atteinte des objectifs d'intégration et de coopération régionales de la SADC.
3. Le corridor de transport d'électricité en cours de réalisation entre le Zimbabwe, la Zambie, le Botswana et la Namibie (ZiZaBoNa) viendra en appui aux liaisons régionales qui contournent les flux régionaux actuels, via l'Afrique du Sud, en drainant l'énergie entre ces quatre pays. L'interconnecteur actuel de 220 kV/200 MW, de Victoria Falls-Katima Mulilo, est devenu un tronçon essentiel du projet ZiZaBoNa alors que ce n'était pas prévu au départ. Pendant la première phase du projet ZiZaBoNa, 100 MW seront transférés de la ZESA (Zimbabwe) vers la Nam Power (dans le cadre d'un contrat de 15 ans, qui a débuté en 2012), à travers la ligne Victoria Falls-Katima Mulilo.
4. Dans le cas du projet NEPA-CEB, il était bien connu au moment de l'établissement du rapport initial en 2002 que la fragile situation financière de la NEPA affectait sa capacité à entretenir et à exploiter efficacement ses installations. Le personnel du projet, tant au sein de la PHCN (NEPA) que de la CEB, n'avait pas de capacités suffisantes pour exploiter efficacement les sous-stations. Cependant, cette question n'a pas été convenablement traitée. Par conséquent, le personnel du projet n'a pas reçu une formation adéquate pour faire fonctionner les sous-stations. Sans une formation adéquate, il y avait le risque que les effets du projet ne soient pas atteints parce que le personnel du projet utilisait une expérience d'une autre époque qui, parfois, ne cadrait pas nécessairement avec la technologie proposée pour le projet. Pour ce qui est du projet d'interconnexion électrique Victoria Falls-Katima Mulilo, la fragilité de la situation financière a fait peser une menace sur la capacité du service public à exploiter et entretenir efficacement les actifs du projet.
5. Par exemple, le projet énergétique de Manantali
6. Pays importateurs, comme le Maroc, le Bénin, le Togo, la Namibie et Djibouti
7. Dans le cas du projet d'interconnexion NEPA-CEB, l'échange d'électricité entre la TCN du Nigeria et la CEB du Togo/Bénin a augmenté progressivement, passant de 570 GWh, soit un flux d'énergie de 75 MW en 2007, lorsque la ligne a été mise en service, à 1 489 GWh à la fin 2014, soit un flux d'énergie de 200 MW et une croissance cumulée de 160 % sur la période. De même, le volume d'échange d'électricité entre NamPower de Namibie et ZESCO de Zambie s'est stabilisé autour de 50 MW de commande ferme, stipulée dans l'accord d'achat et de fourniture d'électricité de 2010. Cependant, il y a eu quatre ans de retard dans l'achèvement de la liaison HVDC de Caprivi qui connecte le réseau namibien à celui de la Zambie, à travers l'interconnecteur du projet. Aujourd'hui, la fourniture d'électricité de la ZESCO à la Namibie à travers l'interconnecteur constitue 10 % de la consommation totale d'énergie dans ce pays et 14,6 % du total de l'énergie importée par la Namibie. Dans le cas du projet d'interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti, les importations djiboutiennes de l'hydroélectricité de l'Éthiopie semblent s'être stabilisées autour de 350 GWh sur les trois dernières années.
8. Au Maroc où l'objectif était de doubler la capacité de transit de l'interconnexion du Maroc à l'Espagne, de 700 MW à 1400 MW, l'évaluation a révélé que, quoique 1400 MW étaient en service, 700 MW supplémentaires étaient en cours de développement. Dans le cas du projet d'interconnexion électrique Éthiopie/Djibouti, après quatre années d'exploitation de la ligne, l'Éthiopie et Djibouti ont engagé la construction d'une seconde ligne entre les deux pays.
9. Le principal résultat du projet a été la mise en place d'un réseau électrique plus solide, capable d'acheminer, de manière fiable, de l'électricité à partir des sources locales et des pays d'importation vers les bénéficiaires ciblés du projet. La durée totale des coupures a été de 20,4 minutes en 2007 et de 22,9 minutes en 2008, contre 34 minutes en 2000. Le taux de perte en ligne a baissé de 5,8 % en 2002 à 4,7 % en 2008 et à 4,3 % en 2014.
10. En raison d'une production insuffisante sur le réseau nigérian, qui avait du mal à satisfaire la charge de la demande nationale supprimée en grande partie, sans oublier les pannes fréquentes de l'infrastructure obsolète de production et/ou de transport surchargée, les fréquences électriques avaient tendance à varier considérablement, au-delà de la plage acceptable. Cette situation a conduit à l'effondrement partiel ou complet fréquent du réseau nigérian. Inévitablement, ces interruptions sont répercutées sur tout système interconnecté si les deux réseaux sont électriquement connectés. Pour éviter d'importer ces perturbations, la CEB a dû séparer son réseau interconnecté à ceux de la VRA et de la CIE, d'avec celui interconnecté à la TCN au Nigeria. Cette mesure a compromis les gains de fiabilité qui auraient pu être réalisés grâce à la synchronisation des deux systèmes. Par conséquent, une partie de la charge de la CEB est assurée par le réseau nigérian, tandis que l'autre est couverte par le réseau de la CEB interconnecté à la VRA

- et à la CIE qui sont plus stables. L'hypothèse de gains de fiabilité résultant des interconnexions aurait dû être prise en compte de manière à renforcer et à stabiliser les réseaux nationaux
11. Par exemple, le problème de la fourniture fiable de l'électricité aux consommateurs persiste au Sénégal (Projet Manantali) à cause de la fragilité du réseau. Dans le cas du projet d'interconnexion NEPA-CEB, les parties prenantes présumaient que les réformes du secteur de l'énergie au Nigeria attireraient automatiquement la participation du secteur privé pour exploiter les abondantes ressources de gaz. L'on pensait que cela renforcerait les capacités de production du Nigeria, alors qu'on ne s'était pas assuré de l'existence de politiques et de programmes publics concrets, susceptibles de garantir une production abondante du gaz et son transport vers les centrales thermiques alimentées au gaz, partout où ce combustible serait requis.
 12. En effet, au stade de l'évaluation ex-ante, le surplus de consommation a été estimé à 22 cents d'USD/kWh, ce qui reflétait les tarifs en vigueur. Cela a été fixé par rapport aux prix d'importation "avec le projet" de 6 cents d'USD/kWh. Toutefois, au moment où le projet a été mis en service en 2011, les tarifs moyens en vigueur étaient de 35 cents d'USD/kWh. Par conséquent, le prix à l'importation fixé à 7 cents d'USD par kWh a entraîné une consommation bien plus grande. Même si l'on admet le fait que le tarif en vigueur est appelé à se contracter progressivement, au fil du temps, à environ 20 cents d'USD/kWh, Djibouti continuera de tirer d'énormes surplus du consommateur au prix d'importation actuel. Cela explique les niveaux de rendement économique extraordinaires dont bénéficie actuellement le projet. Le projet marocain, pour sa part, a vu ses rendements financiers diminuer, passant de 31 % à l'évaluation ex-ante à 18 % au moment de la rédaction du rapport d'achèvement du projet, et à seulement 0,27 % à l'évaluation rétrospective. Cette baisse de taux traduit le fait que le prix moyen de l'électricité importée d'Espagne a plutôt augmenté que baissé, comme initialement prévu. Cela est dû à l'augmentation des prix des combustibles primaires utilisés pour produire l'électricité en Espagne et à la prise en compte de l'inflation dans le pays exportateur. Pratiquement tous les projets dégagent des rendements qui sont de loin supérieurs à ce qui était prévu à l'évaluation ex-ante.
 13. Les pairs évaluateurs externes ont mis en cause certains aspects méthodologiques de l'analyse économique et financière du projet. Cela signifie que les résultats devraient être pris avec précaution.
 14. L'Éthiopie et la Zambie sont des pays enclins à la sécheresse. Ils exportent de l'hydroélectricité bon marché vers leurs voisins, par exemple, Djibouti et la Namibie. Mais ces contrats d'approvisionnement transfrontalier d'électricité dépendent fortement de bonnes précipitations. Tandis qu'en Afrique de l'Ouest, l'interconnexion NEPA-CEB a constitué un moyen pour le Togo et le Bénin, à travers leur service commun – la CEB – de diversifier leurs sources d'approvisionnement en électricité grâce à la connexion de leurs réseaux électriques à celui du Nigeria, pays doté d'abondantes ressources en pétrole et en gaz naturel. En cas de sécheresse au Ghana, cette option constituerait une source d'énergie économiquement viable. Cependant, pendant les périodes de faibles précipitations au Ghana, la capacité de la VRA à honorer ses obligations contractuelles envers la CEB a été fortement compromise parce que près de 68 % de l'électricité produite au Ghana proviennent de deux centrales hydroélectriques, situées à Akosombo et à Kpong. De graves sécheresses survenues au Mali en 2006 et 2007 ont sérieusement réduit la production d'électricité de la centrale hydroélectrique de Manantali. En 2007, celle-ci a produit 552,5 GWh, le chiffre annuel le plus bas en près 15 ans d'exploitation de la centrale, soit un volume total bien inférieur à l'objectif annuel de 804 GWh. Cette situation a entraîné une baisse des ventes d'électricité aux pays membres de l'OMVS, et a obligé nombre d'entre eux à recourir à des arrangements d'urgence onéreux d'approvisionnement en électricité, pour combler leur déficit d'approvisionnement. Ce qui a eu, par ricochet, un impact négatif sur la santé financière des compagnies nationales d'électricité publiques. Par exemple, entre 2005 et 2008, la Senelec a été obligée de recourir à Aggreko Power Rental Units pour la production de 40 à 100 MW d'électricité thermique au diesel, pour un coût de près de 105 F CFA/kWh, contre 21 F CFA/kWh pour l'électricité de Manantali
 15. Par exemple, la capacité du Nigeria à produire suffisamment d'électricité, essentiellement à partir de ses centrales thermiques fonctionnant au gaz, afin de satisfaire les besoins des marchés intérieur et d'exportation demeure un risque majeur qui menace la durabilité du projet NEPA-CEB. Lorsque toutes les centrales de la NIPP ont été mises en service à la fin de 2015, le panachage des capacités hydroélectriques et thermiques du Nigeria sera à peu près de 15 % à 85 %. En dépit de ce résultat, le développement des infrastructures de production, de transformation et de transport du gaz n'a pas suivi le même rythme que le déploiement des centrales thermiques au gaz. En fait, bien que le Nigeria possède la neuvième plus grande réserve de gaz au monde, l'approvisionnement en gaz a toujours été un défi en raison de la piètre qualité des infrastructures de gaz, du faible prix du gaz et de la vandalisation persistante sur les gazoducs. À l'avenir, la capacité des sociétés de production de gaz à relever le vieux défi du sabotage des oléoducs et des gazoducs sera déterminant pour résoudre le problème de fourniture de gaz. Il a été imprévisible dans le passé et la production locale de gaz des champs pétrolier et gazier de Jubilee à l'ouest du Ghana disposent de capacités limitées.
 16. L'intérêt croissant du marché européen de l'énergie pour le Maroc et l'ensemble de la région du Maghreb signifie que les conditions climatiques extrêmes en Europe peuvent limiter la disponibilité de l'excédent d'énergie pour les exportations. Cela pose, à l'évidence, un défi de durabilité au Maghreb. Les conditions climatiques extrêmes en Europe tendent à accroître la demande pour l'électricité et à réduire le volume de l'électricité disponible pour l'Afrique. Bien que les interconnexions du Maroc aient été renforcées avec d'autres pays du Maghreb dans le cadre du projet, il était prévu que toute réduction des importations de l'Espagne serait remplacée par des importations accrues provenant de la région du Maghreb.
 17. Le groupe de projets a été mis en œuvre avec succès grâce en grande partie grâce à l'engagement politique des gouvernements impliqués et à l'étroite coopération entre les compagnies d'électricité. Les pays partenaires devraient trouver les voies et moyens de régler leurs différends afin de tirer pleinement parti de leurs investissements dans les projets et une meilleure coopération (plus particulièrement pour l'Éthiopie et Djibouti). En revanche, les tensions politiques entre le Maroc et l'Algérie, ainsi que la "non-intégration" du Maghreb feraient perdre à cette région un taux de croissance d'environ 2,2 % du PIB, ainsi qu'une perte de croissance d'au moins 4 % dans le secteur hors- hydrocarbures. Bien que les précédents incidents politiques n'aient pas empêché le maintien et la poursuite de la coopération dans le domaine de l'énergie entre le Maroc et l'Algérie, la capacité d'interconnexion pour importer plus de 10 000 GWh par an de l'Algérie est restée largement sous-exploitée par le Maroc. Les importations marocaines d'énergie de l'Algérie ont été limitées à moins de 5 % de la capacité maximale de la ligne.
 18. Par exemple, les problèmes d'approvisionnement en gaz dans des pays comme le Nigeria, le Ghana, l'Algérie et l'Espagne tendent à limiter la production d'énergie thermique à partir du gaz et, de ce fait, les capacités d'exportation. Ils impactent également la durabilité des interconnexions concernées. Au Nigeria et au Ghana, le développement des infrastructures de production, de transformation et de transport du gaz n'a pas suivi le même rythme que le déploiement des centrales thermiques alimentées au gaz. Les nouvelles centrales de GENCO et les PIE dans les deux pays ont pâti de l'insuffisance des approvisionnements en gaz, ce qui continue de compromettre leur bon fonctionnement. En conséquence, malgré la disponibilité d'une capacité de production de près de 10 109 MW, la production maximale effective jamais réalisée a été de 7492,6 MW en avril

2014 en raison des contraintes liées à l'approvisionnement en gaz. Cela signifie que près de 2 600 MW de capacité disponible ne pouvaient pas être distribués, faute de gaz.

19. C'est à l'opposé du projet marocain qui a prévu des programmes de renforcement du réseau. Les gains escomptés de fiabilité du système au Togo et au Bénin ne se sont pas concrétisés en raison de l'instabilité du réseau nigérian. Cet état de fait a compromis la synchronisation des réseaux. Les hypothèses de gains de fiabilité dans les régions du projet, résultant de l'interconnexion, devraient prendre en compte les conditions nécessaires à remplir pour réaliser ces gains/retombées bénéfiques, et les intégrer dans des politiques à adopter par l'emprunteur comme l'une des conditions du prêt.
20. Par exemple, l'hypothèse selon laquelle la dérégulation du secteur de l'électricité au Nigeria, en elle-même, allait susciter des réactions appropriées de la part du secteur privé pour remédier au déficit de production d'énergie dans ce pays n'a pas été totalement réaliste. Il incombait au Gouvernement Fédéral du Nigeria d'intervenir temporairement sur les centrales électriques de la NIPP, le développement des infrastructures gazières et d'entreprendre des projets de renforcement du transport et de la distribution pour soutenir le secteur et le rendre plus attrayant pour le secteur privé. En outre, l'hypothèse fondamentale de gains de fiabilité résultant de l'interconnexion aurait dû prendre en compte les conditions nécessaires pour stabiliser le réseau nigérian.



IDEV

Évaluation indépendante du développement
Banque africaine de développement



A propos de cette évaluation

Ce rapport synthétise les résultats d'une évaluation groupée de six projets d'interconnexion électrique mis en œuvre durant la période 1999–2013 et financés par le Groupe de la Banque africaine de développement. Ces projets d'un montant de 196 millions d'UC ont reliés les pays suivants : (1) Zambie et Namibie ; (2) Maroc, Algérie et Espagne ; (3) Mali, Mauritanie et Sénégal ; (4) Nigeria, Togo et Bénin ; (5) Ethiopie et Djibouti ; et (6) Ghana, Togo et Bénin. L'objectif de cette évaluation groupée est (1) d'évaluer la pertinence, l'efficacité, l'efficience et la durabilité des projets d'interconnexion et (b) d'identifier les principales leçons sur ce qui a marché ou pas.

L'évaluation a utilisé une approche basée sur la théorie du changement qui a concerné aussi bien les résultats atteints que le comment et le pourquoi de l'atteinte ou pas de ces résultats.

L'évaluation a utilisé un protocole commun de collecte des données pour collecter des données qualitatives et quantitatives sur la performance de chacun des six projets. Plusieurs sources et méthodes de collecte de données ont été utilisés notamment : (1) une revue de la documentation de la BAD et de la littérature pertinentes, (2) des entretiens avec les principales parties prenantes de la Banque (internes et externes), (3) des visites de terrain sur les sites des projets aléatoirement sélectionnés. Des analyses descriptives et comparatives ont été faites ainsi qu'une triangulation des données.

Cette évaluation groupée de projets est un produit d'apprentissage, axé sur des constatations et des leçons. En tant que tel, elle ne contient pas de recommandations. En lieu et place d'une réponse formelle de la Direction de la BAD, un atelier de partage et de capitalisation des connaissances a eu lieu avec les départements opérationnels de la Banque concernés.



IDEV

Évaluation indépendante du développement
Banque africaine de développement

Groupe de la Banque africaine de développement
Avenue Joseph Anoma 01 BP 1387, Abidjan 01 Côte d'Ivoire
Tél. : +225 20 26 20 41
Courriel : idevhelpdesk@afdb.org

