



ABRÉGÉ

Repenser la
réforme du secteur de l'électricité
dans les pays en développement

INFRASTRUCTURES DURABLES

ABRÉGÉ

Repenser la réforme du secteur de l'électricité dans les pays en développement

Vivien Foster et Anshul Rana



GRUPE DE LA BANQUE MONDIALE

Cet abrégé présente une vue d'ensemble et la table des matières du rapport intitulé *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*. (10.1596/978-1-4648-1442-6). La version intégrale du rapport, une fois publié, sera affichée en format PDF sur les sites <https://openknowledge.worldbank.org/> et <http://documents.worldbank.org/>, et des exemplaires du rapport peuvent être commandés à l'adresse www.amazon.com. Pour toute citation, reproduction et adaptation, veuillez utiliser la version définitive du rapport.

© 2019 Banque internationale pour la reconstruction et le développement/Banque mondiale
1818 H Street NW, Washington DC 20433
Téléphone : 202-473-1000; Internet : www.worldbank.org
Certains droits réservés

Cet ouvrage a été établi par les services de la Banque mondiale avec la contribution de collaborateurs extérieurs. Les observations, interprétations et opinions qui y sont exprimées ne reflètent pas nécessairement les vues de la Banque mondiale, de son Conseil des Administrateurs ou des pays que ceux-ci représentent. La Banque mondiale ne garantit pas l'exactitude des données citées dans cet ouvrage. Les frontières, les couleurs, les dénominations et toute autre information figurant sur les cartes du présent ouvrage n'impliquent de la part de la Banque mondiale aucun jugement quant au statut juridique d'un territoire quelconque et ne signifient nullement que l'institution reconnaît ou accepte ces frontières.

Rien de ce qui figure dans le présent ouvrage ne constitue ni ne peut être considéré comme une limitation des privilèges et immunités de la Banque mondiale, ni comme une renonciation à ces privilèges et immunités, qui sont expressément réservés.

Droits et autorisations



L'utilisation de cet ouvrage est soumise aux conditions de la licence Creative Commons Attribution 3.0 IGO (CC BY 3.0 IGO) <http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo>. Conformément aux termes de la licence Creative Commons Attribution, il est possible de copier, de distribuer, de transmettre et d'adapter le contenu de l'ouvrage, notamment à des fins commerciales, sous réserve du respect des conditions suivantes :

Mention de la source — L'ouvrage doit être cité de la manière suivante : Foster, Vivien et Anshul Rana. 2019. « Repenser la réforme du secteur de l'électricité dans les pays en développement. » Abrégé. Banque mondiale, Washington. Licence : Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO

Traductions — Si une traduction de cet ouvrage est produite, veuillez ajouter à la mention de la source de l'ouvrage le déni de responsabilité suivant : *Cette traduction n'a pas été réalisée par la Banque mondiale et ne doit pas être considérée comme une traduction officielle de cette dernière. La Banque mondiale ne saurait être tenue responsable du contenu de la traduction ni des erreurs qui pourraient s'y trouver.*

Adaptations — Si une adaptation de cet ouvrage est produite, veuillez ajouter à la mention de la source le déni de responsabilité suivant : *Cet ouvrage est une adaptation d'une œuvre originale de la Banque mondiale. Les idées et opinions exprimées dans cette adaptation n'engagent que l'auteur ou les auteurs de l'adaptation et ne sont pas validées par la Banque mondiale.*

Contenu tiers — La Banque mondiale n'est pas nécessairement propriétaire de chaque composante du contenu de cet ouvrage. Elle ne garantit donc pas que l'utilisation d'une composante ou d'une partie quelconque du contenu de l'ouvrage ne porte pas atteinte aux droits des tiers concernés. L'utilisateur du contenu assume seul le risque de réclamations ou de plaintes pour violation desdits droits. Pour réutiliser une composante de cet ouvrage, il vous appartient de juger si une autorisation est requise et de l'obtenir le cas échéant auprès du détenteur des droits d'auteur. Parmi les composantes, on citera, à titre d'exemple, les tableaux, les graphiques ou les images.

Pour tous renseignements sur les droits et licences, s'adresser au Service des publications de la Banque mondiale : World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA ; courriel : pubrights@worldbank.org.

Maquette de couverture : Bill Pragluski, Critical Stages, LLC.

Table des matières



Table des matières du rapport intégral	v
Avant-propos	vii
Remerciements	ix
Les auteurs	xiii
Documents de référence	xv
Abréviations	xix
Messages clés	xxi
Abrégé : Principales constatations et incidence sur les politiques publiques. . .	1
Introduction	1
Principales constatations	3
Incidence sur les politiques publiques	23
Conclusions	34
Notes	35
Bibliographie	37

Table des matières du rapport intégral



Table des matières
Avant-propos
Remerciements
Les auteurs
Documents de référence
Messages clés
Abréviations

Abrégé

Principales constatations et incidence sur les politiques publiques

Section I : Le contexte de la réforme

Chapitre 1

Comment comprendre le concept de réforme du secteur de l'électricité ?

Chapitre 2

Quelle est l'ampleur des réformes du secteur de l'électricité mises en œuvre dans les pays en développement ?

Chapitre 3

Quel rôle l'économie politique a-t-elle joué dans l'adoption des réformes du secteur de l'électricité ?

Section II : L'architecture de la réforme

Chapitre 4

Qu'a-t-on entrepris pour restructurer les compagnies d'électricité et améliorer la gouvernance ?

Chapitre 5

Quel a été l'apport du secteur privé ?

Chapitre 6

Les pays ont-ils mis en place un système efficace de régulation du secteur de l'électricité ?

Chapitre 7

Quelles sont les avancées enregistrées dans la création des marchés de gros de l'électricité ?

Section III : Les résultats de la réforme

Chapitre 8

La réforme du secteur de l'électricité a-t-elle amélioré l'efficacité et le recouvrement des coûts ?

Chapitre 9

La réforme du secteur de l'électricité a-t-elle amélioré la performance sectorielle ?

Avant-propos



Trente ans plus tôt apparaissait un nouveau modèle de réforme qui a fondamentalement transformé l'organisation du secteur de l'électricité. Ce modèle avait pour but d'améliorer les performances opérationnelles et financières des entreprises du secteur, d'assurer un approvisionnement fiable en électricité, d'attirer des opérateurs privés et d'instaurer des conditions commerciales équitables, tout en aidant le secteur public à assumer le rôle de régulateur.

Pourtant, près de trois décennies plus tard, seule une douzaine de pays en développement est parvenue à appliquer pleinement le modèle des années 90. Pour de nombreux pays, ce modèle n'était simplement pas compatible avec les conditions économiques de leur secteur de l'électricité; pour beaucoup d'autres, la mise en œuvre de cette démarche a été entravée par de nombreux obstacles politiques. Bon nombre des pays qui ont entrepris les réformes l'ont fait de manière sélective, ce qui a donné lieu à des situations dans lesquelles certains principes de marché coexistaient avec une forte présence de l'État — ce que les concepteurs du modèle des années 90 n'avaient pas prévu.

De plus, depuis le début du XXI^e siècle, le secteur de l'électricité subit le contrecoup d'une réorientation substantielle des politiques publiques et de changements technologiques majeurs. Ces dernières années, le monde entier s'est approprié l'Objectif de développement durable sur l'énergie (ODD7) qui vise à garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable à l'horizon 2030. Partout dans le monde, nous observons aussi une transition rapide vers des sources d'énergie renouvelables et à faible teneur en carbone, en droite ligne de l'engagement pris dans le cadre de l'Accord de Paris pour lutter contre le changement climatique. Les technologies de rupture font intervenir de nouveaux acteurs décentralisés dans le secteur et refondent les modèles commerciaux.

Cela dit, les réformes entreprises sur la seule base du modèle des années 90 ne suffiront pas pour réaliser les objectifs planétaires en matière d'énergie. Nous avons aussi besoin de politiques complémentaires et ciblées pour atteindre les 840 millions de personnes qui n'ont pas accès à l'électricité

de nos jours, et pour accroître rapidement la part des énergies propres dans le bouquet énergétique mondial.

L'ouvrage *Repenser la réforme du secteur de l'électricité dans les pays en développement* paraît à un moment crucial. Le monde évolue — et il doit en être de même pour le secteur de l'électricité. Les principes qui ont guidé les responsables politiques et les acteurs concernés dans les années 90 restent d'actualité. La viabilité financière et la bonne gouvernance institutionnelle n'en sont pas moins essentielles, alors même que la participation du secteur privé s'élargit et les avancées des technologies de rupture tout comme les avantages de la concurrence galvanisent le secteur.

Il est donc tout naturel que les démarches de réforme aient besoin d'une mise à jour pour accompagner ces changements.

Le présent rapport offre un nouveau cadre de référence fondé sur le contexte actuel, axé sur les résultats et défini sur la base des différentes solutions disponibles. Il porte trois messages clairs à l'attention des responsables politiques et des professionnels du secteur : premièrement, les approches en matière de réforme doivent être façonnées par le contexte politique et économique de chaque pays concerné ; deuxièmement, la réforme doit être conçue pour atteindre les résultats souhaités en matière de politiques publiques ; et troisièmement, il doit être possible d'atteindre ces résultats en empruntant des voies diverses. Il n'existe pas de cadre uniforme ou universel, et les besoins et défis particuliers des pays fragiles et à faible revenu doivent faire l'objet d'une attention particulière.

Nous espérons que ce rapport suscite une nouvelle manière de penser les réformes du secteur de l'électricité dans les pays en développement ; qu'il aide à fournir l'accès à l'électricité à ceux qui en ont le plus besoin ; et qu'au bout du compte, il contribue à l'avènement d'un secteur de l'électricité propre, écologiquement rationnel et financièrement viable.

Riccardo Puliti

Directeur du Pôle Énergie et industries extractives et
Directeur régional pour les Infrastructures (Afrique)
Groupe de la Banque mondiale

Remerciements



Le présent rapport n'aurait pas vu le jour sans le généreux financement offert par le Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) et le Mécanisme consultatif pour le renforcement des infrastructures par des partenariats public-privé (PPIAF).

Le rapport a bénéficié des précieux conseils d'un comité de lecture composé des personnes suivantes : Pierre Audinet, Clive Harris, Dejan Ostojic, Sheoli Pargal, Mike Toman, Maria Vagliasindi (Banque mondiale) et Tooraj Jamasb (Université de Durham). Sudeshna Ghosh Banerjee (Banque mondiale) lui a également apporté commentaires et suggestions tout au long de sa rédaction.

En raison de l'envergure de l'étude, une large équipe d'experts du secteur a participé à la préparation de chaque chapitre du rapport, notamment des spécialistes de la Banque mondiale qu'accompagnaient des consultants externes.¹ Les principales thématiques couvertes concernaient l'économie politique de la réforme du secteur de l'électricité, la régulation économique sectorielle, les marchés de gros de l'électricité, la réforme des compagnies d'électricité, le recouvrement des coûts et les technologies de rupture.

- Concernant la thématique de l'économie politique, les recherches préliminaires ont été effectuées par une équipe dirigée par Ashish Khanna et composée de Anton Eberhard, Catrina Godinho, Alan David Lee, Brian Levy, Zainab Usman et Jonathan Walters.
- Katharina Gassner et Joseph Kapika ont dirigé l'équipe travaillant sur la régulation qui était

constituée de Martin Rodriguez Pardina et Julieta Schiro de Macroconsulting Argentina, ainsi que de Kagaba Paul Mukibi.

- Les travaux préliminaires sur le marché de l'électricité ont été menés par Hugh Rudnick et Constantin Velasquez de l'Université du Chili, ainsi que de Martin Schroder et Tatyana Kramskaya, sous la conduite de Debabrata Chattopadhyay.
- L'équipe en charge de la thématique de la restructuration et la gouvernance des compagnies d'électricité était dirigée par Vivien Foster et se composait de Joeri de Wit, Victor Loksha et Anshul Ranan, en plus des consultants Elvira Morella, Mariano Salto et Pedro Sanchez.
- Joern Huenteler, Arthur Kochnakyan, Tu Chi Nguyen, Arun Singh, Denzel Hankinson et Nicole Rosenthal de DH Infrastructure se sont chargés des premiers travaux de recherche sur le recouvrement des coûts, sous la conduite d'Ani Balabanyan. L'analyse des données est basée sur une méthodologie mise au point à l'intention de 25 compagnies d'électricité dans 14 pays et trois États de l'Inde et fondée sur un ensemble cohérent de modèles financiers. L'analyse financière a été conduite par Arthur Kochnakyan, avec l'appui d'une équipe de consultants indépendants parmi lesquels Emiliano Lafalla, Adrian Ratner, Vazgen Sargsyan et Martin Tarzyan. Le chapitre y relatif a été rédigé par Joern Huenteler et Tu Chi Nguyen.
- Pour ce qui est de la thématique des technologies de rupture, les travaux de recherche préliminaires

¹ Sauf indication contraire, toutes les personnes citées font partie du personnel de la Banque mondiale

ont été effectués par Kelli Joseph et Jonathan Walters, tous deux consultants indépendants, sous la direction de Gabriela Elizondo Azuela. L'équipe a aussi bénéficié des commentaires et observations de Pierre Audinet.

Le modèle économétrique du rapport a été mis au point par Nisan Gorgulu de l'Université George Washington, sous la direction de Jevgenjis Steinbucks.

Bien que ce rapport ait une portée mondiale, il s'appuie grandement sur l'analyse détaillée des 15 pays de l'Observatoire pour la remise en cause de la réforme du secteur de l'électricité (Rethinking Power Sector Observatory). La rapport a été l'occasion de recueillir et d'analyser une masse inédite de données, ce qui n'aurait pas pu être réalisé sans une combinaison de consultants locaux indépendants et de collègues travaillant sur le secteur de l'électricité dans les bureaux-pays respectifs de la Banque mondiale.

- Edison Giraldo, Jorge Giraldo et Isaac Dyer Rezonzew, tous trois consultants indépendants, se sont chargés de la collecte de données et des entretiens avec les parties prenantes dans le cas de la Colombie, alors que Gabriela Elizondo Azuela, Janina Franco, Elvira Morella et David Reinstein leur apportaient un précieux soutien et des conseils inestimables.
- Consultant indépendant, George Reinoso s'est occupé de la collecte des données et de la conduite des entretiens avec les parties prenantes pour la République dominicaine, avec les précieux concours et conseils de Pedro Antmann et Elvira Morella.
- S'agissant de la République arabe d'Égypte, la collecte des données et les entretiens avec les parties prenantes ont été dirigés par Hafez el Salmawy en qualité de consultant indépendant. Celui-ci a bénéficié des conseils et des orientations de Marwa Mostafa Khalil et Ashish Khanna.
- Pour l'Inde, le cabinet Deloitte India était responsable de la collecte de données et de la conduite des entretiens avec les parties prenantes au niveau national. Cette équipe a été accompagnée dans cette tâche par Mani Khurana, qui lui a prodigué ses conseils d'expert.
- En ce qui concerne le Kenya, la collecte de données et les entretiens avec les parties prenantes ont été menés par David Mwangi, un consultant indépendant, sous la direction d'Anton Eberhard et de Catrina Godinho de l'Université de Cape Town. Laurencia Karimi Njagi et Zubair K. M. Sadeque leur ont aussi fourni un précieux soutien et des conseils avisés.
- Tayeb Amegroud, un consultant indépendant, était chargé de la collecte des données et de la conduite des entretiens avec les parties prenantes pour le compte du Maroc. Le projet a grandement bénéficié des orientations de Moez Cherif et Manaf Touati.
- Pour le Pakistan, la collecte des données et les entretiens avec les parties prenantes ont été confiés à Fariel Salahuddin, un consultant indépendant. Celui-ci a été accompagné dans cette tâche par Anjum Ahmad, Defne Gencer, Rikard Liden, Anh Nguyen Pham, Mohammad Saqib et Richard Spencer, qui lui ont fourni des orientations à cette fin.
- Consultant indépendant, Eduardo Zolezzi était chargé de la collecte des données et de la conduite des entretiens avec les parties prenantes pour le compte du Pérou. Janina Franco lui a fourni de précieuses orientations et l'a accompagné dans cette activité.
- Dans le cas des Philippines, la collecte des données et les entretiens avec les parties prenantes ont été menés par Rauf Tan, un consultant indépendant. Celui-ci a bénéficié des conseils avisés et de l'accompagnement de Yuriy Myroshnychenko, tandis que Wali del Mundo se chargeait d'évaluer les données recueillies.
- En ce qui concerne le Sénégal, la collecte de données et les entretiens avec les parties prenantes ont été effectués par Assane Diouf, un consultant indépendant, sous la direction d'Anton Eberhard, de Catrina Godinho et de Celine Paton de l'Université de Cape Town. Manuel Berlingiero, Alioune Fall, Manuel Luengo et Chris Trimble leur ont fourni de précieux conseils et orientations à cette fin.
- Dans le cas du Tadjikistan, la collecte des données et les entretiens avec les parties prenantes ont été menés par Jamshed Vazirov, un consultant

indépendant. Celui-ci a bénéficié des conseils et de l'appui d'Arthur Kochnakyan et de Takhmina Mukhamedova.

- Anastas Mbawala, un consultant indépendant, était chargé de la collecte des données et de la conduite des entretiens avec les parties prenantes pour le compte de la Tanzanie, sous la conduite d'Anton Eberhard et de Catrina Godinho de l'Université de Cape Town. Joern Huenteler et Vadislav Vucetic leur ont prodigué de précieux conseils.
- S'agissant de l'Ouganda, la collecte des données et les entretiens avec les parties prenantes ont été effectués par Geoffrey Bakkabulindi, un consultant indépendant, sous la direction d'Anton Eberhard et de Catrina Godinho de l'Université de Cape Town. Raihan Elahi et Mbuso Gwafila leur ont fourni de précieux conseils et orientations.
- Consultante indépendante, Svetlana Golikova était chargée de la collecte des données et de la conduite des entretiens avec les parties prenantes pour le compte de l'Ukraine. Elle a été accompagnée et soutenue dans cette tâche par Fabrice Karl Bertholet et Dmytro Glazkov.

- S'agissant du Viet Nam, Nguyen Trinh Hoang Anh, Adam Fforde, Eric Groom et Tran Dinh Long, tous des consultants indépendants, étaient chargés de la collecte des données et des entretiens avec les parties prenantes au niveau national. Franz Gerner et Tran Hong Ky leur ont fourni de précieux conseils dans cette tâche, tandis que Sebastian Eckardt et Madhu Raghunath constituaient le comité de lecture.

Le rapport s'est aussi inspiré immensément de bases de données mondiales telles que Private Participation in Infrastructure (PPI 2018) de la Banque mondiale, World Electric Power Plants Database de S&P Global Platts, Regulatory Indicators for Sustainable Energy (RISE), *Tracking SDG7 : The Energy Progress Report*, et d'autres bases de données administrées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et la U.S. Energy Information Administration (EIA)

Le rapport final a été édité par Steven Kennedy, Critical Stages s'est occupé de sa conception graphique et Datapage s'est chargé de sa composition.

Les auteurs



Vivien Foster est économiste en chef à la vice-présidence Infrastructures de la Banque mondiale. Durant ses 20 années de service dans cette institution, elle a occupé une diversité de fonctions de premier plan, contribué au dialogue avec les pays clients et assumé des missions de service-conseil et de prêt dans plus de 30 pays d'Afrique, d'Asie, d'Europe, d'Amérique latine et du Moyen-Orient. Elle a dirigé plusieurs initiatives majeures de recherche sur les politiques publiques, parmi lesquelles : *Water, Electricity, and the Poor* (2005), qui étudie l'effet redistributif des subventions attribuées aux compagnies d'électricité; *Africa's Infrastructure* (2009), qui analyse les défis que rencontre l'infrastructure de réseau sur le continent; *Building Bridges* (2009), qui décrit de façon détaillée la contribution croissante de la Chine au financement des infrastructures en Afrique; *Tracking SDG7: The Energy Progress Report* (2013–18), un tableau de bord mondial pour le suivi des progrès vers la réalisation de l'ODD7 sur l'énergie; et *Regulatory Indicators for Sustainable Energy (RISE)* (2016, 2018), une initiative de suivi de l'adoption de politiques optimales partout dans le monde en vue de promouvoir les énergies durables. Vivien Foster est diplômée de l'université d'Oxford; elle a obtenu un master à Stanford University et un PhD du University College de Londres, tous les deux en économie.

Anshul Rana est consultant au bureau de l'économiste en chef pour la vice-présidence Infrastructures de la Banque mondiale. Spécialiste des réformes institutionnelles dans le secteur de l'électricité, il a également travaillé sur le tableau de bord mondial pour le suivi des progrès vers la réalisation de l'ODD7 et sur RISE, une initiative du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) destinée à surveiller les cadres de politique générale pour promouvoir les énergies durables à travers le monde. Avant de rejoindre la Banque mondiale, Anshul Rana a enseigné l'économie politique du développement des infrastructures et la politique énergétique dans le monde en développement au School of Advanced International Studies de la Johns Hopkins University. Il a également travaillé en tant que reporter pour des journaux et des chaînes de télévision de renom en Inde et aux États-Unis. Il est titulaire d'un master en économie internationale du School of Advanced International Studies, Johns Hopkins University.

Documents de référence



Le rapport s'inspire de 27 documents de référence publiés de façon continue dans la série des Policy Research Working Papers de la Banque mondiale qu'on l'on peut consulter à l'adresse http://www.esmap.org/rethinking_power_sector_reform. Ces documents comprennent des études dont le but est de tracer à grands traits les contours de la réforme du secteur de l'électricité dans le monde en développement :

- Foster, V., S. Witte, S. Ghosh Banerjee, and A. Moreno. 2017. "Charting the Diffusion of Power Sector Reforms across the Developing World." Policy Research Working Paper No. 8235, World Bank, Washington, DC.
- Foster, V., and S. Witte. À paraître. "Evaluating Electricity Tariff Structure Design in the Developing World." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Bacon, R. W. 2018. "Taking Stock of the Impact of Power Utility Reform in Developing Countries: A Literature Review." Policy Research Working Paper No. 8460, World Bank, Washington, DC.
- Huenteler, J., I. Dobozi, A. Balabanyan, and S. Ghosh Banerjee. 2017. "Cost Recovery and Financial Viability of the Power Sector in Developing Countries: A Literature Review." Policy Research Working Paper No. 8287, World Bank, Washington, DC.
- Lee, A. D., and Z. Usman. 2018. "Taking Stock of the Political Economy of Power Sector Reform in Developing Countries: A Literature Review." Policy Research Working Paper No. 8518, World Bank, Washington, DC.
- Pardina, M. R., and J. Schiro. 2018. "Taking Stock of Economic Regulation of Power Utilities in the Developing World: A Literature Review." Policy Research Working Paper No. 8461, World Bank, Washington, DC.
- Rudnick, H., and C. Velasquez. 2018. "Taking Stock of Wholesale Power Markets in Developing Countries: A Literature Review." Policy Research Working Paper No. 8519, World Bank, Washington, DC.

Des études détaillées sur le marché de l'électricité ont été préparées pour les quatre pays de l'Observatoire

Rethinking Power Sector Reform qui avaient progressé le plus vers la création de marchés de gros de l'électricité, à savoir la Colombie, l'Inde, le Pérou et les Philippines.

- Rana, A., and A. Khanna. 2019. "Learning from Power Sector Reform: The Case of the Arab Republic of Egypt." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Rudnick, H., and C. Velasquez. 2019. "Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of the Philippines." Policy Research Working Paper No. 8721, World Bank, Washington, DC.
- Rudnick, H., and C. Velasquez. 2019. "Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Colombia." Policy Research Working Paper No. 8771, World Bank, Washington, DC.
- Rudnick, H., and C. Velasquez. 2019. "Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Peru." Policy Research Working Paper No. 8772, World Bank, Washington, DC.
- Rudnick, H., and C. Velasquez. À paraître. "Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of India." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.

Les documents de référence comprennent également des études de cas détaillées qui décrivent la dynamique de réforme dans chaque pays de l'Observatoire et évaluent l'impact des réformes sur des aspects essentiels de la performance du secteur de l'électricité.

- Bacon, R. W. 2019. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Pakistan." Policy Research Working Paper No. 8842, World Bank, Washington, DC.
- Bacon, R. W. 2019. "Learning from Power Sector Reform: The Case of the Philippines." Policy Research Working Paper No. 8853, World Bank, Washington, DC.
- Bacon, R. W. à paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Ukraine." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Godinho, C., and A. Eberhard. 2019. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Kenya." Policy Research Working Paper No. 8819, World Bank, Washington, DC.
- Godinho, C., and A. Eberhard. 2019. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Uganda." Policy Research Working Paper No. 8820, World Bank, Washington, DC.
- Godinho, C., and A. Eberhard. À paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Tanzania." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington DC.
- Khurana, M. à paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Andhra Pradesh." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Khurana, M. à paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Rajasthan." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Khurana, M. à paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Odisha." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Lee, A. D., and F. Gerner. 2019. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Vietnam." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Paton, C., C. Godinho, and A. Eberhard. À paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Senegal." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Rana, A. à paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of the Dominican Republic." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
- Rudnick, H., and C. Velasquez. À paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Peru." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.

-
- Rudnick, H., and C. Velasquez. À paraître. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Colombia." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.
 - Usman, Z. 2019. "Learning from Power Sector Reform: The Case of Morocco." Policy Research Working Paper, World Bank, Washington, DC.

Abréviations



AAE	accord d'achat d'électricité
AIE	Agence internationale de l'énergie
CET	construction-exploitation-transfert
CPE	construction, possession, exploitation
EP	Entreprise Publique
ESMAP	Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique
EVN	(Compagnie nationale d'électricité du Viet Nam)
GNI	revenu national brut
IFMIS	Indice de fréquence moyenne des interruptions de service
IHH	Indice de Herfindahl-Hirschman
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ODD7	Objectif de développement durable 7
PEI	producteur d'électricité indépendant
PIE	production indépendante d'électricité
PIPE	projets indépendants de production d'électricité
PPI	base de données Private Participation in Infrastructure
PPIAF	Mécanisme consultatif pour le renforcement des infrastructures par des partenariats public-privé
PSP	participation du secteur privé
RISE	<i>Regulatory Indicators for Sustainable Energy</i> (initiative)

Messages clés



Durant les années 90, un nouveau modèle de réforme du secteur de l'électricité est apparu qui soulignait l'importance de la restructuration des compagnies d'électricité, la constitution d'agences de régulation, la participation du secteur privé et l'établissement de marchés concurrentiels dans ce secteur. Vingt-cinq ans plus tard, seule une poignée de pays en développement a pleinement mis en œuvre ces politiques issues du Consensus de Washington. À travers le monde en développement, des réformes ont été adoptées d'une manière plutôt sélective, ce qui a donné lieu à un modèle hybride caractérisé par la coexistence de structures reposant sur les lois du marché avec la persistance de la mainmise de l'État sur ce secteur.

Le présent ouvrage a vocation à relancer et remettre à jour la réflexion sur les approches en matière de réforme du secteur de l'électricité dans les pays en développement. Cette démarche s'appuie largement sur des données historiques, couvrant à la fois l'évolution globale de la situation au niveau mondial et une analyse approfondie de 15 pays en développement. Elle se veut aussi visionnaire en ce qu'elle prend en considération l'incidence des nouveaux objectifs d'action en matière environnementale et sociale ainsi que les technologies de rupture.

Il en ressort une image nuancée de la situation. En effet, alors que les réglementations ont été adoptées par le plus grand nombre, leur mise en application a souvent été largement en deçà des attentes, et le

recouvrement des coûts reste un objectif irréalisable. Le secteur privé a largement financé l'expansion de la capacité de production. Cependant, sa contribution à la distribution de l'électricité est nettement plus limitée, et sa performance en matière d'efficacité peut parfois être concurrencée par celle de compagnies publiques bien gérées. La restructuration et la libéralisation ont donné des résultats positifs dans une poignée de grands pays à revenu intermédiaire, mais se sont révélées trop complexes et difficiles à mettre en œuvre pour la plupart des autres pays.

À partir de ces constatations, le rapport pointe trois implications majeures pour les politiques publiques.

- **La dépendance à l'égard du contexte.** Premièrement, les programmes de réforme doivent être façonnés à la fois par le contexte politique et économique du pays concerné. Le modèle de réforme des années 90 a connu le plus grand succès dans les pays qui avaient rempli certaines conditions minimales de développement du secteur de l'électricité, et où l'environnement politique était favorable. Lorsque ces mêmes réformes étaient adoptées dans des milieux plus difficiles, le risque était grand que les politiques soient remises en cause, tandis que rien ne garantissait des résultats positifs. Les réformes préconisées dans les années 90 sont plus compatibles avec une idéologie de marché et des structures de pouvoir ouvertes à la contestation politique. Les conditions économiques de succès de ces réformes présupposent l'existence d'un système électrique

relativement vaste avec un taux élevé d'électrification du pays, la disponibilité de bonnes données opérationnelles et financières, et un système de régulation des tarifs qui fonctionne bien.

Le rapport prescrit deux approches, les pays dans des environnements plus difficiles devant se concentrer sur la réforme de la gouvernance et la viabilité financière, en attendant de mettre en œuvre des réformes structurelles plus ambitieuses lorsque les systèmes seront mieux développés.

- **L'orientation sur les résultats.** Deuxièmement, les programmes de réforme doivent être axés sur les résultats souhaités en matière de politiques, conçus en tenant compte de ces résultats espérés, et moins tributaires d'un processus prédéfini. Depuis les années 90, les objectifs des politiques publiques dans le secteur de l'électricité se sont élargis au-delà de la sécurité de l'approvisionnement et la viabilité financière pour inclure d'importants déterminants sociaux et environnementaux

comme l'accès universel et la décarbonisation du secteur. Les données disponibles indiquent que les réformes issues du Consensus de Washington ne permettront pas, à elles seules, de réaliser les objectifs des politiques pour le XXI^e siècle ; elles doivent être complétées par des mesures stratégiques mieux ciblées.

- **Les approches pluralistes.** Troisièmement, les pays ont découvert d'autres mécanismes institutionnels qui donnent de bons résultats dans le secteur de l'électricité. Certains des pays en développement les plus performants en matière d'électricité ont résolument mis en œuvre le modèle de réforme des années 90, tandis que d'autres ont conservé une entreprise publique dominante et compétente guidée par de solides objectifs d'action, en confiant au secteur privé un rôle plus progressif et ciblé. Ces éléments illustrent l'importance d'une plus grande pluralité d'approches à l'avenir.

Abrégé : Principales constatations et incidence sur les politiques publiques



INTRODUCTION

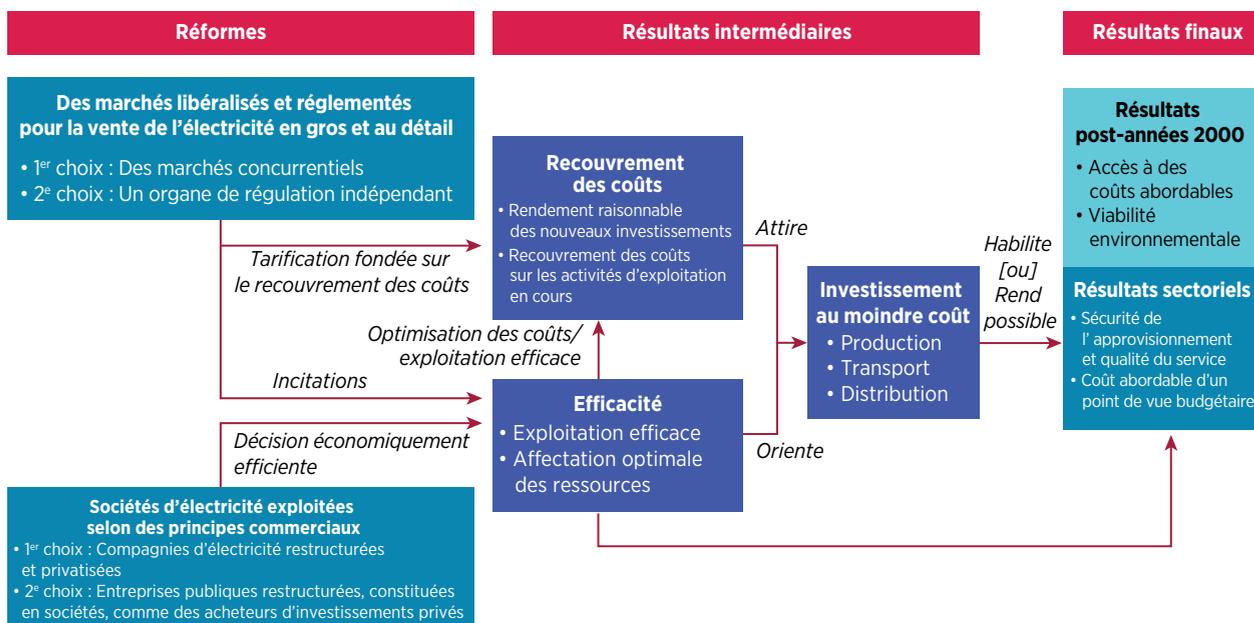
Dans les années 90, un nouveau modèle d'organisation du secteur de l'électricité issu du «Consensus de Washington» sur le développement était promu par les institutions multilatérales. Ce nouveau modèle est né du mécontentement croissant provoqué par les compagnies publiques d'électricité (Bacon and Besant-Jones 2001), des monopoles d'intégration verticale qui avaient réussi à déployer des réseaux d'infrastructure dans de nombreux pays durant les années 60 à 80, mais avaient commencé à montrer leurs limites sous la forme de systèmes d'exploitation inefficaces, de subventions croissantes et de tensions de trésorerie. Le modèle de réforme du secteur de l'électricité des années 90 touchait quatre axes structurels :

- Régulation (par la création d'un organe de régulation autonome)
- Restructuration (qui suppose la transformation de la compagnie en société et son dégroupage vertical et horizontal)
- Participation du secteur privé (particulièrement dans la production et la distribution)
- Concurrence (à terme sous la forme d'un marché de gros de l'électricité).

Le modèle de réforme des années 90 partait de l'idée que les réformes changeraient positivement les comportements des principaux acteurs du secteur, ce qui amènerait une meilleure performance et de meilleurs résultats dans ce dernier. L'introduction d'un système privé de gestion suscite un changement

de comportement. Lorsqu'elle est gérée comme une entité privée, la compagnie d'électricité passe d'un système bureaucratique tributaire des intérêts politiques à une démarche axée sur la recherche du profit, la maîtrise des coûts et la satisfaction de la clientèle : la pression du marché ou les dispositifs de régulation vont empêcher toute possibilité d'abus du gestionnaire privé ; et le secteur privé et l'organe de régulation vont empêcher toute ingérence du pouvoir politique dans les activités quotidiennes de l'entreprise. On s'attendait à ce que la combinaison d'incitations commerciales robustes, de pressions concurrentielles et d'une surveillance réglementaire améliore l'efficacité et le recouvrement des coûts des compagnies d'électricité. La baisse consécutive des subventions de l'État et l'amélioration de la viabilité financière devaient permettre la mise en œuvre des grands programmes d'investissement nécessaires pour assurer la sécurité de l'approvisionnement dans des réseaux électriques en croissance rapide (World Bank 1993). C'est ce raisonnement qui est présenté comme la théorie du changement à la base du modèle de réforme des années 90 (figure O.1). La théorie du changement est un cadre conceptuel utilisé pour évaluer l'efficacité du modèle dans cette étude. Vers 2015, l'adoption de l'Objectif de développement durable 7 (ODD7) et la signature de l'Accord de Paris sur le climat avaient élargi les objectifs des politiques publiques dans le secteur de l'électricité, en suscitant un regain d'intérêt pour l'électrification et la décarbonisation, lesquelles n'avaient pas été envisagées dans les années 90.

FIGURE O.1 Le modèle des années 90 était fondé sur une théorie sous-jacente du changement



Source : Banque mondiale.
 Note : EP= Entreprises publiques.

Cette étude a pour but de relancer, de renouveler et d'actualiser la réflexion autour de la réforme du secteur de l'électricité dans les pays en développement à la lumière des données historiques et des tendances futures. Les prescriptions du modèle de réforme des années 90 étaient essentiellement fondées sur la théorie et les principes économiques. Au début des années 2000, il est apparu clairement que ce modèle ne pouvait pas être appliqué partout dans les faits (Besant-Jones 2006). Nous disposons actuellement de 25 années de données empiriques à partir desquelles évaluer cette approche. Une telle évaluation se justifie à la fois par les difficultés pratiques rencontrées pendant l'application du modèle dans le monde en développement, et par l'évolution substantielle des objectifs des politiques publiques dans le secteur. Parallèlement, le développement de technologies de rupture soulève des questions autour de la manière dont les recommandations formulées dans le modèle des années 90 peuvent avoir besoin d'être adaptées pour la suite.

En s'appuyant sur une nouvelle base de données immense, l'étude jette un regard rétrospectif sur 25 années de réforme du secteur de l'électricité dans le monde en développement. Cette démarche est fortement étayée par des données probantes, prend en compte les programmes de réforme entrepris dans 88 pays en développement et les résultats produits par ceux-ci, et est complétée par les informations émanant d'un Observatoire de la réforme du secteur de l'électricité qui offre une image détaillée de la situation dans 15 pays¹. Les pays ne sont pas jugés à l'aune des réformes qu'ils ont entreprises, mais plutôt des résultats que celles-ci ont produit. Les résultats sectoriels sont évalués sur plusieurs aspects, y compris des objectifs traditionnels comme la sécurité de l'approvisionnement, et le nouveau programme d'action axé sur l'électrification et la décarbonisation.

En même temps, l'étude jette un regard prospectif sur les technologies de rupture qui bouleversent le secteur de l'électricité et qui remettent en cause les idées reçues autour de l'organisation et de la structure de ce secteur.

Traditionnellement, les réseaux électriques se développent autour d'infrastructures centralisées conçues de manière à tirer profit des économies d'échelle et à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande par la fourniture de l'électricité à des usagers passifs. Cependant, la vague actuelle d'innovations — y compris en matière d'énergies renouvelables décentralisées, de stockage en batteries et de numérisation — donne aux usagers et autres acteurs décentralisés les moyens de participer à la production de l'électricité et à des services dits de réponse de la demande² générant ainsi des flux inverses le long des réseaux électriques et ouvrant la voie à l'exercice du commerce d'électricité au détail. De plus, alors que le stockage en batteries devient de plus en plus flexible et économique à grande échelle, les réseaux électriques auront de moins en moins besoin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le présent abrégé a pour objet de résumer les enseignements tirés de l'étude et de réfléchir à leurs implications pour l'avenir. Ainsi, après avoir présenté les dix constatations tirées de l'étude, il décrit leur incidence sur les politiques publiques. L'analyse détaillée contenue dans le rapport principal démarre par une étude du profil d'adoption du modèle des années 90 par les pays en développement, en tenant compte à la fois des composantes économique et politique de la réforme du secteur de l'électricité. Puis, les auteurs s'intéressent à la mise en œuvre de chaque axe fondamental du modèle de réforme : la restructuration et la gouvernance du secteur; la participation du secteur privé; la régulation sectorielle; et la libéralisation du marché. Ensuite, les mesures de réforme sont évaluées à l'aune de leur incidence à la fois sur les résultats intermédiaires du secteur (comme l'efficacité et le recouvrement des coûts) et sur ses résultats finaux (sécurité des approvisionnements, accès et accessibilité financière, viabilité au point de vue écologique).

Cette étude indique que les réformes futures doivent être fondées sur le contexte, axées sur les résultats escomptés et définies par les différentes solutions disponibles. Le modèle de réforme des années 90 est parfois perçu à tort comme une prescription universelle. Pourtant, les observations reprises dans ce rapport donnent plutôt à penser qu'il contient de précieuses idées qui peuvent contribuer à

l'amélioration de l'efficacité, du recouvrement des coûts et de la sécurité des approvisionnements lorsqu'elles sont mises en application dans les circonstances idoines et pour les bonnes raisons. Cela dit, le contexte économique et politique est un déterminant important du succès de la réforme; il mérite donc un examen plus attentif au moment de décider du type de réforme qui convient pour chaque pays. Les choix de réforme doivent aussi être guidés par les résultats souhaités pour le secteur, notamment en ce qui a trait aux objectifs de décarbonisation et d'accès universel. Fort heureusement, on peut obtenir de bons résultats dans une diversité de cadres institutionnels, comme on a pu le voir dans différents pays en développement à travers le monde. Ces cadres seront éprouvés, à mesure que de nouveaux modes de fonctionnement apparaissent en réponse aux technologies de rupture qui remettent en cause la logique économique du secteur.

PRINCIPALES CONSTATATIONS

Cette section récapitule en 10 points les résultats les plus pertinents et les plus intéressants de l'étude.

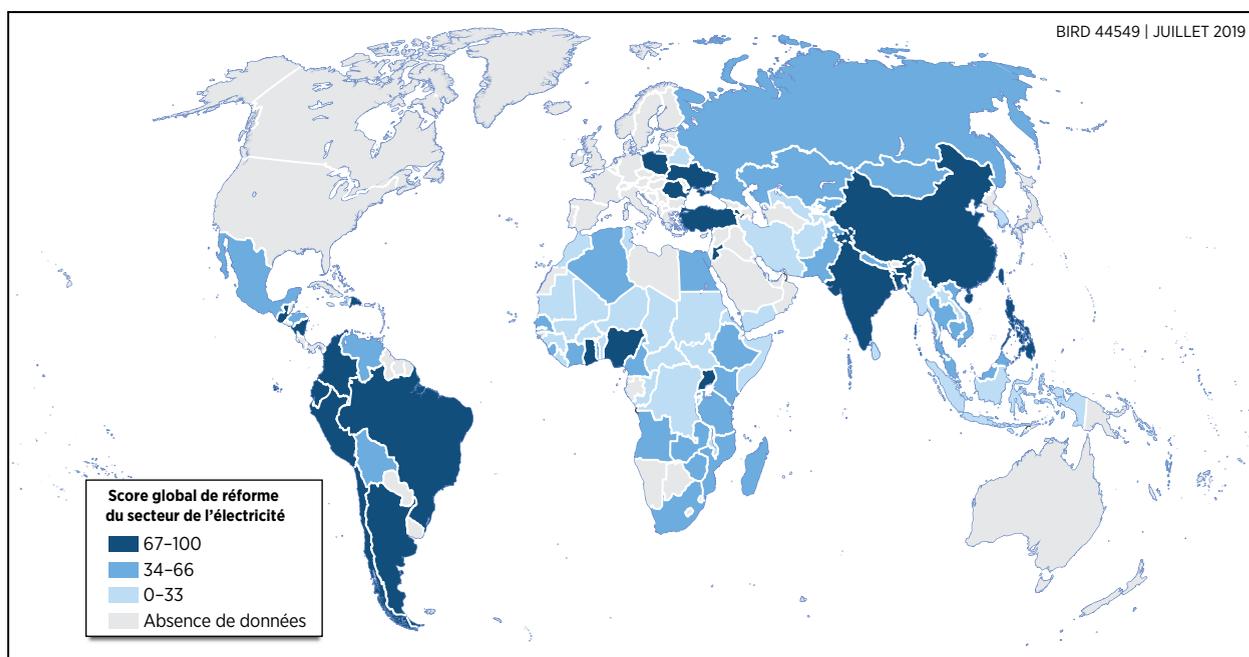
- *Constatation n° 1.* L'adoption de réformes dans le secteur de l'électricité n'a pas évolué selon le modèle défini partout dans le monde en développement.
- *Constatation n° 2.* La réforme du secteur de l'électricité avait plus de chances de susciter l'adhésion lorsqu'elle était en phase avec le système politique et l'orientation idéologique du pays concerné et était conduite par des acteurs qui bénéficiaient d'une large assise.
- *Constatation n° 3.* Le secteur privé a largement contribué à accroître les capacités de production d'électricité dans le monde en développement, bien qu'au prix de grandes difficultés.
- *Constatation n° 4.* Les marchés de gros de l'électricité ont aidé à améliorer l'efficacité dans les quelques pays qui s'y étaient préparés, mais de nombreux autres n'ont pas pu parachever leur transition.
- *Constatation n° 5.* De bonnes pratiques entrepreneuriales, particulièrement en matière de gestion des ressources humaines et de discipline financière, ont été associées à une meilleure performance des compagnies d'électricité, surtout celles qui avaient été privatisées.

- *Constatation n° 6.* La participation du secteur privé aux activités de transport et de distribution de l'électricité a eu des résultats positifs dans des milieux porteurs; ailleurs, cette participation était plus susceptible d'être remise en cause.
- *Constatation n° 7.* De nouveaux cadres de régulation ont été adoptés dans la plupart des cas, mais leur mise en application a souvent été nettement inférieure aux attentes, particulièrement lorsque les compagnies d'électricité demeuraient dans le giron de l'État.
- *Constatation n° 8.* Le recouvrement des coûts s'est révélé particulièrement difficile à mettre en œuvre et à viabiliser, les progrès limités accomplis tenant plus à l'amélioration de l'efficacité qu'à la hausse des tarifs.
- *Constatation n° 9.* Les résultats de la réforme du secteur de l'électricité ont été largement influencés par les conditions de départ dans chaque pays.
- *Constatation n° 10.* Ce sont les pays qui ont organisé leur secteur autour d'une diversité de cadres institutionnels qui ont obtenu de bons résultats.

Constatation n° 1 : L'adoption de réformes dans le secteur de l'électricité n'a pas évolué selon le modèle défini partout dans le monde en développement

La dissémination de la réforme du secteur de l'électricité dans les pays en développement a été fortement contrariée par des facteurs contextuels. Le modèle de réforme du secteur de l'électricité développé dans les années 90 s'est rapidement répandu à travers les pays développés et les économies en développement. Cependant, un quart de siècle plus tard, les schémas d'adoption de ce modèle sont fort différents. Les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) ont adopté (en moyenne) près de 80 % des prescriptions du modèle, quoiqu'avec quelques exceptions notables. Le niveau d'adoption dans le monde en développement est nettement plus faible, s'établissant à moins de 40 %. Il diffère systématiquement selon les caractéristiques géographiques, économiques et techniques du pays (carte O.1)³. Plus précisément, le score d'adoption de la réforme est deux fois plus élevé en

CARTE O.1 La réforme du secteur de l'électricité a été mise en œuvre de façon disparate à travers le monde en développement



Sources : Analyses de la Banque mondiale à partir des bases de données *Rethinking Power Sector Reform utility 2015* et *Regulatory Indicators for Sustainable Energy 2016*. Score PSRI attribué pour la législation en place (en 2015) ; il peut être différent pour la mise en œuvre effective.

Amérique latine qu'au Moyen-Orient, dans les pays à revenu intermédiaire que dans les pays à faible revenu, et dans les pays dotés de larges réseaux électriques que là où les réseaux sont plus petits. De plus, la dynamique des réformes a considérablement faibli au fil du temps, leur adoption étant plus limitée pendant la décennie 2005-15 que durant la période 1995-2005.

En conséquence, la mise en œuvre a divergé de ce que prévoyait le modèle théorique. De manière générale, seule une douzaine de pays en développement ont pu mettre en œuvre le modèle des années 90 dans son intégralité. En revanche, beaucoup d'autres se sont retrouvés bloqués à mi-chemin de la mise en œuvre, faisant apparaître ce qu'on a parfois considéré comme un « modèle hybride » (Eberhard and Gratwick 2008). Un quart des pays en développement — notamment de nombreux petits États fragiles et à faible revenu — ont à peine commencé à réformer leur réseau électrique. Cette mise en œuvre partielle s'explique par une tendance à choisir les composantes du modèle qui étaient plus faciles à appliquer en laissant les autres de côté. La création d'un organe de régulation et la participation du secteur privé à la production dans le cadre de projets indépendants de production d'électricité (PIPE) étaient, de loin, les deux mesures les plus populaires (adoptées par plus de 70 % des pays en développement), les autres n'ayant pas connu le même engouement. Cette approche de réforme à la carte ne correspond guère à la conception originelle du modèle des années 90 qui se présentait comme un paquet de mesures complémentaires. Au bout du compte, les pays se sont retrouvés avec des combinaisons de mesures contradictoires, comme une participation privée à la distribution sans un organe de régulation — ou plus souvent le contraire.

Constatation n° 2 : La réforme du secteur de l'électricité avait plus de chances de susciter l'adhésion lorsqu'elle était en phase avec le système politique et l'orientation idéologique du pays concerné et était conduite par des acteurs qui bénéficiaient d'une large assise

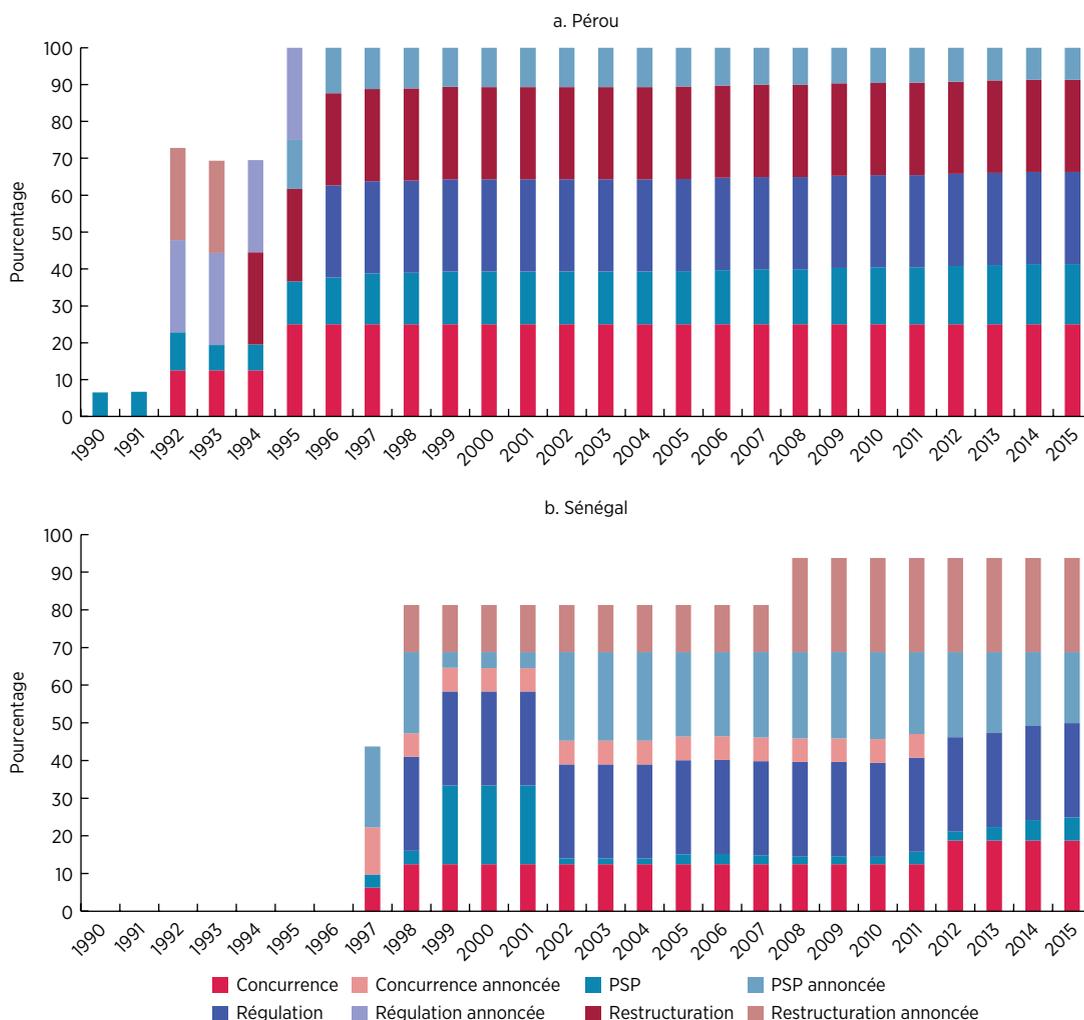
Le modèle des années 90 s'inspirait essentiellement des principes économiques fondamentaux sans

porter explicitement attention à la dynamique politique du processus de réforme. Et pourtant, la réalité est que le secteur de l'électricité est largement politisé dans une grande partie du monde en développement. Compte tenu de l'importance de leur masse salariale et du volume de marchés et contrats qu'elles offrent, ainsi que de leur capacité à fournir de précieux services électriques à différentes communautés, les compagnies d'électricité sont tout naturellement la cible du clientélisme politique. De plus, le coût et la qualité de l'approvisionnement en électricité sont susceptibles de devenir des enjeux électoralistes capables de susciter des troubles publics et de renverser des gouvernements.

Les réformes du secteur de l'électricité se produisent quasi systématiquement dans un contexte de crise, et souvent dans le cadre d'un processus plus vaste de transformation nationale. On compte peu d'exemples de pays qui ont entrepris des réformes en l'absence d'une crise, ou qui n'ont pas réussi à se réformer face à l'adversité. L'évènement déclencheur se produit parfois dans le secteur de l'électricité, tel une sécheresse ou un choc de prix pétroliers ou encore une situation d'endettement insoutenable d'une compagnie d'électricité. Dans de nombreux cas, le secteur de l'électricité a été impliqué dans une crise nationale de plus grande envergure, liée soit à la stabilisation des finances publiques (comme des réformes tarifaires en République arabe d'Égypte), soit à une transition socioéconomique (comme à l'ère des privatisations en Ukraine). Cette constatation souligne le fait que la réforme du secteur de l'électricité ne s'effectue pas en vase clos, mais qu'elle doit s'intégrer dans le contexte politique et économique plus vaste d'un pays.

La trajectoire de réforme varie considérablement d'un pays à l'autre, et rien ne garantit que les mesures annoncées seront mises en œuvre de façon soutenue. Le processus démarre généralement par l'annonce d'un programme de réforme. Certains pays passent ensuite rapidement à la mise en œuvre du train complet de mesures annoncées, comme dans le cas du Pérou (figure O.2a). Dans d'autres cas, les réformes perdent rapidement leur élan, la mise en œuvre étant largement inférieure aux attentes initiales, et les acquis peuvent même être remis en cause au fil du temps, comme dans le cas du Sénégal (figure O.2b).

FIGURE O.2 La réforme du secteur de l'électricité a suivi des trajectoires différentes d'un pays à l'autre

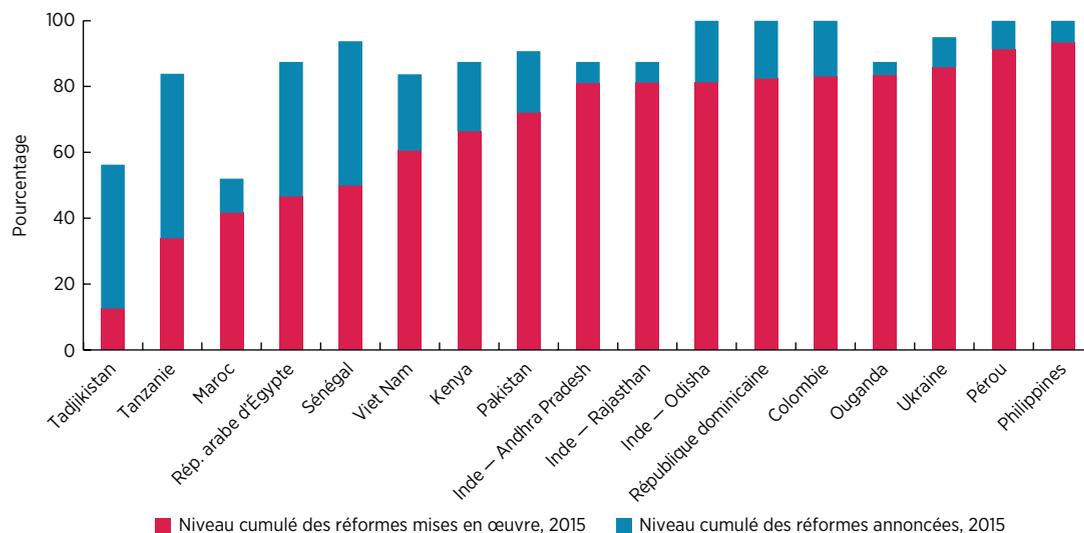


Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.
 Note : PSP = participation du secteur privé.

D'une manière générale, le délai entre l'annonce des réformes et leur mise en œuvre peut être relativement important (figure O.3).

La trajectoire de réforme est à l'image de la dynamique politique autour du secteur de l'électricité de chaque pays, ainsi que de la stratégie adoptée pour la mise en œuvre. Bien que les réformes soient annoncées par des pays de tout bord idéologique, les données disponibles montrent que ceux qui sont plus résolument axés sur le marché sont plus susceptibles de progresser véritablement dans la mise en œuvre. De

même, les réformes ont tendance à évoluer davantage dans les pays qui acceptent la contestation politique ou dont l'organisation est multipolaire, par rapport à ceux dont le pouvoir est centralisé. Cette observation est conforme à l'idée selon laquelle le processus de réforme implique généralement la délégation et la décentralisation du pouvoir en démantelant les monopoles nationaux, en déléguant des responsabilités aux organes de régulation et à des opérateurs privés, et en favorisant de nouvelles entrées dans les marchés concurrentiels. La stratégie adoptée pour la mise en œuvre de la réforme est

FIGURE O.3 Dans certains pays, il existe un écart considérable entre l'annonce des réformes et leur mise en œuvre

Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.

également importante. Les pays capables de mobiliser un bon promoteur de la réforme, soutenu dans l'idéal par une administration stable et compétente, font généralement progresser les mesures adoptées. Mais, à moins de susciter une plus large adhésion des parties prenantes par des campagnes de sensibilisation et une législation favorable au bout du compte, les réformes peuvent s'avérer difficiles à maintenir et risquer des revers de nature diverse. Enfin, si les bailleurs de fonds jouent un rôle important pour faire germer des idées de réforme et soutenir leur mise en œuvre, ils ne semblent pas avoir grande influence sur la trajectoire globale de réforme d'un pays, laquelle est plutôt définie par les acteurs politiques locaux.

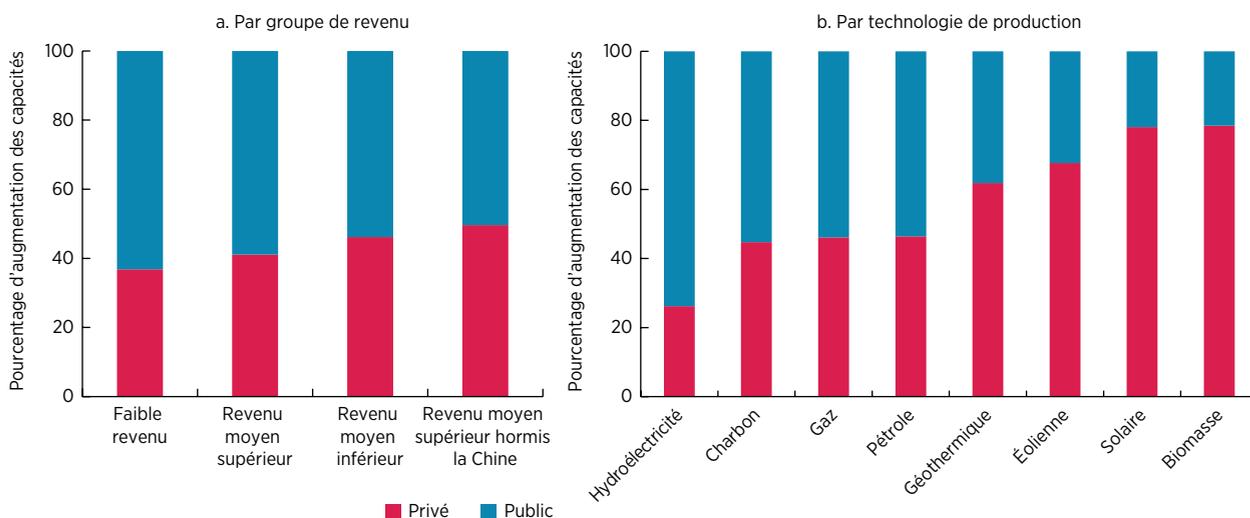
Constatation n° 3 : Le secteur privé a largement contribué à accroître les capacités de production d'électricité dans le monde en développement, bien qu'au prix de grandes difficultés

Depuis 1990, le secteur privé ne représente qu'un peu plus de 40 % des nouvelles capacités de production dans le monde en développement, une proportion qui présente des similitudes remarquables d'un groupe de revenu à l'autre. Le montant absolu des

investissements privés en Afrique est relativement faible, mais représente quand même environ 40 % du total des investissements, comme dans d'autres régions. Entre les différents groupes de revenu, la part de l'investissement privé dans la production tourne autour de 40 % (figure O.4a). S'agissant des technologies modernes d'exploitation des énergies renouvelables — en plein essor actuellement —, cette part était quasiment deux fois plus élevée, s'établissant autour de 70 à 80 % (figure O.4b). Néanmoins, seule une poignée de pays a pu confier la quasi-totalité de ses nouvelles capacités de production au secteur privé. Les investisseurs étrangers sont une source importante de fonds privés dans la production d'électricité, particulièrement au Moyen-Orient et en Afrique subsaharienne (figure O.5). L'Asie du Sud apparaît comme la seule région où la majorité des investissements privés sont de source nationale.

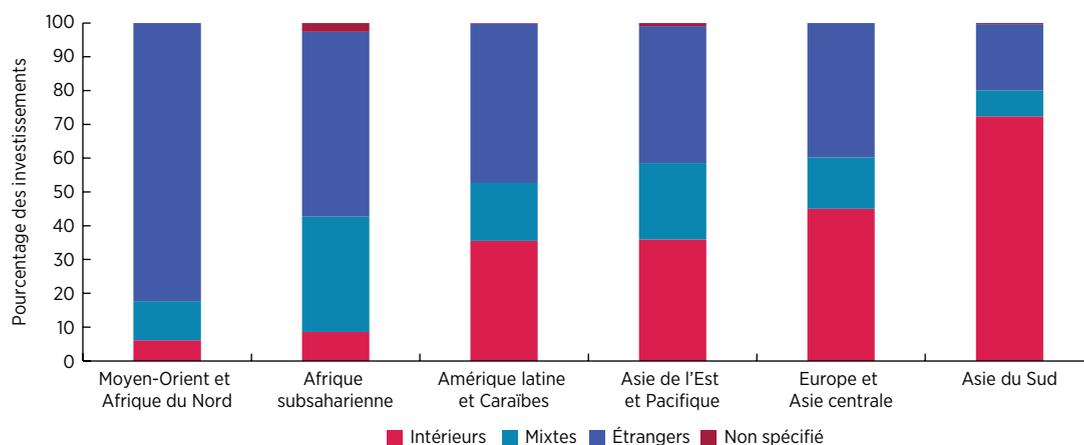
Toutefois, les investissements privés dans la production n'ont pas toujours été guidés par des principes de planification au moindre coût. Durant les années 90, peu d'attention était portée à la planification du système électrique, de sorte que de nombreux pays en développement se sont trouvés privés de solides capacités techniques dans ce domaine sensible. Cette situation était d'autant regrettable que la demande

FIGURE O.4 La contribution du secteur privé aux nouvelles capacités de production est restée stable dans les divers groupes de revenu, mais largement conditionnée par les technologies de production employées



Source : Analyses de la Banque mondiale à partir des bases de données *Private Participation in Infrastructure* 2018 de la Banque mondiale et du PPIAF et *World Electric Power Plants* 2017 d'UDI.

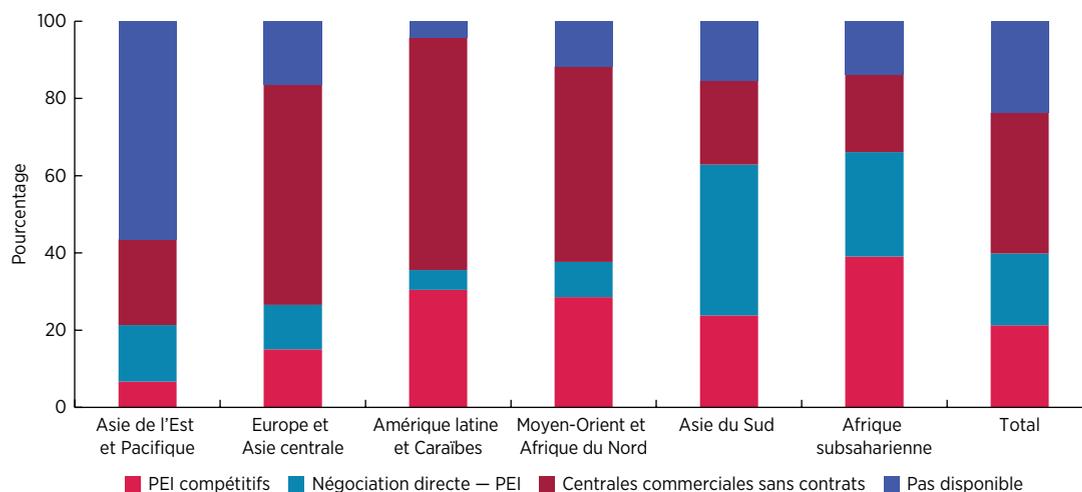
FIGURE O.5 La plus grande partie des investissements privés dans la production est de source étrangère



Source : Analyses de la Banque mondiale à partir des bases de données *Private Participation in Infrastructure* 2018 de la Banque mondiale et du PPIAF et *World Electric Power Plants* 2017 d'UDI.

d'électricité augmentait alors si vite dans l'ensemble du monde en développement que le réseau a dû être doublé tous les dix ans dans bon nombre de pays. Et même lorsque des plans étaient mis au point, ils étaient rarement appliqués. Seul un pays sur cinq prescrit la planification des systèmes d'électricité, ce qui expose souvent d'importantes décisions relatives à la capacité des centrales aux aléas de l'ingérence politique ou à des offres soumises en dehors de tout appel à la concurrence. Contrairement à

l'Amérique latine et au Moyen-Orient, où la culture des appels d'offres est plus solidement établie (bien que le nombre de marchés passés au Moyen-Orient soit limité), la négociation directe de contrats de production indépendante d'électricité (PIE) reste une pratique généralisée en Afrique subsaharienne et en Asie du Sud (figure O.6). Ce type de processus opaques de passation des marchés empêche d'optimiser les ressources investies dans la production et éveille des soupçons de corruption qui

FIGURE O.6 La négociation directe avec des PEI reste une pratique répandue en Asie du Sud et en Afrique subsaharienne

Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Private Participation in Infrastructure* 2018 de la Banque mondiale et du PPIAF.

Note : PEI = Producteur d'électricité indépendant.

accablent les programmes de PIE dans certains pays — la Tanzanie en est un exemple patent. Les pays dotés de cadres de planification et de passation des marchés robustes étaient plus susceptibles d'accroître leur capacité de production pour faire face à l'augmentation de la demande de pointe. Les données disponibles donnent à penser que les caractéristiques des cadres de planification et de passation des marchés les plus étroitement associés à de bons résultats en matière de sécurité des approvisionnements sont l'existence d'un dispositif institutionnel de planification, le recours à des processus de planification participatifs et transparents; et la mise en concurrence des nouveaux contrats de production.

Il s'est avéré difficile de trouver le juste équilibre dans la distribution des risques entre le secteur public et le secteur privé en matière de production de l'électricité. Les PIPE courent une pléthore de risques liés notamment à la demande, aux variations de prix des combustibles, aux fluctuations des taux de change et à la rupture des contrats. Tous ces risques peuvent affaiblir l'intérêt des investisseurs, particulièrement dans de nouveaux marchés encore incertains jusqu'à ce que ceux-ci puissent présenter un bilan fiable. Face à cette situation, les autorités publiques offrent des protections contractuelles de nature diverse. Les fluctuations des prix pétroliers et des taux de change sont souvent répercutées directement sur le tarif défini

dans l'accord d'achat d'électricité (AAE). Les clauses d'achat ou de prise ferme (take-or-pay) qui reviennent régulièrement dans de nombreux contrats de PIE en Afrique garantissent l'achat de l'électricité même en l'absence d'une demande; ailleurs, les redevances de capacité garantissent au moins que les coûts en capital fixes pourront être recouverts. Des garanties souveraines doivent souvent être accordées aux investisseurs pour les prémunir contre des ruptures prématurées de contrat. À une extrémité du spectre, les programmes de production indépendante d'électricité se sont parfois enlisés lorsque les autorités publiques n'étaient pas disposées à prescrire les mesures d'atténuation des risques exigées par le secteur privé. On peut citer en exemple le premier programme de PIE en Égypte au début des années 2000 et le programme mis en œuvre au Viet Nam dans les années 2010. De l'autre côté du spectre, lorsque les autorités publiques ont assumé un trop grand risque, les programmes de PIE ont parfois déclenché des crises financières. Des programmes de PIE à grande échelle ont mis les autorités publiques à la merci de risques de change ou de risques de prix pétroliers, comme au Pakistan et aux Philippines durant la crise financière asiatique de la fin des années 90, lorsque le secteur de l'électricité a considérablement contribué à l'augmentation du fardeau de la dette.

Constatation n° 4 : Les marchés de gros de l'électricité ont aidé à améliorer l'efficacité dans les quelques pays qui s'y étaient préparés, mais de nombreux autres n'ont pas pu parachever leur transition

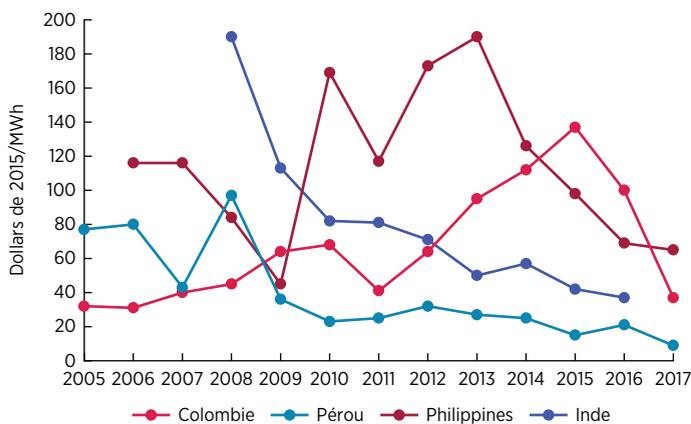
Seul un pays en développement sur cinq a établi un marché de gros de l'électricité, ce qui est symptomatique de l'impressionnante liste de conditions préalables à remplir avant que ces marchés ne puissent voir le jour ou devenir significatifs. Les marchés de l'électricité se trouvent pour la plupart dans les pays à revenu intermédiaire qui disposent de systèmes électriques relativement étendus, financièrement viables et dégroupés (à la fois verticalement et horizontalement) et d'entités de régulation efficaces. Cela dit, les marchés régionaux qui se trouvent à différents niveaux de développement permettent aussi à de plus petits pays d'Afrique, d'Amérique centrale et d'Asie du Sud de recueillir certains des avantages du commerce de l'électricité.

Près de la moitié des pays en développement ont adopté le modèle de l'acheteur unique en vue de se préparer à intégrer (dans un horizon parfois indéfini) la concurrence sur le marché de gros. Après un certain niveau de dégroupage vertical et horizontal du secteur, les producteurs d'électricité indépendants (PEI) rivalisent avec les producteurs établis pour approvisionner le seul acheteur public en électricité, lequel est

généralement la compagnie de transport (et parfois de distribution). Bien que ce modèle soit souvent conçu comme une démarche transitoire vers un marché concurrentiel, dans les faits, la plupart des pays restent coincés à cette étape. Ce que l'on craint surtout, c'est que les accords d'achat ferme à long terme qui sont souvent requis pour attirer les PEI dans les marchés émergents peuvent introduire des distorsions dans la distribution de l'électricité et des rigidités contractuelles dans le réseau — tous deux limitant considérablement les possibilités de concurrence lorsqu'un marché de gros est mis en place au bout du compte.

Pour fonctionner efficacement, les marchés de gros ont besoin d'un mécanisme efficace de tarification à court terme et d'une structure de gouvernance robuste et adaptative. La fonction première des marchés de gros de l'électricité est d'envoyer à court terme des signaux de prix efficaces pour encadrer la distribution et éclairer les investisseurs. Les prix varient grandement dans les marchés au comptant des pays en développement (de 20 à 200 dollars par mégawattheure), les tendances observées illustrant l'évolution des conditions sur le marché local, comme l'expansion des investissements en Inde ou des épisodes de sécheresse en Colombie (figure O.7). Des prix à très haute résolution spatiale — comme les tarifs nodaux appliqués au Pérou — sont importants pour attirer l'attention sur les contraintes que subissent les réseaux de transport. Une étroite surveillance des prix et de la performance du marché par un organe de contrôle indépendant, comme l'opérateur ou le régulateur du système, s'est révélée importante pour détecter les abus de position dominante souvent imputables à une restructuration insuffisante des actifs de production avant le lancement du marché (Jamasb, Newberry, and Pollitt 2005 ; Jamasb, Nepal, and Timilsina 2015; Nepal and Jamasb 2012). Cette situation s'est avérée hautement problématique aux Philippines, mais s'est améliorée au fil du temps avec l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché et l'interconnexion de filières segmentées, comme en témoigne l'effondrement des prix du marché de gros (figure O.7). La bonne gouvernance de l'opérateur du système est essentielle pour la mise en œuvre des mesures impartiales et efficaces de répartition (dispatch) qui sous-tendent la formation des prix. Certains pays ont choisi de combiner cette fonction avec celle de l'opérateur du réseau de transport, une démarche viable tant que l'on peut éviter les conflits d'intérêts. On a aussi constaté

FIGURE O.7 Les prix au comptant (spot) de l'électricité varient grandement selon les marchés des pays en développement



Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.

Note : MWh = mégawattheure.

qu'il est possible de combiner les fonctions d'opérateur du système et du marché.

En dépit des attentes, les prix du marché au comptant n'offrent pas d'incitations suffisantes pour investir dans de nouvelles capacités de production à travers le monde en développement. Peu de centrales commerciales sans contrats ont été créées⁴ et les régulateurs se sont montrés peu disposés à permettre que les prix au comptant augmentent suffisamment en période de pénurie pour attirer de nouveaux investissements. Par conséquent, plusieurs pays ont introduit des redevances de capacité réglementées, qui, bien qu'efficaces pour attirer de nouveaux investisseurs, ont suscité des inquiétudes autour de la capacité excédentaire — comme dans le cas du Chili. On a également essayé de mettre en place des marchés de capacités en Colombie, sans succès. De plus en plus, les enchères de capacités se révèlent être un modèle efficace pour assurer la sécurité des approvisionnements dans plusieurs pays d'Amérique latine. Dans un tel système, les producteurs potentiels rivalisent pour acquérir le droit de fournir de l'électricité à long terme aux sociétés de distribution, mais sans clauses d'achat ferme.

Plus récemment, la décarbonisation des sources de production est apparue comme un nouvel objectif des politiques publiques dans le secteur, créant ainsi de nouveaux défis pour les marchés de gros de l'électricité. À quelques exceptions près, la décarbonisation n'était pas un objectif majeur des plans de production à moindre coût durant la période à l'étude. Les investissements dans la production étaient essentiellement motivés par des préoccupations sur la sécurité de l'approvisionnement qui, coïncidemment, ont poussé les pays tributaires de l'hydroélectricité vers des méthodes de production à plus forte intensité carbonique, et les pays dépendants du pétrole vers des options à plus faible teneur en carbone. Néanmoins, ces expériences montrent que les décisions d'investissement fondées sur les politiques peuvent substantiellement faire avancer le débat sur l'intensité carbonique une fois que celle-ci est érigée en objectif. Plus récemment, certains pays d'Amérique latine ainsi que l'Inde ont adapté leurs systèmes d'enchères de capacités pour soutenir expressément la transition vers les énergies renouvelables en ciblant certaines technologies de production. La part croissante des énergies renouvelables variables a accru encore plus les difficultés de recouvrement des coûts en capital dans le

segment de la production, car la présence de ressources comme l'éolienne et le solaire — qui sont caractérisées par un coût marginal nul — peut faire en sorte que certains marchés affichent des prix au comptant nuls, voire négatifs, à certaines périodes. En outre, la variabilité des ressources éoliennes et solaires accroît la nécessité de disposer de sources de production flexibles rapidement mobilisables pour assurer l'équilibre du système, le cas échéant, alors que de nombreux marchés n'ont pas les mécanismes nécessaires pour encourager à suffisance de tels services auxiliaires.

Constatation n° 5 : De bonnes pratiques entrepreneuriales, particulièrement en matière de gestion des ressources humaines et de discipline financière, ont été associées à une meilleure performance des compagnies d'électricité, surtout celles qui avaient été privatisées

La transformation des compagnies d'électricité en sociétés a été conçue comme un moyen de donner une orientation plus commerciale au secteur de l'électricité. Avant 1990, de nombreuses compagnies d'électricité fonctionnaient comme des services administratifs de leurs ministères de tutelle respectifs, sans une personnalité juridique distincte. Ce faisant, elles étaient à la merci des vicissitudes de l'administration publique et ne pouvaient adopter une orientation commerciale. C'est la raison pour laquelle la première étape de la réforme du secteur de l'électricité dans de nombreux pays a été de séparer les fonctions d'exploitation associées à la fourniture des services pour les confier à une entreprise publique distincte, régie généralement par le droit des sociétés. C'est ainsi que beaucoup de décisions importantes ont été prises concernant la gouvernance de l'entreprise et la mise en place de processus de gestion.

En matière de gouvernance, l'écart entre les compagnies publiques constituées en sociétés commerciales et celles qui ont été privatisées est énorme. Les documents de référence sur la gouvernance des entreprises publiques donnent une idée claire des bonnes pratiques dans ce domaine. Dans les pays où les compagnies d'électricité appartiennent en totalité à l'État, ces pratiques sont appliquées généralement à près de 55 %, ce qui laisse entrevoir une marge d'amélioration

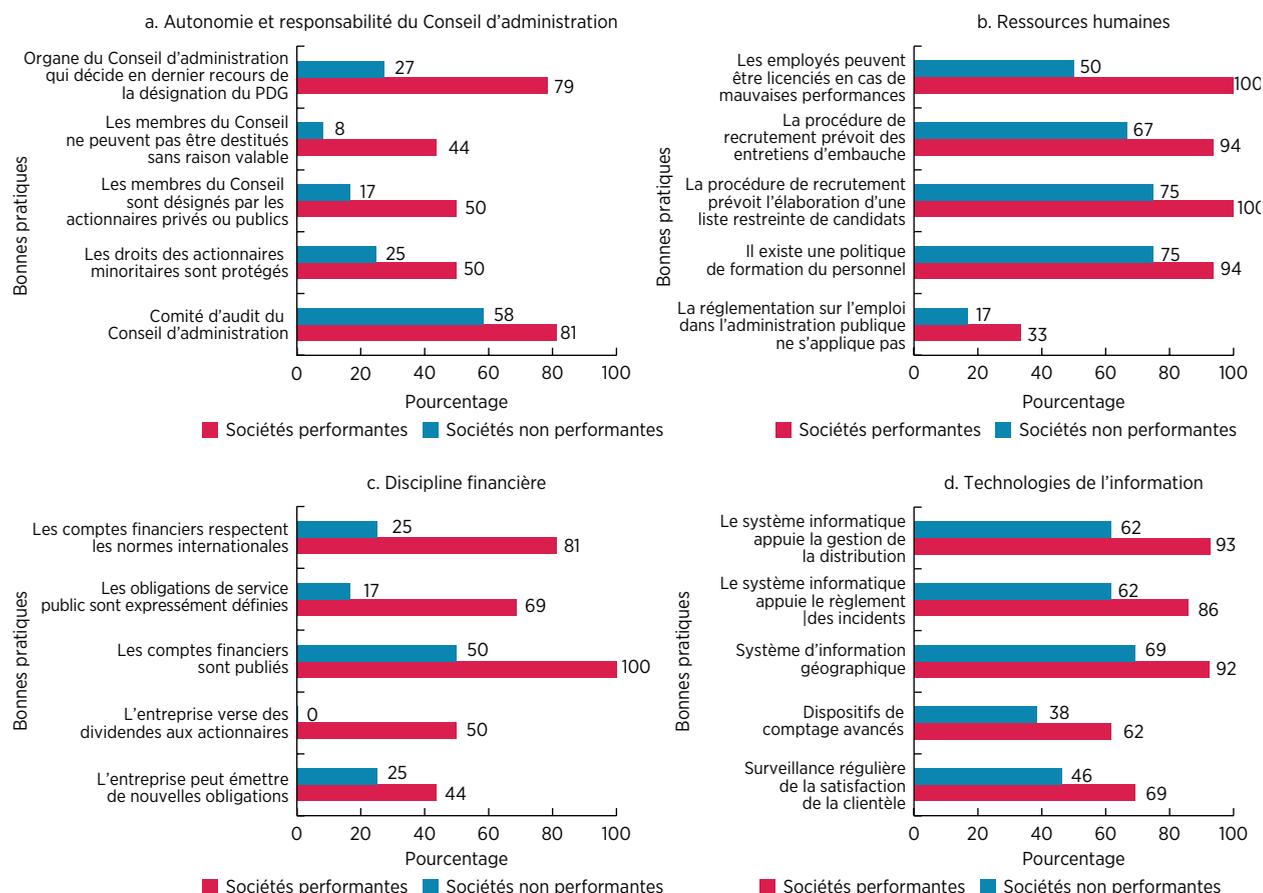
considérable⁵. Les scores en matière de gouvernance ont tendance à être plus élevés pour les compagnies privatisées, de l'ordre de 60 à 90 %, un niveau que les entreprises publiques n'atteignent qu'occasionnellement. Les conseils d'administration des compagnies privées ont une quasi-autonomie de décision, tandis que ceux des entreprises publiques ont un pouvoir discrétionnaire limité dans les domaines essentiels de la finance et des ressources humaines — particulièrement quand il s'agit de mobiliser des capitaux ou de nommer le directeur ou la directrice général(e). Les entreprises publiques subissent aussi des ingérences notables au moment de nommer et de démettre des membres du Conseil d'administration. D'une manière générale, les entreprises publiques ont tendance à être moins rigoureuses en ce qui concerne les recrutements de personnel, en ce sens qu'elles font peu recours à des pratiques standard comme la publication des avis de vacance, la présélection des candidats, les entretiens d'embauche et le contrôle des références professionnelles. Compte tenu des restrictions à l'emploi dans le secteur public, elles sont aussi moins à même de récompenser les employés au moyen de primes de rendement ou de licencier ceux qui affichent des performances médiocres. Les entreprises publiques ont par ailleurs tendance à ne pas respecter les règles comptables élémentaires, qui sont pourtant universellement appliquées dans le secteur privé. S'agissant de l'adoption des technologies de l'information, en revanche, il ne semble guère y avoir de différence entre les entreprises publiques et privées.

Les bonnes pratiques de gouvernance d'entreprise sont fortement corrélées à de bonnes performances des compagnies d'électricité dans les domaines du recouvrement des coûts et de la maîtrise de la distribution — qu'elles soient à gestion publique ou privée. Il est surprenant de noter qu'il existe jusqu'à présent peu de documents qui montrent dans quelle mesure les bonnes pratiques de gouvernance ont été adoptées dans les compagnies d'électricité privatisées et quelle a été l'incidence sur leur performance. De nouveaux éléments présentés dans cette étude portent à croire que la qualité des méthodes de gestion des ressources humaines et de discipline financière est étroitement associée à une plus grande efficacité en matière de distribution et de recouvrement des coûts d'exploitation (figure O.8). Cette corrélation reste valable, indépendamment du fait que la compagnie soit à gestion publique ou

privée, étant donné que les entreprises publiques les plus performantes affichent des pratiques de gestion relativement meilleures que celles de leurs pairs. Cependant, l'autonomie et la reddition de comptes attendues du conseil d'administration ne sont pas aussi clairement associées à la performance. Certaines dimensions de la gouvernance d'entreprise les plus étroitement liées à la performance de compagnies d'électricité efficaces sont la publication des comptes conformément aux normes internationales d'information financière, la définition explicite des obligations de service public, la capacité à licencier des employés en cas de mauvaises performances, l'application de procédures de recrutement transparentes pour la sélection des employés, l'adoption de technologies de l'information modernes et la liberté du conseil d'administration de nommer et démettre le directeur ou la directrice général(e).

Constatation n° 6 : La participation du secteur privé aux activités de transport et de distribution de l'électricité a eu des résultats positifs dans des milieux porteurs; ailleurs, cette participation était plus susceptible d'être remise en cause

La participation du secteur privé aux activités de transport de l'électricité n'est pas monnaie courante, mais il existe des cas de réussite en Amérique latine et en Asie. Le modèle de réforme des années 90 visait principalement à assurer la participation du secteur privé à la production et la distribution de l'électricité. Le segment du transport était considéré comme un monopole naturel d'une compagnie remplissant des fonctions de coordination du système, qui devait être mieux géré sous la tutelle de l'État. Ce nonobstant, l'expérience de certains pays d'Amérique latine montre que de nouvelles lignes de transport peuvent être facilement mises en concurrence dans le cadre de structures de type construction-exploitation-transfert lorsque le climat de l'investissement s'y prête. Ce type de contrat est semblable à celui utilisé pour les PIPE, mais il est plus simple et direct, dans la mesure où il ne prévoit ni dépenses de carburant ni problèmes de répartition, et la rémunération est réduite à un simple paiement de rente couvrant les frais d'équipement et d'exploitation durant le cycle de vie du contrat. Les

FIGURE 0.8 Certains aspects de la gouvernance d'entreprise sont fortement associés à une meilleure performance des sociétés de distribution

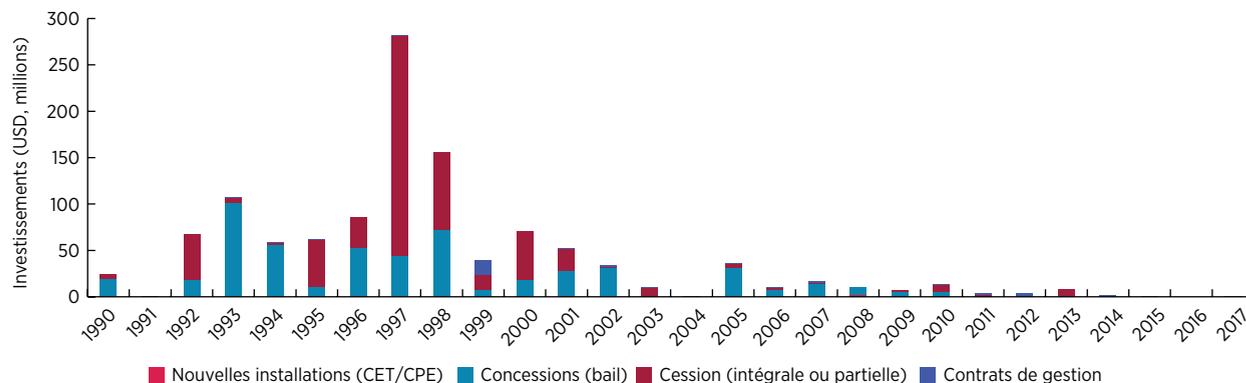
Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.

Note : TI = Technologies de l'information.

concessions de transport à l'échelle du réseau, voire même de cession d'actifs, sont nettement plus rares.

Certains des pionniers de la réforme ont laissé le secteur privé pénétrer massivement leurs filières de distribution. La viabilité financière et les capacités opérationnelles des sociétés de distribution sont un facteur déterminant de la performance globale du secteur de l'électricité. Une société de distribution présentant une santé financière précaire peut fragiliser la chaîne de paiement tout entière, tandis que des faiblesses opérationnelles au niveau du réseau local peuvent empêcher que l'électricité n'atteigne les usagers, même lorsqu'elle est disponible. C'est précisément pour ces raisons que le modèle des années 90 prescrivait la participation du

secteur privé à la distribution comme l'une des premières mesures à prendre pour relancer un secteur de l'électricité à l'agonie. Cela s'illustre par l'augmentation exponentielle de la participation privée à la distribution durant les années 90 (figure 0.9). La cession des fonctions de distribution était monnaie courante dans les pays qui ont pris le train des réformes en premier en Amérique latine, en Asie centrale et en Europe orientale et centrale, bien que cette situation soit comparativement rare en Afrique et en Asie de l'Est et du Sud. Mais, même parmi les pays qui ont entrepris de privatiser leurs sociétés de distribution de l'électricité, peu nombreux sont ceux qui ont cédé la gestion de la fonction de distribution tout entière au secteur privé. Le plus souvent, des sociétés de distribution

FIGURE O.9 La participation privée à la distribution a atteint des sommets à la fin des années 90, avant de décliner

Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Private Participation in Infrastructure* 2018 de la Banque mondiale et du PPIAF.
 Note : CEP = construction-propriété-exploitation; CET = construction-exploitation-transfert.

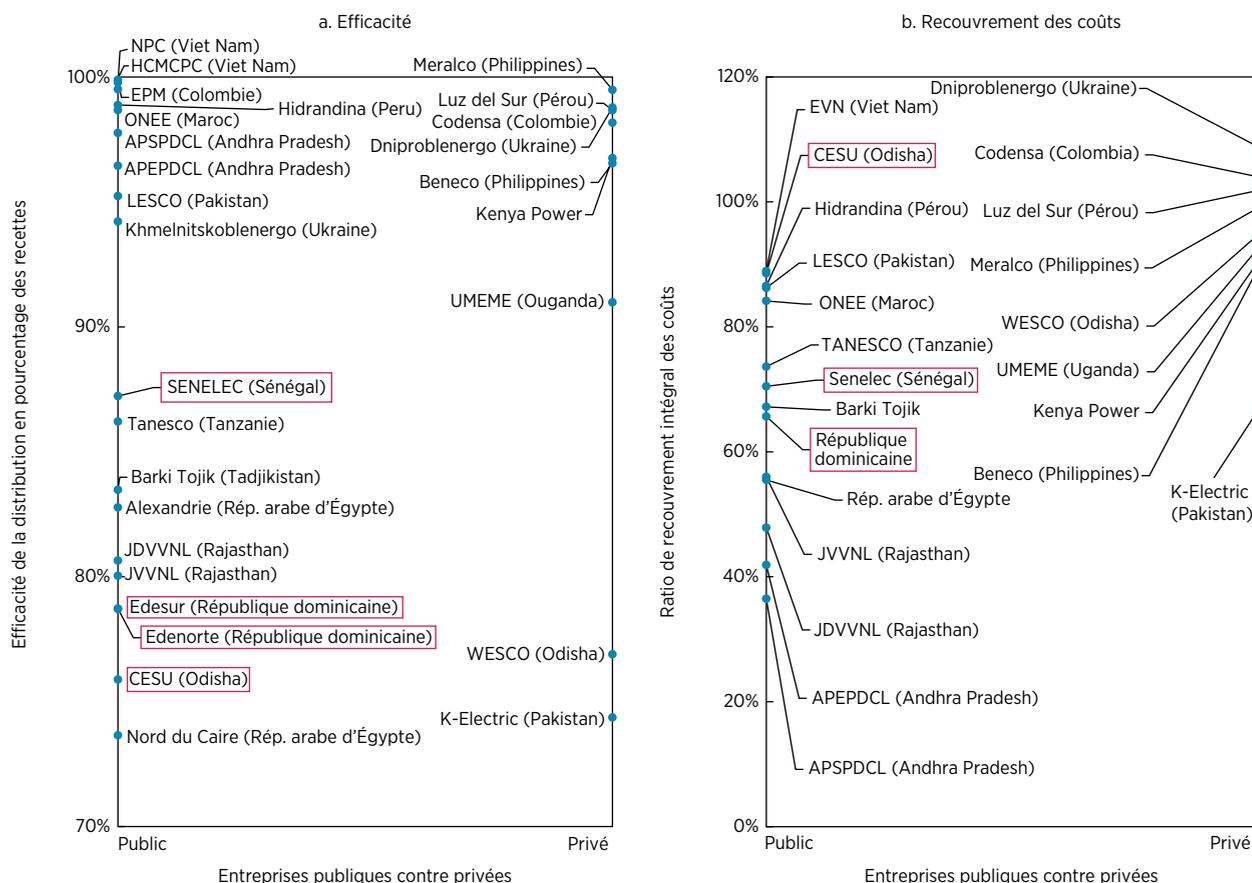
publiques et privées coexistaient dans le même pays, les opérateurs privés desservant les grandes villes ou de grands centres commerciaux. La décision de privatiser uniquement certains services de distribution peut indiquer des différences dans la viabilité commerciale des zones desservies, ou des variations dans l'environnement politique local, particulièrement dans les pays où la distribution de l'électricité reste une responsabilité infranationale.

La participation du secteur privé à la distribution de l'électricité s'est montrée sensible à des retournements, et l'appétit pour la réforme a diminué dans les années 2000. D'une manière générale, 32 opérations de distribution dans 15 pays en développement ont été remises en cause (dans les cas de cessions) ou dissoutes prématurément (dans le cas des concessions et d'autres arrangements contractuels), notamment durant les 10 premières années de la réforme. Les risques de retournements étaient considérablement élevés en Afrique subsaharienne, touchant plus de 20 % des opérations. Tout particulièrement, l'expérience des contrats de gestion des compagnies d'électricité en Afrique subsaharienne a été diversifiée, marquée par des difficultés à recruter et retenir des dirigeants qualifiés et minée par des relations de travail conflictuelles et le transfert insuffisant de compétences au personnel local. Les retournements de privatisations ont été le plus souvent associés à des données d'exploitation défectueuses (par exemple, une sous-estimation considérable des pertes du réseau) qui ont donné lieu à la soumission d'offres non viables (comme dans le cas de l'État indien d'Odisha), ou au manque de volonté des autorités publiques d'appliquer

la réglementation tarifaire à la lettre (comme en République dominicaine). L'opposition de certaines parties prenantes a aussi été un problème majeur dans certains cas (comme au Sénégal où les syndicats se sont véhémentement opposés à la privatisation de la compagnie d'électricité). Ce sont les usagers, tout particulièrement, qui supportent souvent le poids des hausses tarifaires associées aux privatisations, sans toujours en voir l'incidence immédiate sur la qualité des services, ce qui peut parfois conduire à une désaffection du public (comme dans le cas de la ville pakistanaise de Karachi ou en Ouganda). De telles préoccupations ont considérablement mis à mal la participation du secteur privé aux activités de distribution de l'électricité au début des années 2000 (figure O.9).

La participation privée à la distribution de l'électricité est fortement associée à la notion de recouvrement intégral des coûts. La participation privée est la seule réforme associée à des niveaux supérieurs de recouvrement intégral des coûts en capital, par opposition aux charges d'exploitation uniquement. Dans les pays étudiés qui ont procédé à une privatisation substantielle et viable de leur segment de distribution, il est extrêmement rare que les tarifs baissent en deçà des niveaux permettant de couvrir totalement les coûts. Cela illustre en partie le fait que les pays qui atteignent des niveaux de recouvrement des coûts plus élevés sont plus susceptibles d'attirer des investisseurs privés; c'est aussi une indication que la présence du secteur privé oblige les autorités publiques à appliquer véritablement une réglementation tarifaire qui favorise le recouvrement des coûts par les prix.

FIGURE O.10 La participation du secteur privé est associée à des niveaux de recouvrement des coûts nettement plus élevés, tandis que son efficacité est comparable aux niveaux observés dans les entreprises publiques



Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.

Note : Pays encadrés en rouge : échecs d'opérations de privatisation.

En ce qui concerne l'efficacité, les entreprises de distribution privatisées n'ont rien à envier à la moitié supérieure des compagnies publiques d'électricité les plus rentables. Bon nombre des compagnies privatisées étudiées affichent un niveau élevé d'efficacité opérationnelle (figure O.10). Cependant, il existe un groupe de compagnies publiques (dans l'État indien d'Andhra Pradesh, au Maroc et au Viet Nam) capable de soutenir la comparaison face à des sociétés privatisées. On compte aussi des compagnies privatisées confrontées à des milieux opérationnels difficiles (comme dans la ville pakistanaise de Karachi ou dans l'État indien d'Odisha) qui ne font pas mieux que certaines des compagnies publiques les moins performantes. En même temps, certaines de ces dernières sont des exemples

d'échecs d'opérations de privatisation (comme en République dominicaine et au Sénégal).

Il existe aussi des éléments tendant à montrer que la participation privée est associée à de bons résultats sectoriels. Au bout du compte, l'impact de la réforme est mieux évalué en termes de résultats. L'analyse entreprise aux fins de la présente étude donne à penser que la participation privée a une incidence positive sur la capacité de production et l'accès à l'électricité dans les pays à faible revenu, et qu'elle favorise l'expansion des énergies renouvelables dans les pays à revenu intermédiaire.

Cependant, le facteur le plus déterminant de l'électrification est de loin le revenu par habitant, et non les réformes structurelles. Les progrès substantiels accomplis sur le front de l'électrification dans

de nombreux pays se rapprochant du statut de pays à revenu intermédiaire durant la période 1990-2015 ont tout d'abord pris la forme de programmes portés par les compagnies d'électricité, axés sur l'expansion du réseau et fondés sur des objectifs politiques et des investissements publics clairs. Dans certains cas (comme en Inde, au Maroc et au Viet Nam), ces efforts étaient antérieurs au processus de réforme. Dans d'autres (au Kenya, en Tanzanie et en Ouganda notamment), ces mesures ont été adoptées longtemps après la réforme du secteur de l'électricité, souvent en réponse au manque de dynamisme du processus d'électrification durant la période post-réforme. L'extension du réseau peut s'accompagner de pertes pour la compagnie à la marge, ce qui signifie qu'elle ne peut être justifiée uniquement par des incitations commerciales. Avec l'avènement de la technologie solaire, des acteurs privés décentralisés occupent de plus en plus une place importante dans le processus d'électrification, bien qu'on se demande encore si les populations les plus enclavées peuvent être desservies sur des bases purement commerciales.

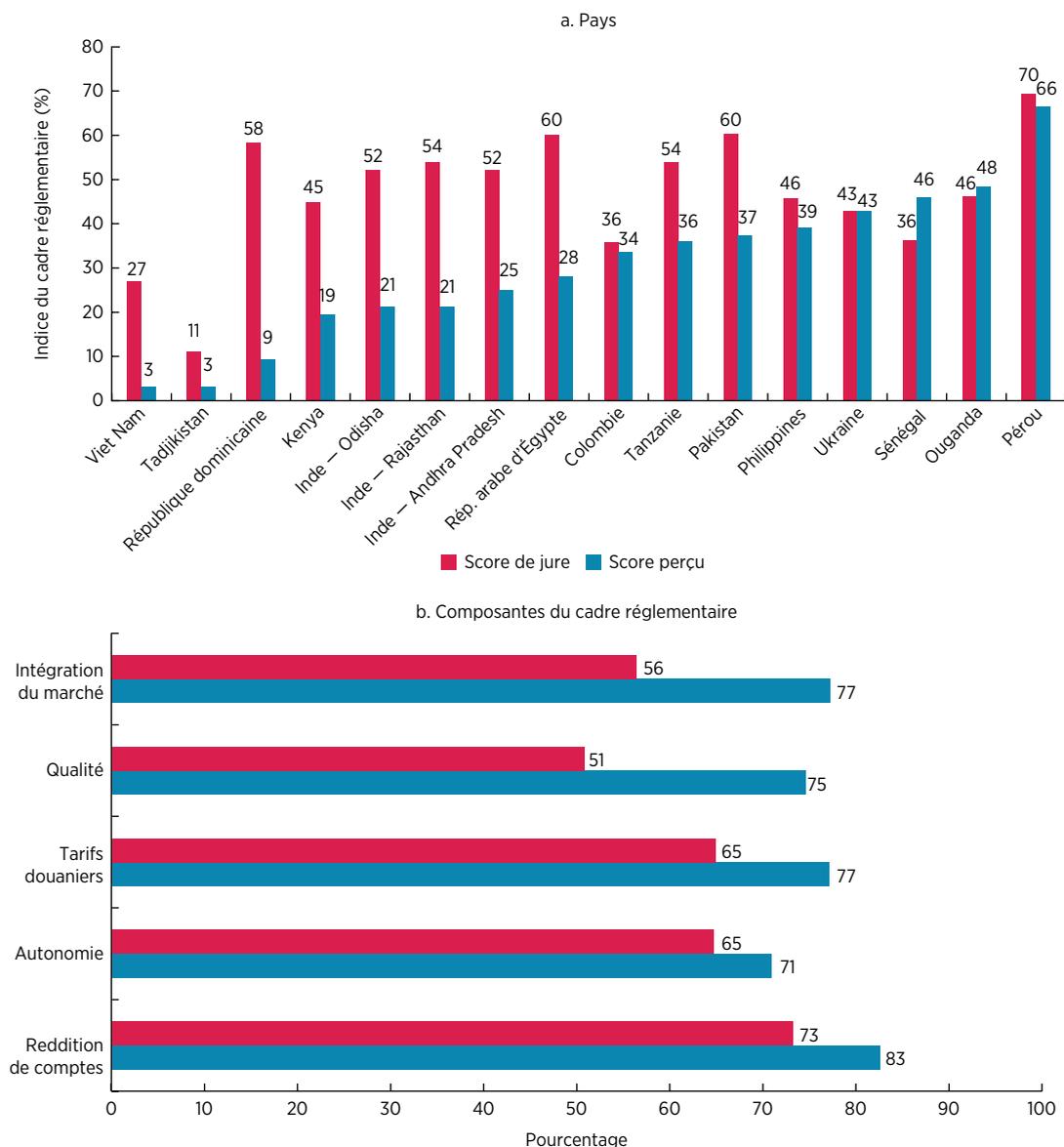
Constatation n° 7 : De nouveaux cadres de régulation ont été adoptés dans la plupart des cas, mais leur mise en application a souvent été nettement inférieure aux attentes, particulièrement lorsque les compagnies d'électricité demeuraient dans le giron de l'État

La création d'agences de régulation a été largement promue et soutenue par des cadres réglementaires viables dans de nombreux pays. En 2015, plus de 70 % des pays en développement avaient établi une entité de régulation du secteur de l'électricité. Sur le papier, les cadres de régulation associés étaient relativement bien conçus, prévoyant des dispositions visant à concilier l'autonomie des entités à créer et le respect de dispositions réglementaires. En plus des fonctions centrales de toutes ces entités — régulation des tarifs et de la qualité du service (sur la base de modalités détaillées dans le cadre réglementaire) —, les agences de régulation sont responsables en grande partie de l'octroi d'agréments pour intégrer le secteur, notamment de la négociation des conditions des accords d'achat d'électricité (85 %) et de la publication des appels d'offres (60 %). Elles

peuvent aussi jouer un rôle dans d'autres domaines importants de l'action publique, comme la promotion des énergies propres (80 %), la structuration du marché de l'électricité (65 %) et l'électrification (55 %).

Dans les faits toutefois, il s'est avéré difficile d'appliquer les cadres réglementaires à la lettre, et cela a eu un impact négatif sur l'efficacité de la fonction de régulation. Les cadres réglementaires sont, à des degrés divers, ignorés ou contredits dans la pratique (Andres, Guasch, and Diop 2007 ; Gilardi and Maggetti 2011). Si, sur le papier, les pays respectent en moyenne 47 % des normes de bonnes pratiques réglementaires, ce score baisse à 30 % dans la réalité⁶. L'écart entre ce qui est inscrit dans la réglementation et la manière dont cela est mis en application peut-être relativement étroit — comme au Pérou et en Ouganda, où il est de moins de 10 points de pourcentage — ou extrêmement large — comme en République dominicaine et dans plusieurs États de l'Inde, où il varie entre 30 et 50 points de pourcentage — (figure O.11a). Un facteur important à ce titre est le pouvoir qu'ont les organes de régulation de fixer les prix de l'électricité, lequel est conféré par la loi dans 94 % des pays, mais exercé en pratique dans 65 % à peine — avec beaucoup de restrictions. Il ne faut donc pas s'étonner que le recouvrement effectif des coûts d'exploitation soit davantage lié à la manière dont la réglementation est mise en œuvre qu'à ses dispositions écrites.

Bien que conçus au départ comme un levier des privatisations et de la concurrence, les organes de régulation sont souvent établis dans des secteurs encore dominés par des acteurs étatiques monopolistiques. De nombreux pays correspondant à cette description ont adopté des cadres législatifs sur la base des principes d'une régulation incitative, selon laquelle l'organe de régulation exploite la recherche du profit par la compagnie pour encourager une fourniture efficace de services de haute qualité. Ces incitations ne sont généralement pas efficaces à moins que les sociétés concernées n'observent des principes commerciaux solides, de sorte qu'ils sont perméables aux incitations. Cependant, les organes de régulation semblent avoir relativement bien fonctionné dans les pays dont le secteur de la distribution a été privatisé en grande partie. De plus, les données disponibles montrent que la présence d'acteurs privés dans le secteur est associée à une application plus étroite du cadre juridique en vigueur par les organes de

FIGURE O.11 Il existe des différences significatives entre ce qui est inscrit dans la réglementation et son application pratique

Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.

régulation. Cela peut s'expliquer simplement par le fait qu'il est plus difficile pour les autorités publiques de s'écarter des règlements adoptés lorsque des opérateurs privés tiers interviennent dans le secteur.

Là où les compagnies d'électricité restent dans le giron de l'État, le ministère des Finances peut devenir un acteur important du processus de tarification. Les pays dont les compagnies restent dans le

domaine public sont souvent caractérisés par un faible pouvoir de régulation des prix et des contraintes budgétaires douces d'une manière générale. Lorsque les tarifs ne progressent pas au même rythme que les coûts (figure O.12), cela génère des engagements budgétaires à divers degrés qui font intervenir le ministère des Finances. Plusieurs pays comme l'Égypte et le Sénégal ont expressément reconnu cela dans leurs régimes tarifaires,

en s'engageant à procéder à des transferts budgétaires pour compenser exactement tout déficit éventuel lié au recouvrement des coûts par les prix. Cette approche reconnaît que les coûts du secteur doivent, en définitive,

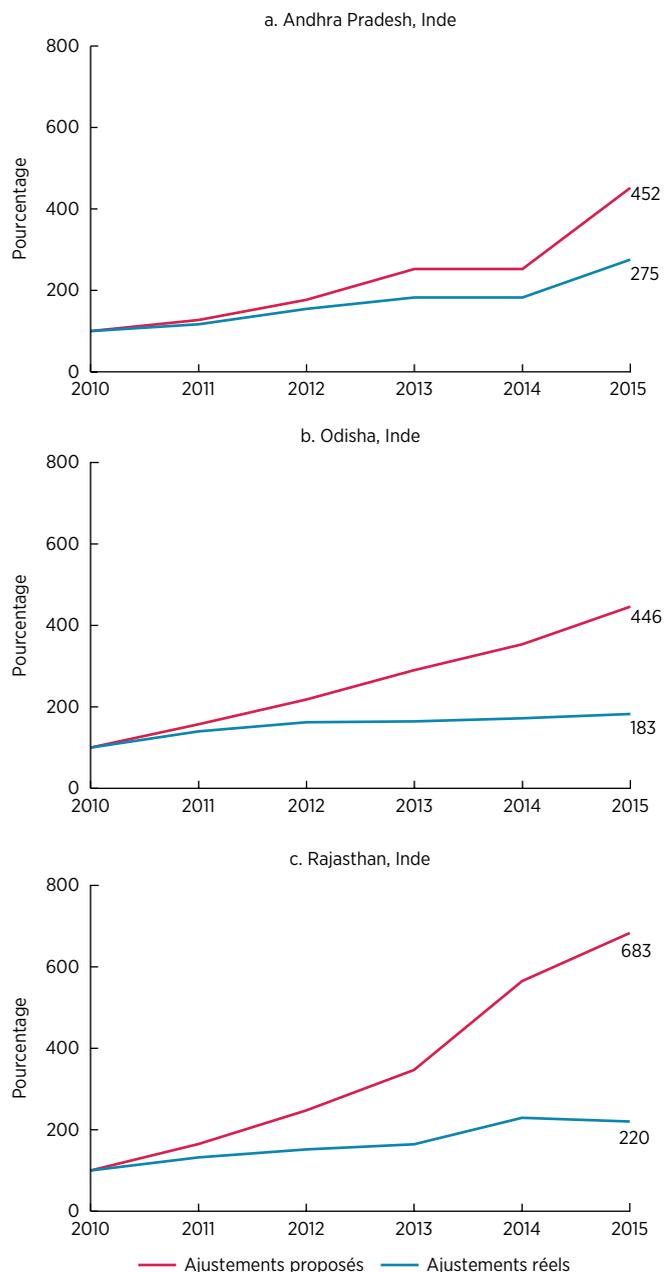
être couverts par une combinaison de taxes et de redevances d'usage, et fournir un cadre cohérent pour de tels arbitrages. Cela dit, l'expérience sénégalaise illustre les défis à surmonter pour honorer ces engagements en période de contraintes budgétaires.

Pendant que les organes de régulation peinent à fixer les prix, la régulation de la qualité du service ne reçoit pas l'attention qu'elle mérite et est trop souvent enfreinte. Les lacunes dans l'application concrète de la réglementation sont particulièrement importantes en ce qui concerne la qualité du service et l'accès au marché (figure O.11b). En effet, on a constaté que peu de pays disposent d'un système de régulation de la qualité du service (la Colombie et le Pérou font partie de ce groupe restreint). D'un côté, les prescriptions légales relatives à la mise au point et au suivi de normes de qualité de service et à la pénalisation de toute défaillance connexe ne sont pas toujours observées par les organes de régulation. De l'autre, il est possible que les compagnies d'électricité n'aient pas les systèmes d'information nécessaires pour se conformer pleinement à de telles prescriptions et pour gérer efficacement les questions de fiabilité. Il s'agit là d'une lacune sérieuse, compte tenu de l'importance de la fiabilité du service pour les usagers.

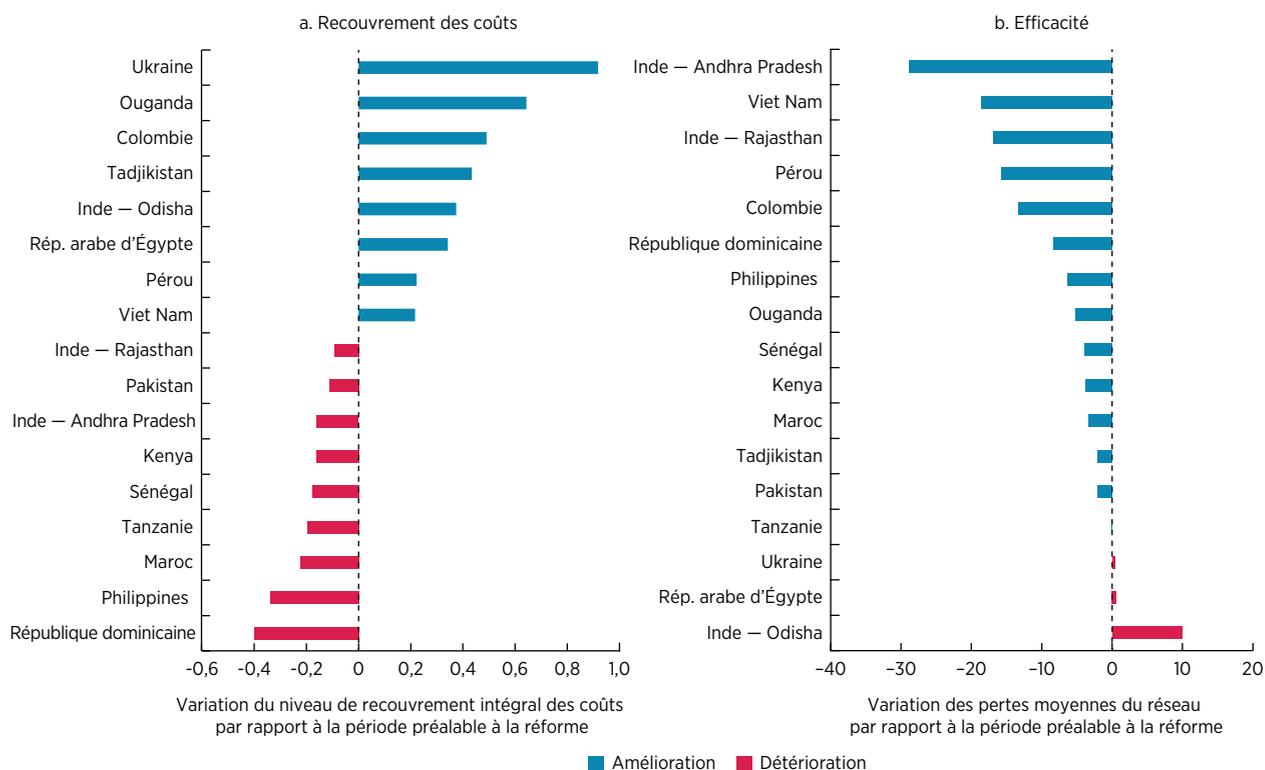
Constatation n° 8 : Le recouvrement des coûts s'est révélé particulièrement difficile à mettre en œuvre et à viabiliser, les progrès limités accomplis tenant plus à l'amélioration de l'efficacité qu'à la hausse des tarifs

Le recouvrement intégral des coûts représente un défi pour les fournisseurs d'électricité. Pas plus de la moitié d'entre eux peuvent être jugés financièrement viables. Durant les 25 années à l'étude, on a observé une progression de 69 à 79 % de cas dans lesquels les tarifs facturés aux utilisateurs finaux couvraient la totalité des dépenses d'investissement dans l'approvisionnement en énergie électrique, et à peu près le même pourcentage de pays a vu sa performance en matière de recouvrement des coûts s'améliorer (figure O.13a). Il est toutefois frappant de noter que même les pays offrant un service à bas coût ont parfois du mal à recouvrer pleinement leur investissement. En fait, le recouvrement intégral du coût en capital est quasi exclusivement limité aux

FIGURE O.12 Les recommandations en matière de régulation tarifaire ne sont pas toujours appliquées



Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.

FIGURE O.13 Plus nombreux sont les pays qui ont progressé sur le front de l'efficacité que du recouvrement des coûts, 1990–2015

Source : Analyses de la Banque mondiale à partir de la base de données *Rethinking Power Sector Reform utility* 2015.

entreprises privatisées. L'expérience montre que les progrès vers le recouvrement des coûts peuvent être inversés rapidement par des facteurs exogènes comme la sécheresse, une dévaluation et des chocs de prix pétroliers. Bien que le recouvrement intégral des coûts d'investissement s'avère difficile, la quasi-totalité des compagnies d'électricité parviennent à récupérer leurs dépenses d'exploitation. De plus, près de la moitié des entreprises peuvent être jugées financièrement viables dans le sens où elles sont capables à la fois de couvrir leurs coûts d'exploitation et d'honorer leurs obligations de service et de remboursement de la dette historique, bien qu'elles ne produisent pas un taux de rendement optimal de leurs actifs.

Là où des progrès ont été accomplis au fil du temps vers le recouvrement intégral des coûts, les compagnies d'électricité se sont davantage appuyées sur les réductions de coûts que sur des ajustements tarifaires. Plus précisément, les pertes moyennes des réseaux des pays étudiés sont passées de

24 à 17 % entre 1990 et 2015, et des améliorations ont été observées dans plus de 80 % des pays (figure O.13b). En fait, certains pays auraient déjà recouvré pleinement leurs coûts sur la base des tarifs en vigueur s'ils avaient accru leur efficacité opérationnelle et commerciale pour atteindre les niveaux de référence dans le secteur. Les ajustements tarifaires, pour leur part, se sont avérés difficiles à appliquer, certains organes de régulation ayant vu leurs recommandations considérablement revues à la baisse, voire modifiées fondamentalement par les autorités politiques.

Les compagnies d'électricité confrontées à un manque à gagner reçoivent rarement des compensations financières. Le déficit quasi budgétaire observé dans l'échantillon à l'étude reste élevé : il représente en moyenne près d'un point de pourcentage du produit intérieur brut, et la sous-facturation en est le principal facteur déterminant dans la plupart des cas. L'analyse financière des compagnies d'électricité a montré que ce manque à gagner n'est généralement pas compensé

par des transferts budgétaires de l'administration centrale. Au contraire, les entreprises sont contraintes d'avoir recours à une diversité de stratégies d'adaptation sous-optimales qui consistent souvent à contracter des dettes commerciales à court terme et à des taux d'intérêt élevés pour couvrir leurs besoins de trésorerie ou simplement à accumuler des arriérés auprès de leurs fournisseurs de carburant en vrac ou d'électricité en amont.

Les subventions croisées entre groupes d'utilisateurs et à différents niveaux de consommation ont longtemps été la norme de tarification de la consommation électrique et peuvent davantage entraver le recouvrement des coûts. Près de trois quarts des pays en développement appliquent un système de subventions croisées entre usagers commerciaux et résidentiels, les premiers payant en moyenne plus du double du prix acquitté par les seconds pour chaque unité d'électricité acquise. Une proportion semblable de pays applique des tarifs par tranche aux usagers résidentiels, un système qui offre des remises considérables à des niveaux de consommation faibles, voire moyens, puis augmente les tarifs à des niveaux plus élevés sans jamais parvenir à recouvrer complètement les coûts même dans les tranches de consommation les plus élevées. Une analyse plus approfondie montre qu'alors que des subventions croisées de faibles montants ont traditionnellement été appliquées sans compromettre fondamentalement l'objectif de recouvrement des coûts, ce mode de tarification peut nuire grandement à l'équilibre financier de l'entreprise

lorsque même le prix acquitté par les usagers qui paient le plus cher est inférieur aux coûts de revient.

Constatation n° 9 : Les résultats de la réforme du secteur de l'électricité ont été largement influencés par les conditions de départ dans chaque pays

Le modèle de réforme du secteur de l'électricité pour les années 90 était fondé en grande partie sur des principes que l'on pensait universellement applicables, indépendamment du contexte. En pratique, de nombreuses conditions préalables — à la fois économiques et politiques — se sont avérées tout aussi importantes pour déterminer l'applicabilité de l'approche. À travers le monde en développement, on observe des différences systématiques dans l'adoption de ce modèle d'un pays à l'autre selon des facteurs tels que la tranche de revenu auquel le pays appartient, la taille de son réseau électrique et son organisation politique. Des facteurs contextuels semblent aussi avoir joué un rôle dans le résultat de la réforme (tableau O.1). L'analyse a permis d'établir une distinction entre les pays qui ont entrepris une « réforme globale », autrement dit qui ont mis en œuvre au moins 70 % des prescriptions du modèle des années 90, ceux qui ont mené une « réforme limitée », ceux qui ont été les « plus performants », c'est-à-dire qui ont obtenu une note supérieure à la moyenne sur des variables de résultat telles que la sécurisation des

TABLEAU O.1 Aperçu des conditions qui existaient dans certains groupes de pays au moment de la réforme

	Conditions sectorielles				Contexte national			
	Coût de l'électricité (\$/kWh)	Recouvrement intégral des coûts (%)	Pertes du réseau (%)	Accès à l'électricité (%)	Consommation d'électricité (kWh par habitant par an)	Taille du réseau (GW)	Niveau de revenu (PIB par habitant)	Qualité de la gouvernance (indice)
Pays à réforme globale								
Pays les plus performants	0,15	69	19	82	1 413	20	1 405	-0,43
Pays les moins performants	0,17	70	30	53	315	15	756	-0,49
Pays à réforme limitée								
Pays les plus performants	0,13	55	21	77	804	22	737	-0,55
Pays les moins performants	0,23	84	27	27	172	2	428	-0,40

Source : Données de la Banque mondiale.

Note : Les pays de l'Observatoire *Rethinking Power Sector Reform* sont répartis par catégories, lesquelles sont indiquées dans le tableau. Tous les chiffres concernent l'année charnière pour chaque pays durant la décennie 90 ou le point de données le plus proche dans certains cas. L'Inde et l'Ukraine ne sont pas prises en compte dans le calcul de la taille du réseau. PIB = produit intérieur brut; GW = gigawatt; kWh = kilowattheure.

approvisionnement, l'électrification et la décarbonisation, et ceux qui sont les « moins performants ».

Un premier groupe de pays a appliqué l'ensemble des prescriptions du modèle de réforme des années 90 dans une large mesure, et a pu engranger une diversité de résultats positifs comme l'amélioration de l'efficacité opérationnelle et du recouvrement des coûts, ainsi qu'une plus grande sécurité des approvisionnements. Aux premiers rangs de ces pays se trouvent la Colombie, le Pérou et les Philippines. Dans tous ces cas, le programme de réforme avait été adopté intégralement et assez rapidement dans les années 90, et n'a pas connu de grandes difficultés pendant la mise en œuvre. Un processus continu de réformes de deuxième génération a affiné la mise en œuvre du modèle. Chacun de ces pays a rencontré des problèmes spécifiques, mais ceux-ci ont pu être résolus de façon générale dans les limites du nouveau cadre institutionnel.

Un deuxième groupe de pays a aussi adopté des réformes globales, mais n'a pas connu la même harmonie dans la mise en œuvre ou obtenu les mêmes résultats positifs. Au Pakistan par exemple, le secteur électrique dégroupé est miné par une crise chronique de la dette circulaire qui fait dérailler la chaîne de paiement; la seule opération de privatisation du secteur de la distribution continue d'être contestée devant les tribunaux plus d'une décennie après l'enrôlement de l'affaire. Entre-temps, le pays peine à assurer la sécurité des approvisionnements et l'accès universel à l'électricité. On peut également citer en exemple les cas de la République dominicaine et de l'État indien d'Odisha où une réforme extensive du secteur de l'électricité a été entreprise, y compris la privatisation des sociétés de distribution. Cependant, dans les deux cas, il s'est avéré difficile dans la pratique de mettre en œuvre le barème tarifaire prescrit par la réglementation, ce qui a donné lieu à une renationalisation des sociétés préalablement privatisées et à la persistance de problèmes liés à la sécurité de l'approvisionnement, ainsi qu'à de faibles performances à la fois sur le plan des objectifs intermédiaires et finaux.

On peut tirer des enseignements de ces expériences disparates en comparant les conditions qui existaient dans chacun de ces deux groupes de pays au moment de la mise en œuvre du programme de réformes des années 90 (les deux premières lignes du

tableau O.1). Tout particulièrement, les pays dans lesquels les réformes ont été couronnées de succès présentaient des conditions initiales plus avantageuses que les autres, tant au plan national que sectoriel. S'agissant du contexte national, le niveau de revenu des pays les plus performants (de l'ordre de 1 400 dollars par habitant) représentait déjà près du double de celui des moins performants, et les premiers avaient un cadre institutionnel plus favorable, comme en atteste leur classement sur l'indice de gouvernance de la Banque mondiale. Au plan sectoriel, les pays les plus performants affichaient des résultats opérationnels nettement meilleurs au moment d'entreprendre la réforme, avec des pertes de réseau de 19 % contre 30 % pour les autres, des niveaux d'électrification nettement plus élevés (82 % contre 53 %) et un réseau électrique bien plus développé assorti d'une capacité installée plus importante (20 gigawatts contre 15). En outre, leur consommation par habitant était environ quatre fois plus élevée. Même parmi le groupe de pays qui n'a entrepris que des réformes limitées, les plus performants présentaient de meilleures conditions de départ que ceux qui avaient obtenu des résultats moins bons.

Constatation n° 10 : Ce sont les pays qui organisé leur secteur autour d'une diversité de cadres institutionnels qui ont obtenu de bons résultats

Bien que le modèle de réforme des années 90 ait d'abord été présenté sous la forme d'un document d'orientation unifié, il a par la suite été adapté à des degrés divers. Une minorité non négligeable de pays a conservé le modèle traditionnel de compagnies nationales verticalement intégrées, tandis que la majorité se retrouve avec un assortiment de modèles hybrides.

Les pays dans lesquels l'adoption des réformes a été plus lente ou plus limitée ont, dans certains cas, obtenu des résultats tout aussi bons, au niveau sectoriel, que ceux qui étaient allés plus loin dans leur programme de réforme. En comparant une grande variété d'indicateurs de résultats post-réformes couvrant la sécurité des approvisionnements, l'intégration sociale et la protection durable de l'environnement, on constate que les pays les plus performants se divisent en deux groupes égaux comprenant à la fois ceux qui ont procédé à une réforme globale et ceux

TABLEAU O.2 Comparaison des performances des pays selon les stratégies de réforme employées

	Sécurité de l' approvisionnement			Intégration sociale			
	IFMIS	Capacité normalisée (en MW par millions d'habitants)	Diversification de la production (IHH)	Satisfaction de la demande (ratio)	Accès à l'électricité (%)	Abordabilité du service (% du RNB)	Intensité carbonique (gCO ₂ /kWh)
Pays les plus performants							
Pays à réforme globale	8,8	551	0,4	1,1	94	4,6	357
Pays à réforme limitée	4,3	429	0,6	1,0	99	1,4	387
Pays les moins performants							
Pays à réforme globale	61,3	166	0,2	0,9	62	4,7	330
Pays à réforme limitée	30,3	45	0,5	1,0	35	13,0	419

Sources : Données de l'AIE; données de la Banque mondiale.

Note : Tous les chiffres concernent la performance post-réforme mesurée en 2015. Les résultats sont évalués sur la base d'un cadre détaillé fourni au tableau 9.2 du chapitre 9. La couleur verte désigne de bons résultats, le jaune illustre des résultats moyens et le rouge symbolise de mauvais résultats.

RNB = revenu national brut; IHH = IHH Indice de Herfindahl-Hirschman; MW = mégawatt; IFMIS = Indice de fréquence moyenne des interruptions de service.

qui ont entrepris des réformes limitées (tableau O.2). Les différences sont remarquablement petites entre ces deux groupes de pays; ceux qui ont entrepris des réformes limitées obtenant des résultats légèrement meilleurs sur les plans de la fiabilité, de l'accès et de l'accessibilité financière, et des résultats légèrement moins bons en ce qui concerne la suffisance de la production et l'intensité carbonique. De la même manière, les pays les moins performants sont aussi inégalement répartis entre ceux qui ont entrepris une réforme globale et ceux qui avaient une démarche limitée.

À cet égard, les modalités institutionnelles retenues par les pays ayant adopté l'approche limitée qui ont obtenu les meilleurs résultats retiennent particulièrement l'attention. Les pays les plus remarquables de ce groupe sont le Maroc et le Viet Nam, ainsi que l'État indien d'Andhra Pradesh. Ce que ces pays semblent avoir en commun, c'est un rôle continu pour une entreprise publique compétente et une fonction plus ciblée pour le secteur privé.

Le Maroc a conservé un monopole public intégré verticalement au cœur du secteur, tout en ouvrant certaines centrales de production et certaines concessions de distribution communale au secteur privé. Au lieu de se concentrer sur la réforme structurelle et la création d'un organe de régulation, la politique énergétique marocaine a été caractérisée par l'articulation d'objectifs sociaux et environnementaux clairs et ambitieux au plus haut niveau politique. Ces objectifs ont été assortis de responsabilités institutionnelles clairement définies et d'obligations bien précises en matière de prestation de services, tout cela

soutenu par des investissements financiers suffisants, à la fois publics et privés.

Au Viet Nam, le secteur reste dominé par la compagnie historique qui fonctionne comme une société publique dissociée sous la supervision d'un organe de régulation sans grandes prérogatives. L'expérience vietnamienne est caractérisée par la poursuite en priorité d'un objectif d'accès universel dans le cadre d'un programme soutenu et bien financé dont le chef de file est la société nationale (EVN). Le pays évolue actuellement vers la mise en œuvre par étapes du marché de gros de l'électricité sur lequel une minorité de producteurs privés va devoir se mesurer à des filiales publiques d'EVN.

Dans l'État indien d'Andhra Pradesh, le gouvernement a achevé le processus de dégroupage et la mise en œuvre des réformes réglementaires, mais n'a pas pu mener à terme le processus de privatisation du segment de distribution. Au lieu de cela, des efforts considérables ont été faits pour renforcer les incitations à une bonne gestion par l'établissement d'indicateurs de performance clairs concernant le recouvrement des recettes, assortis d'une surveillance régulière effectuée par des représentants de la haute direction et des récompenses financières en cas de bons résultats. Cette approche a été combinée à des réformes juridiques visant à faire du vol de l'électricité une infraction passible de poursuites pénales.

Enfin, bien que le Kenya ne figure pas parmi les pays les plus performants dans l'ensemble, il présente globalement les meilleurs résultats sectoriels des pays subsahariens étudiés. La démarche de réforme au Kenya a été

progressive et unique. Tout particulièrement, la participation publique majoritaire a été maintenue dans le segment de la distribution, mais une part quasi égale d'actions à taux variables émises sur le marché boursier de Nairobi a poussé Kenya Power à plus de discipline en matière de gouvernance d'entreprise.

INCIDENCE SUR LES POLITIQUES PUBLIQUES

L'étude des éléments historiques de la réforme qui précède et l'examen prospectif de l'évolution des technologies de rupture dans le secteur de l'électricité révèlent dix incidences du modèle des années 90 sur l'action des pouvoirs publics. Les formidables évolutions technologiques en cours — notamment celles de technologies décentralisées de plus en plus efficaces par rapport aux coûts — posent des questions fondamentales quant à la viabilité de la compagnie d'électricité centralisée traditionnelle et promettent de changer la structure du secteur de l'électricité. Sur certains marchés d'avant-garde, cette vague de changements prend la forme d'un dégroupage des compagnies de distribution entre une entité chargée du développement physique du réseau et un exploitant du système de distribution dont le rôle principal est de mettre en place une plateforme sur laquelle les usagers et les entreprises peuvent se rencontrer pour acheter et vendre de l'énergie tant à l'intérieur du segment de la distribution que sur le marché de gros de l'électricité. Dans d'autres cas, les nouvelles technologies sont surtout considérées comme une opportunité d'améliorer l'efficacité et la rentabilité du fournisseur d'électricité traditionnel.

Dans ce débat autour d'un avenir incertain, deux choses au moins semblent claires.

En premier lieu, les consommateurs d'électricité ne seront plus captifs de fournisseurs médiocres. La rupture technologique dans les pays membres de l'OCDE s'inscrit dans un contexte d'accès universel à des services de réseau de qualité relativement élevée pour un prix raisonnable. Dans le monde en développement en revanche, de nombreux clients de compagnies d'électricité doivent composer avec une électricité chère et peu fiable. Historiquement, la seule solution qui s'offrait aux clients insatisfaits était de produire eux-mêmes leur électricité au moyen de coûteux générateurs diesel. Lorsque le coût de l'électricité tirée des panneaux solaires de toiture diminuera et s'approchera des coûts du réseau,

l'autoproduction deviendra de plus en plus intéressante face à un service déficient de la compagnie d'électricité, en particulier lorsque le stockage par batterie deviendra plus économique. Une telle évolution va certainement ébranler le pouvoir monopolistique de la compagnie d'électricité en place, et pourrait l'inciter à améliorer ses performances. Parallèlement, la fuite des consommateurs pourrait exposer les compagnies déjà précaires à de nouvelles difficultés financières.

En second lieu, la conception du cadre réglementaire, qui définit les incitations à l'innovation, déterminera fondamentalement le rythme et la cohérence de la transition technologique. Pour les compagnies d'électricité, les incitations à l'innovation dépendent du régime réglementaire dans lequel s'inscrivent leurs activités, car c'est lui qui détermine dans quelle mesure et de quelle manière les investissements consentis et les économies réalisées en termes de coûts d'exploitation peuvent être convertis en bénéfices. Pour les consommateurs, les incitations à l'innovation dépendront de la marge de manœuvre que leur octroie le cadre réglementaire pour entreprendre des activités de production et de stockage d'énergie, et de l'incidence que cela aura sur les tarifs. Enfin, pour les nouveaux acteurs, les incitations à entrer sur le marché et à innover dépendront de même de la flexibilité du régime d'agrément. Il est donc clair que la conception du cadre réglementaire donnera une certaine marge d'appréciation aux pays pour accélérer ou, au contraire, freiner l'adoption de technologies de rupture.

Les technologies de rupture auront un certain nombre d'incidences sur certains aspects du programme de réforme du secteur de l'électricité, lesquelles se déclinent ainsi qu'il suit.

- *Incidence n° 1.* La réforme du secteur de l'électricité doit être conçue en tenant compte des conditions qui existent dans chaque pays et viser avant tout l'amélioration des résultats sectoriels.
- *Incidence n° 2.* La conception des réformes du secteur de l'électricité doit être profondément ancrée dans les réalités politiques de chaque pays.
- *Incidence n° 3.* Il faut accorder plus d'importance au renforcement des capacités institutionnelles de planification du secteur de l'électricité et de mise en œuvre connexe.
- *Incidence n° 4.* Les marchés de centrales de production doivent être passés dans le cadre d'un processus

transparent et concurrentiel, avec autant de flexibilité contractuelle que le contexte le permet.

- *Incidence n° 5.* Le dégroupage ne doit pas être la plus grande priorité lorsque persistent des difficultés financières et des problèmes de gouvernance plus fondamentaux; il doit servir avant tout à faciliter des réformes plus approfondies.
- *Incidence n° 6.* Les marchés de gros de l'électricité restent une option viable pour les pays qui ont mis en place toutes les mesures fondamentales; les autres pourraient tirer un meilleur parti des échanges régionaux.
- *Incidence n° 7.* Il faut intensifier les efforts pour renforcer la gouvernance d'entreprise et les pratiques de gestion des compagnies publiques d'électricité.
- *Incidence n° 8.* Le cadre de régulation doit être adapté au contexte institutionnel et faire une place aux nouvelles avancées technologiques.
- *Incidence n° 9.* La participation du secteur privé à la distribution ne doit être envisagée qu'en présence de conditions favorables.
- *Incidence n° 10.* La réalisation du programme d'accès universel et de décarbonisation pour le XXI^e siècle appelle de nouvelles réformes visant explicitement ces objectifs.

Incidence n° 1 : La réforme du secteur de l'électricité doit être conçue en tenant compte des conditions qui existent dans chaque pays et viser avant tout l'amélioration des résultats sectoriels

Le modèle de réforme du secteur de l'électricité pour les années 90 était fondé essentiellement sur des principes économiques fondamentaux que l'on pensait universellement applicables, indépendamment du contexte. Aucun cadre n'avait donc été prévu pour l'adapter au contexte national. L'expérience montre que de nombreuses conditions favorables — à la fois économiques et politiques — sont déterminantes pour son applicabilité. Dans le monde en développement, on observe des différences systématiques dans l'adoption du modèle d'un pays à l'autre selon la tranche de revenu auquel le pays appartient, la taille de son réseau électrique, son organisation politique et d'autres facteurs. Les études de cas qui ont éclairé cette étude montrent que les

facteurs contextuels semblent aussi avoir joué un rôle dans le résultat de la réforme.

L'expérience semble indiquer qu'il peut être utile de réfléchir en deux temps aux actions de réforme dans le secteur de l'électricité, en fonction de la nature de l'environnement national. Ce cadre global est présenté au tableau O.3, qui indique les mesures qui peuvent être applicables dans un environnement difficile ou dans un environnement plus mature, ainsi que les conditions favorables qui signalent qu'un pays est prêt pour différents aspects du train de réformes.

Dans des environnements difficiles, un paquet élémentaire de mesures préliminaires est proposé. Il s'adresse aux pays qui peuvent être handicapés par un revenu faible, un cadre fragile, un système de taille réduite ou d'autres facteurs limitatifs. Ici, la priorité doit être d'assurer une bonne gouvernance et une viabilité financière élémentaire sans engager de réformes structurelles trop complexes.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Régulation.* À ce stade, il est indispensable d'adopter une méthode de tarification transparente et fondée, et de l'appliquer chaque année. Un organe de régulation ou, à ce stade, un service compétent du ministère de l'Énergie ou du ministère des Finances peut s'en charger. Dans un premier temps, une aspiration initiale appropriée en matière de prix serait de garantir la viabilité financière en récupérant une fraction suffisante des coûts d'investissement pour assurer le service et le remboursement de la dette existante. Il serait également important que le ministère de l'Énergie définisse le cadre du contrôle de la qualité du service. La régulation des tarifs et de la qualité doit être intégrée aux autres processus de supervision des entreprises publiques (liés, par exemple, aux contrats de performance ou aux transferts budgétaires).
- *Restructuration.* Elle ne sera sans doute pas prioritaire à ce stade. Un système électrique verticalement intégré pourrait être plus facile à gérer en établissant des bases solides pour le secteur. Cependant, la participation du secteur privé à la production — via des contrats d'approvisionnement avec la compagnie d'électricité — peut jouer un rôle précieux dans l'expansion des capacités.

TABLEAU O.3 Adaptation des réformes du secteur de l'électricité au contexte national

	Environnement plus difficile	Conditions favorables	Environnement plus mature
Régulation	<p>Établir une méthodologie claire de fixation des tarifs sous la supervision du ministère de l'Énergie ou du ministère des Finances.</p> <p>Viser une récupération partielle des coûts d'investissement (c'est-à-dire la viabilité financière).</p> <p>Établir un mécanisme clair de suivi de la qualité de service sous la supervision du ministère de l'Énergie.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Le taux de recouvrement des coûts est supérieur à 70 %.</i> • <i>Le taux de recouvrement des recettes est supérieur à 90 % et le non-paiement de la consommation est sanctionné par la coupure de l'alimentation électrique.</i> • <i>Les pertes du réseau sont inférieures à 15 %.</i> 	<p>Créer une entité de régulation séparée.</p> <p>Viser le recouvrement intégral des coûts d'investissement.</p> <p>Veiller à la régulation effective de la qualité de service.</p>
Restructuration	<p>Conserver une compagnie d'électricité verticalement intégrée et introduire l'investissement privé de manière sélective pour les nouvelles centrales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Le taux d'électrification est supérieur à 80 %.</i> • <i>Les comptes financiers périodiques audités sont conformes aux normes internationales d'information financière.</i> 	<p>Restructurer le secteur de l'électricité pour séparer l'opérateur du système de transport et veiller à ce qu'il y ait une concurrence suffisante dans le domaine de la production.</p>
Privatisation	<p>S'attacher à mettre en place de solides dispositifs de gouvernance d'entreprise et de bonnes pratiques de gestion pour la distribution de l'électricité, en accordant une attention particulière à la gestion des ressources humaines et aux mesures aptes à promouvoir la discipline financière.</p> <p>Donner la priorité à l'électrification en engageant des actions parallèles et soigneusement planifiées sur le réseau et hors-réseau, lesquelles sont soutenues par un engagement politique fort et un financement public suffisant.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Des systèmes informatiques modernes sont en place et génèrent des données opérationnelles fiables.</i> • <i>Les ajustements tarifaires réguliers sont conformes à la réglementation.</i> • <i>L'orientation idéologique, les dirigeants en place et les parties prenantes offrent un contexte politique favorable.</i> 	<p>Renforcer les incitations commerciales à la distribution par des mesures comme des notes de solvabilité et des émissions obligataires ; l'introduction en bourse ; ou la participation du secteur privé.</p>
Concurrence	<p>Développer des capacités techniques suffisantes pour la planification du réseau électrique en y intégrant directement des appels d'offres concurrentiels pour la production.</p> <p>Introduire un système de répartition économique (dispatch) des centrales de production administrées par la compagnie d'électricité.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>La capacité de production atteint 1 à 3 GW.</i> • <i>Il n'y a pas de goulot d'étranglement majeur dans le réseau de transport ou dans les approvisionnements en carburant.</i> 	<p>Ouvrir le réseau à des tiers et autoriser les contrats bilatéraux entre producteurs et gros consommateurs.</p> <p>Créer un marché de gros de l'électricité.</p> <p>Conduire des enchères de capacité pour les investissements dans une nouvelle centrale.</p>

Source : Banque mondiale

Note : GW = gigawatts ; TI = technologies de l'information

- *Participation du secteur privé.* Il peut être préférable à ce stade de limiter l'intervention du secteur privé à la production. Dans la distribution, il faut s'attacher au préalable à instaurer une bonne gouvernance et de bonnes pratiques de gestion, notamment en matière de discipline financière et de ressources humaines.
- *Concurrence.* À ce stade, la seule forme de concurrence pertinente aura probablement trait au droit de construire de nouvelles centrales électriques. Tout particulièrement, il est indispensable de développer les capacités techniques requises pour assurer une planification au moindre coût afin de déterminer quelles centrales construire, laquelle intègre obligatoirement une procédure de mise en concurrence. En outre, il

est possible de reproduire certains avantages d'un marché concurrentiel par la pratique administrative de la répartition (dispatch) économique.

Dans un environnement mature, il est possible d'envisager un train de réformes plus élaborées, à condition que celles-ci améliorent les résultats sectoriels. Cette recommandation vaut en particulier pour les pays à revenu intermédiaire dotés d'un environnement politique stable et de vastes réseaux électriques, où des progrès ont été réalisés en matière de gouvernance et de viabilité financière du secteur. La réforme étant un moyen de parvenir à une fin, la priorité dans un tel environnement doit être de déterminer dans quels domaines les performances du secteur de l'électricité laissent toujours à désirer et

d'appliquer des mesures plus avancées axées sur l'obtention de résultats dans ces domaines précis.

L'incidence sur l'action des pouvoirs publics est la suivante :

- *Régulation.* Il convient de réfléchir à la création d'une entité de régulation séparée, si elle n'existe pas déjà. Il devient alors plus important de fixer des tarifs permettant de recouvrer la totalité des coûts d'investissement et de durcir l'application des règles relatives à la qualité du service. Le renforcement du cadre de régulation est particulièrement important si l'objectif d'action est que le secteur rembourse l'investissement aux taux du marché.
- *Restructuration.* C'est le bon moment pour envisager un dégroupage vertical afin de créer un opérateur de transport autonome qui facilitera l'accès impartial des tiers au réseau. Parallèlement, il devient important de séparer les actifs de production dans le but de générer une pression concurrentielle suffisante entre les acteurs du marché.
- *Participation du secteur privé.* Idéalement, les pays qui s'orientent vers un marché de gros de l'électricité doivent céder au moins une partie de leurs actifs de production au secteur privé afin de garantir une certaine diversité de la propriété parmi les entreprises concurrentes. Dans le segment de la distribution, les pays confrontés à des dysfonctionnements opérationnels souhaiteront peut-être ouvrir la voie à la participation du secteur privé. Lorsque les compagnies publiques d'électricité remplissent efficacement leur mission, l'argument en faveur de la participation privée est moins convaincant ; toutefois, le besoin de capitaux supplémentaires peut imposer que la compagnie d'électricité obtienne une note de solvabilité pour accéder plus facilement au financement obligataire ou qu'elle introduise une fraction minoritaire de son capital en bourse, ces deux solutions ayant l'effet souhaitable de renforcer sa discipline financière.
- *Concurrence.* À ce stade, les pays sont prêts à envisager la transition vers un marché de gros de l'électricité. Celle-ci doit s'accompagner d'enchères de capacité parallèles ou d'une mesure équivalente visant à garantir le développement de nouvelles capacités de production suffisantes en temps opportun.

La transition d'un environnement difficile à un environnement mature peut s'apprécier à l'aune de certaines conditions favorables essentielles. Dans la pratique, il n'est peut-être pas nécessaire ni possible que les pays remplissent chacune de ces conditions ; cependant, plus les conditions remplies sont nombreuses, meilleures sont les chances que des réformes plus élaborées soient mises en œuvre. La plupart de ces conditions sont liées à l'état de préparation à l'introduction d'opérateurs privés dans le secteur de la distribution. Celle-ci a plus de chances de succès si certains seuils de viabilité financière et d'efficacité commerciale sont atteints et lorsque l'électrification est à un stade raisonnablement avancé. De bons systèmes de données financières et opérationnelles contribueront aussi à réduire les asymétries d'information et à renforcer la confiance des acteurs privés, de même qu'un bilan positif en matière de fixation de tarifs réglementés et un environnement politique porteur. Les autres conditions favorables sont plus directement associées à l'établissement de marchés de gros de l'électricité. Le réseau électrique, en particulier, doit être suffisamment grand pour accueillir au moins cinq sociétés de production concurrentes (au moins trois gigawatts) et générer un chiffre d'affaires suffisant pour justifier les coûts fixes de la création de plateformes d'échange (au moins 1 milliard de dollars de chiffre d'affaires annuel).

Incidence n° 2 : La conception des réformes du secteur de l'électricité doit être profondément ancrée dans les réalités politiques de chaque pays

Les engagements de réforme du secteur de l'électricité doivent correspondre à une évaluation réaliste de l'économie politique du pays. Le modèle de réforme des années 90 puisait largement dans les principes économiques fondamentaux sans porter une attention explicite à la dynamique politique du processus de réforme. Mais le fait est que le secteur de l'électricité est très politisé dans une grande partie du monde en développement. La compréhension de la dynamique politique d'un pays et de ses effets sur les interactions entre les parties prenantes du secteur de l'électricité doit être le point de départ de toute réforme dans ce secteur. Au lieu de l'ignorer, un bon processus de réforme doit tenir compte de la dimension politique, mobiliser les

promoteurs potentiels de la réforme et s'efforcer de trouver un consensus avec les groupes qui s'y opposent.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Réaliser une analyse de l'économie politique avant d'entreprendre une réforme.* Cette analyse doit avoir pour but de découvrir dans quelle mesure le secteur de l'électricité touche aux intérêts personnels et aux formations politiques afin de déterminer quels seront les gagnants et les perdants de la réforme. Elle doit aussi examiner si la direction envisagée pour la réforme est compatible avec l'orientation idéologique du pays et son système politique plus général. Les constats de cette analyse doivent explicitement guider la conception du programme de réforme à adopter.
- *Intégrer des efforts de promotion et de communication pour intéresser toutes les parties concernées.* La campagne de communication doit être basée sur des messages que les promoteurs de la réforme pourront utiliser pour décrire ses atouts. Ces messages peuvent être diffusés sur différents canaux. Les communications doivent être complétées par des actions de proximité prenant la forme d'un dialogue direct avec l'ensemble des acteurs concernés, en particulier les plus menacés par le processus de réforme. Outre l'effort soutenu à consentir au début du processus, il est nécessaire d'ausculter l'opinion publique tout au long de la mise en œuvre, car une brusque évolution de l'environnement politique peut aisément entraîner une remise en cause des réformes.

Incidence n° 3 : Il faut accorder plus d'importance au renforcement des capacités institutionnelles de planification du secteur de l'électricité et de mise en œuvre connexe

Le modèle des années 90 s'intéressait peu à la planification. L'hypothèse implicite était que la création d'un marché de gros de l'électricité contournerait d'une manière ou d'une autre le besoin de planification. Le but ultime du modèle des années 90 était de créer un marché concurrentiel. À l'époque, on parlait du principe que les signaux de prix guideraient correctement les investissements privés dans la production d'électricité. On considérait que l'État avait avant tout un rôle de régulateur d'un marché concurrentiel détenu et exploité par des

opérateurs privés, et l'accent était fortement mis sur la création d'une entité de régulation efficace et d'un cadre juridique associé. Les fonctions de planification centrale étaient ignorées ou minimisées. D'ailleurs, dans certains pays, la fonction de planification traditionnellement logée au sein des compagnies nationales d'électricité ou du ministère de tutelle est passée entre les mailles du filet lorsque, dans le cadre de la réforme du secteur de l'électricité, les pouvoirs publics se sont employés à dégrupper les compagnies en place et à renforcer les capacités techniques d'organismes de régulation séparés des ministères de tutelle. En fait, la création de marchés de l'électricité s'est avérée difficile hormis dans quelques pays en développement; et même là, les signaux de prix n'ont pas fourni une base adéquate aux décisions d'investissement.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Développer de solides capacités techniques pour la planification et renforcer leurs moyens d'action.* La priorité doit être accordée à la mise en place d'une solide capacité de planification d'une nouvelle infrastructure de production et de transport, qui est une composante essentielle de la réforme du secteur de l'électricité. Divers modèles institutionnels ont été appliqués avec succès dans différents pays pour héberger la fonction de planification, notamment dans le ministère de tutelle, à la compagnie de transport d'électricité, chez l'exploitant du réseau ou dans un organisme technique dédié. Les autorités de régulation peuvent jouer un rôle précieux durant l'examen technique des programmes d'investissement en vue de déterminer le montant des recettes à recouvrer pour couvrir les dépenses d'investissement.
- *Veiller à la mise en œuvre effective du plan du système.* Certes, la planification est importante en soi, mais il est tout aussi important d'établir un lien étroit entre le plan du système électrique et la passation des marchés de nouvelles centrales de production et infrastructures de transport, afin que ces marchés soient alignés sur ledit plan et qu'ils soient passés dans les délais opportuns et d'une manière économiquement rationnelle en suivant le rythme d'évolution de la demande. Sans ce lien clair, les pouvoirs publics s'exposent à des propositions spontanées qui ne représenteront pas forcément la meilleure option économique pour le système.

- *Incorporer les nouvelles technologies dans la planification du réseau électrique.* Des technologies comme les systèmes de ressources énergétiques distribuées, le stockage en batteries et la réponse de demande peuvent réduire les coûts nécessaires pour équilibrer l'offre et la demande. Pourtant, la planification traditionnelle du réseau électrique n'envisage pas la prise en compte de ces ressources, d'abord parce qu'elles introduisent une forte complexité dans les méthodes de planification standard, mais aussi parce qu'elles ne seraient pas nécessairement prises en charge par la compagnie d'électricité en place. Le stockage — en particulier — peut jouer des rôles multiples dans le système électrique et remplacer les investissements conventionnels en actifs de production, de transport et de distribution. Les outils et techniques de planification doivent être modernisés pour intégrer ces considérations.

Incidence n° 4 : Les marchés de centrales de production doivent être passés dans le cadre d'un processus transparent et concurrentiel, avec autant de flexibilité contractuelle que le contexte le permet

Bien que les PIPE soient un moyen courant et efficace d'injecter des capitaux privés dans la production d'électricité, d'importants progrès restent à faire pour améliorer la mise en œuvre de ces projets. La négociation directe des projets, souvent à la suite de propositions spontanées, demeure très répandue en Afrique et en Asie, ce qui suscite des préoccupations relatives à l'optimisation des fonds publics et au risque de corruption. Parallèlement, la nécessité d'atténuer les risques pour rassurer les investisseurs qui s'aventurent dans des territoires inconnus a contraint de nombreux pays à conclure des contrats d'achat ferme rigides et des clauses de garantie étendues qui nuisent à l'efficacité de la répartition et laissent la compagnie d'électricité et l'État aux prises avec de lourds passifs.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Imposer le recours aux appels d'offres pour les projets de production.* Pour la construction de nouvelles centrales de production, l'appel d'offres doit être l'instrument par défaut. Si des propositions spontanées
- sont étudiées — seulement dans des cas exceptionnels bien précis et lorsque leur compatibilité avec les programmes d'investissement et leur préféabilité peuvent être établies —, elles doivent être également soumises à une procédure de mise en concurrence.
- *Maximiser la flexibilité des dispositions contractuelles.* Des mécanismes d'atténuation des risques seront nécessaires dans des environnements non éprouvés, mais ils doivent être soigneusement étudiés et limités au minimum requis pour répondre aux anticipations de rentabilité légitimes des investisseurs. Cela pourrait impliquer, par exemple, de réduire le volume ou la durée des clauses d'achat ferme ou d'appliquer des régimes de prix en deux parties qui séparent les tarifs pour les capacités et pour l'énergie.
 - *Envisager des enchères de capacité chaque fois que possible.* Les défis qui précèdent ont été surmontés par les pays qui ont adopté le système d'enchères de capacité, garantissant un portefeuille d'offres régulières et bien structurées pour toute nouvelle centrale de production. Ceux-ci sont liés à des contrats à long terme avec les compagnies de distribution, qui donnent aux producteurs un droit préférentiel de fourniture sans s'engager dans des dispositifs d'achat ferme. Un nombre croissant de pays adoptent ces mécanismes pour l'acquisition d'énergies renouvelables variables, et ceux-ci pourraient être aisément étendus à d'autres technologies.

Incidence n° 5 : Le dégroupage ne doit pas être la plus grande priorité lorsque persistent des difficultés financières et des problèmes de gouvernance plus fondamentaux ; il doit servir avant tout à faciliter des réformes plus approfondies

La restructuration du secteur de l'électricité a parfois été considérée comme une panacée et classée au rang des réformes prioritaires. Cependant, la restructuration du secteur de l'électricité en soi n'apporte guère de solution aux problèmes fondamentaux de carences de gouvernance ou de fragilité financière qui caractérisent ce secteur dans de nombreux pays en développement. En outre, la restructuration d'un secteur en proie à des problèmes de gouvernance et de fragilité financière risque de n'avoir pour seul effet que d'accentuer les défis de la

coordination technique et des paiements financiers tout le long de la chaîne d'approvisionnement.

En réalité, le dégroupage n'a jamais été conçu comme une mesure isolée, mais plutôt comme le précurseur nécessaire d'un marché concurrentiel. Si ce dernier n'est pas réaliste à moyen terme, la restructuration du secteur n'est sans doute pas urgente. En effet, le dégroupage entraîne d'importants coûts de transaction, ainsi que la perte potentielle d'économies d'échelle et de gamme, qu'il ne faut pas sous-estimer (Pollitt, 2008; Vagliasindi 2012). C'est la raison pour laquelle l'intérêt du dégroupage de réseaux électriques de petite taille est particulièrement sujet à caution. Il est solidement établi qu'un seuil minimum d'un gigawatt doit être atteint avant d'envisager une réforme, et qu'un autre seuil de trois gigawatts doit être franchi avant qu'il soit nécessaire, au bout du compte, de dégroupier le secteur dans la perspective d'un marché de gros de l'électricité.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Le dégroupage doit être envisagé lorsqu'il présente un intérêt évident et que des conditions propices sont en place.* L'objectif du dégroupage pourrait être d'établir un marché de gros de l'électricité dans un avenir pas trop lointain ou de favoriser la participation du secteur privé à un segment précis du secteur, mais pas ailleurs. Les conditions favorables seraient les suivantes : 1) une taille minimale d'au moins un gigawatt afin de ne pas perdre les économies d'échelle et 2) une gouvernance institutionnelle adéquate, y compris une discipline rigoureuse en matière de paiement et une solide coordination technique dans la chaîne d'approvisionnement.

Incidence n° 6 : Les marchés de gros de l'électricité restent une option viable pour les pays qui ont mis en place toutes les mesures fondamentales ; les autres pourraient tirer un meilleur parti des échanges régionaux

Le modèle de réforme du secteur de l'électricité des années 90 avait pour finalité l'établissement d'un marché de l'électricité concurrentiel. Cette aspiration demeure légitime, mais s'est avérée plus

lointaine qu'on ne le pensait à l'origine. La difficulté à établir les nombreuses conditions habilitantes qu'exige un marché de gros de l'électricité a différé indéfiniment la mise en place de ces marchés dans une grande partie du monde en développement. C'est néanmoins une aspiration qui demeure pertinente et légitime, pour autant que les conditions favorables puissent être réunies. La vague actuelle d'avancées technologiques ne fait qu'accroître l'intérêt des marchés de gros de l'électricité qui, s'ils sont bien conçus, peuvent faciliter la découverte de coûts volatils et favoriser l'intégration dans le réseau électrique de diverses énergies renouvelables, de services auxiliaires, d'accumulateurs et de systèmes de gestion active de la demande.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Veiller à ce que les conditions favorables à un marché de gros de l'électricité soient réunies.* La création d'un marché de gros ne doit pas être envisagée tant qu'un large éventail de conditions propices n'est pas réuni, notamment : 1) un secteur de l'électricité entièrement restructuré, comprenant au moins cinq producteurs concurrents dont la propriété est diversifiée, 2) l'absence de contraintes significatives dans le transport de l'électricité ou la disponibilité des carburants, 3) un secteur financièrement viable assorti d'une solide chaîne de paiement, 4) de bonnes pratiques réglementaires et 5) un réseau suffisamment dimensionné. Un marché de gros de l'électricité implique certains coûts fixes qui ne seront probablement pas justifiés par les gains d'efficacité potentiels tant que le réseau n'est pas assez développé. En règle générale, un marché de l'électricité a peu de chances de devenir véritablement attrayant tant que le chiffre d'affaires au niveau national n'est pas de l'ordre de 1 milliard de dollars, ce qui équivaut à un réseau électrique d'environ 3 gigawatts.
- *Éviter de s'enfermer dans des dispositions transitoires.* Les pays qui s'appêtent à passer à un marché concurrentiel doivent étudier soigneusement si des mécanismes de transition sont réellement nécessaires, car l'expérience montre que le risque de s'enfermer dans des étapes intermédiaires, en particulier le modèle de l'acheteur unique, est relativement élevé.
- *Établir un opérateur solide du système de transport.* La compagnie de transport de l'électricité joue

un rôle essentiel dans un marché de l'électricité concurrentiel, car elle garantit aux tiers un accès équitable à l'infrastructure de réseau et peut aussi jouer un rôle de chef de file dans la planification du secteur de l'électricité, l'organisation du réseau et parfois le fonctionnement du marché.

- *Suivre et adapter la conception du marché de gros de l'électricité en fonction de l'expérience de la mise en œuvre.* Le fonctionnement d'un marché de gros de l'électricité n'est pas toujours conforme à sa conception. Un suivi proactif des abus potentiels d'une position dominante sur le marché est très important, en particulier aux premiers stades de son existence, de même que la flexibilité nécessaire pour tirer les leçons de l'expérience et adapter la conception du marché en conséquence.
- *Prévoir un mécanisme parallèle pour encourager l'investissement dans la production.* Les signaux de prix du marché à court terme ne sont pas toujours suffisants pour stimuler l'investissement dans de nouvelles capacités. Des mécanismes de production parallèles sont nécessaires, les enchères de capacité s'avérant particulièrement efficaces et rentables à cet égard. Ces enchères peuvent être adaptées pour cibler des formes d'énergie sobres en carbone (et les dispositifs de stockage associés) et peuvent être utilisées de plus en plus pour passer des marchés et contrats de services auxiliaires permettant de compenser les énergies renouvelables variables.
- *Moderniser les marchés de gros de l'électricité pour faire de la place à de nouvelles ressources.* Les conceptions conventionnelles du marché de l'électricité ne sont pas adaptées à la présence d'énergies renouvelables variables, au stockage en batteries ou à une réponse de la demande de plus en plus élaborée. Ces innovations exigent de nouveaux mécanismes de tarification capables de rémunérer les services auxiliaires nécessaires à une bonne intégration des énergies renouvelables variables, fournir des signaux de prix appropriés pour encourager des investissements viables dans le stockage en batteries à l'échelle de la compagnie d'électricité et permettre aux agrégateurs de l'offre et la demande de participer au processus de répartition économique.
- *Participer aux marchés régionaux et transfrontières chaque fois que possible.* Les marchés régionaux de l'électricité

offrent aussi d'importants avantages pour l'arbitrage en fonction des différentiels de coûts de production et de profils de charge entre pays voisins. Ils ont aussi l'avantage du partage des marges de réserve et d'une plus grande flexibilité pour accueillir des énergies renouvelables variables. Pour les pays qui ne sont pas encore prêts à développer tout seuls des marchés de gros de l'électricité, les marchés régionaux peuvent être un premier pas important. Cela dit, même ces derniers demandent un minimum de conditions favorables qu'on ne peut pas tenir pour acquises — en particulier la solvabilité des importateurs d'électricité et la sécurité des approvisionnements pour les exportateurs.

- *Passer à la répartition (dispatch) économique des centrales électriques.* Les dérogations aux principes de répartition économique sont fréquentes dans le monde en développement, ce qui entraîne de graves dysfonctionnements dans la production. Les pays qui ne sont pas encore prêts à créer un marché de gros de l'électricité devraient envisager que l'exploitant de leur réseau adopte la pratique de la répartition économique en fonction des coûts marginaux d'exploitation de différentes centrales.

Incidence n° 7 : Il faut intensifier les efforts pour renforcer la gouvernance d'entreprise et les pratiques de gestion des compagnies d'électricité publiques

Le modèle de réforme des années 90 était axé sur la privatisation des sociétés de distribution, mais en réalité, la plupart sont restées dans le giron de l'État. La transformation de services ministériels traditionnels en entreprises publiques était vue comme une mesure transitoire de courte durée sur la voie d'une privatisation qui entraînerait une refonte totale des pratiques de gestion. Cependant, étant donné le recours relativement limité aux privatisations dans le segment de la distribution, il est très important de remédier aux faiblesses persistantes de la gouvernance des entreprises publiques. Les données montrent que les performances de ces dernières sont très variables : une minorité non négligeable atteint des niveaux d'efficacité comparables à ceux des acteurs privés, tandis que la majorité continue de faiblir. Les entreprises publiques les plus performantes

partagent de nombreux aspects de la bonne gouvernance d'entreprise entre elles et avec les acteurs privés.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Améliorer la gestion des ressources humaines dans les entreprises publiques.* Les compagnies publiques doivent veiller à appliquer les pratiques de gestion des ressources humaines qui sont fortement associées à de meilleures performances. Celles-ci concernent principalement la qualité de la procédure de recrutement — en particulier des bonnes pratiques standard comme la publication des avis de vacance, la présélection des candidats, les entretiens d'embauche et le contrôle des références professionnelles. On observe que la liberté de licencier des employés peu performants est importante, bien que cela soit souvent difficile dans le secteur public.
- *Renforcer la discipline financière des entreprises publiques.* De même, les entreprises publiques doivent adopter certains aspects de la discipline financière étroitement associés à de meilleures performances. Là encore, ceux-ci comprennent des mesures standard comme la publication de comptes financiers vérifiés par un auditeur externe conformément aux normes internationales d'information financière. Une autre bonne pratique est l'identification explicite et le calcul des coûts des obligations de service public qui ne peuvent être justifiés sur des bases commerciales.

Incidence n° 8 : Le cadre de régulation doit être adapté au contexte institutionnel et faire une place aux nouvelles avancées technologiques

La création d'autorités de régulation sectorielles a été une réforme populaire, mais nombre de ces entités régulent aujourd'hui des entreprises publiques et non pas privées. Dans le modèle de réforme du secteur de l'électricité des années 90, la création d'une entité de régulation était considérée comme une condition préalable à la participation du secteur privé, en particulier dans la distribution de l'électricité. Le régulateur était censé protéger tout à la fois les investisseurs privés contre les interventions opportunistes de l'État et les

consommateurs contre les abus d'un pouvoir monopolistique entre les mains du secteur privé. Les données indiquent que son action a été bien plus efficace lorsque le secteur privé a intégré la distribution d'électricité que lorsque ce service restait du domaine de l'État.

En outre, les régimes réglementaires des années 90 n'avaient pas anticipé la vague de ruptures technologiques observée aujourd'hui dans le secteur de l'électricité. En effet, le secteur de l'électricité a connu des évolutions technologiques considérables depuis l'élaboration du modèle de réforme sectorielle dans les années 90. Ces évolutions remettent en cause l'approche traditionnelle de régulation des tarifs, qui consiste à s'assurer que la compagnie d'électricité perçoit des recettes suffisantes pour lui permettre de déployer de nouvelles infrastructures. Elles soulèvent aussi des questions relatives à la conception traditionnelle des structures tarifaires qui obéissaient souvent à des préoccupations de politique sociale dans un contexte où les consommateurs étaient essentiellement captifs.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Veiller à la cohérence des instruments de régulation des prix avec la gouvernance de la compagnie d'électricité.* Il y a peu d'intérêt à appliquer les instruments d'une régulation incitative — qui visent à exploiter la recherche du profit par les entreprises privées — à des compagnies publiques qui ne sont pas motivées par la maximisation des gains et n'ont peut-être même pas de fortes contraintes budgétaires. Dans ce cas, il est plus judicieux de procéder à la régulation traditionnelle au coût du service et de s'efforcer de créer des incitations à l'adoption de bonnes pratiques de gestion. Même la création d'une agence de régulation séparée peut être moins prioritaire lorsque le secteur reste sous le giron de l'État, parce qu'en pratique, la compagnie d'électricité comme le régulateur seront sans doute soumis à une supervision étroite du ministère de tutelle, ce qui rend l'indépendance du régulateur quelque peu illusoire. Néanmoins, quelle que soit l'entité chargée de la régulation, il est primordial d'appliquer annuellement un régime tarifaire clair et fondé.
- *Dans un premier temps, ne pas viser à recouvrer l'intégralité des coûts d'investissement.* La plupart des méthodes de tarification reposent sur des principes de recouvrement intégral du coût des investissements,

y compris la rémunération de la totalité de l'actif au coût des capitaux sur le marché du capital. Lorsque les compagnies d'électricité sont privatisées, ce principe est essentiel pour leur viabilité financière. Cependant, dans le cas des compagnies d'électricité publiques, qui reçoivent souvent d'importantes subventions, il n'est pas indispensable de rémunérer la totalité de l'actif au coût des capitaux sur le marché. Il est plutôt préférable de veiller à ce que la compagnie d'électricité puisse couvrir le coût des emprunts contractés. Ce recouvrement partiel des coûts d'investissement, qui garantit la viabilité financière de l'entreprise, est un objectif intermédiaire raisonnable en matière de tarification.

- *Intégrer la régulation à d'autres processus essentiels du secteur public pour les compagnies d'électricité publiques.* Dans certains pays, le cadre de régulation coexiste avec d'autres formes de supervision de l'État. Les compagnies d'électricité peuvent être responsabilisées par des contrats de performance avec le ministère de l'Énergie, par exemple, tandis que la fixation des tarifs est inextricablement liée à la supervision financière et aux décisions de subvention, qui relèvent du ministère des Finances. Au lieu de créer des voies parallèles, la régulation doit s'appuyer sur ces processus complémentaires et les intégrer. La régulation de la qualité du service doit se refléter dans les indicateurs de performance clés définis dans les contrats de performance. Les décisions en matière de tarifs et de subventions doivent être prises simultanément et de manière coordonnée en veillant à couvrir l'ensemble des besoins de recettes des compagnies publiques par ces deux sources de financement.
- *S'attacher davantage à la mise en place d'un cadre crédible de régulation de la qualité du service.* L'attention des régulateurs s'étant surtout portée sur la fixation des tarifs, ils n'ont pas consenti suffisamment d'efforts pour établir un cadre crédible de suivi de la qualité du service et de l'application des normes prescrites. Or ce cadre est indispensable pour que les réformes procurent des avantages tangibles aux consommateurs d'électricité.
- *Tester la viabilité future du cadre de régulation.* La régulation du régime tarifaire des compagnies d'électricité peut freiner l'adoption de nouvelles technologies. La régulation traditionnelle au coût du

service, par exemple, n'incitera pas une compagnie d'électricité à adopter des technologies susceptibles de réduire la demande d'énergie ou la réponse de la demande pour un coût d'investissement moindre. Le régime de licences peut aussi créer des barrières à l'entrée pour de nouveaux acteurs, comme des fournisseurs de ressources énergétiques distribuées ou des agrégateurs de la demande. Il faut donc examiner les cadres de régulation en place pour déterminer s'ils encouragent suffisamment l'innovation.

- *Veiller à ce que les structures tarifaires tiennent compte des aspects économiques de la fourniture d'électricité décentralisée.* Traditionnellement, les tarifs d'électricité étaient conçus en partant du principe que les consommateurs n'ont guère de choix en dehors du réseau, de sorte que la tarification pouvait être guidée essentiellement par des considérations d'équité plutôt que de rendement économique. Cette pratique a donné lieu à des structures tarifaires dans lesquelles les coûts sont recouverts principalement au moyen de redevances basées sur la consommation, et qui intègrent d'importantes subventions croisées entre bandes de consommation et groupes de consommateurs. Étant donné que ces structures tarifaires ne tiennent pas compte du fait que le réseau d'électricité a un coût fixe, ils récompensent excessivement les clients qui choisissent de produire eux-mêmes leur électricité et ne transmettent pas de signaux de prix en fonction de l'heure d'utilisation qui inciteraient les usagers à prendre une part plus active à la gestion de la demande. Les futures structures tarifaires devront accorder plus de poids aux redevances fixes qui prennent en compte la charge de consommation. Les redevances basées sur la consommation devront être fonction de l'heure d'utilisation et être associées à des mesures destinées à rémunérer les « prosummateurs » qui injectent de l'électricité dans le réseau⁷.

Incidence n° 9 : La participation du secteur privé à la distribution ne doit être envisagée qu'en présence de conditions favorables

La privatisation des compagnies de distribution a donné de bons résultats lorsque l'environnement s'y prêtait, mais s'est avérée risquée lorsque les

conditions n'étaient pas satisfaisantes. L'introduction du secteur privé dans la distribution de l'électricité a eu des résultats très encourageants dans de nombreux pays d'Amérique latine et dans certaines parties d'Europe et d'Asie centrale. Néanmoins, elle a aussi été associée à des performances décevantes et à des retournements dramatiques lorsque la compagnie d'électricité n'avait pas encore atteint un niveau de fonctionnement fondamental ou que le régime d'agrément n'était pas suffisamment robuste. Certains pays qui ont évité de privatiser leurs compagnies d'électricité ont trouvé d'autres moyens d'incorporer la discipline du secteur privé par le biais du marché financier.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Déterminer si les conditions économiques préalables à la privatisation de la distribution sont en place.* La participation du secteur privé a plus de chances d'être fructueuse lorsque : 1) on dispose d'informations raisonnablement fiables sur les performances opérationnelles de la compagnie d'électricité et sur l'état de ses actifs; 2) les tarifs de détail ne sont pas loin de couvrir l'intégralité des coûts — d'investissement — (au moins 70 %); 3) il est admis que les clients peuvent être déconnectés du réseau s'ils ne paient pas leurs factures et; 4) une autorité de régulation compétente a le pouvoir de modifier les tarifs en fonction des besoins et possède les compétences techniques nécessaires pour contrôler la qualité du service.
- *Déterminer si les conditions politiques préalables à la privatisation de la distribution sont présentes.* Même lorsque les conditions économiques préalables à la participation du secteur privé sont réunies, il est possible que des obstacles politiques demeurent. La participation du secteur privé a plus de chances d'être politiquement faisable lorsque : 1) l'activité économique est traditionnellement impulsée par le secteur privé; 2) les acteurs nationaux peuvent participer au processus de privatisation; 3) l'intérêt de la participation du secteur privé est clairement établi et; 4) les parties prenantes clés peuvent obtenir des résultats positifs.
- *Explorer d'autres modalités de mobilisation du secteur privé.* Le modèle des années 90 envisageait essentiellement la participation du secteur privé en termes de propriété privée ou, tout au moins, de gestion privée de la compagnie d'électricité. Cependant, les marchés financiers peuvent offrir un autre canal

par lequel introduire la discipline du secteur privé dans la distribution de l'électricité, par exemple, l'introduction d'une fraction minoritaire du capital d'une compagnie publique sur le marché boursier local ou l'obtention d'une note de solvabilité permettant à la compagnie d'émettre des obligations.

- *Maintenir le cap sur l'accès à l'énergie. L'orientation commerciale accrue de la compagnie d'électricité devrait l'inciter davantage à développer son marché par l'électrification.* Cependant, dans de nombreux pays en développement, les clients non desservis ne sont pas rentables du fait de coûts marginaux élevés et d'une consommation relativement faible. Cela souligne la nécessité de compléter la réforme de la distribution par un solide processus de planification de l'électrification comprenant des objectifs clairs, un programme de financement public et un cadre de suivi adapté. Parallèlement, l'électrification rurale hors réseau peut être développée en créant un environnement propice à la fourniture privée d'électricité solaire.

Incidence n° 10 : La réalisation du programme d'accès universel et de décarbonisation pour le XXI^e siècle appelle de nouvelles réformes visant explicitement ces objectifs

L'objectif d'électrification universelle finit par entrer en conflit avec les incitations commerciales d'une compagnie d'électricité et nécessite en parallèle un soutien politique et financier.

Renforcer l'orientation commerciale des compagnies d'électricité par la participation du secteur privé ou par d'autres moyens peut favoriser une rapide expansion des raccordements en zone urbaine. Cependant, l'extension de l'accès à l'électricité aux zones périurbaines et à la périphérie rurale s'accompagne souvent de rendements décroissants, voire négatifs, des investissements de la compagnie d'électricité, en particulier si la consommation des ménages pauvres reste très faible. Dès lors, les incitations commerciales offertes à une compagnie d'électricité ne suffiront pas pour réaliser l'objectif d'électrification universelle. Celle-ci requiert une action complémentaire des pouvoirs publics en vue de fixer des objectifs d'accès, de fournir des subventions publiques durables pour compenser

les pertes financières subies et d'exploiter les opportunités offertes par la technologie solaire pour l'électrification hors réseau. L'expérience des 25 dernières années montre qu'en général, le développement de l'électrification n'a pas été synchronisé avec la réforme du secteur de l'électricité (figure O.14a), mais qu'il a été le reflet d'engagements politiques devenus de plus en plus probables à mesure que le PIB par habitant augmentait. Dans certains pays, le grand élan de l'électrification a précédé la réforme du secteur, tandis que dans d'autres, il s'est plutôt produit après coup.

La réforme du secteur de l'électricité offre certaines conditions propices à la décarbonisation, mais des mesures d'action et de planification complémentaires sont nécessaires pour orienter les investisseurs vers des solutions énergétiques plus propres. Les investissements du secteur privé dans la production peuvent contribuer sensiblement à l'expansion des capacités de production de sources renouvelables. En outre, un marché de gros de l'électricité, en particulier lorsqu'il est complété par des enchères de capacité, peut offrir un mécanisme utile pour la détermination des prix en lien avec l'introduction de nouvelles technologies, ainsi qu'un cadre économique solide pour établir le prix des services auxiliaires aux énergies renouvelables variables et rémunérer la gestion active de la demande. Néanmoins, les données disponibles laissent penser que les progrès significatifs accomplis depuis 25 ans en matière de décarbonisation ont été essentiellement mus par des objectifs d'action et non par les réformes institutionnelles elles-mêmes (figure O.14b). Pour la plupart des pays sur cette période, l'objectif primordial des pouvoirs publics dans le domaine de la production n'était pas la décarbonisation, mais plutôt la sécurité des approvisionnements, ce qui a conduit les pays tributaires du pétrole à réduire leur intensité carbonique en se diversifiant dans le gaz, tandis que les pays dépendants de l'énergie hydroélectrique ont augmenté leur intensité carbonique en se diversifiant dans les combustibles fossiles.

L'incidence sur les politiques publiques est la suivante :

- *Développer l'électrification sur plusieurs fronts.* Les pays qui ont progressé le plus rapidement vers l'électrification ont accompli simultanément des avancées en réseau et hors réseau sur la base d'un schéma directeur

spatial intégré. Ils s'engagent généralement à long terme sur des objectifs d'électrification ambitieux, soutiennent la réalisation de ces objectifs par des financements publics et étrangers et offrent un environnement propice. Le principal défi consiste à s'assurer que les coûts initiaux et récurrents de l'électricité sont à la portée des populations ciblées.

- *Fixer des objectifs d'action explicites en matière de décarbonisation.* La réalisation des objectifs de décarbonisation requiert une orientation explicite par l'État des décisions d'investissement dans la production d'électricité, ainsi que des incitations à l'adoption de technologies sobres en carbone et à une consommation d'énergie plus rationnelle.

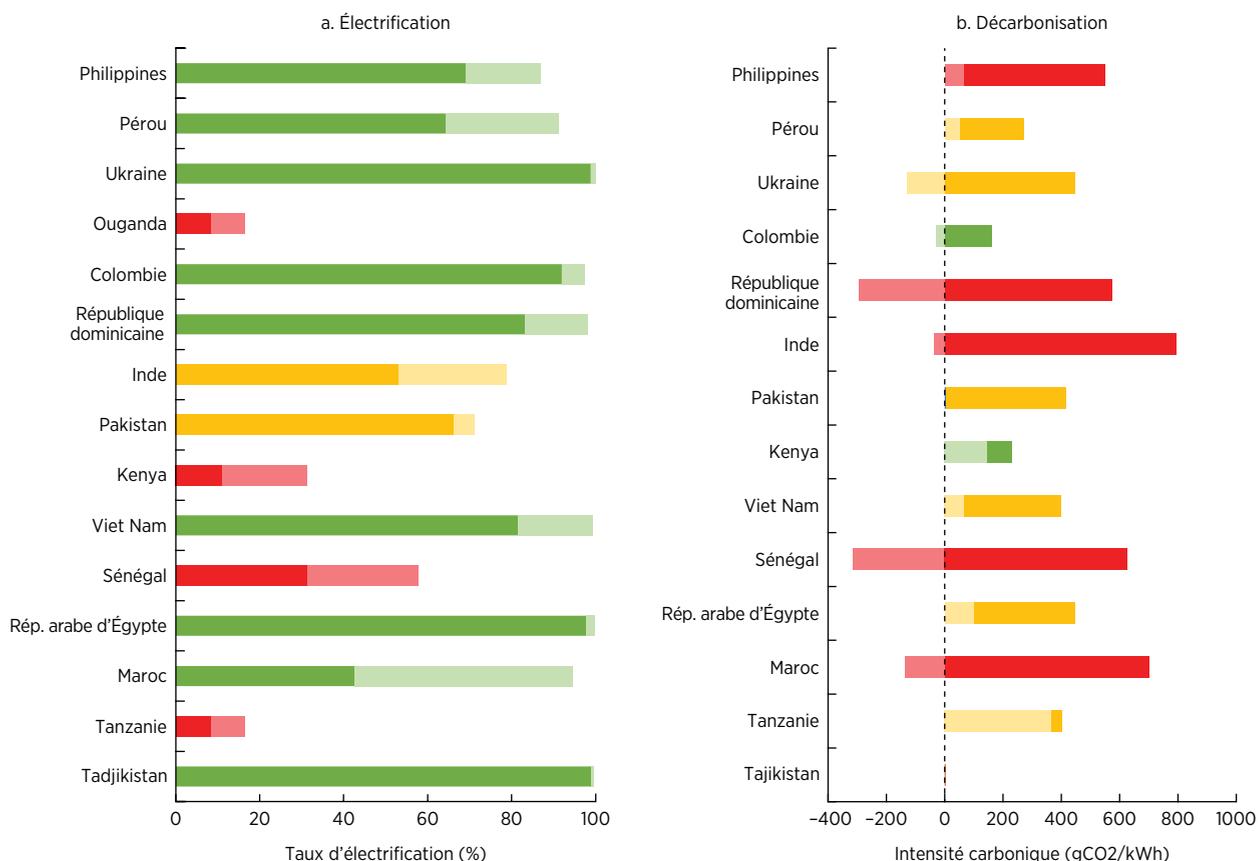
CONCLUSIONS

De façon générale, il est recommandé que les futures réformes soient de plus en plus fondées sur le contexte, axées sur les résultats escomptés et définies par les différentes solutions disponibles.

Premièrement, il faut renoncer à l'approche indifférente au contexte au profit d'une réforme contextuelle. Le message général est que la conception des réformes doit prendre en compte les conditions qui existent dans le pays. Le modèle de réforme du secteur de l'électricité pour les années 90 était en grande partie dérivé des principes économiques fondamentaux et avait été expérimenté initialement dans des environnements assez sophistiqués. Il lui manque donc un cadre d'adaptation au contexte national. L'expérience a montré que de nombreuses conditions préalables — à la fois économiques et politiques — sont déterminantes pour l'applicabilité de la démarche retenue. À l'avenir, une place de choix devra être accordée à une approche plus structurée de cartographie de ces conditions préalables, selon les recommandations du présent rapport.

Deuxièmement, il faut renoncer aux réformes axées sur des processus au profit de réformes à objectifs de résultat. Le modèle des années 90 était avant tout attaché à un train de réformes institutionnelles précis qui, affirmait-on, produirait en temps voulu de meilleurs résultats pour l'ensemble du secteur. Au contraire, il faut concevoir un processus de réforme en définissant les résultats les plus importants escomptés et

FIGURE O.14 Progrès vers les objectifs politiques du XXI^e siècle en matière d'électrification et de décarbonisation, 1990-2015, pays classés par ordre décroissant de l'effort de réforme



Source : Données du rapport Tracking SDG7 et AIE.

Note : les barres foncées représentent l'électrification avant la réforme ; les barres claires représentent le changement intervenu depuis la réforme.

AIE = Agence internationale de l'énergie ;

SDG7 = Objectif de développement durable 7.

Source : Données du rapport Tracking SDG7 et AIE.

gCO₂/kWh = grammes de dioxyde de carbone produits par kWh

AIE = Agence internationale de l'énergie

ODD7 = Objectif de développement durable 7

Note : les barres foncées représentent la valeur moyenne sur la période 2010-15 ; les barres claires représentent le changement des valeurs intervenu depuis la réforme.

en partant de ces résultats pour déterminer les mesures les plus aptes à supprimer les goulots d'étranglement et les obstacles qui s'y opposent.

Troisièmement, il faut adopter des modèles institutionnels plus diversifiés. Bien que le plan de réforme du secteur de l'électricité pour les années 90 ait été couronné de succès dans certains pays, il n'a guère prospéré dans d'autres contextes. En outre, certains des pays qui n'ont entrepris que des réformes limitées ont obtenu des résultats au moins aussi bons que ceux qui sont allés plus loin dans le programme. Ces constatations sont autant d'arguments en faveur d'une plus grande

pluralité d'approches de réforme du secteur de l'électricité à l'avenir, étant entendu qu'il existe plusieurs moyens de parvenir au même résultat.

NOTES

1. L'observatoire *Rethinking Power Sector Reform* réunit la Colombie, la République dominicaine, la République arabe d'Égypte, l'Inde (États d'Andhra Pradesh, d'Odisha et du Rajasthan), le Kenya, le Maroc, l'Ouganda, le Pakistan, le Pérou, les Philippines, le Sénégal, le Tadjikistan, la Tanzanie, l'Ukraine et le Viet Nam.

2. La réponse de la demande est définie comme suit : l'utilisateur final modifie son usage de l'électricité en réaction à des signaux de prix ou à des primes incitatives.
3. Un simple indice de réforme du secteur de l'électricité (PSRI) a été mis au point pour agréger les données dans les quatre composantes de la réforme examinée dans cette étude. Cet indice attribue à chaque pays un score de 0 à 100 pour chaque composante. Les scores donnent un poids égal à chaque étape de chaque composante sur le continuum de la réforme. La moyenne arithmétique des quatre scores de 0 à 100 résume l'ampleur de la réforme. L'indice n'a qu'une fonction descriptive et n'a aucune valeur normative. Il est décrit plus en détail au chapitre 2, dont l'annexe donne des explications techniques complètes.
4. Les centrales commerciales sont généralement des centrales de production n'appartenant pas à une compagnie d'électricité qui se font concurrence pour vendre de l'électricité. En général, elles n'ont pas de contrats d'achat d'électricité de longue durée et se rencontrent principalement sur les marchés de gros de l'électricité concurrentiels.
5. L'indice de gouvernance d'une compagnie d'électricité évalue dans quelle mesure celle-ci se conforme aux bonnes pratiques. Il est difficile de dire précisément à quel moment et de quelle manière les bonnes pratiques de gouvernance et de gestion sont adoptées au fil du temps, car elles sont généralement mises en œuvre au sein des institutions et n'impliquent pas nécessairement de grands changements juridiques ou structurels faciles à suivre. On peut toutefois mesurer le taux d'adoption actuel de ces pratiques. Sur la base d'un échantillon de 19 compagnies d'électricité publiques et de 9 compagnies privatisées dans les 15 pays de l'observatoire, l'indice de gouvernance des compagnies d'électricité mesure la prise en compte des pratiques les plus efficaces dans les règlements des compagnies d'électricité. Par exemple, une compagnie d'électricité peut, sur le papier, autoriser les directeurs à recruter et licencier les employés en fonction de leurs performances, et l'indice en rendre compte, mais celui-ci ne peut pas dire si le directeur agit effectivement ainsi. Cet indice est décrit plus en détail au chapitre 4, dont l'annexe donne des explications techniques complètes.
6. L'enquête réalisée dans chacun des 15 pays de l'observatoire comportait 355 questions catégorielles et quantitatives — à la fois

descriptives et normatives — sur le système de régulation. Les questions normatives visaient à rendre compte des meilleures pratiques de régulation basées sur la littérature. Pour synthétiser les données normatives dans un format commode et intelligible, un indice de performance des organes de régulation a été établi. Deux versions de cet indice ont été calculées pour chaque pays : premièrement, un indice de jure dérivé du cadre national de régulation tel qu'il ressort de la législation, de la réglementation et des procédures administratives; deuxièmement, un indice de perception, qui détermine si les dispositions sur le papier sont effectivement appliquées. Le consultant local dans chaque pays a établi l'indice de perception; son avis professionnel étant éclairé par une vingtaine d'entretiens avec les principales parties prenantes de la réforme. L'indice de perception a également été examiné par l'équipe-pays de la Banque mondiale pour le secteur de l'énergie, qui connaît bien le contexte local. Malgré tous ces efforts, ce second indice est plus subjectif que le premier. Il est décrit plus en détail au chapitre 6, dont l'annexe donne des explications techniques complètes.

7. Les « prosommateurs » sont des entités qui consomment et produisent de l'électricité.

BIBLIOGRAPHIE

- Andres, L., J. Guasch, and M. Diop. 2007. *Assessing the Governance of Electricity Regulatory Agencies in the Latin American and Caribbean Region: A Benchmarking Analysis*. Washington, DC: World Bank.
- Bacon, R. W., and J. Besant-Jones. 2001. "Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalisation of the Electric Power Industry in Developing Countries." *Annual Review of Energy and the Environment* 26 (November): 331–59.
- Banerjee, S. G., A. Moreno, J. Sinton, T. Primiani, and J. Seong. 2017. *Regulatory Indicators for Sustainable Energy: A Global Scorecard for Policy Makers*. Washington, DC: World Bank.
- Besant-Jones, J. 2006. "Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned?" Energy and Mining Sector Board Discussion Paper No. 19, World Bank, Washington, DC.
- Eberhard, A., and K. Gratwick. 2008. "Demise of the Standard Model of Power Sector Reform and the Emergence of Hybrid Power Markets." *Energy Policy* 36 (10): 3948–60.
- Foster, V., S. Witte, S. G. Banerjee, and A. Moreno. 2017. "Charting the Diffusion of Power Sector

- Reforms across the Developing World." Policy Research Working Paper 8235, World Bank, Washington, DC.
- Gavin, M., and D. Rodrik. 1995. "The World Bank in Historical Perspective." *American Economic Review* 85 (2): 329–34.
- Gilardi, F., and M. Maggetti. 2011. "The Independence on Regulatory Authorities." In *Handbook on the Politics of Regulation*, edited by D. Levi-Faur, 201–14. Edward Elgar Publishing.
- IEA (International Energy Agency), IRENA (International Renewable Energy Agency), UN (United Nations), WBG (World Bank Group), and WHO (World Health Organization). 2018. *Tracking SDG7: The Energy Progress Report*. Washington, DC: World Bank Group.
- Jamasb, T., R. Nepal, and G. R. Timilsina. 2015. "A Quarter Century Effort Yet To Come of Age: A Survey of Power Sector Reforms in Developing Countries." Policy Research Working Paper 7330, World Bank, Washington, DC.
- Jamasb, T., D. Newberry, and M. Pollitt. 2005. "Core Indicators for Determinants and Performance of the Electricity Sector in Developing Countries." Policy Research Working Paper No 3599, World Bank, Washington, DC.
- Jayarajah, C., and W. Branson. 1995. *Structural and Sectoral Adjustment: World Bank Experience, 1980–92*. Washington, DC: World Bank.
- Nepal, R., and T. Jamasb. 2012. "Reforming the Power Sector in Transition: Do Institutions Matter?" *Energy Economics* 34 (5): 1675–82.
- Pollitt, M. 2008. "The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission." *Energy Policy* 36 (2): 704–71.
- PPI Database. 2018. Private Participation in Infrastructure Database. <https://ppi.worldbank.org>.
- Vagliasindi, M. 2012. "Power Market Structure and Performance." Policy Research Working Paper 6123, World Bank, Washington, DC.
- Williams, J., and R. Ghanadan. 2006. "Electricity Reform in Developing and Transition Countries: A Reappraisal." *Energy* 31: 815–44.
- World Bank. 1993. "The World Bank's Role in the Electric Power Sector: Policies for Effective Institutional, Regulatory, and Financial Reform." Policy Paper, World Bank, Washington, DC.

Déclaration des avantages environnementaux

Le Groupe de la Banque mondiale s'est engagé à réduire son empreinte environnementale. À l'appui de cet engagement, nous exploitons des moyens d'édition électronique et des outils d'impression à la demande installés dans des centres régionaux à travers le monde. Ensemble, ces initiatives permettent une réduction des tirages et des distances de transport, ce qui se traduit par une baisse de la consommation de papier, de l'utilisation de produits chimiques, des émissions de gaz à effet de serre et des déchets.

Nous suivons les normes relatives à l'utilisation du papier recommandées par l'Initiative Green Press. La plupart de nos livres sont imprimés sur du papier certifié par le Forest Stewardship Council (FSC) et contenant entre 50 et 100 % de fibre recyclée dans la quasi-totalité des cas. Cette fibre est soit écrue, soit blanchie à l'aide d'un procédé totalement sans chlore (TCF), d'un traitement sans chlore (PCF) ou d'un blanchiment sans chlore élémentaire amélioré (EECF).

D'autres informations sur les principes environnementaux de la Banque sont disponibles sur le site <http://www.worldbank.org/corporateresponsibility>.



Repenser la
réforme du secteur de l'électricité
dans les pays en développement

