



Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

# Connexions : Partenariats public-privé dans le secteur du transport d'électricité en Afrique



**GROUPE DE LA BANQUE MONDIALE**



**PPIAF**  
Enabling Infrastructure Investment

**CONNEXIONS :  
PARTENARIATS  
PUBLIC-PRIVÉ  
DANS LE SECTEUR  
DU TRANSPORT  
D'ÉLECTRICITÉ  
EN AFRIQUE**

©2017 Banque internationale pour la reconstruction et le développement / Banque mondiale  
1818 H Street, NW, Washington, D.C. 20433  
Téléphone : 202-473-1000 — site web : [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)

Les observations, interprétations et opinions figurant dans le présent rapport n'engagent que leurs auteurs et ne sauraient être attribuées au Fonds de conseil en infrastructure publique-privée (PPIAF) ou à la Banque mondiale, aux institutions qui lui sont affiliées, aux membres de son Conseil des Administrateurs ou aux pays qu'ils représentent. Ni le PPIAF ni le Groupe de la Banque mondiale ne garantissent l'exactitude des données citées dans cet ouvrage ni n'accepte aucune responsabilité quant aux conséquences de leur utilisation. Les frontières, les couleurs, les dénominations et toute autre information figurant sur les cartes du présent rapport n'impliquent de la part du PPIAF ou du Groupe de la Banque mondiale aucun jugement quant au statut juridique d'un territoire quelconque et ne signifient nullement que ces institutions reconnaissent ou acceptent ces frontières. Pour toute question concernant cette publication ou pour commander des exemplaires supplémentaires, se référer au PPP Knowledge Lab.

#### **Droits et licences**

Le contenu de cette publication fait l'objet d'un dépôt légal. Le Groupe de la Banque mondiale encourageant la diffusion de ses connaissances, la reproduction totale ou partielle du présent document est autorisée, en tout ou en partie, à des fins non commerciales, à condition d'en mentionner la source. Toute demande de renseignement sur les droits et licences, y compris les droits subsidiaires, est à adresser à World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street, NW, Washington, D.C. 20433, États-Unis d'Amérique ; télécopie : +1-202-522-2422 ; courriel : [pubrights@worldbank.org](mailto:pubrights@worldbank.org).

# Table des matières

vii	<i>Abréviations</i>
xi	<i>Remerciements</i>
xiii	<i>Avant-propos</i>
xv	<i>Résumé analytique</i>
<b>1</b>	<b>Section 1: Introduction</b>
<b>5</b>	<b>Partie A: Le financement du transport d'électricité : enjeux et perspectives</b>
<b>6</b>	<b>Section 2: L'Afrique a besoin d'investissements dans le transport d'électricité et de nouvelles méthodes pour les financer et les mobiliser</b>
6	2.1 Le taux d'accès à l'électricité est faible en Afrique
7	2.2 Une expansion considérable de l'approvisionnement s'impose pour augmenter l'accès et la consommation
8	2.3 Des lignes de transport d'électricité sont nécessaires pour relier les différentes composantes du système
13	2.4 De nouveaux modes de financement et de prestation du transport d'électricité sont nécessaires
<b>16</b>	<b>Section 3: Le financement privé du transport d'électricité a produit de bons résultats au niveau international</b>
17	3.1 Modèle 1 : privatisations
19	3.2 Modèle 2 : concessions totales du réseau
20	3.3 Modèle 3 : transport d'électricité indépendant
21	3.4 Modèle 4 : investissements marchands
22	3.5 Les projets d'interconnexion peuvent aussi faire appel à certains de ces modèles
<b>27</b>	<b>Section 4: L'Afrique ne possède guère d'infrastructures de transport d'électricité financées sur fonds privés, mais a mobilisé d'importants investissements privés dans le secteur de la production électrique</b>
27	4.1 Les investissements privés dans le transport d'électricité ont été limités
33	4.2 L'Afrique a en revanche réussi à attirer l'investissement privé dans le secteur de la production d'électricité

### **36 Section 5: Le transport d'électricité indépendant est le modèle économique le plus adapté pour mobiliser le financement privé dans ce secteur en Afrique**

- 38 5.1 Applicabilité du modèle à toutes les formes d'investissement dans le transport d'électricité en Afrique
- 38 5.2 Capacité du modèle à réaliser des économies d'échelle dans le secteur du transport d'électricité en Afrique
- 38 5.3 Pression concurrentielle exercée sur les entreprises privées de transport d'électricité en Afrique selon les différents modèles
- 40 5.4 Conditions requises pour susciter la confiance des investisseurs dans la réglementation des réseaux en Afrique
- 40 5.5 Compatibilité du modèle avec l'orientation des réformes du secteur de l'électricité
- 41 5.6 Possibilités d'expérimenter ces modèles tout en maintenant les modèles existants en Afrique
- 43 5.7 Preuves que le modèle a bien fonctionné dans les pays à faible revenu

## **45 Partie B: Comment accroître l'investissement privé dans le transport d'électricité en Afrique**

### **46 Section 6: Démarche à suivre pour réaliser le potentiel des TEI en Afrique**

- 47 6.1 Élaborer des politiques de soutien aux TEI
- 48 6.2 Établir des cadres juridiques et réglementaires à l'appui des TEI
- 50 6.3 Mener des projets pilotes de TEI en parallèle aux modèles économiques existants dans le secteur du transport d'électricité
- 51 6.4 Instaurer de nouveaux modèles de financement concessionnel
- 52 6.5 Définir à quel moment il convient de lancer les appels d'offres
- 54 6.6 Déterminer la rémunération des opérateurs de transport d'électricité en fonction de la disponibilité des lignes
- 55 6.7 Garantir aux projets des revenus suffisants et un rehaussement du crédit
- 58 6.8 Concevoir les projets de TEI de manière à attirer les investisseurs internationaux
- 59 6.9 Se préparer à procéder aux transactions liées aux projets de TEI
- 61 6.10 Organiser des appels d'offres concurrentiels pour les projets de TEI
- 61 6.11 Prochaines étapes

### **63 Section 7: Guide pour l'organisation d'appels d'offres portant sur des projets de transport d'électricité indépendant**

- 65 7.1 Valider le projet
- 66 7.2 Évaluer la possibilité de financement privé
- 67 7.3 Sélectionner l'équipe et le type d'appel d'offres
- 70 7.4 Effectuer les travaux préliminaires
- 71 7.5 Préparer la transaction
- 79 7.6 Exécuter l'appel d'offres

### **83 Annexe A: Études de cas**

### **103 Annexe B: Portefeuilles de projets de TEI envisagés au Kenya et dans le Pool énergétique de l'Afrique australe**

- 111 Bibliographie

## Tableaux

12	2.1	Exemples de lignes électriques prévues par Ketraco
17	3.1	Modèles économiques pour l'investissement privé dans le transport de l'électricité
28	4.1	Exemples de concessions et d'affermages en Afrique
37	5.1	Résultats des modèles économiques à l'aune des critères d'évaluation
42	5.2	Informations relatives aux offres retenues pour les lignes électriques au Pérou (1998-2013)
72	7.1	Matrice de risques
73	7.2	Principaux risques liés à un projet de TEI
75	7.3	Résumé des dispositions essentielles que doivent comporter le CSTE et les accords associés
76	7.4	Structures de PPP pour les contrats de TEI
98	A.1	Lignes électriques par région 2011-2015 (en km de circuit)
106	B.1	Members du SAPP
109	B.2	Portefeuille de projets de TEI potentiels au Kenya
109	B.3	Portefeuille de projets de TEI potentiels au sein du SAPP

## Figures

7	2.1	Accès à l'électricité et consommation électrique (en pourcentage de la population ; en kWh par personne et par an)
8	2.2	Capacité installée (en MW par million d'habitants)
9	2.3	Lignes électriques par habitant (en km de lignes électriques par million d'habitants)
10	2.4	Grands projets potentiels de production et de transport d'électricité en Afrique
12	2.5	Carte du réseau de transport nigérian : lignes en construction et lignes prévues
23	3.1	Tracé de la ligne Basslink
25	3.2	La ligne d'interconnexion SIEPAC
29	4.1	Longueur des lignes de transport et de distribution au Cameroun (en km), 2001-10
32	4.2	Tracé de la ligne d'interconnexion de Cahora Bassa
33	4.3	Projets de PEI par année de finalisation du montage financier : Afrique (hors Afrique du Sud), 1994-2014

49	6.1	Investissements dans le transport d'électricité au Pérou (1991-2000)
51	6.2	Évolution des nouvelles lignes électriques en Inde, 1985-2017* (en km circuits de nouvelles lignes)
53	6.3	Répartition des responsabilités dans le cadre d'appels d'offres en phase initiale ou avancée
56	6.4	Comparaison entre les coûts d'approvisionnement en électricité et les sommes recouvrées en 2014 (dollars/kWh facturé)
58	6.5	Structure de financement du PEI Azura (Nigéria)
64	7.1	Résumé du processus
69	7.2	Répartition des responsabilités dans le cadre d'appels d'offres en phase initiale ou avancée
85	A.1	Les principales institutions du secteur brésilien de l'électricité
87	A.2	Marchés adjudgés et non adjudgés (2005-2015)
105	B.1	Évolution des lignes électriques, par niveau de tension (2009-2015)
107	B.2	Le réseau du SAPP

## Encadrés

14	2.1	Déficit de financement dans le secteur du transport d'électricité au Kenya
21	3.1	Synthèse des résultats des projets de TIE dans le monde
31	4.1	Une tentative unique d'appel d'offres portant sur des projets de TEI en Afrique
39	5.1	Les contrats de TEI peuvent diminuer les coûts sur l'ensemble du cycle de vie
41	5.2	Les réseaux réglementés en libre accès présentent un risque pour les lignes marchandes
43	5.3	Les TEI peuvent mobiliser de nouvelles sources de financement
48	6.1	Les appels d'offres portant sur le transport d'électricité terrestre au Royaume-Uni
49	6.2	Le Pérou a adopté de nouvelles lois pour cultiver l'intérêt des investisseurs à l'égard du transport d'électricité
50	6.3	Élaborer des règlements adaptés aux TEI
51	6.4	Le financement privé du transport d'électricité progresse en Inde
52	6.5	Exemple de prêt concessionnel à un PEI

56	6.6	La plupart des entreprises publiques africaines d'électricité ne recouvrent pas des sommes suffisantes pour couvrir leurs coûts	68	7.1	Description des différents comités
			68	7.2	Appels d'offres en phase initiale et avancée
57	6.7	Le recours aux comptes séquestres pour attirer les investissements dans les projets de PEI	78	7.3	Appel d'offres en une ou deux phases
			81	7.4	Gestion du contrat
57	6.8	Les garanties ont permis au projet de PEI Azura (Nigéria) de bénéficier d'un financement	104	B.1	Principales entreprises du secteur de l'électricité kényan
			108	B.2	L'expérience du SAPP montre comment les pools énergétiques régionaux peuvent contribuer à la planification du transport d'électricité
60	6.9	Tarifs des contrats de TEI au Pérou			
61	6.10	Le rôle des soumissionnaires publics			

# Abréviations

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APD	Aide publique au développement
AVI	Valeur annuelle de l'investissement ( <i>Anualidad del Valor de la Inversión</i> )
BIA	Bureau of Indian Affairs
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BPC	Coordinateurs de la procédure d'appel d'offres ( <i>Bidding Process Coordinator</i> )
CAHT	Courant alternatif haute tension
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCHT	Courant continu haute tension
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CEA	Central Electricity Authority
CEC	Copperbelt Energy Corporation
CEP	Construction-exploitation-propriété
CEPT	Construction-exploitation-propriété-transfert
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CIE	Compagnie ivoirienne d'électricité
CISEN	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
CNE	Código Nacional de Electricidad
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COMA	Costos de Operación, Mantenimiento y Administración
CPMC	Coût moyen pondéré du capital
CSTE	Contrat de services de transport d'électricité
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CTM	Consortio Transmuntario
CTU	Service central de transport d'électricité ( <i>Central Transmission Utility</i> )
DIC	Clients interétatiques désignés ( <i>Designated Inter-State Customer</i> )
EAE	Évaluation environnementale stratégique
EDF	Électricité de France
EDM	Electricidade de Moçambique
EIE	Énoncé des incidences environnementales
EIES	Évaluation des impacts environnementaux et sociaux
EPC	Ingénierie, fourniture et construction ( <i>Engineering, Procurement and Construction</i> )
EPE	Empresa de Pesquisa Energética



EPIRA	Loi sur la réforme du secteur de l'énergie électrique ( <i>Electric Power Industry Reform Act</i> )
ERC	Energy Regulatory Commission
ESKOM	South African electricity supply company
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GDC	Geothermal Development Company
GPR	Garantie partielle de risque
GW	Gigawatt
HCB	Hidroeletrica de Cahora Bassa
HT	Haute tension
IFC	Société financière internationale
IFD	Institution de financement du développement
IPC	Indicateurs de performance clé
IPS	Industrial Promotion Services
Ketraco	Kenya Electricity Transmission Company
Km	kilomètre(s)
KPLC	Kenya Power and Lighting Company
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattheure
LCE	Loi sur les concessions électriques ( <i>Ley de Concesiones Eléctricas</i> )
LCPDP	Plan de développement électrique à moindre coût ( <i>Least Cost Power Development Plan</i> )
LGE	Loi visant à assurer le développement efficient de la production électrique ( <i>Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica</i> )
LGSE	Loi générale des services électriques ( <i>Ley General de Servicios Eléctricos</i> )
LTI	Loi sur le transport et l'interconnexion ( <i>Law of Transmission and Interconnection</i> )
LTTC	Clients à long terme de services de transport d'électricité ( <i>Long Term Transmission Customer</i> )
MEM	Ministère de l'Énergie et des Mines
MHI	Manitoba Hydro International
MIGA	Agence multilatérale de garantie des investissements
MME	Ministère des Mines et de l'Énergie
MVA	MégaVolt-Ampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NBET	Nigerian Bulk Electricity Trader
NEM	National Electricity Market
NEP	Plan national d'électricité ( <i>National Electricity Plan</i> )
NGCP	National Grid Corporation of the Philippines
NPC	National Power Corporation
NTP	Politique tarifaire nationale ( <i>National Tariff Policy</i> )
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
ONS	Operator of the National Electricity System
PCOA	Contrat d'option d'achat et de vente
PEI	Producteur d'électricité indépendant
PEMC	Philippines Electricity Market Corporation
PGCIL	Power Grid Corporation of India Ltd

PhP	Peso philippin
PIB	Produit intérieur brut
PIDA	Programme de développement des infrastructures en Afrique
PPP	Partenariat public-privé
PRI	Assurance contre le risque politique
PSALM	Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation
RAPP	Rajasthan Atomic Power Project
RDC	République démocratique du Congo
REP	Red de Energía del Peru
RTE	Réseau de transport d'électricité
RTWR	Règles de fixation des tarifs de transport d'électricité ( <i>Rules for Setting Transmission Wheeling Rates</i> )
SAPP	Pool énergétique d'Afrique australe
SEB	conseil de l'électricité de l'État ( <i>State Electricity Board</i> )
SEEG	Société d'énergie et d'eau du Gabon
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SENELEC	Société nationale d'électricité du Sénégal
SERC	State Electricity Regulatory Commissions
SGT	Sistema Garantizado de Transmisión
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SONEL	Société nationale d'électricité
SSE	Scottish and Southern Electricity
STE	Sociedade Nacional de Transporte de Energia
STU	Service de transport d'électricité ( <i>State Transmission Utility</i> )
TCN	Transmission Company of Nigeria
TDP	Plan de développement du transport d'électricité
TEI	Transport d'électricité indépendant
VATT	Valeur annuelle de transport par segment ( <i>Valor Anual de Transmisión por Tramo</i> )
VGF	Mécanisme de financement du déficit de viabilité ( <i>Viability Gap Funding</i> )
WESM	Marché de gros au comptant ( <i>Wholesale Electricity Spot Market</i> )
ZESCO	Zambia Electricity Utility



# Remerciements

Cette étude a été rédigée par une équipe constituée de Rahul Kitchlu (spécialiste senior de l'énergie), Samuel Oguah (spécialiste de l'énergie), Emma Grubbstrom (consultante) et John Rennie (consultant) de la Banque mondiale ; Jamie Carstairs, Lucila Arboleya, et David Ehrhardt, de Castalia Ltd ; et Ramón Nadira de Lummus Consultants International. Les travaux ont été réalisés sous la direction de Lucio Monari, Sudeshna Banerjee, Charles Cormier, et Wendy Hughes.

Des informations fondamentales ont été apportées par les participants aux ateliers organisés en septembre 2016 à Nairobi et Abuja, notamment Pedro Antmann, Pedro Sanchez, Burra Vamsi Rama Mohan (directeur général adjoint, Power Grid Corp of India), Rafael Ferreira (PSR), et Ajay Bhardwaj (Sterlite Power).

L'équipe s'est également entretenue avec de nombreux experts qui ont enrichi le contenu de ce rapport et ajouté à sa rigueur. Nous remercions les nombreux intervenants du secteur public et les investisseurs privés, notamment les compagnies d'électricité, les régulateurs, et les entreprises de transport d'électricité, qui ont apporté de précieux éclairages.

L'équipe est redevable à ses collègues du Pôle mondial d'expertise en énergie et industries extractives, qui ont fourni des renseignements et formulé des recommandations concernant leurs pays et leurs domaines d'expertise. L'équipe a particulièrement tiré profit de ses entretiens avec Manuel Sanchez, Mariano Salto, Kyran O'Sullivan, Robert Schlotterer, Arnaud Braud, Anabelle Libeau, Xavier Muron, Muhammad Wakil, Celine Payet, Susan Fleming, Anita Rozowska et Aarthi Sivaraman.

Elle tient également à remercier les experts qui ont examiné le rapport, Victor Loksha, Efratos Tavoulaareas et Pedro Sanchez, pour leurs observations pertinentes et leurs apports constructifs à différents stades de l'étude, ainsi qu'aux membres du Comité de décision, présidé par Thomas O'Brien. Kwawu Mensan Gaba, Teuta Kacaniku et les unités de gestion pays ont également formulé des commentaires très appréciés pour la mise au point définitive du rapport.

Cette publication a été financée par le PPIAF. Le PPIAF, un fond multi-bailleurs au sein du Groupe Banque mondiale, apporte une assistance technique aux gouvernements des pays en développement. Il a pour objectif premier d'instaurer des environnements propices à l'investissement privé dans l'infrastructure grâce à des partenariats d'envergure. Pour de plus amples informations, rendez-vous sur le site [www.ppiaf.org](http://www.ppiaf.org)



# Avant-propos

L'accès à l'électricité est un élément clé du développement et un moteur de la croissance économique de l'Afrique subsaharienne. Or, la majorité des pays du sous-continent connaissent encore des pénuries d'électricité, et deux ménages sur trois, soit près de 600 millions de personnes, en sont totalement privées. En l'absence d'électricité, les dispensaires de santé éprouvent des difficultés à assurer les services de base, les enfants ne peuvent acquérir une éducation convenable, et les entreprises ne peuvent croître et prospérer dans l'économie mondialisée d'aujourd'hui. Là où il y a de l'électricité, l'approvisionnement est souvent de mauvaise qualité. Si nous ne nous remédions pas aux problèmes structurels qui empêchent les Africains d'élargir l'accès à une électricité fiable et abordable, la croissance économique du continent restera lente, et des millions d'individus demeureront pris au piège de la pauvreté.

La médiocrité de l'approvisionnement et les faibles taux d'électrification tiennent principalement à l'insuffisance des réseaux électriques. La solution à ce problème appelle de nouvelles méthodes de financement du développement ; le déficit financier démesuré des secteurs électriques subsahariens ne peut être comblé par les seuls financements publics des pays clients. Un renforcement de la participation du secteur privé s'impose tout au long de la chaîne de valeur énergétique.

Les gouvernements africains s'emploient certes à encourager la participation du secteur privé, mais la seule ampleur des besoins ne va pas amener un accroissement de l'investissement privé. Les investissements vont là où les rendements sont manifestement supérieurs aux risques, alors que les autorités souhaitent que les investissements soient réalisés au bénéfice de l'intérêt général, et contribuent à résorber la pauvreté et à réaliser les objectifs de croissance

Les efforts visant à intensifier l'investissement dans le secteur de l'électricité ont essentiellement porté sur l'expansion de la capacité de production en amont ; or, des investissements équivalents sont nécessaires sur le segment subsaharien du transport d'électricité, faute de quoi on risque fort de voir apparaître des goulots d'étranglement dans le système, ce qui entraînerait un déclasserement des actifs de production et la non-réalisation des objectifs en matière de prestation de services et d'élargissement de l'accès à l'électricité.

Le rapport « Scaling-Up Power Transmission in Africa » se penche sur les programmes d'investissement privé conduits dans le secteur du transport d'électricité ailleurs dans le monde (les partenariats public-privé, PPP, par exemple) et examine dans quelle mesure il serait possible d'y recourir dans le contexte subsaharien. De nombreux pays latino-américains et asiatiques ont fructueusement mobilisé la participation du secteur privé

dans les réseaux de transport d'électricité, celle-ci s'étant traduite par une baisse des tarifs et l'élargissement de la couverture. L'analyse présentée ici dégage de leur expérience des enseignements susceptibles de s'appliquer au contexte africain, met en lumière les réglementations nécessaires et recommande des solutions pour attirer la participation du secteur privé sur ce segment.

En somme, le rapport a pour ambition d'aider les pays africains à accroître et à pérenniser l'investissement dans le secteur de l'électricité au profit de leurs populations et de leurs économies.



Makhtar Diop  
Vice-président, Région Afrique

# Résumé analytique

Le bilan de la prestation de services du secteur électrique en Afrique subsaharienne (Afrique) est sous-optimal. La capacité de production se maintient à 100 GW – à savoir un tiers de celle de l'Inde pour une population comparable et une consommation annuelle moyenne d'environ 500 kWh par habitant –, soit un cinquième de la moyenne mondiale. La consommation d'électricité est presque exclusivement le fait des classes aisées. Près des deux-tiers de la population africaine – en grande partie rurale et pauvre – sont exclus du modèle de prestation de services, ce qui a des retombées négatives sur le bien être socioéconomique et la productivité. Cette réalité contrarie les aspirations de la communauté internationale et des autorités nationales qui ambitionnent d'offrir à chaque consommateur des solutions énergétiques fiables, abordables et durables à l'horizon 2030.

Pour combler l'écart entre sa situation actuelle et ses objectifs, l'Afrique doit faire appel à différents modèles économiques, à de nouveaux partenaires financiers et à de nouvelles parties prenantes. La convergence de ces facteurs lui permettra de développer la capacité de production électrique, de créer des réseaux de distribution pour livrer l'électricité aux consommateurs, et d'établir des lignes de transport pour relier les deux extrémités de la chaîne d'approvisionnement. La production et la distribution, les deux extrêmes de la chaîne de valeur du secteur, ont mobilisé l'intérêt des responsables publics et les partenaires financiers, soucieux d'expérimenter de nouveaux modes de passation de marchés pour la capacité de production et des méthodes plus efficaces d'approvisionnement des consommateurs. Les producteurs d'électricité indépendants (PEI) ont investi 25,6 milliards de dollars dans la production, avec une capacité installée de 11 GW<sup>1</sup>. Dans le secteur de la distribution, de nouveaux modèles visant à tirer parti de l'efficacité du secteur privé sont apparus sous diverses formes de partenariats public-privé (PPP), notamment de concessions, de contrats de gestion, et de contrats d'exploitation et maintenance.

Le transport d'électricité, considéré jusqu'à présent comme un monopole naturel, et qui compte pour une part relativement faible du coût total de la chaîne de valeur du secteur, doit évoluer de concert avec l'accroissement de la capacité de production afin d'évacuer l'énergie et de la livrer aux usagers en temps voulu. Les lignes électriques diminuent les coûts globaux car elles dégagent des économies d'échelle dans la production, donnent accès à des sources de production rentables, diminuent les réserves nécessaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement et favorisent l'intégration d'énergies renouvelables dans le système énergétique. Le transport d'électricité demeure malgré tout une composante négligée de la chaîne de valeur du secteur.

Le montant annuel des investissements dans le secteur du transport d'électricité pour la période allant de 2015 à 2040 est compris entre 3,2 et 4,3 milliards de dollars. En Afrique, la quasi-totalité de l'investissement dans ce secteur est financé par des entreprises publiques. Cela a également été le cas ailleurs jusque dans les années 90, mais la vague de restructurations qu'ont depuis connue les pays latino-américains et de nombreux pays membres de



L'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) s'est traduite par la mise en place de nouveaux modèles de financement du transport de l'énergie qui diminuent la part de l'investissement public et augmentent celle du financement privé. Les pratiques mondiales sont donc relativement récentes : nées dans les pays développés et en Amérique latine, elles se sont rapidement répandues en Asie. Aujourd'hui, le PIB de l'Afrique se situe au niveau qu'affichait celui de ces pays lorsqu'ils ont ouvert le secteur aux investisseurs privés. Ainsi, le PIB par habitant du Pérou s'élevait à 3 266 dollars en 1998, et celui de l'Inde à 1 056 dollars en 2006. En comparaison, le PIB par habitant du Kenya se monte actuellement à 1 113 dollars, celui du Nigéria à 2 535 dollars.

Pour répondre aux besoins particuliers des clients, le présent rapport cherche à définir si le secteur privé peut jouer un rôle complémentaire dans le développement du transport électrique en Afrique, et en analyse les avantages éventuels et les écueils. Le Kenya et le Nigéria envisagent sérieusement de faire appel à de nouvelles sources de financement pour satisfaire à leurs besoins d'investissement. Le rapport se fonde sur l'expérience mondiale grandissante en matière de partenariats public-privé, et notamment sur cinq études de cas (Brésil, Chili, Inde, Pérou, et Philippines), pour décrire comment ce modèle peut être adapté à l'Afrique. Il a été élaboré en étroite collaboration avec des entités publiques et privées en Afrique. À l'occasion de deux ateliers organisés à Nairobi et à Abuja, des experts internationaux ont informé les intervenants locaux des pratiques mises en place dans leur pays pour attirer l'investissement privé dans le secteur du transport électrique. Lors d'un troisième atelier qui s'est tenu à Arusha à l'occasion de la Conférence ministérielle du Pool énergétique de l'Afrique de l'Est (EAPP), des résultats préliminaires ont été présentés aux ministres de l'Énergie des sept États membres de l'EAPP.

L'heure est venue de mettre le concept de participation du secteur privé dans le secteur du transport électrique en pratique en Afrique. Il doit toutefois être appliqué prudemment, et dans les pays où les conditions sont favorables. Le rapport examine en détail les retombées des modèles de partenariat privé-public sur le coût de prestation des services et sur l'efficacité de l'approvisionnement, et présente des instruments que les pays pourront adapter à leur situation particulière.

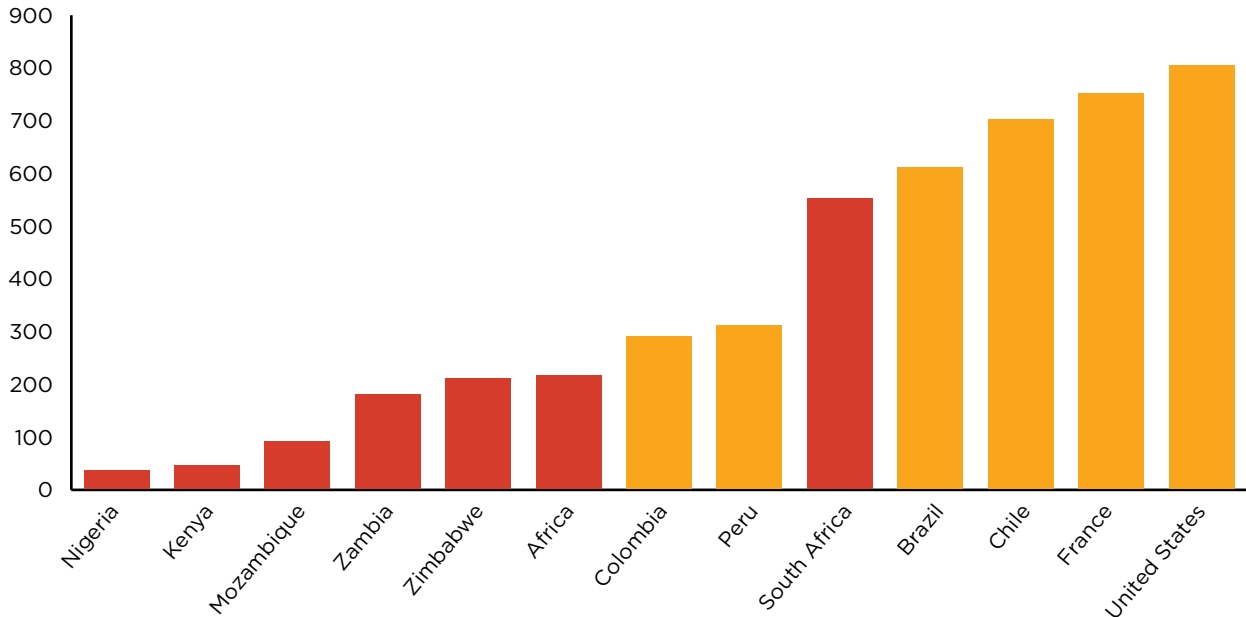
## **Pourquoi faut-il intensifier l'investissement privé dans le transport électrique en Afrique?**

Il faut d'urgence intensifier l'investissement dans le transport d'électricité. Sur 38 pays, neuf ne disposent pas de lignes électriques de plus de 100 kV. Les 38 pays africains comptent au total 112 196 km de lignes. Le réseau de transport du Brésil (125 640 km) est plus long que celui de l'Afrique, et celui des États-Unis d'Amérique (États-Unis) en représente plus du double (257 000 km). Malgré sa superficie, l'Afrique possède en outre moins de kilomètres de lignes électriques par habitant que les autres régions. On y recense 247 km de lignes pour un million d'habitants, chiffre qui recule à 229 km par million d'habitants quand on exclut l'Afrique du Sud.

La construction de lignes électriques et la modernisation de la capacité de transport constitueront un volet essentiel du développement global du secteur électrique. L'Afrique ayant besoin de réseaux nationaux et transnationaux, des investissements sont nécessaires à l'échelon national et régional. Elle doit investir dans les lignes de longue distance faisant appel à la fois aux techniques de courant alternatif (CA) et de courant continu (CC) et développer les réseaux de transport nationaux à différentes tensions. Le continent dispose d'immenses gisements hydroélectriques peu coûteux, mais ceux-ci sont éloignés des centres de consommation qu'ils pourraient desservir.

Des investissements s'imposent, dans les lignes de transport transfrontalières notamment, pour raccorder ces ressources aux consommateurs. Au plan national, les

**Figure E.1** Lignes électriques par habitant (en kilomètres de lignes électriques par million de personnes)



Source: Castalia. Données tirées de Trimble, C. et al., « T&D Data — State owned national grid T&D data », 2016, <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (consulté le 30 octobre 2016) ; Rafael Ferreira, « Private Participation in Transmission Expansion : the Brazilian Model », exposé présenté lors d'un atelier de consultation, Nairobi, Kenya, le 26 septembre 2016.

investissements revêtent aussi différentes formes. Les projets nationaux varient en termes de longueur des lignes, de tension, et de coûts estimés. Au Kenya, la Kenya Electricity Transmission Company (Ketraco) prévoit de construire 7 000 km environ de lignes électriques d'ici à 2020 — dont 2 200 km de lignes de 132 kV, 2 400 km de lignes de 220 kV, 2 000 km de lignes de 400 kV et 612 km de lignes à courant continu haute tension (CCHT) de 500 kV.

Les financements publics sont relativement rares dans un climat de contrainte budgétaire. Le recours massif aux capitaux publics dans le secteur énergétique peut avoir un coût d'opportunité élevé, surtout dans des pays confrontés à la nécessité de remédier à d'autres déficits socioéconomiques. Le financement de projets peut donner aux entreprises publiques de distribution d'électricité la possibilité de mobiliser des fonds dont elles ne pourraient autrement disposer.

Le financement de projet isole une part de la trésorerie associée à des investissements précis. Dans ce cadre, la garantie de paiement de l'État n'aggrave pas sa position budgétaire. Elle donne l'assurance qu'un léger relèvement des tarifs de l'électricité censé financer un projet viable sur le plan financier est véritablement utilisé à cette fin, et non pour assurer le service de la dette ou couvrir d'autres dépenses. Le financement privé permettrait à l'entreprise publique de distribution, ou aux autorités, de payer des prix d'acheminement de l'électricité compétitifs et conformes aux coûts. Comme le secteur privé investit dans des projets de transport d'électricité financièrement viables, ce système peut aussi avoir des effets d'entraînement. Grâce au développement de la capacité de transport, les entreprises publiques de distribution peuvent accroître leurs ventes d'électricité et diminuer les coûts de production. Enfin, la participation du secteur privé peut aussi renforcer les compétences de gestion, le savoir-faire technique, les mesures d'incitation et la responsabilisation.

### **Quels sont les modèles économiques des partenariats public-privé dans le secteur du transport de l'électricité ?**

Divers modèles économiques ont été utilisés pour attirer l'investissement privé dans ce secteur. Les quatre principaux sont les privatisations, les contrats de concession totale du réseau électrique, les projets de transport d'électricité indépendant (TEI) et les investissements privés. Les projets de financement privé établis selon ces modèles ont apporté aux pays concernés des investissements appréciables dans de nouvelles lignes électriques.

La restructuration et la libéralisation des marchés de l'électricité dans les pays de l'OCDE ont modifié le mode de financement de l'investissement dans le transport de l'électricité. Les entreprises privées financent désormais la quasi-totalité, ou une part substantielle, de ces investissements dans de nombreux pays d'Amérique du Sud et du Nord, ainsi qu'en Europe. Ce modèle a également été introduit dans certains pays en développement. L'Inde, par exemple, a mobilisé des investissements privés d'un montant de 5,5 milliards de dollars dans le secteur depuis 2002.

Quatre grands modèles économiques ont été utilisés :

- **Les privatisations** transfèrent la propriété du réseau de transport d'électricité à une entreprise privée, généralement dans le cadre d'une vente contractuelle ou de l'introduction en bourse d'une entreprise de transport d'électricité détenue par l'État. Le propriétaire privé a le droit exclusif (et l'obligation) de créer un nouveau réseau de transport d'électricité dans sa zone d'exploitation.
- **Les contrats de concession totale du réseau** confèrent des droits et responsabilités similaires à ceux des privatisations, mais sur une période plus brève. Dans la plupart des cas, les pouvoirs publics mettent la concession en adjudication et concluent un contrat de concession avec le soumissionnaire retenu.
- **Les projets de transport d'électricité indépendant (TEI)** confèrent les droits et obligations associés à une seule ligne électrique ou à quelques lignes. Le plus souvent, les autorités procèdent à un appel d'offres pour un contrat de longue durée, le paiement étant fonction de la disponibilité de la ligne.
- **Les investisseurs privés** construisent et exploitent une seule ligne électrique (« ligne marchande »). Dans la majorité des cas, il s'agit d'une ligne à courant continu haute tension (CCHT). L'investisseur privé dégage des profits de l'acheminement de l'électricité depuis des régions où les prix sont bas vers des régions où ils sont élevés. Ces projets sont le plus souvent conduits sur initiative du secteur privé, et non de l'État.

Certains pays font appel à plus d'un modèle économique. Les États-Unis et le Royaume-Uni ont ainsi mis terme à l'exclusivité dont bénéficiaient les entreprises privées sur les nouveaux investissements dans le transport d'électricité, ce qui permet à l'État de procéder à des appels d'offres pour des projets de TEI dans ce secteur.

Tous ces modèles peuvent fonctionner, mais donnent leurs meilleurs résultats dans des conditions différentes. En Bolivie, par exemple, la tentative de privatisation n'a pas fait long feu, et certaines concessions mises en place dans les pays africains n'ont guère mobilisé d'investissements. En revanche, quand les conditions nécessaires sont réunies, les projets de financement privé établis selon ces modèles ont apporté aux pays concernés des investissements appréciables dans de nouvelles lignes électriques. À titre d'exemple, les trois entreprises qui ont participé à la privatisation au Royaume-Uni ont investi 5,6 milliards de livres sterling entre 2013 et 2016. Au Pérou, les TEI ont mobilisé 1,8 milliard de dollars dans le cadre de 18 appels d'offres, et les coûts annuels des projets retenus ont été inférieurs de 36 % en moyenne aux estimations. Depuis la fin des années 2000, la part de l'investissement privé — y compris les coentreprises avec la compagnie publique de transport de l'électricité — progresse. Le secteur privé a investi 5,5 milliards de dollars, et le montant des projets prévus s'établit à 5 milliards de dollars.

**Tableau E1** Modèles économiques pour l'investissement privé dans le transport de l'électricité

	<b>Privatisation à durée indéterminée</b>	<b>Concession totale du réseau électrique</b>	<b>Projets de transport d'électricité indépendants (TEI)</b>	<b>Investissement marchand</b>
Durée	Indéterminée	Long terme : souvent 25 ans au moins	Long terme : souvent 25 ans au moins	Indéterminée
Champ d'application	Toutes les lignes, existantes et nouvelles, dans un pays ou une région	Toutes les lignes, existantes et nouvelles, dans un pays ou une région	Une seule ligne ou un groupe de lignes. Nouvelles lignes uniquement	Une seule ligne principale, souvent CCHT
Revenus	Revenus annuels fixés par le régulateur pour garantir un remboursement et rendement raisonnables du capital. Ils font l'objet d'une réévaluation réglementaire périodique.	Revenus annuels fixés par le régulateur pour garantir un remboursement et rendement raisonnables du capital. Ils font l'objet d'une réévaluation réglementaire périodique, ou de clauses d'arbitrage en application de la loi sur les concessions.	Revenus annuels essentiellement ou entièrement fixés par le soumissionnaire retenu	Revenus tributaires du volume d'énergie acheminé et des écarts de prix entre les deux extrémités de la ligne
Incitations	Liées à la performance de l'ensemble du réseau	Liées à la performance de l'ensemble du réseau	Disponibilité de la ligne (généralement 98 %)	Aptitude à transporter l'énergie des régions à faible prix vers des régions pratiquant des prix plus élevés
Accès	Accès ouvert à tous les usagers du réseau de transport sur un pied d'égalité	Accès ouvert à tous les usagers du réseau de transport sur un pied d'égalité	Accès ouvert à tous les usagers du réseau de transport sur un pied d'égalité	Accès exclusif. Droits d'accès utilisés par le propriétaire ou revendus.
<b>Exemples – Monde</b>	Royaume-Uni, Allemagne, certaines régions françaises, certaines régions australiennes, quelques pays sud-américains (dont l'Argentine et le Chili)	Philippines	Mexique, Amérique du Sud (Brésil, Chili, Colombie, Pérou), Inde, Royaume-Uni, Canada, Australie, États-Unis	Australie, États-Unis
<b>Exemples – Afrique</b>	Aucun	Cameroun, Mali, Sénégal, Côte d'Ivoire	Aucun	Aucun

La participation du secteur privé au secteur du transport de l'électricité en Afrique est insignifiante, et revêt essentiellement la forme de concessions totales du réseau. Si ces dernières n'ont pas réussi à mobiliser des investissements d'importance dans le secteur, elles ont eu quelques retombées favorables sur le plan opérationnel. Aucune ligne électrique n'a été financée par le secteur privé dans le cadre de projets de TEI, et aucune ligne privée n'a été construite sur le continent. Des mesures préliminaires à la préparation d'appels d'offres pour des projets de TEI ont été prises, au Nigéria notamment, mais il n'y a pas eu d'adjudication.

Les projets de TEI pourraient constituer le modèle économique le plus prometteur pour mobiliser le secteur privé. Ils ont obtenu de bons résultats dans d'autres pays en

**Tableau E2 Structures de PPP pour les contrats portant sur des projets de TEI**

#	Structure de PPP	Qui finance l'investissement en capital ?	Qui assume le risque de construction ?	Qui assume le risque d'exploitation ?	Qui est propriétaire des actifs ?	Exemples
1	Construction-exploitation-propriété-transfert (CEPT)	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	Brésil, Pérou, Inde
2	Construction-exploitation-propriété (CEP)	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	Chili
3	Construction-transfert-exploitation (CTE)	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	État/entreprise publique	Aucun exemple recensé pour les lignes électriques
4	EPC+financement	Entreprise privée	Entreprise privée	État/entreprise publique	État/entreprise publique	Aucun exemple recensé pour les lignes électriques

développement, y compris dans ceux ayant fait l'objet des études de cas. Le revenu par habitant de certains de ces pays à l'époque où ils ont mis sur pied ces projets était comparable à celui des pays africains qui envisagent de le faire aujourd'hui. Ainsi, le PIB par habitant du Pérou s'élevait à 3 266 dollars en 1998, et celui de l'Inde 1 056 dollars en 2006. En comparaison, celui du Kenya est aujourd'hui de 1 113 dollars et celui du Nigéria de 2 535 dollars. Les projets de TEI mis en œuvre dans les pays à revenu faible et intermédiaire ont donné lieu à des investissements privés substantiels dans le transport d'électricité, à des économies appréciables sur les coûts grâce aux appels d'offres et, jusqu'ici, à des accords contractuels stables. En outre, les risques pour leurs investisseurs sont semblables à ceux assumés par les investisseurs dans les projets de PEI, modèle qui a obtenu des résultats satisfaisants en Afrique.

Il existe quatre grandes structures de TEI, qui se différencient selon la source des besoins en dépenses d'investissement, selon que les actifs de transport d'électricité appartiennent à l'entreprise privée ou pas, et selon qu'ils sont transférés à l'issue du contrat ou pas (tableau E2). Les pays des études de cas n'ont pas structuré les TEI de manière identique, mais ils ont réussi à attirer les financements privés aux fins d'investissement dans de nouveaux actifs de transport d'électricité. Deux caractéristiques distinguent ces projets. La première est le moment où l'actif est transféré – au Brésil, au Pérou et en Inde, les appels d'offres portent sur des contrats de CEPT (construction-exploitation-propriété-transfert ; type 1 du tableau E2). Les conditions du transfert imposent certaines mesures, comme l'évaluation de l'état de l'actif ou une obligation de dépenses d'entretien minimales vers la fin du contrat pour garantir le bon état de l'actif transféré.

Au Chili, les contrats relatifs aux TEI sont des CEP (construction-exploitation-propriété ; type 2 du tableau E2). Le contrat garantit des revenus stables pendant une période initiale, ceux-ci étant par la suite fixés par décision réglementaire. Parmi les études de cas considérées, c'est le seul exemple de propriété privée à durée indéterminée de l'actif de transport d'électricité financé dans le cadre d'un projet de TEI ayant fait l'objet d'un appel d'offres. L'entreprise privée peut aussi financer l'actif, percevoir une rémunération sur une longue durée en fonction des résultats opérationnels, et transférer beaucoup plus tôt la propriété de l'actif (construction-exploitation-transfert, ou CET ; type 3 du tableau 7.4). Elle peut par exemple transférer l'actif à la compagnie publique de transport d'électricité dès sa mise en service, et récupérer les coûts d'investissement dans le cadre d'un contrat d'une durée de trente ans. Il est par ailleurs rare qu'un transfert d'actifs intervienne dans les premières phases d'un contrat de financement de projet. Cette opération pourrait en théorie fournir des incitations similaires aux contrats TEI classiques. Elle exige toutefois que le transfert de propriété soit

purement conceptuel et ne donne pas lieu à une intervention susceptible d'influer sur les coûts ou le rendement de la part du nouveau propriétaire. Elle exige également qu'une autre garantie soit fournie que celle dérivant à terme de la propriété de l'actif.

Seconde caractéristique : ces structures prévoient une répartition des risques équivalente, à l'exception de l'option EPC+financement (Ingénierie, fourniture et construction ; type 4 du tableau E2) qui prévoit la prise en charge des risques d'exploitation par le secteur public. Sinon, tous les types de contrats libèrent l'État des risques de construction et d'exploitation et des besoins en dépenses d'investissement. La méthode EPC+financement ne produit pas de gains d'efficacité puisque l'opérateur n'assume pas les risques de fonctionnement sur l'ensemble du cycle de vie du projet.

Malgré les résultats probants des TEI dans d'autres pays, les conditions d'investissement dans le transport de l'électricité en Afrique diffèrent de celles de la plupart des pays ayant opté pour ce modèle, notamment en ce qui concerne la viabilité financière du secteur de l'électricité et sa structure. Dans la majorité des pays ayant mis en œuvre des TEI, les recettes tirées des ventes d'électricité suffisent à assurer la rentabilité des producteurs, des entreprises de réseau et des entreprises de distribution. Il n'en va pas de même dans la plupart des pays africains. Néanmoins, le cas de l'Inde, qui a surmonté les problèmes liés aux bas tarifs et aux pertes élevées, montre que la rentabilité globale du secteur n'est pas une condition préalable au bon fonctionnement d'un TEI. Une autre différence tient à ce que la majorité des pays qui ont fait appel aux TEI avaient déjà établi une séparation verticale entre la production, le transport et la distribution. Quelques pays africains ont procédé à cette opération, mais la plupart ne l'ont pas fait. Enfin, le recours à des appels d'offres pour les TEI présente aussi des inconvénients par rapport à d'autres modèles économiques. L'utilisation du modèle de TEI pour l'achat d'infrastructures de transport d'électricité exige d'organiser de nombreux appels d'offres, ce qui se traduit par des coûts de transaction supérieurs à ceux d'autres modèles. C'est tout particulièrement le cas si on le compare à l'achat de lignes électriques dans le cadre d'une concession totale du réseau.

Tout bien considéré, les projets de TEI conduits dans d'autres pays montrent que leurs avantages sont supérieurs aux coûts liés à leur exécution. En tout état de cause, le bilan positif des projets de PEI exécutés dans le cadre d'une structure similaire de partenariat public-privé augure bien du potentiel des TEI à augmenter les investissements dans le transport d'électricité en Afrique.

### **Quelles sont les mesures nécessaires pour réaliser le potentiel des TEI en Afrique ?**

La mise en œuvre de TEI pour financer le transport de l'électricité en Afrique pourrait apporter des avantages analogues à ceux obtenus par ce type de projets dans d'autres pays, et par les PEI sur ce continent. Pour que ces avantages se concrétisent, les gouvernements africains devront prendre des mesures visant à instaurer un climat propice aux TEI. Ils pourront s'inspirer des enseignements dégagés de l'introduction de PEI en Afrique et de l'expérience des autres pays en matière de TEI.

Dix mesures s'imposent :

- **Élaborer des politiques de soutien aux TEI :** une orientation stratégique claire résultant d'échanges de vues approfondis sur la façon de mettre en place des projets de TEI s'impose pour attirer les investissements. Les politiques devront être définies en tenant compte des arguments favorables et défavorables à l'expérimentation des TEI pour atteindre les objectifs gouvernementaux et arrêter une décision définitive. Les IFD peuvent également appuyer ce processus par la diffusion de produits du savoir et une assistance technique, notamment les conseils de pairs d'autres pays en développement ayant conduit ce type de projets.
- **Mettre au point des cadres juridiques et réglementaires à l'appui des TEI :** dans la plupart des pays, l'instauration de TEI appellera des amendements à la législation, à la

réglementation, et à d'autres documents comme les codes de réseau. Les autorités doivent s'inspirer des nombreuses expériences internationales pour en dégager des enseignements. Des lois devront éventuellement être votées, et la législation sera peut-être amenée à évoluer au fil du temps.

- **Mettre en œuvre des projets pilotes** : l'adoption d'un nouveau modèle qui a porté ses fruits dans d'autres pays mais n'a pas été testé au plan national constitue un risque pour les gouvernements africains. Une solution consiste à lancer dans un premier temps un programme pilote pour mieux appréhender les difficultés liées à l'exécution d'un TEI et amender, le cas échéant, les règlements et politiques afin d'en rehausser l'efficacité. L'expérience internationale montre qu'il est possible de procéder à des appels d'offres alors que les structures de financement public des réseaux de transport sont encore en place, pratique qu'ont suivie la plupart des pays concernés.
- **Définir de nouveaux modèles de prêts concessionnels** : les projets de transport de l'électricité exigent des investissements importants. Les autorités africaines doivent vérifier auprès des institutions de financement du développement (IFD) que les financements concessionnels ne sont pas liés à la réalisation du projet par des entreprises publiques, et leur proposer des modèles de soutien aux projets de TEI. Le faible coût des prêts concessionnels leur permet d'atteindre leurs objectifs d'investissement à moindre coût pour les consommateurs, avantage que tout recours aux TEI doit préserver. Elles peuvent aussi collaborer avec les IFD pour veiller à ce que les politiques de prêt ne privilégient pas les projets publics de transport de l'électricité et ne fassent pas obstacle aux opérations financées par le secteur privé.
- **Définir à quel moment il convient de lancer les appels d'offres** : il existe deux possibilités. Les appels d'offres organisés dans les phases initiales du projet permettent aux soumissionnaires de proposer des solutions plus innovantes. Ils les exposent toutefois à des risques, en ce qui concerne les autorisations et les permis par exemple, et exigent une évaluation plus complexe. Les appels d'offres plus tardifs portent sur des projets déjà bien avancés, dont l'évaluation peut être axée sur les coûts. Ils constituent sans doute la meilleure option pour les projets pilotes de TEI. Leur évaluation est plus simple, puisqu'elle se fonde sur les prix proposés par différents soumissionnaires pour construire et exploiter une ligne selon une spécification unique et détaillée. À l'inverse, les appels d'offres lancés en début de projet donnent lieu à des offres fondées sur des spécifications différentes qui appellent une évaluation plus approfondie de la viabilité des solutions proposées.
- **Définir la rémunération des opérateurs de transport d'électricité en fonction de la disponibilité des lignes** : la pratique internationale consiste à exposer les soumissionnaires à un risque lié à leur capacité à assurer un niveau de disponibilité élevé, mais pas à un risque associé au volume ou à la valeur des flux acheminés le long de la ligne. Les objectifs de disponibilité sont généralement proches de 98 % et doivent figurer, parallèlement aux autres conditions, dans le contrat de service de transport d'électricité signé avec l'entreprise de TEI. L'accord doit comporter une obligation de mettre la ligne en service conformément aux spécifications techniques à une date précise (souvent désignée sous le nom de « date d'entrée en exploitation commerciale »).
- **Garantir des revenus suffisants et, le cas échéant, un rehaussement du crédit** : les projets de TEI seront exécutés sur la base d'un financement de projet. Les investisseurs doivent être certains que les paiements contractuels leurs seront versés, par exemple par le biais de comptes de garantie bloqués si le secteur n'est pas globalement rentable. Dans les cas où ce dispositif ne suffirait pas à les convaincre, les autorités devront éventuellement faire appel à des garanties publiques pour couvrir leurs obligations de paiement envers les entreprises de TEI. Si les garanties souveraines s'avéraient insuffisantes, le recours à des garanties publiques pourrait s'imposer.
- **Concevoir les projets de TEI de manière à attirer les investisseurs internationaux** : les gouvernements africains désireux de lancer un projet pilote doivent veiller à ce que les appels d'offres soient de taille suffisante, à ce qu'ils ne présentent pas de problèmes

particuliers sur le plan environnemental ou en termes d'autorisations, et à ce qu'il existe un portefeuille de projets. Les projets doivent être suffisamment importants pour justifier les coûts de transaction. Dans certains cas, la solution consistera à regrouper plusieurs projets en un seul appel d'offres. Au Pérou, par exemple, les coûts d'investissement d'un échantillon de 14 projets de transport d'électricité mis en concurrence entre 1998 et 2013 étaient compris entre 52,2 millions de dollars et 291 millions de dollars, soit 116,2 millions de dollars en moyenne.

- **Se préparer à procéder aux opérations liées aux TEI** : les autorités devront engager des conseillers, établir des accords de service de transport d'électricité et les dossiers d'appel d'offres, identifier les soumissionnaires admissibles, et mener des études de marché. Le contrat de service définira, entre autres, les conditions contractuelles, les paiements, les obligations de résultats et les incitations, l'indexation, et les clauses de force majeure.
- **Procéder à l'appel d'offres** : la dernière étape consistera à organiser l'appel d'offres, à évaluer les offres et à adjuger le contrat de TEI.

Il est possible de mettre en place des programmes de TEI qui intéresseront les soumissionnaires internationaux. Les autorités peuvent travailler en coopération avec les investisseurs internationaux et les prêteurs éventuels pour établir les modèles économiques détaillés qui susciteront un intérêt à l'échelle internationale et qui pourront être reproduits sur le continent africain. L'étape suivante, après avoir examiné la façon dont ces modèles s'appliquent en Afrique, consistera à mener quelques projets pilotes.

## Remarque

1. A. Eberhard et al., « Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa : Lessons from Five Key Countries », Publications de la Banque mondiale (2016).





## SECTION 1

# Introduction

La majorité de la population africaine n'a pas accès à l'électricité. Seuls 35 % d'Africains en bénéficient, et ceux qui sont raccordés au réseau en consomment relativement peu ; ils font face à des coupures de courant fréquentes et à des tarifs élevés.

L'Afrique devra investir dans la production d'électricité pour atteindre ses objectifs en matière d'accès et de consommation. Sa capacité de production atteint tout juste 98 mégawatts (MW) par million d'habitants, chiffre nettement inférieur aux 203 MW par million d'habitants de l'Asie du Sud, aux 604 MW de l'Amérique latine et des Caraïbes, et aux 803 MW du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord<sup>2</sup>.

Il lui faudra aussi construire de nouvelles infrastructures de transport d'électricité pour combler le déficit de production et de distribution. L'Afrique a besoin d'une capacité de production pour créer l'électricité, de réseaux de distribution pour l'acheminer vers les consommateurs, et de lignes de transport pour relier les deux extrémités de la chaîne d'approvisionnement. Des investissements dans le transport d'électricité permettront également d'accéder à une capacité de production à faible coût et d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement.

### **Les entreprises publiques financent la majorité des investissements dans le secteur du transport d'électricité en Afrique**

Jusqu'aux années 90, le modèle de l'actionnariat public prédominait dans le monde. Or, de nombreux pays ont remplacé, ou complété, ce modèle par le financement privé de réseaux de transport d'électricité.

Dans la plupart des pays africains, les entreprises publiques financent encore l'essentiel ou la totalité des investissements dans ce secteur. Le plus souvent, ces entreprises bénéficient d'une exclusivité sur le réseau de transport d'électricité et financent tous les investissements s'y rapportant.

Dans certains pays, la législation établit une franchise exclusive pour le transport d'électricité,

interdisant de ce fait les modèles financés par le secteur privé. Le Sénégal en est un exemple. Quelques pays ont deux réseaux de transport d'électricité. C'est par exemple le cas du Mozambique, où l'entreprise publique verticalement intégrée, Electricidade de Moçambique (EDM), et la Mozambique Transmission Company (MOTRACO) sont toutes deux propriétaires de lignes électriques qu'elles exploitent.

Le plus souvent, les compagnies publiques financent les nouveaux investissements au moyen de fonds mobilisés auprès de l'État, des institutions de financement du développement (IFD), et d'autres bailleurs de fonds comme la Chine. Dans ce cadre, elles procèdent généralement aux travaux préparatoires, gèrent la construction des lignes en faisant appel à des entreprises diverses pour certains travaux, et assurent l'exploitation et l'entretien des lignes après leur mise en service.

### **De nouvelles formules de financement du transport d'électricité sont nécessaires**

Jusqu'ici, les investissements dans le secteur de l'électricité en Afrique ont été inférieurs aux besoins prévus. Au cours de la décennie écoulée, les dépenses annuelles moyennes se sont élevées à quelque 12 milliards de dollars, soit 2 % du produit intérieur brut (PIB). Ce montant représente entre 19 % et 36 % des besoins estimés.

Compte tenu de cette situation, d'autres formules doivent venir compléter le mode habituel de financement du transport de l'électricité en Afrique. Dans la plupart des pays africains, les entreprises de services publics ne sont pas rentables, et leurs emprunts doivent être appuyés par l'État. Ce modèle de financement est donc limité par la capacité d'emprunt de l'État.

Le financement public devrait conserver une place de premier plan. Il ne suffira cependant pas à satisfaire aux besoins d'investissement du secteur du

transport d'électricité. Le recours, dans une certaine mesure, au financement privé permettrait d'atteindre les objectifs d'accès.

Il est possible de mobiliser de nouvelles sources de financement privé pour développer le réseau de transport d'électricité, à condition que le modèle économique soit adapté. En Afrique, dans le secteur de la production d'électricité, les investisseurs dans des projets de PEI prennent en charge les risques liés à leurs coûts, à l'achèvement des travaux dans les délais prévus et au fonctionnement des centrales. Les PEI ont investi 25,6 milliards de dollars, pour une capacité installée de 11 gigawatts (GW)<sup>3</sup>.

Ailleurs dans le monde, un modèle économique équivalent pour le transport d'électricité indépendant (TEI) a levé des capitaux importants aux fins d'investissement dans ce type de projets<sup>4</sup>. Suivant ce modèle, des lignes électriques sont mises en adjudication. L'entreprise retenue prend en charge les risques associés à leur mise en service à la date prévue, aux coûts d'investissement et d'exploitation, et à leur fonctionnement. Les revenus sont en grande partie fixés par l'appel d'offres, et le principal indicateur de résultat est la disponibilité de la ligne. Le remboursement s'effectue dans le cadre d'un contrat d'une durée comprise entre 20 et 45 ans.

Les TEI conduits au Brésil, au Pérou, au Chili et en Inde ont mobilisé plus de 24,5 milliards de dollars d'investissements privés entre 1998 et 2015. Ils ont également permis de construire près de 100 000 km de lignes électriques<sup>5</sup>.

Les financements privés, qui ont permis de développer l'infrastructure de transport d'électricité dans d'autres pays et la production d'électricité en Afrique, peuvent également contribuer à l'expansion du réseau de transport d'électricité en Afrique.

L'exécution de projets de TEI en Afrique, ou d'autres modèles destinés à mobiliser l'investissement privé, pose de sérieux défis. Le financement privé du secteur du transport d'électricité ne se concrétisera que si les autorités adoptent des politiques qui lui sont propices et créent l'environnement économique, réglementaire et juridique nécessaire pour attirer les investisseurs. Pour élaborer ces politiques et instaurer ce climat favorable, il leur faudra rallier le consensus de divers organismes, notamment les ministères, les régulateurs et les entreprises publiques d'électricité. Étant donné le rôle de liaison qu'assure le transport dans l'ensemble du système énergétique, et ses liens traditionnels avec d'autres fonctions névralgiques comme la planification et l'exploitation, il est possible que certains intervenants s'opposent à ce qu'il soit aux mains du secteur privé.

Quoi qu'il en soit, le présent rapport explique pourquoi le modèle de TEI est le plus adapté au financement privé du transport d'électricité en Afrique, et présente les mesures pratiques pour lancer des projets de TEI afin d'intensifier l'investissement dans ce domaine.

### **Ce rapport fait suite à la demande de pays africains intéressés, et se fonde sur des consultations avec divers intervenants**

Quelques pays africains – le Nigéria et le Kenya notamment – ont entrepris d'établir des cadres d'action publique en vue de mobiliser la participation du secteur privé dans le transport d'électricité. Ce faisant, ils ont évalué les cadres économiques, réglementaires et juridiques nécessaires pour attirer les investisseurs.

Le rapport a été rédigé en étroite collaboration avec les entités publiques africaines. Trois ateliers et plusieurs consultations ont contribué à son élaboration. Les deux premiers ateliers, qui se sont tenus à Nairobi et à Abuja, ont permis à des experts internationaux de présenter aux intervenants locaux leur expérience des projets visant à attirer l'investissement privé dans le transport d'électricité. Au cours du troisième, qui a eu lieu à Arusha à l'occasion de la conférence ministérielle du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP), des résultats préliminaires ont été présentés aux ministres de l'Énergie des sept États membres de l'EAPP. Des promoteurs et des entreprises de transport d'électricité privés ont également fait part de leurs réflexions à ce sujet.

### **Objectif et structure du rapport**

Cette étude a pour objectif de favoriser la mobilisation de capitaux privés pour financer des projets de TEI entièrement nouveaux en Afrique. Pour ce faire, le rapport analyse les différents modèles économiques, structures, et écosystèmes sur lesquels se fondera le développement des TEI en Afrique, et formule des recommandations concernant les transactions prévues.

Le rapport s'articule en deux parties. La partie A est structurée comme suit :

- La section 2 présente les principaux faits et chiffres concernant le secteur de l'électricité en Afrique, décrit les besoins en investissements, les avantages liés à l'expansion de l'infrastructure de transport d'électricité sur le continent, et les arguments en faveur de nouveaux modes de financement et de construction des réseaux de transport d'électricité.

- La section 3 définit les quatre principaux modèles économiques utilisés dans le monde pour financer les investissements dans ce secteur.
- La section 4 examine les pratiques mises en œuvre jusqu'à présent pour attirer l'investissement privé dans la production et le transport d'électricité en Afrique.
- La section 5 explique pourquoi le modèle économique des TEI est le plus généralement applicable, et le plus prometteur pour accroître l'investissement privé dans le transport d'électricité en Afrique.

La partie B examine les moyens d'intensifier la participation privée dans ce secteur en Afrique :

- La section 6 se penche sur les mesures nécessaires pour conduire des projets de TEI sur le continent, et éventuellement réaliser des profits comparables à ceux dégagés par les projets de TEI réalisés dans d'autres pays, et par les projets de PEI en Afrique.
- La section 7 renferme un guide à l'intention des représentants de l'État et des responsables publics africains pour procéder à une transaction de TEI.

L'annexe A présente des études de cas portant sur l'investissement privé dans le transport d'électricité au Brésil, au Chili, en Inde, au Pérou et aux Philippines.

L'annexe B décrit les projets envisagés dans ce secteur au Kenya et dans le cadre du Pool énergétique de l'Afrique australe qui pourraient être financés par des capitaux privés suivant le modèle économique de TEI.

## Méthodologie

De nombreux chiffres et données relatifs à des projets de transport d'électricité et au secteur de l'énergie ont été recueillis et analysés pour élaborer ce rapport. Les sources comprennent plusieurs bases de données de la Banque mondiale, dont la base de données sur la participation du secteur privé dans l'infrastructure, des informations recueillies dans le cadre de l'étude « *Making power affordable in Africa and viable for its utilities* », les Statistiques internationales de l'énergie, et d'autres sources. Les auteurs se sont par ailleurs entretenus avec différents intervenants et ont mené des recherches primaires et secondaires sur les nouveaux projets de transport d'électricité financés par le secteur privé.

Le rapport renferme cinq études de cas portant sur le Brésil, le Chili, l'Inde, le Pérou et les Philippines. Les quatre premières portent sur des projets de TEI ; celle concernant les Philippines examine le bilan des concessions de longue durée de l'ensemble du réseau électrique, et non de lignes isolées.

Ces cinq pays ont été choisis parce qu'ils présentent des cas fructueux de participation du secteur privé dans le transport d'électricité. Trois sont des pays d'Amérique du Sud, car cette région représente « plus d'un tiers de l'investissement mondial dans des projets dans le secteur de l'électricité conduits avec la participation du secteur privé dans les pays en développement »<sup>6</sup>. Le Brésil, le Chili et le Pérou se distinguent en ce qu'ils ont mobilisé des financements privés dans le transport d'électricité dans le cadre de TEI.

Le revenu par habitant de certains de ces pays à l'époque où ils ont mis sur pied ces projets était comparable à celui des pays africains qui envisagent de le faire aujourd'hui. Ainsi, le PIB par habitant du Pérou s'élevait à 3 266 dollars en 1998, et celui de l'Inde à 1 056 dollars en 2006. En comparaison, celui du Kenya est aujourd'hui de 1 113 dollars et celui du Nigéria de 2 535 dollars<sup>7</sup>.

Il y a trente ou quarante ans, les secteurs électriques des pays sélectionnés étaient en outre verticalement intégrés et détenus en majorité par l'État, comme ceux de la plupart des pays africains aujourd'hui. L'intégration verticale était pour ainsi dire la règle pour les entreprises publiques d'électricité, ce qui ne laissait guère de place à la concurrence. Les investissements étaient essentiellement programmés dans le cadre d'une planification centralisée, et financés par les entreprises publiques.

Tous les pays choisis ont cependant procédé à des réformes d'envergure du secteur de l'électricité. Celles-ci, étayées par des textes législatifs, ont libéralisé le transport de l'électricité et ont dans un premier temps mobilisé les investissements privés dans le secteur de la production, avant celui du transport — souvent sous la forme de PEI qui vendaient leur production aux opérateurs historiques dans le cadre d'accords d'achat d'électricité à longue échéance. Dans les cinq pays étudiés, la participation du secteur privé au transport d'électricité est intervenue après la mise en place de financements privés dans le secteur de production au travers de projets de PEI.

## Remarques

1. L'Afrique se rapporte ici à l'Afrique sub-saharienne et exclut l'Afrique du Nord et Djibouti.
2. Castalia. Capacité de production d'électricité (en millions de kW par an). Statistiques de l'Agence Internationale de l'Énergie, « Total Electricity Installed Capacity » 2014, AIE, 2014, <https://tinyurl.com/hqe2nys> (consulté le 2 décembre 2016); données tirées de Trimble, C. et al., « Total installed

- capacity – calculated excluding regional projects », 2016, <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (consulté le 30 octobre 2016).
3. A. Eberhard et al., « Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa : Lessons from Five Key Countries », publications de la Banque mondiale (2016).
  4. Le rapport utilise le terme TEI pour désigner une ligne de transport financée par le secteur privé (projet de transport d'électricité indépendant) et dresser ainsi un parallèle avec les projets de production d'électricité financés par des PEI (projets de production d'électricité indépendants).
  5. Base de données PPI, Banque mondiale et PPIAF, [ppi.worldbank.org](http://ppi.worldbank.org) (consultée le 9 septembre 2016). L'investissement total correspond à la somme des investissements dans les actifs matériels et des paiements à l'État. Les investissements sont enregistrés en millions de dollars. Ils ont été effectués à 87 % après 2006. Les données portent uniquement sur les nouvelles lignes.
  6. ESMAP, « Private Sector Participation in Electricity Transmission and Distribution : Experiences from Brazil, Peru, the Philippines, and Turkey », Knowledge series, n° 023/15, 2015.
  7. Indicateurs de développement dans le monde, PIB par habitant (en dollars constants de 2010), Données des comptes nationaux de la Banque mondiale et fichiers des comptes nationaux de l'OCDE, <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.KD>, (consulté le 10 mai 2017).

PARTIE A

**LE  
FINANCEMENT  
DU TRANSPORT  
D'ÉLECTRICITÉ :  
ENJEUX ET  
PERSPECTIVES**

## SECTION 2

# L'Afrique a besoin d'investissements dans le transport d'électricité et de nouvelles méthodes pour les financer et les mobiliser

L'accès à l'électricité est limité dans toute l'Afrique. La consommation des habitants qui en bénéficient est relativement modérée, et leur approvisionnement est erratique. Ce faible taux d'accès freine par ailleurs la croissance économique. Il diminue la productivité, bride la création d'emplois, compromet la prestation de services d'éducation et de santé, et restreint l'accès aux communications.

Le développement de l'accès à l'électricité et de son utilisation appellera des investissements considérables dans l'ensemble du secteur, dont l'expansion passera par la construction de nouvelles infrastructures de transport. Des investissements dans ce domaine s'imposeront pour relier les infrastructures de production et de distribution, donner accès à une capacité de production à faible coût, tirer parti d'économies d'échelle et renforcer la sécurité de l'approvisionnement.

Dans la plupart des pays africains, les entreprises publiques financent la totalité de l'investissement dans le transport d'électricité. Compte tenu de l'ampleur des fonds nécessaires, les financements privés peuvent contribuer à satisfaire aux besoins énergétiques en Afrique.

Cette section présente les faits et les données relatifs à l'accès, à la consommation, à la production, à la distribution, et à la capacité de transport d'électricité en Afrique, et rend compte du montant des

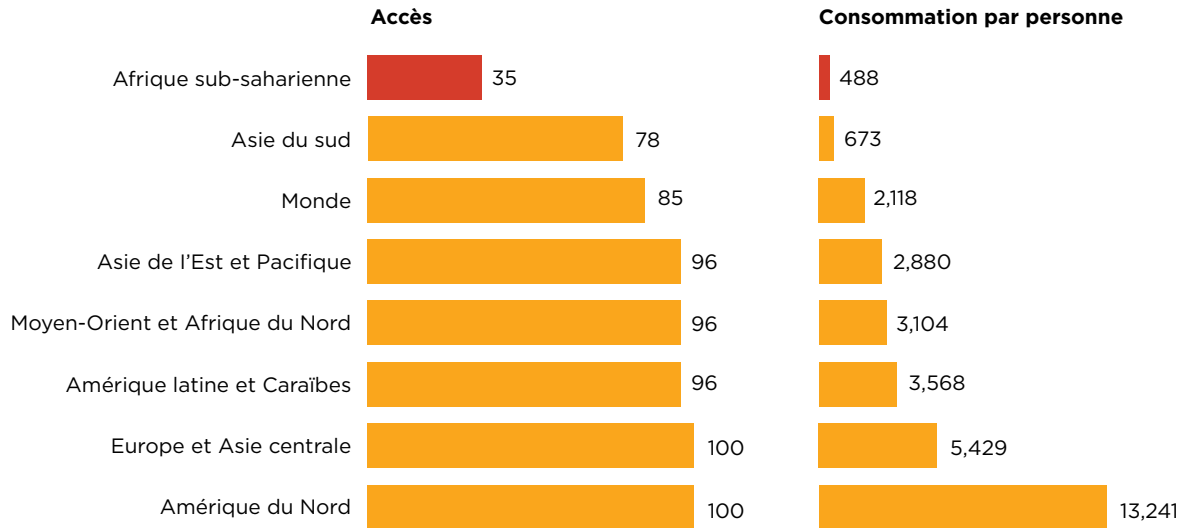
investissements nécessaires sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement. Elle explique en outre pourquoi le transport d'électricité est un maillon essentiel du développement global du secteur, et expose les raisons justifiant le recours aux financements privés.

## 2.1 Le taux d'accès à l'électricité est faible en Afrique

L'accès à l'électricité est faible en Afrique : seuls 35 % de la population en bénéficient. Ce chiffre est nettement inférieur à celui de l'Asie du Sud (78 %), qui s'inscrit au deuxième rang des régions les moins électrifiées. Toutes les autres régions de la planète affichent un taux supérieur à 96 %. La partie gauche de la figure 2.1 illustre le niveau d'accès à l'électricité par région. La première ligne correspond à l'Afrique ; le diagramme indique le taux mondial aux fins de comparaison.

Les Africains qui ont accès à l'électricité en consomment relativement peu. La consommation annuelle par habitant est estimée à 488 kilowattheures (kWh) – la plus faible au monde, comme le montre la partie droite de la figure 2.1. À titre de comparaison, celle de l'Asie du Sud, région qui s'inscrit à l'avant-dernier rang pour l'accès à l'électricité, est de

**Figure 2.1** Accès à l'électricité et consommation électrique (en pourcentage de la population ; en kWh par personne et par an)



Source : Castalia. Accès à l'électricité et consommation électrique (en pourcentage de la population ; en kWh par personne et par an). Données provenant de la Banque mondiale, « Accès à l'électricité (en % de la population) », SE4ALL, 2012, <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCTS.ZS> (consulté le 17 novembre 2016) ; données provenant de la Banque mondiale, « Consommation d'électricité (en kWh par habitant) », OCDE/AIE, 2013, <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC> (consulté le 10 janvier 2017).

673 kWh. Comme l'indique la figure 2.1, les régions plus industrialisées, comme l'Amérique du Nord, consomment dix fois plus d'électricité que l'Afrique.

Dans plusieurs pays africains, les consommateurs raccordés au réseau paient en outre des tarifs élevés et font face à des coupures de courant fréquentes. Les délestages et les coupures imprévues se traduisent par des pertes économiques qui représenteraient entre 1 % et 5 % du produit intérieur brut (PIB) des pays concernés<sup>1</sup>.

Le faible taux d'électrification et le caractère aléatoire de l'approvisionnement brident le développement de la région. Ce niveau d'accès minime « se traduit par une perte d'avantages substantiels – comme les gains de productivité économique, la création d'emplois, les possibilités d'étudier à domicile, les progrès sanitaires, et l'amélioration des communications télévisuelles et radiophoniques »<sup>2</sup>. Le développement de l'accès à l'électricité est indispensable pour remédier à cette situation.

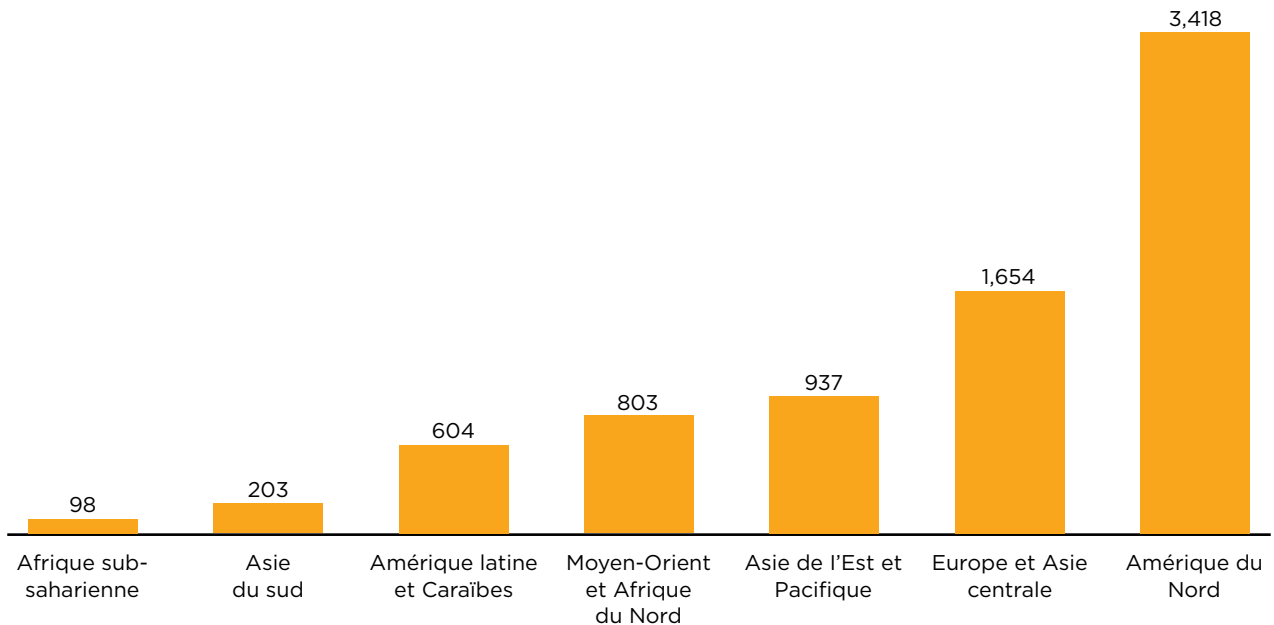
En Afrique, les organisations internationales et les pouvoirs publics ont pour ambition d'accroître sensiblement l'accès des populations à l'électricité d'ici 2030. Cette expansion du réseau constitue un défi et réclame des investissements considérables. Le programme « Énergie durable pour tous », lancé par les Nations Unies et la Banque mondiale, vise à

assurer un accès universel à des services énergétiques modernes à l'horizon 2030. Dans ce cadre, le Nigéria s'est fixé pour objectif d'atteindre un taux d'accès de 75 % à l'échéance 2020, et de 90 % en 2030. Pour le réaliser, les autorités doivent quasiment tripler l'approvisionnement par réseau<sup>3</sup>.

## 2.2 Une expansion considérable de l'approvisionnement s'impose pour augmenter l'accès et la consommation

Quand la production d'électricité est insuffisante, la consommation ne peut être élevée. L'Afrique a donc besoin d'une capacité de production pour créer de l'électricité, de réseaux de distribution pour la livrer aux consommateurs, et de lignes de transport pour relier les deux extrémités de la chaîne d'approvisionnement énergétique. Le montant annuel des investissements nécessaires dans la production, la distribution et le transport d'électricité entre 2015 et 2040 se situerait entre 33,4 milliards de dollars et 63 milliards de dollars<sup>4</sup>.



**Figure 2.2 Capacité installée (en MW par million d'habitants)**

Source : Castalia. Capacité de production d'électricité (en millions de kW par an). Données provenant des statistiques de l'Agence Internationale de l'Énergie, « Total Electricity Installed Installed Capacity » 2014, AIE, 2014, <https://tinyurl.com/hqe2nys> (consulté le 2 décembre 2016) ; données tirées de Trimble, C. et al., « Total installed capacity - calculated excluding regional projects », 2016, <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (consulté le 30 octobre 2016)..

### Accroître la production pour atteindre les objectifs d'accès et de consommation

L'Afrique dispose d'une capacité de production installée nettement inférieure à celle des autres régions. Elle devra la développer considérablement pour réaliser ses objectifs d'accès et de consommation. La figure 2.2 illustre la capacité de production installée par habitant. En Afrique, elle est de 98 mégawatts (MW) par million d'habitants, chiffre nettement inférieur à l'Asie du Sud (203 MW par million d'habitants), à la région Amérique latine et Caraïbes (604 MW), et à la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (803 MW). Les régions plus industrialisées, comme l'Europe, l'Asie centrale et l'Amérique du Nord, disposent d'une capacité nettement plus importante par habitant.

Pour atteindre ses objectifs de consommation, l'Afrique doit installer 292 gigawatts (GW) de capacité d'ici à 2040, pour un coût estimé à 19,6 milliards de dollars par an entre 2015 et 2040<sup>5</sup>.

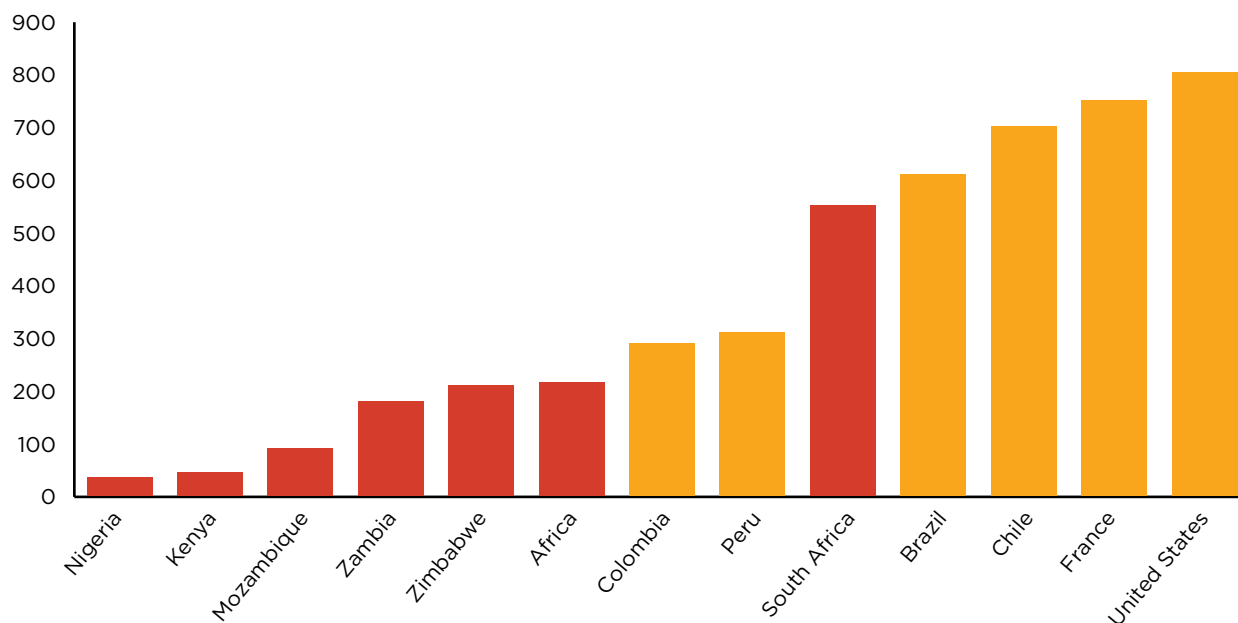
### Investir dans le réseau de distribution et le développer

Il ne suffira pas de construire des capacités de production. L'Afrique doit également développer son réseau de distribution pour desservir la population, ce qui exigera des investissements considérables.

Le taux d'électrification de l'Afrique s'établit en moyenne à 35 % ; deux ménages sur trois ne sont pas raccordés au réseau. Autrement dit, plus de 600 millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité. Dans des pays comme le Sud-Soudan, le Tchad et le Burundi, le taux de raccordement atteint à peine 10 % en moyenne. Selon les estimations, les investissements annuels dans la distribution d'électricité entre 2015 et 2040 se situeraient dans une fourchette comprise entre 10,6 milliards de dollars et 14,2 milliards de dollars<sup>6</sup>.

## 2.3 Des lignes de transport d'électricité sont nécessaires pour relier les différentes composantes du système

L'Afrique ne dispose pas non plus d'une capacité de transport électrique suffisante. Sur 38 pays, neuf ne possèdent pas de lignes électriques de plus de 100 kV. Les 38 pays africains comptent au total 112 196 km de lignes<sup>7</sup>. À titre de comparaison, le réseau de transport

**Figure 2.3** Lignes électriques par habitant (en km de lignes électriques par million d'habitants)

Source : Castalia. Données tirées de Trimble, C. et al., « T&D Data – State owned national grid T&D data », 2016, <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (consulté le 3 octobre 2016); Rafael Ferreira, « Private Participation in Transmission Expansion : the Brazilian Model », présenté lors d'un atelier de consultation, Nairobi (Kenya), 26 septembre 2016.

du Brésil (125 640 km) est plus long que celui de l'Afrique, et celui des États-Unis d'Amérique (États-Unis) en représente plus du double (257 000 km)<sup>8</sup>.

Comme le montre la figure 2.3, l'Afrique est la région qui possède le moins de kilomètres de lignes électriques par habitant<sup>9</sup>. Le continent compte 247 kilomètres de lignes par million d'habitants, indicateur qui tombe à 229 km par million d'habitants quand on exclut l'Afrique du Sud<sup>10</sup>. Par comparaison, la Colombie possède 295 km de lignes électriques par million d'habitants, le Pérou 339 km, le Brésil 610 km, le Chili 694 km, et les États-Unis 807 km.

Les investissements annuels nécessaires pour le transport d'électricité en Afrique entre 2015 et 2040 seraient compris entre 3,2 milliards de dollars et 4,3 milliards de dollars.

Des investissements s'imposent dans le secteur pour relier la capacité de production au réseau de distribution. Ce raccordement permettra d'accéder à une capacité de production à faible coût, de bénéficier d'économies d'échelle et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement.

Du côté de l'offre, selon la loi des économies d'échelle, les coûts de production diminuent en relation inverse à la taille de la centrale. Le transport permet de raccorder l'électricité ainsi produite à la

demande. Cet aspect revêt une importance particulière en Afrique car la région dispose de ressources hydroélectriques considérables. Les économies d'échelle dans le transport de l'électricité réduisent également les coûts globaux : plus la production est importante et plus la tension est haute, plus les coûts de transport baissent. Des niveaux de tension plus élevés diminuent en outre le taux de perte pendant le transport. Par ailleurs, en reliant plusieurs producteurs, les lignes électriques assurent la résilience et la sécurité de l'ensemble du système de production, au niveau de la distribution et des ménages.

La construction de lignes électriques et la mise à niveau de la capacité de transport seront des composantes essentielles de l'expansion globale du secteur électrique. L'Afrique ayant besoin de réseaux nationaux et transnationaux, des investissements sont nécessaires à l'échelon national et régional.

### **L'Afrique doit investir dans des lignes électriques de nature très diverse**

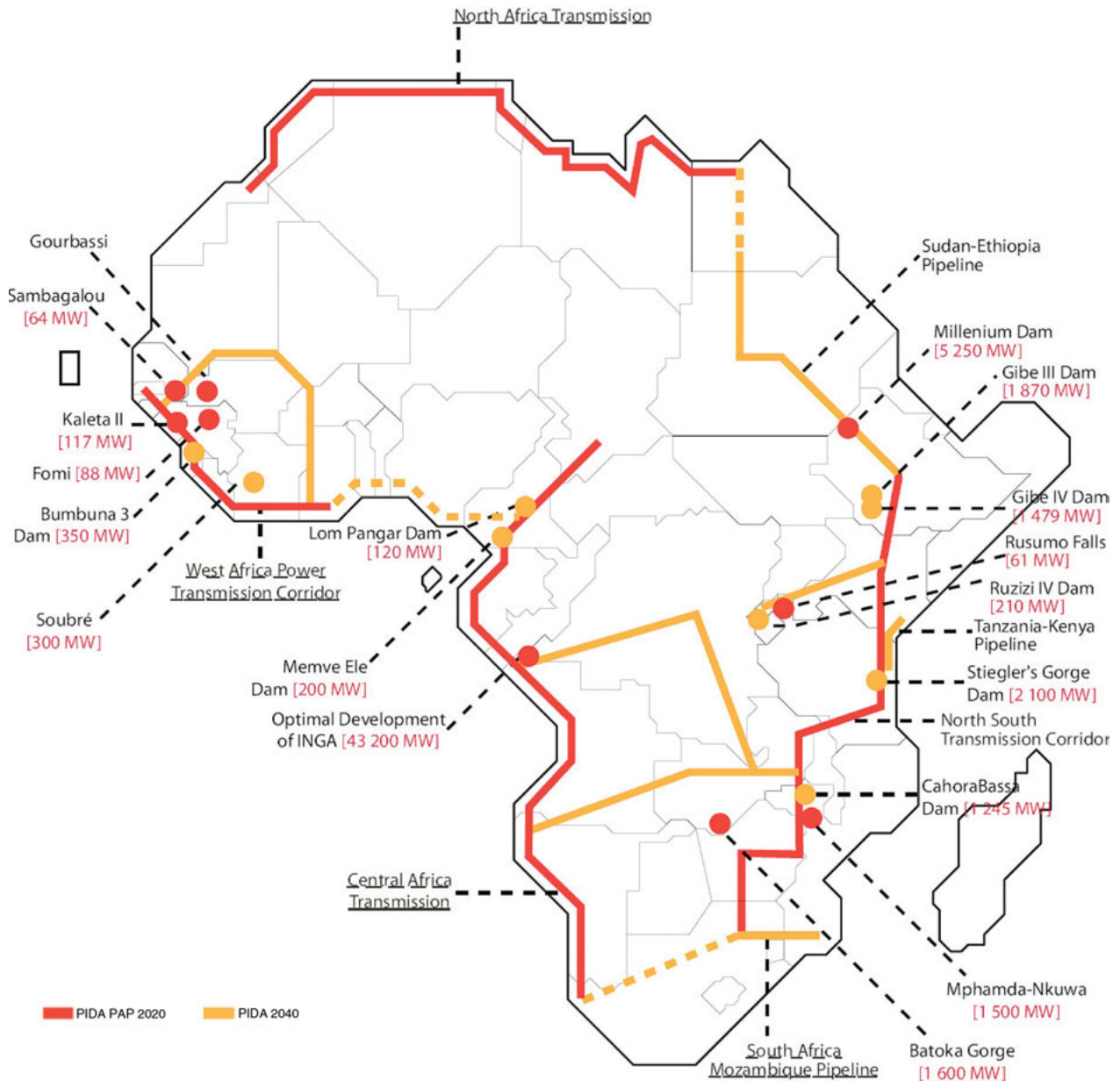
L'Afrique doit investir dans des lignes à longue distance en courant alternatif et en courant continu, et développer les réseaux de transport nationaux à différents niveaux de tension. Le continent dispose d'immenses ressources hydroélectriques à faible coût,

mais celles-ci sont éloignées des centres de consommation à desservir. Des investissements s'imposent pour relier ces ressources aux consommateurs, dans les lignes de transport transfrontalières notamment. À titre d'exemple, les investissements nécessaires pour que le projet hydroélectrique du Grand INGA

(plus de 40 GW) alimente la République démocratique du Congo (RDC) et l'ensemble de la région sont estimés à 40 milliards de dollars<sup>1</sup>.

La figure 2.4 situe les grandes centrales de production hydroélectrique envisageables et les principales interconnexions de transport d'électricité que

**Figure 2.4** Grands projets potentiels de production et de transport d'électricité en Afrique



Source : Chiffres de la Banque africaine de développement (2013), Annexe 1.

l'Afrique doit mettre en place à l'horizon 2020 et à l'horizon 2040<sup>12</sup>. Elle présente près de vingt projets de production (barrages hydroélectriques) et quatre grands projets de transport d'électricité qui relieront les barrages aux centres de consommation, et favoriseront ainsi les échanges régionaux. Les quatre projets sont le couloir de transport électrique d'Afrique de l'Ouest, le projet d'interconnexion électrique de l'Afrique centrale, le couloir de transport électrique Nord-Sud, et le projet d'interconnexion électrique avec l'Afrique du Nord.

La distance, la capacité de transport, et le coût estimé des projets varient, mais ils appellent tous des investissements substantiels. Ainsi, la longueur du couloir de lignes électriques d'Afrique de l'Ouest est estimée à 2 000 km. Le projet, qui reliera le Nigéria à la Guinée, devrait atteindre une capacité de transport de 1 000 MW et coûter 1,2 milliard de dollars environ. Le projet d'interconnexion de l'Afrique centrale couvrira pour sa part 3 800 km de lignes. Reliant le Tchad à l'Afrique du Sud, il devrait assurer une capacité de transport de 17 000 MW, et son coût s'élever à 10,5 milliards de dollars environ.

Des investissements dans le transport d'électricité sont également nécessaires pour réduire les coûts en raccordant de gros producteurs aux consommateurs dans les pays, stabiliser les réseaux nationaux de transport d'électricité et satisfaire à une demande croissante. En 2014, par exemple, la Transmission Company of Nigeria (TCN) a estimé que le pays devait porter sa capacité de transport de 7 GW à 10 GW avant 2017, et à 20 GW à l'horizon 2020, ce qui suppose une expansion du réseau. TCN a établi un plan de développement qui définit les lignes électriques à installer d'ici à 2017 et à 2020. La figure 2.5 présente une carte du réseau de transport d'électricité nigérian en 2014, et les lignes prévues dans le plan de développement de TCN (à installer avant 2017). Celles-ci se répartissent en lignes de 132 kV et de 330 kV. Les lignes existantes ont été effacées de la carte, ce qui montre l'ampleur des besoins de transport d'électricité au Nigéria.

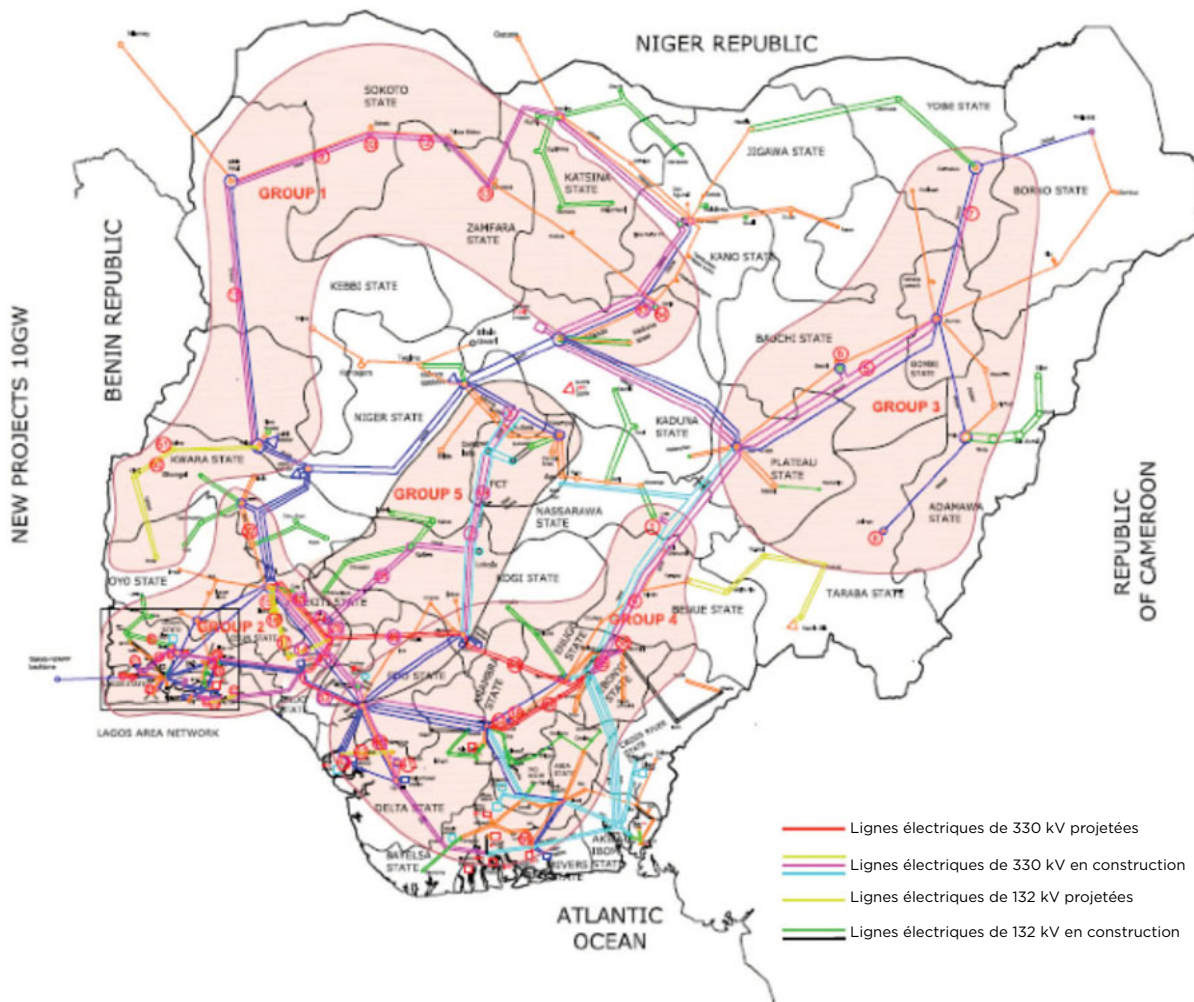
Les investissements au niveau des pays revêtent aussi différentes formes. Les projets varient selon la longueur des lignes, la tension et les coûts estimés. Au Kenya, la Kenya Electricity Transmission Company (Ketraco) prévoit de construire 7 000 km de lignes

électriques environ d'ici à 2020 — dont 2 200 km de lignes de 132 kV, 2 400 km de lignes de 220 kV, 2 000 km de lignes de 400 kV, et 612 km de lignes de 500 kV CCHT. Certaines sont en construction, d'autres sont encore à l'état de projet. Le tableau 2.1 présente quelques-unes des lignes électriques prévues pour 2020 mais pas encore construites, et précise le coût estimé de chacune d'elles.

### **Le transport d'électricité peut aussi renforcer la sécurité de l'approvisionnement et favoriser l'intégration des énergies renouvelables intermittentes**

L'infrastructure de transport permet également aux consommateurs de se raccorder à des sources de production diverses faisant appel à différents combustibles, ce qui diminue les risques d'approvisionnement en électricité. La région centrale du Mozambique, par exemple, dispose de réserves hydroélectriques et charbonnières importantes qui lui donnent la possibilité de produire des volumes d'électricité élevés dont le sud du pays pourrait également tirer profit. Or, le réseau de transport de la région centrale et celui de la région sud ne sont pas interconnectés. Pour que les consommateurs de la région sud puissent bénéficier de ces sources supplémentaires d'énergie, la construction d'une ligne électrique s'impose. Le gouvernement du Mozambique prévoit depuis plusieurs années de l'aménager dans le cadre d'un projet dénommé Sociedade Nacional de Transporte de Energia (STE) — mais celui-ci est resté à l'état d'ébauche. Il permettrait pourtant d'améliorer considérablement la sécurité d'approvisionnement électrique du Mozambique<sup>13</sup>.

Le transport d'électricité permet également d'intégrer les énergies renouvelables intermittentes. Il assure l'équilibre du réseau électrique en maintenant des réserves pour compenser les fluctuations de puissance des sources d'énergie renouvelables. La constitution de réserves pour appuyer l'intégration des énergies renouvelables produit d'importantes économies d'échelle : les coûts pour les régions étendues sont moins élevés. Le transport d'électricité permet de concrétiser ces baisses de coût et de limiter les coûts d'intégration des énergies renouvelables.

**Figure 2.5** Carte du réseau de transport nigérian : lignes en construction et lignes prévues

Source : Transmission Company of Nigeria, « Appraisal of Transmission Projects », (2014), (contact personnel avec Patricia Mong, 17 novembre 2016).

**Tableau 2.1** Exemples de lignes électriques prévues par Ketraco

Projet	Envergure	Coûts estimés (en millions de dollars)
Gilgil-Thika-Nairobi Est et sous-stations associées	Ligne de 205 km de 400 kV ; sous-stations à Longonot, Thika, Kangundo et Konza	128,7
Isinya-Konza-Nairobi Est	Ligne de 105 km à double circuit de 400 kV et sous-station de Konza 400/132 kV	41,9
Nyahururu-Maralal et sous-stations associées	Ligne de 148 km à 132 kV et une sous-station 7,5 MVA de Maralal	25,3
Garsen-Hola-Garissa et sous-stations associées	Ligne de 240 km à circuit simple de 220 kV ou 132 kV et une sous-station 7,5 MVA à Hola	90,6
Garissa-Wajir et sous-stations associées	Ligne de 330 km à circuit simple de 132 kV et une sous-station 23 MVA à Wajir	92,6

Source: Kenya Electricity Transmission Company (Ketraco), « Transmission System Planning and Implementation : Planned Projects and Financing Gap », exposé durant un atelier de consultation, Nairobi (Kenya), 26 septembre 2016.

## 2.4 De nouveaux modes de financement et de prestation du transport d'électricité sont nécessaires

Dans la plupart des pays africains, les entreprises publiques financent l'intégralité des investissements dans le transport d'électricité. La capacité de transport installée sur le continent est nettement inférieure à celle des autres régions, et doit sensiblement augmenter pour satisfaire aux objectifs d'accès et de consommation.

Les investissements dans le secteur de l'électricité effectués jusqu'à présent en vertu de ce modèle sont considérablement en-deçà des besoins estimés. Pour la période comprise entre 2015 et 2040, les besoins annuels se situeraient entre 33,4 milliards de dollars et 63 milliards de dollars. Au cours de la décennie écoulée, les dépenses annuelles consacrées au secteur de l'électricité en Afrique se sont montées en moyenne à 12 milliards de dollars.

Une étude récente de la Banque mondiale<sup>14</sup> indique que seules deux des 39 compagnies d'électricité africaines ont perçu suffisamment de liquidités pour recouvrer leurs coûts d'exploitation et d'investissement. La médiocrité de ces résultats tient à la fois à l'importance des coûts et à la faiblesse des recettes. Les coûts sont élevés en raison de la petite taille des exploitations, du manque d'efficacité opérationnelle et de la part importante de la production au pétrole coûteuse. Les recettes sont faibles en raison de la sous-tarification de l'électricité et du recouvrement insuffisant des recettes.

Ces problèmes financiers tiennent en partie au niveau élevé des coûts. Dans les pays africains, l'électricité est en grande partie produite à partir de pétrole onéreux, et d'autres inefficiences de coût sont observables. L'adoption de pratiques optimales permettrait d'abaisser les coûts.

Cela ne suffira cependant pas à assurer la viabilité financière des compagnies d'électricité africaines. Celles-ci resteraient déficitaires même si leur efficacité atteignait un niveau conforme aux normes internationales. L'étude examine en quoi leur situation financière s'améliorerait si elles recouvraient la totalité des recettes, si les pertes de réseau étaient ramenées à un maximum de 10 %, et si leurs effectifs étaient similaires à ceux des compagnies d'électricité rentables d'Amérique latine. Si ces hypothèses se réalisaient, onze compagnies

africaines pourraient atteindre la viabilité financière<sup>15</sup>. La plupart ne parviendraient cependant pas à recouvrer leurs coûts – malgré ces gains d'efficacité ambitieux.

De surcroît, les gouvernements africains ne sont pas en mesure de fournir aux compagnies d'électricité les fonds nécessaires pour assurer leur viabilité financière. Ils sont confrontés à des contraintes budgétaires émanant d'autres secteurs, ainsi qu'au sentiment des marchés, qui se fonde sur leur situation budgétaire globale et des indicateurs synthétiques, comme le ratio de déficit annuel ou l'endettement total par rapport au PIB. Autrement dit, ils risquent de ne pouvoir emprunter pour investir, même dans des projets financièrement viables susceptibles à terme d'améliorer leur situation budgétaire.

### La participation du secteur privé pourrait atténuer les difficultés financières

Une plus forte contribution du secteur privé permettrait d'atténuer les problèmes de financement et de remédier au déficit de lignes électriques.

Le financement de projet permettrait aux compagnies d'électricité de mobiliser des fonds dont elles ne pourraient autrement disposer. Ce mécanisme dissocie une partie des flux de trésorerie (et des risques) liés à des investissements particuliers. Par exemple, si les autorités augmentent légèrement les tarifs de l'électricité pour financer un projet de transport d'électricité, elles ne pourront mobiliser de nouveaux fonds si l'entité emprunteuse (l'entreprise publique ou l'État) demeure insolvable. En revanche, si elles relèvent légèrement les tarifs et consacrent de manière crédible le produit de cette hausse au financement d'un projet de transport d'électricité viable, établi dans le cadre d'une structure de financement de projet, l'augmentation des recettes leur permettra d'obtenir d'autres financements. Les relèvements de tarif devraient être minimes compte tenu de la part du transport dans le coût total facturé<sup>16</sup>.

Dans ce cadre, la garantie de paiement de l'État n'aggrave pas sa position budgétaire. Elle donne plutôt l'assurance que le léger accroissement des tarifs de l'électricité censé financer un projet viable sur le plan financier est véritablement utilisé à cette fin, et non pour assurer le service d'une autre dette ou couvrir d'autres dépenses.

Cette méthode peut diminuer les dépenses à moyen terme. En effet, l'application de tarifs établis en fonction des coûts permet de recouvrer les frais. Les financements privés permettraient à l'entreprise publique d'électricité ou à l'État de payer des prix de

transport de l'électricité compétitifs tenant compte des coûts. Ainsi, dans toutes les études de cas, le recours à des appels d'offres a créé une forte tension concurrentielle et exercé une pression à la baisse sur les prix. Comme indiqué dans les études portant sur le Brésil et le Pérou, l'offre gagnante a souvent été nettement inférieure au prix plafond. L'encadré 5.1 analyse également de quelle manière les TEI peuvent diminuer les coûts sur l'ensemble du cycle de vie.

L'investissement privé dans des projets de transport d'électricité financièrement viables peut également avoir des effets d'entraînement. Dotées d'une plus grande capacité de transport, les compagnies d'électricité peuvent augmenter leurs ventes et réduire les coûts de production.

La participation du secteur privé peut aussi apporter des compétences de gestion, un savoir-faire technique et des incitations aux résultats. Les appels d'offres pour le financement des investissements attireront des soumissionnaires internationaux. Plusieurs entreprises sont déjà à l'affût d'appels d'offres portant sur des TEI (un modèle de financement de projet) en Afrique. Les investisseurs internationaux seraient exposés à un risque de fonds propres lié au fonctionnement des lignes électriques qu'ils construisent. Les pays africains tireront profit de la motivation de ces entreprises à transférer leur savoir et leurs compétences et à développer les capacités techniques et de gestion nationales.

Les investissements privés peuvent aussi renforcer la responsabilisation. Le contrat entre l'État et

l'entreprise privée prévoira des obligations de résultat. Celles-ci portent sur des éléments spécifiques définis dans le contrat (calendrier du projet, qualité, et quantité). Si l'entreprise ne satisfait pas à ces obligations, l'État diminuera les paiements au secteur privé.

Étant donné ces conditions, les compagnies d'électricité africaines se tournent déjà vers le secteur privé pour financer les investissements dans le transport. Selon Ketraco, l'entreprise de transport d'électricité de l'État kényan, le déficit de financement devrait s'élever au bas mot à 5,9 milliards de dollars entre 2013 et 2030, soit 90 % des fonds nécessaires au moins. Ketraco souhaite donc définir comment les partenariats public-privé (PPP) pourraient contribuer au financement des projets de transport d'électricité prévues dans son Plan de développement énergétique au moindre coût 2013–2030 (encadré 2.1).

L'État va donc sans doute continuer de financer le secteur du transport d'électricité, mais ses apports ne permettront pas de satisfaire aux objectifs énergétiques ; le financement privé peut contribuer à combler le déficit.

Les gouvernements africains pourraient mettre au point une méthode en vue d'augmenter l'investissement privé dans le transport d'électricité en s'inspirant des pratiques internationales dans ce domaine et de l'expérience de l'Afrique dans celui de la production. Dans d'autres pays, le financement privé du transport a dégagé des gains d'efficacité, réduit les coûts, et donné accès à de nouvelles sources de financement. Les pays africains, après avoir réussi à attirer

## Encadré 2.1 Déficit de financement dans le secteur du transport d'électricité au Kenya

Ketraco, l'entreprise publique de transport d'électricité du Kenya, a été créée en décembre 2008.

Elle a pour mission de planifier, concevoir, construire, détenir, exploiter et entretenir le réseau de transport d'électricité haute tension et les interconnexions régionales (lignes CCHT de 132 kV, 220 kV, 400 kV et 500 kV).

Selon ses estimations, le Plan de développement énergétique au moindre coût 2013–2030 appellera un investissement de 6,5 milliards de dollars dans le transport d'électricité. Les fonds engagés se montent à 615 millions de dollars environ, soit un déficit de financement de 5,9 milliards de dollars au moins.

En septembre 2016, Ketraco avait mené à terme 13 projets de transport d'électricité (1 099 km), et plus de 4 200 km de lignes électriques étaient en construction. L'entreprise prévoit par ailleurs de construire 7 000 km de lignes et les sous-stations correspondantes entre 2015–16 et 2019–20. Les lignes se répartissent comme suit :

- 2 200 km de lignes de 132 kV
- 2 400 km de lignes de 220 kV
- 2 000 km de lignes de 400kV, et
- 612 km de lignes de 500kV CCHT.

l'investissement du secteur privé dans le domaine de la production d'électricité, pourraient tirer profit de sa participation financière, dans une certaine mesure au moins, dans celui du transport.

## Remarques

1. N. Ouedraogo, « Modeling sustainable long-term electricity supply-demand in Africa », *Applied Energy* 190, (2017) : 1047-1067, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916319420> (consulté le 11 mars 2017).
2. R. Golumbeanu et D. Barnes, « Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa », Banque mondiale, *Policy Research Working Paper* 6511, (2013), <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/15871/WPS6511.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (consulté le 11 mars 2017).
3. République fédérale du Nigeria », Sustainable Energy for All Action Agenda (SE4ALL-AA) », juillet 2016, [http://www.se4all.org/sites/default/files/NIGERIA\\_SE4ALL\\_ACTION\\_AGENDA\\_FINAL.pdf](http://www.se4all.org/sites/default/files/NIGERIA_SE4ALL_ACTION_AGENDA_FINAL.pdf) (consulté le 11 mars 2017).
4. A. Castellano et al. (2015).
5. A. Castellano et al. (2015).
6. A. Castellano et al. (2015) ; A. Miketa et N. Saadi (2015). A. Miketa et N. Saadi (2015) fournissent une estimation globale des besoins en investissements dans le transport et la distribution. La fourchette indiquée ici suppose que la répartition des besoins d'investissement entre ces deux secteurs (en pourcentage du montant global évoqué dans A. Miketa et N. Saadi, 2015) correspond à celle présentée dans A. Castellano et al. (2015).
7. Données tirées de Trimble, C. et al., « State owned national grid T&D data », 2014, <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (consulté le 30 octobre 2016). Données disponibles pour les pays suivants : Afrique du Sud, Angola, Bénin, Botswana, Burkina Faso, Burundi (x), Cameroun, Congo, Côte d'Ivoire, Éthiopie, Gabon, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau (x), Kenya, Lesotho, Liberia (x), Madagascar (x), Malawi, Mali, Maurice (x), Mozambique, Namibie, Niger (x), Nigéria, Ouganda, République démocratique du Congo, Rwanda, São Tomé-et-Principe (x), Sénégal, Seychelles (x), Sierra Leone, Soudan, Swaziland, Tanzanie, Togo (x), Zambie et Zimbabwe. Les neufs pays suivis d'une croix (x) ne disposent pas de lignes électriques de plus de 100 kV.
8. « Energy Transmission in the United states », Tribal Energy and Environmental Information <https://teeic.indianaffairs.gov/er/transmission/restech/dist/index.htm> (consulté le 13 mars 2017).
9. L'indicateur est exprimé en kilomètres de lignes de transport (exception faite des lignes de moins de 200 kV), ce qui permet de comparer, dans une certaine mesure, les capacités de transfert. Il convient toutefois de reconnaître que le pourcentage de transport par niveau de tension (et donc la capacité de ces réseaux à assurer des services de transport d'électricité) varie considérablement d'un pays à l'autre.
10. L'Afrique du Sud compte 31 107 km de lignes électriques.
11. A. Castellano et al. (2015).
12. Ces projets sont décrits dans le portefeuille d'investissement du Plan d'action prioritaire du Programme de développement des infrastructures en Afrique (PIDA-PAP) jusqu'à 2020 et 2040, en Afrique subsaharienne et en Afrique du Nord. Données de la Banque africaine de développement, « Interconnecter, intégrer et transformer un continent », Programme pour le développement des infrastructures en Afrique, 2013, <https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/PIDA%20note%20English%20for%20web%200208.pdf> (consulté le 11 mars 2017).
13. M. Hussain, « Republic of Mozambique - Energy Sector Policy Note », (Banque mondiale), novembre 2015, <http://documents.worldbank.org/curated/en/135711468180536987/pdf/ACS17091-REVISED-PUBLIC-Mozambique-Energy-Sector-Policy-Note.pdf> (consulté le 11 mars 2017).
14. M. Kojima et C. Trimble, « Making Power Affordable for Africa and Viable for Its Utilities », Groupe de la Banque mondiale, 2016, <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/25091/108555.pdf?sequence=7> (consulté le 17 mars 2017).
15. Exception faite des coûts engagés pour procéder aux améliorations.
16. Au Vietnam, par exemple, les frais de transport comptent pour 5,5 %-6 % du tarif final.



### SECTION 3

# Le financement privé du transport d'électricité a produit de bons résultats au niveau international

Dans de nombreux pays, les entreprises privées financent la totalité ou la majeure partie des nouveaux investissements dans le transport d'électricité.

Divers modèles économiques ont été utilisés pour mobiliser l'investissement privé dans le secteur. Les quatre principaux sont les privatisations, les contrats de concession totale du réseau électrique, les projets de transport d'électricité indépendant (TEI) et les investissements marchands. Les projets de financement privé établis selon ces modèles ont apporté aux pays concernés des investissements appréciables dans de nouvelles lignes électriques.

De nombreux pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) ont procédé à des **privatisations** ces vingt dernières années. Le Royaume-Uni a privatisé trois entreprises de transport d'électricité en 1991 : National Grid, Scottish Power, et Scottish and Southern Energy (SSE). Celles-ci ont investi 5,6 milliards de livres sterling entre 2013 et 2016. Le montant des investissements prévus pour la période 2013–21 est de 16,6 milliards de livres sterling<sup>1</sup>.

Les Philippines appliquent actuellement le modèle de **concession totale du réseau**. La concession a été accordée à la National Grid Corporation of the Philippines (NGCP) en 2009. Depuis cette date, l'entreprise a investi plus de 1,9 milliard de dollars dans le transport d'électricité.

Les **projets de TEI** ont également donné lieu à des investissements massifs dans ce domaine. Les appels d'offres organisés dans ce cadre au Brésil, au Pérou, au

Chili et en Inde ont mobilisé entre 1998 et 2015 plus de 24,5 milliards de dollars d'investissements privés qui ont financé la construction de près de 100 000 km de lignes électriques. Ce modèle connaît aussi un succès croissant dans des pays qui accordaient auparavant l'exclusivité à une entreprise privée de transport d'électricité — le Royaume-Uni, les États-Unis, le Canada et l'Australie notamment. Le Canada a adjugé des contrats portant sur 400 km de lignes de 230 kV pour un montant total de 452 millions de dollars<sup>2</sup>. Les États-Unis ont aussi attribué plus de soixante contrats de TEI, et d'autres sont prévus ces prochaines années<sup>3</sup>.

**Les investissements marchands** sont relativement courants aux États-Unis, dans l'Union européenne et en Australie. Aux États-Unis, le coût de la ligne de transport d'électricité Neptune — une ligne de 104 km reliant les États du New Jersey et de New York — a été estimé à plus de 600 millions de dollars. En Australie, le coût d'investissement de trois lignes électriques financées par le secteur privé a été évalué à 1 094 millions de dollars<sup>4</sup>.

Tous ces modèles peuvent fonctionner, mais produisent leurs meilleurs résultats dans des conditions différentes. L'expérience des autres pays permet de définir les conditions nécessaires à l'application satisfaisante de chacun d'eux. Les enseignements ainsi dégagés permettront aux responsables publics africains de choisir les plus adaptés et de déterminer la meilleure façon de les mettre en œuvre.

Le tableau 3.1 résume les principales caractéristiques de chacun des modèles. Les sections qui

**Tableau 3.1** Modèles économiques pour l'investissement privé dans le transport de l'électricité

	<b>Privatisation à durée indéterminée</b>	<b>Concession totale du réseau électrique</b>	<b>Projets de transport d'électricité indépendants (TEI)</b>	<b>Investissement marchand</b>
Durée	Indéterminée	Long terme : souvent 25 ans au moins	Long terme : souvent 25 ans au moins	Indéterminée
Champ d'application	Toutes les lignes, existantes et nouvelles, dans un pays ou une région	Toutes les lignes, existantes et nouvelles, dans un pays ou une région	Une seule ligne ou un groupe de lignes. Nouvelles lignes uniquement.	Une seule ligne principale, souvent CCT
Revenus	Revenus annuels fixés par le régulateur pour garantir un remboursement et rendement raisonnables du capital. Ils font l'objet d'une réévaluation réglementaire périodique.	Revenus annuels fixés par le régulateur pour garantir un remboursement et rendement raisonnables du capital. Ils font l'objet d'une réévaluation réglementaire périodique, ou de clauses d'arbitrage en application de la loi sur les concessions.	Revenus annuels essentiellement ou entièrement fixés par le soumissionnaire retenu	Revenus tributaires du volume d'énergie acheminé et des écarts de prix entre les deux extrémités de la ligne
Incitations	Liées à la performance de l'ensemble du réseau	Liées à la performance de l'ensemble du réseau	Disponibilité de la ligne (généralement 98 %)	Aptitude à transporter l'énergie des régions à faible prix vers des régions pratiquant des prix plus élevés
Accès	Accès ouvert à tous les usagers du réseau de transport sur un pied d'égalité	Accès ouvert à tous les usagers du réseau de transport sur un pied d'égalité	Accès ouvert à tous les usagers du réseau de transport sur un pied d'égalité	Accès exclusif. Droits d'accès utilisés par le propriétaire ou revendus.

suivent en donnent une description détaillée, précisent pour chacun la durée et le champ d'application, la façon dont les revenus sont fixés, et indiquent s'il offre un accès libre ou exclusif.

Le terme « concession » est utilisé pour désigner différentes formes de contrats dans différents pays. Les études portant sur les PPP l'emploient souvent de manière approximative. Dans certains cas, il désigne des contrats d'exploitation et maintenance, en vertu desquels le concessionnaire n'est pas tenu de financer de nouveaux actifs.

Comme indiqué à la section 3.2, l'expression « concession totale du réseau » renvoie ici à un contrat aux termes duquel l'entreprise privée est chargée d'exploiter et de gérer le réseau de transport d'électricité existant et de financer et construire toutes les nouvelles infrastructures s'y rapportant.

### 3.1 Modèle 1 : privatisations

Les **privatisations** confèrent à une entreprise privée la propriété du réseau de transport d'électricité dans une région donnée. Dans la plupart des cas, les autorités mettent ce modèle économique en œuvre en privatisant tout ou partie d'une compagnie publique de transport d'électricité, soit dans le cadre d'une vente contractuelle, soit par le biais d'une introduction en bourse.

Une fois la privatisation effectuée, l'entreprise propriétaire est responsable de l'exploitation et de la gestion du réseau existant d'une part, du financement et de la construction des nouvelles infrastructures d'autre part.

Ce modèle présente les caractéristiques suivantes :

- **Durée** : l'entreprise privée détient les actifs de transport d'électricité qu'elle a acquis et les nouveaux actifs qu'elle finance. Elle en est propriétaire pour une durée indéterminée.
- **Champ d'application** : l'entreprise privée a des droits et des obligations dans une zone géographique donnée. Il peut s'agir d'un pays entier, ou d'une région.

De nombreux pays n'ont qu'une entreprise de transport d'électricité. Le caractère géographique de ces droits et obligations est plus manifeste lorsque l'entreprise couvre une région et non la totalité du pays. C'est par exemple le cas au Royaume-Uni<sup>5</sup>.

Deux entreprises de transport d'électricité opèrent en Écosse. SSE est propriétaire du réseau dans le nord du pays au travers de SHE Transmission, filiale qu'elle détient à 100 %. L'entreprise est soumise aux conditions générales de licence qui s'appliquent à toutes les entreprises de transport d'électricité au Royaume-Uni, et à des conditions particulières qui ne s'appliquent qu'à elle. La première condition particulière (condition AA) définit sa zone de couverture dans le nord de l'Écosse. La deuxième (condition B) établit que le titulaire de la licence ne mettra pas d'actifs de transport d'électricité à disposition en dehors de cette zone<sup>6</sup>. La licence définit également le raccordement entre la région couverte par SSE et la région limitrophe, desservie par l'autre exploitant, Scottish Power.

- **Revenus** : les réseaux de transport d'électricité sont considérés comme des monopoles naturels et sont assujettis à une réglementation économique. Le propriétaire privé planifie les investissements nécessaires, dont le régulateur confirme le bien-fondé. Les dépenses d'investissement approuvées sont intégrées à la base d'actifs réglementaires de l'entreprise, et recouvrées au moyen des redevances de transport.

Cette approche est appliquée de manière très diverse selon les pays, mais présente des éléments communs :

- Le revenu total des entreprises de transport d'électricité est plafonné, mais pas le prix qu'elles facturent par MWh acheminé. Ce choix tient généralement à ce que leurs coûts ne varient pas en fonction du volume d'énergie acheminé sur le réseau. Le plafonnement des prix les expose-rait à un risque lié à la demande de services de transport, alors qu'elles ne sont pas en mesure de gérer cette demande.

- Le plafond des revenus est fixé à un niveau qui assure un remboursement et un rendement raisonnables du capital. On entend par « rendement du capital » des rendements suffisamment élevés pour permettre à l'entreprise de financer ses investissements ; le « remboursement du capital » renvoie à des revenus qui couvrent la dépréciation des actifs.
- L'indépendance réglementaire est déterminante pour éviter des pressions politiques visant à contenir les prix de l'électricité. Elle est assurée par la législation et les dispositifs de gouvernance de l'instance de réglementation (protection contre les licenciements par exemple).
- **Incitations** : le régime réglementaire crée des incitations pour les entreprises privatisées. Le plafonnement de leurs revenus fait qu'elles ont tout intérêt à limiter les coûts tout en respectant les normes de qualité de service.

L'entreprise privée est généralement propriétaire de l'ensemble du réseau de transport dans une zone bien définie. Les incitations réglementaires peuvent donc porter sur le fonctionnement général du réseau.

C'est par exemple le cas de la mesure en vigueur au Royaume-Uni, qui incite les entreprises à assurer la fiabilité du transport d'électricité. Celles-ci sont encouragées à assurer le bon entretien des réseaux et à éviter des ruptures d'approvisionnement dues à ces derniers. Une récompense ou une sanction est calculée chaque année pour chacune des trois entreprises de transport d'électricité en fonction du volume total d'énergie non fourni pendant des coupures d'alimentation sur leur réseau.

- **Accès** : tous les usagers des réseaux de transport d'électricité doivent pouvoir y accéder de manière uniforme et non discriminatoire pour assurer le bon fonctionnement des marchés de gros concurrentiels. À cette fin, la règle impose généralement aux entreprises de publier leurs tarifs et les conditions générales minimales d'accès et d'utilisation s'appliquant à tous les usagers potentiels.
- **Exemples** : de nombreux pays membres de l'OCDE ont privatisé les réseaux de transport d'électricité et ont depuis uniquement recours au secteur privé pour financer les nouveaux investissements. On citera les exemples suivants :
  - Les trois entreprises privées du Royaume-Uni (National Grid, Scottish Power, et SSE) après les privatisations de 1991. National Grid détient et exploite aujourd'hui 7 200 km de lignes aériennes, 1 400 km de câble souterrain

et 329 sous-stations<sup>7</sup>. Les trois entreprises ont investi 5,6 milliards de livres sterling entre 2013 et 2016. L'investissement prévu pour la période 2013–2021 se monte à 16,6 milliards de livres sterling. National Grid et SSE investissent actuellement dans la première interconnexion sous-marine bidirectionnelle – Western Link – pour transporter des énergies renouvelables depuis l'Écosse jusqu'aux consommateurs du Pays de Galles et d'Angleterre. Le projet est évalué à un milliard de livres sterling et entrera en exploitation à la fin de 2017<sup>8</sup>.

- Entre 1995 et 1999, le gouvernement de l'État de Victoria a privatisé la production, le transport et la distribution d'électricité<sup>9</sup>. Ces privatisations ont mobilisé 22,5 milliards de dollars australiens<sup>10</sup>.
- La privatisation du transport d'électricité dans l'État d'Australie-Méridionale en 2000.
- La vente progressive de la participation de l'État dans les entreprises de transport d'électricité en Allemagne au cours des années 90<sup>11</sup>.

Il existe aussi des cas de sociétés d'économie mixte. Le Réseau de transport d'électricité (RTE), par exemple, est une filiale à 100 % d'Électricité de France (EDF). L'État français est actionnaire à 85 % d'EDF, les 15 % restant étant cotés à la Bourse de Paris.

La privatisation complète du réseau de transport d'électricité est moins courante dans les pays à faible revenu. Quelques pays d'Amérique latine ont privatisé une partie ou la totalité du secteur dans les années 90. Ce rapport porte toutefois essentiellement sur le financement de nouvelles lignes électriques. Les entreprises privées de transport d'électricité en Amérique du Sud n'ont pas l'exclusivité du financement des nouveaux investissements (comme en Argentine et au Chili), ou bien, lorsque cette exclusivité a existé, elle n'a pas duré longtemps (Bolivie).

En 1993, le gouvernement argentin a accordé une concession d'une durée de 95 ans (qui constitue en fait une privatisation) pour l'exploitation du réseau national de transport d'électricité (Transener). Le contrat porte sur l'exploitation et l'entretien des réseaux de transport, l'entreprise privée n'étant pas responsable de l'expansion du système<sup>12</sup>. Les nouveaux projets d'investissement dans le transport d'électricité en Argentine font l'objet d'appels d'offres publics et concurrentiels organisés par l'État. Transener peut soumissionner.

L'État bolivien a privatisé Ende<sup>13</sup> Transmisión, la plus grande compagnie nationale de transport d'électricité, en 1997. Dans ce cas, l'entreprise privée était

tenue d'investir dans de nouveaux actifs. Ende Transmisión a toutefois été nationalisée en 2012, dans le cadre d'un vaste programme qui prévoyait également la nationalisation des entreprises de production et de distribution d'électricité.

## 3.2 Modèle 2 : concessions totales du réseau

Les **concessions totales du réseau** confèrent les mêmes droits et responsabilités que les privatisations, mais sur une période plus brève. Le plus souvent, les autorités mettent ce modèle économique en œuvre par le biais d'un appel d'offres concurrentiel et concluent un contrat de concession avec le soumissionnaire retenu.

Une fois le contrat de concession attribué, l'entreprise privée concessionnaire (le soumissionnaire retenu) est chargée d'exploiter et de gérer le réseau existant, et de financer et de réaliser tous les nouveaux investissements dans le transport d'électricité.

Ce modèle présente les caractéristiques suivantes :

- **Durée** : la durée de la concession est établie dans le contrat. Elle est généralement comprise entre 20 et 30 ans. Certains contrats prévoient la possibilité de la proroger.
- **Champ d'application** : le concessionnaire a des droits et des obligations dans une zone géographique définie. Dans la plupart des cas, celle-ci correspond au territoire national. La concession peut être limitée au réseau principal et ne pas couvrir les petits réseaux isolés.
- **Revenus** : les revenus du concessionnaire sont établis dans le cadre d'une procédure réglementaire, qui peut par exemple être conduite par un régulateur économique indépendant. Le contrat de concession peut aussi prévoir des procédures pour modifier les revenus du concessionnaire en fonction de l'évolution des coûts de base, et des procédures d'arbitrage pour les différends susceptibles d'intervenir entre le concessionnaire et l'État.

La concession du réseau de transport d'électricité des Philippines offre un exemple de revenus fixés par un régulateur économique indépendant. La loi *Electricity Power Industry Reform Act* de 2001 autorise l'Energy Regulatory Commission (ERC) à définir et appliquer une méthode de fixation des tarifs de transport d'électricité. Ceux-ci doivent permettre le recouvrement de coûts justes et raisonnables et un rendement suffisant des tarifs de base pour assurer la viabilité de l'entreprise. L'ERC a défini des règles

pour fixer le plafond des revenus annuels que le concessionnaire peut dégager des tarifs de transport d'électricité.

- **Incitations** : le régime réglementaire définit les mesures incitatives pour l'entreprise concessionnaire selon la même méthode que celle utilisée pour les entreprises de transport d'électricité privatisées. Ces mesures portent également sur le fonctionnement global du réseau.

La concession de transport d'électricité aux Philippines illustre ce cas. Le mécanisme d'incitation au rendement se fonde sur la disponibilité du réseau, la fréquence et la gravité des interruptions de courant, le respect des limites de fréquence et de tension, et la satisfaction des clients. En 2012, le régulateur a autorisé dans le cadre de ce mécanisme le paiement de 609 millions de pesos philippins (PHP). À titre de comparaison, le revenu annuel maximum se situe aux environs de 45 milliards de PHP. Le montant versé en application du mécanisme d'incitation est faible en regard du revenu total, mais suffisamment élevé pour influencer sur la rentabilité du capital et inciter le concessionnaire à agir.

- **Accès** : tous les usagers des réseaux de transport d'électricité y ont accès de manière uniforme et non discriminatoire.
- **Exemples** : la concession du réseau de transport d'électricité aux Philippines offre un exemple d'investissement substantiel dans le cadre de ce modèle. Dans ce pays, l'investissement dans le transport d'électricité a totalisé près de 4,2 milliards de dollars, dont plus de 1,9 milliard de dollars dans des actifs matériels<sup>14</sup>. La NGCP a par ailleurs réalisé ses objectifs de résultats. Elle a systématiquement dépassé ses objectifs de minimisation des pertes de réseau, et diminué les pertes en réduisant la fréquence des déclenchements et en améliorant la disponibilité du réseau. À titre d'exemple, cette dernière se situait entre 99,6 % et 99,8 % dans les régions de Visayas, Mindanao et Luzon en 2016<sup>15</sup>.

Ce modèle a aussi été utilisé en Afrique, notamment au Cameroun, au Mali et au Sénégal (voir la section 4.1). Dans ces cas, l'État a conservé une participation considérable. Au Mali, le gouvernement a accordé une concession en juillet 2000, et conservé 40 % des actions. Mais, en octobre 2005, l'un des concessionnaires a vendu ses actions et l'État, qui en détient désormais 66 %, est depuis l'actionnaire majoritaire d'EDM.

### 3.3 Modèle 3 : transport d'électricité indépendant

Les **contrats de TEI** confèrent les droits et obligations associés à une seule ligne électrique ou à un bouquet de lignes. Le plus souvent, les autorités appliquent ce modèle dans le cadre d'une mise en adjudication du contrat. Dans certains cas, le marché est attribué de gré à gré.

Une fois le marché adjugé, l'entreprise de TEI (le soumissionnaire retenu) est responsable de la construction et de l'exploitation de la ligne ou des lignes définies dans le contrat. Elle n'exerce aucun droit ou responsabilité sur le réseau existant ou sur les nouveaux investissements dans le transport d'électricité autres que ceux établis dans le contrat.

Ce modèle présente les caractéristiques suivantes :

- **Durée** : elle est comprise entre 25 et 45 ans. Certains contrats prévoient la possibilité de la proroger.
- **Champ d'application** : l'entreprise de TEI fournit une seule ou plusieurs lignes. Elle n'a aucune autre obligation dans la région ou le pays concerné.
- **Revenus** : le montant annuel du paiement demandé est l'un des critères de l'appel d'offres. L'offre retenue détermine en grande partie les paiements qui seront effectués pendant la durée du contrat. Comme indiqué à la section 6.6, certains aspects du paiement peuvent parfois faire l'objet d'un réexamen réglementaire.
- **Incitations** : le contrat définit des mesures incitatives pour l'entreprise de TEI. Celle-ci est encouragée à mettre la ligne de transport d'électricité en service dans les délais impartis et à réduire les coûts sur la durée du projet. La principale incitation aux résultats consiste à assurer la disponibilité de la ligne de transport d'électricité pendant toute la durée du contrat. L'entreprise de TEI est responsable de la disponibilité de la ligne, ou des lignes, dont elle est propriétaire, et non du fonctionnement de l'ensemble du réseau de transport d'électricité.
- **Accès** : tous les usagers des réseaux de transport d'électricité y ont accès de manière uniforme et non discriminatoire.
- **Exemples** : les contrats de TEI sont amplement utilisés dans le monde, notamment au Mexique, en Amérique du Sud (Brésil, Chili, Colombie et Pérou) et en Inde. Un contrat de TEI pour le Pakistan est aussi en négociation.

### Encadré 3.1 Synthèse des résultats des projets de TIE dans le monde

Les projets de TEI ont obtenu des résultats fructueux dans plusieurs pays :

- Le Brésil a organisé 38 appels d'offres portant sur plusieurs lots entre 1999 et 2015, ce qui s'est traduit par l'attribution de 211 concessions et par la conception, la construction et l'exploitation de 69 811 km de lignes électriques dans le cadre de contrats CEPT.
- Le Pérou a organisé 18 appels d'offres portant sur le transport d'électricité depuis 1998, à la suite desquels plus de 6 000 km de lignes électriques (et les sous-stations associées) ont été conçues, construites et exploitées par le secteur privé dans le cadre de contrats CEPT.
- Le Chili a organisé sept appels d'offres depuis 2006. Dix projets ont été attribués qui totalisent près de 1 200 km de lignes. Ce chiffre comprend la ligne de 140 km à 500 kV récemment adjugée pour raccorder les deux principaux réseaux.
- En Inde, le secteur privé a construit plus de 21 000 km circuits de lignes entre 2006 et 2016, ce qui représente 10,4 % des lignes construites depuis le lancement du Plan d'électrification 2002–2007, et 6,1 % du réseau.
- Le Canada a adjugé 400 km de lignes électriques de 23 kV pour un montant total de 452 millions de dollars. En 2014, Alberta Electric System Operator a également adjugé une ligne électrique de 500 km à 500 kV pour un montant de 1,4 milliard de dollars<sup>16</sup>. Le démarrage des travaux est prévu en 2019.
- La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis a abrogé les droits automatiques des entreprises de transport d'électricité titulaires en 2011. Depuis, plus de soixante contrats de TEI ont été adjugés, et d'autres sont prévus ces prochaines années.
- L'Australie a récemment adjugé un appel d'offres portant sur la mise à niveau de l'interconnexion de Heywood (une ligne qui relie les États d'Australie-Méridionale et de Victoria) pour un montant estimé à près de 80 millions de dollars<sup>17</sup>.

Ce modèle connaît aussi un succès croissant dans des pays qui accordaient auparavant l'exclusivité à une entreprise privée de transport d'électricité. Le Royaume-Uni, le Canada, l'Australie et les États-Unis ont introduit des entreprises de TEI aux côtés des entreprises de transport d'électricité financées sur fonds privés ou publics existantes qui bénéficiaient auparavant d'une exclusivité régionale.

L'encadré 3.1 dresse une synthèse des résultats des projets de TEI menés dans plusieurs pays.

## 3.4 Modèle 4 : investissements marchands

Les **investissements marchands** portent sur la construction et l'exploitation d'une ligne électrique unique (« ligne marchande »). Il s'agit souvent d'une ligne CCHT. L'investisseur construit les stations de conversion à chaque extrémité de la ligne. Celles-ci convertiront le courant alternatif en courant continu et vice-versa. Dans la plupart des cas, ces projets sont lancés à l'initiative du secteur privé, et non de l'État.

- **Durée** : elle est fonction de la durée de vie de la ligne marchande et des accords qui lui sont éventuellement associés.
- **Champ d'application** : l'investisseur fournit une seule ligne et n'a aucun autre droit ou obligation de développement du réseau de transport d'électricité dans la région ou le pays.
- **Revenus** : dans un modèle marchand « pur », le propriétaire de la ligne marchande utilise ou vend les droits d'acheminement de l'électricité, et les revenus sont fonction du volume d'énergie transporté (MWh) et des écarts de prix entre les deux extrémités de la ligne. Comme indiqué plus loin, l'intervention réglementaire peut influencer sur les revenus, de même que la méthode choisie par le propriétaire pour vendre la capacité de transport.
- **Incitations** : l'investisseur est incité à optimiser les recettes. La meilleure solution consiste pour lui à assurer une disponibilité élevée de la ligne pendant les périodes où l'écart de prix entre ses deux extrémités est important.
- **Accès** : dans le cadre d'un modèle marchand « pur », le propriétaire détermine le prix et les conditions d'accès à sa ligne. Le régulateur ne fixe

pas de conditions régissant l'accès de tiers. Les variations possibles à ces dispositions sont analysées dans les exemples qui suivent.

- **Exemples** : deux facteurs influent fortement sur la possibilité d'établir des liaisons marchandes : l'effet de l'organisation de marché sur les signaux de prix locaux et les modalités réglementaires.

Les investissements dans les lignes marchandes se fondent sur les écarts de prix entre les deux extrémités de la ligne. Leur bien-fondé est fonction de la nature et de l'ampleur des écarts des prix locaux sur le marché :

- Aux **États-Unis**, de nombreux marchés appliquent des prix marginaux locaux – autrement dit des prix de gros différents à chaque nœud du réseau – ce qui ajoute aux arguments en faveur des investissements marchands.

On peut citer pour exemples de lignes marchandes aux États-Unis le câble Cross-Sound, un câble sous-marin de 39 km qui relie la Nouvelle-Angleterre à Long Island (État de New York), acheté en 2006 par une entreprise privée pour un montant de 213 millions de dollars<sup>18</sup> ; la Neptune Transmission Line, une ligne sous-marine et souterraine de 104 km entre Long Island et Sayreville (New Jersey) (d'un coût estimé à plus de 600 millions de dollars<sup>19</sup>) ; et Path 15, une ligne électrique construite au milieu des années 80 qui raccorde les sections nord et sud du réseau électrique californien<sup>20</sup>.

- Le National Electricity Market (NEM) australien définit les prix dans cinq régions (qui correspondent aux cinq membres du NEM : Queensland, Nouvelles-Galles du Sud (dont le territoire de la capitale australienne), Victoria, Australie-Méridionale et Tasmanie). Les investissements marchands sont autorisés entre ces cinq régions, mais pas dans chacune d'elles.

Un exemple de ligne privée en **Australie** est celui de Basslink, une liaison CCHT de 370 km qui raccorde la Tasmanie au NEM. Le principe de ce projet était de permettre à Hydro Tasmania d'augmenter les recettes tirées de sa production en exportant l'électricité pendant les périodes de pointe, quand les prix sont plus élevés, et en l'important pendant les heures creuses. Hydro Tasmania conserve les droits d'usage de la ligne. La figure 3.1 illustre le tracé de Basslink entre l'île de Tasmanie et le continent australien. Le projet a nécessité un câble sous-marin CCHT de 290 km (à l'époque le plus long du monde), une ligne CA de 13 km en Tasmanie et de 63 km dans

l'État de Victoria. La ligne a une puissance continue nominale de 500 MW et une capacité de crête de 630 MW sur de plus courtes périodes.

Le cadre réglementaire influe également sur la stratégie adoptée vis-à-vis des investissements marchands :

- Aux États-Unis, les propriétaires de lignes marchandes doivent obtenir l'autorisation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) pour appliquer des tarifs de transport d'électricité négociés avec les usagers de la ligne. La FERC a défini quatre critères d'approbation des tarifs : leur caractère équitable et raisonnable ; le risque de discrimination abusive ; le risque de préférence injustifiée, y compris en faveur des filiales ; et les obligations régionales de fiabilité et d'efficacité opérationnelle. Au début, la FERC exigeait que les lignes marchandes attribuent la capacité dans le cadre d'un appel au marché (« *open season* »), mais elle les autorise désormais à en allouer jusqu'à 100 % moyennant des accords de gré à gré.
- Dans l'Union européenne, la réglementation privilégie le développement d'un transport d'électricité réglementé par les gestionnaires du réseau de transport d'électricité. Dans certaines circonstances, la Commission européenne peut toutefois exempter les investissements marchands des réglementations.

### 3.5 Les projets d'interconnexion peuvent aussi faire appel à certains de ces modèles

Ce rapport s'intéresse essentiellement aux investissements dans des projets de transport d'électricité à l'échelle nationale – autrement dit, dans une seule juridiction. Or, ces investissements peuvent aussi porter sur des projets d'**interconnexion** entre deux ou plusieurs pays.

L'actionnariat public est également la forme dominante de financement des projets d'interconnexion, surtout en Afrique. Néanmoins, lorsqu'un projet appelle des investissements dans deux ou plusieurs pays, il ne peut plus être conduit par une seule entreprise publique. Deux entreprises au moins y participent. Deux grands moyens s'offrent aux deux (ou plusieurs) entreprises concernées de gérer le projet d'interconnexion :

**Figure 3.1** Tracé de la ligne Basslink

Source : Site internet de Basslink, « Maps », <http://www.basslink.com.au/basslink-interconnector/maps/> (consulté le 15 mars 2017).

- L'entreprise publique de chaque pays peut financer sa portion de la ligne de transport d'électricité. C'est ce modèle qui a été retenu pour la ligne de Cahora Bassa entre le Mozambique et l'Afrique du Sud, et pour l'interconnexion entre l'Éthiopie et le Kenya.
- Les entreprises peuvent créer une société de projet pour investir dans la ligne d'interconnexion. Un exemple de ce modèle est celui de MOTRACO, une structure constituée par trois entreprises publiques : ESKOM (Afrique du Sud), EDM (Mozambique), et SEC (Swaziland). MOTRACO est propriétaire des actifs, chacune des trois entreprises publiques détenant un tiers des actions. D'autres pays africains envisagent des méthodes similaires de financement de lignes d'interconnexion régionales – notamment pour l'interconnexion Côte d'Ivoire-Libéria-Sierra Léone-Guinée (CLSG), une ligne de 225 kV et 1 300 km, ou pour le projet d'interconnexion de l'Organisation pour la mise

en valeur du fleuve Gambie (OMVG), une ligne de 1 677 km à 225 kV, d'une capacité de transport de 800 MW.

Or, certains des quatre modèles économiques décrits plus haut peuvent aussi s'appliquer aux interconnexions. Des projets d'interconnexion financés par le secteur privé dans le cadre d'investissements marchands ou de contrats de TEI ont été conduits dans différents pays.

La plupart des projets d'interconnexion ont fait appel au modèle d'investissement marchand. Il en existe plusieurs exemples en Europe. La plupart des pays européens appliquent un prix de gros unique sur leur territoire. L'écart de prix susceptible d'intéresser les investissements marchands ne peut venir que de l'interconnexion entre deux pays. À ce jour, cinq lignes électriques reliant des pays européens bénéficient de dérogations à certaines parties des obligations



réglementaires et peuvent être considérées comme des investissements marchands. Plusieurs autres sont en construction.

Les lignes marchandes dans l'Union européenne sont notamment les suivantes :

- EastLink, une ligne privée CCHT sous-marine de 105 km qui assure le transport d'électricité de l'Estonie à la Finlande
- BritNed, une ligne CCHT sous-marine de 260 km qui relie le Royaume-Uni aux Pays-Bas. Dotée d'une capacité de 1 000 MW, elle a été construite en 2011 pour un montant de 600 millions d'euros.
- L'East-West Interconnector, une interconnexion CCHT qui relie le Royaume-Uni et l'Irlande. La ligne de 700 MW a été mise en place en 2012 pour un coût de 600 millions d'euros.
- Le lien fixe Transmanche, une ligne de 1 000 MW reliant la Grande-Bretagne et la France par le tunnel sous la Manche.

Les projets d'interconnexion peuvent aussi faire appel aux contrats de TEI. Dans ce cas, les appels d'offres peuvent revêtir deux formes. La première consiste à organiser un appel d'offres d'un côté de la frontière au moins ; la seconde à lancer un appel d'offres conjoint.

Dans le cadre de la première formule, un pays au moins utilise le modèle de TEI pour mobiliser des investissements sur son territoire. C'est le cas de la ligne CHTT de 1 200 km de Tala, qui raccorde le Bhoutan au réseau indien. La ligne relie la sous-station de Siliguri, près de la frontière, à une sous-station proche de Delhi. Elle assure l'exportation d'électricité depuis la centrale hydroélectrique détenue par Tata au Bhoutan. La ligne appartient à Powerlinks, dont l'actionnaire majoritaire est la Tata Power Company.

La deuxième formule est réalisable, mais n'a pas encore été appliquée. Il n'y a pas trace d'appel d'offres commun à deux ou plusieurs pays portant sur un projet d'interconnexion dans le cadre d'un contrat de TEI.

Les pays ne peuvent recourir à des privatisations ou à des concessions totales du réseau pour financer des projets d'interconnexion. Ces modèles s'appliquent généralement à une obligation exclusive de financer de nouvelles infrastructures de transport d'électricité dans un pays, et non entre plusieurs pays.

Une autre approche consiste en un modèle économique hybride entre entreprises publiques et privées. Les entreprises publiques peuvent créer une société de projet et mobiliser la participation d'un tiers au capital. On en citera pour exemple Empresa Proprietaria de la Red (EPR), constituée pour concevoir,

organiser, construire et détenir une ligne d'interconnexion de 1 793 km à 230 kV qui relie les réseaux électriques du Panama, du Costa Rica, du Honduras, du Nicaragua, d'El Salvador, et du Guatemala. La ligne est dénommée *Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central* (SIEPAC).

La figure 3.2 illustre son tracé dans les différents pays.

EPR est une société de projet détenue par<sup>21</sup> :

- Les entreprises ou services publics de transport d'électricité du Guatemala, d'El Salvador, du Honduras, du Nicaragua, du Costa Rica et du Panama.
- Une entreprise privée : ENDESA (Espagne).
- Deux entreprises publiques régionales de transport d'électricité : ISA (Colombie), et CFE (Mexique)<sup>22</sup>.

Chacun des neuf actionnaires détient une participation équivalente.

Les revenus d'EPR proviennent des tarifs réglementés de transport d'électricité fixés par la Commission régionale d'interconnexion électrique (CRIE), le régulateur régional<sup>23</sup>. La CRIE est responsable de la réglementation du marché centre-américain. Elle est constituée de commissaires issus des organismes de réglementation de l'électricité de chaque pays membre. Cette organisation visait à limiter les discordances entre les approches réglementaires nationales et régionales, et à encourager l'uniformisation des normes et procédures techniques et opérationnelles.

## Remarques

1. Office of Gas and Electricity Markets, « RIIO-ET1. Annual Report 2015–2016 », février 2017, [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/02/riio-et1\\_annual\\_report\\_2015-16.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/02/riio-et1_annual_report_2015-16.pdf). (Consulté le 16 mars 2017). Le total des dépenses autorisées a pour objectifs d'inciter les entreprises à rechercher les solutions les plus économiques et d'éviter toute incitation réglementaire à privilégier les dépenses d'investissement au détriment d'autres solutions.
2. J. Pfeifenberger et al., « Contrasting Competitively-Bid Transmission Investments in the U.S. and Abroad », présentation lors d'une conférence téléphonique avec UBS, mai 2014, [http://www.brattle.com/system/news/pdfs/000/000/719/original/Contrasting\\_Competitively-Bid\\_Transmission\\_Investments\\_in\\_the\\_U.S.\\_and\\_Abroad.pdf?1408140050](http://www.brattle.com/system/news/pdfs/000/000/719/original/Contrasting_Competitively-Bid_Transmission_Investments_in_the_U.S._and_Abroad.pdf?1408140050) (consulté le 16 mars 2017).
3. NERA Economic Consulting, « US Transmission Planning Arrangements – Competitive Procurement and Independent Planner Model. A report for Grid Australia », novembre 2012, <http://www.nera.com/>

**Figure 3.2** La ligne d'interconnexion SIEPAC

Source : Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, « Mapa con línea SIEPAC », <http://crie.org.gt/wp/mapa-con-linea-siepac/> (consulté le 10 mai 2017).

- content/dam/nera/publications/archive2/PUB\_GridAustralia\_1112.pdf (consulté le 16 mars 2017).
4. Australian Energy Regulator, « Electricity transmission », State of the energy market, 2009, <https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%205%20%20Electricity%20transmission%202009.pdf> (consulté le 15 mars 2017).
  5. Le terme « Royaume-Uni » se rapporte ici aux accords conclus dans le secteur énergétique et celui du transport d'électricité en application de la législation du Royaume-Uni, et recouvre à la fois les accords portant sur l'ensemble du pays et ceux s'appliquant uniquement à la Grande-Bretagne, à l'exclusion de l'Irlande du Nord.
  6. Les conditions générales et particulières de la licence dite « Scottish Hydro-Electric Transmission Limited Transmission Licence » sont publiées sur le registre électronique public d'Ofgem à l'adresse suivante : <https://epr.ofgem.gov.uk/Document> (consulté le 17 mars 2017).
  7. National Grid, Our UK Profile, <http://investors.nationalgrid.com/about-us/our-markets/uk-profile.aspx> (consulté le 17 mars 2017).
  8. Western Link Project, « Welcome page », <http://www.westernhvdclink.co.uk/> et [http://www.scottishpower.com/pages/our\\_major\\_projects.aspx](http://www.scottishpower.com/pages/our_major_projects.aspx) (consulté le 15 mars 2017).
  9. R. Nepal et J. Foster, « Electricity Networks Privatization in Australia : An Overview of the Debate », School of Economics, University of Queensland, <http://www.uq.edu.au/economics/abstract/541.pdf> (consulté le 16 mars 2017).
  10. CEDA, « Privatisation : A Review of the Australian Experience », décembre 2002, <http://adminpanel.ceda.com.au/FOLDERS/Service/Files/Documents/15230~growth50.pdf> (consulté le 17 mars 2017).
  11. M. Heddenhausen, « Privatisations in Europe's liberalized electricity markets – the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany, and France », Research Unit EU Integration (2007), [https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/projekt\\_papiere/Electricity\\_paper\\_KS\\_IIformatiert.pdf](https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/projekt_papiere/Electricity_paper_KS_IIformatiert.pdf) (consulté le 10 mars 2017).
  12. « El sector eléctrico de Argentina », Pampa Energía, [http://ri.pampaenergia.com/pampaenergia/web/conteudo\\_es.asp?idioma=2&conta=47&tipo=24234](http://ri.pampaenergia.com/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=2&conta=47&tipo=24234) (consulté le 11 mai 2017).
  13. « Nuestra historia », Empresa Nacional de Electricidad, <http://www.ende.bo/historia> (consulté le 11 mai 2017).
  14. Base de données PPI, Banque mondiale et PPIAF, [ppi.worldbank.org](http://ppi.worldbank.org)

15. « NGCP exceeds performance targets for 7th straight year », NGCP, septembre 2016, <http://ngcp.ph/article-view.asp?ContentID=8360> (consulté le 26 septembre 2016).
16. Alberta Electric System Operator, « AESO Awards Alberta PowerLine Limited Partnership with Fort McMurray West 500 kV Transmission Project », décembre 2014, <http://www.marketwired.com/press-release/aeso-awards-alberta-powerline-limited-partnership-with-fort-mcmurray-west-500-kv-transmission-1978463.htm> (consulté le 16 mars 2017).
17. Australian Energy Market Operator, « South Australia – Victoria (Heywood) Interconnector Upgrade », janvier 2013 [http://www.aemo.com.au/media/Files/Other/planning/RITTs/SA\\_VIC\\_Heywood\\_Interconnector\\_Upgrade\\_RIT\\_T\\_PACR.pdf](http://www.aemo.com.au/media/Files/Other/planning/RITTs/SA_VIC_Heywood_Interconnector_Upgrade_RIT_T_PACR.pdf) (consulté le 16 mars 2017).
18. Babcock & Brown Infrastructure, « ASX Announcement. Completion of Acquisition: New England – New York Cross Sound Cable », 28 février 2006, <http://www.crosssoundcable.com/doc/Acquisition.pdf> (consulté le 15 mars 2017).
19. Starwood Energy Group, « Neptune transmission system, financed by energy investors funds and Starwood Energy Group, begins delivering power to Long Island », 2 juillet 2007, [http://starwoodenergygroup.com/wp-content/uploads/2014/06/6\\_NeptuneAnnouncement.pdf](http://starwoodenergygroup.com/wp-content/uploads/2014/06/6_NeptuneAnnouncement.pdf) (consulté le 15 mars 2017).
20. La ligne a été mise à niveau en 2002 moyennant l'ajout d'une ligne de 500 kV et d'une capacité d'environ 1 500 MW à la ligne de 135 km Los Banos-Gates.
21. Empresa Propietaria de la web, « Accionistas », <http://www.eprsiepac.com/contenido/accionistas/> (consulté le 10 mai 2017).
22. Le gouvernement colombien est actionnaire majoritaire d'ISA, et CFE est une compagnie d'électricité détenue par le gouvernement mexicain et intégrée verticalement.
23. Economic Consulting Associates, « The Potential of Regional Power Sector Integration. Central American Electric Interconnection System (SIEPAC), Transmission & Trading Case Study », soumis à l'ESMAP, 2010, <http://documents.worldbank.org/curated/en/117791468337281999/pdf/773070v100ESMA0297BooPUBLICooSIEPAC.pdf>, (consulté le 10 mai 2017).

## SECTION 4

# L'Afrique ne possède guère d'infrastructures de transport d'électricité financées sur fonds privés, mais a mobilisé d'importants investissements privés dans le secteur de la production électrique

Les antécédents en matière d'investissement privé dans le secteur de l'électricité en Afrique donnent également des indications quant aux modèles économiques susceptibles d'y porter leurs fruits.

Les rares investissements privés que l'Afrique a mobilisés dans le transport d'électricité ont été effectués dans le cadre de concessions totales du réseau et de la construction d'un petit nombre de lignes électriques reliant les producteurs au réseau principal, financées par des PEI. Ces projets ont eu des retombées favorables sur le plan opérationnel, comme l'expansion de l'accès et les investissements dans la production, mais le montant des investissements est resté faible. Aucun pays africain n'a fait appel aux financements privés dans le transport d'électricité dans le cadre de projets de TEI ou d'investissements marchands.

En revanche, l'Afrique a mobilisé depuis 1994 plus de 25 milliards de dollars d'investissements privés dans des projets de PEI, qui ont installé une capacité de production de plus de 11 GW.

Cette section présente d'abord brièvement l'expérience de l'Afrique en matière de financement privé du transport d'électricité. Elle s'appuie ensuite sur la

réussite relative de l'investissement privé dans le secteur de la production pour expliquer comment l'attirer dans le secteur africain du transport d'électricité.

### 4.1 Les investissements privés dans le transport d'électricité ont été limités

Dans la plupart des pays africains, les compagnies publiques sont les opérateurs exclusifs du réseau de transport d'électricité et financent tous les investissements qui lui sont associés. Dans certains cas, la loi l'exige.

Depuis 1999, trois pays africains ont fait appel à la participation du secteur privé dans le secteur, dans le cadre de concessions totales du réseau. Ces projets n'ont pas mobilisé d'investissements importants dans le transport d'électricité, mais ont apporté des avantages opérationnels.

L'Afrique n'a aucune expérience des projets de financement privé de lignes électriques dans le cadre

de contrats de TEI ou de lignes marchandes. Des mesures préliminaires ont été prises en vue d'organiser des appels d'offres portant sur des TEI, mais aucun contrat n'a été attribué.

### Le bilan des concessions totales du réseau en Afrique

Nous examinons ici le cas de trois pays qui ont fait appel à la participation du secteur privé dans le transport d'électricité moyennant des concessions totales du réseau ces dernières années, à savoir :

- le Cameroun, de 2001 à 2021
- le Mali, de 2000 à 2020
- le Sénégal, de 1999 à 2001.

Le tableau 4.1 en résume les principales caractéristiques : durée et date de la concession, champ d'application de la concession, nom de l'entreprise publique sous contrat de concession, parties concernées et leur participation dans la concession.

Les gouvernements du Mali et du Sénégal ont chacun accordé une concession portant sur l'entreprise publique verticalement intégrée, y compris les opérations de transport d'électricité. Dans le cas du Cameroun, les autorités ont attribué quatre concessions distinctes à un concessionnaire unique, dont l'une porte sur l'entreprise publique de transport d'électricité.

D'autres pays africains ont mobilisé la participation du secteur privé dans le transport d'électricité, mais pas sous forme de concessions du réseau entier. Au Gabon et en Côte d'Ivoire, par exemple, les compagnies publiques d'électricité ont conclu un contrat d'affermage<sup>1</sup> avec des parties privées. Aux termes du contrat, les investisseurs privés devaient exploiter et entretenir les lignes électriques, mais n'étaient pas tenus de financer les actifs de transport d'électricité. Ces deux cas figurent aux deux dernières lignes du tableau 4.1.

Le gouvernement camerounais a accordé une concession pour la compagnie publique d'électricité

**Tableau 4.1 Exemples de concessions et d'affermages en Afrique**

Pays	Durée	Champ d'application de la concession	Nom de l'entreprise publique mise en concession	Parties et participations
Cameroun	20 ans (2001–2021)	Concession portant sur la production, le transport, et la distribution d'électricité. La concession de transport d'électricité a cependant pris fin en août 2015	SONEL (Société nationale d'électricité)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AES SONEL (États-Unis) : 51 %</li> <li>• État : 44 %</li> <li>• Personnel de l'entreprise : 5 %</li> <li>• En 2014, AES a vendu sa participation dans AES SONEL à Actis. L'entreprise a été rebaptisée ENEO</li> </ul>
Mali	20 ans (2000–2020)	Concession portant sur la production, le transport, la distribution, et la fourniture d'électricité et d'eau.	EDM (Électricité du Mali)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SAUR/IPS-WA (France/Canada) : 34 %</li> <li>• État : 66 %</li> </ul> <p>La SAUR et IPS-WA détenaient respectivement 39 % et 21 % de la concession jusqu'en 2005</p>
Sénégal	2 ans (1999–2001)	Concession portant sur la production, le transport, la distribution, et la vente d'électricité	SENELEC (Société nationale d'électricité du Sénégal)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elyo (France) et Hydro-Québec (Canada) : 34 %</li> <li>• État : 66 %</li> </ul>
Pays	Durée	Champ d'application du contrat d'affermage	Entreprise publique concernée	Parties et participations
Gabon	25 ans (1997–2021)	Contrat d'exploitation et maintenance	SEEG (Société d'énergie et d'eau du Gabon)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Veolia<sup>2</sup> (France) : 51 %</li> <li>• État : 49 %</li> </ul>
Côte d'Ivoire	20 ans (1990–2020)	Contrat d'exploitation et maintenance	CIE (Compagnie ivoirienne d'électricité)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SAUR (France/Canada) : 51 %</li> <li>• État : 49 %</li> </ul>

Source : Établi par Castalia. Le tableau présente des exemples de pays africains qui ont attribué des concessions (y compris dans le transport d'électricité) et des contrats d'affermage depuis 1990.

verticalement intégrée, la Société nationale d'électricité (SONEL), dans le cadre d'une réforme plus vaste du secteur de l'électricité engagée à la fin des années 90. La Société financière internationale (IFI) l'a aidé à organiser la procédure d'appel d'offres en vue d'accorder une concession de 20 ans pour la production, le transport et la distribution d'électricité au Cameroun.

Cinq soumissionnaires ont été présélectionnés, dont un a remis une offre. La présélection s'est effectuée sur la base de critères techniques et financiers. L'entreprise américaine AES Corporation a été la seule à soumettre une proposition. Elle a signé l'accord de concession en 2001, et versé 71 millions de dollars<sup>3</sup> pour acquérir 56 % de la SONEL<sup>4</sup>. L'État camerounais a conservé les 44 % restants. La compagnie publique a pris le nom d'AES SONEL. À la fin de 2013, AES a vendu sa participation dans AES SONEL au groupe britannique Actis. L'investissement d'Actis dans le capital d'AES SONEL a été garanti par l'Agence multilatérale de garantie des investissements (MIGA) qui a fourni à sa filiale, Energy Cameroon Cooperatif B.A, une assurance contre le risque politique. L'entreprise a été renommée ENEO.

Le concessionnaire a conquis plus de 340 000 clients<sup>5</sup>, investi dans plus de 304 MW de nouvelles capacités de production<sup>6</sup> et, comme le montre la figure 4.1, augmenté le nombre de lignes de basse et

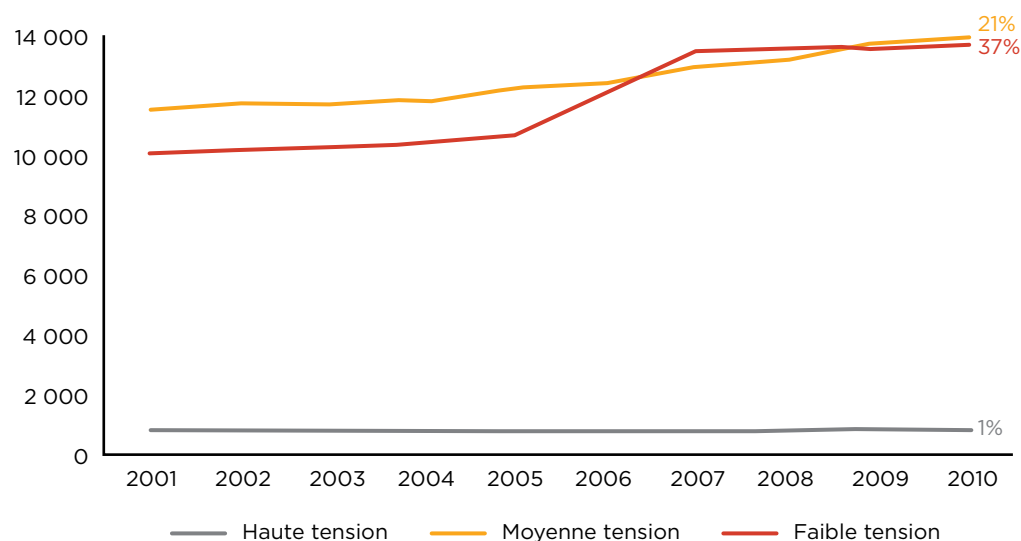
moyenne tension de 37 % et 21 %, respectivement, entre 2001 et 2010. L'expansion du réseau de transport d'électricité a toutefois été négligeable. En 2001, le réseau camerounais comptait 480 km de lignes de 225 kV et 337 kV de lignes de 110 kV. En 2010, il ne comptait que 3 km supplémentaires de ligne de 225 kV.

ENEO exerce ses activités au titre de différents contrats de concession portant sur la production, le transport et la distribution d'électricité, et d'un contrat de licence portant sur les ventes. Une renégociation du contrat, en août 2015, s'est soldée par le transfert des actifs de transport à une nouvelle entreprise publique. ENEO continuera d'assurer la production, la distribution et les ventes<sup>7</sup>.

En juillet 2000, le gouvernement du Mali a également accordé la concession de l'entreprise publique verticalement intégrée, Électricité du Mali (EDM). SAUR International a acquis 39 % des actions d'EDM, et Industrial Promotion Services (IPS) 21 %. Le ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau a conservé les 40 % restants. Le consortium privé a conclu un contrat de concession qui porte sur la production, le transport, la distribution, et l'approvisionnement en eau et en électricité.

En octobre 2005, SAUR International a vendu ses actions au gouvernement du Mali et à IPS. La vente a porté la participation de l'État à 66 %, et celle d'IPS à 34 %. L'État est depuis lors l'actionnaire majoritaire

**Figure 4.1** Longueur des lignes de transport et de distribution au Cameroun (en km), 2001-10



Source : Castalia. Données tirées de G. Tchataat, « Rapport Final Cameroun », (Contribution à la préparation du rapport national pour la formulation du livre blanc régional sur l'accès universel aux services énergétiques intégrant le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, PNUD), 2014, [http://www.se4all.org/sites/default/files/Cameroon\\_RAGA\\_FR\\_Released.pdf](http://www.se4all.org/sites/default/files/Cameroon_RAGA_FR_Released.pdf) (consulté le 10 mars 2017).

d'EDM. Dans le même temps, le contrat de concession a été converti en contrat d'affermage. L'investissement dans le transport d'électricité a été limité durant la période de concession<sup>8</sup>.

Au **Sénégal**, les autorités ont mis la compagnie publique d'électricité, la Société nationale d'électricité du Sénégal (SENELEC), en concession en 1999. L'État a conservé une participation de 66 % dans l'entreprise. Le concessionnaire, un consortium constitué d'Hydro-Québec (Canada) et d'Elyo (France), s'est porté acquéreur de 34 % de son capital<sup>9</sup>. La concession a duré moins de deux ans (18 mois). À la fin de 2000, le consortium privé et les autorités ont décidé de mettre fin à l'accord du fait que les objectifs n'avaient pas été atteints. Peu d'investissements ont été effectués pendant la période de concession<sup>10</sup>.

En juillet 2001, les autorités ont engagé une procédure d'appel d'offres pour remettre la concession de SENELEC en adjudication. Elles ont lancé un appel à propositions et sélectionné un soumissionnaire (Vivendi), mais n'ont pas mené le processus de négociations à terme.

### **CEC en Zambie : propriété à durée indéterminée d'une partie du réseau de transport d'électricité**

En Zambie, la compagnie publique, ZESCO, et l'entreprise privée Copperbelt Energy Corporation (CEC) sont propriétaires du secteur du transport d'électricité et en assurent l'exploitation. La CEC détient des droits exclusifs sur le réseau de transport d'électricité et en possède une partie.

Cette autre formule trouve son origine dans les contrats antérieurs d'approvisionnement en électricité du secteur minier, essentiellement situé dans la région de la Copperbelt. Suite à plusieurs changements d'actionariat, décrits plus loin, l'entreprise s'est retrouvée propriétaire des actifs de transport d'électricité dans la région minière, et assure l'approvisionnement en électricité des mines dans le cadre d'accords de longue durée.

L'approvisionnement des mines suppose des frais de transport de l'électricité sur le réseau de la CEC. Celle-ci dégage des revenus des tarifs de transport sous deux formes : quand ZESCO transporte l'énergie pour alimenter les clients autres que les mines raccordées à son réseau, et quand des tiers font appel à ce dernier pour se raccorder au Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP). La CEC possède une capacité de production de 80 MW, mais la majeure partie de l'énergie qu'elle fournit est produite par ZESCO. Le modèle économique de la CEC est décrit de manière plus détaillée ici.

Les actionnaires de CEC se répartissent en quatre groupes :

- la **Zambian Energy Corporation** (une entreprise irlandaise) : 52,0 %
- particuliers et institutions privées (actions cotées en bourse) : 21,4 %
- **ZCCM Investments Holdings PLC** (gouvernement de Zambie) : 20,0 %
- **African Life Financial Services** (mécanisme de participation des salariés) : 6,6 %.

ZESCO est propriétaire et exploitant du principal réseau de transport d'électricité en Zambie. La CEC possède et exploite un réseau régional de transport et de distribution dans la Copperbelt. Celui-ci se compose de 246 km de lignes de 220 kV (75 % du réseau HT national), de 678 km de lignes de 66 kV et de 41 sous-stations.

Les actifs de réseau de la CEC en Zambie comprennent 36 % des 142 km de lignes de 220 kV qui relient le réseau national à la frontière de la RDC. ZESCO est propriétaire des 64 % restants. Cette ligne, dotée d'une capacité de transport de 250 MW, est en exploitation depuis 1956.

Les activités de la CEC en Zambie s'articulent en trois grandes catégories de services :

- **Vente d'électricité au secteur minier** : la CEC se procure l'électricité auprès de ZESCO dans le cadre d'accords d'approvisionnement en gros, et la revend à plusieurs mines situées dans la Copperbelt dans le cadre d'accords de fourniture d'électricité. Cette activité constitue sa principale source de revenus. Les tarifs facturés pour ce service comprennent les redevances d'utilisation des actifs de transport de la CEC<sup>11</sup>.
- **Transport international d'électricité** : la CEC achemine l'électricité échangée dans le cadre du SAPP sur sa partie de l'interconnexion entre la Zambie et la RDC et dégage des revenus de ce service.
- **Transport national d'électricité** : la CEC achemine l'électricité vers les sous-stations de ZESCO pour le compte de cette dernière. ZESCO utilise l'électricité ainsi reçue pour approvisionner des clients essentiellement extérieurs au secteur minier.

La CEC est un cas intéressant. Elle est le seul exemple de propriété privée d'un réseau régional de transport d'électricité en Afrique, ce modèle correspondant néanmoins à celui appliqué sur d'autres continents. Elle est donc une référence importante à l'heure où l'Afrique envisage de développer le financement privé du transport d'électricité.

La CEC se distingue toutefois en ce qu'elle associe la propriété de réseaux de transport à un approvisionnement réservé aux seuls clients du secteur minier dans la région qu'elle dessert. Cette situation tient à des raisons historiques, et le modèle ne pourrait sans doute pas être entièrement reproduit ailleurs.

### **Il n'existe pas d'investissements dans l'infrastructure de transport d'électricité dans le cadre d'un contrat de TEI ou d'investissements marchands en Afrique**

Aucun pays africain n'a fait appel au financement privé dans le secteur du transport d'électricité dans le cadre de contrats de TEI. Le Nigéria a toutefois pris des mesures préliminaires en vue de mettre des projets de transport en adjudication, comme l'explique l'encadré 4.1.

Aucun pays africain n'a eu recours aux investissements marchands dans le transport d'électricité. Comme indiqué à la section 3, d'autres pays ont construit des lignes CCHT raccordant les centrales hydroélectriques aux marchés dans le cadre de ce modèle. En Afrique, les investissements de cette nature ont été financés sur fonds publics – c'est le cas de la ligne CCHT de Cahora Bassa.

L'interconnexion de Cahora Bassa est une ligne CCHT de 533 kV qui relie la centrale hydroélectrique de Cahora Bassa (2 075 MW) à la station de conversion Apollo près de Johannesburg. Longue de 1 420 km, la ligne peut transporter jusqu'à 1 920 MW.

La partie de la ligne qui traverse le Mozambique appartient à Hidroelectrica de Cahora Bassa (HCB),

la partie située en Afrique du Sud à la compagnie publique d'électricité sud-africaine, ESKOM. HCB est également propriétaire de la centrale de Cahora Bassa. À l'origine, HCB était détenue majoritairement par le gouvernement du Portugal mais, depuis 2007, c'est le gouvernement du Mozambique qui en est l'actionnaire majoritaire (85 %)<sup>12</sup>.

La ligne d'interconnexion a été construite essentiellement pour exporter l'énergie produite par HCB vers l'Afrique du Sud (sur la base d'un accord d'approvisionnement conclu entre ESKOM et HCB). Une puissance de 500 MW reste toutefois à la disposition de l'entreprise publique EDM<sup>13</sup>. Les revenus de la ligne proviennent des redevances de transport perçues par ESKOM et EDM.

Le tracé de la ligne de transport est représenté en vert à la figure 4.2. Les trois réseaux électriques (nord, centre et sud) y sont également illustrés. L'interconnexion de Cahora Bassa est raccordée aux réseaux du nord et du centre, mais pas avec celui du sud.

### **Les producteurs d'électricité indépendants ont investi dans des lignes de transport courtes pour se raccorder au réseau**

Un petit nombre de lignes électriques raccordant les producteurs (PEI) au réseau ont été financées sur fonds privés. Ces investissements sont toujours associés à des projets de production et représentent sans doute une faible part de l'investissement total dans ces derniers.

Les chiffres varient selon les projets et sont généralement intégrés dans le montant de l'investissement

## **Encadré 4.1 Une tentative unique d'appel d'offres portant sur des projets de TEI en Afrique**

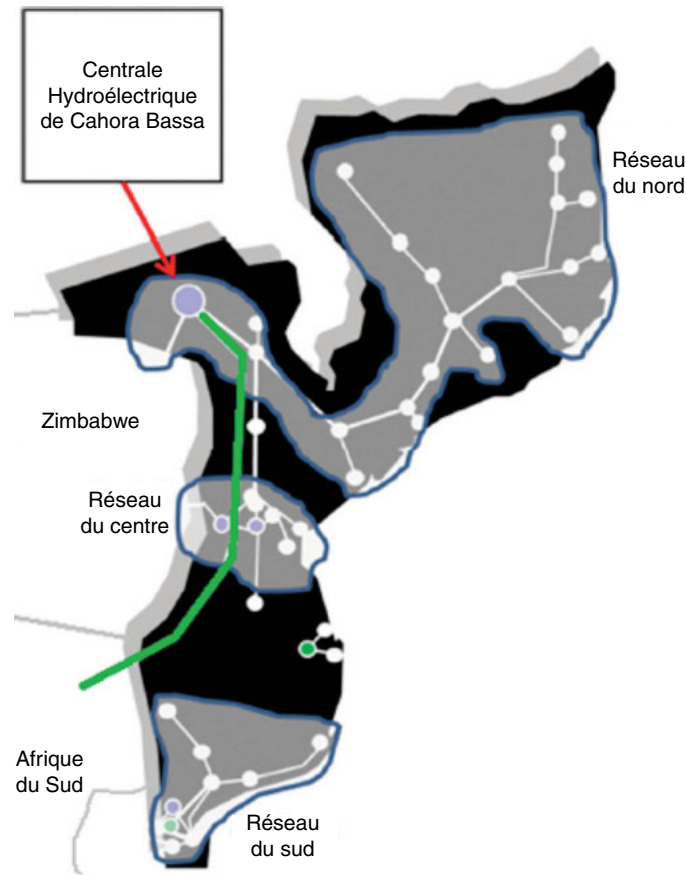
La Transmission Company of Nigeria (TCN) a lancé en novembre 2014 un appel d'offres pour la présélection d'un ensemble de projets dans le cadre d'un modèle de financement privé semblable au TEI. Les marchés portaient sur la rénovation, la réparation, le remplacement et l'expansion de lignes de 330 kV et de 132 kV, ainsi que des sous-stations et transformateurs de 330/132 kV et 132/33 kV. Les projets étaient fondés sur les recommandations d'une étude réalisée par Manitoba Hydro International (MHI) et publiée en 2013<sup>14</sup>.

TCN a reçu 73 candidatures à la présélection. Elle a procédé à l'évaluation des capacités techniques et

financières des entreprises selon un critère de réussite ou d'échec. Elle a présélectionné 29 dossiers avant de passer à la phase suivante (phase commerciale). Les candidats à la présélection étaient originaires du Nigeria et d'autres pays notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, le Brésil, la Chine, la Corée du Sud, les Émirats arabes unis, l'Espagne, les États-Unis, la France, l'Inde, l'Italie, le Liban, la Suisse et la Turquie.

TCN n'a pas poursuivi la procédure, en raison de la faible viabilité financière du secteur de l'électricité au Nigéria d'une part, et du manque de clarté entourant le modèle économique pour le transport d'électricité d'autre part.



**Figure 4.2** Tracé de la ligne d'interconnexion de Cahora Bassa

Source : M. Hussain (2015).

des PEI. L'investisseur privé qui finance la ligne de raccordement au réseau (généralement une société de projet) est le promoteur de PEI qui construit et finance la centrale de production. Le promoteur de PEI peut détenir et exploiter la ligne électrique dans le cadre d'un contrat de longue durée, ou la transférer, à sa mise en service, à l'exploitant du réseau ou à l'entreprise publique de transport d'électricité.

Dans les cas où le PEI reste propriétaire et exploitant de la ligne, les coûts sont généralement pris en compte dans le prix fixé par l'accord d'achat d'électricité. Un exemple de ligne privée faisant l'objet d'un contrat de longue durée en Afrique est celui de la ligne de 18 km à 225 kV qui fait partie du projet Azito en Côte d'Ivoire. La ligne transporte l'électricité depuis la centrale de production au gaz de 300 MW (dont la capacité a été portée à 430 MW en 2015) jusqu'à une sous-station. Cinergy, la société de projet, a conclu avec les autorités ivoiriennes un accord de construction-exploitation-propriété-transfert (CEP)

de 24 ans qui porte sur la centrale de production et la ligne de transport d'électricité<sup>15</sup>. Elle a également signé un accord de 15 ans – avec une entreprise privée détenue par deux de ses actionnaires – pour l'exploitation et la maintenance de la centrale et de la ligne<sup>16</sup>. Le montant total de ces infrastructures s'élève à 223 millions de dollars. Le coût de la ligne de transport en représente 14 %.

Une fois achevé, le projet de Kabompo Gorge, en Zambie, comportera aussi une ligne de 35 km à 132 kV<sup>17</sup>. Celle-ci raccordera la centrale hydroélectrique de 40 MW au réseau à la sous-station de la mine de Kalumbila. L'investissement total dans la capacité de production et de transport se monte à 210 millions de dollars. L'entreprise privée CEC (le promoteur du PEI) serait le propriétaire et l'exploitant de la ligne. Le projet fait cependant encore l'objet de négociations.

Une autre approche consiste pour le PEI à financer la ligne et à la transférer à l'exploitant du réseau ou à l'entreprise publique d'électricité lorsqu'elle entre en

service. C'est par exemple le cas de la ligne de 1 km à 330 kV qui raccorde la centrale à gaz de 459 MW d'Azura à une sous-station (Benin North)<sup>18</sup> au Nigéria. Le montage financier du projet a été réalisé avec l'appui du Groupe de la Banque mondiale, et comporte des garanties partielles de risques de la Banque mondiale, une assurance contre les risques politiques de la MIGA, et une créance privilégiée et un financement mezzanine de l'IFC (pour de plus amples détails, voir l'encadré 6.8). La ligne est en construction. La société de projet propriétaire d'Azura transférera la ligne et la sous-station une fois leur construction achevée. Au Sénégal, plusieurs PEI ont construit puis transféré les lignes électriques à la compagnie publique, SENELEC. La loi qui régit le secteur de l'électricité établit que SENELEC a l'exclusivité du transport d'électricité pendant la durée de la concession — ce point faisant toutefois l'objet d'un réexamen actuellement<sup>19</sup>.

## 4.2 L'Afrique a en revanche réussi à attirer l'investissement privé dans le secteur de la production d'électricité

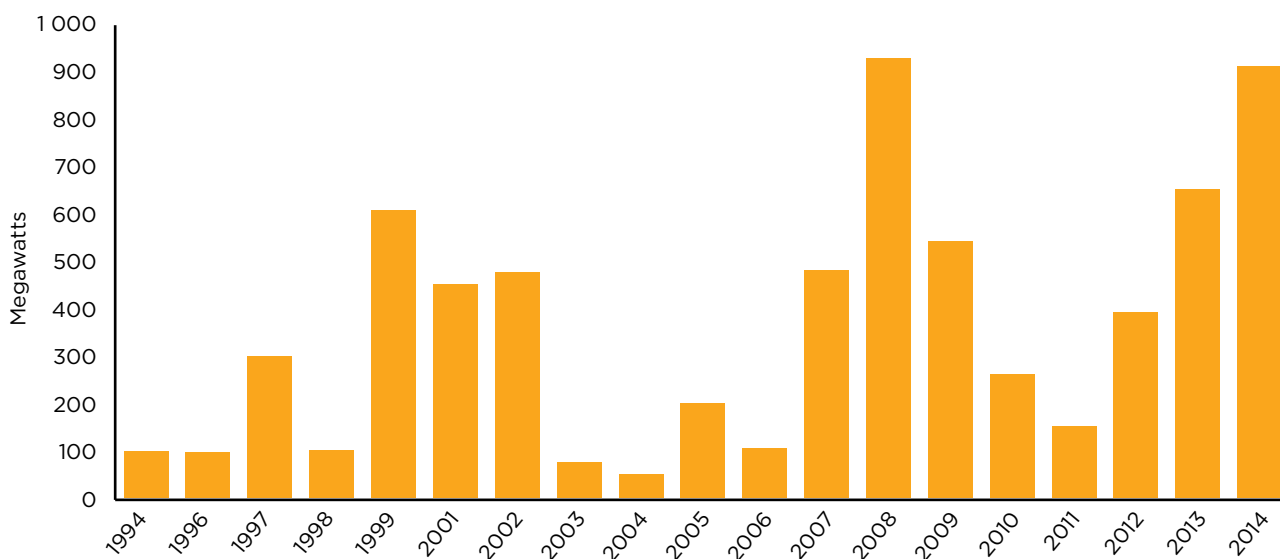
Entre 1994 et 2014, la région a mobilisé 25,6 milliards de dollars d'investissements dans plus de 126 projets

de PEI d'une capacité totale de 11 GW. Dix-huit pays africains ont fait appel à des PEI<sup>20</sup>. Si 43 % de ces investissements ont été effectués en Afrique du Sud, 11,1 milliards de dollars de financements privés ont été alloués à 59 projets de production électrique d'une capacité totale de 6,8 GW dans d'autres pays<sup>21</sup>. Les PEI ont investi dans des projets de technologie et d'ampleur variées, dont Azito en Côte d'Ivoire (centrale à gaz de 300 MW) ; OrPower4 (centrale géothermique de 100 MW) et Lake Turkana (centrale éolienne de 300 MW) au Kenya ; et Bujagali en Uganda (centrale hydroélectrique de 250 MW)<sup>22</sup>.

La figure 4.3 illustre la capacité (en MW) des PEI entre 1994 et 2014, par année de finalisation du montage financier, à l'exclusion de l'Afrique du Sud. Elle montre que l'augmentation annuelle de la capacité dans le cadre de ces projets a été très variable. On peut regrouper les investissements en trois périodes : 1990–2002, 2008, et 2011–2014. Les hausses observées au cours des deux premières périodes sont dues à l'aboutissement du montage financier de quelques gros projets. L'accroissement de l'investissement au cours de la troisième tient à de nouveaux investissements des PEI<sup>23</sup>.

Entre 1990 et 2013, près d'un quart de la nouvelle capacité de production (hors Afrique du Sud) a été financée par le secteur privé dans le cadre de PEI, alors que les investissements privés étaient pour ainsi dire

**Figure 4.3 Projets de PEI par année de finalisation du montage financier : Afrique (hors Afrique du Sud), 1994–2014**



Source : A. Eberhard et al. (2016). Les années 1995 et 2000 ne figurent pas dans le graphique car, comme l'indique le document original, aucune opération de montage financier n'a abouti au cours de ces deux années.

inexistants en 1990. Les autorités et les entreprises publiques d'électricité africaines ont financé un peu plus de 50 % de l'investissement total dans la production d'électricité, d'autres formes d'investissement en apportant 27 %<sup>24</sup>.

Les contrats de PEI revêtent généralement la forme d'accords d'achat d'électricité de longue durée qui prévoient d'une part des paiements fixes pour la disponibilité (par MW), d'autre part des paiements variables pour l'énergie (par MWh). Dans le cadre de ce modèle, les investisseurs prennent en charge les risques qu'ils sont en mesure de gérer. Ils sont confrontés à quatre sortes de risques : les coûts de construction de la centrale de production ; sa mise en service dans les délais prescrits ; sa disponibilité après la mise en service ; et ses coûts d'exploitation. Ils ne supportent en revanche pas les risques qu'ils ne peuvent maîtriser, comme la demande ou le nombre d'heures de fonctionnement de la centrale. Leur investissement sera rentable s'ils gèrent correctement les coûts et assurent la disponibilité et le bon fonctionnement de la centrale.

La répartition des risques pour les contrats de TEI est identique à celle des contrats de PEI. La mise en œuvre de projets de TEI en Afrique pourrait s'inspirer de l'expérience en grande partie fructueuse des pays africains dans le domaine des PEI.

## Remarques

1. L'affermage est une forme de contrat couramment utilisée en France. Il confère à une entité privée (le concessionnaire) un droit de gestion et d'exploitation de longue durée des actifs publics ; « l'État continue d'assumer la charge de l'investissement, et supporte donc le risque lié ce dernier ». M. Kerf et al. (1998).
2. À l'origine Groupe Générale des Eaux.
3. IFC, « Réussites. Partenariats publics-privés. Cameroun : La Sonel », 2012, [http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/577489804a5b844a93e59f8969adcc27/PPPStories\\_Cameroon\\_SONEL.pdf?MOD=AJPERES](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/577489804a5b844a93e59f8969adcc27/PPPStories_Cameroon_SONEL.pdf?MOD=AJPERES) (consulté le 10 mars 2017).
4. Le concessionnaire a dû transférer 5 % de ses actions aux employés de la SONEL.
5. IFC, « Réussites. Partenariats publics-privés. Cameroun : La Sonel » (2012). Le nombre de foyers raccordés est passé de 452 000 à la fin des années 1990 à 792 000 en 2011.
6. Deux centrales thermiques ont été construites : la Dibamba Power Development Corporation (DPDC ; 88 MW, mise en service en 2009) et la Kribi Power Development Corporation (KPDC ; 216 MW, mise en service en 2012).
7. « Electricity concession agreement: More horizons opened to investors », CRTV, <http://crtv.cm/fr/latest-news/top-news-24/electricity-concession-agreement-more-horizons-opened-to-investors-15286.htm> (consulté le 10 décembre 2016).
8. Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, « Vers de nouvelles organisations du secteur électrique : les réformes, les acteurs et les expériences : colloques 1998-2005 », Collection Actes 5 (2005) : 236, p. 160. [http://toolkits.recep.org/file\\_upload/296\\_tmpphpRZPikL.pdf](http://toolkits.recep.org/file_upload/296_tmpphpRZPikL.pdf) (consulté le 10 mars 2017).
9. P. Plane, « Privatisation et réseaux d'électricité en Afrique de l'Ouest », CERDI-CNRS, Université d'Auvergne (2004). <http://publi.cerdi.org/ed/2003/2003.22.pdf> (consulté le 10 mars 2017).
10. Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, (2005), page 200.
11. « Overview of CEC business », point presse, <http://www.slideshare.net/AfricanisCool/overview-of-cec-presentation-to-the-media> (consulté le 10 janvier 2017).
12. Economic Consulting Associates, « The potential of power sector integration », (Cahora Bassa. Generation case study, ESMAP), juin 2010, <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/17518/773070v30ESMAPooraoBassaoGeneration.pdf?sequence=1> (consulté le 10 mars 2017).
13. M. Hussain (2015).
14. MHI est une entreprise privée qui, en juillet 2012, a conclu avec la TCN un contrat de gestion qui a duré quatre ans.
15. Banque mondiale, « Sub-Saharan Africa Benefits from the first IDA Guarantee for Azito », (Project Finance and Guarantees), juin 1999, [http://siteresources.worldbank.org/INTGUARANTEES/Resources/Azito\\_PFG\\_Note.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTGUARANTEES/Resources/Azito_PFG_Note.pdf) (consulté le 10 mars 2017).
16. Banque mondiale, « Project appraisal document on a proposed IDA guarantee of up to US\$35 million of a syndicated commercial bank loan to Cinergy for the Azito power project in the Republic de Cote d'Ivoire », (rapport n° 1 8580-IVC), novembre 1998, <http://documents.worldbank.org/curated/en/990051468749754026/pdf/multi-page.pdf> (consulté le 10 mars 2017).
17. Site web de Copperbelt Energy Corporation Plc, <https://cecinvestor.com/kabompo-hydro-power/> (consulté le 10 mars 2017).
18. « Azura says Nigeria must expand grid to boost power supply », Bloomberg, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-28/azura-says-nigeria-must-expand-grid-to-boost-power-supply> (consulté le 12 janvier 2017).
19. Loi n° 98-29 (en date du 14 avril 1998) relative au secteur énergétique. La loi établit ce qui suit : « La

SENELEC est seule habilitée à exercer une activité d'achat en gros, de transport et de vente en gros d'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire national, pour une période qui sera définie par un contrat de concession signé avec le Ministre chargé de l'énergie et dans le cahier des charges qui lui sera annexé, sous réserve des dispositions de l'article 24 ci-après. Pendant la période visée au présent alinéa, la SENELEC a la qualité d'acheteur unique. »

20. Comprend des nouveaux projets de PEI raccordés au réseau d'une puissance supérieure à 5 MW.
21. A. Eberhard et al. (2016).
22. En 2011 la MIGA a garanti l'investissement d'Ormat Holding Corp. dans la centrale géothermique d'OrPower4 contre les risques politiques. En 2012, elle a accordé cette garantie à Globeleq Holdings

(Azito) limited, filiale de Globeleq, pour couvrir ses investissements dans l'exploitation et l'extension de la centrale au gaz Azito. En 2014, elle a assuré les investissements sous forme de participation ou de prêts dans la centrale hydroélectrique de Bujagali contre les risques politiques.

23. A. Eberhard et al. (2016).
24. Les autres formes d'investissement sont l'Aide publique au développement (APD) ; les IFD ; les projets financés par la Chine – les financements provenant principalement de la China ExIm Bank (prêts à taux bonifiés et crédit à l'exportation), de l'Industrial and Commerce Bank of China, et de la China Development Bank (prêts commerciaux); et des fonds arabes. A. Eberhard et al. (2016).

## SECTION 5

# Le transport d'électricité indépendant est le modèle économique le plus adapté pour mobiliser le financement privé dans ce secteur en Afrique

Le transport d'électricité indépendant (TEI) est le modèle économique le plus adapté au contexte africain. Il a porté ses fruits dans d'autres pays à faible revenu. Les risques pour les investisseurs dans les projets de TEI sont similaires à ceux des investisseurs dans les projets de PEI, et le modèle de PEI s'est révélé efficace en Afrique. Cette section explique pourquoi la méthode optimale consiste à privilégier les projets de TEI.

Les gouvernements africains doivent choisir un modèle de financement privé du transport d'électricité. Les quatre modèles analysés à la section 3 ont réussi à mobiliser l'investissement du secteur privé dans ce secteur. Tous peuvent obtenir de bons résultats dans des conditions adéquates. La question cruciale consiste à définir s'ils seront efficaces en Afrique.

Les critères utilisés pour évaluer dans quelle mesure les différents modèles sont adaptés aux besoins de l'Afrique et les résultats de chaque modèle sont résumés au tableau 5.1, et analysés plus loin.

Le modèle de TEI est le plus adapté pour augmenter les financements privés dans le transport d'électricité en Afrique. En effet :

- Il est applicable à tous les investissements nécessaires sur le continent (section 5.1)
- Il peut réaliser des économies d'échelle. Les petits pays africains dont les besoins d'investissement dans de nouvelles lignes électriques sont faibles devront toutefois vérifier si ces économies sont possibles (section 5.2)
- Il peut créer davantage de pression concurrentielle que les autres modèles économiques en procédant à un appel d'offres pour chaque ligne ou groupe de lignes (section 5.3)
- Il exige des investisseurs un degré de confiance moins élevé dans la capacité de réglementation du pays concerné (section 5.4)
- Il est compatible avec les politiques que les gouvernements africains et les groupements de réseaux régionaux mettent actuellement en place (section 5.5)
- Il peut être expérimenté tout en maintenant les autres modalités de financement en place (section 5.6)
- Il a fait ses preuves dans les pays à faible revenu, et paraît donc mieux adapté que les autres modèles (section 5.7).

**Tableau 5.1** Résultats des modèles économiques à l'aune des critères d'évaluation

	<b>Privatisation</b>	<b>Concession totale du réseau</b>	<b>Transport d'électricité indépendant (TEI)</b>	<b>Ligne marchande</b>
<b>Applicabilité</b> Le modèle est-il applicable à tous les types de transport d'électricité en Afrique ?	Oui	Oui	Oui	Non. Généralement utilisé pour une seule grande ligne, souvent CCHT, entre deux marchés
<b>Économies d'échelle</b> Le modèle peut-il réaliser des économies d'échelle dans le secteur du transport d'électricité en Afrique ?	Oui	Oui	Oui dans la plupart des cas, mais pas forcément dans les petits pays africains	La plupart des lignes marchandes sont assez importantes pour réaliser des économies d'échelle
<b>Concurrence</b> Le modèle crée-t-il une pression concurrentielle pour les fournisseurs privés de transport d'électricité en Afrique ?	Seulement lors de la transaction initiale	Seulement lors de la transaction initiale et dans les cas (rares) où un nouvel appel d'offres est lancé à expiration du contrat	Oui, au travers de la concurrence pour chaque nouvelle ligne	Oui, mais seulement pour la ligne marchande
<b>Confiance des investisseurs dans la capacité de réglementation en Afrique</b> Le modèle peut-il être appliqué malgré l'expérience limitée des régulateurs économiques en Afrique ?	Non	Douteux	Oui. L'examen périodique des régulateurs est nettement moins nécessaire	Non pertinent. Les projets marchands ne sont pas assujettis à des tarifs réglementés
<b>Compatibilité avec la réforme du secteur de l'électricité</b> Le modèle est-il compatible avec l'intention des groupements africains de promouvoir le libre accès aux réseaux et la concurrence dans le secteur de la production d'électricité ?	Oui	Oui	Oui	Non. Fonctionne mieux en tant que lien entre marchés qu'à l'intérieur des marchés. Risque par ailleurs d'être marginalisé par les investissements non marchands
<b>Souplesse d'application</b> Les gouvernements africains peuvent-ils expérimenter le modèle tout en maintenant les méthodes existantes en place ?	Non. Exige un engagement à procéder à des réformes de fond	Non. Exige un engagement à procéder à des réformes de fond	Oui	Oui
<b>Antécédents</b> Le modèle a-t-il fait ses preuves dans d'autres pays à faible revenu ?	Non. Rares sont les exemples de privatisation réussie dans les pays à faible revenu	Oui, mais antécédents limités	Oui, nombreux antécédents	Non

## 5.1 Applicabilité du modèle à toutes les formes d'investissement dans le transport d'électricité en Afrique

L'Afrique aura besoin d'investissements dans des lignes électriques de différentes tensions, qui assureront le transport national et international d'électricité et feront appel à des techniques de CAHT et de CCHT. Il est souhaitable que le modèle économique retenu convienne à toutes ces catégories d'investissement.

Les modèles de privatisation, de concession, et de TEI sont applicables à toutes les formes d'investissement dans le transport d'électricité. Dans les cas où une interconnexion doit être établie entre des pays, ils peuvent s'appliquer aux lignes nécessaires dans chacun d'eux. Ils pourraient être utilisés pour tous les investissements requis dans ce domaine en Afrique.

Les lignes marchandes présentent un intérêt pour relier les pays où les coûts de production sont faibles à ceux où ils sont plus élevés et où la demande est forte. On peut citer pour exemple les investissements considérables nécessaires pour transporter d'importants volumes d'énergie depuis la République démocratique du Congo à l'Afrique australe.

Ces lignes ne sauraient toutefois se justifier sur le territoire national. Dans certains pools énergétiques africains (comme le SAPP), il existe des écarts de prix selon les zones mais, dans les pays mêmes, les prix sont identiques à tous les nœuds du réseau de transport principal. Le principe de la ligne marchande, qui consiste à acheter l'électricité à bas prix à un endroit pour la vendre cher ailleurs, ne pourra s'appliquer à l'intérieur des pays.

En conséquence, ce modèle n'est généralement pas adapté aux investissements dans des réseaux nationaux de transport d'électricité. Par ailleurs, étant donné la nécessité de contrôler les flux d'énergie, les lignes marchandes sont mieux adaptées aux lignes CCHT.

Le modèle des lignes marchandes pourrait s'avérer très efficace pour certains projets, mais ne pourrait s'appliquer à tous les besoins d'investissements de l'Afrique. Les autres modèles conviennent à tous les investissements dans le transport d'électricité.

## 5.2 Capacité du modèle à réaliser des économies d'échelle dans le secteur du transport d'électricité en Afrique

Les coûts unitaires sont plus bas pour les grands projets de transport d'électricité. Les besoins d'investissement de certains pays africains dans ce secteur sont faibles ; ils devront donc s'assurer que le modèle économique retenu leur permettra de dégager des économies d'échelle.

Les privatisations et les concessions confèrent à une seule entreprise la responsabilité de tous les investissements dans le transport d'électricité. Ces modèles garantissent la réalisation d'économies d'échelle maximales dans le secteur compte tenu de l'ampleur des investissements nécessaires.

Les contrats de TEI donnent lieu à des appels d'offres pour chaque ligne, ou groupe de lignes, ce qui peut amener plusieurs investisseurs à intervenir dans le transport d'électricité dans un même pays. Le modèle doit porter sur des projets suffisamment nombreux et importants pour susciter l'intérêt des entreprises et réaliser des économies d'échelle, même s'ils sont attribués à plusieurs soumissionnaires. « Suffisamment important » n'est pas une mesure précise, mais à en juger par les projets conduits dans le monde, un coût d'investissement de 100 millions de dollars pour une ligne ou un groupe de lignes devrait être « suffisant ».

La plupart des pays africains peuvent réaliser des économies d'échelle, quel que soit le modèle adopté. Néanmoins, les petits pays dont les besoins en investissements dans le transport d'électricité sont faibles devront évaluer si le modèle de TEI leur est adapté.

## 5.3 Pression concurrentielle exercée sur les entreprises privées de transport d'électricité en Afrique selon les différents modèles

Les gouvernements africains peuvent tirer profit de modèles économiques qui créent une pression

### Encadré 5.1 Les contrats de TEI peuvent diminuer les coûts sur l'ensemble du cycle de vie

Le modèle de TEI transfère le risque afférent aux coûts de construction et d'exploitation de la ligne électrique sur toute la durée du contrat. Il transfère également le risque lié à sa disponibilité. Cette démarche peut ouvrir la voie à des solutions innovantes susceptibles de réduire les coûts.

Les autorités peuvent déjà tirer profit des avantages de la concurrence dans le cadre d'appels d'offres portant sur l'ingénierie, l'approvisionnement et la construction (EPC). Les appels d'offres portant sur des projets de TEI exigent toutefois des soumissionnaires qu'ils songent à assurer la rentabilité de l'investissement et de l'exploitation à échéance de 35 ans. Cette disposition apporte des avantages appréciables et devrait garantir que la pleine valeur

de l'investissement est réalisée grâce à une maintenance de qualité pendant toute la durée du contrat.

Les entreprises se montrent apparemment sensibles à cette incitation dans le cadre de contrats de TEI. Ainsi, pour faire suite aux incitations à assurer la disponibilité de la ligne aux termes de son contrat de TEI, Sterlite Power a introduit un Inde l'utilisation de véhicules aériens sans pilote pour inspecter les lignes électriques aériennes.

L'approche fondée sur la durée du contrat devrait apporter des avantages non négligeables. Les gains d'efficacité potentiels dans le secteur de l'énergie africain sont évalués à 6 milliards de dollars par an ; plus de la moitié seraient liés à la suppression des inefficacités opérationnelles<sup>1</sup>.

concurrentielle pour amener les entreprises de transport d'électricité à offrir les plus bas prix possibles.

Les privatisations et les concessions interviennent dans le cadre d'une mise en concurrence d'envergure qui aboutit à la vente de l'entreprise de transport d'électricité ou à l'attribution de la concession. Dans le cas d'une privatisation, l'entreprise est généralement cédée au plus offrant (en considération du tarif réglementé). Les concessions sont souvent, mais pas toujours, attribuées à l'offre moins disante pour satisfaire aux obligations prévues dans le contrat de concession. Aucun de ces modèles ne prévoit de mise en concurrence des investissements futurs.

Les projets de TEI créent davantage de pressions concurrentielles du fait qu'un appel d'offres est organisé pour chaque ligne ou groupe de lignes. Comme analysé à l'encadré 6.1, plusieurs pays dotés d'une solide expérience en matière de privatisations adoptent ce modèle, essentiellement parce qu'il intensifie la pression concurrentielle.

Étant donné cette pression concurrentielle, le modèle de TEI peut aussi réduire les coûts en faisant fond sur l'expérience d'autres pays en matière de gestion des coûts d'investissement dans le transport d'électricité sur la durée de vie du projet – contrairement aux modèles en vigueur qui confient la gestion des coûts d'investissement aux maîtres d'œuvre.

Le recours aux appels d'offres pour les projets de TEI présente aussi des inconvénients par rapport aux autres modèles. L'achat d'infrastructures de transport d'électricité dans ce cadre requiert de nombreux appels d'offres, ce qui se traduit par des coûts de transaction supérieurs à ceux des autres modèles, notamment celui de la concession totale du réseau. Le coût lié à l'élaboration, l'organisation et la réalisation de l'appel d'offres pour une concession totale du réseau peut être supérieur à celui d'un appel d'offres pour un projet de TEI, mais c'est la multiplicité des mises en adjudication qui augmente les coûts de transaction dans le second cas.

Les entreprises de TEI risquent en outre de disposer d'un pouvoir d'achat inférieur à celui de la compagnie publique de transport d'électricité en place, qui est généralement plus grande et opère depuis plus longtemps dans le pays. Grâce à son pouvoir d'achat plus élevé, celle-ci pourra par exemple négocier des conditions plus avantageuses avec les fournisseurs de matériel. Ce problème se pose sans doute moins en Afrique qu'ailleurs étant donné la taille relativement modeste des entreprises publiques de transport d'électricité.

Par ailleurs, les contrats de TEI fixent également les coûts d'exploitation et de maintenance pour la durée du contrat, généralement comprise entre 20



et 45 ans. Il est donc impossible de réviser ces coûts périodiquement et, partant, de tirer ultérieurement profit d'une éventuelle amélioration de leur efficacité.

Après mûre réflexion, d'autres pays ont décidé que les avantages des TEI l'emportent sur leur coût de mise en œuvre. L'encadré 6.1 explique comment les autorités du Royaume-Uni ont récemment abouti à cette conclusion alors qu'elles s'apprétaient à lancer des projets de cette nature.

## 5.4 Conditions requises pour susciter la confiance des investisseurs dans la réglementation des réseaux en Afrique

Les réseaux de transport d'électricité sont un monopole naturel et leurs tarifs font généralement l'objet d'une réglementation économique. Or, l'Afrique a une expérience trop limitée de la réglementation économique indépendante pour que les investisseurs puissent évaluer les risques. Les modèles qui les exposent à un risque réglementaire les séduiront sans doute moins que ceux qui l'atténuent.

Les modèles de privatisation et de concession totale du réseau présentent des caractéristiques similaires. Tous deux fonctionnent de manière satisfaisante lorsque la capacité réglementaire est bien établie et que les investisseurs sont disposés à assumer les risques liés à l'évolution ultérieure du régime de réglementation.

L'Afrique a considérablement progressé dans la mise en place d'organismes de régulation des réseaux énergétiques. Vingt-sept pays – plus de la moitié des pays africains – en ont créé un pour leur réseau<sup>2</sup>. Les pools d'électricité africains ont aussi constitué des associations régionales de régulateurs des réseaux, et le Forum africain pour la régulation des services publics a été établi en 2002.

Il n'en demeure pas moins que de nombreux pays africains n'ont pas mis en place d'instance de régulation des réseaux. Bon nombre des organismes créés ont une expérience relativement limitée. Douze des vingt-sept organismes existants sont en activité depuis moins de quinze ans<sup>3</sup>. Dans la quasi-totalité des cas, les réseaux réglementés sont des réseaux publics, et non privés.

L'expérience des régulateurs africains et l'adéquation de leurs moyens varient selon les pays. La disposition des investisseurs internationaux à

assumer un risque lié au fonctionnement de ces instances variera également. Il ressort d'entretiens avec certains d'entre eux qu'ils sont généralement peu enclins à s'en remettre à des régimes réglementaires discrétionnaires dépourvus d'expérience en matière de réglementation des investissements privés dans le transport d'électricité, et qu'ils privilégient les contrats moins conditionnels qui ne prévoient pas de révision périodique des paiements et qui définissent clairement les droits d'exécution.

Cela pourrait limiter la pertinence des privatisations et des concessions totales du réseau dans certains pays africains. À l'aune de ce critère, les concessions pourraient s'avérer plus efficaces que les privatisations. Dans certains cas, elles accordent une plus grande légitimité à l'accord de concession et aux clauses d'arbitrage qu'il renferme.

Les projets de TEI sont moins tributaires du degré de confiance des investisseurs lorsque la capacité réglementaire est bien établie. Les revenus annuels des entreprises de TEI sont en grande partie établis à l'avance, dans le cadre de la procédure d'appels d'offres. Le rôle des régulateurs n'en est pas moins décisif puisqu'ils vérifient que l'appel d'offres est compatible avec le plan d'expansion du réseau et autorisent la procédure. Ces fonctions n'entraînent cependant aucun risque pour l'investisseur privé.

Les lignes marchandes aussi sont moins exposées au risque réglementaire. Celui-ci dépend en grande partie de la façon dont ce modèle est appliqué. Comme indiqué à la section 3, l'intervention des régulateurs dans certains pays influe sur les revenus de ces lignes.

## 5.5 Compatibilité du modèle avec l'orientation des réformes du secteur de l'électricité

Les gouvernements africains et les pools énergétiques régionaux mettent actuellement en place des réformes du secteur de l'électricité. Ils doivent veiller à ce que le modèle économique retenu pour le transport d'électricité soit compatible avec ces dernières.

Les objectifs à long terme des réformes sont très divers. Celles-ci ont pour ambition commune de faire une plus grande place à la concurrence, nationale et régionale, dans le domaine de l'approvisionnement en gros d'électricité. Le SAPP est le pool énergétique régional le plus développé et dispose d'un marché du jour au lendemain concurrentiel. D'autres pools pourraient suivre son exemple.

## Encadré 5.2 Les réseaux réglementés en libre accès présentent un risque pour les lignes marchandes

En Australie, deux lignes marchandes CCHT terrestres financées par le secteur privé tiraient leurs revenus des écarts de prix entre deux États. Lorsque les entreprises réglementées de transport d'électricité se sont développées, ces écarts se sont résorbés.

Dans l'État de Nouvelles-Galles du Sud, l'entreprise publique TransGrid a déposé une demande d'autorisation pour une ligne d'interconnexion réglementée entre cet État et l'Australie-Méridionale. En 2001, l'entreprise privée TransEnergie a construit entre les États de Victoria et d'Australie-Méridionale une ligne d'interconnexion marchande, Murraylink, qui suivait à peu près le même tracé. Pendant la construction de Murraylink, les autorités ont autorisé la ligne réglementée. Murraylink a fait appel de cette décision, mais celle-ci a été confirmée par la cour d'appel.

En 1997, les autorités de la Nouvelles-Galles du Sud et du Queensland ont annoncé et autorisé la construction

d'une nouvelle ligne d'interconnexion réglementée à courant alternatif entre les deux États. Celle-ci, connue sous le nom de QNI, est dotée d'une capacité de transport de 700-750 MW.

En 1998, TransEnergie a proposé une ligne d'interconnexion marchande CCHT de 180 MW, DirectLink, entre les deux États. Directlink est entrée en service en juin 2000, QNI en février 2001.

Les deux lignes marchandes sont par la suite devenues des lignes réglementées, dont le régulateur fixe le montant maximum de revenus autorisés. TransEnergie a ultérieurement observé : « Il est à l'évidence difficile d'assurer la coexistence de régimes d'investissement réglementés et marchands dans le secteur du transport d'électricité. Ce mélange peut créer des controverses, des contentieux, des retards et des inefficiences. »<sup>4</sup>

Les privatisations, les concessions, et les projets de TEI sont tous des modèles compatibles avec ces réformes. Tous trois donnent libre accès au réseau de transport d'électricité dans le cadre de tarifs réglementés et non discriminatoires.

Les lignes marchandes n'offrent pas d'accès libre au réseau et sont moins compatibles avec le programme de réformes. Là encore, il semblerait qu'elles soient plus adaptées aux connexions entre marchés que sur un même marché.

Les lignes marchandes sont aussi plus efficaces lorsqu'elles ne sont pas exposées à la concurrence des entreprises réglementées de transport d'électricité. Si cette condition préalable n'est pas satisfaite, l'investissement ultérieur d'une entreprise réglementée risque de mettre en péril l'activité de la ligne marchande. L'encadré 5.2 présente à titre illustratif un exemple venu d'Australie.

## 5.6 Possibilités d'expérimenter ces modèles tout en maintenant les modèles existants en Afrique

En Afrique, le financement des réseaux de transport d'électricité repose presque exclusivement sur le

secteur public. L'introduction d'un nouveau modèle économique présente des risques. Il est donc préférable d'expérimenter le modèle pour démontrer sa validité.

Les modèles de privatisation et de concession exigent tous deux de modifier radicalement, en une seule étape, le régime de propriété et d'exploitation de l'ensemble du réseau.

Le modèle de TEI peut être introduit progressivement, projet par projet. Son instauration a été couronnée de succès dans des pays où tous les autres réseaux de transport d'électricité sont financés par l'État. Ils sont également utilisés dans des pays où tous les autres investissements sont effectués par une entreprise privée titulaire. Les modalités en vigueur peuvent être maintenues. Cela diminue le niveau de risque lié à l'expérimentation du modèle de TEI par rapport aux deux premiers, et peut en outre atténuer les difficultés afférentes à sa mise en application.

Le modèle de TEI permet de recourir au financement de projet pour les investissements dans le transport d'électricité. Les investisseurs s'intéresseront donc particulièrement aux coûts et aux revenus du projet en soi, et à l'aptitude de l'entreprise de TEI à les gérer. Ce modèle peut mobiliser d'autres sources de financement, contrairement à la pratique actuelle qui veut que les entreprises publiques financent l'intégralité des investissements dans le transport d'électricité

**Tableau 5.2** Informations relatives aux offres retenues pour les lignes électriques au Pérou (1998–2013)

Année d'attribution	Projet	Longueur de la ligne	Capacité (MVA)	Investissement en capital (en millions de dollars)	Coût annuel du transport d'électricité (en dollars)		Baisse par rapport à l'estimation
					Offre retenue	Coût estimé (plafond)	
1998	Mantaro–Socabaya	700	300	H	27,6	42,6	35
1999	Southern electric transmission system reinforcement	444	180	74,5	11,5	14,3	19
2008	Eléctrica Carhuamayo–Paragsha–Conococha–Huallanca–Cajamarca–Cerro Corona–Carhuaquero	696	360	106,1	10,0	42,6	77
2008	Eléctrica Mantaro–Caravelli–Montalvo and Machupicchu Cotaruse	200	350	35,7	5,4	5,6	4
2008	Chilca–La Planicie–Zapallal and substations	94	1,400	52,2	8,1	14,5	45
2009	Zapallal–Trujillo	530	1,000	167,5	25,8	32,0	19
2010	Chilca–Marcona–Montalvo	872	700	291,0	48,2	61,6	22
2010	Tintaya–Socabaya and associated substations	207	400	43,6	6,7	12,3	46
2010	Talara–Plura	102	—	14,6	2,3	2,5	9
2010	L.T. Machupicchu–Abancay–Cotaruse	204	500	62,5	9,8	14,2	31
2011	Trujillo–Chiciayo	325	—	101,4	15,6	15,8	1
2012	Carhuaquero–Cajamarca Norte–Cáclic–Moyobamba	402	450	106,9	16,2	22,2	27
2013	Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya and substations	356	354	114,3	16,7	28,5	41
2013	Mantaro–Marcona–Socabaya–Montalvo	900	—	278,0	41,4	63,5	35

Source : S. Oguah et P. Sanchez, « Private Sector Participation in Transmission Systems: Making it Work. Live Wire », (Groupe de la Banque mondiale), 2015, <http://documents.worldbank.org/curated/en/337861467990990322/pdf/100989-BRI-VC-PUBLIC-ADD-SERIES-Encadré393254B-Knowledge-Notes-LW52-OKR.pdf> (consulté le 10 mars 2017).

### Encadré 5.3 Les TEI peuvent mobiliser de nouvelles sources de financement

En Inde, des obligations sans recours ont été émises pour le financement de lignes de transport d'électricité dans le cadre de projets de TEI, et ont obtenu une cote de crédit AAA. En 2016, Sterlite Power a émis des obligations afin de refinancer des prêts pour l'une de ses filiales de transport d'électricité. Ces obligations, assorties d'une échéance de 17,5 ans, n'étaient pas garanties par le gouvernement, et ont obtenu une note AAA.

en Afrique. L'encadré 5.3 présente un projet de TEI qui a réussi à attirer de nouvelles sources de financement en Inde.

## 5.7 Preuves que le modèle a bien fonctionné dans les pays à faible revenu

Les modèles économiques qui fonctionnent dans les pays de l'OCDE ne seront pas forcément efficaces dans les pays à faible revenu. Pour le transport d'électricité, l'Afrique doit opter pour ceux qui ont obtenu de bons résultats dans ces derniers.

Aucun pays à faible revenu n'a choisi le modèle de privatisation complète conjugué à la mise en place d'une réglementation indépendante. L'investissement dans des lignes marchandes y a également été négligeable.

Plusieurs pays africains et asiatiques ont opté pour des concessions totales du réseau. En Afrique, l'investissement privé dans le transport d'électricité en vertu de ce modèle a été minime, et plusieurs concessions ont pris fin après quelques années d'exploitation. Les Philippines, en revanche, ont jusqu'ici réussi à mobiliser des investissements privés appréciables dans le cadre de leur concession.

Les projets de TEI affichent un bilan particulièrement satisfaisant à cet égard. Les projets conduits dans les pays à revenu faible et intermédiaire ont donné lieu à des investissements considérables dans le transport d'électricité, à des économies substantielles sur les coûts grâce aux appels d'offres, et (jusqu'ici) à des accords contractuels stables. L'encadré 3.1 présente brièvement les résultats de projets de TEI menés dans plusieurs pays. Le recours à ce modèle pour des projets de transport d'électricité au Brésil, au

Chili, en Inde et au Pérou au cours des vingt dernières années est analysé en profondeur à l'Annexe A.

Le Brésil a procédé à 38 appels d'offres portant sur plusieurs lots depuis 1999. Ceux-ci ont permis d'adjuger 211 lignes de transport d'électricité d'une longueur totale de 69 811 km.

Il est en outre indispensable de veiller à ce que le financement privé ne porte pas préjudice aux consommateurs. Le transport compte pour 10 % environ des coûts d'approvisionnement. La production en représente à peu près 55 %, et la distribution 35 %<sup>5</sup>. Ces pourcentages varient sensiblement, et la part du transport est parfois plus élevée. Toute augmentation des coûts aurait une incidence négative sur l'accessibilité financière de l'électricité. Quoi qu'il en soit, les projets de TEI ont fait baisser les coûts.

Dans la plupart des cas, les appels d'offres fixent un prix maximal calculé sur la base des coûts prévus. Les offres sont parfois nettement inférieures à ce plafond. Le régulateur brésilien, ANEEL, estime le montant de revenus annuels nécessaire. Tous les appels d'offres attribués entre 2000 et 2015 l'ont été à des offres d'un montant inférieur en moyenne de 22,8 % aux estimations d'ANEEL. Pour les lignes individuelles, cette baisse atteint 59,2 %.

Au Pérou, le régulateur fixe également un plafond au montant de l'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance. Le tableau 5.2 montre, sur la base d'un échantillon de 15 appels d'offres réalisés entre 1998 et 2013, que les offres retenues se situent globalement à un niveau inférieur de 36 % aux coûts annuels estimés.

## Remarques

1. V. Foster et C. Briceño-Garmendia (2010).
2. A. Eberhard (2015), « Powering Africa: Facing the Financing and Reform Challenges », AFD Research Paper Series, n° 2016-21, février. <https://www.gsb.uct.ac.za/files/PoweringAfricaChallenges.pdf> (consulté le 17 mars 2017).
3. A. Eberhard (2015), « Powering Africa: Facing the Financing and Reform Challenges ».
4. S. Littlechild, « Transmission regulation, merchant investment, and the experience of SNI and Murraylink in the Australian National Electricity Market », 12 juin 2003. <https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Littlechild.Transmission.Regulation.Australia.pdf> (consulté le 17 mars 2017).
5. Energy Information Administration, « Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040 », données extraites du tableau A8. Electricity supply, disposition, prices, and emissions, 2015, [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2015).pdf) (consulté le 12 mars 2017).



PARTIE B

**COMMENT  
ACCROÎTRE  
L'INVESTISSEMENT  
PRIVÉ DANS LE  
TRANSPORT  
D'ÉLECTRICITÉ EN  
AFRIQUE**

## SECTION 6

# Démarche à suivre pour réaliser le potentiel des TEI en Afrique

L'instauration du modèle de TEI pour financer le transport d'électricité en Afrique pourrait apporter des avantages comparables à ceux obtenus par ce type de projets ailleurs dans le monde, et par les projets de PEI en Afrique.

La démarche à suivre pourrait s'inspirer des enseignements dégagés du recours au modèle de PEI en Afrique, et de l'expérience d'autres pays en matière de TEI.

La législation, les licences et d'autres instruments juridiques peuvent être amendés de manière à autoriser le recours à plusieurs prestataires de services de transport d'électricité. Le financement concessionnel peut être adapté à ce nouveau modèle économique, tout comme il l'a été pour financer les emprunts et les capitaux propres des PEI en Afrique.

Un pourcentage limité des revenus du secteur de l'électricité peut être placé sur un compte de garantie bloqué pour financer des projets pilotes de TIE. Le cas échéant, d'autres garanties financières peuvent être accordées, notamment par les institutions de financement du développement (IFD), jusqu'à ce que les secteurs de l'électricité africains atteignent un niveau de rentabilité suffisant.

Les gouvernements africains peuvent renforcer les capacités internes et recruter des conseillers en transaction. Ils peuvent définir les projets qui feront l'objet des premiers appels d'offres, établir les contrats de service de transport d'électricité, organiser les appels d'offres, évaluer les soumissions et attribuer les marchés.

La Banque mondiale a également élaboré un guide pour aider les responsables au sein des gouvernements africains à mettre en œuvre des projets de TEI.

À la longue, le portefeuille de projets de transport d'électricité que les pays africains prévoient d'exécuter suivant le modèle de TEI démontrera que celui-ci est adapté à l'Afrique. L'intérêt des investisseurs en sera renforcé.

Les dix mesures qui s'imposent pour réaliser le potentiel des TEI en Afrique sont les suivantes :

- Élaborer des politiques de soutien aux projets de TEI (section 6.1)
- Établir des cadres juridiques et réglementaires à l'appui des TEI (section 6.2)
- Mener des projets pilotes en parallèle aux modèles économiques existants dans le secteur du transport d'électricité (section 6.3)
- Instaurer de nouveaux modèles de financement concessionnel (section 6.4)
- Définir à quel moment il convient de lancer les appels d'offres (section 6.5)
- Déterminer la rémunération des opérateurs de transport d'électricité en fonction de la disponibilité des lignes (section 6.6)
- Garantir aux projets des revenus suffisants et un rehaussement du crédit (section 6.7)
- Concevoir les projets de TEI de manière à attirer les investisseurs internationaux (section 6.8)
- Se préparer à procéder aux transactions de TEI (section 6.9)
- Procéder à des appels d'offres portant sur des projets de TEI (section 6.10).

Les sections qui suivent expliquent chacune de ces étapes.

## 6.1 Élaborer des politiques de soutien aux TEI

Le recours au financement privé dans le transport d'électricité marque une inflexion décisive, qui appellera des amendements à la législation, à la réglementation et aux modalités de financement qui s'appliquent aujourd'hui aux investissements dans le secteur. Les investisseurs privés potentiels ne peuvent exercer aucune influence sur ces questions, qui relèvent de l'autorité des États. Les gouvernements africains devront donc définir une orientation stratégique claire pour l'instauration du modèle de TEI.

Les politiques devront être formulées en tenant compte des arguments favorables et défavorables à l'expérimentation de projets de TEI pour atteindre les objectifs gouvernementaux et arrêter une décision définitive. L'encadré 6.1 explique comment le Royaume-Uni a procédé à cette évaluation avant de décider de lancer des appels d'offres pour un projet de transport d'électricité terrestre d'envergure.

### S'inspirer de l'expérience des autres pays

L'expérience dégagée des projets de TEI conduits dans d'autres pays en vue d'augmenter l'investissement privé dans le transport d'électricité sera utile aux gouvernements africains, mais ceux-ci se heurteront aussi à des difficultés pour s'en inspirer et l'appliquer à leurs propres projets. Le modèle de TEI est un phénomène récent qui, dans un premier temps, a surtout été mis en œuvre dans les pays hispanophones et lusophones. Son potentiel est donc méconnu de nombreux gouvernements africains.

Les IFD qui financent actuellement les investissements dans le transport d'électricité en Afrique risquent aussi d'en avoir une connaissance limitée. Les États-Unis ont procédé aux amendements réglementaires qui ont ouvert la voie à ce type de projets en 2011. Le Royaume-Uni commence à peine à utiliser ce modèle pour le transport d'électricité terrestre, comme l'explique l'encadré 6.1.

Le contexte de l'investissement dans le transport d'électricité en Afrique diffère aussi de celui de la plupart des pays qui ont conduit des projets de TEI, notamment en ce qui concerne la viabilité financière du secteur de l'électricité et sa structure.

Dans la plupart des pays qui font appel au modèle de TEI, les revenus de la consommation suffisent à assurer la rentabilité des entreprises de production,

de transport et d'approvisionnement, ce qui n'est pas le cas des pays africains. L'expérience de l'Inde montre toutefois que la rentabilité globale du secteur de l'électricité n'est pas une condition nécessaire au bon fonctionnement des projets de TEI.

Dans certains États indiens, les bas tarifs et les pertes élevées créent des obstacles au financement privé des réseaux de transport. Si les revenus sont insuffisants, l'État peut obtenir une aide de l'administration centrale dans le cadre d'un mécanisme de financement compensatoire, le *Viability Gap Funding* (VGF). Le tarif de transport est fixé au préalable et non dans le cadre de l'appel d'offres, et les offres déterminent le montant des financements complémentaires requis. Les soumissionnaires signent un accord type de transport d'électricité élaboré par la Commission de planification. À ce jour, trois projets ont eu recours au mécanisme VGF, dans les États du Haryana, du Madhya Pradesh, et du Rajasthan.

Ce modèle pourrait être utilisé en Afrique si une source de financement était en place. Le montant des fonds nécessaires pour des projets pilotes de TEI est examiné plus loin.

Une autre différence tient à ce que la plupart des pays qui ont fait appel au modèle de TEI avaient déjà établi une séparation verticale entre la production, le transport et la distribution. Quelques pays africains ont procédé à cette opération, mais la plupart ne l'ont pas fait.

Dans ce cas, l'expérience africaine des PEI est encourageante, car elle montre qu'une séparation fonctionnelle totale des activités n'est pas un préalable indispensable à la participation du secteur privé. Les pays africains ont réussi à attirer les investisseurs dans des projets de PEI sans procéder au dégroupage complet du secteur de la production. Le problème essentiel résidait dans les risques pris en charge par l'investisseur, non dans la structure du secteur. Comme le décrit la section 6.6, le mode de répartition des risques dans le cadre de projets de TEI peut s'inspirer de celui utilisé pour ceux de PEI.

Les gouvernements africains peuvent être assurés que d'autres pays – y compris à faible revenu – ont mobilisé des investissements considérables dans le transport d'électricité dans le cadre de projets de TEI. Ils doivent s'inspirer de cette expérience pour établir leurs propres politiques et leur propre stratégie de mise en place des mesures pratiques énoncées dans cette section pour engager des projets de cette nature.



### Encadré 6.1 Les appels d'offres portant sur le transport d'électricité terrestre au Royaume-Uni

Trois entreprises de transport d'électricité opèrent au Royaume-Uni : National Grid en Angleterre et au Pays de Galles, Scottish Power dans le sud de l'Écosse, et SSE dans le nord de l'Écosse.

Toutes trois étaient responsables de la totalité des investissements dans le réseau de transport de leur région. C'est pour un réseau de transport d'électricité en mer que la première mise en concurrence a été organisée.

Ofgem estime que cette procédure a permis d'économiser entre 0,6 milliard et 1,2 milliard de livres sterling depuis 2009. Ces économies sont dans leur grande majorité liées à l'exploitation des actifs. Selon une analyse des actifs, elles tiennent à l'innovation et à la diversité des modalités contractuelles résultant de l'appel d'offres.

En 2015, un examen de la planification et de la réglementation intégrées du transport d'électricité a conclu que la concurrence devait également être introduite dans les réseaux terrestres de transport d'électricité<sup>1</sup>.

Une évaluation des retombées attendues de la concurrence publiée en janvier 2016<sup>2</sup> prévoit des coûts de transaction correspondant à 3 % du montant des actifs. Se fondant sur le cas du réseau en mer, elle estime toutefois que les économies résultant de la mise en concurrence les compenseraient largement.

Les entreprises de transport d'électricité réglementées sont déjà encouragées à limiter les coûts et mettent en

adjudication certaines composantes de leurs projets. L'évaluation estime toutefois que la gestion de l'ensemble des marchés publics par une seule entreprise aura sans doute pour effet de réduire l'innovation. L'asymétrie de l'information entre les entreprises de transport d'électricité et le régulateur risque aussi de diminuer les avantages pour les consommateurs. Autrement dit, les entreprises en savent davantage sur les coûts du projet que le régulateur. Par contre, elles ne remporteront un appel d'offres de TEI que si elles divulguent les coûts d'efficacité.

Ofgem a depuis formulé des propositions en vue de désigner les propriétaires d'actifs de transport d'électricité terrestres dans le cadre d'une procédure concurrentielle. Celle-ci ne sera utilisée que pour les nouveaux projets d'envergure et divisibles. Il s'agira de projets entièrement nouveaux, mais il faudra éventuellement modifier des actifs existants pour assurer l'interconnexion. Le coût de construction s'élèvera à 100 millions de livres sterling au moins. En novembre, Ofgem a lancé une consultation portant sur un éventuel premier marché de transport d'électricité terrestre<sup>3</sup>. Le projet consiste en une ligne de raccordement à la nouvelle centrale de production nucléaire de 3,8 GW située dans le nord-ouest de l'Angleterre ; son coût de construction est estimé à 2,5 milliards de livres sterling environ.

Source : Department of Energy and Climate Change, « Impact Assessment: Extending competitive tendering in the GB electricity transmission network », janvier 2016, [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/493712/Impact\\_Assessment\\_-\\_Extending\\_competitive\\_tendering\\_in\\_the\\_GB\\_electricity\\_network.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/493712/Impact_Assessment_-_Extending_competitive_tendering_in_the_GB_electricity_network.pdf) (consulté le 10 mars 2017).

Les IFD peuvent les aider par différents moyens, dont la diffusion de produits du savoir, une assistance technique, notamment les conseils d'homologues ayant conduit ce type de projets dans d'autres pays en développement, et la mobilisation de financements aux taux du marché.

## 6.2 Établir des cadres juridiques et réglementaires à l'appui des TEI

Dans la plupart des cas, la mise en œuvre de projets de TEI appellera des amendements à la législation et à la réglementation (des modifications aux modalités des

licences accordées aux entreprises de transport d'électricité et l'établissement de codes de réseau précis par exemple).

Les gouvernements africains peuvent examiner les textes législatifs et réglementaires en vigueur pour vérifier qu'ils permettent d'instaurer des projets de TEI. Dans les cas où des modifications s'imposent, ils peuvent puiser dans la solide expérience des autres pays pour en dégager des enseignements et s'inspirer des lois et règlements qui étayent ce modèle.

L'existence d'un cadre législatif et réglementaire porteur sera décisive pour les investisseurs. Des lois devront éventuellement être votées. En 2009, le Royaume-Uni a adopté des dispositions visant à autoriser la concurrence dans le transport d'électricité en mer, et a apporté de nouveaux amendements à la

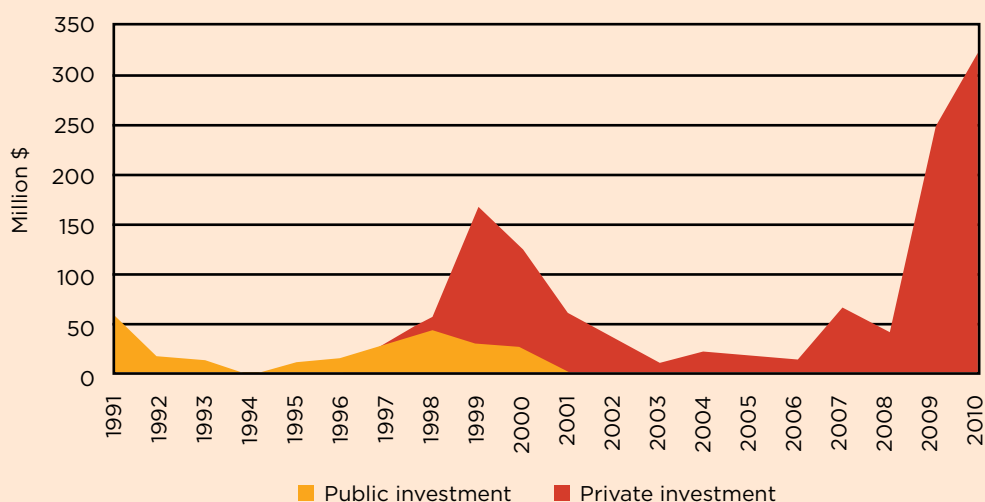
### Encadré 6.2 Le Pérou a adopté de nouvelles lois pour cultiver l'intérêt des investisseurs à l'égard du transport d'électricité

La « Loi relative aux concessions d'électricité » votée en 1992 a autorisé la participation du secteur privé dans le secteur de l'électricité au Pérou. Dans les premiers temps, les contrats de TEI étaient basés sur les coûts d'efficacité définis à la fois en fonction des offres et de la formule du régulateur, révisée à intervalles réguliers. Cette exposition au risque réglementaire s'est traduite par un recul de l'investissement privé au début des années 2000, celui-ci passant de plus de 160 millions de dollars en 1999 à 10 millions de dollars environ en 2003, comme le montre la figure 6.1.

En 2006, le Pérou a adopté la « Loi visant à assurer le développement efficace de la production d'électricité ». Celle-ci modifiait le mode de fixation des tarifs de manière à ce que les paiements prévus aux termes des contrats soient directement fondés sur les prix de l'offre retenue. Cette modification donnait aux soumissionnaires une idée précise de leurs revenus futurs, et l'investissement privé dans le secteur a progressé.

La nouvelle loi apportait aussi des modifications à la planification du transport d'électricité et aux modalités de gouvernance de l'exploitant du réseau.

**Figure 6.1 Investissements dans le transport d'électricité au Pérou (1991–2000)**



Source : ESMAP (2015).

Source : Banque mondiale, « International Experience with Private Sector Participation in Power Grids : Peru Case Study », (Energy Sector Management Assistance Program, 2012, <http://documents.worldbank.org/curated/en/498461468000021182/pdf/101753-WP-P146042-Encadré393265B-PUBLIC-Private-Sector-Participation-in-Power-Grids-Peru.pdf> (consulté le 10 mars 2017).

législation en 2016 pour élargir ce principe au transport d'électricité terrestre.

En outre, la législation sera peut-être amenée à évoluer au fil du temps. L'encadré 6.2 décrit comment le Pérou a amendé sa législation d'origine pour cultiver l'intérêt des investisseurs envers les projets de TEI.

Les gouvernements africains doivent aussi s'interroger sur les modifications à apporter à certaines réglementations, comme les licences et le Code de réseau. L'encadré 6.3 évoque les problèmes susceptibles de surgir.

### Encadré 6.3 Élaborer des règlements adaptés aux TEI

Le Nigéria est l'un des pays africains qui a le plus progressé dans les préparatifs pour la mise en œuvre de projets de TEI. La loi *Electric Power Sector Reform Act* de 2005 a établi le cadre réglementaire pour la concurrence dans le transport de l'électricité. Le titulaire d'une licence de transport est autorisé à construire, exploiter et entretenir les réseaux de transport sur le territoire nigérian, ou ceux qui raccordent le Nigéria à un territoire limitrophe. La loi ne limite pas le nombre de titulaires de licences, et décrit la procédure à suivre pour en obtenir une.

La loi établit par ailleurs une séparation verticale en exigeant que nul n'exerce d'autres activités dans le secteur du transport d'électricité que celles prévues par une licence délivrée en application de la loi.

La Transmission Company of Nigeria, TCN, est une entreprise publique de transport d'électricité. Le Code de réseau établit les procédures d'exploitation et les principes gouvernant le réseau de transport. Ce document revêt une importance stratégique pour les investisseurs : il définit leurs droits et leurs obligations, ainsi que les droits de TCN et d'autres parties.

Source : Castalia, examen du Code de réseau nigérian.

Le Code devra éventuellement être complété pour autoriser les appels d'offres portant sur des projets de TEI. Il déclare avoir pour objectif de favoriser la concurrence dans la production et l'approvisionnement d'électricité, mais ne mentionne pas la concurrence dans le transport d'électricité. La section 1.4 établit que le Code s'applique à TCN et aux usagers du réseau de transport, mais ne précise pas qu'il s'applique à d'autres parties, comme les entreprises de TEI. Il définit les responsabilités des prestataires de services de transport. Certaines, comme l'ajout de connexions aux réseaux qu'ils possèdent, devraient normalement s'appliquer aux entreprises de TEI, mais le Code définit le prestataire de services de transport comme étant « la division de TCN qui est propriétaire et assure la maintenance du réseau de transport d'électricité ».

Les modifications requises ne sont pas considérables, ce qui montre que le Nigéria est prêt à lancer d'éventuels projets de TEI. D'autres pays africains devront sans doute remanier plus profondément leurs codes, licences et autres documents.

## 6.3 Mener des projets pilotes de TEI en parallèle aux modèles économiques existants dans le secteur du transport d'électricité

L'adoption d'un nouveau modèle qui a fait ses preuves dans plusieurs pays mais n'a pas été expérimenté dans le contexte national présente un risque. Les autorités doivent donc maintenir les méthodes en vigueur et mener dans le même temps des projets pilotes de TEI.

L'expérience internationale montre qu'il est possible de mettre en œuvre des projets de TEI en parallèle à d'autres modèles économiques de transport d'électricité sans que cela crée de problèmes.

En Inde, la majeure partie de l'investissement dans le transport d'électricité provient des entreprises publiques. L'Inde a mis en œuvre des projets de TEI parallèlement à ce modèle. Au fil du temps, le pourcentage des investissements dans le transport d'électricité financés par ces derniers a régulièrement progressé. Cette évolution est décrite à l'encadré 6.4.

Les projets de TEI peuvent aussi coexister avec des réseaux de transport privés. Au Royaume-Uni, tous les réseaux de transport d'électricité sont privés. Le gouvernement a voté des lois autorisant la passation de marchés portant sur de gros projets de transport d'électricité par voie d'appels d'offres. Les États-Unis aussi ont associé la propriété privée des réseaux de transport d'électricité existants et la mise en adjudication de nouvelles lignes.

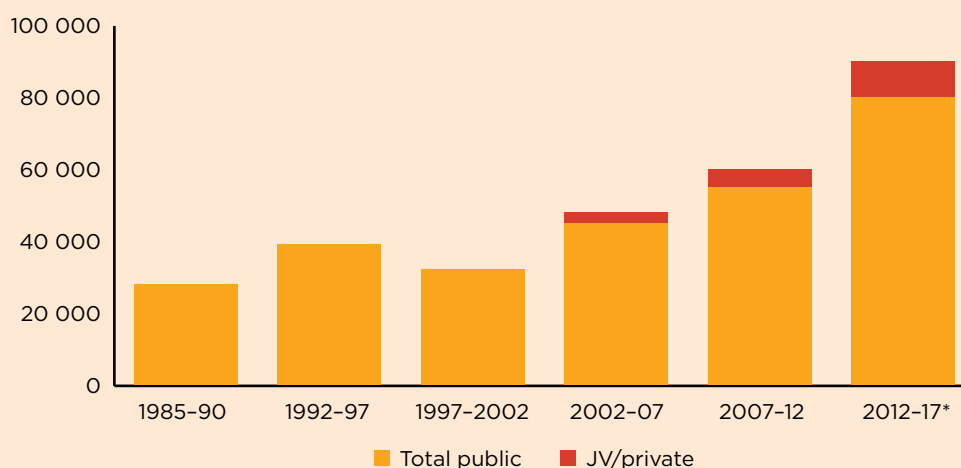
### Encadré 6.4 Le financement privé du transport d'électricité progresse en Inde

En Inde, le transport d'électricité fait l'objet d'une planification quinquennale. La figure 6.2 illustre le nombre total de kilomètres de nouvelles lignes financées au cours des six derniers plans. Elle montre aussi la répartition entre les lignes dont la construction a été financée sur fonds publics (investissements d'entreprises publiques appartenant aux gouvernements des États ou au gouvernement national) et celles qui ont été financées par le secteur privé ou dans le

cadre de coentreprises avec LA Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL). L'État détient une participation majoritaire dans la PGCIL.

Les lignes électriques financées par le secteur privé, y compris dans le cadre de coentreprises avec la PGCIL, constituent une part grandissante des nouveaux investissements dans ce domaine, celle-ci atteignant 14 % durant la période couverte par le plan en vigueur.

**Figure 6.2** Évolution des nouvelles lignes électriques en Inde, 1985–2017\* (en km circuits de nouvelles lignes)



Source : Castalia. Growth in transmission network (ct km). Données du ministère de l'Électricité, Gouvernement de l'Inde, <http://powermin.nic.in/en/content/growth-transmission-sector>, (consulté le 10 mars 2017) ; \* Jusqu'à fin juillet 2016. Les données disponibles ne citent pas de chiffres pour la période 1990-92.

## 6.4 Instaurer de nouveaux modèles de financement concessionnel

Les gouvernements africains doivent continuer de recourir aux prêts concessionnels pour les projets de transport d'électricité, mais peuvent utiliser ces financements différemment, sans les lier à la réalisation des projets par des entreprises publiques.

Le faible coût des prêts concessionnels permet aux gouvernements africains de satisfaire à leur objectif d'offrir un accès à l'électricité moins coûteux aux consommateurs. Tout basculement vers le modèle de TEI doit préserver cet avantage.

Actuellement, en Afrique, les prêts concessionnels sont accordés aux compagnies publiques de transport d'électricité. Il n'y existe aucun exemple de prêt concessionnel à une entreprise privée dans ce secteur. Si cette situation perdure, elle influera sur le choix du modèle économique optimal pour les projets futurs. Les gouvernements africains pourraient maintenir les modèles existants et continuer de bénéficier de financements concessionnels. S'ils mettent en œuvre des projets de TEI, ils pourront dégager des gains d'efficacité, mais seront confrontés à des coûts de financement plus élevés.

Les projets de transport d'électricité sont des projets à forte intensité capitalistique. Si les financements

### Encadré 6.5 Exemple de prêt concessionnel à un PEI

Le PEI Tobène, au Sénégal, est une centrale au fioul lourd d'une capacité de 96 MW. Le PEI a conclu un accord d'achat d'électricité de 20 ans avec SENELEC, la compagnie publique d'électricité. En 2014, le Groupe de la Banque mondiale a conclu un accord de financement d'un montant

de 93,4 millions d'euros pour ce projet. Les modalités de financement prévoient que le PEI (Melec PowerGen) détiendra au minimum 90 % de la centrale, et qu'IFC conservera une participation de 10 % dans le projet une fois que l'investissement projeté aura été effectué.

Source : « World Bank Group Finances 96 megawatt Tobene Power Plant in Senegal », IFC, <http://ifcextapps.ifc.org/ifcext/pressroom/ifcpressroom.nsf/1f-70cd9a07d692d685256ee1001cdd37/e9c240ad1e4953a885257d2c006e9e78?OpenDocument> (consulté le 20 janvier 2016).

concessionnels sont liés à leur réalisation par des entreprises publiques, il sera difficile, voire impossible, d'argumenter en faveur du modèle de TEI. Dans un contexte de financements concessionnels limités, les projets de TEI apportent un complément indispensable sous forme de financements commerciaux. Les autorités pourraient bien être amenées à prendre une décision stratégique et définir quelle composante du réseau de transport d'électricité doit être financée par des financements concessionnels et quelles autres doivent l'être dans le cadre de projets de TEI.

Les gouvernements africains doivent travailler en coopération avec les IFD pour veiller à ce que leurs politiques de prêt ne privilégient pas les projets publics de transport de l'électricité et ne fassent pas obstacle aux opérations financées par le secteur privé.

#### Les prêts concessionnels à des projets de TEI peuvent s'inspirer de l'expérience de l'Afrique en matière de PEI

La collaboration des gouvernements africains avec les institutions financières, qui a permis de mobiliser des prêts concessionnels à l'appui de projets de PEI dans le secteur de la production d'électricité, peut inspirer l'élaboration de nouvelles politiques de prêt pour celui du transport d'électricité. Une étude récente a établi que les financements concessionnels avaient contribué de manière décisive à la mise en œuvre réussie de projets de PEI dans le secteur de la production :

Les projets de PEI en Afrique ont mobilisé de nombreux bailleurs de fonds et de créanciers. Les institutions publiques ont investi dans certains projets, mais les bailleurs privés dominent, notamment des partenaires privés africains, des entités européennes comme Globeleq, Aldwych, et Wartsila, et de nombreuses IFD européennes bilatérales. Les investisseurs d'Amérique du Nord, d'Asie et du Moyen-Orient sont moins nombreux.

Quelques organismes multilatéraux détiennent aussi une participation.

Outre leur participation au capital, les IFD ont aussi joué un rôle décisif dans le financement par l'emprunt des projets de PEI. Le contexte en Afrique est tel que la plupart de ces projets s'accompagnent de risques substantiels. Sans le financement des IFD, des projets de premier plan n'auraient jamais atteint les phases du bouclage financier et de l'exploitation commerciale. Les IFD ont également atténué le risque d'échec des investissements et des contrats — en partie grâce à des vérifications préalables rigoureuses, mais aussi en raison des pressions que les pouvoirs publics ou les institutions multilatérales pouvaient exercer pour assurer le respect des contrats<sup>4</sup>. Les instruments de rehaussement du crédit proposés par les institutions financières multilatérales ont également joué un rôle important dans le financement des projets de PEI.

L'encadré 6.5 présente un exemple de prêt concessionnel à l'appui d'un projet de PEI.

### 6.5 Définir à quel moment il convient de lancer les appels d'offres

Les autorités peuvent choisir de procéder aux appels d'offres en phase initiale ou plus tardivement, mais cette décision doit intervenir tôt dans l'élaboration du projet. Elle a une incidence déterminante sur la préparation du projet, la conception du contrat et l'organisation des appels d'offres.

- Dans le cadre d'appels d'offres en phase initiale, les autorités établissent les conditions générales de transport entre deux points. L'investisseur privé est

chargé de définir la meilleure solution et d'effectuer tous les travaux préliminaires.

- Dans le cadre d'appels d'offres en phase avancée, les autorités procèdent aux travaux préliminaires – choix du tracé et acquisition des droits de passage par exemple<sup>5</sup>. L'investisseur privé est chargé de construire et d'exploiter le projet conformément au cahier des charges établi par les autorités.

Les premiers transfèrent une plus grande part des risques liés aux travaux préliminaires aux entreprises privées, à savoir le choix du tracé, l'acquisition des droits de passage, les études d'impact sur l'environnement, et la conception du projet. Les seconds, à l'inverse, portent sur des projets précisément définis, et les autorités doivent réaliser tous les travaux préliminaires avant l'appel d'offres. La figure 6.3 illustre la répartition des responsabilités dans chacun de ces cas.

L'expérience internationale montre que les deux méthodes peuvent fonctionner. En Amérique du Sud, la plupart des pays ont opté pour des appels d'offres tardifs. Le Pérou a toutefois adopté une approche fondée sur les résultats qui laisse aux soumissionnaires la possibilité de proposer des solutions innovantes pour fournir la capacité de transport requise. L'Inde a aussi organisé des appels d'offres en phase avancée.

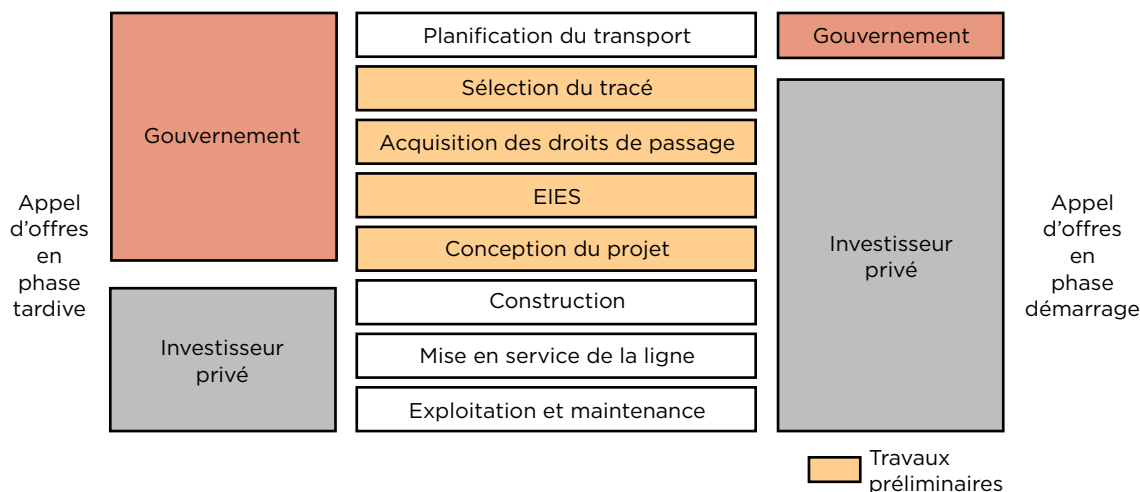
Au Royaume-Uni, les appels d'offres initiaux interviennent à une phase plus tardive, et l'entreprise titulaire définit la conception détaillée du projet. Ofgem n'exclut pas la possibilité d'organiser ultérieurement des appels d'offres en phase de démarrage.

Aux États-Unis, les organisations régionales de transport d'électricité établissent une distinction entre la « méthode en phase initiale » et la « méthode en phase avancée ». Suivant la première, l'organisation définit pendant la planification de l'expansion du réseau les mises à niveau nécessaires et appelle les entreprises à soumettre des solutions et des propositions innovantes. Dans le cadre de la seconde, elle propose aussi les solutions. La mise en concurrence porte sur la construction, la propriété et l'exploitation de cette solution. Cinq marchés régionaux utilisent la première méthode, quatre autres la seconde<sup>6</sup>.

Les deux approches sont applicables en Afrique. Les gouvernements africains devraient néanmoins envisager de procéder plus tardivement aux appels d'offres pour les premiers projets de TEI, et ce pour deux raisons :

- Pour éviter d'exposer les investisseurs aux risques associés au choix du tracé de la ligne, à l'acquisition des droits de passage, et à l'obtention de licences pour les premiers projets. Ces risques sont parfois difficiles à évaluer, à chiffrer et à gérer. On pourra envisager de les transférer aux soumissionnaires lors de marchés publics ultérieurs, lorsque ceux-ci maîtriseront mieux la conduite de projets de TEI en Afrique.
- Pour simplifier l'évaluation des premiers appels d'offres. L'évaluation d'appels d'offres tardifs est plus facile puisqu'elle se fonde sur le prix proposé par différents soumissionnaires pour construire et exploiter une ligne en fonction d'une conception unique et précise. À l'inverse, les appels d'offres en

**Figure 6.3 Répartition des responsabilités dans le cadre d'appels d'offres en phase initiale ou avancée**



phase de démarrage donnent lieu à des soumissions qui proposent différentes conceptions, dont la viabilité appelle une évaluation plus approfondie.

## 6.6 Déterminer la rémunération des opérateurs de transport d'électricité en fonction de la disponibilité des lignes

Les gouvernements africains devront définir les résultats qu'ils veulent obtenir des entreprises de TEI et intégrer au contrat les indicateurs de performance clé qu'ils auront établis. Ce volet revêt une importance décisive pour les investisseurs dans la mesure où il influera sur leurs revenus. Le contrat de service de transport d'électricité conclu avec l'entreprise de TEI devra énoncer les conditions de mise en service et de fonctionnement après la mise en service.

Le contrat de service doit comporter l'obligation de mettre la ligne en service conformément aux spécifications techniques et à une date précise (souvent dite « date d'exploitation commerciale »). Si cette obligation n'est pas satisfaite, le contrat doit prévoir des sanctions. Un échec prolongé à mettre la ligne en service doit entraîner la résiliation du contrat.

Un contrat de TEI peut prévoir les premiers paiements :

- à la date d'exploitation commerciale, sous réserve que la centrale a bien été mise en service
- dès la mise en service, même si celle-ci intervient avant la date fixée par le contrat.

La deuxième méthode incite l'entreprise à procéder à la mise en service avant la date prévue. Il convient toutefois de vérifier qu'une mise en service anticipée est souhaitable. En effet, si la mise en production d'une nouvelle station électrique conditionne l'utilisation de la nouvelle ligne, la mise en service anticipée de cette dernière ne présente guère d'intérêt.

En Inde, le ministère de l'Électricité a instauré en juillet 2015 une politique visant à encourager la mise en service anticipée des actifs, le premier paiement intervenant à la date de mise en exploitation, même si celle-ci est antérieure à la date spécifiée dans le contrat<sup>7</sup>.

Le Rajasthan Atomic Power Project (RAPP), dont la ligne est entrée en service en 2016, avant la date prévue, a été le premier projet à bénéficier de cette nouvelle mesure. Il s'agit d'une ligne de transport de 200 km à 400 kV en double circuit, qui traverse deux États indiens (le Rajasthan et le Madhya Pradesh). Le projet a été mené à terme en moins de 12 mois.

Le contrat de service de transport d'électricité devra définir des incitations aux résultats après la mise en service. Les gouvernements africains doivent veiller à ce que leur approche aux projets de TEI suive le modèle qui a réussi à attirer l'investissement dans les projets de PEI.

Les investisseurs dans les projets de PEI endossent généralement les risques liés aux coûts d'investissement et d'exploitation afférents à la centrale et à son rendement opérationnel. En revanche, le niveau de la demande et, partant, le facteur de charge faible ou élevé de la centrale ne relèvent pas de leur responsabilité. (Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie produite pendant l'année et l'énergie qui pourrait être produite si la centrale fonctionnait à pleine capacité toute l'année. Les facteurs de charge peuvent varier de quelques pourcents pour une centrale de pointe à plus de 90 % pour des centrales de base à production intensive).

Les investisseurs dans les projets de PEI ne peuvent décider de la façon dont l'exploitant du réseau souhaite gérer la centrale. Cela dépend de la demande et de la disponibilité d'autres centrales de production. C'est pourquoi les contrats de PEI comportent généralement deux volets qui prévoient un paiement pour la capacité et un paiement pour l'énergie produite. Le premier est effectué sous réserve que la capacité soit disponible. Il couvre les coûts fixes du PEI. Le second varie en fonction de l'électricité fournie par la centrale.

Les lignes de transport d'électricité ont des coûts fixes élevés, et leurs propriétaires ne peuvent influencer sur le flux d'énergie acheminé. Celui-ci dépend du lieu de production et de la charge du réseau, ainsi que des décisions de l'exploitant quant à la répartition de l'énergie produite par la centrale.

C'est pourquoi les pays d'Amérique du Sud, l'Inde, les États-Unis, le Royaume-Uni et d'autres pays ont pour pratique établie, dans le cadre des projets de TEI, d'utiliser la disponibilité de la ligne comme indicateur de résultat clé pour déterminer les paiements (par opposition à l'énergie fournie ou l'utilisation de la ligne). L'objectif de disponibilité visé est généralement proche de 98 %.

## 6.7 Garantir aux projets des revenus suffisants et un rehaussement du crédit

Les gouvernements africains devront prendre toutes les mesures nécessaires pour que les projets de TEI puissent attirer les investisseurs à court terme, et maintenir en parallèle les mesures de long terme qui visent à rentabiliser toutes les branches du secteur de l'électricité.

Les projets de TEI seront exécutés selon un mécanisme de financement de projet. En général, les investisseurs créeront une société de projet chargée de le réaliser, à laquelle ils apporteront des capitaux. La société recourra également aux financements par emprunt.

Les projets de transport d'électricité sont des projets à forte intensité de capital, et leurs coûts sont directement influencés par le coût des fonds propres de la société de projet. Les fonds propres sont plus coûteux que l'emprunt (les rendements exigés sont plus élevés). La société de projet visera donc un niveau d'emprunt élevé. Elle pourra aussi refinancer sa dette après la mise en service du projet, lorsque les risques auront diminué. Elle sera éventuellement en mesure de réduire les coûts de financement en augmentant la part du financement par l'emprunt. Elle pourra peut-être aussi négocier une baisse des coûts avec ses créanciers.

Le rendement de l'emprunt et des fonds propres sera fonction de sa trésorerie. Les créanciers n'auront pas recours aux bilans des sociétés mères. Il leur faut donc être certains que les flux de trésorerie permettront à l'entité d'assurer le paiement de sa dette. Les investisseurs en fonds propres doivent également être certains que ces flux suffiront à assurer la rentabilité de la société et le rendement des fonds propres prévu.

La société de projet proposera un paiement annuel qui couvrira les coûts du projet et garantira le rendement de l'emprunt et des fonds propres. Comme indiqué à la section précédente, elle percevra un paiement fixe fondé sur la disponibilité de la ligne électrique après sa mise en service. Ce paiement sera intégré dans les coûts de base recouverts moyennant les tarifs de transport, et, au bout du compte, auprès des consommateurs finaux.

Ce modèle a ouvert la voie à l'investissement dans des projets de TEI dans de nombreux pays, mais l'Afrique diffère sur un point essentiel. L'encadré 6.6 explique que, dans la majorité des pays africains, le secteur de l'électricité n'est pas rentable. Il se peut donc que les investisseurs associent un degré de risque élevé aux revenus anticipés des tarifs de transport.

Dans la plupart des pays africains, la fragilité financière du secteur de l'électricité fait que les investissements qui y sont effectués ne peuvent être

garantis par les revenus. Autrement dit, le revenu total du secteur ne permet pas d'assurer les rendements de l'emprunt et des fonds propres requis lorsque l'investissement est financé par le secteur privé.

Le plus souvent, les revenus suffisent à couvrir une partie des investissements nécessaires, et peuvent donc servir à mobiliser l'investissement privé dans les projets de production (PEI) et de transport (TEI). Néanmoins, comme le montant total des revenus est insuffisant, les investisseurs veulent être certains qu'ils auront un droit prioritaire sur ces fonds.

La mise sous séquestre des revenus permet de garantir cette priorité sur la trésorerie. L'encadré 6.7 explique le fonctionnement de ce dispositif pour les projets de PEI.

Les mécanismes de séquestre soulèvent un problème délicat. En effet, si les investisseurs dans les projets de PEI et de TEI ont un droit de priorité sur les revenus, les droits de l'entreprise publique de transport d'électricité et de ses fournisseurs seront moindres.

Ce problème peut être atténué du fait que la part des revenus placés sur un compte séquestre pour appuyer les projets pilotes de TEI serait faible, ce que confirment des données internationales : un appel d'offres récemment conduit au Pérou a donné lieu à un contrat de construction-exploitation-propriété d'une ligne électrique de 356 km à 220 kV et d'une capacité de transport de 354 méga-volt ampère (MVA) qui prévoit des paiements annuels de 16,7 millions de dollars<sup>10</sup>. Si des projets pilotes de TEI au Kenya appelaient des paiements annuels comparables, 3 % du montant total des revenus du secteur de l'électricité devraient être réservés pour couvrir les remboursements. Dans la pratique, les premiers projets pilotes devraient être moins ambitieux ; une part inférieure des revenus du secteur devra donc leur être réservée.

Dans le cas où la mise sous séquestre ne suffirait pas à attirer les investissements dans le projet, les autorités devront éventuellement faire appel à une garantie publique pour cautionner les obligations de paiement envers les entreprises de TEI. Si les garanties souveraines sont insuffisantes, des garanties multilatérales s'imposeront (de la Banque mondiale, de la MIGA, de la Banque africaine de développement et d'autres IFD).

Là encore, les projets de PEI conduits en Afrique permettent de penser que ces garanties seront obtenues. L'encadré 6.8 décrit la structure de financement du projet de PEI Azura, au Nigéria, et la façon dont les garanties de prêt et de paiement lui ont permis de bénéficier d'un financement.

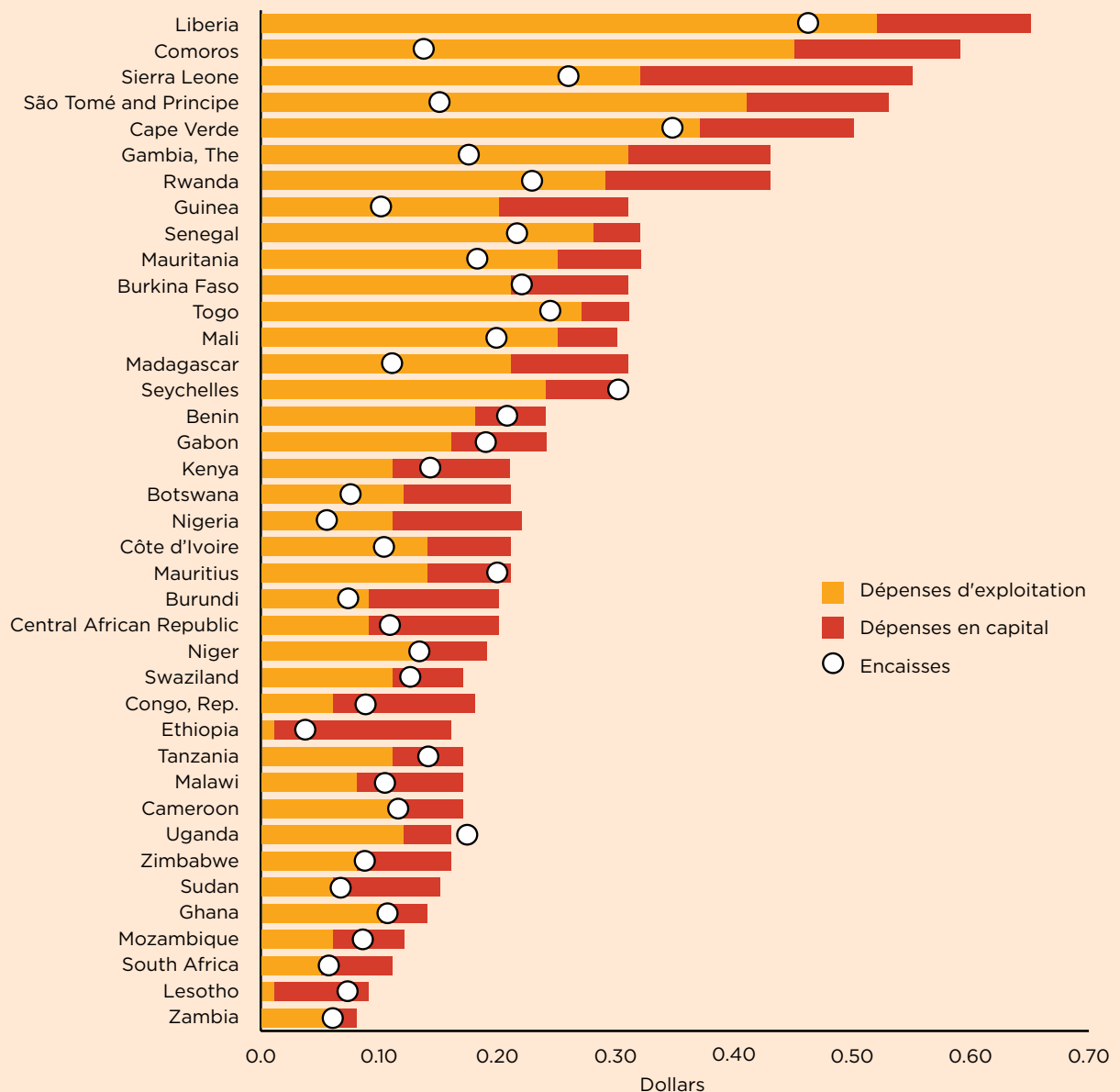


### Encadré 6.6 La plupart des entreprises publiques africaines d'électricité ne recouvrent pas des sommes suffisantes pour couvrir leurs coûts

Selon une étude conduite en 2016, 37 des 39 pays africains ne recouvrent pas des sommes suffisantes pour couvrir leurs coûts d'exploitation et d'investissement<sup>8</sup>. Seules 19 entreprises publiques d'électricité parviennent à couvrir leurs coûts d'exploitation. La

figure 6.4 illustre le rapport entre les encaissements et les coûts d'investissement et d'exploitation en 2014, par pays. Ces chiffres influent sur la viabilité financière des entreprises<sup>9</sup>.

**Figure 6.4** Comparaison entre les coûts d'approvisionnement en électricité et les sommes recouvrées en 2014 (dollars/kWh facturé)



Source : M. Kojima et C. Trimble (2016).

### Encadré 6.7 Le recours aux comptes séquestres pour attirer les investissements dans les projets de PEI

La mise sous séquestre des revenus suppose que les sommes recouvrées auprès des consommateurs d'électricité sont déposées sur un compte bancaire spécial, puis distribuées suivant des règles particulières qui garantissent que les sommes dues aux entreprises privées de production ou de transport d'électricité seront les premières payées. Le Kenya a réussi à mobiliser des investissements privés pour des projets de PEI grâce à l'utilisation de comptes séquestres. Les projets de Westmont (centrale thermique, 46 MW), Tsavo (centrale thermique, 46 MW), et LTWP

(centrale éolienne, 310 MW) en sont des exemples. Dans le cas de LTWP (également connue sous le nom de « Lake Turkana »), par exemple, les sommes destinées au compte séquestre « devaient être recouvrées moyennant une hausse des tarifs à compter de 2013 ». Les projets de PEI ultérieurs ont préféré faire appel à la garantie de paiement de l'IDA et, actuellement, aucune garantie de paiement n'est plus exigée compte tenu du bilan satisfaisant en matière de paiements aux PEI.

Source: A. Eberhard et al. (2016).

### Encadré 6.8 Les garanties ont permis au projet de PEI Azura (Nigéria) de bénéficier d'un financement

Les projets de PEI peuvent prévoir un ou plusieurs produits de garantie pour assurer leur bancabilité et rassurer les investisseurs quant aux risques. L'Afrique a acquis ces dernières années une expérience notable en matière de structuration de projets de PEI bancables. La figure 6.5 présente la structure de financement du projet de PEI Azura au Nigéria — le premier investissement dans la production d'électricité financé par un projet depuis la réforme du secteur de l'électricité.

Le projet porte sur la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale thermique à gaz à cycle ouvert de 459 MW à Benin (État d'Edo). Le PEI appartient à la société de projet Azura Power West Africa. Il a conclu un accord d'achat d'électricité de vingt ans avec le Nigerian Bulk Electricity Trader (NBET), garanti par un accord d'option de vente ou d'achat avec le gouvernement nigérian<sup>11</sup>.

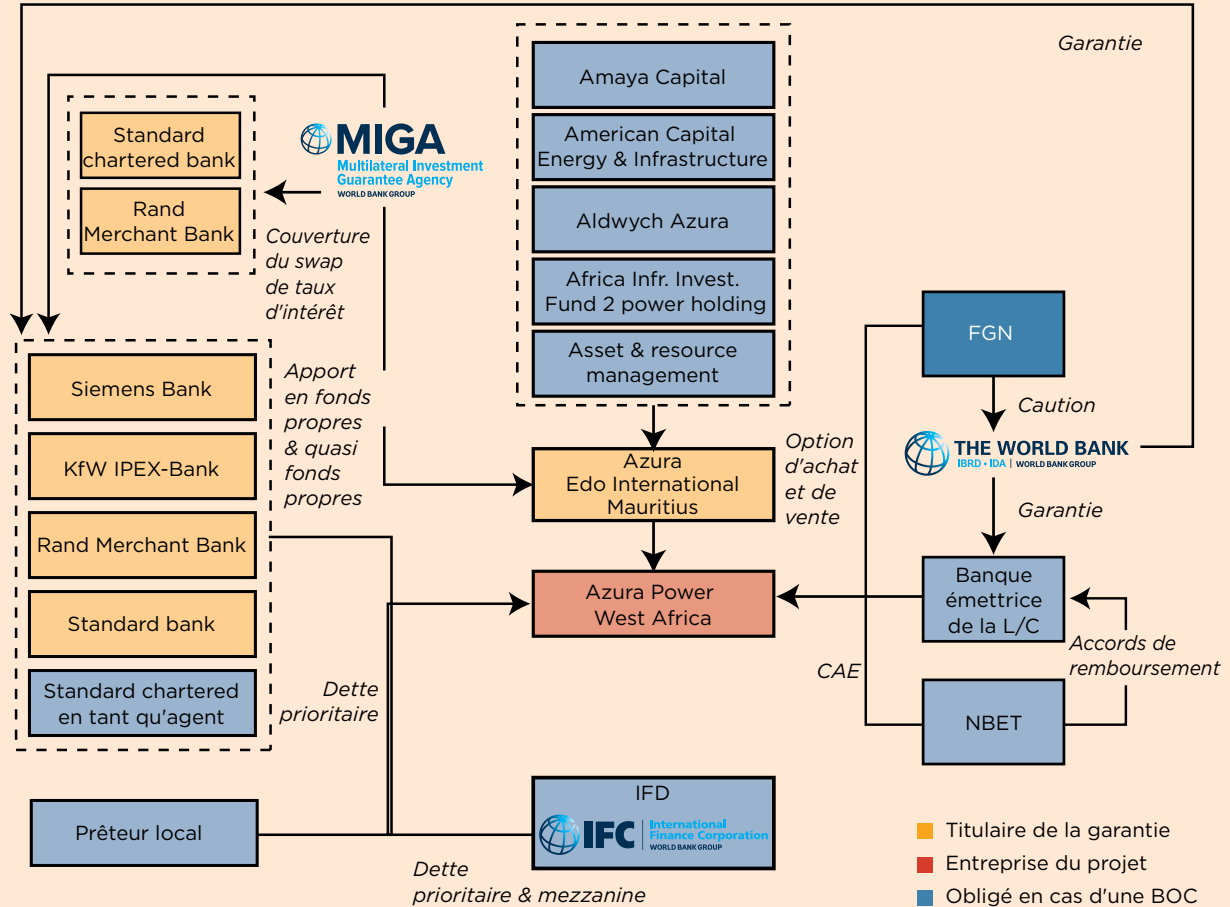
Pour permettre au projet de bénéficier de concours financiers, plusieurs mécanismes de rehaussement du crédit ont été utilisés :

- La Banque mondiale a fourni : i) une garantie de prêt pour couvrir les défauts de remboursement du service de la dette sous la forme de garanties partielles de risque (GPR) ; et ii) une garantie de paiement pour couvrir les défauts de paiement de NBET vis-à-vis des obligations non liées aux prêts de l'État.
- L'Agence multilatérale de garantie des investissements (MIGA) a fourni une assurance de risque politique : i) aux investisseurs en fonds propres, au travers d'Azura Edo International Mauritius, pour couvrir leurs prises de participation et quasi-participations dans Azura Power West Africa ; ii) à un consortium d'organismes de crédits pour leurs prêts de non-actionnaires à Azura Power West Africa ; iii) des instruments de couverture, dont des swaps de taux d'intérêt, ont également été couverts contre le risque de rupture de contrat.
- L'IFC (et d'autres IFD) a fourni des créances privilégiées et un financement mezzanine.

(l'encadré continue à la page suivante)

## Encadré 6.8 suite

Figure 6.5 Structure de financement du PEI Azura (Nigéria)



Source : Agence multilatérale de garantie des investissements « Political Risk Insurance and Credit Enhancement Solutions » 2016, (communication personnelle avec Annabelle Libeau, 3 février 2017). BOC signifie « rupture de contrat ».

## 6.8 Concevoir les projets de TEI de manière à attirer les investisseurs internationaux

Seules une sélection et une conception rigoureuses des projets de TEI permettront d'attirer un nombre suffisant de soumissionnaires internationaux et d'assurer le caractère concurrentiel des offres.

Les autorités doivent privilégier les projets réalisables sur les plans technique, économique, financier et environnemental. Elles doivent éviter ceux qui soulèvent des

controverses environnementales ou d'autres difficultés, surtout pour les premiers appels d'offres.

Les projets doivent être suffisamment importants pour justifier les coûts de transaction. Dans certains cas, la solution consistera à en regrouper plusieurs en un appel d'offres. Au Pérou, par exemple, les coûts d'investissement d'un échantillon de 14 projets de transport d'électricité mis en concurrence entre 1998 et 2013 étaient compris entre 52,2 millions de dollars et 291 millions de dollars, soit 116,2 millions de dollars en moyenne. Les autorités peuvent aussi mobiliser l'intérêt des investisseurs en confirmant l'existence d'un portefeuille de projets en développement.

## 6.9 Se préparer à procéder aux transactions liées aux projets de TEI

La conception d'une transaction de TEI exige une expertise dans plusieurs domaines, expertise dont l'administration publique est souvent dépourvue. Il lui faudra renforcer leurs capacités internes et recruter des conseillers internationaux.

Pour préparer ces transactions, chaque administration et son équipe consultative devra établir les contrats de services de transport d'électricité (CSTE) qui seront conclus avec l'entreprise de TEI, recenser les soumissionnaires admissibles, et mener une étude de marché.

Le recours aux projets de TEI suppose des transactions plus fréquentes que d'autres méthodes. Une préparation adéquate diminuera les coûts d'exécution. Le guide présenté à l'annexe B fournit des conseils en ce sens.

### Établir les contrats de services de transport d'électricité

L'équipe consultative doit établir un CSTE type utilisable pour toutes les transactions, sur lequel se fondera pour préparer un CSTE particulier à chaque appel d'offres.

Les études de cas jointes au présent rapport décrivent les différentes formules de CSTE. Les éléments essentiels en sont les suivants :

- **Durée du contrat** : un contrat de long terme s'impose pour transférer à l'entreprise de TEI les risques afférents aux coûts et aux résultats sur toute la durée du projet. D'après les pratiques observées dans les autres pays, la durée des contrats varie entre 20 et 45 ans. Au Chili, elle est de 20 ans, mais l'entreprise de TEI demeure par la suite propriétaire de la ligne électrique, le régulateur déterminant les paiements. Le Royaume-Uni envisage une durée de 25 ans pour les premiers contrats de TEI terrestres. Au Pérou et au Brésil, les contrats sont établis pour 30 ans. L'Inde a dans un premier temps fixé une durée de 25 ans, avec possibilité de prorogation de dix ans, mais a opté pour une durée de 35 ans à compter de 2008. Un contrat d'une durée de 45 ans aurait été conclu pour le premier projet de TEI au Pakistan.
- **Cahier des charges** : des appels d'offres en phase avancée, assortis d'un cahier des charges détaillé, sont recommandés pour les pays africains.

- **Opérations commerciales** : les paiements contractuels peuvent débiter à la date prévue au contrat, sous réserve de la mise en service de la ligne. Sinon, les opérations commerciales peuvent commencer dès la mise en service. Ces options sont décrites en détail à la section 6.6.

- **Paiement** : le CSTE doit établir les modalités de paiement sur la durée du contrat. Il peut s'agir d'un paiement annuel fixe, mais des variations sont possibles (des paiements de montant supérieur durant les 15 premières années par exemple). En Inde, le calendrier des paiements fait partie des critères de l'appel d'offres.

Au Pérou, le contrat est attribué au soumissionnaire qui propose le coût complet de service le plus bas. Ce coût correspond à la somme de l'annuité des coûts d'investissement (calculée au moyen d'un taux annuel réel de 12 % sur une période de 30 ans) et des coûts annuels d'exploitation et de maintenance. Le soumissionnaire doit également donner une description détaillée des coûts d'investissement : montant des fournitures, transport et assurances, construction et assemblage, coûts indirects, coûts administratifs, ingénierie, surveillance et frais financiers. Si l'appel d'offres porte sur un groupe de lignes, ou s'il comprend des sous-stations, le soumissionnaire doit présenter ces données séparément pour chaque actif.

L'encadré 6.9 décrit le mode de paiement des entreprises de transport d'électricité au Pérou, qui ajuste le coût complet du service en fonction des sommes recouvrées l'année précédente.

Au Chili, le prix de l'offre est défini de manière similaire, mais porte sur la valeur annuelle de transport par segment (*Valor Anual de Transmisión por Tramo*, ou VATT). L'appel d'offres est attribué au soumissionnaire qui propose la VATT la plus basse. Ce montant est calculé au moyen d'un taux annuel réel de 10 % sur vingt ans et correspond à la somme de la valeur annuelle de l'investissement (*Anualidad del Valor de la Inversión* ou AVI) et des coûts de maintenance, d'exploitation et d'administration (*Costos de Operación, Mantenimiento y Administración*, ou COMA).

- **Obligations de résultats et incitations** : l'obligation principale doit être d'assurer la disponibilité de la ligne, l'objectif étant d'environ 98 %. Le CSTE doit définir des sanctions (et, éventuellement, des incitations) en cas de disponibilité inférieure ou supérieure à l'objectif fixé.
- **Indexation** : les coûts peuvent en grande partie être fixés par avance dans le cadre d'un contrat

### Encadré 6.9 Tarifs des contrats de TEI au Pérou

Au Pérou, les entreprises qui opèrent sur le réseau de transport d'électricité principal sont rémunérées selon un tarif de base établi comme suit :

- Annuité des coûts d'investissement (définie durant l'appel d'offres)
- Coûts annuels d'exploitation et de maintenance (définis durant l'appel d'offres)
- Règlement annuel. Celui-ci correspond à la différence entre le tarif de base fixé l'année précédente et les sommes effectivement recouvrées par l'entreprise durant l'année en cours.

EPC. D'autres coûts varieront sans doute suivant l'inflation au cours de la période couverte par le contrat. Le CSTE doit préciser les coûts qui seront indexés et l'indice qui sera utilisé. Les modalités d'indexation diffèrent selon les CSTE des différents pays. Dans certains cas, elles constituent un critère de l'appel d'offres.

- **Risque de change** : les projets de transport d'électricité comportent une part importante de coûts extraterritoriaux, dont les investisseurs voudront s'assurer qu'ils seront couverts par les paiements perçus. Les approches varient selon les pays. Au Chili et au Pérou, les paiements sont établis en dollars. Le risque de change est assumé par l'acheteur et, au bout du compte, par les consommateurs d'électricité. Au Brésil, les paiements sont établis en réaux brésiliens et, en Inde, en roupies indiennes, l'investisseur endossant le risque de change. Dans les pays africains, la méthode devra être définie dans le cadre d'une consultation avec les investisseurs éventuels.
- **Fin du contrat** : le CSTE doit définir les obligations de l'entreprise de TEI au terme du contrat. Il pourra prévoir une obligation de transférer les actifs ou une prorogation du CSTE. Au Chili, les entreprises de TEI ne sont pas tenues de transférer les actifs. Au Pérou, les contrats de TEI établissent que l'investisseur doit les transférer à l'État à l'issue du contrat. L'Inde prévoit aussi une option de transfert. Dans les cas où l'État établit une obligation de transférer l'actif, le CSTE devra aussi prévoir des mesures pour inciter l'entreprise à maintenir celui-ci en bon état vers la fin du contrat.
- **Force Majeure** : les clauses de force majeure doivent mettre les investisseurs à l'abri de circonstances imprévisibles qui les empêcheraient de remplir leurs obligations contractuelles.

Les travaux préliminaires comprendront le choix du tracé, les autorisations environnementales et l'obtention des licences. Les gouvernements africains

devraient commencer par des appels d'offres en phase avancée, les travaux préliminaires étant menés par des administrations publiques, par exemple la compagnie publique de transport d'électricité.

Les autorités doivent réfléchir à la meilleure façon de transférer les autorisations au soumissionnaire retenu. Les réglementations locales influenceront sur leur choix. Il est possible que les autorisations et licences puissent être transférées au soumissionnaire. Parfois, les autorisations sont accordées à une entreprise donnée. Dans ce cas, une société de projet pourra être établie, qui sera détentricrice des autorisations et licences, et pourra être transférée ou vendue, avec les autorisations, au soumissionnaire retenu.

#### Définir les soumissionnaires admissibles

Il conviendra, le cas échéant, de définir le rôle des entreprises publiques dans les appels d'offres des projets de TEI. Les diverses possibilités sont analysées à l'encadré 6.10. Si les entreprises publiques sont autorisées à soumissionner, les soumissionnaires internationaux douteront sans doute de la transparence de la procédure d'évaluation. Cette décision influencera aussi le choix de l'institution qui sera chargée de gérer les travaux préliminaires et l'appel d'offres.

#### Sondage de marché

Un **sondage de marché** évalue l'intérêt des investisseurs pour le modèle économique. Il permet également de savoir si ces derniers seront capables d'assumer les risques qui leur seront transférés dans le cadre du contrat de TEI, et de recueillir des informations auprès des investisseurs et d'autres parties, ainsi que leurs demandes<sup>12</sup>.

L'objectif consiste à rassembler des renseignements quant à la viabilité du modèle économique, l'aptitude du secteur privé à satisfaire aux conditions établies, et la capacité et la maturité du marché<sup>13</sup>. La section 7.2.1 du guide figurant à l'Annexe B fournit des informations détaillées à ce sujet.

### Encadré 6.10 Le rôle des soumissionnaires publics

Il existe des arguments favorables et défavorables à la participation des entreprises publiques aux appels d'offres portant sur des projets de TEI en qualité de soumissionnaires.

Une option consiste à autoriser ces entreprises à soumissionner. C'est le cas en Inde, au Brésil et en Colombie. Cette mesure peut favoriser l'adhésion de l'entreprise publique existante au processus. Elle risque toutefois de soulever des problèmes délicats, et de décourager les soumissionnaires.

Une autre possibilité consiste pour l'État à prendre une participation dans la société de projet propriétaire et exploitante des lignes électriques dans le cadre de l'appel d'offres. Cette démarche s'apparente à celle du gouvernement malien, qui détient une participation majoritaire dans EDM, le concessionnaire, ou à celle du gouvernement sénégalais avec SENELEC. En Inde, les soumissionnaires

privés peuvent constituer des coentreprises avec la PGCIL et soumettre une offre commune pour le contrat de TEI.

Les soumissionnaires auront ainsi l'assurance que les autorités sont pleinement informées des opérations de la société de projet. Néanmoins, si l'État doit acquérir une participation dans la société de projet, les pressions sur les finances publiques ne seront pas atténuées. Si les conditions de l'appel d'offres exigent que la participation soit accordée gratuitement, cette mesure augmentera le coût des offres.

Une troisième solution consiste à ouvrir l'appel d'offres aux entreprises privées exclusivement, aucune compagnie de services publics titulaire ou autre entreprise publique n'y participant. C'est cette approche qui est recommandée aux gouvernements africains pour les projets pilotes de TEI.

## 6.10 Organiser des appels d'offres concurrentiels pour les projets de TEI

Les gouvernements africains doivent décider si les marchés avec des entreprises de TEI feront l'objet d'appels d'offres concurrentiels.

Dans les autres pays, quasiment tous les contrats ont été attribués par ce moyen. Certains ont cependant été alloués à une entreprise publique en dehors de tout appel d'offres, généralement en raison de délais serrés, pour éviter les retards inhérents à cette procédure.

Les gouvernements africains doivent aussi déterminer si la participation des entreprises publiques aux appels d'offres sera autorisée (voir l'analyse à l'encadré 6.10). À l'échelle internationale, certains pays l'ont autorisée, d'autres non.

Une telle autorisation risque de décourager les soumissionnaires privés, et ne satisfera pas à l'objectif de mobiliser d'autres financements.

## 6.11 Prochaines étapes

Il est possible de mettre sur pied des programmes de TEI qui éveilleront l'intérêt des soumissionnaires internationaux. Pour ce faire, les autorités peuvent travailler en collaboration avec les investisseurs internationaux et les prêteurs éventuels afin de définir dans le détail les modèles économiques qui

susciteront un intérêt international et pourront être reproduits sur tout le continent africain.

Il convient maintenant de dépasser le stade théorique qui consiste à examiner de quelle manière ce modèle économique s'applique en Afrique. Le rapport présente un guide destiné aider les professionnels à mettre le modèle en pratique dans un contexte réel.

## Remarques

1. Office of Gas and Electricity Markets, « Integrated Transmission Planning and Regulation (ITPR) Project: final conclusions », mars 2015, <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/integrated-transmission-planning-and-regulation-itpr-project-final-conclusions> (consulté le 10 mars 2017).
2. Department of Energy and Climate Change. (2016).
3. Office of Gas and Electricity Markets, « North West Coast Connections – Consultation on the project's Initial Needs Case and suitability for tendering », février 2017, <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/north-west-coast-connections-consultation-project-s-initial-needs-case-and-suitability-tendering> (consulté le 10 mars 2017).
4. A. Eberhard et al. (2016).
5. Les travaux préliminaires ne comprennent pas forcément l'acquisition proprement dite des droits de passage. Le soin de conclure cette opération peut être laissé à l'entreprise de TEI. En général, les autorités concluent un accord avec le propriétaire, et l'entreprise de TEI (une fois l'appel d'offres adjugé) verse le prix du terrain ou des droits de

- passage. Les dispositions peuvent toutefois varier selon les pays.
6. L'Alberta Electric System Operator (AESO), le California Independent System Operator (CAISO), l'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), le South-West Power Pool (SPP), et Midcontinent Independent System Operator (MISO) utilisent la méthode en phase initiale. Le New York Independent System Operator (NYISO), l'Independent System Operator of New England (ISONE), le SPP, et PJM Interconnection ont adopté la méthode tardive. Source : « Competition in Electricity Transmission: An international study on customer interests and lessons learned » (2015). Le rapport a été préparé par Navigant dans le cadre de la réponse de National Grid à la concertation d'Ofgem portant sur la mise en concurrence des lignes terrestres.
  7. Gouvernement de l'Inde, ministère de l'Électricité, « Order No. 15/1/2013 », juillet 2015, [http://www.powermin.nic.in/sites/default/files/webform/notices/policy\\_for\\_incentivizing\\_early\\_Commissioning\\_of\\_Transmission\\_Project\\_o.pdf](http://www.powermin.nic.in/sites/default/files/webform/notices/policy_for_incentivizing_early_Commissioning_of_Transmission_Project_o.pdf) (consulté le 10 mars 2017).
  8. M. Kojima et C. Trimble (2016).
  9. La méthode des encaissements couvre les décaissements correspondant à des dépenses d'investissement secondaires, mais pas les besoins ultérieurs en investissement pour « des opérations majeures de remplacement ou de mise à niveau de la capacité existante et l'expansion de cette capacité ». M. Kojima et C. Trimble (2016).
  10. S. Oguah et P. Sanchez (2015).
  11. Un accord d'option d'achat ou de vente fournit un cadre juridique qui permet de protéger les intérêts du PEI en cas de résiliation anticipée. Dans une telle éventualité, l'État achètera la centrale. Le prix payé sera calculé selon des règles précises et prédéfinies, et variera selon la partie à l'origine de la résiliation. L'option de vente est le droit du fournisseur de demander à l'État d'acheter la centrale (dans des cas précisés dans l'accord de vente ou d'achat). L'option d'achat est le droit de l'acheteur à demander aux fournisseurs de gros de vendre la centrale à l'État (dans les cas spécifiés dans l'accord en question).
  12. Banque mondiale et Fonds de conseil en infrastructure publique-privée, « Market Sounding », (Toolkit for PPPs in Roads and Highways), 2009, <https://ppiaf.org/sites/ppiaf.org/files/documents/toolkits/highwaystoolkit/6/pdf-version/5-92.pdf> (consulté le 10 mars 2017).
  13. Banque mondiale et Fonds de conseil en infrastructure publique-privée, « Market Sounding », (Toolkit for PPPs in Roads and Highways), 2009.

## SECTION 7

# Guide pour l'organisation d'appels d'offres portant sur des projets de transport d'électricité indépendant

Ce guide est destiné aux représentants de l'État et aux responsables publics africains (« les autorités ») qui se proposent de faire appel au modèle de TEI pour mobiliser des financements privés aux fins d'investissement dans le transport d'électricité.

Le modèle suppose qu'un investisseur privé conclut un contrat de longue durée pour construire, exploiter, entretenir et financer une ligne de transport d'électricité pendant une période déterminée. Le contrat peut porter sur une seule nouvelle ligne ou sur un ensemble de lignes. Il peut aussi englober des sous-stations ou (dans un petit nombre de cas) ne couvrir que ces dernières. Par souci de simplicité, l'expression « projets de transport » est employée ici en référence aux projets se rapportant aux lignes électriques, aux sous-stations, ou aux deux à la fois ; elle s'applique aux projets qui portent sur une seule ligne ou sur plusieurs.

Les paiements annuels à l'entreprise de TEI sont généralement effectués sous forme de versements mensuels. Ils sont en grande partie déterminés par l'offre retenue. Les revenus pour effectuer ces paiements sont généralement fondés sur les revenus tirés des tarifs de transport. L'investisseur dans le projet de TEI n'endosse cependant pas le risque lié à ces derniers ou au nombre de mégawatts (MWh) d'électricité acheminés.

L'entreprise de TEI devient généralement une entreprise de transport d'électricité agréée ; à ce titre, elle est assujettie à diverses normes et obligations énoncées dans les licences et dans les codes et autres

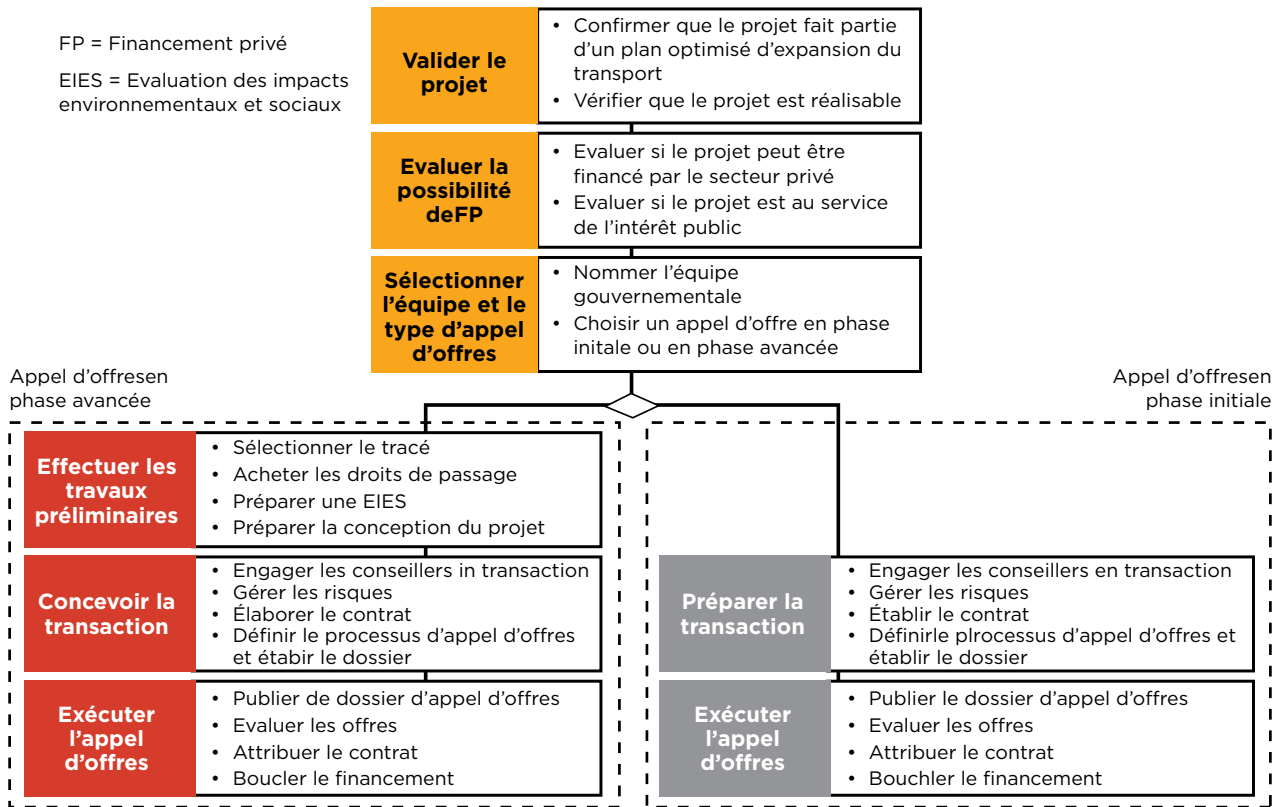
documents qui leur sont associés. La ligne financée sur fonds privés est intégrée au réseau de transport d'électricité moyennant une connexion à une ou plusieurs sous-stations.

Un modèle de TEI permet par ailleurs de recourir au financement de projet. Cela veut dire que l'intérêt des investisseurs se polarisera sur les coûts et les revenus du projet et sur l'aptitude de l'entreprise retenue à les gérer. De ce fait, la passation de contrats de transport dans le cadre du modèle de TEI peut ouvrir la voie à d'autres financements pour les projets de transports en Afrique (en comparaison au modèle habituel qui veut que les entreprises publiques financent tous les investissements dans ce domaine), et à la réalisation d'un plus grand nombre de projets. On trouvera une analyse plus approfondie de ce sujet à la section 5.

### **Les projets de TEI ont fait leur preuve ailleurs dans le monde**

De nombreux projets de TEI ont été conduits dans le monde, notamment au Mexique, en Amérique du Sud (Brésil, Chili, Colombie et Pérou), en Inde et au Pakistan. Ils connaissent aussi un succès croissant dans des pays qui accordaient auparavant l'exclusivité à une entreprise privée de transport d'électricité. Le Royaume-Uni a fait appel à ce modèle pour mettre en adjudication tous les projets de transport d'électricité terrestre, et s'apprête à le faire pour les grands projets en mer. Des appels d'offres pour de projets de TEI ont aussi été organisés en Australie, aux États-Unis et au Canada.



**Figure 7.1** Résumé du processus

Les pays qui ont utilisé les contrats de TEI ont mobilisé auprès du secteur privé des financements importants pour les investissements dans le transport d'électricité. À titre d'exemple, les projets conduits au Brésil, au Pérou, au Chili et en Inde ont collectivement mobilisé plus de 24,5 milliards de dollars de financements privés entre 1998 et 2015. Pour de plus amples informations sur l'expérience de chacun de ces pays, voir l'annexe A (qui comprend une étude de cas sur chacun d'eux).

### Résumé de la procédure

Les autorités peuvent définir et exécuter des opérations de TEI suivant la procédure décrite dans le présent guide, et illustrée à la figure 7.1. Celle-ci comporte six étapes :

- **Valider le projet** : cette étape a pour objet de vérifier que le projet de transport s'inscrit dans un plan de développement optimisé du transport d'électricité et qu'il est réalisable. Elle est décrite à la section 7.1.

- **Évaluer le potentiel de financement privé** : il s'agit d'évaluer si le projet est susceptible d'être financé sur fonds privés et s'il sert l'intérêt général. Cette étape est décrite à la section 7.2.

- **Sélectionner l'équipe et le type d'appel d'offres** : il s'agit de nommer l'équipe gouvernementale chargée de gérer la transaction. Celle-ci peut consister en un comité unique, ou en un comité de travail rattaché à un comité directeur. Sa première décision portera sur le type d'appel d'offres pour la transaction. Deux possibilités se présentent dans le cas de projets de TEI :

- Dans le cadre d'un **appel d'offres en phase avancée**, les autorités procèdent aux travaux préliminaires – choix du tracé et conception détaillée du projet par exemple. L'investisseur privé est chargé de construire et d'exploiter le projet de transport conformément à ces derniers. Si les autorités optent pour cette solution, elles doivent suivre la procédure décrite dans la partie gauche de la figure 7.2.

- Dans le cadre d'un **appel d'offres en phase initiale**, les autorités établissent les conditions générales de transport entre deux points. L'investisseur privé est chargé de définir la meilleure solution et d'effectuer tous les travaux préliminaires. Si les autorités optent pour cette solution, elles doivent suivre la procédure décrite dans la partie droite de la figure 7.2. Cette étape est décrite à la section 7.3.
- **Effectuer les travaux préliminaires** : il s'agit ici d'établir la conception du projet, de définir le tracé de la ligne, d'acheter les droits de passage et de préparer l'Évaluation des impacts environnementaux et sociaux (EIES)<sup>1</sup>. Cette étape est décrite à la section 7.4.
- **Préparer la transaction** : l'objectif consiste ici à organiser une transaction qui encourage la soumission d'offres concurrentielles et apporte des avantages au public. À ce stade, les autorités doivent engager des conseillers en transaction pour les aider à gérer les risques, à élaborer le contrat, à organiser la procédure d'appel d'offres et à établir le dossier d'appel d'offres. Cette étape est décrite à la section 7.5.
- **Exécuter l'appel d'offres** : cette étape consiste à exécuter la transaction conçue à l'étape précédente. Les autorités, assistées de leur conseiller en transaction, doivent publier le dossier d'appel d'offres, évaluer les offres, attribuer le contrat et boucler le financement du projet. Cette étape est décrite à la section 7.6.

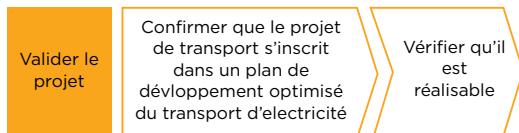
du secteur de l'électricité et les projets d'expansion du réseau, qu'il tient compte de l'incertitude, qu'il est utilisé et utile à long terme, et qu'il prend en considération les différents coûts et bénéfices.

La préparation d'un **plan de développement du transport d'électricité** est un exercice rigoureux qui requiert ce qui suit :

- estimation des besoins de transport d'électricité à un horizon donné (cinq à dix ans par exemple) et planification de la mise en œuvre échelonnée du plan jusqu'à cette date
- préparation d'études de simulation du réseau sur la base de données précises
- respect de critères de planification classiques (critère n-1 par exemple<sup>2</sup>)
- application d'une stratégie régionale neutre (à l'échelle d'un pays, d'un pool énergétique, de plusieurs pays, etc.)
- modélisation de l'incertitude à partir de différents scénarios d'avenir
- analyse coûts-bénéfices rigoureuse des autres solutions de transport d'électricité
- actualisation régulière du plan de développement.

L'élaboration de scénarios crédibles est indispensable à la mise au point de ce plan. Ceux-ci doivent prendre en considération les objectifs des politiques énergétiques fixés au niveau national et des hypothèses précises quant à l'évolution du secteur de la production, des prévisions de la demande et des coûts des techniques et des combustibles.

## 7.1 Valider le projet



Pour valider un projet, les autorités doivent confirmer qu'il découle d'un plan de développement optimisé du transport d'électricité (section 7.1.1) et vérifier qu'il est réalisable (section 7.1.2).

### 7.1.1 Confirmer que le projet de transport s'inscrit dans un plan de développement optimisé du transport d'électricité

Les autorités doivent confirmer que le projet a été défini dans le prolongement d'un plan de développement optimisé du transport d'électricité. Cela garantit que le projet est compatible avec la stratégie

### 7.1.2 Vérifier que le projet est réalisable

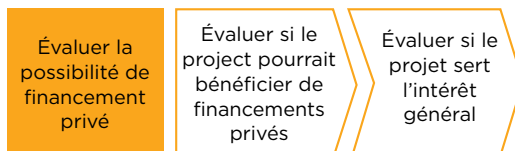
Les autorités doivent s'assurer que le projet est réalisable sur les plans technique, économique, financier et environnemental dans le cadre du plan optimal de développement du réseau de transport d'électricité. Pour ce faire, elles doivent d'abord vérifier si une étude de faisabilité récente en apporte la preuve<sup>3</sup>. Si c'est le cas, elles peuvent passer à l'étape suivante. Une **étude de faisabilité** examine si les risques et incertitudes ont été convenablement modélisés, si les coûts sont exacts et si les travaux préliminaires (le cas échéant) sont adaptés à la finalité du projet. Elle peut porter sur diverses composantes du projet. Compte tenu des caractéristiques des projets de transport, elle doit examiner les aspects techniques, économiques, financiers et environnementaux<sup>4</sup>.

En l'absence d'étude de faisabilité récente, les autorités doivent vérifier s'il existe une étude de pré-faisabilité récente indiquant que le projet pourrait

être réalisable. **Les études de préfaisabilité** sont conduites avant de procéder à de gros investissements, en temps et en argent, dans le projet (et préalablement aux études de faisabilité). Elles ne garantissent pas que le projet est réalisable, mais doivent au moins : i) écarter les projets qui ne le sont manifestement pas ; ii) indiquer dans quelle mesure le projet pourrait l'être, et définir les facteurs déterminants de sa faisabilité. Si une étude de préfaisabilité récente fournit ces éléments, les autorités peuvent passer à l'étape suivante. Elles doivent toutefois engager tous les travaux supplémentaires éventuellement nécessaires pour confirmer la faisabilité du projet – l'obtention des licences et autorisations par exemple. Ces travaux peuvent être menés en parallèle à ceux de la phase 3.

En l'absence d'études de faisabilité ou de préfaisabilité récentes, les autorités doivent commander une étude pour examiner si le projet est réalisable sur les plans technique, économique et financier, et s'il est possible d'acheter les droits de passage et d'obtenir les permis environnementaux. Le tracé de la ligne et la conception du projet peuvent être établis ultérieurement, par les autorités ou par le soumissionnaire, selon le type d'appel d'offres.

## 7.2 Évaluer la possibilité de financement privé



Les autorités doivent évaluer si le projet de transport peut être financé par le secteur privé (section 7.2.1) et s'il sert l'intérêt général (section 7.2.2). Le guide énumère divers facteurs que les autorités doivent prendre en compte pour estimer la possibilité de financement privé du projet, et suggère l'organisation d'un sondage de marché pour mesurer l'intérêt des investisseurs privés. Il définit en outre en quoi consiste une analyse coûts-bénéfices, et comment elle peut être appliquée pour chiffrer les coûts et les bénéfices susceptibles de découler de l'investissement dans le transport d'électricité dans le cadre d'un modèle de TEI, par rapport à un financement public.

### 7.2.1 Évaluer la possibilité de financement privé du projet

Pour mesurer si un projet peut être financé par le secteur privé, les autorités doivent se pencher sur les quatre éléments suivants :

- **Le cadre juridique et réglementaire nécessaire à l'investissement privé dans le transport d'électricité est en place.** Selon le pays, il conviendra d'amender les lois relatives au secteur de l'électricité, les licences et les codes de réseaux, de même que les régimes de réglementation économique des réseaux monopolistiques ou de l'entreprise publique verticalement intégrée. Les régulateurs économiques devront aussi adapter leurs méthodes de manière à tenir compte des modèles de tarification utilisés par les entreprises de TEI.
- **Les coûts du projet peuvent être recouverts auprès des usagers du réseau de transport d'électricité.** L'expérience internationale montre qu'il existe plusieurs moyens de structurer les paiements contractuels. Au Pérou, par exemple, les investisseurs signent le contrat de TEI avec le ministère de l'Énergie et ont ainsi le droit d'exploiter la ligne de transport d'électricité et de percevoir les revenus correspondants. En Inde, les contrats de TEI sont conclus avec les *Long Term Transmission Customers* (LTTC) régionaux. Les LTTC sont des entreprises de production, de distribution et des grands centres de charge. Dorénavant, les investisseurs concluront le contrat avec les entreprises de distribution, en fonction de l'utilisation du réseau de transport<sup>5</sup>. Au Chili, l'entreprise sortie gagnante de l'appel d'offres devient partie à un accord multilatéral qui permet aux prestataires de services de transport de percevoir des revenus.
- **Soit la transaction a une contrepartie publique solvable, soit des rehaussements de crédit visant à établir un dispositif susceptible de bénéficier de financements sont possibles.** Si le secteur de l'électricité n'est pas viable sur le plan financier, les investissements doivent être garantis par des comptes séquestres ou d'autres dispositifs de garantie des liquidités. Il se peut toutefois que les comptes séquestres ne suffisent pas à assurer la bancabilité du projet. Les autorités devront éventuellement faire appel à des garanties publiques pour couvrir les obligations de paiement envers les entreprises de TEI, voire, dans certains cas, à des garanties d'institutions multilatérales comme la Banque mondiale, la Banque africaine de développement ou d'autres IFD. Cette question est analysée en détail à la section 6.7.
- **Les soumissionnaires sont intéressés parce que le projet est assez important pour justifier les coûts de transaction.** Ils chercheront toutefois à savoir s'il existe une réserve de projets leur offrant des perspectives raisonnables d'investissements

ultérieurs. Les autorités doivent donc inscrire le projet dans un portefeuille plus vaste (si celui-ci existe), ou envisager de mettre sur pied un portefeuille de projets de TEI futurs.

Les autorités ont tout intérêt à organiser un sondage de marché pour mesurer l'intérêt des investisseurs privés. Un **sondage de marché** évalue l'intérêt que le modèle économique présente pour les investisseurs, vérifie si ces derniers seront en mesure d'assumer les risques qui doivent leur être transférés dans le cadre du contrat de TEI, et recueille des informations auprès des investisseurs et d'autres parties ainsi que leurs demandes<sup>6</sup>.

Le sondage de marché consiste à rassembler des informations concernant la viabilité du modèle économique, l'aptitude du secteur privé à satisfaire aux critères définis, et la capacité et la maturité du marché.<sup>7</sup> Le guide de la Banque mondiale « Toolkit for PPPs in Roads and Highways » contient un volume consacré au sondage de marché qui fournira aux autorités des informations détaillées sur les éléments que comporte un tel sondage et sur la façon de le préparer.

### 7.2.2 Évaluer si le projet sert l'intérêt général

Les autorités doivent veiller à ce que le pays tire profit du financement privé des projets de transport d'électricité. Cela suppose de mesurer les coûts et les bénéfices liés à la conduite de projets dans le cadre de contrats de TEI par rapport à ceux d'un projet financé sur fonds publics. Pour ce faire, les autorités doivent préparer une analyse d'optimisation des ressources.

On entend par « **optimisation des ressources** » la réalisation « d'un rapport optimal entre les avantages et les coûts, dans le cadre de la fourniture des services désirés par l'utilisateur ». L'analyse d'optimisation des ressources comporte généralement un volet qualitatif et un volet quantitatif, l'analyse qualitative consistant à vérifier « le bien-fondé du recours à un PPP [partenariat public-privé] » et l'analyse quantitative à « comparer l'option de PPP choisie à un « comparateur du secteur public », c'est-à-dire se demander à quoi ressemblerait le projet s'il était mis en œuvre au moyen d'une procédure conventionnelle »<sup>8</sup>.

Les autorités peuvent se reporter au « Guide de référence des PPP » de la Banque mondiale pour une description plus approfondie de l'analyse d'optimisation des ressources et de ses volets qualitatifs et quantitatifs. Le Guide fait aussi référence à d'autres documents utiles à ce sujet<sup>9</sup>.

## 7.3 Sélectionner l'équipe et le type d'appel d'offres



Les autorités doivent constituer une équipe gouvernementale qui sera chargée de gérer la procédure (section 7.3.1.). La gestion d'une transaction de TEI exige des prises de décision, du temps, des moyens et une coordination entre parties prenantes. Il est indispensable de désigner une équipe spéciale pour assurer le bon déroulement de la procédure.

Une fois constituée, l'équipe gouvernementale doit décider s'il convient de procéder à l'appel d'offres en phase initiale ou avancée (section 7.3.2). Cette décision détermine à quel stade de la procédure l'appel d'offres interviendra. Elle influe aussi sur la désignation du responsable des travaux préliminaires, la répartition des risques, la conception du contrat, et d'autres tâches.

### 7.3.1 Constitution de l'équipe gouvernementale

Les autorités doivent désigner une équipe gouvernementale qui sera chargée de mener la procédure à bonne fin. Celle-ci peut revêtir la forme d'un comité unique, ou d'un comité de travail rattaché à un comité directeur. Un comité de gestion du contrat peut aussi en faire partie, qui sera chargé de gérer les modalités contractuelles après le bouclage financier du projet. L'encadré 7.1 décrit chacun de ces comités.

Le choix du mode de constitution de l'équipe sera fonction de l'expérience des autorités à cet égard (que la transaction de TEI soit la première ou que d'autres appels d'offres de TEI aient été organisés auparavant), des contraintes budgétaires et d'autres facteurs.

Par souci de simplicité, le guide utilisera dorénavant le terme « les autorités » en référence à l'équipe gouvernementale désignée.

#### *Composition et responsabilités de l'équipe*

L'équipe — qu'il s'agisse d'un comité unique, double ou triple — est généralement constituée de fonctionnaires du ministère de l'Énergie (ou d'un ministère ou organisme équivalent), du ministère des Finances, de l'organisme de réglementation, de l'entreprise

### Encadré 7.1 Description des différents comités

Un **comité directeur** est normalement constitué de hauts responsables publics qui élaborent la stratégie, arrêtent les décisions fondamentales, et définissent les calendriers et les modalités de travail, notamment les responsabilités de chacun des membres du comité. Le comité directeur a généralement un mandat formel, et il est dirigé par un président.

Un **comité de travail** est généralement formé de fonctionnaires subalternes chargés d'effectuer les travaux

quotidiens sous la conduite du comité directeur. Il se compose généralement d'experts dans des domaines particuliers, et il est désigné par le comité directeur.

Un comité de gestion de contrat est habituellement établi pour gérer les modalités contractuelles une fois le financement du projet bouclé. Il peut se composer d'une ou de plusieurs personnes, et il est généralement nommé par le ministère de l'Énergie.

publique (le cas échéant) et de consultants extérieurs (s'ils ont été engagés).

L'équipe est chargée de réaliser tous les travaux décrits ci-après, à savoir le choix du type d'appels d'offres (y compris les travaux préliminaires si elle opte pour un appel d'offres en phase avancée), la conception de la transaction et l'organisation de l'appel d'offres.

#### 7.3.2 Choisir le type d'appel d'offres — en phase initiale ou avancée

D'abord, l'équipe doit choisir l'une des deux formes d'appels d'offres : en phase initiale ou avancée. Celles-ci se distinguent essentiellement par la partie qui sera responsable des travaux préliminaires et en assumera le risque. L'encadré 7.2 décrit les deux types d'appels d'offres pour les projets de TEI.

Les appels d'offres en phase initiale transfèrent une plus grande partie des risques liés aux travaux préliminaires aux entreprises privées, notamment le choix du tracé, l'acquisition des droits de passage,

les évaluations de l'impact environnemental, et la conception du projet. Les appels d'offres en phase avancée, par contre, portent sur des projets bien définis ; l'équipe gouvernementale doit effectuer tous les travaux préliminaires, comme décrit à la section 7.4. La figure 7.2 illustre la répartition des responsabilités dans les deux cas.

Les appels d'offres en phase initiale demandent plus de temps. Le régulateur du Royaume-Uni, l'Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), a mené une consultation à ce sujet. Il a estimé que les appels d'offres en phase avancée devraient être conduits quatre à cinq ans avant la date d'entrée en service de l'actif. Ceux intervenant en phase initiale devraient l'être huit à neuf ans avant. Les délais ne seront pas forcément les mêmes dans tous les pays, mais ceux-ci peuvent au moins servir de référence. Ofgem a en outre établi que les appels d'offres en phase initiale permettent d'innover sur le plan de la technologie et de la conception des actifs, et d'obtenir

### Encadré 7.2 Appels d'offres en phase initiale et avancée

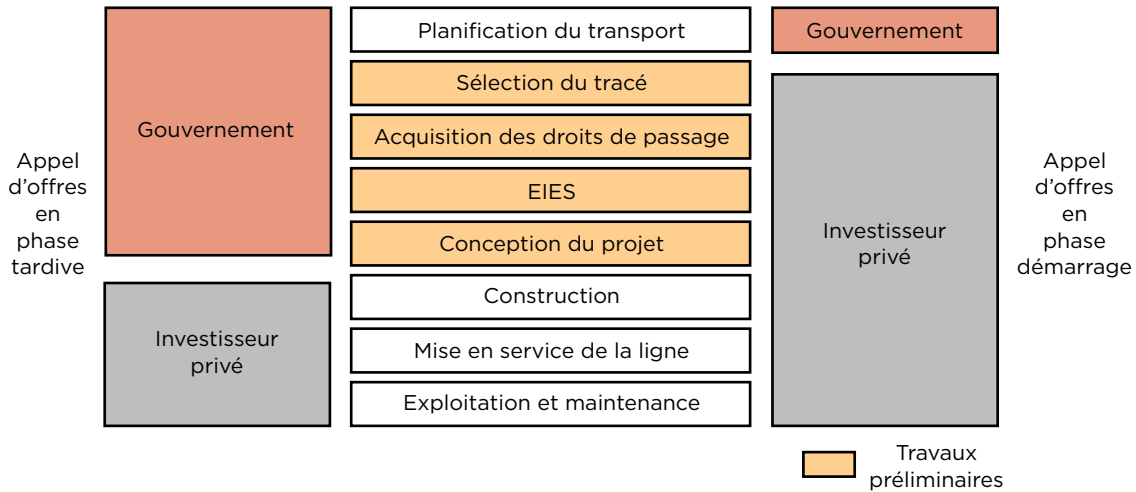
Les appels d'offres pour des projets de TEI peuvent revêtir deux formes :

- Dans le cadre d'un **appel d'offres en phase avancée**, l'équipe gouvernementale effectue les travaux préliminaires, comme le choix du tracé et la conception du projet. L'investisseur privé est responsable de la construction

et de l'exploitation du projet de transport conformément à ces derniers.

- Dans le cadre d'un **appel d'offres en phase initiale**, l'équipe gouvernementale établit les conditions générales de transport entre deux points. L'investisseur privé est chargé de définir la meilleure solution et d'effectuer tous les travaux préliminaires.

**Figure 7.2 Répartition des responsabilités dans le cadre d'appels d'offres en phase initiale ou avancée**



les autorisations de tracé et de planification. Le degré d'innovation en ce qui concerne la conception variera en fonction des critères de résultats fixés dans le dossier d'appel d'offres. Les appels d'offres en phase avancée portent plutôt sur la passation de marchés, la construction et les modes de financement.

Les deux modèles pourraient être utilisés en Afrique. Néanmoins, comme analysé à la section 6.7, les gouvernements africains auraient intérêt à recourir à des appels d'offres en phase avancée pour les premiers projets de TEI. Ce choix éviterait d'exposer les investisseurs aux risques liés aux travaux préliminaires (qu'ils ne sont pas forcément les mieux placés pour exécuter dans les premiers temps) et simplifierait la procédure d'évaluation des offres.

Les travaux préliminaires s'accompagnent de coûts substantiels. Si les autorités optent pour un appel d'offres tardif elles doivent aussi, avant de procéder à ces travaux, considérer et définir les opérations suivantes :

- déterminer la portée et les coûts prévus des travaux préliminaires, ainsi que la possibilité de recouvrer ces coûts auprès des usagers du réseau de transport d'électricité ;
- définir qui sera chargé d'effectuer les travaux ;

- délimiter la fonction de contrôle des autorités ;
- établir comment les droits de passages seront transférés au soumissionnaire retenu.

Les autorités auront intérêt à demander un avis juridique quant au meilleur moyen de transférer les droits de passage à l'entreprise qui remportera l'appel d'offres. Dans certains pays, ces droits peuvent être confiés à une société écran qui est vendue ou transférée au soumissionnaire retenu. Dans d'autres, les travaux préliminaires prennent fin lorsque les autorités parviennent à un accord avec le(s) propriétaire(s) ou occupant(s) du terrain, et l'entreprise retenue effectue les paiements liés aux terrains ou aux droits de passage.

La responsabilité de procéder aux travaux préliminaires dans le cadre d'un appel d'offres tardif incombe habituellement à l'entité sectorielle chargée de la planification (qui fait généralement partie du ministère de l'Énergie ou du ministère apparenté) ou à l'entreprise publique de transport d'électricité. Les autorités devraient en outre envisager d'obtenir un appui financier ou une assistance technique des organismes multilatéraux, surtout si elles n'ont guère ou pas d'expérience en matière d'organisation d'appels d'offres pour des projets de TEI.

## 7.4 Effectuer les travaux préliminaires



Si les autorités optent pour un appel d'offres en phase avancée, elles doivent procéder aux travaux préliminaires, à savoir : le choix du tracé (section 7.4.1), l'acquisition des droits de passage (section 7.4.2), l'évaluation des impacts environnementaux et sociaux (section 7.4.3), et la conception du projet (section 7.4.4). Une fois ces travaux achevés, le projet sera clairement défini. L'investisseur privé sera responsable de la construction et de l'exploitation du projet de transport conformément à cette procédure.

### 7.4.1 Choix du tracé

Les autorités doivent choisir le tracé de la ligne électrique. Ce choix repose généralement sur un processus itératif qui appelle des études aériennes et de terrain. Celles-ci permettent d'établir un tracé privilégié et des tracés de substitution pour le cas où les autorisations et les droits de passage nécessaires pour le tracé privilégié ne seraient pas obtenus.

Pour procéder à ce choix, les autorités doivent :

- **Définir les trajets possibles et collecter des données** : mener des études aériennes et de terrain et réfléchir aux aménagements auxiliaires nécessaires pour accéder à la ligne projetée
- **Évaluer les options** : analyser les données recueillies et sélectionner le tracé privilégié et les tracés de substitution.

L'entité sectorielle responsable de planification du transport d'électricité est la partie la plus compétente pour mener ces travaux. Dans de nombreux pays, il s'agira du ministère de l'Énergie ou équivalent. Dans d'autres, ce sera le département de la planification de l'entreprise publique de transport d'électricité (qui peut être locale, régionale ou nationale, selon le pays). S'il s'agit du ministère de l'Énergie ou équivalent, celui-ci doit également solliciter l'avis du département de la planification de l'entreprise publique et lui demander de participer aux travaux.

### 7.4.2 Acquisition des droits de passage

Les autorités doivent acquérir les droits de passage pour le tracé retenu. Un **droit de passage** est le droit

de traverser les propriétés publiques ou privées pour construire la ligne projetée.

Pour acquérir les droits de passage, les autorités devront négocier avec le(s) propriétaire(s) ou occupant(s) du terrain. Les négociations se fondent souvent sur le montant des pertes économiques que subira le propriétaire foncier par suite du projet, ou sur les restrictions imposées sur l'utilisation du terrain lorsque les propriétaires auront accordé le droit de passage.

L'acquisition des droits de passage est l'un des volets de la procédure qui comporte le plus de risques, et qui peut durer plusieurs années, selon les caractéristiques du projet. Il s'agit aussi d'une opération délicate, qui doit être gérée avec doigté. Comme pour le choix du tracé, la partie la plus compétente pour y procéder est l'organisme sectoriel chargé de la planification du transport d'électricité (après consultation du département de la planification de l'entreprise publique).

La réalisation de cette opération peut aussi être tributaire des règles et règlements fonciers locaux. Dans certains cas, les autorités devront peut-être amender les règles et règlements en vigueur pour permettre aux investisseurs privés d'acquérir les droits de passage.

### 7.4.3 EIES

Les autorités doivent commanditer une EIES pour évaluer les retombées environnementales et sociales prévisibles du projet, et identifier ses éventuelles limites sur ces deux plans. Les organismes de réglementation de l'État exigent normalement une EIES pour délivrer les autorisations nécessaires.

Le document qui résulte de l'EIES est l'énoncé des incidences environnementales (EIE). Celui-ci doit indiquer si le projet est conforme aux normes relatives aux incidences environnementales et sociales, ou si les autorités doivent mettre en place des mesures d'atténuation pour réduire ou éviter ces incidences afin d'obtenir les autorisations nécessaires. Néanmoins, ces mesures peuvent parfois être mises en application pendant l'exécution de l'étape suivante. L'EIE peut par exemple indiquer qu'il est possible

d'obtenir les autorisations environnementales. Or, cette démarche prend du temps. Dans ce cas, il paraît raisonnable de passer à l'étape suivante, surtout si le projet est urgent.

#### 7.4.4 Conception du projet

Les autorités doivent également préparer la conception du projet. Il s'agit d'établir les caractéristiques du projet et les spécifications nécessaires pour l'achat de matériaux et d'équipements.

Les caractéristiques fondamentales du projet sont les suivantes :

- l'année de mise en service
- les points de départ et d'arrivée de la ligne électrique (ou l'emplacement des sous-stations)
- la tension de la ligne (kV)

- sa capacité nominale (MVA)
- sa longueur approximative (km)
- le nombre de circuits.

Le jeu fondamental de spécifications pour l'achat des matériaux et des équipements comprend les éléments suivants :

- les spécifications mécaniques des pylônes (en treillis ou tubulaire par exemple)
- le type de conducteurs, le nombre de conducteurs pour chaque phase, et le nombre de conducteurs de terre
- les exigences en matière de mise à la terre, d'isolateur et de matériel
- la méthode de construction
- les normes et règles de conception.

## 7.5 Préparer la transaction



Les autorités doivent organiser une transaction qui aboutit à une procédure d'appel d'offres transparente, ouverte et concurrentielle. Pour ce faire, elles doivent d'abord engager des conseillers en transaction (section 7.5.1), surtout si c'est la première fois que le pays organise un appel d'offres portant sur un contrat de TEI. Les autorités doivent également recenser les risques liés au projet, définir les parties les plus à même d'endosser chacun d'eux, et définir leur mode de répartition (section 7.5.2). Il s'agit là d'une étape déterminante dans l'élaboration d'un contrat de TEI (section 7.5.3). Néanmoins, la réussite de la transaction ne repose pas uniquement sur l'élaboration adéquate du contrat, mais aussi sur l'organisation d'une procédure d'appel d'offres appropriée et sur la préparation du dossier d'appel d'offres. La section 7.5.4 examine comment les autorités peuvent organiser la procédure d'appel d'offres et établir le dossier correspondant.

La passation de marchés de TEI nécessitera de nombreux appels d'offres (en comparaison à d'autres modèles économiques). Une bonne préparation réduira les coûts d'exécution.

### 7.5.1 Engager les conseillers en transaction

La mise au point d'une transaction de TEI appelle une expertise dans de nombreux domaines, notamment pour couvrir les aspects juridiques et réglementaires, commerciaux et financiers, techniques, ou pour établir le dossier d'appel d'offres. Les autorités sont souvent dépourvues de ces compétences et souhaiteront éventuellement engager des spécialistes pour les assister dans cet exercice. Il est particulièrement recommandé aux pays qui procèdent pour la première fois à un appel d'offres de TEI de recourir à des conseillers. Ceux-ci peuvent également renforcer les capacités au sein de l'administration ; il sera ainsi moins nécessaire de faire appel à eux lors de transactions ultérieures.

Pour recruter des conseillers en transaction, les autorités devront procéder à des choix : engager des conseillers locaux ou internationaux ; des conseillers issus d'une seule entité ou de plusieurs ; des conseillers pour des tâches spécifiques ou pour toutes les phases de la procédure. Les besoins varieront selon les caractéristiques du projet, mais la procédure de recrutement doit toujours être transparente, équitable, économique et dénuée de conflits d'intérêt<sup>10</sup>.



Le *Guide for hiring and managing advisors for private participation in infrastructure*<sup>11</sup> de la Banque mondiale décrit en détail la procédure de recrutement. Il contient des lignes directrices pour établir des calendriers réalistes, définir le budget nécessaire aux rémunérations des conseillers, sélectionner ces derniers, et les rémunérer.

Le recrutement de conseillers peut s'avérer coûteux. Les autorités doivent envisager de prendre contact avec les organismes multilatéraux – Banque mondiale, Banque africaine de développement, et autres – pour leur demander un concours financier. Ces organismes peuvent aussi apporter une assistance technique au processus de transaction. Ces points sont également examinés dans le guide susmentionné.

### 7.5.2 Gérer les risques

Les autorités doivent recenser les principaux risques associés au projet, évaluer quelle partie est la plus en mesure de supporter chacun d'eux, et examiner les moyens de les atténuer. Les risques doivent être attribués à la partie qui peut les gérer au mieux ou à celle qui peut les atténuer au moindre coût. Une gestion appropriée des risques diminue les coûts du projet et attire des investisseurs de qualité.

Pour ce faire, il est recommandé aux autorités de compléter une matrice de risques comparable à celle présentée au tableau 7.1. Elles doivent :

- Recenser les risques du projet (colonne 1)
- Déterminer leur origine (colonne 2)
- Définir leur répartition (colonne 3).

Les autorités peuvent se reporter au guide « *Concessions for infrastructure. A guide to their design and award* » pour de plus amples informations sur l'identification et la répartition des risques, et des conseils pour compléter la matrice présentée au tableau 7.1<sup>12</sup>.

Le tableau 7.2 décrit en outre les principaux risques que présente un projet de TEI (le risque et la catégorie

de risque y figurent en caractère gras), les raisons les plus courantes à l'origine de chaque risque, et le mode d'attribution détaillé du risque. Le tableau précise également, le cas échéant, les différences entre les risques liés aux appels d'offres en phase initiale et ceux des appels d'offres en phase avancée.

### 7.5.3 Établir le contrat

Les autorités doivent établir un contrat de TEI qui définit clairement les droits et obligations respectifs des autorités et de l'investisseur privé. Le contrat de TEI – également connu sous le nom de contrat de service de transport d'électricité (CSTE) – doit être rédigé de manière à être applicable et compatible avec tous les accords qui lui sont associés (comme les garanties ou autres mécanismes de rehaussement du crédit).

Un CSTE bien défini est un élément essentiel pour que le projet puisse bénéficier de financements. Il doit renfermer des dispositions visant à atténuer certains des risques recensés à la section 7.5.2. Dans tous les cas, ces conditions doivent être rédigées en termes clairs et mesurables, de manière à être juridiquement exécutoire. Le tableau 7.3 résume les principales dispositions qui doivent figurer dans le CSTE et les accords associés.

Les autorités doivent aussi évaluer et définir la meilleure structure alternative pour le projet de TEI, à savoir si l'entreprise privée sera propriétaire des actifs de transport, si ces derniers seront transférés à l'issue du contrat, etc. Le tableau 7.4 présente les principales structures de PPP que les autorités doivent prendre en considération lorsqu'elles élaborent le contrat de TEI le plus adapté à leur pays. L'analyse ne tient pas compte des structures de PPP dans le cadre desquelles l'entreprise privée n'est pas responsable du financement et de la construction de tous les nouveaux projets de transport. C'est pourquoi les contrats de gestion, d'opération et maintenance, ou de location ne figurent pas dans le tableau.

**Tableau 7.1** Matrice de risques

1. Quel est le risque ?	2. Quelle est son origine ?	3. Comment l'attribuer ?

Source : Adapté du tableau 3.2. M. Kerf et al., « *Concessions for infrastructure. A guide to their design and award* », Technical Paper n° 389, (1998), <https://tinyurl.com/zgamefg> (consulté le 13 mars 2017).

**Tableau 7.2** Principaux risques liés à un projet de TEI

Quel est le risque ? (catégorie de risqué, risque)	Quelle est son origine ?	Comment l'attribuer ?
<b>Travaux préliminaires ;</b> Échec ou retard concernant l'obtention des droits de passage, des licences ou autres autorisations (non applicables aux appels d'offres en phase avancée)	Les propriétaires fonciers le long du tracé refusent d'accorder les droits de passage nécessaires au promoteur ; ou bien les organismes publics refusent les licences sans raison valable	Peut être attribué aux autorités (phase avancée) ou à l'entreprise de TEI (phase initiale). Dans le second cas, les autorités doivent assurer des procédures de décision/d'arbitrage en temps opportun et prendre des mesures avisées pour apporter une aide à l'entreprise de TEI dans le cas où elle ne parviendrait pas, malgré tous ses efforts, à obtenir les licences ou autorisations nécessaires
<b>Risque lié à la construction</b> Dépassement des coûts	Relève de l'entreprise de TEI (pratiques de construction inefficaces par exemple)	L'entreprise doit endosser le risque dans le cadre d'un contrat de construction à prix fixe (généralement un contrat EPC)
<b>Risque lié à la construction</b> Retard dans l'achèvement des travaux	Relève de l'entreprise de TEI (manque de coordination des sous-traitants par exemple)	L'entreprise risque des sanctions pour mise en service tardive
	Ne relève pas de l'entreprise de TEI (cas de force majeure par exemple)	Le risque de force majeure est supporté par les autorités, selon les dispositions détaillées des clauses de force majeure
<b>Risque lié à la construction</b> Nature défavorable du terrain	Les études géotechniques requises ne sont généralement pas disponibles au cours des premières phases de développement du projet (avant la construction par exemple)	Risque supporté par l'entreprise de TEI
<b>Risque d'exploitation</b> Dépassement des coûts d'exploitation	Mauvaise gestion des coûts d'exploitation par l'entreprise de TEI	Risque supporté par l'entreprise de TEI
<b>Acheteur</b> Paiement non effectué par l'acheteur (pour des raisons commerciales)	L'acheteur est confronté à des problèmes de trésorerie et ne peut remplir ses obligations de paiement envers l'entreprise de TEI	Risque supporté par les autorités. Pour l'atténuer, elles peuvent par exemple prévoir des dispositifs de dépôt de garantie, des mécanismes de rehaussement du crédit, ou faire appel aux IFS
<b>Financement</b> Les fonds nécessaires au financement du projet ne sont pas versés	Un créancier ou un bailleur de fonds qui s'est engagé à financer le projet décide de l'abandonner, ou est confronté à une situation d'insolvabilité ou de faillite, etc.	Risque supporté par l'entreprise de TEI
<b>Taux de change</b>	Dévaluation ou fluctuations de la monnaie locale	Risque supporté par les autorités si les revenus sont en dollars. Risque supporté par l'entreprise de TEI si une partie des revenus est en monnaie locale — l'entreprise peut se couvrir contre ce risque

*(le tableau continue à la page suivante)*

**Tableau 7.2 suite**

<b>Quel est le risque ? (catégorie de risqué, risque)</b>	<b>Quelle est son origine ?</b>	<b>Comment l'attribuer ?</b>
<b>Réglementaire</b> Amendements de la loi	Le cadre juridique évolue (taxes ou normes environnementales)	Risque normalement supporté par l'entreprise de TEI (pourrait l'être par les autorités quand il s'agit de changements fondamentaux et entièrement imprévisibles, comme le passage d'un marché libre à une planification centralisée)
	Modifications du cadre juridique ou contractuel qui touchent directement et spécifiquement l'entreprise chargée du projet	Risque assumé par les autorités
<b>Force Majeure</b> Catastrophes naturelles et cas de force majeure	Catastrophes naturelles et cas de force majeure, notamment (mais sans s'y limiter) inondations, séismes, émeutes et grèves	Risque pour l'assureur, si le risque était assuré ; sinon, le risque de force majeure est supporté par les autorités, selon les dispositions détaillées des clauses de force majeure
<b>Environnemental et social</b> Les consultations avec les collectivités concernées sont infructueuses (non applicable aux appels d'offres en phase avancée)	Le dialogue avec les collectivités est instauré trop tardivement	Phase initiale : l'entreprise de TEI endosse le risque, qui peut être atténué par le recours à des consultants locaux versés en la matière. Phase avancée : risque supporté par les autorités
<b>Environnemental et social</b> Les évaluations des impacts environnementaux et sociaux découvrent des zones sensibles le long du tracé (non applicable aux appels d'offres en phase avancée)	Une fois l'Évaluation des impacts environnementaux et sociaux achevée	Phase initiale : risque supporté par l'entreprise de TEI. Pour l'atténuer, elle devra généralement modifier le tracé Phase avancée : risque supporté par les autorités
<b>Politique</b>	Rupture ou résiliation de contrat ; expropriation, expropriation rampante, etc.	Risque pour l'assureur (assurance contre le risque politique), si le risque était assuré ; sinon, il est supporté par l'entreprise de TEI ; en cas de résiliation du contrat, les autorités lui verseront une indemnisation
<b>Transfert</b> Différends lors du transfert de l'actif aux autorités	Les spécifications de qualité n'étaient pas (ou mal) définies	Le contrat doit comporter des spécifications détaillées de la qualité et des prix

Source : Adapté du tableau 3.2. M. Kerf et al., « Concessions for infrastructure. A guide to their design and award », Technical Paper n° 389, (1998), <https://tinyurl.com/zgamefg> (consulté le 13 mars 2017).

**Tableau 7.3** Résumé des dispositions essentielles que doivent comporter le CSTE et les accords associés

Disposition	Description
Spécifications du produit	<p>Spécification exacte du produit — ligne électrique, sous-station, ou les deux ; emplacement ; longueur ; tension ; capacité de transport, etc. Les exceptions sont aussi clairement énoncées.</p> <p>Cette disposition définit ce que le projet de transport financé par le secteur privé apportera à la société. Elle doit être rédigée en termes clairs et mesurables, de manière à être juridiquement exécutoire.</p>
Validité et durée	Définition et spécification du calendrier du projet, des principales étapes, de la durée du contrat, et de la date d'achèvement prévue.
Indicateurs de performance clé (IPC)	<p>Des IPC doivent être définis et clairement spécifiés dans le contrat. Dans un CSTE, les principaux portent sur les obligations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise en service (obligation de mettre la ligne en service avant une date précise par exemple)</li> <li>• Disponibilité de la ligne après sa mise en service (par opposition au volume d'énergie acheminée ou à l'utilisation de la ligne). L'objectif de disponibilité est généralement proche de 98 %.</li> </ul>
Modalités de suivi et d'exécution	<p>La façon dont le suivi des IPC sera assuré, les modalités de vérification, et les conséquences liées à des niveaux de performance autres que ceux demandés. Ces dernières peuvent consister en sanctions et en primes.</p> <p>Un contrat doit par exemple imposer des sanctions si l'investisseur ne satisfait pas à l'obligation de mettre la ligne en service à une date déterminée. Un échec persistant à effectuer cette mise en service doit également entraîner la résiliation du contrat.</p>
Mécanismes de paiement	<p>La manière dont la partie privée sera rémunérée pour la fourniture du produit, et par qui.</p> <p>Les paiements aux entreprises de TEI sont d'ordinaire essentiellement déterminés par l'offre retenue et se fondent sur la disponibilité de la ligne. L'entreprise de TEI perçoit des paiements annuels, généralement versés sous forme de mensualités. Les paiements commencent une fois la ligne mise en service<sup>13</sup>.</p> <p>Par ailleurs, la conception des mécanismes de paiement spécifie :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La façon dont les paiements peuvent être ajustés selon la performance</li> <li>• La monnaie dans laquelle les paiements sont effectués</li> <li>• Les modalités d'indexation et les paramètres à utiliser</li> <li>• La périodicité des paiements.</li> </ul>
Adaptation à des changements extérieurs au contrat	<p>Le contrat doit spécifier en quoi les droits et obligations des parties changeront sous l'effet de changements extérieurs au contrat, et spécifier notamment ce qui se produirait :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Si une modification de la loi influant sur les coûts du projet entraînerait une modification des paiements à la partie privée, et dans quelles conditions</li> <li>• Si des fluctuations des variables économiques influent sur les coûts du projet (taux d'intérêt ou de change par exemple), et la façon dont elles seraient traitées</li> <li>• Si la partie privée refinançait son emprunt — selon que les économies éventuelles seraient transférées au secteur public ou pas</li> <li>• Des dispositions pour évaluer les changements non spécifiés dans le contrat.</li> </ul>

(le tableau continue à la page suivante)

**Tableau 7.3 suite**

Mécanismes de règlement des différends	Le contrat doit spécifier la procédure de règlement des différends. En général, cela suppose de définir plusieurs étapes avant que la partie intéressée ait recours à l'arbitrage pour résoudre le différend ou résilier le contrat.  Ces étapes peuvent être les suivantes : notification au niveau opérationnel, communication à un niveau de direction supérieur, publication d'un avis officiel, et présentation d'un plan par une partie défaillante.
Autres obligations gouvernementales	Définition et spécification des obligations gouvernementales. Il peut s'agir de fonctions conservées par les autorités dans le cadre du projet (exploitation du réseau, aide à l'acquisition de terrains, ou exonération de taxes ou de droits par exemple).
Clauses de résiliation	Le CSTE doit clairement établir ce qui se produit en fin de contrat, notamment : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Des clauses de fin de contrat. Procédure d'application des modalités de fin de contrat, notamment (mais sans s'y limiter) les obligations de transfert dans le cadre d'un CEPT ou d'un contrat de nature similaire, ou les paiements de fin de contrat.</li> <li>• Des clauses de résiliation anticipée. Le CSTE doit clairement spécifier les conditions de résiliation du contrat (par l'une ou l'autre des parties ou par suite d'un événement de force majeure), le paiement d'indemnités en cas, par exemple, de résiliation anticipée.</li> </ul>

Source : Development Bank of Jamaica, « Privatisation Policy Framework & Procedures Manual », <http://dbankjm.com/services/ppp-and-privatisation-division/privatisation/privatisation-policy-framework-procedures-manual/> (consulté le 15 mars 2017).

**Tableau 7.4 Structures de PPP pour les contrats de TEI**

#	Structure du PPP	Qui finance l'investissement en capital ?	Qui supporte les risques de construction ?	Qui supporte les risques d'exploitation ?	Qui est propriétaire des actifs ?
1	Construction-exploitation-propriété-transfert (CEPT)	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée
2	Construction-exploitation-propriété (CEP)	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée
3	Construction-transfert-exploitation (CTE)	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée	Entreprise privée
4	Ingénierie, fourniture et construction (EPC)+ financement	Entreprise privée	Entreprise privée	État/entreprise publique	État/entreprise publique

Il n'existe pas de structure spécifique ou optimale pour les projets de TEI. Au contraire, les « concepteurs de projets de PPP doivent examiner les avantages que présentent de nombreux projets et approches. L'analyse des éléments nécessaires à un projet ou à un programme donné doit être menée en fonction de chaque pays, de chaque secteur et de chaque projet »<sup>14</sup>.

Les pays examinés pour ce rapport n'ont pas appliqué la même structure aux projets de TEI, mais tous ont réussi à attirer les financements privés aux fins d'investissement dans de nouveaux actifs de transport d'électricité. L'un des éléments qui les distingue est le moment où l'actif est transféré.

Au Brésil, au Pérou et en Inde, les appels d'offres portent sur des contrats **CEPT** (type 1, tableau 7.4). L'actif est transféré à l'issue du contrat. Comme les actifs de transport sont des actifs de longue durée, ils auront encore une durée de vie utile à l'expiration du contrat. Les conditions de transfert doivent donc comporter diverses mesures, comme l'évaluation de l'état de l'actif, ou des obligations de dépenses minimum de maintenance en fin de contrat pour garantir le bon état de l'actif transféré.

Au Chili, les contrats de TEI sont de type **CEP** (type 2, tableau 7.4). Les entreprises privées sont propriétaires des actifs pour une durée indéterminée et ne transfèrent pas les actifs de transport à expiration du contrat. Le contrat garantit les revenus pendant une période initiale, ceux-ci étant ultérieurement déterminés par voie réglementaire. C'est le seul exemple, parmi les études de cas réalisées, de propriété privée de durée indéterminée des actifs de transport dans le cadre d'un appel d'offres de TEI.

Une autre possibilité consiste pour l'entreprise privée à financer l'actif, à percevoir des paiements sur une longue durée en fonction de ses résultats opérationnels, et à transférer l'actif beaucoup plus tôt. C'est le modèle que nous désignons sous le nom de construction-transfert-exploitation ou **CTE** (type 3, tableau 7.4). L'actif pourrait par exemple être transféré à l'entreprise publique de transport d'électricité dès sa mise en service, les coûts d'investissement étant récupérés sur une durée contractuelle de 30 ans.

Les pays sélectionnés ne présentent pas d'exemple de contrat CTE. Le transfert anticipé de la propriété des actifs n'est pas un modèle courant dans le cadre du financement de projet. En principe, il devrait offrir des incitations comparables à celles des contrats de TEI classiques. Pour cela, il faudrait toutefois que le transfert de propriété soit purement théorique et n'entraîne de la part du nouveau propriétaire aucune intervention susceptible d'influer sur les coûts ou sur

la performance. Il faudrait aussi fournir une garantie autre que la garantie suprême que confère la propriété de l'actif.

Une dernière solution consiste pour l'entreprise privée à financer l'actif de transport, à en transférer la propriété après sa mise en service sans plus assumer de responsabilité d'exploitation, et à être remboursée, par exemple, sur 30 ans. Nous désignons ce modèle sous le nom d'**EPC+financement** (type 4, tableau 7.4). Cette approche ne produit aucun gain d'efficacité puisque l'entreprise ne supporte par le risque lié aux résultats sur toute la durée de vie du projet.

#### ***Des mécanismes de rehaussement du crédit seront peut-être nécessaires***

Dans le cadre de cette étape, les autorités doivent également examiner s'il convient de prévoir des mécanismes de rehaussement du crédit. Ceux-ci seront éventuellement nécessaires pour permettre au projet d'obtenir des financements. Si c'est le cas, c'est à ce stade que les autorités doivent les mettre au point. Ces mécanismes sont généralement régis par des documents distincts annexés au CSTE.

On citera parmi les dispositifs de rehaussement du crédit les accords d'appui gouvernemental, les garanties partielles de risque (GPR), et les garanties de crédit. Les autorités auront éventuellement intérêt à prendre contact avec des institutions comme l'Agence multilatérale de garantie des investissements (MIGA), ou d'autres organisations multilatérales qui proposent et apportent une assistance pour la mise au point de produits de rehaussement du crédit. La Banque mondiale et d'autres organisations multilatérales fournissent aussi des modèles que les autorités peuvent consulter à titre de référence.

#### **7.5.4 Préparer la procédure d'appel d'offres et établir le dossier correspondant**

Les autorités doivent préparer la procédure d'appel d'offres qui permettra de sélectionner les soumissionnaires et de les inviter ensuite à présenter leurs offres. Les autorités doivent à ce stade :

- Établir la procédure d'évaluation et les critères de sélection des soumissionnaires
- Définir le calendrier de l'appel d'offres
- Établir le dossier d'appel d'offres.

Pour ce faire, elles doivent envisager de constituer un **comité d'évaluation** qui sera chargé de procéder à ces travaux et à tous les autres jusqu'au bouclage

financier du projet. L'équipe d'évaluation pourra être constituée de membres du comité, d'autres responsables publics, de conseillers en transaction (ceux engagés dans le cadre de l'étape 7.5.1 ou d'autres), ou d'une combinaison de ces derniers.

### **Établir la procédure d'évaluation et les critères de sélection des soumissionnaires**

Cette procédure peut être conçue de différents façons. Elle peut comporter une ou deux étapes. Elle peut prévoir, ou pas, une présélection des soumissionnaires avant le lancement de l'appel d'offres. Pour faire leur choix, les autorités doivent étudier les différentes solutions, examiner les pratiques d'autres pays, et s'appuyer sur les modèles-type disponibles.

Les autorités devront d'abord se prononcer en faveur d'un appel d'offres en une ou deux phases. Comme décrit à l'encadré 7.3, les principales différences entre ces deux approches interviennent dans la phase de soumission des offres.

Les autorités ou les entités contractantes présélectionnent généralement les soumissionnaires afin de ne recevoir d'offres que de parties compétentes. Les soumissionnaires sont en outre plus enclins à s'investir dans la préparation de l'offre lorsque le nombre de soumissionnaires comparables est limité. C'est généralement le cas des appels d'offres pour des projets de TEI.

Pour préparer la **phase de présélection**, les autorités doivent définir les critères de sélection et la méthode d'évaluation des candidatures. Les

critères portent généralement sur le respect d'obligations techniques et financières, la présentation de garanties de soumission, etc. — que les entreprises publiques soient autorisées à soumissionner ou pas (voir l'analyse à l'encadré 6.10). L'évaluation des candidatures peut reposer sur un système binaire (échec ou réussite), ou sur la notation de chaque critère.

Pour préparer la **phase d'offres**, les autorités doivent aussi établir la procédure et les critères d'évaluation des offres, à savoir :

- Définir la procédure d'évaluation des offres — cela suppose généralement que les soumissionnaires réaffirment leurs compétences et présentent une offre technique et financière
- Déterminer les critères d'évaluation des offres — à savoir la méthode utilisée pour comparer les offres techniques, décider si celles-ci doivent respecter des niveaux minimums, et fixer le prix plafond
- Fixer le mode de présentation des offres — format, mode de remise, etc.

Les études de cas figurant à l'annexe A fournissent des exemples de procédures d'évaluation et de critères de sélection utilisés dans le cadre d'appels d'offres dans différents pays. Au Pérou, par exemple, le soumissionnaire doit disposer d'un niveau plancher de fonds propres et d'actifs (qui varie selon les spécifications du projet de transport) et doit avoir exploité des réseaux de transport d'électricité satisfaisant à des conditions minimales en termes de longueur,

## **Encadré 7.3 Appel d'offres en une ou deux phases**

Le guide de la Banque mondiale « *Toolkit for PPPs in Roads and Highways* » définit les deux approches comme suit :

- **Procédure en une phase** : « Quand les autorités ont une idée précise des solutions et spécifications techniques souhaitées. Les entreprises présélectionnées sont invitées à soumettre des offres respectant rigoureusement le cahier des charges qui leur est imposé. Le choix final se fonde sur les seuls aspects « financiers », et la marge de négociation du candidat retenu est faible. »
- **Procédure en deux phases** : « Quand des incertitudes concernant les solutions techniques à retenir persistent, il n'est pas toujours souhaitable ou possible d'établir

d'avance toutes les spécifications techniques. C'est généralement le cas des grands projets complexes de PPP [partenariats public-privé]. On peut alors définir une procédure en deux phases. Durant la phase 1, les soumissionnaires sont invités à présenter des propositions techniques non chiffrées, fondées sur un plan conceptuel ou des spécifications de performance. Ces derniers font ensuite l'objet de mises au point techniques et commerciales et de révisions. Durant la phase 2, le dossier d'appel d'offres modifié est publié, et les propositions techniques définitives et les offres de prix sont soumises et évaluées ».

de tension et de capacité de transmission. Les prix doivent être exprimés en dollars, et le marché est accordé au soumissionnaire qui propose le coût de service le plus bas – calculé par la somme des coûts annuels d'exploitation et de maintenance et le remboursement annuel des coûts d'investissement, au moyen d'un taux annuel réel de 12 % sur une période de 30 ans.

Le module 5 du guide « *Toolkit for PPPs in Roads and Highways* » décrit en détail la marche à suivre pour mettre en œuvre et contrôler la procédure de passation de marché, et les différentes étapes nécessaires à l'élaboration de la procédure d'appel d'offres (voir l'étape 3 portant sur la passation de marchés publics)<sup>15</sup>.

### Définir le calendrier de l'appel d'offres

La mise au point préalable d'un calendrier réaliste est essentielle au bon déroulement d'un appel d'offres. Les autorités doivent établir un calendrier comportant toutes les étapes stratégiques pour l'investisseur jusqu'au bouclage du financement du projet, notamment :

- L'invitation à candidature
- La date limite de soumission des candidatures
- La notification aux candidats présélectionnés
- La publication du dossier d'appel d'offres
- La conférence des soumissionnaires (si elle est prévue)
- La date limite pour les demandes de précision (et pour les modifications au projet de dossier d'appel d'offres, si possibles)
- La date limite de soumission des offres
- La notification de l'attribution du marché.

Les autorités devront en outre établir un calendrier interne comportant toutes les mesures requises en interne pour respecter le calendrier ci-dessus, à savoir l'évaluation des candidatures, celle des offres,

la mise au point définitive et l'approbation du dossier d'appel d'offres. Certaines devront être approuvées par un ministre ou par le Cabinet – généralement les accords de rehaussement du crédit ; les autorités doivent prendre en compte ces divers éléments.

### Établir le dossier d'appel d'offres

Le dossier d'appel d'offres comprend normalement les documents suivants :

- Une version préliminaire du CSTE
- L'appel à propositions
- D'autres accords. Si les autorités décident de prévoir des dispositifs de rehaussement du crédit, ceux-ci doivent également être désignés, et une version préliminaire doit être intégrée au dossier.

L'appel à propositions contient généralement une note d'information aux soumissionnaires, des instructions à leur intention, une description des critères de sélection des soumissionnaires et de la procédure d'évaluation, et des modèles d'offres.

Pour établir le dossier d'appel d'offres, les autorités auront éventuellement intérêt à étudier les pratiques internationales en la matière ou les modèles-type des organisations multilatérales. De nombreux pays publient leurs dossiers d'appel d'offres en ligne. La Banque mondiale, par exemple, propose en ligne des modèles type de dossier, des conseils pour établir les documents qui le composent, des exemples de dossiers pour des projets conduits dans différents pays, et d'autres références utiles – des lois relatives à la passation de marchés publics ou des listes de contrôle à l'usage des autorités pendant la procédure par exemple<sup>16</sup>.

Les autorités pourront aussi engager des experts juridiques (si ce n'est pas encore fait) pour établir les documents (en particulier le CSTE).

## 7.6 Exécuter l'appel d'offres



Les autorités doivent exécuter l'appel d'offres conformément au calendrier défini à la section 7.5.4. Avec l'assistance de leur conseiller en transaction,

elles doivent publier le dossier d'appel d'offres, évaluer les offres, attribuer le marché et boucler le financement du projet.



### 7.6.1 Publier le dossier d'appel d'offres

Les autorités remettront le dossier d'appel d'offres aux soumissionnaires présélectionnés. Tous les documents le composant doivent donc être définitivement établis et approuvés avant la date convenue pour l'étape « publication du dossier d'appel d'offres ».

Les autorités peuvent décider de facturer le dossier d'appel d'offres aux soumissionnaires. Dans le cas contraire, elles pourront publier le dossier sur la page web de l'entité responsable de la procédure.

Le délai accordé aux soumissionnaires pour établir leur offre sera fonction du type d'appel d'offres retenu – en phase initiale ou avancée. Pendant cette période, les autorités doivent gérer les relations avec les soumissionnaires. Elles doivent répondre aux demandes de précision (et modifier les versions préliminaires des documents si cela est autorisé) et fournir des informations supplémentaires. Parfois, elles créent une salle des données virtuelle où les soumissionnaires peuvent consulter et obtenir tous les renseignements pertinents, qui y sont centralisés.

Les autorités seront aussi chargées de recevoir et de traiter les offres. Pour cela, elles doivent veiller à ce que les soumissionnaires puissent soumettre leurs offres conformément aux instructions qui leur ont été adressées. À titre d'exemple, si les soumissionnaires doivent remettre des offres sur papier, les autorités doivent veiller à ce que l'urne où elles doivent être déposées soit disponible à la date et à l'endroit spécifiés. Elles doivent aussi prévoir un endroit sûr pour les conserver jusqu'à l'évaluation.

### 7.6.2 Évaluer les offres

Les autorités doivent évaluer les offres suivant les critères et la procédure établis dans l'appel à propositions. Cette opération comporte généralement plusieurs étapes :

- Vérifier que les offres comprennent tous les formulaires demandés et que ces derniers sont entièrement complétés. Dans le cas contraire, elles doivent être refusées.
- Vérifier que les soumissionnaires satisfont toujours aux critères de sélection. Dans le cas contraire, les offres doivent être refusées.
- Examiner les propositions techniques et les évaluer à l'aune des critères techniques définis à la section 7.5.4. Si un niveau minimum a été défini, les offres qui obtiennent une note inférieure à celui-ci doivent être refusées.
- Examiner les propositions financières et les évaluer à l'aune des critères financiers définis à la section 7.5.4. – les classer par exemple du prix le plus bas au plus élevé.

Une fois cette opération terminée, les autorités doivent établir un rapport d'évaluation. Celui-ci doit préciser si des offres ont été refusées (lesquelles, combien, et pourquoi), et comporter une liste qui classe tous les soumissionnaires et annonce clairement lequel a obtenu la meilleure évaluation.

### 7.6.3 Attribuer le marché

L'équipe doit recommander aux autorités le meilleur soumissionnaire, les principaux éléments de négociation, et la procédure à suivre pour boucler le financement du projet. Dans certains cas, les personnes chargées d'évaluer la procédure seront habilitées à désigner le soumissionnaire privilégié.

La recommandation doit se fonder sur le rapport d'évaluation (établi à l'étape 7.6.2), mais doit également comporter les éléments suivants :

- Une description détaillée du projet présenté par le soumissionnaire privilégié – spécifiant en quoi il satisfait aux critères d'évaluation
- Les principaux risques et les coûts estimés du projet
- Une déclaration recommandant le projet et le soumissionnaire privilégié – y compris les avis d'autres entités gouvernementales concernées et intéressées (le ministère de l'Énergie et le ministère des Finances par exemple)
- Les principaux éléments que les autorités doivent envisager de négocier
- La procédure à suivre pour boucler le financement du projet.

Les principaux éléments de négociation peuvent porter sur différents aspects du projet – les questions concernant les droits de passage ou les terrains, la durée de la concession, les possibilités de renégociation, les critères techniques et financiers inclus dans l'appel à propositions, etc. Il est toutefois recommandé aux autorités de limiter le nombre de ces éléments et d'en privilégier, en général, deux ou trois parmi ceux évoqués ci-dessus<sup>17</sup>.

### Boucler le financement du projet

Plusieurs opérations doivent être conduites avant l'attribution du marché et le début des travaux. Les autorités doivent vérifier que les négociations contractuelles sont terminées, que le contrat – et tout accord y afférent – est signé, et que toutes les licences et autorisations ont été obtenues. Mais cela ne suffit pas. Il leur faut réunir les financements nécessaires au projet, étape dite du « bouclage financier ».

Le **bouclage financier** « signifie que la totalité du capital social du projet fait l'objet d'engagements

inconditionnels, que tous les documents de prêt ont été signés, et que plus rien ne s'oppose au décaissement des prêts ». Cette définition peut toutefois varier selon les pays et le type de contrat ou de projet – certains désignent cette phase sous le nom de « clôture financière ». Une définition plus particulière au bouclage financier de projets entièrement nouveaux et de concessions est la suivante : « l'existence d'un engagement juridiquement contraignant qui oblige les détenteurs du capital ou les créanciers à fournir ou à mobiliser les fonds nécessaires au projet. Les financements doivent représenter une part substantielle du coût du projet, et garantir la construction de l'infrastructure<sup>18</sup> ».

Cette opération suppose ce qui suit :

- Obtenir toutes les licences et autorisations nécessaires (en particulier dans le cas d'appels d'offres en phase initiale)
- Acquérir les droits de passage et les terrains si ce n'est pas fait (en particulier dans le cas d'appels d'offres en phase initiale)
- L'accord des parties prenantes – celles qui constituent la société de projet (très probablement une entité *ad hoc*)
- L'accord de rehaussement de crédit (s'il est prévu)
- Les accords de financement – les créanciers procèdent généralement à leurs propres vérifications préalables (qui portent sur les principaux accords, notamment le CSTE et l'accord de rehaussement du crédit) avant de mobiliser et d'apporter leurs financements
- Les accords avec les sous-traitants, les assureurs, etc. – par exemple, le contrat EPC avec les

sous-traitants chargés de la construction et le contrat d'exploitation et maintenance avec ceux qui sont chargés de ces opérations.

### **Élaborer et adopter un plan de gestion du contrat et convenir de son exécution**

Les autorités doivent aussi définir et adopter une procédure de gestion et de suivi des modalités contractuelles. Celle-ci constituera le plan de gestion du contrat.

L'élaboration du plan de gestion du contrat doit débuter durant la phase 7.6.4, mais son exécution se poursuivra jusqu'à la fin du contrat – pendant les phases de construction, d'exploitation et de maintenance, et de transfert des actifs (le cas échéant).

Comme décrit à la section 7.3.1, le comité de gestion du contrat doit être responsable du contrôle et de la gestion de toutes les questions contractuelles. Il remplira une fonction cruciale, par exemple, en aidant l'exploitant du réseau de transport d'électricité à administrer le projet de TEI (dont l'ensemble des communications et rapports entre les parties) ou en établissant un système d'alerte avancée afin d'informer le ministère des Finances de tout risque susceptible de déclencher une garantie de l'État.

Les autorités trouveront d'autres informations et directives pour élaborer et appliquer le plan de gestion du contrat dans le module 5 du guide « *Toolkit for PPPs in Roads and Highways* » (voir l'étape 5 portant sur la gestion du contrat). L'encadré 7.4 résume les principales mesures qu'elles doivent envisager dans le cadre de l'élaboration du plan de gestion du contrat.

## **Encadré 7.4 Gestion du contrat**

L'élaboration du plan de gestion du contrat comprend :

- La définition des règles fondamentales – par exemple :
  - Comment le comité de gestion du contrat vérifiera que les normes de qualité et les spécifications techniques sont respectées pendant la construction
  - La procédure de contrôle et de notification de la performance du projet pendant l'exploitation
  - La partie chargée de payer les coûts de contrôle.
- La définition des protocoles de communication et de notification entre l'investisseur privé, les autorités, et les autres parties
- La définition des responsabilités de l'investisseur privé et des entités gouvernementales, et la façon dont ceux-ci doivent rendre des comptes
- Le suivi et la gestion des risques contractuels, et la mise en place d'un système d'alerte avancée pour informer, le cas échéant, le ministère des Finances
- La planification de la procédure à suivre pour prendre en compte les modifications apportées au CSTE.

## Remarques

1. Les travaux préliminaires ne comprennent pas forcément l'acquisition proprement dite des droits de passage. Le soin de conclure cette opération peut être laissé à l'entreprise de TEI. En général, les autorités concluent un accord avec le propriétaire, et le TEI (une fois l'appel d'offres adjugé) paie le prix du terrain ou des droits de passage. Les dispositions peuvent toutefois varier selon les pays.
2. Le critère n-1 suppose entre autres 1) qu'aucun équipement du réseau ne fonctionne en dehors de sa capacité nominale à long terme et que les tensions du réseau ne dépassent jamais les limites de sécurité, dans des conditions d'exploitation « normales » (par exemple, si le réseau est intact) ; 2) que des pannes imprévues ne porteront pas les charges des circuits à des niveaux supérieurs aux puissances applicables, et ne provoqueront pas d'instabilité ou de coupures en cascade, des variations excessives de tension, ou une interruption générale de la charge.
3. Dans l'idéal, l'étude de faisabilité aura été réalisée moins de deux ans auparavant, mais ce délai peut varier selon le projet et les pays.
4. Il est impossible d'évaluer isolément la faisabilité d'un projet de transport. Cette étude doit intervenir dans le cadre d'un plan de développement du transport d'électricité. Elle doit confirmer que le projet peut être financé ou, plus exactement, que cette étape du plan de développement peut l'être.
5. La Power Grid Corporation of India Ltd (PGCIL), une entreprise publique détenue par le gouvernement national, fait fonction de « service public central de transport d'électricité ». Elle intervient en tant qu'intermédiaire, et perçoit et distribue les revenus dérivant des tarifs de transport.
6. Banque mondiale, « Toolkit for PPPs in Roads and Highways: Market Sounding », *Public-Private Infrastructure Advisory Facility*, (2009), <https://ppiaf.org/sites/ppiaf.org/files/documents/toolkits/highwaystoolkit/6/pdf-version/5-92.pdf>
7. Banque mondiale, « Toolkit for PPPs in Roads and Highways: Market Sounding ».
8. Banque Internationale pour la reconstruction et le développement, Banque mondiale, Banque asiatique de développement, et Banque interaméricaine de développement, « Guide de référence des PPP » Version 2.0, *Public-Private Infrastructure Advisory Facility*, (2014), <http://api.ning.com/files/Iumatxx-0jz3owSB05xZDkmWIE7GTVYA3cXwt4K4s3UyoNtPPRgPWYO1ILrWaTUqybQeTXIeuSYUxbPFWlysyNI5rL6b2Ms/PPReferenceGuidevo2Web.pdf> (consulté le 17 mars 2017).
9. Section 3.2.3. « Évaluation de l'optimisation des ressources ».
10. Banque mondiale, « A guide for hiring and managing advisors for private participation in infrastructure », volume 3, *PPIAF* (2001), <http://documents.worldbank.org/curated/en/347941468766772652/pdf/multiopage.pdf> (consulté le 10 mars 2017).
11. Banque mondiale (2001).
12. M. Kerf et al. (1998), voir la section 3.
13. Les contrats de TIE varient selon que le paiement est effectué après une mise en service anticipée (avant la date prévue par le contrat) ou pas.
14. Delmon, J., « Understanding Options for Public-Private Partnerships in Infrastructure. Sorting out the forest from the trees: BOT, DBFO, DCMF, concession, lease . . . », *Policy Research Working Paper 5173*, Banque mondiale, 2010, <http://documents.worldbank.org/curated/en/999661468323693635/pdf/WPS5173.pdf> (consulté le 10 mai 2017).
15. Banque mondiale (2009).
16. Centre de ressources des PPP dans le secteur des infrastructures, « Procurement Processes and Bidding Documents », dernière mise à jour : août 2016, <https://pppworldbank.org/public-private-partnership/overview/practical-tools/procurement-bidding#guidelines> (consulté le 15 mars 2017).
17. Banque mondiale (2009) ; Module 5, étape 4.
18. Banque mondiale (2009) ; Module 5, étape 4.

## ANNEXE A

# Études de cas

Cette annexe présente cinq études de cas qui décrivent les pratiques mises en place par le Brésil (A.1), le Chili (A.2), l'Inde (A.3), le Pérou (A.4), et les Philippines (A.5) pour faire appel à l'investissement privé dans le secteur du transport d'électricité. Les quatre premières présentent des exemples de pays qui ont intensifié les investissements dans ce domaine au moyen du modèle économique du transport d'électricité indépendant (TEI), la cinquième celle d'un pays qui a opté pour la participation du secteur privé dans le cadre d'un modèle portant sur l'ensemble du réseau.

Chaque étude est structurée comme suit :

- Raisons ayant motivé le recours à l'investissement privé dans le transport d'électricité
- Structure du secteur de l'électricité
- Panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité
- Cadre législatif et réglementaire
- Planification du transport d'électricité
- Forme contractuelle
- Procédure de passation de marché
- Résultats.

### A.1 Cas 1 : Brésil

Cette section explique les raisons qui ont motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur de l'électricité au Brésil, dresse un panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité, présente le cadre juridique et réglementaire qui a ouvert la voie à cette participation, ainsi que la forme contractuelle et la procédure de passation de marché pour la mise en adjudication des lignes électriques et les résultats de la participation du secteur privé dans le secteur.

#### A.1.1 Raisons ayant motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur du transport d'électricité

Jusqu'au milieu des années 90, le secteur de l'électricité au Brésil était intégré verticalement et géré par l'État. Tous les distributeurs appartenaient à l'État dans lequel ils opéraient. Les entreprises de production et de transport d'électricité étaient publiques, et appartenaient soit au gouvernement fédéral, soit aux différents États<sup>1</sup>. Le gouvernement<sup>2</sup> fixait les prix de gros et de détail. Il se servait des tarifs pour contenir l'inflation, et les tarifs déconnectés des coûts se sont traduits par un sous-investissement considérable.

En 1995, le gouvernement a engagé un vaste programme de réformes. Le secteur a été démantelé et privatisé. Un nouveau cadre réglementaire a été établi pour permettre au secteur privé de fournir les services que l'État ne pouvait financer.

L'un des principaux objectifs de la réforme était de développer le réseau pour assurer un approvisionnement suffisant en électricité. Les autres consistaient à améliorer le rendement des entreprises de services publics, à renforcer la compétitivité économique et à rehausser la qualité des services. Pour ce faire, les premières réformes ont créé des grands consommateurs « libres » qui étaient en mesure de négocier les contrats directement avec les producteurs, établi les conditions nécessaires pour faire une place aux producteurs d'électricité indépendants, et assuré un accès équitable aux réseaux de distribution et de transport d'électricité.

#### A.1.2 Structure du secteur de l'électricité

L'hydroélectricité compte pour 75 % de la capacité installée et près de 80 % de l'énergie produite au Brésil<sup>3</sup>. Les centrales hydroélectriques sont réparties sur

12 grands bassins fluviaux et sont souvent équipées de grands réservoirs dotés d'une capacité de stockage pluriannuelle. Les ressources hydrauliques nationales ont fortement influencé le développement du réseau électrique. Le bouquet électrique est aussi assuré par le gaz naturel, le charbon, le pétrole et l'énergie nucléaire.

La propriété des actifs de transport et de production est répartie entre les entreprises publiques qui appartiennent au gouvernement fédéral ou aux États d'une part, et le secteur privé d'autre part. Eletrobras, la plus grande entreprise de services publics fédérale, détient 37 % de la capacité installée. Les 64 distributeurs-détaillants appartiennent soit aux États, soit au secteur privé.

La clientèle est divisée en clients réglementés et (grands) clients non réglementés. Les seconds représentent un quart de la demande. Ils ont le droit de conclure directement des contrats avec les producteurs. Les clients réglementés doivent acheter l'électricité à des entreprises de distribution.

### **Parties prenantes gouvernementales**

Les principales parties prenantes publiques dans le secteur de l'électricité sont les suivantes :

- Le ministère des Mines et de l'Énergie (MME), responsable de la politique énergétique. Il est également chargé de la planification, de l'attribution des concessions hydroélectriques et des lignes électriques, et de la publication des directives relatives aux procédures d'appel d'offres pour les concessions de services publics.
- Le Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), le conseil pour la politique énergétique placé sous l'autorité du MME. Le CNPE conseille le Président sur les questions énergétiques. Il formule aussi des politiques et directives en matière d'énergie, qui permettent au gouvernement de développer les ressources énergétiques nationales.
- L'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), l'organisme de réglementation de l'énergie, est un organisme public chargé d'administrer et de contrôler les concessions d'électricité, de réglementer les tarifs, de régler les différends administratifs entre les agents du secteur de l'électricité, et de définir les critères et méthodes de fixation des tarifs de transport et de distribution.
- L'Opérateur du système national d'électricité (ONS), l'exploitant du réseau, est chargé d'assurer aux usagers du système d'interconnexion national (SIN) la continuité, la qualité et l'efficacité économique de l'approvisionnement en électricité.

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), l'entreprise de recherche énergétique chargée des études stratégiques dans les secteurs de l'électricité et de l'énergie. Ses études appuient le MME dans sa fonction de conception des programmes sectoriels.
- La Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) est la chambre de commercialisation de l'électricité, l'opérateur de marché.

La figure A.1 illustre la structure des relations des institutions publiques du secteur de l'électricité. Le groupe consultatif pour la politique énergétique du Président, le CNPE, en est l'autorité suprême, même si c'est le MME qui formule et applique les politiques. L'EPE et l'ANEEL relèvent du MME, tandis que l'ANEEL réglemente et contrôle l'ONS et la CCEE.

### **A.1.3 Panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité**

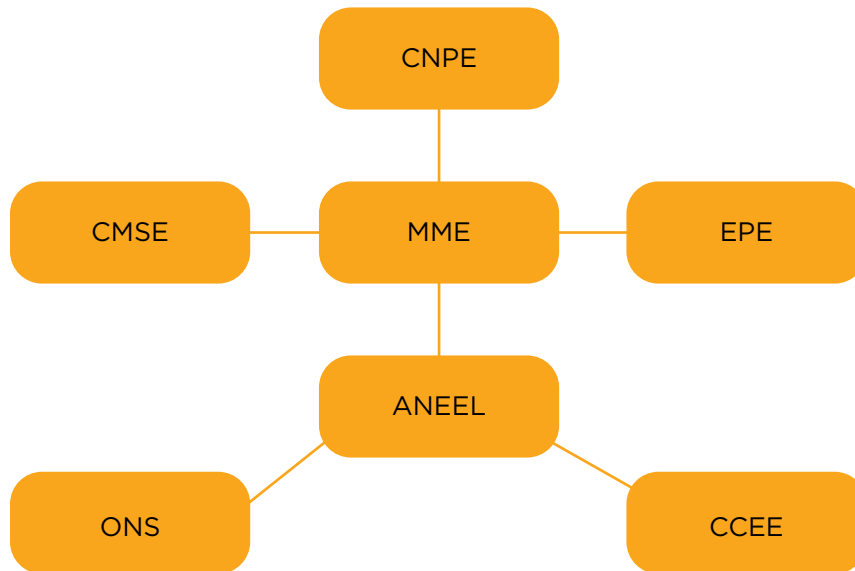
Le Brésil compte environ 65 entreprises de transport d'électricité (privées et publiques)<sup>4</sup>. Eletrobras, l'entreprise publique fédérale, est la plus grande, qui possède environ 57 % des actifs de transport. Le gouvernement fédéral détient près de 54 % d'Eletrobras. Plusieurs entreprises sont à participation mixte, publique et privée. À titre d'exemple, le secteur privé détient 89,5 % de l'entreprise de transport de São Paulo (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, CTEEP), le reste appartenant à l'État de São Paulo.

Entre 2000 et 2010, près de 70 % des investissements dans le transport d'électricité ont été effectués par des investisseurs privés, d'origine nationale et internationale. Les entreprises étrangères y ont investi à hauteur de 30 %, les entreprises privées nationales, à hauteur de 39 %, et les entreprises publiques, fédérales et d'État, à hauteur de 31 %.

### **A.1.4 Cadre législatif et réglementaire**

La libéralisation engagée au milieu des années 90 a été la première réforme de restructuration du secteur de l'électricité brésilien. En 1995, la loi 8.987 a instauré les concessions des services publics. Elle établit les règles fondamentales régissant les concessions et les conditions de mise en adjudication des services publics, et spécifie que les concessions doivent être attribuées dans le cadre d'une procédure concurrentielle<sup>5</sup>.

Par ailleurs, suite aux graves pénuries d'approvisionnement de 2001, le gouvernement a adopté en 2004 plusieurs textes législatifs. La loi 10.847 (2004) a créé l'ENTREPRISES PUBLIQUES D'ELECTRICITE, qu'elle a établie en tant qu'entité principale chargée de la planification du transport d'électricité. La loi 10.848 de 2004 et

**Figure A.1** Les principales institutions du secteur brésilien de l'électricité

Source : Données tirées de la page web de l'ONS, « Relacionamento » [http://www.ons.org.br/institucional\\_linguas/relacionamentos.aspx](http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx) (consultée le 15 mars 2017). CMSE = Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

le décret 5.163 de la même année ont défini les échanges d'électricité entre les différents agents du secteur en créant deux marchés (réglementé et non réglementé) pour la négociation d'accords d'achat d'électricité.

Le Brésil fait appel à un dispositif de plafonnement des revenus pour réglementer le transport d'électricité. Les revenus annuels des lignes électriques sont assujettis à un plafond réglementaire. Ce plafond annuel est essentiellement déterminé par le résultat des appels d'offres. Comme expliqué plus loin, certaines composantes des revenus annuels peuvent, dans une mesure limitée, faire l'objet d'une réévaluation réglementaire.

#### A.1.5 Planification du transport d'électricité

Le MME centralise la planification, qui est fondée sur les études et les informations communiquées par l'EPE et l'ONS. Il existe trois catégories de documents de planification :<sup>6</sup>

- Un plan à long terme (10 ans) établi par l'EPE
- Un plan à court terme (5 ans) établi par l'EPE
- Un document triennal, établi par l'ONS, qui énumère les besoins en matière de renforcement et d'expansion du réseau de transport d'électricité.

Le plan à long terme a une valeur indicative. Le plan à court terme détermine les investissements

nécessaires dans de nouvelles lignes électriques. Il est actualisé chaque année et constitue la base des appels d'offres. L'ONS est en outre chargé de recenser les projets de consolidation et d'expansion du réseau.

Le MME doit approuver tous les plans. Une fois les plans agréés, l'ANEEL engage les procédures d'appels d'offres portant sur les projets de transport d'électricité qui figurent dans le plan à court terme.

#### A.1.6 Forme contractuelle

Les entreprises de transport d'électricité concluent des contrats CEPT de trente ans. Elles signent des contrats avec tous les utilisateurs du réseau de transport. Les utilisateurs de ces services sont les entreprises de production et de distribution, ainsi que les grands clients de la région où la ligne électrique se situe.

Le marché est attribué au soumissionnaire qui propose les revenus annuels les plus bas. L'entreprise de transport percevra ces revenus sous forme de mensualités pendant toute la durée du contrat. Le prix est défini dans la monnaie locale (le réel) et soumis à indexation<sup>7</sup>. Il est en grande partie déterminé par le résultat de l'appel d'offres. Le régulateur peut toutefois en revoir certains aspects lors des déterminations quinquennales des prix. Les révisions interviennent le 5 juillet de chaque année suivant la signature du contrat de concession. L'ANEEL examine les coûts d'investissement, les ajustements pour gains d'efficacité, et d'autres postes<sup>8</sup>.

Des modifications à la façon dont l'ANEEL révisé les tarifs ont accentué le risque réglementaire apparent depuis 2012. Il s'agit notamment de la révision de l'indemnisation des actifs et des renouvellements de concessions, de la façon dont les actifs secondaires détenus par les entreprises de transport d'électricité sont transférés aux entreprises de distribution, et des barèmes minimaux et des procédures concernant les coûts d'exploitation et de maintenance<sup>9</sup>.

Les utilisateurs du réseau apportent des garanties financières aux entreprises de transport d'électricité. Ils établissent un fonds de roulement sur lesquels ils déposent une somme correspondant à trois mois de redevances de transport. Si le compte atteint un niveau inférieur au seuil de trois mois, les utilisateurs peuvent être déconnectés du réseau.

Le contrat précise que l'entreprise de transport d'électricité :

- Est tenue de se procurer le permis environnemental. Le contrat ne prend effet que lorsqu'elle l'a obtenu
- Doit fournir un accès aux tiers qui souhaitent se raccorder à la ligne électrique
- Sera payée en fonction de la disponibilité de la ligne, dont elle doit assurer une disponibilité de 97 %. Si la disponibilité de la ligne est inférieure à l'objectif fixé, l'entreprise sera pénalisée et percevra un paiement d'un montant inférieur. Les pénalités sont toutefois plafonnées à 12,5 % des revenus annuels autorisés<sup>10</sup>
- Sera sanctionnée pour le report de la mise en service à une date ultérieure à la date d'exploitation commerciale
- Doit présenter une garantie de soumission correspondant à 1 % de l'investissement nécessaire estimé. L'ANEEL rend la garantie à tous les soumissionnaires, à l'exception de l'attributaire, dans un délai de cinq jours ouvrables après publication de l'adjudication. Le soumissionnaire retenu doit remplacer la garantie de soumission par une garantie de résultat représentant 10 % des coûts du projet estimés par l'ANEEL. Cette garantie remplace la garantie de soumission ; elle est remboursée par versements échelonnés sous réserve du respect des étapes et délais fixés.

Par ailleurs, le contrat comporte une clause d'expiration qui précise les conditions dans lesquelles le gouvernement peut acheter l'actif de transport d'électricité.

### A.1.7 Procédure d'appel d'offres

L'ANEEL exécute l'appel d'offres. Elle entame la procédure par la publication d'un avis d'appel d'offres et des spécifications techniques.

L'évaluation des offres s'effectue par enchères inversées en une seule étape. L'adjudication est subordonnée à un prix plafond défini par l'ANEEL. Celle-ci fixe un revenu annuel maximum de référence, calculé à partir de plusieurs éléments, dont le coût du matériel, son taux d'amortissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, et le coût du capital. Les soumissionnaires doivent proposer un prix inférieur ou égal au revenu annuel de référence.

Les soumissionnaires doivent satisfaire aux conditions suivantes :

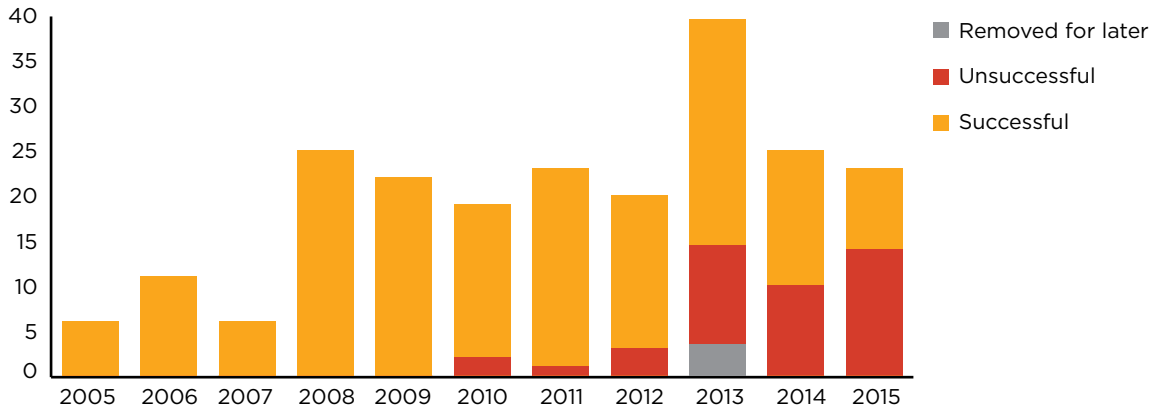
- **Techniques** : le soumissionnaire doit être inscrit au CREA (un conseil régional qui enregistre les entreprises et les particuliers et vérifie leurs qualifications dans leur domaine d'activité). Le soumissionnaire doit fournir la preuve de contrats ou des lettres d'engagement avec tous les sous-traitants concernés. Il doit également apporter la preuve de son expérience en matière de construction, de maintenance, et d'exploitation de réseaux de transport d'électricité et de sous-stations de tension supérieure ou égale à 220 kV
- **Financières** : le soumissionnaire doit disposer d'un montant minimum de liquidités, de fonds propres et de capitaux. Il doit aussi satisfaire aux exigences fiscales, comme le respect des obligations fiscales envers le gouvernement fédéral et le Trésor public.

Par ailleurs, les entreprises de transport d'électricité qui n'ont pas respecté les délais lors d'appels d'offres antérieurs ne peuvent participer à des appels d'offres pendant une période donnée.

L'ANEEL publie la description détaillée de tous les appels d'offres, notamment la taille du projet, son emplacement, le soumissionnaire retenu, le prix et les coûts de construction. Elle publie également les contrats. Ces informations sont publiées en portugais.

### A.1.8 Résultats

L'ANEEL a organisé 38 appels d'offres portant sur plusieurs lots depuis 1999. Ceux-ci ont donné lieu à l'adjudication de 211 concessions de lignes électriques, représentant un total de 69 811 km. La longueur moyenne des lignes est de 295 km, les projets étant compris entre 2 km et plus de 2 500 km<sup>11</sup>.

**Figure A.2 Marchés adjugés et non adjugés (2005–2015)**

Source : Données de l'ANEEL, « Resultados dos Leilões de Geração ». Resumo dos resultados dos leilões de transmissão até, 2015, <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes> (consulté le 10 janvier 2017).

L'adjudication concurrentielle a aussi diminué les coûts. En moyenne pondérée de l'ensemble des marchés adjugés entre 2000 et 2015, les offres retenues ont été inférieures de 22,8 % au revenu annuel estimé par l'ANEEL. Cette réduction a atteint 59,2 % pour certaines lignes. Néanmoins, plusieurs appels d'offres n'ont pas abouti ces dernières années, et d'autres ont été reportés à une date ultérieure. Trente-sept pour cent des lots mis en adjudication entre 2012 et 2015 n'ont pas été adjugés (aucune offre n'a été soumise). À l'inverse, tous les appels d'offres lancés entre 2005 et 2009 ont abouti. La figure A.2 illustre le nombre de lots non adjugés, ceux qui ont été retirés en vue d'un appel d'offres ultérieur, et le nombre de lots adjugés entre 2005 et 2015.

Les appels d'offres ont échoué pour diverses raisons. D'abord, le coût moyen pondéré du capital (CPMC) utilisé par l'ANEEL pour définir le revenu annuel maximum était trop faible, ce qui a dissuadé les investisseurs de soumissionner. Ensuite, les risques d'exécution des projets ont augmenté, qui sont essentiellement liés à des questions environnementales. Le démarrage de plusieurs projets a été retardé en raison des délais nécessaires à l'obtention des permis environnementaux. Des données publiées par l'ANEEL mi-2016 indiquent que 6,2 % des projets retardés à l'époque l'avaient été pour ce motif<sup>2</sup>. Troisièmement, la banque nationale de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a apporté moins de financements à faible coût suite au ralentissement de l'économie brésilienne ces

dernières années. La croissance annuelle du PIB brésilien a décéléré de 3,8 % en 2015, et devait reculer de 3,3 % en 2016.

## A.2 Cas 2 : Chili

Cette section explique les raisons qui ont motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur de l'électricité au Chili, dresse un panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité, présente le cadre juridique et réglementaire qui a ouvert la voie à cette participation, ainsi que la forme contractuelle et la procédure de passation de marché pour la mise en adjudication des lignes électriques et les résultats de la participation du secteur privé dans le secteur.

### A.2.1 Raisons ayant motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur du transport d'électricité

Dans les années 70, le secteur de l'électricité au Chili était verticalement intégré et principalement détenu par l'État. L'investissement dans le secteur était faible, et l'inflation élevée. En 1982, l'économie chilienne a enregistré un recul annuel de 10 %. Compte tenu de la situation économique, les autorités ont engagé au début de 1982 une réforme du secteur de l'électricité qui visait à dégroupier le secteur et à attirer l'investissement dans le cadre d'une approche axée sur le marché. Aujourd'hui, la réforme du secteur de l'électricité au Chili est considérée comme un modèle.



### A.2.2 Structure du secteur de l'électricité

Les principales caractéristiques du secteur chilien de l'électricité dérivent de la Loi générale des services électriques (*Ley General de Servicios Eléctricos*, ou LGSE) adoptée en 1982 pour privatiser et dégroupier, verticalement et horizontalement, le secteur.

Le Chili compte environ 25 entreprises de production d'électricité, et une capacité installée totale de 20 662 MW. Le système interconnecté central (*Sistema Interconectado Central*, ou SIC) est le plus grand réseau ; il représente 79 % de la capacité installée et couvre les régions centrale et méridionale du pays<sup>13</sup>. Le système interconnecté du Nord (*Sistema Interconectado del Norte Grande*, ou SING) compte 20 % de la capacité installée. La production du SIC provient essentiellement de sources hydroélectriques et thermiques, celle du SING de sources thermiques.

La clientèle est répartie en clients réglementés et non réglementés. Les clients réglementés sont des consommateurs de détail dont la capacité raccordée est inférieure ou égale à 2 000 kW. Les clients non réglementés (« libres ») sont de gros clients disposant d'une capacité raccordée supérieure à 2 000 kW. Il s'agit pour l'essentiel d'entreprises minières et d'autres industries.

### Parties prenantes gouvernementales

Les principaux intervenants du secteur de l'électricité sont les suivants :

- Le ministère de l'Énergie (MINENERGIA), chargé de l'élaboration et de la planification des politiques, de l'octroi de concessions portant sur des centrales hydroélectriques, des lignes électriques, des sous-stations, et des zones de distribution de l'électricité.
- La Commission nationale de l'énergie (*Comisión Nacional de Energía*, ou CNE) chargée de fixer les tarifs et de définir les normes techniques du réseau. Elle relève du MINENERGIA.
- L'exploitant du réseau (*Centro de Despacho Económico de Carga*, ou CDEC). Le CDEC est scindé en deux entités dont chacune a ses propres opérateurs au sein du SIC et du SING. Chaque CDEC est composé de représentants des entreprises de production et de transport d'électricité, de clients « libres », et de propriétaires d'installations raccordées au réseau.
- Le régulateur (SEC), chargé d'administrer les normes juridiques et réglementaires, et les prescriptions techniques portant sur les combustibles liquides, le gaz et l'électricité.

### A.2.3 Panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité

Il existe sept grandes entreprises de transport d'électricité au Chili. Transelec en est l'une des plus importantes, qui exploite la plupart des lignes du SIC. Elle possède 6 682 km d'actifs de transport, répartis comme suit : 548 km de lignes de 110 kV ; 1 163 km de lignes de 154 kV ; 3 961 km de lignes de 220 kV ; et 1 010 km de lignes de 500 kV.

Les autres entreprises sont Compañía Transmisora del Norte Chico, Transchile, Transnet, Sistema de Transmisión del Sur, Transquillota, Transemel, et ISA Colombia.

### A.2.4 Cadre législatif et réglementaire

Le cadre réglementaire régissant l'électricité au Chili se fonde sur la LGSE et les lois suivantes :

- La *Ley Corta* de 2004 et la *Ley Corta II* de 2005, adoptées pour assurer un développement efficient du secteur de l'électricité. La *Ley Corta I* a fortement contribué à réglementer la rémunération des lignes du SIC et du SING sur la base d'un modèle rentable. Elle a également établi un « groupe d'experts » chargé de régler les controverses entre parties.
- En juillet 2016, les autorités ont adopté la loi sur le transport et l'interconnexion (LTI), qui a instauré divers changements.

Le nouveau cadre juridique établit ce qui suit :

- Les autorités doivent créer une nouvelle entité indépendante chargée de coordonner le réseau électrique national (*Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional*, ou CISEN). Le CISEN est entré en fonction en janvier 2017. Le CISEN :
  - Est une entité à but non lucratif
  - Il remplit les fonctions qui relevaient auparavant du CDEC
  - Il est financé par le budget annuel national, sous réserve de l'approbation de la CNE.
- Les redevances de transport seront payées directement par les usagers finaux (clients réglementés ou non réglementés) deux fois par an.
- Le MINENERGIA procédera à une évaluation environnementale stratégique (EAE) pour définir à titre préliminaire une parcelle de territoire susceptible d'accueillir des projets de transport d'électricité. L'évaluation portera sur les aspects fonciers, environnementaux, sociaux, techniques

et économiques. Selon le cadre réglementaire antérieur, le soumissionnaire retenu devait définir le tracé final de la ligne électrique et obtenir les droits de passage correspondants.

### A.2.5 Planification du transport d'électricité

Jusqu'à la mi-2016, le CDEC élaborait tous les quatre ans un plan de transport électrique à long terme pour déterminer les principales lignes nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du réseau. La LTI établit que, à compter de 2017, le MINENERGIA définira tous les cinq ans un programme à long terme pour le secteur de l'électricité. Ce programme sera basé sur différents scénarios de développement de la production et de la consommation, sur un horizon minimum de 30 ans.

Par ailleurs, le CNE établit tous les ans un plan à court terme, qui s'inscrit dans un horizon minimum de vingt ans et se fonde sur le plan à long terme. La révision annuelle évalue s'il convient de prévoir de nouvelles lignes ou de reporter ou supprimer certains des projets figurant dans le plan à long terme. Les lignes figurant dans le plan à court terme font l'objet d'une mise en adjudication.

### A.2.6 Forme contractuelle

Lorsque les autorités adjudgent le contrat à une entreprise de transport d'électricité, un décret ministériel confère à cette dernière les droits de construction et d'exploitation de la ligne. Le décret lui donne également le droit de dégager des revenus de son activité. Les entreprises de transport d'électricité ne signent pas de contrat de concession avec une contrepartie.

Les marchés sont adjudgés en fonction de la valeur annuelle du transport par segment la plus basse (*Valor Anual de Transmisión por Tramo*, ou VATT). La VATT correspond à la somme de la valeur annuelle de l'investissement (*Anualidad del Valor de la Inversión*, ou AVI) et des coûts de maintenance, d'exploitation et d'administration (*Costos de Operación, Mantenimiento y Administración*, ou COMA), calculés au moyen d'un taux réel de 10 % sur 20 ans. La VATT et la formule d'indexation convenue avec le soumissionnaire retenu sont fixées pour cinq « périodes tarifaires » (20 ans)<sup>14</sup>. Par la suite, la rémunération des actifs de transport d'électricité est révisée et actualisée à chaque période tarifaire.

Les entreprises de transport d'électricité sont rémunérées en fonction de la mise en service de la ligne dans les délais impartis et de sa disponibilité.

Elles ne supportent aucun risque lié à la demande ou à l'exploitation de l'ensemble du réseau.

Jusqu'à la fin de 2016, les entreprises de production payaient des droits de transport proportionnels à leur utilisation des lignes électriques. Depuis 2017, les redevances de transport sont payées directement, deux fois par an, par les usagers finaux (réglementés et non réglementés).

L'État ne détient pas d'actifs dans le secteur de l'électricité, et les entreprises de transport d'électricité ne lui transfèrent jamais les leurs.

### A.2.7 Procédure de passation de marché

La procédure de passation de marché peut se résumer comme suit :

- La procédure de passation de marché utilisée est un appel d'offres concurrentiel international et public
- Le CISEN est chargé d'organiser la procédure. Avant l'amendement de la loi, en 2016, cette tâche incombait au CDEC.
- Le dossier d'appel d'offres comprend les valeurs de référence de l'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance (ces derniers définis en pourcentage des coûts d'investissement), et le délai de construction (en mois)
- L'appel d'offre se déroule en une étape. Le CISEN évalue d'abord si le soumissionnaire respecte les critères minimaux (financiers, techniques et juridiques). Il choisit ensuite le soumissionnaire satisfaisant aux critères qui propose la VATT la plus basse.

Les soumissionnaires peuvent être chiliens et étrangers. Il peut s'agir de particuliers, d'entreprises ou de consortiums, qui doivent satisfaire aux conditions suivantes :

- Avoir une expérience dans le secteur de l'électricité
- Être enregistrés auprès du CISEN (auparavant auprès du CDEC)
- Avoir une cote de risque BB au minimum au plan international, et BBB au moins au plan national<sup>15</sup>
- Disposer d'un montant minimum d'actifs nets.

Les soumissions doivent être rédigées en espagnol. Les prix doivent être exprimés en dollars et valables 120 jours. Chaque soumission doit comporter trois offres :

- Une offre administrative. Celle-ci doit comprendre les documents juridiques, commerciaux et

financiers du soumissionnaire. Elle doit également comporter :

- Une garantie bancaire égale à 2,5 % de la valeur de référence de l'investissement (le pourcentage peut varier selon l'appel d'offres). La garantie doit être émise par une banque établie au Chili et adressée au MINENERGIA
- Des documents attestant l'expérience et les compétences techniques du soumissionnaire en matière de projets de transport d'électricité. Le soumissionnaire doit avoir participé à hauteur de 30 % au moins dans les projets de référence.
- Une offre technique. Celle-ci doit comporter le calendrier détaillé du projet et une garantie que le soumissionnaire le respectera, et une description technique du projet.
- Une offre économique. Celle-ci doit indiquer la VATT, ainsi que la valeur d'investissement annuelle et les coûts d'exploitation, de maintenance et d'administration détaillés.

La procédure d'évaluation comporte les étapes suivantes :

- Ouverture de l'offre administrative (étape 1)
- Ouverture de l'offre technique (étape 2)
- Évaluation de l'offre administrative (étape 3)
- Évaluation de l'offre technique (étape 4)
- Ouverture et évaluation de l'offre économique (étape 5).

Les étapes 3 et 4 font l'objet d'une évaluation binaire (échec-réussite).

Le contrat est adjugé au soumissionnaire qui propose la VATT la plus basse. Si deux offres économiques (ou plus) sont à égalité, le soumissionnaire retenu sera celui qui propose la meilleure offre technique. Si les offres sont encore à égalité, le CISEN recourra à un mécanisme de sélection aléatoire.

### A.2.8 Résultats

Le Chili a organisé sept appels d'offres au moins depuis 2007<sup>66</sup>. Dix projets portant sur plus de 1 200 km de lignes ont été attribués dans le cadre de contrats construction-exploitation-propriété (CEP), dont un projet récemment adjugé qui porte sur ligne de 140 km à 500 kV destinée à raccorder les deux principaux réseaux de transport d'électricité du pays<sup>67</sup>.

## A.3 Cas 3 : Inde

Cette section explique les raisons qui ont motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur de

l'électricité en Inde, dresse un panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité, présente le cadre juridique et réglementaire qui a ouvert la voie à cette participation, ainsi que la forme contractuelle et la procédure de passation de marché pour la mise en adjudication des lignes électriques et les résultats de la participation du secteur privé dans le secteur.

### A.3.1 Raisons ayant motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur du transport d'électricité

La crise économique de 1991 a suscité de nombreuses réformes économiques, y compris dans le secteur de l'électricité. La crise était essentiellement due à des déséquilibres budgétaires insoutenables, auxquelles les pertes chroniques du secteur de l'électricité contribuaient fortement. Le gouvernement fixait les prix de l'électricité, souvent inférieurs aux coûts. Le manque de financements en résultant bridait considérablement l'investissement public dans le secteur. La réforme visait à y attirer l'investissement et les compétences de gestion du secteur privé.

### A.3.2 Structure du secteur de l'électricité

L'Inde a une structure fédérale. Le secteur de l'électricité est géré à la fois par l'administration centrale et par les États. L'administration centrale a une influence limitée sur la politique énergétique des États. Ces derniers sont chargés de mettre en application les lois nationales, mais peuvent aussi adopter leurs propres lois et règlements.

L'administration centrale est responsable du transport d'électricité HT entre les États et des exploitations à grande échelle qui alimentent plusieurs États en électricité. Les exploitations de production sont toutes privées. Le réseau de transport d'électricité a été construit par une entreprise publique et des entreprises privées.

Les États sont responsables de la production, du transport et de la distribution d'électricité sur leur territoire. La majeure partie de cette capacité leur appartient, mais quelques investissements privés ont été effectués à différents maillons de la chaîne d'approvisionnement.

### Parties prenantes gouvernementales

Les principaux intervenants dans le secteur de l'électricité sont les suivants :

- Le ministère de l'Électricité est chargé d'élaborer et de mettre en œuvre les politiques énergétiques et de définir la politique nationale de l'électricité. Les

ministères des États établissent les politiques dans ce domaine au niveau des États.

- La Central Electricity Authority (CEA) établit des plans nationaux d'électricité conformes à la politique nationale en la matière<sup>18</sup>.
- Les commissions de réglementation opèrent au niveau de l'administration centrale et des États. La Central Electricity Regulatory Commission (CERC) réglemente les moyens de production détenus ou contrôlés par l'administration centrale, et réglemente et concède les licences pour le transport et le négoce d'électricité entre États. La State Electricity Regulatory Commission (SERC) réglemente la production, le transport, la distribution et l'approvisionnement au niveau des États. Chaque SERC accorde aussi les licences de transport, de négoce et de distribution sur son territoire.
- Le service central de transport d'électricité (*Central Transmission Utility*, CTU) est chargé de construire le réseau de transport d'électricité entre États et d'assurer un libre accès au réseau. C'est la PGCIL qui assure actuellement cette fonction. Chaque État a son propre service de transport d'électricité (*State Transmission Utility*, STU) qui remplit une fonction similaire pour le réseau de transport intérieur. Le CTU et les STU établissent également des plans à court terme compatibles avec la politique nationale de l'électricité.
- La gestion du réseau est assurée aux niveaux central, régional et étatique. La POSOCO administre les centres de répartition centraux et régionaux. Ces centres agissent en coordination avec les centres de répartition des États. La POSOCO est actuellement une filiale à 100 % de la PGCIL.

### A.3.3 Panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité

Le réseau de transport d'électricité comprend cinq réseaux régionaux récemment intégrés en un seul réseau synchrone. Ce dernier compte 347 741 kilomètres de circuit composés de lignes de 220 kV ou plus. Le transport d'électricité entre États assure une connexion HT entre deux ou plusieurs États à 400 kV ou 765 kV. À l'intérieur des États, l'électricité est principalement acheminée par des lignes de 400 kV maximum, mais des investissements ont été récemment effectués dans la construction de lignes de 765 kV.

Le réseau de transport appartient pour l'essentiel à des entreprises publiques. La PGCIL est l'acteur dominant du secteur. À la fin de juillet 2016, elle possédait 131,728 km de circuit et une capacité de transformation de près de 265 663 MVA<sup>19</sup>. Son capital est détenu à

57,9 % par le gouvernement indien ; les 42,1 % restants sont cotés à la bourse de Bombay et à la bourse nationale. Au niveau des États, les acteurs dominants sont les STU, qui appartiennent aux États.

Auparavant, les entreprises publiques exécutaient les projets de transport d'électricité hors concurrence. La loi de 2003 a ouvert la voie à l'investissement privé dans le secteur. Ceux-ci ont commencé en 2006, lorsque la politique tarifaire nationale (*National Tariff Policy*, NTP) a établi que les tarifs seraient fixés dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels pluriannuels fondés sur les prix<sup>20</sup>.

La NTP exigeait que tous les projets de transport d'électricité donnent lieu à un appel d'offres concurrentiel « à l'issue d'une période de cinq ans, ou lorsque la Commission de réglementation jugerait que les conditions nécessaires à l'introduction de cette concurrence seraient réunies »<sup>21</sup>. Depuis 2006, la plupart des projets de transport entre États ont été mis en adjudication, mais des exceptions persistent pour les projets « d'importance stratégique ou qui doivent être exécutés dans des délais limités ». Ceux-ci sont attribués à la PGCIL par désignation<sup>22</sup>. Les STU ont conduit la plupart des projets au niveau des États. Certains projets ont été mis en adjudication et financés par le secteur privé, et leur part devrait augmenter.

Le secteur privé ne peut participer aux projets que dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels. La procédure de passation de marché et la forme contractuelle sont décrites plus loin. Les soumissionnaires privés peuvent présenter leurs propres offres, mais aussi constituer une coentreprise avec la PGCIL pour les projets mis en adjudication. Jusque récemment, le secteur privé pouvait aussi participer à une coentreprise dans le cadre de projets attribués à la PGCIL par désignation, mais ce n'est plus le cas.

La PGCIL participe à 13 coentreprises avec des entreprises privées (dont certaines avec des PEI, pour évacuer l'électricité des centres de production) et des entreprises de services publics pour des projets intraétatiques<sup>23</sup>. Le projet de transport d'électricité le plus long conduit avec un partenaire privé dans le cadre d'une coentreprise est PowerLinks. Il s'agit d'une ligne CCHT de 1 200 km reliant Siliguri à une sous-station proche de Delhi, qui permet d'exporter l'électricité de la centrale hydroélectrique de Tala, au Bhoutan, qui appartient à Tata. La PGCIL détient une participation de 51 % dans PowerLinks, et Tata une participation de 49 %.

Huit coentreprises ont été constituées avec des entreprises privées. Elles représentent un faible pourcentage du réseau de la PGCIL, mais comptent

pour 13 % des lignes construites par le secteur privé depuis 2002<sup>24</sup>.

Dans certains États, la faiblesse des tarifs et le niveau élevé des pertes peuvent créer des problèmes pour le financement des lignes privées. Si les revenus sont insuffisants, l'État peut obtenir une aide de l'administration centrale, sous forme de dotations de financement du déficit de viabilité (mécanisme de *viability gap funding*, ou VGF). Les tarifs du transport d'électricité sont fixés par avance, et non déterminés par les soumissions. Celles-ci permettent de définir le montant des financements supplémentaires nécessaires. Les soumissionnaires signent un accord de transport d'électricité type mis au point par la Commission de planification. À ce jour, trois projets ont fait appel au mécanisme de financement du déficit de viabilité, dans les États de Haryana, du Madhya Pradesh, et du Rajasthan.

Une dizaine d'entreprises privées interviennent dans le domaine du transport d'électricité en Inde<sup>25</sup>. Certaines sont spécialisées dans ce domaine. D'autres sont des entreprises d'électricité intégrées, ou font partie de conglomerats industriels plus vastes. Les plus gros investisseurs privés sont Sterlite Power, Reliance Infrastructure, Essel Infrastructure et Adani Transmission.

Sterlite et Reliance examinent actuellement la possibilité de regrouper leurs actifs au sein de sociétés d'investissement pour réduire le coût de l'emprunt<sup>26</sup>. Les autorités envisagent également d'assouplir les règles de manière à autoriser les fonds d'investissement à participer directement à des projets de transport d'électricité<sup>27</sup>.

#### A.3.4 Cadre législatif et réglementaire

La réforme du secteur de l'électricité a débuté en 1991 avec la politique de privatisation du secteur et les amendements législatifs visant à libéraliser la production d'électricité et à introduire des PEI. Le principal obstacle tenait à la fragilité financière des conseils de l'électricité des États (*State Electricity Boards*, SEB) en tant que contreparties. C'est l'État de l'Orissa qui, le premier, a engagé des réformes. Il s'agissait de dégroupier les activités, de créer des régulateurs indépendants et, dans certains cas, de privatiser le secteur. L'administration centrale souhaitait également favoriser la production privée d'électricité à grande échelle, et a mis en place la Power Trading Corporation à titre d'intermédiaire entre les investisseurs et les SEB.

En 1998, le gouvernement a voté la loi *Electricity Regulatory Commissions Act*, qui a conduit à la création

de commissions de réglementation de l'électricité au niveau des États (les SERC) et permis d'harmoniser les réglementations des différents États. En 1999, l'État de l'Orissa a privatisé la distribution, suivi en 2002 par Delhi.

Malgré les réformes des années 90, les résultats économiques du secteur ont empiré, et le volume des arriérés a augmenté. La loi sur l'électricité (*Electricity Act*) de 2003 a donné lieu à des réformes approfondies dans le secteur et au regroupement de plusieurs initiatives menées au niveau national et à celui des États. La loi a démembré les SEB, instauré la concurrence sur l'ensemble de la chaîne de valeur, et libéralisé l'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Suite à ces réformes, l'investissement privé dans le transport d'électricité a mis du temps à se concrétiser en raison de l'incertitude tarifaire. L'adoption de la NTP, en janvier 2006, a remédié à ce problème<sup>28</sup>. La NTP exigeait qu'une procédure d'appel d'offres concurrentielle fondée sur les prix détermine les tarifs. L'offre retenue fixait les redevances annuelles, ce qui garantissait les prix. En 2006, ce type d'appel d'offres est devenu obligatoire pour tous les projets financés par le secteur privé. Une période de transition de cinq ans (jusqu'à 2011) a été accordée aux entreprises publiques – la PGCIL et les STU.

La réglementation des redevances de transport d'électricité entre États est étroitement liée aux modalités contractuelles :

- Actuellement, le promoteur du réseau de transport d'électricité signe un contrat de service de transport avec des clients à long terme (LTTC), à savoir des entreprises de production et de distribution d'électricité et les grands centres de charge des États concernés. La tarification « timbre-poste » est appliquée, qui facture les usagers pour la capacité contractuelle.
- En vertu des nouvelles modalités, les redevances de transport seront fondées sur l'utilisation du réseau, établie à partir d'une analyse de l'écoulement de puissance. Les promoteurs signeront un accord de transport avec des clients interétatiques désignés (*Designated Inter-State Customers*, DIC). Comme l'Inde exploite maintenant un réseau unique synchrone, ces clients seront désormais beaucoup plus nombreux (et compteront notamment 80 entreprises de distribution). Étant donné le grand nombre de clients, le CTU sera dorénavant chargé de recouvrer et de régler les redevances de transport de tous les usagers, pour le compte de l'ensemble des prestataires de services de transport.

### A.3.5 Planification du transport d'électricité

Le réseau de transport d'électricité est divisé en cinq régions synchrones interconnectées — Nord, Nord-Est, Est, Ouest et Sud — donc chacune est exploitée par un centre de répartition régional.

Le transport d'électricité est planifié à l'échelon central sous la direction de la CEA. Celle-ci publie tous les cinq ans un plan national d'électricité (*National Electricity Plan*, ou NEP) qui est actualisé chaque année. Le plan actuel, le douzième, couvre la période 2012–17.

Le NEP porte sur une période comprise entre 5 et 15 ans. Le CTU et les STU sont responsables de la planification et du développement du transport d'électricité à plus court terme, sur la base du plan.

Les promoteurs peuvent proposer des lignes qui ne sont pas prévues dans le NEP. Ces propositions peuvent être intégrées, sous formes d'amendements annuels, au plan en vigueur si la CEA approuve les conclusions des études correspondantes. Ces dernières sont financées par le promoteur, et menées soit par celui-ci, soit par le CTU.

### A.3.6 Forme contractuelle

Actuellement, le promoteur retenu signe un accord de service de transport avec toutes les entreprises de services publics concernées (LTTC) — dont par exemple les services publics de la région où la charge est située, les régions intermédiaires et les lignes de transport interrégionales. À l'avenir, le promoteur signera le contrat avec les clients interétatiques désignés.

Le marché est adjugé au soumissionnaire qui propose le tarif de transport le plus bas. Les lignes sont construites dans le cadre d'un contrat de construction-propriété-exploitation-maintenance (CPEM) d'une durée de 35 ans. La période contractuelle était plus courte (25 ans) avant 2008.

La disponibilité minimale de la ligne est définie dans le contrat conformément aux règlements de la CERC. Pour les réseaux en courant alternatif, elle est de 98 %, et de 95 % pour les réseaux CCHT. Toute période de disponibilité excédentaire est récompensée par une prime correspondant à un pourcentage du tarif convenu. Un niveau de disponibilité inférieur à ces objectifs est passible de sanctions. Si le niveau de disponibilité de la ligne est inférieur à l'objectif pendant six mois consécutifs, la licence du prestataire de services de transport d'électricité peut être révoquée. Les prestataires ne sont pas pénalisés pour des pannes dues à des facteurs échappant à leur contrôle, comme les problèmes concernant les lignes ou sous-stations appartenant à d'autres prestataires.

Un élément essentiel consiste à obtenir les droits de passage pour la ligne électrique. C'est le *Bureau of Indian Affairs* (BIA) qui les accorde. En 2015, le BIA a révisé les règles de manière à accélérer la procédure d'approbation, mais celle-ci n'en continue pas moins de retarder les projets.

Pour obtenir les droits de passage, le soumissionnaire retenu doit en premier lieu réaliser une étude du site envisagé. Jusqu'en 2015, celle-ci devait être avalisée par le BIA. Ce n'est plus le cas, ce qui contribue à accélérer la procédure. Le BIA doit en outre traiter les demandes de droits de passage dans un délai de 60 jours à compter de la réception d'un dossier complet, avec possibilité de prorogation d'un mois. L'établissement du dossier complet suppose toutefois de réunir divers documents (dont les études environnementales examinées) dont l'approbation peut être longue.

### A.3.7 Procédure de passation de marché

Le ministère de l'Électricité a établi un comité habilité (*Empowered Committee*, EC) présidé par un représentant de la CERC, dont les membres sont issus de la CEA, du ministère lui-même, de la Commission de planification, du CTU, et de deux experts sectoriels désignés par le ministère. Le comité a pour mission :

- d'identifier les projets à réaliser
- de faciliter l'évaluation des soumissions
- de faciliter l'exécution des projets.

Une fois les projets identifiés, ils font l'objet d'un appel d'offres concurrentiel. La procédure est gérée par des coordinateurs (les *Bid Process Coordinators*, BPC) désignés par l'État ou par l'administration centrale. Les projets interétatiques et intraétatiques sont administrés par des organismes distincts, bien que la procédure soit la même :

- Lignes interétatiques : les appels d'offres sont gérés par l'un des deux BPC présélectionnés par le comité habilité (la PFCL et la RECTPCL), qui sont tous deux des entreprises publiques.
- Lignes intraétatiques : l'administration de l'État concerné peut désigner un organisme, ou l'administration centrale l'un de ses BPC, à titre de coordinateur pour l'État.

La PGCIL peut soumissionner au même titre que les entreprises privées. Tous les soumissionnaires doivent apporter la preuve de leur expérience dans le secteur et de leur solidité financière. L'offre du

soumissionnaire le moins-disant est examinée en vue de l'attribution du marché. Le tarif moyen proposé doit être inférieur à un prix de réserve fixé par la CERC. Si la PGCIL (le CTU) soumissionne, les membres du CTU qui siègent au comité sont exclus des débats liés au choix du soumissionnaire.

Le prestataire de services de transport d'électricité doit déposer une demande de licence dans un délai d'un mois à compter de la date d'adjudication. Une fois la licence obtenue, il doit mettre le projet en service dans les délais impartis. Le BPC est chargé d'aider le soumissionnaire retenu à obtenir tous les droits de passage nécessaires.

Selon les directives du ministère de l'Électricité, le délai entre la publication d'un appel à sélection et la signature du contrat ne doit normalement pas dépasser 240 jours. Il peut être ramené à 180 jours si l'appel à sélection et l'appel à propositions sont combinés.

En août 2016, les autorités ont créé un portail d'appel d'offres en ligne pour les projets de production et de transport d'électricité et les achats d'électricité à moyen terme. Ce site centralise les informations qui permettent de suivre les projets de transport d'électricité<sup>29</sup>.

### A.3.8 Résultats

L'investissement dans les lignes électriques a rapidement augmenté depuis la fin des années 2000. La figure 6.2 présente la longueur des nouvelles lignes par source de financement et par pourcentage de nouvelles lignes financées par le secteur privé. La part de l'investissement privé — y compris les coentreprises avec la PGCIL — a progressé à chaque période de planification<sup>30</sup> :

- Au cours du 10<sup>e</sup> plan quinquennal (2002–2007), le secteur privé a construit 2 284 km de circuit<sup>31</sup> représentant 5 % de l'investissement total de la période<sup>32</sup>.
- Au cours du 11<sup>e</sup> plan (2007–2012), il a construit 6 131 km de circuit, soit 10 % du total.
- À la quatrième année du 12<sup>e</sup> plan (2012–2017), le nombre de kilomètres de circuit construit par le secteur privé a plus que doublé, passant à 12 719 km, soit 14 % du total.

Les lignes de 240 kV et plus financées et détenues par le secteur privé représentent désormais 21 134 km, soit 6,1 % du réseau national. L'investissement du secteur privé dans les lignes électriques totalise 5,5 milliards de dollars jusqu'à 2015, et le montant des

projets prévus pour les prochaines années s'élève à 5 milliards de dollars<sup>33</sup>.

## A.4 Cas 4 : Pérou

Cette section explique les raisons qui ont motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur de l'électricité au Pérou, dresse un panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité, présente le cadre juridique et réglementaire qui a ouvert la voie à cette participation, ainsi que la forme contractuelle et la procédure de passation de marché pour la mise en adjudication des lignes électriques et les résultats de la participation du secteur privé dans le secteur.

### A.4.1 Raisons ayant motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur du transport d'électricité

Avant 1993, l'État péruvien exerçait un monopole sur le secteur de l'électricité. Deux entreprises publiques verticalement intégrées, Electrolima et Electroperu, approvisionnaient la capitale, Lima, et le reste du pays. Pannes de courant et médiocrité du service caractérisaient le secteur, qui représentait une charge financière pour l'État.

Dans les années 90, les autorités péruviennes ont engagé une série de réformes économiques visant à réduire le périmètre de l'État et à privatiser les entreprises publiques. Le transport d'électricité a été privatisé dans le cadre d'une vague de réformes destinées à attirer les capitaux privés dans le secteur de l'électricité et à améliorer l'efficacité de ce dernier<sup>34</sup>.

### A.4.2 Structure du secteur de l'électricité

En 1993, les autorités péruviennes ont engagé une procédure de dégroupage et de privatisation du secteur de l'électricité, d'abord dans les domaines de la production et de la distribution, puis dans celui du transport d'électricité. Au début des années 2000, ce dernier était entièrement privatisé.

Aujourd'hui, le secteur de l'électricité est essentiellement privé. Ses revenus se montaient à 6,37 milliards de dollars en 2015, dont près des trois quarts (72 %) pour le secteur privé. La participation de ce dernier dans le secteur de l'électricité se résume comme suit<sup>35</sup> :

- Le secteur de la production compte près de 60 entreprises privées, qui représentent 83 % de la capacité installée et 77 % de la production annuelle. Le pays dispose d'une capacité installée de 11 711 MW, dont

la majeure partie (87 %) fait partie du système interconnecté national, le SEIN (*Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*). La capacité restante se situe dans des réseaux isolés répartis dans le pays<sup>36</sup>.

- Le secteur du transport d'électricité est entièrement privatisé, et exploité par 13 entreprises. Le secteur public ne possède que quelques lignes électriques MT/BT dans des régions reculées. *Red de Energia del Peru* (REP) et *Consortio Transmuntario* (CTM) détiennent respectivement 40 % et 20 % du marché.
- Le secteur de la distribution compte 11 entreprises privées, qui représentent 66 % des revenus. Elles alimentent 40 % des clients en électricité. La clientèle se répartit en clients réglementés et non réglementés (également connus sous le nom de clients « libres »). Les clients non réglementés sont ceux qui disposent d'une capacité minimum d'un MW, ou qui représentent une demande équivalant à 20 % au moins de la demande maximale du concessionnaire de distribution dans leur région.

#### **Parties prenantes gouvernementales**

Les principales parties prenantes gouvernementales dans le secteur de l'électricité sont les suivantes :

- Le ministère de l'Énergie et des Mines (MEM), chargé d'élaborer les politiques énergétiques et d'accorder les concessions
- L'OSINERGMIN, le régulateur, un organisme public chargé de contrôler et surveiller les entreprises des secteurs de l'électricité et des hydrocarbures, de réglementer les tarifs, d'assurer la qualité du service et la protection des consommateurs
- Le COES, l'exploitant du réseau, est constitué de représentants des membres du SEIN (entreprises de production, de transport et de distribution, et clients non réglementés). Il est responsable de la planification et de l'exploitation du système selon l'ordre de préséance économique (moindres coûts) et de l'administration du marché au comptant
- PROINVERSIÓN, un organisme public chargé de promouvoir l'investissement et la privatisation, et de la mise en adjudication des concessions.

#### **A.4.3 Panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité**

La participation du secteur privé dans le secteur du transport d'électricité a été introduite en deux grandes phases. La première a commencé avec l'adoption de la « loi sur les concessions électriques » (*Ley de Concesiones Eléctricas*, ou LCE) en 1992. Le secteur a été

dégroupé et deux entreprises publiques de transport d'électricité, Etecen et Etesur, ont été créées, qui détenaient et exploitaient les réseaux Nord-centre et Sud.

Etecen et Etesur ont conclu des accords de partenariat public-privé (PPP) en vue de développer le réseau de transport d'électricité par la mise en adjudication de lignes uniques, ce qui a été fait dans le cadre d'appels d'offres internationaux portant sur des contrats CEPT d'une durée de 30 ans. Les entreprises de transport d'électricité ont conservé une participation de 15 % dans les lignes concernées. Une fois les réseaux Sud et Nord reliés (créant un grand réseau de transport d'électricité qui couvre l'ensemble du pays), les actifs publics restants ont été privatisés, en 2002, dans le cadre de concessions d'une durée de 30 ans<sup>37</sup>.

La seconde phase a débuté une fois que la « loi visant à assurer le développement efficient de la production électrique » (*Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*, ou LGE) a été adoptée, en 2006, pour compléter le cadre réglementaire. Des lignes électriques ont alors été mises en adjudication dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels et internationaux, conformément au plan établi par les autorités pour assurer l'expansion du réseau.

#### **A.4.4 Cadre législatif et réglementaire**

La LCE et LGE constituent le socle du cadre législatif et réglementaire pour le secteur du transport d'électricité au Pérou. La LGE a été adoptée pour parachever le cadre établi par la LCE.

La LCE a dégroupé le secteur de l'électricité et créé le COES et l'OSINERGMIN. Elle visait à encourager la concurrence sur le marché et a défini des principes fondamentaux encore en vigueur aujourd'hui. Elle a également établi que l'OSINERGMIN fixait les revenus du secteur en fonction des éléments suivants : i) la valeur de remplacement nette des lignes existantes ; ii) les coûts d'exploitation et de maintenance, calculés à partir d'un modèle « économiquement adapté » (fondée sur la simulation d'un réseau de transport d'électricité efficient hypothétique), sur 15 ans.

Néanmoins, cette exposition au risque réglementaire s'est soldée au milieu des années 2000 par un repli de l'investissement privé, celui-ci passant de plus de 160 millions de dollars en 1999 à 10 millions de dollars environ en 2003, comme le montre la figure 6.1. À cette date, il était clair que le cadre juridique ne suffisait pas à promouvoir l'investissement privé.

En 2006, la LGE a été votée, qui modifiait le cadre juridique du secteur du transport d'électricité. Les



trois principaux changements portaient sur les points suivants :

- Le COES est devenu l'organisme responsable de la planification du transport d'électricité à l'échelon national. Il établit un plan qui est ensuite examiné par l'OSINERGMIN examine et approuvé par le MEM
- La LGE a établi le « système garanti de transport » (*Sistema Garantizado de Transmision*, ou SGT). Celui-ci comprend les projets définis dans le plan de transport d'électricité, dont la loi exige qu'ils fassent l'objet d'appels d'offres concurrentiels et publics
- Le prix contractuel des lignes électriques figurant dans le SGT est défini durant la procédure d'adjudication (par l'offre retenue) et ne fait pas l'objet d'une réévaluation périodique.

Ces modifications ont à nouveau stimulé l'investissement. L'investissement dans les nouveaux projets de transport d'électricité s'est monté à 1,5 milliard de dollars entre 2006 et 2013, ce qui représente 85 % des projets nouveaux au cours de la période 1998–2015<sup>38</sup>.

#### A.4.5 Planification du transport d'électricité

Le plan de transport d'électricité est établi par le COES, suivant les critères et une méthodologie définis par l'OSINERGMIN et approuvés par le MEM<sup>39</sup>.

Chaque plan comporte deux volets : 1) un plan à court terme ; 2) un plan à long terme. Le plan à court terme comprend les lignes électriques qui doivent être mises en adjudication au cours des deux premières années. Les projets qui figurent dans le plan à long terme sont cités à titre indicatif et sont réexaminés tous les deux ans, lors de la mise à jour.

Le COES établit le plan sur un horizon décennal en tenant compte des éléments suivants :

- Les centrales de production en exploitation, les centrales faisant l'objet d'un appel d'offres ou en construction, et les centrales dont la construction est prévue
- Les projections de la demande selon trois scénarios distincts
- Des critères techniques et économiques. Les seconds prévoient par exemple que le plan doit satisfaire aux conditions liées à une répartition économique et au niveau d'énergie non desservie.

Une fois que le régulateur a avalisé le plan, le COES l'adresse au MEM pour approbation définitive. Le

MEM le transmet ensuite à PROINVERSIÓN, qui met les lignes électriques en adjudication.

#### A.4.6 Forme contractuelle

Les investisseurs privés concluent des contrats CEPT d'une durée de trente ans. Ils signent le contrat avec le MEM et obtiennent le droit d'opérer en qualité d'entreprise de transport d'électricité et de dégager des revenus de cette activité.

Les entreprises de distribution facturent aux usagers finaux un tarif constitué de trois composantes : production, transport et distribution. Les distributeurs et les grands clients ont avec les entreprises de production des contrats en vertu desquels ils versent une redevance qui comprend les frais de production et de transport. Les producteurs paient ensuite les entreprises de transport au moyen des sommes recouvrées auprès des distributeurs.

Le contrat est attribué au soumissionnaire qui propose le coût total de service le plus faible. Celui-ci est égal à la somme des coûts d'exploitation et de maintenance annuels et de l'annuité des coûts d'investissement, calculée au moyen d'un taux réel annuel de 12 % sur une période de 30 ans. Le prix est soumis à indexation<sup>40</sup>.

Le contrat spécifie que le concessionnaire :

- Doit définir le trajet et l'alignement de la ligne électrique. Pendant la durée du contrat, il est propriétaire de la ligne et des autres actifs liés au projet. Il doit les transférer au terme de la concession ;
- Est chargé d'obtenir les permis environnementaux, les licences, etc. ;
- Doit fournir un accès à des tiers éventuellement désireux de se raccorder à la ligne (dès lors que cet accès ne compromet pas le fonctionnement de la ligne) ;
- Sera payé en fonction de la disponibilité de la ligne, qui doit être de 97 % ;
- Sera pénalisé pour tout report de la mise en service à une date ultérieure à la date d'exploitation commerciale ;
- Doit se conformer aux exigences techniques pendant toute la durée du contrat. Les lignes sont par exemple assujetties à un pourcentage maximal de pertes, qui varie entre 2 % et 5 % ;
- Sera membre du COES ;
- Doit contracter plusieurs polices d'assurance obligatoires pendant la période contractuelle (responsabilité civile et assurance couvrant la valeur des actifs de la concession par exemple) ;
- Doit fournir une lettre de garantie pour assurer les obligations du concessionnaire.

Les contrats prévoient également des clauses de règlement des controverses entre parties et assurent la protection des investisseurs. Le contrat précise en premier lieu que les différends seront d'abord réglés directement par les parties dans un délai de 60 jours à compter de la date à laquelle une partie fait part du différend à l'autre. Si le différend n'est pas réglé, les parties recourront à un arbitrage international. Deuxièmement, le contrat comporte une clause dite de « l'équilibre économique-financier » qui accorde une protection supplémentaire à l'investisseur. Si un événement imprévu (mais pas de force majeure) modifie les conditions du marché de telle sorte que les tarifs sont sensiblement altérés, cette clause autorise une renégociation des conditions contractuelles. Enfin, les contrats de concession au Pérou ont force de droit, ce qui procure des garanties supplémentaires aux investisseurs privés.

#### A.4.7 Procédure de passation de marché

PROINVERSIÓN organise les appels d'offres portant sur des lignes électriques. La procédure comporte une seule étape : PROINVERSIÓN ne publie pas d'appel à sélection avant l'appel à propositions. Au cours de la première phase de l'évaluation, PROINVERSIÓN examine si les soumissionnaires respectent les exigences techniques et financières minimales, selon un critère échec-réussite. PROINVERSIÓN classe ensuite les offres des soumissionnaires qui ont satisfait aux conditions techniques et financières et adjuge le contrat à celui qui propose le tarif de transport le plus bas. L'adjudication est assujettie à un prix plafond défini par PROINVERSIÓN.

Les soumissionnaires (entreprises isolées ou consortiums) doivent désigner jusqu'à deux personnes résidant à Lima, établir l'offre en dollars, et satisfaire aux conditions suivantes<sup>41</sup> :

- Financières : le soumissionnaire doit disposer d'un niveau minimum de capital et d'actifs (les niveaux varient selon les spécifications de la ligne)
- Techniques : le soumissionnaire doit avoir une expérience de l'exploitation de réseaux de transport d'électricité satisfaisant aux conditions minimales en termes de longueur, de tension, et de capacité à transformer un niveau minimum de MVA dans les sous-stations.

#### A.4.8 Résultats

Les autorités péruviennes ont organisé 18 appels d'offres portant sur des lignes de transport d'électricité depuis 1998. Ceux-ci ont donné lieu à des investissements de 1,8 milliard de dollars et à la conception, la

construction et l'exploitation de plus de 6 000 km de lignes électriques (et des sous-stations qui leur sont associées) par le secteur privé dans le cadre de contrats CPET<sup>42</sup>.

## A.5 Cas 5 : Philippines

Cette section explique les raisons qui ont motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur de l'électricité aux Philippines, dresse un panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité, présente le cadre juridique et réglementaire qui a ouvert la voie à cette participation, ainsi que la forme contractuelle et la procédure de passation de marché pour la mise en adjudication des lignes électriques et les résultats de la participation du secteur privé dans le secteur.

### A.5.1 Raisons ayant motivé le recours à l'investissement privé dans le secteur du transport d'électricité

L'entreprise publique National Power Corporation (NPC) était endettée et a dû être recapitalisée plusieurs fois dans les années 60 et 70. Les autorités ont engagé une réforme visant à attirer des fonds privés. Celle-ci a débuté avec l'instauration de PEI à la fin des années 80.

Les entreprises de production devaient alors passer contrat avec la NPC. La demande demeurait supérieure à l'offre. Une crise de l'électricité au début des années 90 a motivé une réforme radicale. En 1990, les autorités ont habilité les producteurs et les usagers finaux à négocier des contrats d'approvisionnement. En 2001, elles ont voté la loi sur la réforme du secteur de l'énergie électrique (*Electric Power Industry Reform Act*, ou EPIRA), dans l'objectif de mobiliser l'investissement privé et d'accroître les taux d'électrification.

Pour attirer la participation privée dans le secteur du transport d'électricité, les autorités ont fait appel à une concession de l'ensemble du réseau. En 2007, celle-ci a été attribuée à la National Grid Corporation of the Philippines (NGCP), qui est entrée en activité en 2009.

### A.5.2 Structure du secteur de l'électricité

En application de l'EPIRA, les autorités ont dégroupé le secteur de l'électricité en dissociant la production, le transport, la distribution et l'approvisionnement. La production et l'approvisionnement des gros clients opèrent dans un contexte concurrentiel. Les secteurs du transport et de la distribution sont réglementés.

L'EPIRA interdit la propriété ou la participation dans plus d'un sous-secteur. Plusieurs entreprises de

distribution ont structuré leurs avoirs de manière à pouvoir intervenir dans la production. Le régulateur s'efforce de lutter contre ce mouvement, mais se heurte à la résistance des groupes industriels<sup>43</sup>.

### Parties prenantes

Les principaux intervenants dans le secteur de l'électricité sont les suivants :

- Le ministère de l'Énergie (*Department of Energy*), responsable de toutes les activités associées à la prospection, l'exploitation, l'utilisation, la distribution et la conservation de l'énergie
- L'*Energy Regulatory Commission* (ERC), le régulateur, est chargé de définir les règlements, les directives, les politiques et les tarifs, d'appliquer les règlements (y compris la délivrance de permis et licences), et de régler les litiges et différends. L'ERC a également pour mission de surveiller la concurrence dans le secteur de l'électricité.
- TransCo, un organisme public créé en 2003 en application de l'EPIRA. TransCo est propriétaire de tous les actifs de transport d'électricité, y compris ceux financés par le concessionnaire.
- La *Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation* (PSALM), un organisme public chargé de surveiller la privatisation des avoirs publics dans le secteur de l'électricité. La PSALM gère également les dettes de la NPC.
- La NGCP, un consortium privé titulaire de la concession du transport d'électricité. Elle est détenue à 60 % par les entreprises Monte Oro Grid Resources Corporation et Calaca High Power Corporation (toutes deux constituées en société aux Philippines) et à 40 % par la State Grid Corporation of China.
- La *Philippines Electricity Market Corporation* (PEMC), chargée de gérer le marché de gros au comptant *Wholesale Electricity Spot Market* (WESM). Le WESM a débuté ses activités en 2006.

### A.5.3 Panorama de la participation du secteur privé dans le transport d'électricité

Aux termes de la concession, la NGCP est responsable de l'exploitation et de la maintenance, de la planification, du financement de l'expansion du réseau, et de l'exploitation du système. Elle crée de nouveaux actifs et en transfère la propriété à TransCo au moment de la mise en service. Le concessionnaire est également l'exploitant du système.

La NGCP a versé une redevance initiale pour disposer des droits sur les revenus des actifs de transport existants. Les modifications apportées aux revenus maximum autorisés dans le cadre de décisions réglementaires périodiques lui permettent de recouvrer les coûts de financement des nouveaux investissements.

Les Philippines possèdent trois réseaux régionaux interconnectés : Luzon, Visayas, et Mindanao. Le tableau A.1 présente l'évolution des lignes électriques dans chaque région entre 2011 et 2015. Luzon est la plus grande région ; elle est à l'origine de plus de 80 % de la demande nationale d'électricité. Manille, la capitale nationale, est située dans la région de Luzon et compte pour 53 % de la demande régionale.

La demande nationale d'électricité a progressé de 3,4 % par an. Or, le réseau national de transport d'électricité s'est contracté entre 2012 et 2014, malgré les investissements effectués au cours de cette période. Ce rétrécissement s'explique par la cession de lignes de répartition à des entreprises de distribution<sup>44</sup>.

### A.5.4 Cadre législatif et réglementaire

L'EPIRA est la loi générale qui régit le secteur de l'électricité. Elle a introduit le dégroupage et la privatisation, créé un nouveau régulateur, instauré la concurrence sur les marchés de détail, établi des règles en matière de libre accès au réseau et d'échanges d'électricité, et imposé la privatisation de TransCo.

**Tableau A.1** Lignes électriques par région 2011-2015 (en km de circuit)

Région	2011	2012*	2013*	2014*	2015
Luzon	9 529	9 374	9 439	9 370	9 428
Visayas	4 918	4 971	4 840	4 821	4 821
Mindanao	5 257	5 257	5 146	5 272	5 832
<b>Total</b>	<b>19 704</b>	<b>19 490</b>	<b>19 425</b>	<b>19 463</b>	<b>20 073</b>

Source : NGCP, « Transmission Development Plan 2014-2015 », Volume I. Major network development, December 2015, [http://www.ngcp.ph/beta/cms/Attachment-Uploads/TDP\\_2014-2015\\_Vol\\_I%20-Draft.pdf](http://www.ngcp.ph/beta/cms/Attachment-Uploads/TDP_2014-2015_Vol_I%20-Draft.pdf) (consulté le 15 mars 2017). \* Le total ne correspond pas à la somme des lignes, car la longueur totale des lignes en kilomètres de circuit diminue. Cela tient à ce que plusieurs actifs de répartition ont été modifiés ou cédés.

En 2003, l'ERC a publié des lignes directrices pour la tarification du transport d'électricité, les *Transmission Wheeling Rate Guidelines* (TWRG), pour la période 2003–2027. En 2009, elle a actualisé le document et l'a intitulé « Règles de fixation des tarifs de transport d'électricité » (« *Rules for Setting Transmission Wheeling Rates* », ou RTWR). Les RTWR décrivent la méthode de fixation des tarifs maximum de transport d'électricité que TransCo ou son concessionnaire peuvent facturer aux consommateurs. Selon ces règles, la NGCP propose le revenu annuel maximum et la prime (ou la pénalité) de performance pour chaque année, que l'ERC doit approuver. Les RTWR établissent également que l'ERC doit avaliser le programme d'investissement en capital proposé pour chaque période réglementaire (5 ans).

L'ERC élabore un Code de réseau qui établit les règles, procédures et normes fondamentales régissant l'exploitation, la maintenance et l'expansion du réseau de transport d'électricité, ainsi que les obligations du propriétaire du réseau, de son exploitant, et du gestionnaire du système.

Les *Open Access Transmission Service Rules* couvrent les règles et règlements gouvernant le libre accès au réseau. Les règles définissent les responsabilités du prestataire de services de transport d'électricité, les fonctions de l'exploitant du réseau, et les conditions que les clients ont acceptées pour bénéficier de ces services.

### A.5.5 Planification du transport d'électricité

La NGCP est responsable de la planification du réseau. Elle établit chaque année un plan de développement du transport d'électricité (TDP) qui porte sur un horizon décennal et que l'ERC doit approuver. Une fois avalisé, celui-ci est intégré dans le Plan énergétique pour les Philippines du ministère de l'Énergie (qui couvre l'ensemble du secteur énergétique) et soumis au Congrès chaque année en septembre.

Le TDP doit présenter les projections de la demande d'électricité, les paramètres de fonctionnement du réseau, la capacité de production existante et projetée, et les contraintes de transport recensées. Il contient une liste de projets d'expansion du réseau de transport d'électricité, qui doivent proposer les solutions les moins coûteuses et respecter les normes de fonctionnement du Code de réseau et les objectifs de résultats de l'ERC.

### A.5.6 Forme contractuelle

La NGCP a remporté la concession de 25 ans en 2007. Les autorités ont mis la concession en adjudication

dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres ouverte, publique et concurrentielle. La NGCP a assumé ses fonctions de prestataire de services de transport d'électricité en 2009.

Le Congrès a avalisé une période de concession de 50 ans. Le contrat porte sur 25 ans, avec possibilité de prorogation.

Les droits et responsabilités de la NGCP aux termes du contrat de concession sont les suivants<sup>45</sup> :

- Construire, installer, financer, administrer, améliorer, développer, exploiter, entretenir, rénover, réparer, remettre en état et remplacer les actifs de transport d'électricité de TransCo
- Préparer le TDP et exécuter les projets qu'il prévoit (après autorisation de l'ERC)
- Fournir des services de transport d'électricité et conclure des accords de raccordement avec les clients
- Acheter les services auxiliaires nécessaires à l'exploitation sûre et fiable des actifs de transport d'électricité
- Recouvrer les redevances de service universel que doivent verser les usagers finaux et les organismes d'autoproduction non raccordés à un service public de distribution, et les transférer à la PSALM.

La NGCP a remporté la concession avec une offre de 3,95 milliards de dollars, qui représente la valeur actualisée nette des futurs flux de trésorerie. Elle a immédiatement versé 25 % de cette somme (987 millions de dollars), le solde étant réglable par versements échelonnés libellés en dollars convertis en pesos philippins (PHP) aux taux de change en vigueur à la date de transaction sur les 15 prochaines années. La NGCP a financé l'acompte par des prêts et des capitaux propres ; les 75 % restants seront financés par ses revenus<sup>46</sup>. À la mi-2013, la NGCP avait versé 1,5 milliard de dollars du solde restant dû.

### Réglementation des revenus du transport d'électricité

La NGCP propose le revenu annuel maximum qu'elle peut percevoir. Celui-ci est constitué de trois éléments :

- Service d'approvisionnement en électricité : le coût du transport d'électricité sur le réseau, que doivent payer les producteurs et les clients industriels
- Exploitation du système : coûts associés à l'exploitation du système tel que définis par les règles du WESM, payés par les producteurs et les clients industriels

- Services de compteur : le coût lié à la mesure, à la vérification, à l'entretien et au relevé des compteurs, payé par tous les clients raccordés au réseau de transport d'électricité en fonction du niveau de tension.

Outre ces trois composantes, la NGCP perçoit (et recouvre pour le compte d'autres organismes) d'autres revenus et redevances, comme les frais de raccordement ou de location des actifs. Les revenus supplémentaires servent à diminuer les tarifs consommateur.

L'ERC doit statuer sur le revenu annuel maximum proposé. Celui-ci est converti en un tarif de transport par unité. Les tarifs sont établis en pesos philippins, par kW et par mois. Les clients sont facturés sur la base du tarif par unité. La NGCP perçoit directement les revenus auprès des grands consommateurs, des entreprises de distribution et des coopératives d'électricité (des compagnies d'électricité détenues par leurs membres qui fournissent la majeure partie de l'électricité dans les zones rurales). Le transport représente environ 10 % de la facture d'électricité du consommateur<sup>47</sup>.

Le revenu annuel maximum est établi selon une méthode modulaire classique. La NGCP est dédommagée des coûts d'exploitation et de maintenance, de l'amortissement, du rendement du capital de la base d'actifs réglementaire (y compris les ajustements à cette dernière pour tenir compte des nouveaux investissements), et du moins-perçu ou trop-perçu de l'année antérieure. Le revenu annuel maximum est recouvré auprès des usagers par le biais des redevances correspondant aux trois services susmentionnés. Les Philippines appliquent des tarifs qui tiennent pleinement compte des coûts, et n'ont donc pas besoin d'être subventionnés<sup>48</sup>.

En octobre 2015, la NGCP a demandé que le revenu annuel maximum soit porté de 43,08 milliards de PHP en 2015 (soit 308,67 PHP par kW) à 45,3 milliards de PHP en 2016. Elle invoquait la nécessité de constituer des réserves pour couvrir le risque de moins-perçu auprès des clients<sup>49</sup>. En février 2016, l'ERC a cependant recommandé de ramener le revenu annuel maximum à 41,65 milliards de PHP.

### **Critères de performance**

La NGCP calcule les niveaux de performance, qu'elle soumet à l'examen de l'ERC. Les primes et les sanctions peuvent revêtir la forme d'augmentations ou de diminutions du revenu annuel maximum pendant une année réglementaire.

La performance est évaluée à l'aune de huit critères de qualité et de fiabilité (énoncés au chapitre 3 du Code de réseau)<sup>50</sup>. Chacun de ces critères est pondéré comme suit :

- Indice de gravité des interruptions du système, 25 %
- Fréquence des disjonctions, 20 %
- Disponibilité du réseau, 10 %
- Respect des limites de fréquence, 10 %
- Respect des limites de tension, 10 %
- Disponibilité en cas d'engorgement du réseau de Luzon, 10 %
- Indicateur de disponibilité des services auxiliaires, 5 %
- Indicateur de satisfaction des clients, 10 %.

L'ERC définit des cibles et des fourchettes (un seuil et un plafond) pour chaque critère. La prime ou la sanction sont limitées à 3 % du revenu annuel maximum. Enfin, la NGCP n'est pas responsable des défaillances qui échappent à son contrôle, comme les interruptions de production.

### **A.5.7 Procédure de passation de marché**

La concession du transport d'électricité a été accordée à la NGCP en 2007 dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres ouverte, après l'échec de trois tentatives antérieures.

La première tentative remonte à 2003. La procédure a avorté à la phase de présélection, une seule partie ayant soumis une offre alors qu'un minimum de deux était requis. Peu après, une deuxième tentative a échoué pour la même raison. La PSALM a relancé une procédure en 2006 et en 2007, et reçu des offres de trois soumissionnaires présélectionnés. Or, un seul a ensuite soumis une offre officielle, alors que deux au moins étaient requises. La PSALM a préféré procéder à un nouvel appel d'offres plutôt que de négocier directement, et a finalement accordé la concession à la NCGP.

### **A.5.8 Résultats**

La NGCP a investi dans de nouvelles lignes électriques et atteint les objectifs de résultats. Entre janvier 2014 et décembre 2015, elle a construit 647 km de circuits, 1 350 MVA, et 600 MVA de capacité de sous-stations dans le cadre de 28 projets. Vingt-six projets (lignes et sous-stations) devaient être achevés à la fin de 2016, et 19 autres devaient l'être d'ici à la fin de 2019<sup>51</sup>.

Depuis 2011, la NGCP atteint ses objectifs de performance. Elle a régulièrement dépassé ses objectifs

en matière de pertes de réseau, qu'elle a réduites en diminuant la fréquence des coupures et en améliorant la disponibilité du réseau. La disponibilité des réseaux de Visayas et Mindanao s'est respectivement établie à 99,8 % et 99,7 % en 2016, et elle est passée de 99,4 % à 99,6 % dans la région de Luzon. La disponibilité des lignes essentielles s'est aussi améliorée, passant de 99,6 % à 99,7 %<sup>52</sup>.

## Remarques

1. E. Melo and A. da Costa, « The New Governance Structure of the Brazilian Electricity Industry: How is it Possible to Introduce Market Mechanisms? », *Section 3*, (2009), <http://www.usaee.org/usaee2009/submissions/OnlineProceedings/papermeloelbia.pdf> (consulté le 15 mars 2017).
2. Dans l'étude sur le Brésil, le terme « gouvernement » se rapporte au gouvernement central (fédéral).
3. IEA, « Brazil (Partner country) », <https://www.iea.org/countries/non-membercountries/brazil/> (consulté le 20 octobre 2016).
4. F. Salcedo et K. Porter, « Regulatory framework and cost regulations for the Brazilian national grid », *Final Report*, RAP, (2013), <http://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/05/exeter-salcedoporterbraziltransmissioncostregulationreport-2013-october.pdf> (consulté le 15 mars 2017).
5. Le régulateur peut autoriser les concessionnaires en place à procéder à des mises à niveau d'importance mineure.
6. Mercados, « Current practices in electricity transmission. Case studies », *Global Power Best Practices Series*, RAP, (2013), <http://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-globaltransmissionpractices-2013-dec.pdf> (consulté le 15 mars 2017).
7. Indice d'indexation : WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy Seasonally Adjusted), ou équivalent, publié par le Department of Labor des Etats-Unis. L'indice est choisi d'un commun accord à la phase contractuelle, et ne change pas.
8. F. Salcedo et K. Porter (2013).
9. R. Ferreira, « Private Participation in Transmission Expansion : the Brazilian Model », Présentation à l'atelier de consultation, Nairobi (Kenya) 26 septembre 2016.
10. Mercados (2013).
11. Données de l'ANEEL, « Resultados dos Leilões de Geração ». Resumo dos resultados dos leilões de transmissão até 2015, <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes> (consulté le 10 janvier 2017).
12. « Aneel aponta atraso em 60% das obras de transmissão de energia », *Globo Economia*, <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/05/aneel-aponta-atraso-em-60-das-obras-de-transmissao-de-energia.html> (consulté le 20 octobre 2016).
13. Energía Abierta, CNE, « Capacidad instalada (MW) », <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/> (consulté le 15 mars 2017).
14. Une « période tarifaire » est de quatre ans.
15. Le dossier d'appel d'offres comporte en annexe une liste des agences de notation admissibles. En outre, la notation doit avoir été obtenue au cours des 12 derniers mois.
16. Six projets figurant dans la base de données PPI de la Banque mondiale et du PPIAF ([ppi.worldbank.org](http://ppi.worldbank.org)) (consultée le 1<sup>er</sup> septembre 2016), plus le projet d'interconnexion du SIC et du SING.
17. Transelec, « Transelec se adjudica proyecto de expansión complementario para la interconexión SIC-SING por US\$174 millones », 12 mars 2016, <http://www.transelec.cl/transelec-se-adjudica-proyecto-de-expansion-complementario-para-la-interconexion-sic-sing-por-us-174-millones/> (consulté le 15 mars 2017).
18. Ministère de l'Énergie, Inde, « Statutory bodies », <http://powermin.nic.in/en/statutory-bodies> (consulté le 15 mars 2017).
19. PowerGrid, « Our Network », [http://www.powergridindia.com/\\_layouts/PowerGrid/User/ContentPage.aspx?PID=80&LangID=English](http://www.powergridindia.com/_layouts/PowerGrid/User/ContentPage.aspx?PID=80&LangID=English) (consulté le 12 septembre 2016).
20. S. Mishra, « A Comprehensive Study and Analysis of Power Sector Value Chain in India, Management & Marketing », *Challenges for the Knowledge Society*, Vol. 8, No. 1, (2013) : 25-40, <http://www.managementmarketing.ro/pdf/articole/299.pdf> (consulté le 15 mars 2017).
21. *National Tariff Policy*, janvier 2006, Clause 5.1.
22. « Power Grid to close central transmission utility status », *Business Standard*, [http://www.business-standard.com/article/economy-policy/powergrid-to-lose-central-transmission-utility-status-115051800029\\_1.html](http://www.business-standard.com/article/economy-policy/powergrid-to-lose-central-transmission-utility-status-115051800029_1.html) (consulté le 20 juillet 2016).
23. PGCIL, « JVs & Subsidiaries. Powergrid Group », [http://www.powergridindia.com/\\_layouts/PowerGrid/User/ContentPage.aspx?PID=81&LangID=english](http://www.powergridindia.com/_layouts/PowerGrid/User/ContentPage.aspx?PID=81&LangID=english) (consulté le 12 septembre 2016).
24. Castalia. « Growth in transmission network (ckm) », données du ministère de l'Énergie du gouvernement indien, <http://powermin.nic.in/en/content/growth-transmission-sector> (consulté le 10 mars 2017); \* jusqu'à fin juillet 2016.
25. D'autres groupes industriels ont soumissionné pour des projets, mais n'ont pas été retenus.
26. « Reliance Infrastructure files papers with Sebi for InviT » (entretien avec Ajay Bhardwaj, président de Sterlite), *Economic Times*, <http://economictimes.indiatimes.com/news/economy/infrastructure/>

- reliance-infrastructure-files-papers-with-sebi-for-invite/articleshow/54428336.cms (consulté le 26 septembre 2016).
27. « Transmission sector needs investment and monetization can be used: IS Jha, Power Grid », *Economic Times*, <http://economictimes.indiatimes.com/opinion/interviews/transmission-sector-needs-investment-and-monetisation-can-be-used-is-jha-power-grid/articleshow/52880178.cms> (consulté le 9 décembre 2016).
  28. KPMG, « Power Sector in India. White Paper on implementation challenges and opportunities », Infrastructure & Government, Janvier 2010, [https://www.kpmg.de/docs/PowerSector\\_2010.pdf](https://www.kpmg.de/docs/PowerSector_2010.pdf) (consulté le 15 mars 2017).
  29. « New steps to enhance transparency in Power Sector », ministère de l'Électricité (Inde), <http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=148982> (consulté le 17 août 2016).
  30. La part de l'investissement privé comprend les coentreprises avec la PGCIL, mais pas l'investissement de la PGCIL hors coentreprises.
  31. Le kilomètre de circuit est une mesure de la distance entre deux points, multipliée par le nombre de circuits. Une ligne en double circuit est constituée de deux câbles sur toute sa longueur. Une ligne en double circuit de 50 km comptera ainsi 100 kilomètres de circuit.
  32. « Growth in transmission sector », ministère de l'Électricité (Inde), <http://powermin.nic.in/content/growth-transmission-sector> (consulté le 20 juillet 2016).
  33. Base de données PPI. Nouveaux projets, Inde. Voir également A. Bhardwaj, « Indian Power Transmission : A success story of PPP », présentation lors d'un atelier de consultation, Abuja (Nigéria), 29 septembre 2016.
  34. Banque mondiale, « International Experience with Private Sector Participation in Power Grids : Peru Case Study », (Energy Sector Management Assistance Program, 2012, <http://documents.worldbank.org/curated/en/498461468000021182/pdf/101753-WP-P146042-Encadré393265B-PUBLIC-Private-Sector-Participation-in-Power-Grids-Peru.pdf> (consulté le 10 mars 2017).
  35. *Ministerio de Energia y Minas de Peru*, « Anuario Estadístico de Electricidad 2015 », Parte 9, [http://www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179) (consulté le 10 mars 2017).
  36. *Ministerio de Energia y Minas de Peru*, « Anuario Estadístico de Electricidad 2015 », Anexo 1, [http://www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179) (consulté le 10 mars 2017).
  37. Groupe de la Banque mondiale (2012).
  38. Base de données PPI. Greenfield projects, Peru.
  39. OSINERGMIN, *Resumen de los Estudios para Establecer los « Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión »* décembre 2007, [http://www2.osinerg.gob.pe/Proyecto\\_Normas/2007/CritMetElabPlanTransm/071203-INF-0403-Norma-Plan-de-Transmision.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Proyecto_Normas/2007/CritMetElabPlanTransm/071203-INF-0403-Norma-Plan-de-Transmision.pdf) (consulté le 15 mars 2017).
  40. Indice d'indexation : WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy Seasonally Adjusted), ou équivalent, publié par le *Department of Labor*, Gouvernement des Etats-Unis. Les parties choisissent l'indice d'un commun accord à la phase contractuelle, et il ne change pas.
  41. D'après les informations tirées des dossiers d'appel d'offres et des contrats de PROINVERSIÓN, « Procesos concluidos », <http://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=1593> (consulté le 15 mars 2017).
  42. Base de données PPI. Greenfield projects, Pérou.
  43. Entretien avec Dennis Ibarra d'Infinity Philippines Renewable Resources, 8 octobre 2016.
  44. NGCP. TDP 2014-2015.
  45. ESMAP (2015).
  46. « The Privatization of the National Transmission Corporation », PSALM, <https://www.psal.gov.ph/transmissionassets> (consulté le 10 octobre 2016).
  47. ESMAP (2015).
  48. KPMG, « The energy report: Philippines, Growth and opportunities in the Philippines electric power sector », KPMG Global Energy Institute, édition 2013-2014 (2013).
  49. « NGCP seeks higher revenue target », Philstar Global, <http://www.philstar.com/business/2015/10/06/1507470/ngcp-seeks-higher-revenue-target-p45.3-b-2016> (consulté le 8 octobre 2016).
  50. NGCP, « Regulatory Reset of the Regulated Transmission Services for 2016 to 2020 : Issues Paper », 4th Regulatory Period Reset Process, Mai 2014 [http://www.erc.gov.ph/Files/Render/media/2014.05.30\\_4thRPTransmissionIssuesPaper\\_NGCP\\_FINAL\\_forsubmissiontotheERC.pdf](http://www.erc.gov.ph/Files/Render/media/2014.05.30_4thRPTransmissionIssuesPaper_NGCP_FINAL_forsubmissiontotheERC.pdf) (consulté le 15 mars 2017).
  51. NGCP, TDP 2014-2015.
  52. « NGCP exceeds performance targets for 7th straight year », NGCP, <http://ngcp.ph/article-view.asp?ContentID=8360> (consulté le 26 septembre 2016).

## ANNEXE B

# Portefeuilles de projets de TEI envisagés au Kenya et dans le Pool énergétique de l'Afrique australe

Le modèle économique du TEI est dans l'ensemble le plus adapté pour mobiliser les investissements privés dans le transport d'électricité en Afrique. Par rapport au modèle dominant sur le continent, où les entreprises de services publics financent entièrement ce type d'investissement, il est en mesure d'attirer de nouvelles sources de financement.

Les gouvernements africains devraient envisager de mobiliser les investissements dans le transport d'électricité dans le cadre d'appels d'offres portant sur des projets de TEI, en parallèle au modèle économique existant. La section 6 analyse les étapes nécessaires pour réaliser le potentiel des projets de TEI en Afrique, et l'annexe B présente un guide à l'intention des représentants gouvernementaux et des responsables publics africains qui envisagent de faire appel au secteur privé pour financer les investissements dans le transport d'électricité au moyen du modèle de TEI.

Cette annexe présente un portefeuille potentiel de projets de transport d'électricité à mettre en œuvre au Kenya et dans le SAPP dans le cadre du modèle de TEI. Le portefeuille concerne un pays et un pool énergétique qui disposent de cadres juridique et réglementaire relativement élaborés dans le secteur de l'électricité, et qui ont manifesté un intérêt pour un modèle de financement privé du transport d'électricité. À la longue, ces projets pilotes pourraient démontrer que le modèle de TEI est applicable dans tous les pays africains, ce qui aiguiserait l'intérêt des investisseurs pour le secteur et la région.

L'annexe dresse un panorama du secteur de l'électricité au Kenya (section B.1), et dans le SAPP (section B.2), et présente un portefeuille de projets de TEI potentiels pour ces régions (section B.3).

## B.1 Panorama du secteur de l'électricité au Kenya

Le secteur de l'électricité au Kenya est en partie dégroupé. Le transport et la distribution sont intégrés, mais dissociés de la production depuis la fin des années 90. Les PEI peuvent investir dans la production d'électricité et intervenir dans le secteur depuis le milieu des années 90 et, en 2008, les autorités ont établi une entreprise publique de transport d'électricité séparée. L'encadré B.1 présente les principales entreprises du secteur de l'électricité kényan.

Par ailleurs, le ministère de l'Énergie et du Pétrole élabore et met en application la politique énergétique ; la *Energy Regulatory Commission* (ERC) est le seul organisme de réglementation sectoriel (chargé des questions techniques et économiques) et la *Rural Electrification Authority* est responsable du développement de l'électrification rurale.

### Viabilité financière du secteur de l'électricité

La viabilité financière du secteur de l'électricité kényan est relativement fragile. Selon l'étude de la Banque



## Encadré B.1 Principales entreprises du secteur de l'électricité kényan

Comme résumé ci-dessous, les principales entreprises électriques sont réparties entre les secteurs de la production d'une part, et du transport et de la distribution d'autre part.

### Secteur de la production :

- La Kenya Electricity Generation Company (KenGen), à participation majoritaire de l'État, est responsable de l'ensemble de la production publique d'électricité, hors géothermie
- L'entreprise publique Geothermal Development Company (GDC) est responsable de l'ensemble de la production géothermique publique
- Près de dix PEI.

• Source : A. Eberhard et al. (2016).

### Secteur du transport et de la distribution :

- L'entreprise publique Kenya Power and Lighting Company (KPLC, également connue sous le nom de « Kenya Power » — est la propriétaire et l'exploitante du réseau de distribution
- L'entreprise publique Kenya Electricity Transmission Company (Ketraco) a pour mission de planifier, concevoir, construire et entretenir les nouvelles lignes électriques et les sous-stations connexes.

mondiale, « *Making power affordable for Africa and viable for its utilities* », les encaisses de l'entreprise publique d'électricité (KPLC étant prise pour référence) sont suffisantes pour couvrir ses coûts d'investissement, mais pas ses coûts d'exploitation. L'étude estime également que le déficit quasi-budgétaire du pays (défini comme « l'écart entre le revenu net d'un secteur électrique rentable couvrant les coûts d'exploitation et d'investissement et les encaisses nettes de l'entreprise publique ») s'élève à 486 millions de dollars, soit 41 % des sommes recouvrées par l'entreprise.

Il n'en demeure pas moins que le Kenya a mobilisé 2,4 milliards de dollars d'investissements privés dans plus de dix projets de PEI depuis 1996<sup>2</sup>.

### La demande et la production d'électricité devraient sensiblement progresser d'ici à 2030

Le Kenya a pour objectif d'assurer un taux d'électrification de 100 % à l'horizon 2022 — soit plus de quatre fois le taux de 23 % enregistré en 2012, l'année de référence. En 2015, 37 % de la population étaient raccordés au réseau<sup>3</sup>. Des progrès sont observables, mais l'objectif sera difficile à réaliser. Les personnes qui ont accès à l'électricité en consomment relativement peu. La consommation des Kényans est de 168 Wh par habitant et par an<sup>4</sup>.

La demande d'électricité n'a cessé de croître depuis 2004, et cette tendance devrait persister au cours des dix prochaines années. Selon les estimations, la demande d'énergie va quasiment quadrupler d'ici à 2022, et décupler d'ici à 2030 — par rapport à l'année

de référence. La demande énergétique passerait de 8 010 GWh en 2012 à 129 150 GWh en 2022 et 81 352 GWh en 2030<sup>5</sup>.

La capacité de production installée du Kenya devrait être près de neuf fois plus élevée en 2030, passant de 1 645 MW en 2012 à 14 676 MW à cette date. En 2015, elle était de 2 298 MW (36 % de production hydroélectrique, 26 % géothermique, et 21 % au mazout), l'État étant propriétaire de 70 % de cette capacité.

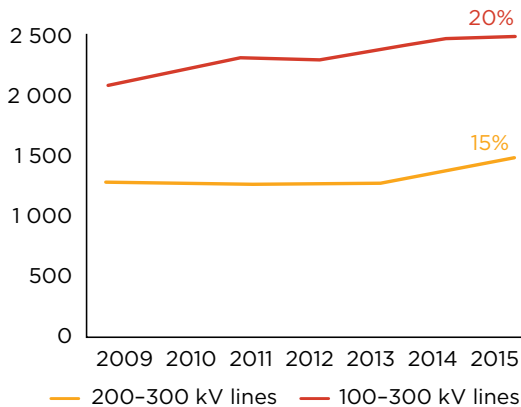
Les PEI comptent actuellement pour 30 % de la capacité de production installée, mais leur part a considérablement augmenté depuis 2005, puisqu'ils en représentaient à l'époque 12 %. L'électricité produite par les PEI représente environ un tiers de la production totale (31 % au cours de la période comprise entre juillet 2013 et juin 2014)<sup>6</sup>.

### Des lignes électriques seront également nécessaires pour transporter l'électricité et raccorder les consommateurs au réseau

Le réseau électrique kényan est actuellement constitué de lignes de 220 kV et de 132 kV. En 2015, il comptait 4 054 km de lignes, contre 3 443 km en 2009, soit une augmentation de 18 %. La figure B.1 illustre l'évolution des lignes de 100–200 kV et 200–300 kV, ainsi que la hausse cumulée (en pourcentage) au cours de cette période. Le Kenya ne possédait alors aucune ligne de transport nationale supérieure à 300 kV.

Les lignes à moyenne tension (entre 1 kV et 100 kV) ont connu un développement plus rapide. Les lignes de tension comprise entre 1 kV et 65 kV ont progressé

**Figure B.1 Évolution des lignes électriques, par niveau de tension (2009–2015)**



Source : Castalia. Données tirées de Trimble, C. et al., « T&D Data – State owned national grid T&D data », 2016, <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (consulté le 30 octobre 2016)

de 45 % entre 2009 et 2015 (pour atteindre 1 212 km), et les lignes de tension comprise entre 66 kV et 99 kV de 87 % au cours de la même période (jusqu'à 54 193 km).

Malgré ces progrès, la capacité de transport d'électricité par habitant demeure faible (voir la section 2.2). Les pertes conjuguées de transport et de distribution étaient de 17,5 % en 2015<sup>7</sup>. Des lignes de transport seront également nécessaires pour permettre au Kenya d'atteindre ses objectifs d'électrification et réaliser ses plans d'expansion de la production.

Ketraco prévoit de construire quelque 7 000 km de lignes électriques d'ici à 2020 – dont 2 200 km de lignes de 132 kV, 2 400 km de lignes de 220 kV, 2 000 km de lignes de 400 kV et 612 km de lignes de 500 kV à courant continu haute tension (CCHT)<sup>8</sup>.

### L'ERC est responsable de la planification et de la réglementation sectorielles

L'ERC est l'organisme **responsable de la planification du secteur de l'électricité** depuis l'adoption de la loi sur l'énergie (*Energy Act*) en 2006. Auparavant, cette tâche incombait au ministère de l'Énergie et du Pétrole. L'ERC établit le plan de développement électrique à moindre coût (*Least Cost Power Development Plan*, LCPDP) sur un horizon de vingt ans, et l'actualise tous les deux ans – celui-ci comprend des prévisions de la demande, la planification de la production et du transport d'électricité, et un plan d'investissement. Le dernier plan couvre la période 2015–2035.

L'ERC est également responsable de la réglementation des prix dans le secteur de l'électricité. La partie 3 de la loi sur l'énergie de 2006 lui prescrit d'attribuer les

licences de transport d'électricité. La licence prévoit les redevances pour le transport de l'énergie électrique. Les contrats portant sur la vente de services de transport (comme le contrat de services de transport d'électricité avec une entreprise de TEI) doivent être préalablement approuvés par l'ERC.

À l'heure actuelle, les services de transport d'électricité ne font pas l'objet d'une réglementation distincte. L'ERC fixe des tarifs « justes et raisonnables ». Les tarifs de détail sont établis à un niveau de rentabilité économique suffisant pour recouvrer les coûts de production, de transport et de distribution. Ils sont réévalués tous les trois ans.

KPLC tire ses revenus des consommateurs. Elle en garde une partie pour couvrir ses propres coûts de transport et de distribution, mais paie également des redevances de transport à Ketraco, des redevances de production à KenGen, GDC, et aux PEI, et des redevances de distribution à la *Rural Electrification Authority*.

L'instauration du modèle de TEI pourrait appeler une modification des modalités réglementaires. L'ERC doit fixer des tarifs qu'elle estime justes et raisonnables, ce qui suppose un examen périodique des coûts d'efficacité liés à la prestation de services de transport d'électricité pour pouvoir procéder à la révision triennale des tarifs de détail. Une fois le modèle de TEI introduit, le processus de réévaluation sera simplifié. La procédure d'appel d'offres aura mis en évidence les coûts efficaces des services que l'entreprise de TEI fournira. L'ERC a toutefois un rôle à jouer pour vérifier que la procédure est bien menée et qu'elle constitue une assise suffisante pour transférer les coûts aux consommateurs finaux.

## B.2 Panorama du Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP)

Le SAPP est un groupement d'entreprises publiques d'électricité d'Afrique australe qui a été créé en 1995. Il compte actuellement 16 membres originaires de 12 pays, énumérés au tableau B.1. Tous les membres, hormis la CEC, sont des entreprises à participation majoritaire de l'État.

Pour être membre du Pool, l'entreprise publique doit être située dans un pays qui faisait partie de la Communauté de développement de l'Afrique australe en septembre 1994. Les entreprises publiques opérant dans des pays non membres de la Communauté peuvent également en être membres. Le comité exécutif du SAPP doit alors approuver leur adhésion<sup>9</sup>.

**Tableau B.1** Membres du SAPP

Nom de l'entreprise publique	Pays
Botswana Power Cooperation	Botswana
EDM	Mozambique
Electricity Supply Commission of Malawi	Malawi
HCB	Mozambique
CEC	Zambie
ESKOM	Afrique du Sud
Nam Power	Namibie
Swaziland Electricity Company	Swaziland
Zimbabwe Electricity Supply Authority	Zimbabwe
Empresa Nacional de Electricidade	Angola
ZESCO	Zambie
Tanzania Electric Supply Company Limited	Tanzanie
Société nationale d'électricité	République démocratique du Congo
Lesotho Electricity Corporation	Lesotho
Mozambique Transmission Company <sup>10</sup>	Mozambique
Lunsemfwa Hydro Power Company	Zambie

Source : Pool énergétique de l'Afrique australe, « Annual Report 2016 », <http://www.sapp.co.zw/areports.html> (consulté le 13 mars 2017).

Le SAPP est en activité depuis plus de vingt ans, et a obtenu des résultats notables dans les secteurs de la production et du transport d'électricité. Une capacité de plus de 15 000 MW est entrée en service entre 2004 et 2015, ainsi que divers projets d'interconnexion de réseaux de transport – notamment l'interconnexion de 400 kV entre le Mozambique et le Zimbabwe (mis en service en 1997), la ligne de 400 kV entre l'Afrique du Sud et le Mozambique, qui traverse le Swaziland (mise en service en 2000), et la ligne CCHT de 350 kV entre la Namibie et la Zambie (mise en service en 2012).

La figure B.2 illustre les interconnexions entre les pays membres du SAPP, selon le niveau de tension. Elle précise par ailleurs les capacités de transport des lignes d'interconnexion et la capacité de production maximale disponible de chaque pays.

### Capacité actuelle de production et de transport d'électricité du SAPP

Le SAPP dispose d'une capacité de production installée de 61 959 MW, dont 75 % sont considérés disponibles pour les opérations. Les membres du SAPP prévoient de mettre en service une capacité nouvelle

de 32 695 MW d'ici à 2022. En 2016, plus de 60 % de la capacité de production installée est constituée de centrales au charbon, l'hydroélectricité étant la deuxième source de production, avec 21 %.

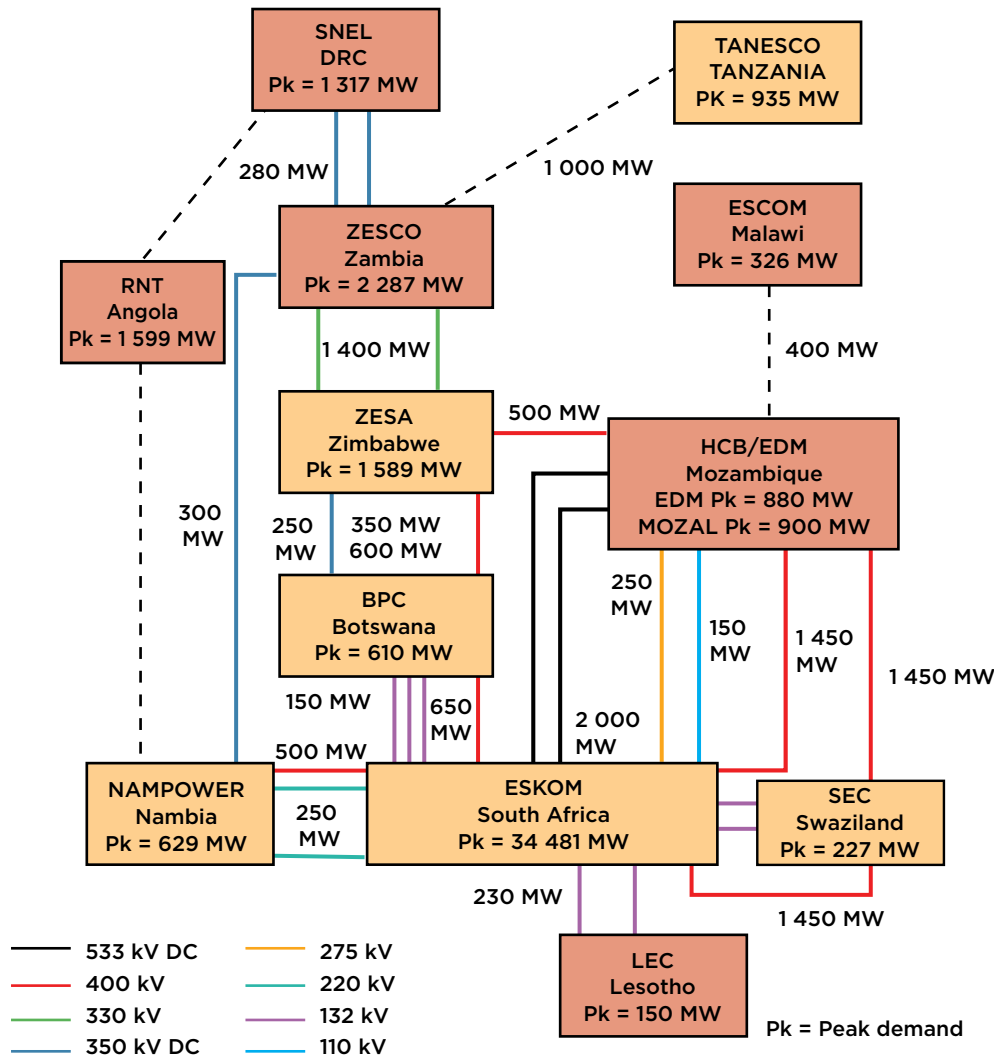
Le SAPP est le pool énergétique le plus développé d'Afrique. Comme le précise l'encadré B.2, sa structure de marché peut apporter des renseignements utiles pour la planification d'investissements futurs dans le transport d'électricité.

### Le sous-comité de planification établit le plan de transport d'électricité

Le SAPP est basé sur un accord intergouvernemental. Il est étayé par un protocole d'accord entre les entreprises publiques d'électricité participantes, dont l'article 13 définit la composition et les fonctions du sous-comité de planification.

Le sous-comité a notamment pour mission d'établir pour le SAPP un plan global qui se fonde sur les plans élaborés par ses différents membres. En 2009, le SAPP a lancé une étude du plan régional d'expansion de la production et du transport d'électricité, qui a été menée par Nexant. S'agissant du transport, le plan identifiait plusieurs investissements

Figure B.2 Le réseau du SAPP



Source : Pool énergétique de l'Afrique australe, « Annual Report 2016 ».

d'envergure présentant de grands avantages pour la région – notamment des projets visant à raccorder des pays non-membres du SAPP (les interconnexions Zambie-Tanzanie et Mozambique – Malawi par exemple), à réduire l'encombrement des réseau (comme la mise à niveau de la ligne Kafue-Livingston en Zambie), ou des projets de production (comme le projet Mozambique Backbone – STE)<sup>11</sup>. La Banque mondiale et d'autres IFD apportent une aide au SAPP dans le cadre de ces projets, sous la forme d'une assistance technique et de financements à titre gracieux.

### B.3 Définition du portefeuille de projets

Ketraco et le SAPP évaluent des modèles de financement privé en vue d'attirer l'investissement dans les projets de transport d'électricité. Le modèle de TEI fait partie des modèles examinés car susceptibles de convenir. Le financement public restera le modèle dominant, mais d'autres modes de financement pourraient mobiliser des financements supplémentaires pour le secteur, et atténuer les difficultés de financement auxquelles ces pays africains sont confrontés.

## Encadré B.2 L'expérience du SAPP montre comment les pools énergétiques régionaux peuvent contribuer à la planification du transport d'électricité

La structure de marché du SAPP peut fournir des informations utiles à ceux qui envisagent de procéder à des investissements dans le transport d'électricité. Le SAPP opère sur un marché du jour au lendemain net régional. Ces termes sont expliqués ci-dessous :

- « Marché du jour au lendemain » signifie que les offres sont soumises 24 heures avant le marché du temps réel. Ce système diffère de certains marchés intrajournaliers où les négociations ont lieu plus près du temps réel.
- « Régional » signifie que le SAPP est divisé en plusieurs zones de dépôt des offres, définies en fonction des contraintes de réseau. Comme, à l'origine, les réseaux ont surtout été établis pour satisfaire la demande nationale, les frontières des zones de dépôt correspondent pour l'essentiel aux frontières géographiques entre les pays membres du SAPP.
- « Net » signifie que la capacité de transport d'électricité entre les zones de dépôt des offres est d'abord attribuée aux échanges bilatéraux. Les règles du SAPP établissent que : « Les accords bilatéraux fermes entre Participants auront préséance [...] pour le transport d'électricité sur les interconnexions du SAPP<sup>12</sup>. » Dans les cas où la capacité attribuée aux termes des accords bilatéraux dépasse la capacité de transport, l'allocation s'effectue en fonction de l'ancienneté des accords.

Une fois l'allocation en vertu des accords bilatéraux effectuée, la capacité de transport restante est disponible pour des échanges sur le marché du jour au lendemain. Les exploitants du système déterminent la capacité disponible entre les zones de dépôt des offres. L'opérateur du marché calcule alors la capacité négociable sur le marché du jour

au lendemain, une fois déduite la capacité réservée aux contrats bilatéraux.

Les offres et soumissions sont présentées dans chaque zone de dépôt des offres. Les producteurs ne peuvent soumettre des offres que dans la région où ils sont situés (ou dans celles où ils sont partis à des contrats d'approvisionnement physique). Les offres d'achat sur le marché du jour au lendemain s'effectuent également dans la zone de dépôt où se trouve l'acheteur.

Comme c'est souvent le cas sur les marchés ainsi structurés, les règles de tarification aboutissent à un prix uniforme en l'absence de contraintes majeures. Quand le transport d'électricité entre les zones de dépôt des offres est soumis à des contraintes, les prix diffèrent. On parle alors de « scission du marché ».

L'écart de prix donne également lieu à des reliquats de règlement, qui interviennent lorsque l'opérateur du marché achète davantage d'électricité dans les zones de dépôt des offres où les prix sont bas et en vend davantage dans celles où le prix est plus élevé. Le terme utilisé varie selon les marchés, mais ces reliquats existent sur tous les marchés régionaux.

En conséquence, le marché du jour au lendemain assure une grande transparence quant à la fréquence et à l'importance des contraintes de transport sur les interconnexions régionales. Le SAPP offre en outre un degré élevé de certitude en ce qui concerne les droits d'accès quand les lignes de transport d'électricité sont assujetties à des contraintes. Les informations relatives à la fréquence et à l'importance des contraintes ne rendent pas la planification du transport d'électricité superflue, mais sont un apport utile au processus de planification.

### Les critères de sélection comptent notamment la phase du projet, sa taille, et le risque lié aux droits de passage

Ketraco et le SAPP sélectionnent actuellement des projets de transport d'électricité pour tester le modèle de TEI. Ils ont défini les critères de sélection suivants :

- Le projet a fait l'objet d'études préliminaires
- Le projet est suffisamment important pour attirer les investisseurs
- Le risque lié aux droits de passage est acceptable.

Le premier critère tient compte de l'état d'avancement du projet et vérifie que les études de faisabilité (EIES) ont été réalisées. Les projets de longue durée ou urgents ne sont pas pris en considération car Ketraco et le SAPP ont l'intention de lancer rapidement les appels d'offres pour les projets pilotes de TEI. Dans ce contexte, les projets urgents pourraient compromettre le processus d'apprentissage.

Le deuxième critère a trait à la taille du projet et vise à définir si les projets sont suffisamment importants pour justifier les coûts de transaction (voir

l'analyse à la section 6.8). Pour satisfaire à ce critère, il faudra éventuellement regrouper plusieurs projets en un seul appel d'offres, surtout pour les projets nationaux. D'après des consultations avec les investisseurs privés et des experts de la Banque mondiale, le seuil estimé (pour les coûts de construction) se situerait dans une fourchette de 80 à 100 millions de dollars. Ce chiffre peut toutefois varier selon le projet ou le contexte régional. Les investisseurs examineront également s'il existe des perspectives raisonnables de projets d'investissement futurs.

Le troisième critère exige que le risque associé à l'acquisition de terres et de droits de passage soit adapté aux caractéristiques du projet. Seuls ont été retenus les projets dont les risques liés aux droits de passage sont faibles à modérés. Les projets qui présentaient des risques élevés sur ce plan ont été retirés du portefeuille.

### Six projets de transport d'électricité susceptibles d'être retenus à titre de projets pilotes de TEI au Kenya et dans le SAPP

Une fois ces critères appliqués à l'ensemble du portefeuille de projets de transport d'électricité de Ketraco et aux projets prioritaires du SAPP, six projets de TEI sont susceptibles d'être lancés à titre expérimental – quatre au Kenya, et deux interconnexions au sein du SAPP. Les projets de TEI sélectionnés au Kenya figurent au tableau B.2, ceux du SAPP au tableau B.3.

Comme indiqué dans la dernière colonne du tableau B.2, trois des projets sélectionnés au Kenya devraient être regroupés pour satisfaire aux critères. Le coût des trois projets (qui figurent aux derniers rangs du tableau) regroupés est estimé à 76 millions de dollars, soit quasiment le montant minimum proposé.

**Tableau B.2** Portefeuille de projets de TEI potentiels au Kenya

Projet <sup>13</sup>	Coût estimé <sup>14</sup> (en millions de dollars)	Longueur (km)	Tension et type de ligne	Risque lié aux droits de passage	Regroupage avec d'autres projets nécessaire ?
Kiambere– <b>Maua</b> –Isiolo	81	288	220 kV ; double circuit	Faible : [Ketraco] avait déjà obtenu des droits de passage de ces collectivités, malgré la forte densité démographique	Non
Kisumu– <b>Kakamega</b> –Musaga	35	72	220 kV ; double circuit	Faible : [Ketraco] a déjà acquis des droits de passage auprès de la population	Oui
Menengai– <b>Nyandarua</b> –Rumuruti	21	70	132 kV ; double circuit	Moyen : terres inscrites au registre foncier, mais forte densité démographique à Menengai	Oui
Karbanet–Rumuruti (Nyahururu)	20	111	132 kV ; double circuit	En partie faible, en partie élevé : terrains privés, mais quelques éleveurs à Kabarnet	Oui

Source : Ketraco, « Support to develop a framework for transmission infrastructure through PPP », projet de rapport, mars 2017, (communication personnelle avec Samuel Oguah, 6 mars 2017). Adapté du tableau 12. Il nous faut choisir une (des) ligne(s) pilote(s) parmi les onze lignes présélectionnées.

**Tableau B.3** Portefeuille de projets de TEI potentiels au sein du SAPP

Projet	Pays concernés	Coût estimé (en millions de dollars)	Longueur (km)	Capacité et type de ligne
Zambie–Tanzanie	Zambie et Tanzanie	780 <sup>15</sup>	700 <sup>16</sup>	400 MW ; 330 kV ; double circuit
Mozambique Backbone (STE)	Mozambique	1 700 <sup>17</sup>	1 300 <sup>18</sup>	3 100MW ; 800kV ; ligne CCHT

Source : Banque mondiale, « Project appraisal document on a proposed grant in the amount of SDR13.2 million to the Southern Africa Power Pool for a Southern Africa Power Pool (SAPP) – Program for accelerating transformational energy projects », (Rapport n° 86076-AFR), octobre 2014, <http://documents.worldbank.org/curated/en/988471468002999129/pdf/860760PAD0P126010Encadré385343B000U0090.pdf> (consulté le 15 mars 2017). Adapté du tableau 5. Projets de transport d'électricité prioritaires.

Le projet Zambie-Tanzanie figurant au tableau B.3 est un projet de transport d'électricité prioritaire du SAPP qui permettra d'alléger l'encombrement au sein du pool, et le projet STE est associé au développement de la production à faible coût. Le projet STE relie la région de production hydroélectrique du bassin du Zambèze en aval de Cahora Bassa, dans le sud du Mozambique, et l'Afrique du Sud. La Banque mondiale met actuellement à jour les études de faisabilité de ce projet.

## Remarques

1. M. Kojima and C. Trimble (2016).
2. A. Eberhard et al. (2016).
3. « National Workshop Targets Kenya's Electrification Challenges », Energy Sector Management Assistance Program, <https://www.esmap.org/node/55495> (consulté le 10 mars 2017).
4. Banque mondiale, « Consommation d'électricité (kWh par habitant) », OCDE/AIE, 2013, <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC> (consulté le 10 janvier 2017).
5. Énergie durable pour tous, « Kenya Action Agenda », janvier 2016, [http://www.se4all.org/sites/default/files/Kenya\\_AA\\_EN\\_Released.pdf](http://www.se4all.org/sites/default/files/Kenya_AA_EN_Released.pdf) (consulté le 14 mars 2017).
6. A. Eberhard et al. (2016).
7. Trimble, C. et al., « T&D Data – T&D Network Losses (as percent of total dispatch) », 2016, <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (consulté le 30 octobre 2016).
8. Kenya Electricity Transmission Company (Ketraco), « Transmission System Planning and Implementation : Planned Projects and Financing Gap », présentation à un atelier de consultation, Nairobi (Kenya) 26 septembre 2016.
9. « Membership », Pool énergétique de l'Afrique australe (site web), <http://www.sapp.co.zw/members.html> (consulté le 13 mars 2017).
10. La Mozambique Transmission Company est une société de projet formée par ESKOM (Afrique du Sud), EDM (Mozambique) et Swaziland Electricity Company (Swaziland). Chacune de ces compagnies publiques détient un tiers des actions.
11. Banque mondiale, « Project appraisal document on a proposed grant in the amount of SDR13.2 million to the Southern Africa Power Pool for a Southern Africa Power Pool (SAPP) – Program for accelerating transformational energy projects », (Rapport n° 86076-AFR), octobre 2014, <http://documents.worldbank.org/curated/en/988471468002999129/pdf/860760PADOP126010Encadré385343BooOUO090.pdf> (consulté le 15 mars 2017).
12. Pool énergétique de l'Afrique australe, « Day Ahead Market. Book of rules », janvier 2009, <http://www.sapp.co.zw/docs/SAPP%20DAM%20Book%20of%20Rules%20final%20version%20January%202009.pdf> (consulté le 14 mars 2017).
13. Les nouvelles sous-stations nécessaires au projet sont indiquées en caractère gras.
14. Il s'agit du coût de construction estimé.
15. Lead2Business, « Project Details. Zambia-Tanzania-Kenya Power Interconnector Project », <http://www.lzb.co.za/Project/Zambia-Tanzania-Kenya-Power-Interconnector-Project/9262> (consulté le 15 mars 2017).
16. NEPAD-IPPF, « Zambia-Tanzania-Kenya Electricity Interconnection », <http://nepadippf.org/projects/energy/zambiatanzaniakenyaelectricity/> (consulté le 15 mars 2017).
17. EDM, « Mozambique regional transmission backbone project. Nontechnical summary for draft ESIA », avril 2011, <https://tinyurl.com/hxxrbss> (consulté le 15 mars 2017).
18. M. Hussain (2015).

# Bibliographie

- African Development Bank (2013), "Interconnecting, integrating and transforming a continent," Programme for Infrastructure Development in Africa, <https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/PIDA%20note%20English%20for%20web%200208.pdf> (accessed March 10, 2017).
- Alberta Electric System Operator (2014), "AESO Awards Alberta PowerLine Limited Partnership with Fort McMurray West 500 kV Transmission Project," <http://www.marketwired.com/press-release/aeso-awards-alberta-powerline-limited-partnership-with-fort-mcmurray-west-500-kv-transmission-1978463.htm> (accessed March 16, 2017).
- Australian Energy Regulator (2009), "Electricity transmission," State of the energy market, <https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%205%20%20Electricity%20transmission%202009.pdf> (accessed March 15, 2017).
- Australian Energy Market Operator (2013), "South Australia-Victoria (Heywood) Interconnector Upgrade," [http://www.aemo.com.au/media/Files/Other/planning/RITTs/SA\\_VIC\\_Heywood\\_Interconnector\\_Upgrade\\_RIT\\_T\\_PACR.pdf](http://www.aemo.com.au/media/Files/Other/planning/RITTs/SA_VIC_Heywood_Interconnector_Upgrade_RIT_T_PACR.pdf) (accessed March 16, 2017).
- Babcock & Brown Infrastructure (2006), "ASX Announcement. Completion of Acquisition : New England-New York Cross Sound Cable," <http://www.crosssoundcable.com/doc/Acquisition.pdf> (accessed March 15, 2017).
- Bloomberg (2016), "Azura says Nigeria must expand grid to boost power supply," <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-28/azura-says-nigeria-must-expand-grid-to-boost-power-supply> (accessed January 12, 2017).
- Castellano, A. Kendall, A., Nikomarov, M., and Swemer, T. (2015), "Brighter Africa : The growth potential of the sub-Saharan electricity sector" (Electric Power & Natural Gas, McKinsey&Co.) [www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/powering-africa](http://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/powering-africa) (accessed March 7, 2017).
- CEDA (2002), "Privatisation : A Review of the Australian Experience" <http://adminpanel.ceda.com.au/FOLDERS/Service/Files/Documents/15230~growth50.pdf> (accessed March 17, 2017).
- Copperbelt Energy Corporation Plc webpage, <https://cecinvestor.com/kabompo-hydro-power/>, (accessed March 10, 2017).
- Department of Energy and Climate Change (2016), "Impact Assessment : Extending competitive tendering in the GB electricity transmission network," [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/493712/Impact\\_Assessment\\_-\\_Extending\\_competitive\\_tendering\\_in\\_the\\_GB\\_electricit\\_\\_.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/493712/Impact_Assessment_-_Extending_competitive_tendering_in_the_GB_electricit__.pdf) (accessed March 10, 2017).
- Department of Trade and Industry (2007), "Government Response to the joint DTI/Ofgem Consultation on Licensing Offshore Electricity Transmission," (Regulation of offshore electricity transmission), <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file38705.pdf> (accessed March 10, 2017).
- Development Bank of Jamaica, "Privatisation Policy Framework & Procedures Manual," <http://dbankjm.com/services/ppp-and-privatisation-division/privatisation/privatisation-policy-framework-procedures-manual/> (accessed March 15, 2017).
- Eberhard, A. (2015), "Powering Africa : Facing the Financing and Reform Challenges", AFD Research Paper Series, No. 2016-21, February. <https://www.gsb.uct.ac.za/files/PoweringAfricaChallenges.pdf> (accessed March 17, 2017).
- Eberhard, A., Gratwick, K., Morella, E., and Antmann, P., (2016), "Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa : Lessons from Five Key Countries," World Bank Publications, <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/23970/9781464808005.pdf> (accessed March 16, 2017).
- Economic Consulting Associates (2010), "The potential of power sector integration," (Cahora Bassa. Generation case study) ESMAP, <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/>



- handle/10986/17518/773070v30ESMAPooraoBassao Generation.pdf?sequence=1 (accessed March 10, 2017).
- EDM (2011), "Mozambique regional transmission backbone project. Non-technical summary for draft ESIA," April, <https://tinyurl.com/hxxrbss> (accessed March 15, 2017).
- Energy Sector Management Assistance Program, "National Workshop Targets Kenya's Electrification Challenges," <https://www.esmap.org/node/55495> (accessed March 10, 2017).
- ESMAP (2015), "Private Sector Participation in Electricity Transmission and Distribution: Experiences from Brazil, Peru, the Philippines, and Turkey." Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) knowledge series, no. 023/15; World Bank, Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/22750> (accessed March 10, 2017).
- Federal Republic of Nigeria (2016), "Sustainable Energy for All Action Agenda (SE4ALL-AA)," [http://www.se4all.org/sites/default/files/NIGERIA\\_SE4ALL\\_ACTION\\_AGENDA\\_FINAL.pdf](http://www.se4all.org/sites/default/files/NIGERIA_SE4ALL_ACTION_AGENDA_FINAL.pdf) (accessed March 10, 2017).
- Ferreira, R. (2016), "Private Participation in Transmission Expansion: the Brazilian Model", Presentation from consultation workshop, Kenya.
- Foster, V., and Briceño-Garmendia, C. (2010), "Africa's infrastructure. A Time for Transformation", A co-publication of the Agence Française de Développement and the World Bank [http://siteresources.worldbank.org/INTAFRICA/Resources/aicd\\_overview\\_english\\_no-embargo.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTAFRICA/Resources/aicd_overview_english_no-embargo.pdf) (accessed March 16, 2017).
- Golumbeanu, R. and Barnes, D., "Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa", World Bank, Policy Research Working Paper 6511, (2013).
- Government of India (2015), "Order No. 15/1/2013," Ministry of Power, [http://www.powermin.nic.in/sites/default/files/webform/notices/policy\\_for\\_incentivizing\\_early\\_Commissioning\\_of\\_Transmission\\_Project\\_o.pdf](http://www.powermin.nic.in/sites/default/files/webform/notices/policy_for_incentivizing_early_Commissioning_of_Transmission_Project_o.pdf) (accessed March 10, 2017).
- Heddenhausen, M. (2007), "Privatisation's in Europe's liberalized electricity markets – the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany, and France," Research Unit EU Integration, [https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/projekt\\_papier/Electricity\\_paper\\_KS\\_IIformatiert.pdf](https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/projekt_papier/Electricity_paper_KS_IIformatiert.pdf) (accessed March 10, 2017).
- Hussain, M. (2015), "Republic of Mozambique – Energy Sector Policy Note," World Bank, (2015). <http://documents.worldbank.org/curated/en/135711468180536987/pdf/ACS17091-REVISED-PUBLIC-Mozambique-Energy-Sector-Policy-Note.pdf> (accessed March 11, 2017).
- IEA, "Understanding Energy Challenges in India: Policies, Players and Issues.", (2012).
- IFC (2012), "Public-Private Partnership Stories. Cameroon: SONEL," [http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/577489804a5b844a93e59f8969adcc27/PPPStories\\_Cameroon\\_SONEL.pdf?MOD=AJPERES](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/577489804a5b844a93e59f8969adcc27/PPPStories_Cameroon_SONEL.pdf?MOD=AJPERES) (accessed March 10, 2017).
- Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (2005), "Vers de nouvelles organisations du secteur électrique : les réformes, les acteurs et les expériences : colloques 1998–2005," Collection Actes 5, [http://toolkits.reeep.org/file\\_upload/296\\_tmpphpRZPikL.pdf](http://toolkits.reeep.org/file_upload/296_tmpphpRZPikL.pdf) (accessed March 10, 2017).
- International Bank for Reconstruction and Development, the World Bank, Asian Development Bank, and Inter-American Development Bank (2014), "Public-Private Partnerships. Reference Guide", Version 2.0, Public-Private Infrastructure Advisory Facility, <http://api.ning.com/files/Iumatxx-0jz3owSBo5xZDkmWIE7GTVYA3cXwt4K4s3UyoNtPPRgPWYO1LrWaTUqybQeTXIeuSYUxbPFWlyusyN15rL6b2Ms/PPPReferenceGuidevo2Web.pdf> (accessed March 17, 2017).
- International Energy Statistics. (2014), "Total Electricity Installed Capacity 2014," <https://tinyurl.com/hqe2nys> (accessed December 2, 2016).
- Kenya Electricity Transmission Company, "Transmission System Planning and Implementation: Planned Projects and Financing Gap," Presentation from consultation workshop, Kenya, (2016).
- Kerf, M., Gray, D., Irwin, T., Levesque, C., and Taylor, R. (1998), "Concessions for infrastructure. A guide to their design and award," Technical Paper no. 389, <https://tinyurl.com/zgamefg> (accessed March 13, 2017).
- Kojima, M. and Trimble, C. (2016), "Making Power Affordable for Africa and Viable for Its Utilities," World Bank Group, <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/25091/108555.pdf?sequence=7> (accessed March 17, 2017).
- KPMG, "The energy report: Philippines, Growth and opportunities in the Philippines electric power sector," KPMG Global Energy Institute, 2013–2014 edition, (2013).
- Lead2Business, "Project Details. Zambia-Tanzania-Kenya Power Interconnector Project," <http://www.l2b.co.za/Project/Zambia-Tanzania-Kenya-Power-Interconnector-Project/9262> (accessed March 15, 2017).
- Littlechild, S. (2003), "Transmission regulation, merchant investment, and the experience of SNI and Murraylink in the Australian National Electricity Market", <https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Littlechild.Transmission.Regulation.Australia.pdf> (accessed March 17, 2017).
- Melo, E., et al., "The New Governance Structure of the Brazilian Electricity Industry: How is it Possible to Introduce Market Mechanisms?", Section 3, (2009).

- Miketa A. and Saadi, N. (2015), "Africa power sector : Planning and prospects for renewable energy," (International Renewable Energy Agency), [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Africa\\_Power\\_Sector\\_synthesis\\_2015.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Africa_Power_Sector_synthesis_2015.pdf) (accessed March 1, 2017).
- MIGA. "Political Risk Insurance and Credit Enhancement Solutions," Note provided to Castalia, (2016).
- Ministry of Power of the Government of India, <http://powermin.nic.in/en/content/growth-transmission-sector>, (accessed March 10, 2017).
- Mishra, S., "A Comprehensive Study and Analysis of Power Sector Value Chain in India, Management & Marketing," Challenges for the Knowledge Society, Vol. 8, No. 1, (2013): 25–40.
- National Grid, Our UK Profile, <http://investors.nationalgrid.com/about-us/our-markets/uk-profile.aspx> (accessed March 17, 2017).
- NEPAD-IPPF, "Zambia-Tanzania-Kenya Electricity Interconnection," <http://nepadippf.org/projects/energy/zambiatanzaniakenyaelectricity/> (accessed March 15, 2017).
- Nepal R. and Foster, J., "Electricity Networks Privatization in Australia: An Overview of the Debate," School of Economics, University of Queensland, <http://www.uq.edu.au/economics/abstract/541.pdf> (accessed March 16, 2017).
- NERA Economic Consulting (2012), "US Planification du transport d'électricité Arrangements-Competitive Procurement and Independent Planner Model. A report for Grid Australia," [http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive2/PUB\\_GridAustralia\\_1112.pdf](http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive2/PUB_GridAustralia_1112.pdf) (accessed March 16, 2017).
- NGCP (2014), "Regulatory Reset of the Regulated Transmission Services for 2016 to 2020: Issues Paper".
- NGCP (2016), "NGCP exceeds performance targets for 7th straight year," <http://ngcp.ph/article-view.asp?ContentID=8360> (accessed 26 September, 2016).
- Office of Gas and Electricity Markets (2015), "Extending competition in electricity transmission: arrangements to introduce onshore tenders," Consultation.
- Office of Gas and Electricity Markets (2015), "Integrated Planification du transport d'électricité and Regulation (ITPR) Project : final conclusions," <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/integrated-transmission-planning-and-regulation-itpr-project-final-conclusions> (accessed March 10, 2017).
- Office of Gas and Electricity Markets (2017), "North West Coast Connections – Consultation on the project's Initial Needs Case and suitability for tendering," <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/north-west-coast-connections-consultation-project-s-initial-needs-case-and-suitability-tendering> (accessed March 10, 2017).
- Office of Gas and Electricity Markets (2017), "RIIO-ET1. Annual Report 2015–2016," [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/02/riio-et1\\_annual\\_report\\_2015-16.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/02/riio-et1_annual_report_2015-16.pdf) (accessed March 16, 2017).
- Oguah, S. and Sanchez, P. (2015), "Private Sector Participation in Transmission Systems: Making it Work. Live Wire". World Bank Group, <http://documents.worldbank.org/curated/en/337861467990990322/pdf/100989-BRI-VC-PUBLIC-ADD-SERIES-Encadré393254B-Knowledge-Notes-LW52-OKR.pdf> (accessed March 10, 2017).
- Ouedraogo, N., "Modeling sustainable long-term electricity supply-demand in Africa," *Applied Energy* 190, (2017): 1047–1067.
- Pfeifenberger, J., et al. (2014), "Contrasting Competitively-Bid Transmission Investments in the U.S. and Abroad," Presented at UBS conference call, [http://www.brattle.com/system/news/pdfs/000/000/719/original/Contrasting\\_Competitively-Bid\\_Transmission\\_Investments\\_in\\_the\\_U.S.\\_and\\_Abroad.pdf?1408140050](http://www.brattle.com/system/news/pdfs/000/000/719/original/Contrasting_Competitively-Bid_Transmission_Investments_in_the_U.S._and_Abroad.pdf?1408140050) (accessed March 16, 2017).
- Plane, P. (2004), "Privatisation et réseaux d'électricités en Afrique de l'Ouest", CERDI-CNRS, Université d'Auvergne, <http://publi.cerdi.org/ed/2003/2003.22.pdf> (accessed March 10, 2017).
- PPI Database, World Bank and PPIAF, [ppi.worldbank.org](http://ppi.worldbank.org) (accessed September 9, 2016).
- Salcedo, F. and Porter, K., "Regulatory framework and cost regulations for the Brazilian national grid," Final Report, RAP, (2013).
- Scottish Power, "About Us," [http://www.scottishpower.com/pages/sp\\_energy\\_networks.aspx](http://www.scottishpower.com/pages/sp_energy_networks.aspx) (accessed March 15, 2017).
- South African Power Pool, "Membership," <http://www.sapp.co.zw/members.html> (accessed March 13, 2017)
- Southern Africa Power Pool (2009), "Day Ahead Market. Book of rules," <http://www.sapp.co.zw/docs/SAPP%20DAM%20Book%20of%20Rules%20final%20version%20January%202009.pdf> (accessed March 14, 2017).
- Southern Africa Power Pool (2016), "Annual Report 2016," <http://www.sapp.co.zw/areports.html> (accessed March 13, 2017).
- Starwood Energy Group (2007), "Neptune transmission system, financed by energy investors funds and Starwood Energy Group, begins delivering power to Long Island," [http://starwoodenergygroup.com/wp-content/uploads/2014/06/6\\_NeptuneAnnouncement.pdf](http://starwoodenergygroup.com/wp-content/uploads/2014/06/6_NeptuneAnnouncement.pdf) (accessed March 15, 2017).
- Sustainable Energy for all (2016), "Kenya Action Agenda," [http://www.se4all.org/sites/default/files/Kenya\\_AA\\_EN\\_Released.pdf](http://www.se4all.org/sites/default/files/Kenya_AA_EN_Released.pdf) (accessed March 14, 2017).
- Tchatat, G., "Contribution a la preparation du rapport national pour la formulation du livre blanc regional sur l'acces universel aux services energetiques integrants le developpement des energies renouvelables et de l'efficacite energetique," Rapport Final, Cameroun, PNUD, (2014).

- Transmission Company of Nigeria, "Appraisal of Transmission Projects," (2014).
- Tribal Energy and Environmental Information, "Energy Transmission in the United States."
- Trimble, C., Kojima, M., Perez Arroyo, I., Mohammadzadeh, F. (2016), "Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa: Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs." Policy Research Working Paper; No. 7788 <http://data.worldbank.org/data-catalog/affordable-viable-power-for-africa> (accessed March 16, 2017).
- Western Link Project, "Welcome page," <http://www.westernhvdcink.co.uk/> and [http://www.scottishpower.com/pages/our\\_major\\_projects.aspx](http://www.scottishpower.com/pages/our_major_projects.aspx) (accessed March 15, 2017).
- World Bank (1998), "Project appraisal document on a proposed IDA guarantee of up to US\$35 million of a syndicated commercial bank loan to Cinergy for the Azito power project in the Republic de Cote d'Ivoire," (Report No : 1 8580-IVC), <http://documents.worldbank.org/curated/en/990051468749754026/pdf/multi-page.pdf> (accessed March 10, 2017).
- World Bank (1998), "Project appraisal document on a proposed IDA guarantee of up to US\$35 million of a syndicated commercial bank loan to Cinergy for the Azito power project in the Republic de Cote d'Ivoire," (Report No : 1 8580-IVC), <http://documents.worldbank.org/curated/en/990051468749754026/pdf/multi-page.pdf> (accessed March 10, 2017).
- World Bank (1999), "Sub-Saharan Africa Benefits from the first IDA Guarantee for Azito," (Project Finance and Guarantees), [http://siteresources.worldbank.org/INTGUARANTEES/Resources/Azito\\_PFG\\_Note.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTGUARANTEES/Resources/Azito_PFG_Note.pdf) (accessed March 10, 2017).
- World Bank (2001), "A guide for hiring and managing advisors for private participation in infrastructure," Volume 3, PPIAF, <http://documents.worldbank.org/curated/en/347941468766772652/pdf/multi-page.pdf> (accessed March 10, 2017).
- World Bank (2009), "Toolkit for PPPs in Roads and Highways : Market Sounding," Public-Private Infrastructure Advisory Facility, <https://ppiaf.org/sites/ppiaf.org/files/documents/toolkits/highwaystoolkit/6/pdf-version/5-92.pdf>
- World Bank Group (2012), "International Experience with Private Sector Participation in Power Grids : Peru Case Study" <http://documents.worldbank.org/curated/en/49846146800021182/pdf/101753-WP-P146042-Encadré393265B-PUBLIC-Private-Sector-Participation-in-Power-Grids-Peru.pdf> (accessed March 10, 2017).
- World Bank (2014), "Project appraisal document on a proposed grant in the amount of SDR13.2 million to the Southern Africa Power Pool for a Southern Africa Power Pool (SAPP) – Program for accelerating transformational energy projects," (Report No : 86076-AFR), October 2014, <http://documents.worldbank.org/curated/en/988471468002999129/pdf/860760PADoP126010Encadré385343BooOUO090.pdf> (accessed March 15, 2017).

