

Quand la lumière vient d'en bas

Comment les petits producteurs d'électricité et les mini-réseaux peuvent promouvoir l'électrification rurale et les énergies renouvelables en Afrique



Bernard Tenenbaum, Chris Greacen,
Tilak Siyambalapitiya et James Knuckles



BANQUE MONDIALE

Quand la lumière vient d'en bas

Quand la lumière vient d'en bas

Comment les petits producteurs d'électricité et les mini-réseaux peuvent promouvoir l'électrification rurale et les énergies renouvelables en Afrique

Bernard Tenenbaum, Chris Greacen, Tilak Siyambalapitiya et James Knuckles



THE WORLD BANK
Washington, D.C.

© 2015 Banque internationale pour la reconstruction et le développement/Banque mondiale
1818 H Street NW
Washington DC 20433
Téléphone : +1-202-473-1000
Internet : www.worldbank.org

Certains droits réservés

1 2 3 4 17 16 15 14

La présente publication est une édition abrégée en langue française de l'ouvrage publié en anglais par la Banque mondiale *From the Bottom Up: How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa* en 2014. En cas de divergence entre le texte en anglais et cette traduction, c'est le texte anglais qui prévaut.

Les résultats, interprétations et conclusions présentés dans cette publication ne reflètent pas nécessairement les opinions de la Banque mondiale, de son Conseil des Administrateurs ou des gouvernements qu'ils représentent.

La Banque mondiale ne garantit pas l'exactitude des données fournies dans la présente publication. Les frontières, couleurs, libellés et autres informations fournies dans les cartes de cette publication n'impliquent pas de jugement de la part de la Banque mondiale concernant le statut juridique d'un territoire ou l'approbation ou l'acceptation de ces frontières.

Droits et autorisations



Le contenu de la présente publication est soumis au droit d'auteur. La Banque mondiale encourage la diffusion de ses études : le texte de la présente publication peut donc être reproduit en tout ou en partie, à des fins non commerciales, sous réserve de la citation de la présente source.

Toute demande concernant les droits et licences, y compris les droits subsidiaires, doit être adressée à World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street, NW Washington, DC, 20433, USA ; télécopie : (+1) 202-522-2625 ; courriel : pubrights@worldbank.org.

Attribution — Veuillez citer la publication comme suit : La présente publication est une édition abrégée en langue française de l'ouvrage publié en anglais par la Banque mondiale « From the Bottom Up » de Bernard Tenenbaum, Chris Greacen, Tilak Siyambalapatiya et James Knuckles. 2014. *From the Bottom Up: How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa (Quand la lumière vient d'en bas : Comment les petits producteurs d'électricité et les mini-réseaux peuvent promouvoir l'électrification rurale et les énergies renouvelables en Afrique)*. Directions du développement Washington, DC : World Bank. doi: 10.1596/978-1-4648-0093-1. Licence: Creative Commons Attribution CC BY 3.0. En cas de divergence entre le texte en anglais et la présente traduction, c'est le texte anglais qui prévaut.

Illustration de couverture : Image de Robert Simmon du NASA Earth Observatory, utilisant des données Suomi APM VIIRS avec l'aimable autorisation de Chris Elvidge (NOAA National Geophysical Data Center). Suomi NPP est le fruit d'un partenariat entre la NASA, le NOAA et le Ministère de la Défense. L'image provient du site Internet « Visible Earth » de la NASA : <http://visibleearth.nasa.gov/view.php?id=79765>.

Conception de la couverture : Debra Naylor, Naylor Design, Inc.

Table des matières

Note d'information

Pour rendre le livre plus accessible aux lecteurs des pays francophones, il a été décidé de limiter cette version française aux chapitres et annexes qui ont semblé les plus pertinents pour les professionnels de ces pays. Cette version en langue française comprend deux tables des matières :

- La première table des matières correspond à la présente version en langue française et se limite aux chapitres et aux annexes traduits de l'anglais (p. v).
- La deuxième table des matières correspond à la version anglaise complète originale et elle a été traduite en français (p. ix). Dans cette traduction, les numéros des pages renvoient à l'édition originale en anglais. Les chapitres et annexes traduits en français sont signalés dans la table des matières de la version anglaise par un fond grisé.
- Pour éviter toute confusion, la pagination de la version française suit sa propre numérotation à laquelle renvoie la première table des matières de la version française, tandis que la deuxième table des matières générale se réfère aux numéros des pages de l'édition anglaise originale. La numérotation des chapitres est cependant la même dans les deux versions.

<i>Table des matières de l'ouvrage intégral en anglais</i>	<i>ix</i>
<i>Préface de l'édition française</i>	<i>xix</i>
<i>Remerciements</i>	<i>xxi</i>
<i>Les auteurs</i>	<i>xxv</i>
<i>Sigles et acronymes</i>	<i>xxvii</i>
Aperçu	1
Les approches centralisées et décentralisées de l'électrification	1
Qui sont les petits producteurs d'électricité et les petits distributeurs d'électricité ?	2
La régulation des PPE	3
La régulation des PPE interconnectés au réseau principal	7
La régulation des PPE et des mini-réseaux qui vendent à des clients de détail	12
Comment préparer l'arrivée du réseau principal	16
De la stratégie générale à la mise en œuvre sur le terrain	19
Chapitre 2	
Petits producteurs d'électricité, petits distributeurs d'électricité et électrification : Concepts et exemples	21
Résumé	21
Qui sont les petits producteurs d'électricité ?	21

	Les quatre principaux types de PPE raccordés et non raccordés au réseau en Afrique	26
	Les types mixtes	30
	Achats et ventes	34
	Mini-réseaux et PPE : Une précision	35
	Quels sont les types de PPE susceptibles d'atteindre la viabilité commerciale ? Premières constatations en Tanzanie	37
	Qui sont les PDE (petits distributeurs d'électricité) ?	43
	L'électrification : Qu'est-ce et comment peut-on la mesurer ?	45
	Définir l'électrification par le raccordement	45
	Définir l'électrification par les besoins satisfaits	46
	L'approche traditionnelle par l'échelle de l'électrification et ses faiblesses	46
	Mesure de l'électrification par ses attributs	48
	Mesurer l'électrification : De la théorie à la pratique	51
	Notes	54
	Bibliographie	57
Chapitre 3	La régulation des petits producteurs d'électricité et des mini-réseaux : Présentation générale	61
	Résumé	61
	Qu'est-ce que la régulation ?	62
	Trois types de décisions à fonction de régulation affectant les PPE	63
	L'importance des processus régulateurs	65
	Une régulation légère : Quand fonctionne-t-elle et quand ne fonctionne-t-elle pas ?	65
	Réguler ou déréguler ? Un exemple particulier	69
	Qui devrait réguler les PPE et les mini-réseaux ?	73
	Notes	79
	Bibliographie	81
Chapitre 10	Quand le réseau principal se connecte à un petit réseau	83
	Résumé	83
	De la stratégie générale à la mise en œuvre sur le terrain	83
	Recommandations à suivre en cas d'arrivée du réseau principal	85
	Quel est le sort réservé aux actifs physiques dans chaque option ?	95
	Créer une option PDE viable	96
	L'importance de la marge de distribution	102

	Un PPE en réseau isolé face à la transition vers un raccordement au réseau principal : Problèmes techniques	106
	Les exigences techniques liées à la transition d'un fonctionnement en réseau isolé à une interconnexion au réseau	108
	L'îlotage	108
	Notes	109
	Bibliographie	110
Annexe A	Les petits producteurs d'électricité en mode hybride	113
	Les systèmes hybrides de production d'électricité	113
	Les PPE utilisant un système hybride de production peuvent-ils être autorisés sur les mini-réseaux isolés ?	114
	Les PPE utilisant un système hybride de production peuvent-ils être autorisés en cas d'interconnexion au réseau principal ?	117
	Notes	118
	Bibliographie	118
Annexe E	Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini- centrale hydroélectrique au Rwanda	121
Glossaire		125
Encadrés		
A.1	Exemples de trois types de décisions à fonction de régulation affectant les PPE	5
2.1	Exemples de mini-réseaux isolés (Type 1) dans trois pays	28
2.2	Des antennes-relais de téléphonie mobile comme acheteurs principaux : Un projet récent en Inde	32
2.3	Mini-réseaux et micro-réseaux	36
10.1	Alternatives aux petits distributeurs d'électricité : Les franchises rurales en Inde	87
Figures		
10.1	Scénario de base : Avant que le mini-réseau ne soit interconnecté au réseau principal	84
10.2	Option Petit distributeur d'électricité — Le système en mini- réseau achète en bloc de l'électricité à la société nationale et en assure la distribution locale	90
10.3	Option Petit producteur d'électricité	91
10.4	Option mixte Petit producteur et Petit distributeur d'électricité	93

10.5	Option de rachat	94
10.6	Option d'abandon	95
A.1	Comparaison entre coût normalisé de l'électricité et taux de pénétration de l'énergie renouvelable pour un mini-réseau en îlotage	114

Tableaux

A.1	Les quatre principaux types de petits producteurs d'électricité	3
A.2	Répartition type des coûts des actifs d'interconnexion	12
2.1	Types de commercialisation de l'électricité par des petits producteurs d'électricité (PPE)	27
2.2	Une échelle traditionnelle de l'électrification	47
2.3	Cadre multi-niveaux de mesure de l'accès à l'électricité des ménages	50
3.1	Exemples de différents types de décisions régulatrices	64
3.2	Exemples de régulation légère de PPE	67
10.1	Le sort réservé aux générateurs et actifs de distribution des mini-réseaux dans chaque option	96
10.2	Tarifs d'achat en bloc et de revente au détail des organismes de distribution d'électricité en milieu rural en Asie	102
10.3	Marge de distribution des petits distributeurs d'électricité au Brésil, classés selon leur nombre de clients	105
E.1	Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda	121

Table des matières de l'ouvrage intégral en anglais

Les zones grisées correspondent aux chapitres et sections traduits en français.

<i>Préface</i>		<i>xiii</i>
<i>Remerciements</i>		<i>xv</i>
<i>Les auteurs</i>		<i>xix</i>
<i>Sigles et acronymes</i>		<i>xxi</i>
	Aperçu	1
	Les approches centralisées et décentralisées de l'électrification	1
	Qui sont les petits producteurs d'électricité et les petits distributeurs d'électricité ?	2
	La régulation des PPE	3
	La régulation des PPE interconnectés au réseau principal	6
	La régulation des PPE et des mini-réseaux qui vendent à des clients de détail	10
	Comment préparer l'arrivée du réseau principal	13
	De la stratégie générale à la mise en œuvre sur le terrain	16
Chapitre 1	Introduction	19
	Résumé	19
	La double approche de l'électrification rurale de l'Afrique	19
	Notre objectif et notre approche	20
	Quelles sont les conditions de démarrage typiques en Afrique ?	21
	Qui prend les décisions régulatrices ?	22
	Reconnaître les différends et comprendre les différents vocabulaires	23
	Régulation : Est-ce le problème ou bien une partie de la solution ?	24
	Deux autres facteurs de succès importants	25
	Organisation du guide	26
	Résumé du chapitre	28
	Notes	28
	Bibliographie	30

Chapitre 2	Petits producteurs d'électricité, petits distributeurs d'électricité et électrification : Concepts et exemples	31
	Résumé	31
	Qui sont les petits producteurs d'électricité ?	31
	Les quatre principaux types de SPP raccordés et non raccordés au réseau en Afrique	35
	Les types mixtes	39
	Achats et ventes	40
	Mini-réseaux et PPE : Une précision	43
	Quels sont les types de PPE susceptibles d'atteindre la viabilité commerciale ? Premières constatations en Tanzanie	45
	Qui sont les PDE (Petits distributeurs d'électricité) ?	50
	L'électrification : Qu'est-ce et comment peut-on la mesurer ?	52
	Définir l'électrification par les branchements	52
	Définir l'électrification par les besoins satisfaits	53
	L'approche traditionnelle par l'échelle de l'électrification et ses faiblesses	53
	Mesure de l'électrification par ses attributs	55
	Mesurer l'électrification : De la théorie à la pratique	57
	Notes	60
	Bibliographie	62
Chapitre 3	La régulation des petits producteurs d'électricité et des mini-réseaux : Présentation générale	65
	Résumé	65
	Qu'est-ce que la régulation ?	65
	Trois types de décisions à fonction de régulation affectant les PPE	66
	L'importance des processus régulateurs	67
	Une régulation légère : Quand fonctionne-t-elle et quand ne fonctionne-t-elle pas ?	69
	Réguler ou déréguler ? Un exemple particulier	72
	Qui devrait réguler les PPE et les mini-réseaux ?	75
	Notes	81
	Bibliographie	82
Chapitre 4	Les processus de régulation et les autorisations : Qui approuve quoi, quand, et comment ?	85
	Résumé	85
	Principales autorisations requises : Comparaison des autorisations spécifiques au secteur de l'électricité et des autorisations générales	86

	Un exemple de réussite : Le processus de régulation au Sri Lanka	88
	Faut-il autoriser la revente des autorisations provisoires, permis définitifs ou licences ?	97
	Octroi de licences : L'existence des PPE est-elle juridiquement fondée ?	101
	Caractéristiques recommandées d'un bon système de régulation pour l'examen des dossiers et l'octroi des autorisations	104
	Notes	114
	Bibliographie	116
Chapitre 5	La régulation des subventions, des crédits carbone et des paiements anticipés	119
	Résumé	119
	Types et sources de subventions accessibles aux PPE et à leurs clients	119
	Subventions régulatrices : La principale recommandation	121
	Subventions des frais de branchement-raccordement	122
	Tarification : les subventions croisées	137
	Les revenus tirés des crédits carbone par le biais du Mécanisme pour un développement propre ou d'autres programmes de crédit carbone	141
	Les paiements anticipés pour combler le déficit de fonds propres	147
	Notes	149
	Bibliographie	152
Chapitre 6	Les mesures de régulation s'appliquant aux petits producteurs d'électricité des réseaux interconnectés au réseau principal	155
	Résumé	155
	Comparaison des accords d'achat d'énergie des PPE et des producteurs indépendants	156
	Faut-il que l'accord d'achat d'énergie comprenne une clause d'« Énergie présumée produite » ?	162
	Tarifs d'achat par le PPE de l'électricité de secours	170
	Faut-il laisser aux PPE le choix de ne pas signer un contrat prévoyant une capacité d'électricité de secours ?	176
	Notes	177
	Bibliographie	178

Chapitre 7	Les PPE interconnectés au réseau principal :	
	La mise en place de tarifs praticables de rachat garanti d'électricité (TRG)	179
	Résumé	179
	Que sont les tarifs de rachat garanti ?	179
	Les deux méthodes principales de détermination des TRG dans les pays en développement	180
	Monnaie locale ou devises fortes	187
	Principales questions et enjeux liés à la mise en place des TRG	188
	Qui doit payer les coûts supplémentaires des TRG ?	198
	Les financements complémentaires des TRG des bailleurs de fonds	201
	En remontant le long de la courbe de l'offre d'énergie renouvelable : Une stratégie recommandée	202
	Notes	207
	Bibliographie	209
Chapitre 8	Les règles techniques et économiques s'appliquant aux interconnexions et aux opérations liées à l'intégration au réseau principal	213
	Résumé	213
	Termes et concepts de base	213
	Normaliser le processus d'interconnexion des PPE à un réseau national ou régional	214
	Champ d'application des normes techniques d'interconnexion	216
	Payer les coûts d'interconnexion	217
	Réussir l'intégration des PPE dans le réseau principal : Conditions techniques et commerciales	223
	Facteurs à prendre en compte lors de la connexion à un mini-réseau isolé comportant des groupes électrogènes diesel	229
	Notes	235
	Bibliographie	237
Chapitre 9	Les mesures de régulation s'appliquant aux petits producteurs d'électricité desservant des clients de détail : Tarifs et qualité de service	239
	Résumé	239
	Fixation des niveaux de tarif au détail : Concepts et types	240
	Tarifs reflétant les coûts pour les PPE isolés : Comment combler l'écart coûts-revenus ?	245
	Que peut faire un régulateur pour promouvoir la viabilité commerciale des mini-réseaux isolés ?	255

	Niveaux de tarif pour des PPE en régime de propriété communautaire	259
	Établissement de la structure tarifaire : Concepts et types	262
	Les services doivent-ils être prépayés ou postpayés ?	269
	Alternatives à la définition des tarifs de détail sur une base de cas-par-cas	271
	Établissement de normes de qualité de service	276
	Notes	279
	Bibliographie	281
Chapitre 10	Quand le réseau principal se connecte à un petit réseau	285
	Résumé	285
	De la stratégie générale à la mise en œuvre sur le terrain	285
	Recommandations à suivre en cas d'arrivée du réseau principal	287
	Quel est le sort réservé aux actifs physiques dans chaque option ?	296
	Créer une option PDE viable	296
	L'importance de la marge de distribution	302
	Un PPE en réseau isolé face à la transition vers un raccordement au réseau principal : Problèmes techniques	305
	Les exigences techniques liées à la transition d'un fonctionnement en réseau isolé à une interconnexion au réseau	307
	L'ilotage	307
	Notes	308
	Bibliographie	309
Chapitre 11	Réflexions finales	313
	Résumé	313
	Que faut-il d'autre pour réussir un programme PPE ?	313
	Réguler ou ne pas réguler ?	317
	Quelles sont les perspectives ?	322
	Notes	325
	Bibliographie	325
Annexe A	Les petits producteurs d'électricité en mode hybride	327
	Les systèmes hybrides de production d'électricité	327
	Les PPE utilisant un système hybride de production peuvent-ils être autorisés sur les mini-réseaux isolés ?	328
	Les PPE utilisant un système hybride de production peuvent-ils être autorisés en cas d'interconnexion au réseau principal ?	330
	Notes	331
	Bibliographie	332

Annexe B	La conversion des forfaits mensuels en un prix par-kWh consommé	333
Annexe C	Les normes de qualité des services techniques et commerciaux dans les zones rurales et urbaines du Pérou	335
	Qualité de l'offre et qualité du produit	335
	Qualité du service commercial	336
	Bibliographie	337
Annexe D	Le calcul de l'effet des tarifs de rachat garanti basés sur les coûts propres à chacune des technologies spécifiques sur la tarification de détail	339
	Sri Lanka	339
	Thaïlande	340
	Bibliographie	341
Annexe E	L'évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda	343
Annexe F	Études de cas de tarifs de rachat garanti : Tanzanie, Sri Lanka et Afrique du Sud	347
	Les tarifs de rachat garanti d'électricité de la Tanzanie	347
	Les tarifs de rachat garanti d'électricité du Sri Lanka	351
	Les tarifs de rachat garanti d'électricité de l'Afrique du Sud et les appels d'offres concurrentiels	358
	Notes	361
	Bibliographie	361
Annexe G	Les apports des bailleurs de fonds pour combler l'écart des tarifs de rachat garanti : Principaux enjeux de la mise en œuvre	363
	Les technologies utilisant des énergies renouvelables éligibles	363
	Des apports de complément uniformes ou spécifiques ?	363
	Décaissement	364
	Sélection	364
	Relation aux crédits carbone	365
	Abondement, ou rabais, ou les deux ?	365
	Un apport de complément supplémentaire pour l'électrification ?	366
	Garanties de paiement	367
	Financement concessionnel ou aux conditions du marché des fonds propres et de la dette ?	367
	Bibliographie	368

	Glossaire	369
	Bibliographie	375
	Réglementation et directives des pays pratiquant des programmes d'appui aux petits producteurs d'électricité	375
	Rapports, études et présentations	381
	Autres travaux ou communications mentionnés	391
Encadrés		
0.1	Exemples de trois types de décisions à fonction de régulation affectant les PPE	4
2.1	Exemples de mini-réseaux isolés (Type 1) dans trois pays	37
2.2	Des antennes-relais de téléphonie mobile comme acheteurs principaux : Un projet récent en Inde	41
2.3	Mini-réseaux et micro-réseaux	44
4.1	Quelles sont les caractéristiques d'un processus d'examen et d'approbation transparent pour les PPE ?	106
4.2	Des réglementations techniques excessivement strictes	108
4.3	Des modifications de « deuxième génération » des règles régissant les PPE en Tanzanie	113
5.1	Comparaison des coûts de raccordement et de la redevance de raccordement	123
5.2	GPOBA : L'aide basée sur les résultats à la Banque mondiale	130
5.3	Pérou : Trois subventions des fournisseurs d'électricité rurale	134
5.4	Les subventions croisées en Tanzanie : Le dilemme juridique du régulateur	138
6.1	Les coupures imprévues du service d'électricité des PPE causées par les faiblesses des réseaux de distribution	174
7.1	Trois types de coûts évités : financiers, économiques et sociaux	182
7.2	Le débat sur les paramètres de calcul des tarifs de rachat garantis basés sur les coûts propres à chacune des technologies spécifiques	186
9.1	L'uniformisation des tarifs nationaux et l'électrification rurale	243
9.2	Les tarifs au détail pour les PPE exploitant une mini-centrale hydroélectrique ; Quelques exemples	264
10.1	Alternatives aux petits distributeurs d'électricité : Les franchises rurales en Inde	289
F.1	Sri Lanka : La « décision de dimensionnement » et le marché de la revente des permis des PPE exploitant une mini- centrale hydroélectrique	354
F.2	Justification de l'introduction au Sri Lanka de tarifs de rachat à plusieurs niveaux	356

Figures

4.1	Le processus de demande de permis de production d'énergie au Sri Lanka	90
4.2	Des mégawatts d'énergie renouvelable dans le cadre du programme TPPE thaïlandais à divers stades de développement	101
5.1	Frais de raccordement minimum moyens et taux d'électrification rurale	124
7.1	Comparaison du coût normalisé estimé à 15 ans des diverses formes d'énergie renouvelable au TRG du réseau principal pratiqué en 2012	184
8.1	Termes et concepts relatifs à l'interconnexion de la production décentralisée	214
8.2	Profil de charge horaire d'un village dans un exemple de système de mini-réseau	232
9.1	Comparaison du ratio de couverture de service de la dette dans trois scénarios	251
9.2	Taux de rendement interne des fonds propres de l'exemple de projet selon trois scénarios	252
10.1	Scénario de base : Avant que le mini-réseau ne soit connecté au réseau principal	286
10.2	Option Petit distributeur d'électricité — Le système en mini-réseau achète en bloc de l'électricité à la société nationale et en assure la distribution locale	291
10.3	Option PPE	292
10.4	Option mixte PPE et distributeur	294
10.5	Option de rachat	295
10.6	Option d'abandon	296
A.1	Comparaison entre coût normalisé de l'électricité et taux de pénétration de l'énergie renouvelable pour un mini-réseau en îlotage	328

Tableaux

0.1	Quatre principaux types de petits producteurs d'électricité	3
0.2	Répartition type des coûts des actifs d'interconnexion	10
2.1	Types de commercialisation de l'électricité par des petits producteurs d'électricité	36
2.2	Une échelle traditionnelle de l'électrification	54
2.3	Cadre multi-niveaux de mesure de l'accès à l'électricité des ménages	56
3.1	Exemples de différents types de décisions régulatrices	68
3.2	Exemples de régulation légère de PPE	70

4.1	Informations que doit produire un PPE demandant une autorisation provisoire au Sri Lanka	94
5.1	Types et sources de subventions de l'offre accessibles aux PPE et aux PDE	120
5.2	Augmentation potentielle des revenus de l'électricité liés aux crédits MDP pour les PPE interconnectés au réseau en Afrique	144
5.3	Sources de financement des PPE en Tanzanie	148
6.1	Exemples de coûts de l'électricité de secours	172
B7.1.1	Composantes des coûts évités	182
8.1	Répartition des coûts des équipements d'interconnexion généralement observés en Asie et en Afrique	219
9.1	Feuille de calcul pour une analyse financière de projet simple	248
9.2	Dépenses mensuelles en services d'énergie des ménages ruraux pouvant être offerts par l'électricité (pré- et post électrification)	254
9.3	Éclairages et appareils ménagers typiques et durée de fonctionnement par jour possibles avec 16 kWh/mois et 30 kWh/mois	254
9.4	Tarifs des mini-réseaux au Sénégal	267
9.5	Répartition entre coûts fixes et variables des mini-réseaux (par technologie de production)	272
9.6	Normes cibles du SAIFI et du SAIDI au Pérou	278
10.1	Le sort réservé aux générateurs et actifs de distribution des mini-réseaux dans chaque option	297
10.2	Tarifs d'achat en bloc et de revente au détail des organismes de distribution d'électricité en milieu rural en Asie	302
10.3	Marge de distribution des petits distributeurs d'électricité au Brésil, classés selon leur nombre de clients	304
B.1	Conversion des forfaits mensuels en un prix par-kWh consommé	333
C.1	Normes cibles du SAIFI et du SAIDI au Pérou	336
C.2	Durée maximale de création d'un nouveau branchement	336
C.3	Normes pour divers services commerciaux	337
D.1	Estimation de l'impact des tarifs TRG par technologie sur le tarif de détail au Sri Lanka sur une période de six mois de janvier à juin 2011	340
E.1	Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda	343
F.1	Niveaux des tarifs de rachat garanti en Tanzanie pour les PPE vendant aux mini-réseaux de TANESCO et au réseau principal de TANESCO	348

F.2	Valeurs normalisées/fixes du tarif de rachat garanti pour les PPE qui signent des Accord d'achat d'énergie (AAE) en 2011 au Sri Lanka	357
F.3	Valeurs du tarif de rachat garanti en 2009 et valeurs proposées pour 2011	359
F.4	Moyenne des soumissions gagnantes pour les cycles 1 et 2 du programme d'appels d'offres de l'Afrique du Sud	360

Préface de l'édition française

La plupart des pays d'Afrique subsaharienne tentent de promouvoir simultanément deux approches, centralisée et décentralisée, de l'électrification rurale. Dans l'approche centralisée, l'électrification relève d'entités gouvernementales telles qu'une société publique de services d'électricité, une agence d'électrification ou le ministère de l'énergie, agissant seuls ou conjointement. L'électrification se développe principalement par le biais d'une extension du réseau national. En revanche, dans l'approche décentralisée, l'électrification est généralement développée par des entités non gouvernementales telles que des coopératives, des groupes communautaires d'usagers ou des opérateurs privés. Ces entités procèdent souvent à la construction et l'exploitation de mini-réseaux isolés ou connectés — des petits réseaux de distribution produisant typiquement moins de 11 kilovolts (kV) et fournissant de l'électricité à une ou plusieurs collectivités locales. Dans ce cas, l'électricité est produite par de petits groupes électrogènes ou générateurs alimentés par des combustibles fossiles, des sources d'énergie renouvelables, ou des combinaisons des deux. Ce guide met l'accent sur l'approche décentralisée. Il donne des conseils pratiques sur les moyens à la portée des décideurs publics et des régulateurs permettant d'appuyer les petits producteurs d'électricité et les opérateurs des mini-réseaux qui contribuent à l'électrification et au développement des énergies renouvelables dans les zones rurales.

Le guide a été écrit à l'intention de l'Initiative d'électrification de l'Afrique (IEA). Le programme de l'IEA vise à améliorer l'efficacité des programmes d'accès à l'électricité en milieu rural en Afrique subsaharienne en encourageant le renforcement des capacités et la création d'un réseau de partage des connaissances à l'intention des professionnels d'Afrique subsaharienne dans le domaine de la conception et de la mise en œuvre de programmes d'électrification en réseau et hors réseau. Il s'agit tout particulièrement des spécialistes qui travaillent pour des agences et des fonds d'électrification, des ministères, des régulateurs et des services publics, communautaires ou privés.

Ce projet de guide est né au cours de deux ateliers parrainés par l'IEA à Maputo (Mozambique) en 2009 et Dakar (Sénégal) en 2011. Des professionnels de premier plan de plus de 35 pays africains ont participé à ces deux ateliers. Les ateliers avaient été spécifiquement conçus pour privilégier les questions de mise en œuvre pratique, plutôt que des approches de politique générale. Les deux ateliers ont couvert un large éventail de sujets — une revue des différents

modèles institutionnels d'électrification en réseau et hors réseau, le rôle des petits producteurs d'électricité et des gestionnaires des mini-réseaux, la conception et la mise en œuvre des subventions à l'investissement et à la consommation, les prix offerts aux fournisseurs en réseau et hors réseau, le fonctionnement des agences et des fonds d'électrification rurale, les techniques d'électrification à faible coût, la conception et la mise en œuvre de modèles relatifs aux coûts des branchements, la microfinance, la finance carbone, les compteurs à prépaiement, les services alternatifs et la maintenance, et la régulation économique et technique. Lors de la réunion de clôture de l'atelier de Maputo, un participant a déclaré : « La plupart des conférences planent à 35 000 pieds d'altitude, mais ici nous sommes restés au ras du sol. »

Deux recommandations émanant des ateliers ont été retenues comme particulièrement pertinentes pour le présent guide. La première était que les activités de l'IEA dans le prolongement de l'atelier devraient continuer à mettre l'accent sur des questions de mise en œuvre ancrées dans la réalité. La seconde recommandait d'accorder plus d'attention à la création d'un système de régulation clair et crédible afin d'attirer des investissements du secteur privé dans des projets d'électrification décentralisée. L'IEA en a conclu qu'il fallait entreprendre la rédaction d'un guide axé sur les questions concrètes de régulation et de mise en œuvre technique pour les petits producteurs d'électricité et les opérateurs des mini et micro-réseaux.

Une version en langue anglaise du guide a été publiée dans la série *Directions du développement (DID)* de la Banque mondiale au début de 2014. La version anglaise a eu un succès considérable. Aujourd'hui, la version anglaise du guide a été téléchargée par les lecteurs plus de 8 500 fois dans plus de 100 pays. Depuis sa publication en anglais, l'IEA a reçu des demandes de traduction en français. Pour rendre le livre plus accessible aux lecteurs des pays francophones, il a été décidé de limiter cette version française aux chapitres et annexes ayant particulièrement retenu l'attention des professionnels de l'électrification en Afrique subsaharienne. Les versions française et anglaise du guide sont disponibles gratuitement en téléchargement au format PDF à <https://OpenKnowledge.worldbank.org/handle/10986/16571>.

Les quatre auteurs — Bernard Tenenbaum, Chris Greacen, Tilak Siyambalapatiya et James Knuckles — ont travaillé sur des projets d'élargissement de l'accès à l'électricité basés sur les petits producteurs d'électricité en réseau et hors réseau dans plus de 15 pays. Et comme ce guide offre une synthèse de cette expérience internationale, nous pensons qu'il représente une importante contribution au programme des Nations Unies récemment annoncé « 2014 – 2024, Décennie de l'énergie durable pour tous ».

Meike van Ginneken et Lucio Monari
Chefs des pratiques mondiales au pôle Énergie et industries extractives
La Banque mondiale
Mars 2015

Remerciements

Ce guide n'aurait pas pu être écrit sans l'aide de nombreux collègues des services de la Banque mondiale et de l'extérieur qui nous ont généreusement offert leur temps et ont partagé avec nous leurs précieuses connaissances et analyses sur les petits producteurs d'électricité et les mini-réseaux dans les pays développés et en développement. Plus d'une fois, ils ont bien voulu reprendre des explications que nous n'avions pas réussi d'emblée à comprendre. C'est donc avec une profonde gratitude que nous remercions pour leurs conseils et leur aide Rajesh Advani, Javaid Afzal, Christopher Aidun, Pär Almqvist, Pedro Antmann, Beatriz Arizu, Tonci Bakovic, Sudeshna Bannerjee, Pepukaye Bardoille, Douglas Barnes, Mikul Bhatia, Ky Chanthan, Nazmul Chowdhury, Joy Clancy, Vyjanti Desai, Neeltje de Visser, Koffi Ekouevi, Sunith Fernando, Pradit Fuangfoo, Hari Gadde, Isabella Gawirth, Defne Gencer, Ben Gerritsen, Vanessa Lopes Janik, Balawant Joshi, Daniel Kammen, Ralph Karhammar, Bozhil Kondev, Prayad Kruangpradit, Jeremy Levin, Guy Marboef, Frank Mejooli, Rob Mills, Mohua Mukherjee, Stephen MWakifwamba, Sreekumar N, Monali Ranade, Kilian Reiche, Miguel Acevedo Revolo, Sebastian Rodriguez, Robert Schlotterer, Jakob Schmidt-Reindahl, Arsh Sharma, Binod Shrestha, Ruchi Soni, Payomsarit Sripattananon, Rauf Tan, Fabby Tumiwa, Hung Tien Van, Jim Van Couvering, Richenda Van Leeuwen et Harsha Wickramasinghe.

Nous sommes également très reconnaissants des efforts de ceux qui ont pris le temps de revoir notre premier manuscrit : Gabriela Elizondo Azuela, Anton Eberhard, Katharina Gassner, Bikash Pandey, Tjaarda Storm van Leeuwen et Gunnar Wegner. Alors que nous pensions avoir réussi à couvrir tout le sujet, ils ont très justement souligné ce que nous avons oublié ou mal compris. Nous les remercions pour la patience et la gentillesse qu'ils ont démontrées à notre égard.

Il y a près de trois ans, le projet d'écrire ce guide a surgi au cours d'un petit-déjeuner en Tanzanie. Nous avons une dette particulière à l'égard de nos collègues présents à cette occasion. En lisant ce guide, il deviendra vite évident que bon nombre des idées et des recommandations qu'il contient proviennent de notre expérience en Tanzanie, où nous avons eu la chance et le privilège de travailler avec de nombreux collègues talentueux et diligents. À l'EWURA, l'Autorité de régulation nationale des services d'électricité et d'eau, Norbert Kahyoza, Jumaa Kiboko N'ganzi, Edwin Kiddifu, Haruna Masebu, Anastas Mbawala et Matthew Mbwambo nous ont apporté de nombreux commentaires judicieux sur

les décisions qui doivent être prises au niveau du terrain pour pouvoir établir un cadre de régulation viable des petits producteurs d'électricité (PPE). Nous avons également bénéficié des connaissances et de l'expérience de plusieurs collègues très compétents de l'Agence de l'énergie rurale : Justina Aisso, Bengiel Msfofe, Lutengano U. A. MWakahesya, George M. J. Nchwali et Boniface Gissima Nyamo-Hanga. Et au sein de la communauté grandissante des PPE de Tanzanie, nous avons eu la chance que nos interlocuteurs — les acheteurs et les vendeurs à qui s'applique la régulation — acceptent de nous expliquer les conséquences concrètes à attendre des règles et processus proposés. Nos remerciements vont à Giuseppe Bascaglia, Mayank Bhargava, Nizam Codabux, Fabio De Pascale, Mark Foley, Mike Gratwicke, Erik Haule, Maneno Katyega, Sister Yoela Luambano, Roselyne Mariki, Menus Mbunda, Godfrey Ndeuwo, Evodia Ngailo, Pascal Petiot, Gyan Ranjan, Jem Rigall, Charles Shayo, Luca Todeschini et Patrice Tsakhara.

Le souhait de pouvoir disposer d'un tel guide a surgi lors des ateliers de l'Initiative d'électrification de l'Afrique (IEA, <http://go.worldbank.org/WCEDP90SZ0>). Plusieurs membres du réseau de l'IEA ont apporté une contribution beaucoup plus importante que ne l'exigeaient leurs fonctions en répondant à d'innombrables questions dans ce qui a dû leur paraître un flot ininterrompu de courriels et de conversations sur Skype. Que soient remerciés ici : Alassane Agalassou, Mansour Assani-Dahouenon, Zachary Ayieko, Alphadio Barry, Jörg Michael Baur, Ray Holland, Ousmane Fall Sarr et Nava Touré.

À la Banque mondiale, nous avons reçu un solide encouragement initial de Vijay Iyer, l'ancien directeur du Groupe Énergie Afrique. Meike van Ginneken et Lucio Monari, les dirigeants actuels de l'équipe Énergie de la région Afrique, n'ont cessé de démontrer leur indéfectible appui. Nous avons également bénéficié des nombreuses observations de nos collègues qui ont travaillé à nos côtés au cours des trois dernières années en vue de fournir une aide à l'initiative PPE de la Tanzanie sur le terrain. Il s'agit de Anil Cabraal, Jon Exel, Stephen Ferrey, Richard Hosier, Stephanie Nsom et Krishnan Raghunathan. Enfin, nous ne pouvons que souligner l'importance de l'appui que nous avons reçu de nos deux chefs de projet de la Banque mondiale. Dana Rysankova a fait le pari que nous avions quelque chose d'utile à dire et qu'il était intéressant de le partager avec un public plus large. Raluca Golumbeanu a maintenu cet appui en nous donnant plus de temps pour achever le guide et en nous faisant partager sa connaissance détaillée des opérations de la Banque mondiale en Afrique. Enfin, nos deux excellents éditeurs, Steven Kennedy et Fayre Makeig, nous ont constamment rappelé que l'objectif du guide n'était pas d'aligner des mots sur une feuille de papier, mais de transmettre des idées et des informations d'une manière qui procure un réel avantage à nos lecteurs.

Un projet de cette ampleur comporte à la fois une dimension professionnelle et une dimension personnelle. Nos épouses et nos partenaires — Ellen Tenenbaum, Chom Greacen, Namalie Siyambalapitiya et Silvia Camporesi — sont allées bien au-delà de leurs devoirs en soutenant ces deux dimensions. Nous leur en serons toujours reconnaissants.

Enfin, une évidence mérite d'être rappelée : Aucune des personnes citées, qui ont fait de leur mieux pour nous transmettre leurs connaissances, ne doit être tenue responsable de toute erreur factuelle ou d'interprétation qui pourrait subsister. Toute erreur résiduelle ne relève que de l'entière responsabilité des auteurs.

Ce guide a été financé dans le cadre de la première phase du Programme sur l'accès aux énergies renouvelables en Afrique (AFREA), le principal programme d'aide de l'Afrique du Programme d'appui à la gestion du secteur de l'énergie de la Banque mondiale (ESMAP), un programme mondial de partage des connaissances et d'assistance technique que la Banque mondiale administre. L'AFREA a été mis en place en 2009 pour répondre aux besoins spéciaux de l'Afrique subsaharienne, en particulier à l'urgente nécessité de développer des solutions évolutives et innovantes pour combler le retard de l'accès énergétique en Afrique. Les objectifs généraux de l'AFREA sont d'aider l'Afrique subsaharienne à répondre à ses besoins énergétiques et d'élargir l'accès aux services énergétiques dans le respect de l'environnement.

Outre le financement de l'AFREA, une aide financière directe distincte a été fournie par l'ESMAP. L'ESMAP fournit des services analytiques et consultatifs aux pays à revenu faible et moyen afin d'accroître leur savoir-faire et de parvenir à des solutions énergétiques environnementalement durables pouvant réduire la pauvreté et stimuler la croissance économique. L'ESMAP est dirigé et financé par un Groupe consultatif réunissant des bailleurs de fonds bilatéraux et des institutions multilatérales représentant l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, le Danemark, la Finlande, l'Islande, la Lituanie, les Pays-Bas, le Royaume Uni, la Suède et le Groupe de la Banque mondiale.

Enfin, le guide a également reçu un appui financier du Partenariat mondial pour l'aide basée sur les résultats (GPOBA). Le GPOBA est un programme de partenariat mondial administré par la Banque mondiale. Le GPOBA a été créé en 2003 pour développer les approches d'aide basée sur les résultats (ABR) dans divers secteurs — notamment l'infrastructure, la santé et l'éducation. À ce jour, le GPOBA a signé 35 accords de don permettant de subventionner des ABR pour un montant total de 157 millions de dollars. Les projets du GPOBA ont permis de décaisser 67,6 millions de dollars sur la base de résultats vérifiés par une entité indépendante et ayant un impact direct sur 3,3 millions de personnes. Les bailleurs de fonds actuels du programme sont le ministère britannique du Développement international (DFID), la Société financière internationale (SFI), la Direction générale de la coopération internationale du ministère néerlandais des Affaires étrangères (DGIS), l'Agence australienne pour le développement International (AusAID) et l'Agence suédoise de développement international (ASDI).

Les auteurs

Bernard Tenenbaum (btenenbaum2002@gmail.com) est un consultant indépendant, spécialisé dans les questions d'énergie et de régulation. Avant de quitter la Banque mondiale en 2007 pour prendre sa retraite, il a été conseiller principal de projets de réforme et de régulation du secteur de l'énergie au Brésil, en Chine, en Inde, au Mozambique, au Nigeria et en Tanzanie. Avant d'entrer à la Banque mondiale, il a été directeur adjoint du Bureau de la politique économique de l'*US Federal Energy Regulatory Commission*. Il est l'auteur ou le co-auteur de *Regulation by Contract : A New Way to Privatize Electricity Distribution?*; *Governance and Regulation of Power Pools and System Operators : An International Comparison*; *Electrification and Regulation : Principles and a Model Law*; *Regulatory Review of Power Purchase Agreements : A Proposed Benchmarking Methodology*; et *A Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems*. Il est membre du comité de rédaction du *International Journal of Regulation and Governance*. Il est titulaire d'un PhD en économie de l'Université de Californie à Berkeley.

Chris Greacen (chrisgreacen@gmail.com) travaille sur la politique de l'énergie renouvelable et sur la mise en œuvre pratique de projets à base d'énergie renouvelable à tous les niveaux, du village au pays tout entier. Comme codirecteur de l'organisation à but non lucratif Palang Thai, il a aidé à établir les politiques de la Thaïlande à l'égard des très petits producteurs d'électricité et a réalisé des études à l'appui du programme de tarifs de rachat garanti du pays. Il a travaillé sur des projets et des programmes de mini-réseaux basés sur des énergies renouvelables au Cambodge, en Chine, en République de Corée populaire démocratique, en République démocratique populaire Lao, dans les États fédérés de Micronésie, en République de l'Union du Myanmar, au Népal, en Thaïlande, à Vanuatu et dans les réserves amérindiennes. Comme consultant de la Banque mondiale, il travaille depuis 2008 avec l'Autorité de régulation nationale des services d'électricité et d'eau de la Tanzanie afin d'aider au développement du programme concernant les petits producteurs d'électricité du pays. Il a obtenu un PhD en énergie et ressources de l'Université de Californie à Berkeley.

Tilak Siyambalapitiya (tilak-rma@slnet.lk) est un ingénieur électricien qui travaille depuis trente ans sur la planification et l'économie de la production d'électricité. Au départ, il a travaillé sur la planification des sociétés de services

d'électricité au Sri Lanka et en Arabie saoudite, puis comme consultant pendant 12 ans pour de nombreux organismes internationaux et des agences nationales au Sri Lanka. Son travail récent comprend le développement, la tarification et les directives techniques s'appliquant aux énergies renouvelables au Sri Lanka, en Tanzanie et au Vietnam. Il travaille, en outre, sur l'efficacité énergétique et la régulation du secteur électrique, et contribue à la formulation et l'évaluation de projets de production, transport et distribution d'électricité. Diplômé de l'Université de Moratuwa, au Sri Lanka, il est titulaire d'un PhD en génie électrique de l'Université de Cambridge.

James Knuckles (jamesknuckles@gmail.com) travaille au carrefour de l'entreprise, de l'énergie et du développement international. Il a récemment développé de nouveaux modèles d'affaires, modèles financiers et plans d'entreprise pour des startups dans le domaine de l'énergie à Monterey, Port-au-Prince, Sydney et Tegucigalpa. Il avait auparavant contribué au lancement, avec le *Council on Competitiveness* à Washington, d'une série de projets d'énergie propre transfrontaliers entre le Brésil et les États-Unis. James Knuckles est titulaire d'un MBA et d'une maîtrise en politique internationale de l'environnement de l'Institut d'études internationales de Monterey. Il a commencé à l'automne 2013 un programme de doctorat à la *Cass Business School* de Londres pour étudier les modèles d'affaires, les opérations et les mécanismes de financement des petites entreprises énergétiques dans les pays en développement.

Sigles et acronymes

AAE	accord d'achat d'énergie (<i>power purchase agreement</i>)
AAEN	accord d'achat d'énergie normalisé
AER	agence d'électrification rurale, Tanzanie (<i>Rural Energy Agency</i>)
AFREA	Programme sur l'accès aux énergies renouvelables en Afrique (Banque mondiale) (<i>Africa Renewable Energy and Access Program</i>)
AICD	Diagnostic des infrastructures nationales en Afrique (<i>Africa Infrastructure Country Diagnostic</i>)
AMADER	Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale
AMR	relevé automatique de compteur (<i>automatic meter reading</i>)
ASER	Agence sénégalaise d'électrification rurale
BERD	Bureau d'électrification rurale décentralisée (Guinée)
BTP	blocs tarifaires progressifs
CA	Courant alternatif
CAA	clause d'ajustement automatique
CC	courant continu
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CEB	Conseil de l'électricité, Ceylan (<i>Ceylon Electricity Board</i>)
CMCT	coût marginal à court terme
CMLT	coût marginal à long terme
CMPC	coût moyen pondéré du capital
CO ₂	dioxyde de carbone
DEL ou LED	diode électroluminescente (<i>light-emitting diode</i>)
E&M	exploitation et maintenance
EAC	Autorité de l'électricité du Cambodge (<i>Electricity Authority of Cambodia</i>)
EEPSCO	Société d'énergie électrique éthiopienne (<i>Ethiopian Electric Power Corporation</i>)
EER	entreprise d'électrification rurale
EGAT	Office thaïlandais de l'électricité (<i>Electricity Generation Authority of Thailand</i>)
EP	entreprise publique
EPIRA	Loi sur la réforme de l'industrie électrique des Philippines (<i>Electric Power Industry Reform Act</i>)
EPPO	Bureau de la planification et de la politique énergétique de Thaïlande (<i>Energy Policy and Planning Office</i>)

ERC	Commission de régulation de l'énergie des Philippines (<i>Energy Regulatory Commission</i>)
ERNC	énergie renouvelable non-conventionnelle
ESE	entreprise de services énergétiques
ESER	entreprise de services à base d'énergie renouvelable
ESMAP	Programme d'appui à la gestion du secteur de l'énergie de la Banque mondiale (<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>)
ET	évaluation technique
EWURA	Autorité de régulation des entreprises de services d'énergie et d'eau de Tanzanie (<i>Energy and Water Utilities Regulatory Authority</i>)
FBR	franchise basée sur les revenus
FBRE	franchise basée sur la revente d'électricité
FER	fonds d'électrification rurale
GET FiT	Tarif de rachat garanti pour les transferts d'énergie mondiaux (<i>Global Energy Transfer Feed-In Tariff</i>)
GI	générateur à induction
Go	gigaoctet
GPOBA	Partenariat mondial pour l'aide basée sur les résultats (<i>Global Partnership on Output-Based Aid</i>)
GPR	garantie partielle du risque
GRD	gestionnaire de réseau de distribution
GS	générateur synchrone
GW	gigawatt
GWh	gigawatt-heure
Hz	hertz
IEA	Initiative d'électrification de l'Afrique
INENSUS	Systèmes d'alimentation intégrée en énergie (<i>Integrated Energy Supply Systems</i>)
IPC	indice des prix à la consommation
KPLC	Compagnie d'électricité du Kenya (<i>Kenya Power and Lighting Company</i>)
kV	kilovolt
kVA	kilovoltampère
kW	kilowatt
kWc	kilowatt-crête
kWh	kilowattheure
LCOE	coût normalisé de l'électricité
LCPD	programme de développement électrique à moindre coût (<i>least-cost power development</i>)
LFC	lumière/lampe fluorescente compacte
LOI	lettre d'intention (<i>letter of intent</i>)

MCB	disjoncteur miniature (<i>miniature circuit breaker</i>)
MDP	Mécanisme de développement propre
MEA	Autorité métropolitaine de l'électricité (Thaïlande) (<i>Metropolitan Electricity Authority</i>)
MV	moyenne tension
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
NDA	accord de confidentialité (<i>non-disclosure agreement</i>)
NEA	Autorité de l'électricité du Népal (<i>Nepal Electricity Authority</i>)
NEPC	Conseil National de la politique énergétique (Thaïlande) (<i>National Energy Policy Council</i>)
NERSA	Autorité nationale de régulation de l'énergie de l'Afrique du Sud (<i>National Energy Regulator of South Africa</i>)
NOx	oxyde d'azote
OBA	aide basée sur les résultats (<i>output-based aid</i>)
OBC	organisation à base communautaire
OMC	Société de micro-énergie pour tous réseaux (Inde) (<i>Omnigrid Micropower Company</i>)
ONG	organisation non gouvernementale
OSINERGMIN	Autorité de régulation de l'électricité et des mines péruvienne (<i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</i>)
PA	programme d'activité
PAC	comité d'approbation des projets (Sri Lanka) (<i>project approval committee</i>)
PBS	coopératives électriques rurales, Bangladesh (<i>Palli Bidyut Samity</i>)
PCASER	Projets de candidatures spontanées d'électrification rurale (Mali)
PCC	Point de couplage commun
PD	production/générateur décentralisé
PDD	production décentralisée et distribuée
PDE	petit distributeur d'électricité
PEA	Autorité provinciale de l'électricité (Thaïlande) (<i>Provincial Electricity Authority</i>)
PHEV	projets hydro-électriques villageois
PIE	producteur indépendant d'électricité
POI	point d'interconnexion
POS	point de livraison
PPE	petit producteur d'électricité
PUCSL	Commission des services d'utilité publique du Sri Lanka (<i>Public Utilities Commission of Sri Lanka</i>)
PV	photovoltaïque
QTP	opérateurs tiers qualifiés (<i>qualified third parties</i>)

RCE	réduction certifiée des émissions
RCSD	ratio de couverture du service de la dette
RRGVY	Programme d'électrification indien (<i>Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana</i>)
ROI	retour sur investissement (<i>return on investment</i>)
RPS	normes applicables au portefeuille d'énergies renouvelables (<i>renewable portfolio standards</i>)
SAIDI	Indice de durée moyenne d'interruption du système (<i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Indice de fréquence moyenne d'interruption du système (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SCADA	acquisition et contrôle des données (<i>supervisory control and data acquisition</i>)
SDLE	service de distribution locale d'électricité
SEA	Autorité de l'énergie durable, Sri Lanka (<i>Sustainable Energy Authority</i>)
SEB	commission de l'électricité de l'État, Inde (state electricity board)
SFI	Société financière internationale (Banque mondiale)
Sida	Agence de coopération internationale pour le développement suédoise (<i>Swedish International Development Cooperation Agency</i>)
SLEF	Fonds pour l'énergie du Sri Lanka (<i>Sri Lanka Energy Fund</i>)
SO _x	oxyde de soufre
SREP	Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables (<i>Scaling-Up Renewable Energy Program</i>)
TANESCO	Compagnie d'électricité de Tanzanie (<i>Tanzania Electric Supply Company</i>)
TBV	tarif basé sur le volume
tCO ₂ e	tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone
THD	distorsion harmonique totale (<i>total harmonic distortion</i>)
TOD	heure du jour (<i>time of day</i>)
TOU	heure de la consommation (<i>time of use</i>)
TPPE	très petit producteur d'électricité
TRG	tarif de rachat garanti (<i>FIT - feed-in tariff</i>)
TRI	taux de rentabilité interne
UL	<i>Underwriters Laboratories</i>
V	volt
VAN	valeur actuelle nette
VECS	coopératives villageoises de consommateurs d'électricité (<i>Village Electricity Consumer Societies</i>)

Les montants sont en dollars, sauf indication contraire.

Aperçu

La faiblesse de l'électrification dans l'Afrique rurale est une question largement débattue. L'estimation la plus fréquemment citée indique que seulement 14 % des ménages ruraux en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) ont accès à l'électricité (AIE 2012). Désireux de faire progresser l'accès à l'électricité, la plupart des gouvernements de la région ont élaboré des stratégies nationales d'électrification. Ces stratégies recommandent, en grande majorité, une double approche de l'amélioration de l'accès à l'électrification en réseau.

Les approches centralisées et décentralisées de l'électrification

Dans l'approche centralisée, l'électrification relève d'entités gouvernementales telles qu'une société publique de services d'électricité, une agence d'électrification rurale (AER) ou le ministère de l'énergie, agissant seuls ou conjointement. L'électrification se développe principalement par le biais d'une extension du réseau national. En revanche, dans l'approche décentralisée, l'électrification est généralement développée par des entités non gouvernementales telles que des coopératives, des groupes communautaires d'usagers ou des entrepreneurs privés. Ces entités procèdent généralement à la construction et l'exploitation de mini-réseaux isolés — des petits réseaux de distribution produisant typiquement moins de 11 kilovolts (kV) et fournissant de l'électricité à une ou plusieurs collectivités locales. Dans ce cas, l'électricité est produite par de petits groupes électrogènes ou générateurs, alimentés par des combustibles fossiles ou renouvelables, ou une combinaison des deux.

Bien qu'il y ait un large consensus sur la nécessité d'une double approche, la plupart des stratégies nationales d'électrification ne donnent que peu de détails, voire aucun, sur la méthode de mise en œuvre des deux approches. Dans ce guide, nous examinons comment mettre en œuvre l'approche décentralisée, en mettant l'accent sur la mise en place dans les zones rurales de petites entités de production d'électricité (PPE) et de mini-réseaux commercialement viables. Pour que l'approche décentralisée fonctionne, les PPE devront investir dans des équipements, et les faire fonctionner, afin de produire et distribuer de l'électricité à

des clients tels que des ménages, des entreprises, des institutions publiques et, dans certains cas, la société nationale de services d'électricité. Et ils ne seront incités à investir que si la réglementation et les politiques sont claires et crédibles.

Ce guide met l'accent sur les mesures de régulation et les principes directeurs que doivent établir les décideurs publics et les régulateurs de l'électricité africains pour mettre en place une approche décentralisée durable et pour définir comment celle-ci peut venir compléter l'approche centralisée traditionnelle. Le guide propose des recommandations spécifiques pour un grand nombre de ces mesures. En l'absence d'une recommandation particulière, nous présentons plusieurs options et détaillons les facteurs à prendre en compte pour choisir parmi les alternatives. Si l'ouvrage est principalement centré sur les PPE qui utilisent des technologies à base d'énergie renouvelable ou de cogénération, la plupart des mesures de régulation présentées s'appliquent également aux PPE qui utilisent des combustibles fossiles, ou une combinaison de combustibles fossiles et de sources d'énergie renouvelables, c'est-à-dire les PPE hybrides. Les technologies hybrides de production d'électricité représentent généralement une option moins coûteuse que le diesel pour alimenter des clients dans le cas d'un mini-réseau isolé en zone rurale.

Le guide prend comme hypothèse qu'un gouvernement national a décidé de promouvoir une politique en faveur de l'approche décentralisée et des PPE et que l'autorité nationale de régulation (entre autres) est à présent chargée de mettre en œuvre cette politique. Pour faire en sorte que ce guide soit aussi utile que possible pour les régulateurs et les responsables de la politique énergétique africains, nous explorons les vraies questions auxquelles il faudra répondre pour atteindre des résultats commercialement viables. Nous examinons les questions relatives à la régulation économique et technique, telle qu'elle s'applique sur le terrain, auxquelles doivent quotidiennement répondre les régulateurs de l'électricité d'Afrique subsaharienne et d'ailleurs. Nombre de décisions requises sont intrinsèquement controversées parce qu'elles affectent directement les intérêts économiques des investisseurs et des consommateurs. Ces controverses du monde réel sont ici soulignées plutôt qu'évitées, en citant les remarques spontanées d'acteurs clés — dirigeants d'une société nationale de services d'électricité, gestionnaires de mini-réseaux, hauts fonctionnaires et consommateurs.

Qui sont les petits producteurs d'électricité et les petits distributeurs d'électricité ?

Les petits producteurs d'électricité (PPE) sont des fournisseurs d'électricité indépendants qui vendent de l'électricité à des clients de détail raccordés à un mini-réseau, ou à la société nationale de services d'électricité qui exploite le réseau principal ou des mini-réseaux isolés, ou aux deux. Les critères de définition d'un PPE incluent généralement sa taille (par exemple, moins de 10 mégawatts [MW]), le combustible utilisé (par exemple, diesel et biomasse), ou leur technologie (par exemple, énergie solaire photovoltaïque). Dans certains pays, les PPE

sont désignés par les termes « production décentralisée », « mini-réseaux », ou « mini-services d'électricité à base communautaire ».

Les petits distributeurs d'électricité (PDE) sont un type d'entité voisin, mais différent. Contrairement aux PPE, les PDE ne produisent pas d'électricité. Leur activité principale est la distribution. Ils achètent de l'électricité en gros, généralement à une société nationale et la revendent au détail aux ménages et aux entreprises. Le guide examine comment une entité qui fonctionne initialement comme un PPE isolé peut être convertie en PDE lorsque le réseau principal atteint la zone desservie par le PPE.

Il est important de comprendre quels sont les différents types de PPE. Nous les classons en quatre types principaux, comme indiqué dans le tableau A.1, selon le profil de leurs clients et selon qu'ils sont, ou non, raccordés au réseau principal. Les PPE peuvent également fonctionner en combinant ces divers types. Par exemple, un PPE peut vendre en gros de l'électricité à la société nationale sur le réseau principal (Type 4) tout en vendant simultanément au détail à des ménages et des entreprises par le biais de nouveaux mini-réseaux interconnectés au réseau principal, mais exploités par une entreprise de distribution indépendante (Type 3).

La régulation des PPE

Si les décideurs publics jugent qu'il faut établir une forme de régulation des PPE — ce qu'ils font en général — ils devront choisir à qui confier la responsabilité de cette régulation. Les options incluent :

- Un service au sein d'un ministère de l'énergie ou de l'électricité existant
- Une autorité de régulation nationale distincte
- Des agences d'électrification ou d'énergie rurale
- Les collectivités et organismes communautaires
- Les collectivités locales

Lorsque nous évoquons la régulation de l'électricité, nous pensons généralement aux deux premières options : un service ministériel ou une autorité de régulation nationale distincte. Toutefois, il est également possible, et parfois plus efficace, que ce soit d'autres entités, telles que les AER ou des organisations communautaires

Tableau A.1 Les quatre principaux types de petits producteurs d'électricité

Types de clients		Lieu de production	
		Raccordement à un mini-réseau isolé	Raccordement au réseau principal
Types de clients	Vente au détail (directement aux clients finals)	Type 1 : Un PPE isolé vend directement aux clients de détail	Type 3 : Un PPE raccordé au réseau principal vend directement aux clients de détail.
	Vente en gros (à une société de services d'électricité)	Type 2 : Un PPE non raccordé au réseau vend en gros à une société de services d'électricité	Type 4 : Un PPE raccordé au réseau principal vend en gros à une société de services d'électricité

qui appuient ou assument, du moins au départ, les activités d'une autorité de régulation de l'électricité nationale.

En Afrique subsaharienne, plus de 15 AER ont été créées en vue de promouvoir l'électrification des zones rurales. En réalité, l'examen classique du « plan d'affaires » par une AER, préalable à l'attribution des dons subventionnant le branchement, est très similaire à un examen traditionnel des « coûts du service » que ferait un régulateur au moment de la fixation des tarifs. L'objectif de l'examen par l'AER est de vérifier que les recettes du PPE sont assez élevées pour assurer la viabilité financière, mais pas au point de mettre le PPE en situation de rente de monopole au détriment de ses clients. En outre, dans la plupart des cas, la législation prévoit que les AER ont pour mission de maximiser le nombre de nouveaux ménages bénéficiant de l'électricité. C'est pourquoi la plupart des AER agissent déjà comme de quasi régulateurs, car elles doivent établir un équilibre entre la viabilité commerciale et l'accessibilité tarifaire des services qui seront fournis par les PPE postulant à l'attribution de dons des AER. Ceci démontre que certaines AER pourraient prendre en charge certaines fonctions de régulation, en particulier dans le cas des mini-réseaux isolés qui ont reçu des aides financières des AER.

Types de décisions à fonction de régulation affectant les PPE

Trois types de décisions régulatrices peuvent affecter les PPE : techniques, commerciales/économiques, et les décisions relatives aux processus. Des exemples de chacun de ces types sont présentés dans l'encadré A.1.

Des trois types de décisions, les décisions techniques et économiques sont les plus remarquées parce qu'elles ont tendance à être plus visibles et ont un impact évident. Par exemple, il est clair que peu de PPE interconnectés au réseau principal (ou aucun) ne seront créés si le prix payé au PPE pour la vente d'électricité à la société nationale est fixé en dessous de son prix de revient. Mais, même si le régulateur fixe un prix qui assure la viabilité économique des PPE, le mécanisme de régulation risque encore de ne pas fonctionner si le processus décisionnel comporte trop d'étapes, si les entités gouvernementales ignorent leurs responsabilités réciproques ou si le régulateur n'arrive pas à faire appliquer ses décisions en temps utile. Comme le faisait remarquer un PPE : « D'ici à ce que le régulateur arrive à faire appliquer sa décision, je serai en faillite. » Ainsi, un mécanisme de régulation efficace des PPE doit non seulement reposer sur des décisions justes et efficaces, mais aussi sur des procédures permettant de prendre et de faire appliquer ces décisions dans les délais nécessaires.

La conformité aux règles à visée régulatrice est coûteuse, en temps et en argent. Les régulateurs doivent être particulièrement vigilants à l'égard des coûts de la régulation pour les PPE, car un grand nombre d'entre eux sont à la limite de la viabilité commerciale. Ceci est particulièrement vrai dans le cas des nouveaux PPE qui ont l'intention de desservir des communautés rurales isolées. Des PPE envisageant de créer des mini-réseaux isolés ne pourront se développer que si le régulateur décide en connaissance de cause de créer un mécanisme régulateur léger.

Encadré A.1 Exemples de trois types de décisions à fonction de régulation affectant les PPE

Exemples de décisions techniques (ingénierie)

- Normes de tension, fréquence, qualité de l'électricité s'appliquant aux petits producteurs d'électricité en réseau
- Réglementations assurant la sécurité et la sûreté des interconnexions électriques entre la société nationale de services d'électricité et un PPE interconnecté
- Normes de sécurité des systèmes de distribution pour les PPE interconnectés et les PPE isolés

Exemples de décisions de nature commerciale et économique

- Prix que le PPE est autorisé à facturer à ses clients de détail
- Détermination de qui va payer le coût de l'interconnexion entre un PPE et le gestionnaire du réseau national permettant au PPE de vendre au réseau national ou à un mini-réseau existant.
- Fixation du prix payé par la société de services d'électricité nationale ou régionale (le tarif de rachat garanti : TRG) pour l'électricité achetée à un PPE raccordé au réseau
- Décision relative à une éventuelle normalisation des accords d'achat d'énergie (AAE) pour les PPE interconnectés au réseau principal et quelles dispositions doivent figurer dans les AAE
- Prix facturé au mini-réseau pour la fourniture d'une alimentation de secours en raison de la maintenance de son système, planifiée ou imprévue

Des exemples de décisions relatives à un processus

- Le régulateur consulte-t-il ou pas certaines ou toutes les parties prenantes avant de prendre une décision technique ou économique ?
 - Quelles sont les informations et autorisations à fournir pour obtenir une licence ou un permis ?
 - La consultation s'effectue-t-elle publiquement ou en privé ?
 - Le délai dans lequel la société de services d'électricité doit répondre à une demande d'interconnexion d'un PPE
-

Dans la pratique, une régulation légère doit :

- Minimiser la quantité d'information exigée par le régulateur
- Minimiser le nombre d'étapes distinctes de décisions et processus de régulation
- Utiliser des documents normalisés ou des documents similaires créés par d'autres agences, avec tous ces documents à disposition sur Internet.
- Dans la mesure du possible, se fonder sur des décisions voisines prises par d'autres gouvernements ou organismes communautaires

En Tanzanie, par exemple, les PPE produisant moins de 1 MW sont exemptés de demande de licence. Il leur suffit de s'enregistrer auprès du régulateur, de manière à lui signaler leur existence. L'enregistrement, contrairement à l'octroi des licences, est exclusivement à des fins d'information. Il ne nécessite pas

d'approbation du régulateur. Pour les très petits producteurs d'électricité (TPPE) avec une capacité installée de 100 kilowatts [kW] ou moins, l'autorité de régulation tanzanienne n'exige pas d'examen à des fins de régulation ni d'approbation des tarifs de détail envisagés préalables. En revanche, le régulateur se réserve le droit de vérifier les tarifs du TPPE si 15 % de ses clients se plaignent.

Il ne s'agit pas non plus d'adopter aveuglément une réglementation légère dans tous les cas. Par exemple, le Népal et Sri Lanka ont été submergés par des demandes de PPE souhaitant vendre de l'électricité en gros au réseau principal de la société de services d'électricité (Type 4). Ceci s'est produit parce que les frais des dossiers de candidature étaient trop faibles, les délais étaient trop peu contraignants, les études de préfaisabilité n'étaient pas nécessaires, ou elles pouvaient être simplement recopiées, et les phases de développement entre les étapes n'étaient pas contrôlées.

Dérégulation ?

Certains ont fait valoir que les PPE privés de petite taille vendant de l'électricité à des communautés rurales précédemment non desservies devraient être exemptés de toute régulation. Les auteurs de la proposition plaident que les petits opérateurs privés en zones rurales ne peuvent pas être soumis à une régulation comparable à celle qui s'exerce sur une société de services d'électricité nationale ou régionale. Et même si le régulateur commence consciemment par une régulation légère, elle risque de s'alourdir au fil du temps.

Une dérégulation totale des prix pourrait susciter une forte réaction politique même s'il n'y avait qu'un ou deux PPE qui en abusent. Nous estimons qu'en revanche une « période de grâce » initiale de cinq ans, au cours de laquelle les opérateurs privés de mini et micro-réseaux dans les zones rurales pourraient expérimenter différents modèles de prestation, sans soumettre leurs tarifs de détail ni solliciter une licence d'exploitation complète auprès de l'autorité de régulation nationale, comporte de grands avantages (tout en restant assujettis à la réglementation en matière de sécurité). La période de grâce de la tarification devrait être combinée à des mesures d'encadrement prédéterminées de protection des consommateurs villageois. Ces mesures comprendraient les éléments suivants :

- Rapport annuel
- Un suivi des plaintes des clients
- Un enregistrement plutôt qu'un octroi de licence
- Un examen après cinq ans

* * *

La seconde moitié du guide propose des conseils de mise en œuvre de trois des plus importants scénarios relatifs aux PPE que les régulateurs et les décideurs politiques sont susceptibles de rencontrer : comment réguler les PPE interconnectés au réseau principal, comment réguler les PPE qui vendent de l'électricité aux clients de détail, et comment préparer une zone actuellement desservie par un PPE isolé à l'arrivée du réseau principal.

La régulation des PPE interconnectés au réseau principal

Si des PPE vont être interconnectés au réseau de la société nationale de services d'électricité (Tanzanie) ou à un autre opérateur du réseau principal (Ouganda), les régulateurs et les décideurs publics doivent prendre des décisions sans équivoque sur les accords d'achat d'énergie entre la société de services d'électricité et le PPE, les tarifs de rachat garantis (TRG) visant à promouvoir l'utilisation de sources d'énergie propre ou renouvelable, et les exigences techniques et économiques s'appliquant à l'interconnexion au réseau.

Les AAE et l'achat d'électricité aux PPE

Les PPE sont des entreprises dont la survie dépend des revenus. Dans le cas des PPE souhaitant être raccordés à un réseau appartenant à une société de services d'électricité et lui vendre de l'électricité, cette société n'est généralement que le seul client du PPE et sa principale source de revenus. Le contrat qui encadre cette relation entre le PPE et la société de services d'électricité est un Accord d'achat d'énergie (AAE).

Le guide recommande que l'AAE liant des PPE à une société de services d'électricité sur le réseau principal soit établi en prenant en compte les trois aspects suivants :

- **Une normalisation des AAE pour tous les PPE.** Il y a trois raisons qui militent en faveur d'AAE normalisés : Premièrement, cela limite les négociations déséquilibrées. Comme le faisait remarquer un développeur de PPE : « Sans une normalisation des AAE, nous vivrions dans un monde de négociations sans fin. » Deuxièmement, le régulateur n'a ainsi qu'un seul examen approfondi à mener d'un seul AAE, plutôt que des examens distincts d'un grand nombre d'AAE différents. Troisièmement, en n'ayant qu'un seul document pour tous les projets d'AAE, la vérification diligente des banques locales qui prêtent aux PPE sera facilitée.
- **Une durée de remboursement de la dette du projet suffisante et pas plus courte que la période de validité du TRG.** Les PPE ne peuvent pas obtenir des prêts des banques si la durée de l'AAE est inférieure à la durée du prêt. La durée de l'AAE doit également être au moins égale à celle de la validité du TRG (voir ci-dessous). Si la durée de l'AAE est inférieure, une situation anormale surgit : le prix des ventes du PPE à la société nationale est fixé, mais, à l'expiration de l'AAE, celle-ci n'a plus de contrainte juridique d'achat à ce prix.
- **Obligation d'achat de la totalité de la production d'électricité du PPE incombant à la société de services d'électricité.** Il faut que les AAE des PPE interconnectés au réseau principal comportent une clause d'obligation d'achat (must take) qui oblige la société de services d'électricité à acheter en totalité la production d'électricité des PPE. L'énergie renouvelable (et, dans une moindre mesure la cogénération alimentée par des

combustibles fossiles) est généralement intermittente et à ce titre elle ne peut pas être distribuée. Toutefois, pendant les périodes où elle est disponible, sa contribution aux besoins en électricité évite de recourir à de l'électricité produite par un autre générateur.

En dehors de ces trois caractéristiques fondamentales, deux autres clauses dans les AAE négociés par les PPE en Afrique subsaharienne et relatives à la tarification font souvent l'objet de controverses : les clauses d'énergie rendue disponible (*deemed energy*) et celles qui traitent du prix de l'électricité de secours.

Clauses relatives à l'énergie rendue disponible

Les clauses relatives à l'énergie rendue disponible (considérée comme ayant été livrée) s'appliquent à des situations où un vendeur PPE interconnecté au réseau principal produit de l'électricité, mais l'acheteur n'est pas en mesure de la recevoir. Cette clause oblige l'acheteur à fournir une compensation pour l'électricité que le SPP a été capable de produire, mais que l'acheteur n'a pas pu recevoir. Les PPE soutiennent que de telles clauses sont nécessaires pour compenser leurs pertes de revenus. Ils soulignent que si leur contrat d'AAE ne comprend pas une clause relative à l'énergie rendue disponible, « l'obligation d'achat de la société de services d'électricité de l'électricité que je produis, c'est de la blague. »

On peut comprendre que les PPE se préoccupent des recettes perdues. Toutefois, nous recommandons de ne pas inclure dans les AAE des PPE interconnectés de clauses relatives à l'énergie rendue disponible car elles sont difficiles à gérer et leur application risque d'augmenter considérablement les coûts des transactions. Dans bien des cas, les efforts et le temps passé pour déterminer qui de l'acheteur ou du vendeur est responsable d'une interruption des ventes risquent d'être considérables. En revanche, il est raisonnable de tenter de réduire les risques du PPE. Nous recommandons donc d'exiger de la société de services d'électricité qu'elle communique un historique des données sur la fréquence et la durée des interruptions du service du poste de transport auquel le PPE souhaite s'interconnecter. Ceci évitera des coûts inutiles et du temps perdu pour toutes les parties concernées et donnera au PPE des informations complémentaires sur lesquelles fonder sa décision d'investissement initiale.

Production électrique de secours

Un tarif de secours rémunère la société nationale de services d'électricité vendant de l'électricité à un PPE lorsque celui-ci ne produit pas ou pas assez d'électricité pour répondre aux charges appelées. Plusieurs raisons peuvent contraindre le PPE à acheter de l'électricité de secours.

- La puissance du générateur du PPE est insuffisante pour satisfaire sa propre demande ou celle de ses clients de détail.
- Le générateur du PPE peut avoir besoin d'une source d'énergie extérieure pour démarrer ou redémarrer après avoir été arrêté en raison d'une coupure planifiée ou imprévue.

- Les clients de détail du PPE et / ou la charge propre des installations du PPE consomment de l'énergie à un moment où pour une raison quelconque le PPE ne produit pas d'électricité.

Les différends surgissent souvent à propos des paiements dus en cas de recours à une alimentation de secours dû à des délestages imprévus du système de la société de services d'électricité acheteuse d'énergie. En Tanzanie, par exemple, les variations de la qualité de l'électricité sur le réseau de la société acheteuse déclenchent souvent les relais de protection du PPE, stoppant de ce fait le fonctionnement du PPE. Pour se remettre en marche, le PPE peut être contraint d'acheter à la société plusieurs centaines de kW d'électricité pendant plusieurs minutes. C'est une situation qui, du point de vue d'un PPE interconnecté, semble injuste. Le PPE est contraint de s'arrêter en raison d'un dysfonctionnement du système de la société de services d'électricité. En outre, il est obligé de payer à la société l'électricité nécessaire au redémarrage de son générateur à un tarif élevé. Dans cette situation, les PPE peuvent être contraints de payer des coûts d'électricité de secours élevés basés sur les tarifs de secours habituels, y compris les coûts de la puissance souscrite et les coûts de l'électricité consommée. Ces coûts sont de plus soumis à un « effet de cliquet », c'est-à-dire, qu'ils continuent d'être payés mensuellement pendant plusieurs mois après l'événement déclencheur. Lorsqu'il s'agit de déterminer le tarif de l'électricité de secours s'appliquant aux PPE, les régulateurs des sociétés de services d'électricité africains devraient envisager d'accorder un tarif réduit aux clients acheteurs d'électricité de secours dont le facteur de charge importé est inférieur à 15 %. Les pays dans lesquels les PPE se retrouvent à l'arrêt en raison d'une instabilité sur le réseau national ou d'une insuffisance de capacité de production globale devraient envisager de mettre en place un tarif d'alimentation de secours sans forfait de puissance souscrite, mais avec des charges correspondant à l'énergie consommée (kWh) plus élevées que celles des clients réguliers.

L'établissement des tarifs de rachat garanti

Pour les régulateurs et les décideurs, la méthode la plus courante de fixation du prix de gros de l'électricité produite par les PPE à base d'énergie renouvelable interconnectés — dont l'électricité est souvent plus chère que celle provenant des groupes électrogènes à combustibles fossiles — consiste à établir un tarif de rachat garanti (TRG). Un TRG est un mécanisme d'appui tarifaire s'appliquant aux générateurs ou cogénérateurs à base d'énergie renouvelable par lequel le producteur obtient une garantie de paiement à un tarif garanti, généralement sur une longue période, pour chaque kWh livré au réseau. Le guide décrit les deux méthodes que les régulateurs utilisent généralement pour établir les TRG et propose une recommandation en faveur d'une approche en deux phases pouvant être utilisée par les régulateurs et les décideurs publics africains désireux de mettre en place des TRG pour les PPE.

L'approche par les coûts évités est la méthode la plus fréquemment utilisée par les régulateurs. Cette approche prend en compte les coûts que la société de

services d'électricité et/ou la société civile évite en n'ayant pas à produire la quantité d'électricité que le PPE se propose de produire. Les calculs peuvent inclure les coûts évités par la société de services d'électricité (par exemple, la construction d'un nouveau générateur), les coûts que l'économie évite (par exemple, la construction des lignes de transport à l'aide de l'argent des contribuables), et les coûts que la société évite (par exemple, les effets néfastes environnementaux locaux). Dans la pratique, les coûts sociaux, et même les coûts économiques, ne sont que rarement décomptés car ils sont difficiles et chers à mesurer. Dans la mesure où cette approche est neutre sur le plan de la technologie (c'est-à-dire que le même TRG s'applique quel que soit le type de générateur), et où seuls les coûts évités par la société sont inclus, de nombreux PPE à base d'énergie renouvelable n'arriveront pas à être commercialement viables car leur TRG ne couvrira pas leurs coûts de production.

La deuxième méthode, et la plus commune, que les régulateurs utilisent pour fixer les TRG est une méthode de calcul normalisé, reflétant les coûts propres à la technologie. Cette approche est basée sur le calcul des coûts normalisés de la production d'électricité de chaque type de générateur à base d'énergie renouvelable. Des calculs normalisés sont effectués pour chaque technologie, de façon à assurer un bénéfice raisonnable — après déduction des coûts — dans l'hypothèse d'un générateur d'électricité bien géré. La définition de ce qui constitue un bénéfice raisonnable est une décision qui relève du régulateur ou de l'entité publique décisionnelle. En théorie, cette approche permet à un plus grand nombre de PPE à base d'énergie renouvelable d'être commercialement viables. Des hypothèses doivent être faites sur plusieurs paramètres : structure du capital, facteur de capacité, coûts des biens d'équipement, taux d'intérêt des prêts etc. Les hypothèses sont souvent contestées car elles ont un impact sur le niveau du TRG qui sera payé

À première vue, la deuxième approche peut sembler mieux adaptée pour maximiser la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. C'est déjà d'ailleurs l'approche la plus répandue dans le monde. Néanmoins, elle risque de ne pas pouvoir être adoptée dans de nombreux pays en développement. Elle suppose, en effet, que la société de services d'électricité acheteuse (c'est-à-dire, le plus souvent, une entreprise publique à court d'argent) va acheter l'électricité provenant des PPE à base d'énergie renouvelable au prix fort (c'est-à-dire à un prix supérieur aux propres coûts financiers évités du pays).

Dans les cas où le manque de fonds interdit d'emblée de recourir à la seconde approche, nous recommandons une approche en deux phases :

- Dans la phase 1, les TRG sont fixés à un niveau approximativement égal (ou inférieur) aux coûts évités de la société acheteuse, en sachant que certains types de production à base d'énergie renouvelable ne pourront pas être commercialement viables avec ces TRG.
- Dans la phase 2, certains TRG sont autorisés à dépasser les coûts évités de la société acheteuse lorsque des financements des coûts supplémentaires de ces tarifs plus élevés deviennent disponibles.

Cette approche en deux phases permet à un pays de « gravir la courbe de l'offre de l'énergie renouvelable » quand ses ressources augmentent. Cependant, d'où proviendront les ressources de la phase 2 ? Elles pourraient provenir du pays lui-même — par exemple des contribuables ou des subventions croisées — mais cela est peu probable dans les pays à faible revenu. Une option plus viable serait de solliciter un financement auprès de bailleurs de fonds externes permettant de combler l'écart entre les coûts évités de la société de services d'électricité et le TRG. Ce guide examine les enjeux que comporte la création d'un tel fonds de financement complémentaire en s'inspirant des expériences récentes de l'Ouganda.

Répondre aux questions de l'interconnexion

Le terme interconnexion se réfère au matériel utilisé pour raccorder un nouveau générateur supplémentaire à un réseau existant.

Il est souhaitable que les régulateurs établissent des règles et normes uniformisées s'appliquant aux PPE désireux de s'interconnecter à un réseau régional ou national. Ces règles sont nécessaires, une société de services d'électricité ne souhaitant pas acheter de l'électricité à un PPE peut être, en effet, tentée de mettre en place un processus de demande dissuasif car confus ou long, ou peut essayer d'imposer des paramètres techniques excessivement contraignants.

Les règles indispensables devraient couvrir à la fois les processus de demande et les normes techniques et d'ingénierie de l'interconnexion. Les règles régissant le processus de demande devraient inclure des précisions sur l'attribution des responsabilités relatives à l'analyse et l'approbation de la demande, au paiement des redevances et à la supervision de la construction, ainsi que des directives sur le partage de l'information.

Les régulateurs devraient définir et faire appliquer des normes techniques et d'ingénierie d'interconnexion se rapportant à la capacité et la qualité des équipements, aux mesures de protection de l'équipement et du réseau des variations de tension (surtension et sous-tension), des surintensités, de l'« îlotage » involontaire (ou de l'isolement du système de production du PPE), et des risques en matière de sécurité (y compris la foudre).

Si le réseau principal est instable, le régulateur devrait offrir aux PPE une option d'isolement intentionnel (« îlotage intentionnel ») du réseau principal.

Outre les problèmes physiques inhérents à l'interconnexion d'un PPE au réseau de la société de services d'électricité, les régulateurs doivent également prendre des décisions sur les questions économiques qui découlent des opérations interconnectées. Le tableau A.2 présente brièvement la répartition généralement observée dans les pays en développement, des responsabilités de construction et de financement des actifs d'interconnexion lorsqu'un PPE précédemment hors-réseau, ou de nouveaux PPE, se connecte au réseau de la société acheteuse.

Afin d'assurer une interconnexion fluide entre un PPE et le réseau de la société acheteuse, les régulateurs peuvent prendre deux mesures clés relatives au coût et à la propriété des actifs. Il s'agit des mesures suivantes :

Tableau A.2 Répartition type des coûts des actifs d'interconnexion

<i>Actifs physiques</i>	<i>Payé par</i>	<i>Partage des coûts ?</i>	<i>Construit par</i>
Transformateur(s), postes de commutation et lignes de transport jusqu'au point où tous les autres équipements et lignes de transport relèvent de la responsabilité de la société de services d'électricité	PPE	Aucun	PPE
Matériel de protection du réseau contre les effets indésirables du PPE et vice versa	PPE	Aucun	PPE
Compteur d'électricité et matériel de comptage au point où le PPE vend l'électricité au réseau de la société de services d'électricité	PPE	Aucun	Société de services d'électricité
Autres lignes nécessaires pour les opérations du PPE au-delà du point d'interconnexion du PPE au réseau, jusqu'à un certain point désigné.	PPE	Possible, avec un autre PPE	Société de services d'électricité ou PPE
Autres équipements nécessaires pour les opérations du PPE au-delà du point d'interconnexion du PPE au réseau, jusqu'à un certain point désigné.	PPE ou clients de la société de services d'électricité	Possible, avec un autre PPE, des clients ou la société de services d'électricité	Société de services d'électricité ou PPE

Note: PPE = petit producteur d'électricité.

- Les régulateurs devraient permettre aux PPE de conserver la propriété de leurs actifs jusqu'au point où le réseau du PPE est interconnecté au réseau de la société de services d'électricité, tout en insistant pour que la propriété des actifs payés par le PPE au-delà de ce point soit transférée à la société à coût zéro. La société de services d'électricité peut faire valoir son droit à déprécier ces actifs, mais elle ne doit pas pouvoir faire de profit sur eux.
- Les régulateurs devraient exiger ou encourager les nouveaux PPE ou utilisateurs qui souhaitent se raccorder à des installations d'interconnexion payées par un autre PPE ou utilisateur à rembourser aux PPE ou client(s) initiaux les installations qu'ils souhaitent utiliser. Dans ce cas, la société de services d'électricité doit conserver des dossiers précisément documentés, facturer un prorata du coût en capital initial aux nouveaux clients/PPE et rembourser les clients/PPE initiaux.

La régulation des PPE et des mini-réseaux qui vendent à des clients de détail

Les PPE vendent également de l'électricité à des clients de détail s'ils exploitent un mini-réseau. Dans ce cas, les deux principales préoccupations de régulation concernent la fixation des tarifs maximaux et des normes minimales de qualité des services.

Dans l'idéal, il faudrait que les tarifs reflètent les coûts, ce qui signifie simplement que l'opérateur PPE peut raisonnablement s'attendre à ce que les recettes totales correspondant aux tarifs payés par ses clients couvrent le total des coûts de fonctionnement et d'investissement de production et de distribution à la fois.

Si des tarifs reflétant les coûts ne sont pas autorisés parce que les tarifs de l'opérateur PPE sont plafonnés à un niveau inférieur (en raison de pressions politiques informelles ou d'une obligation légale de tarif national uniforme) la viabilité commerciale du PPE ne sera pas assurée et il disparaîtra rapidement.

Comment assurer la viabilité commerciale des PPE isolés

L'électrification rurale coûte cher et de nombreux PPE desservant des communautés isolées constatent un écart entre leurs coûts et leurs revenus. Dans certains cas, l'écart de financement résulte d'une loi ou un règlement qui interdit au PPE de facturer des tarifs suffisamment élevés pour pouvoir couvrir ses coûts. Dans d'autres cas, les PPE ne peuvent pas facturer des tarifs couvrant les coûts parce que la société de services d'électricité nationale exploitant le réseau central a établi de facto un prix plafond national en facturant à ses clients des tarifs de détail inférieurs aux coûts, ce qui conduit les clients potentiels du PPE à estimer que l'électricité fournie par le PPE est trop chère.

Même si les PPE sont autorisés à faire payer des tarifs suffisamment élevés pour couvrir leurs coûts, ils peuvent aussi rencontrer des difficultés dans le recrutement d'un grand nombre de nouveaux clients si les frais de branchement sont élevés. Et enfin, même si un PPE réussit à résoudre ce problème, il peut encore fonctionner à perte si la consommation moyenne de ses clients est trop faible pour produire suffisamment de revenus permettant de couvrir ses coûts de fonctionnement.

Dans ces conditions, comment les régulateurs peuvent-ils aider les PPE à combler leur déficit de financement et à réussir à être commercialement viables ? La première étape consiste à mesurer l'ampleur de leur déficit. Il faut que les régulateurs, les AER et les PPE utilisent le même outil d'analyse financière pour mesurer l'écart entre les coûts de la fourniture d'électricité à des communautés rurales et les revenus qui peuvent en être tirés. L'étape suivante consiste à combler l'écart.

Pour combler l'écart, les régulateurs peuvent prendre des mesures relatives aux tarifs visant à aider les PPE à devenir commercialement viables. Ces mesures sont notamment les suivantes :

- **Autoriser les PPE à facturer des tarifs supérieurs au tarif national uniforme** si c'est le moyen de couvrir les coûts d'investissement et d'un fonctionnement efficace.
- **Autoriser les PPE à établir des mécanismes de subvention croisée entre différents groupes de clients.** Les subventions croisées consistent pour un fournisseur d'électricité à facturer un groupe de clients à un tarif plus élevé afin de subventionner une baisse des tarifs pour d'autres clients. Un grand nombre des sociétés de services d'électricité nationales africaines subventionnent les tarifs appliqués aux clients résidentiels qui consomment des petites quantités d'électricité en facturant des tarifs plus élevés à leurs clients commerciaux. Les PPE devraient pouvoir eux aussi disposer de la même opportunité.

- **Exiger que les PPE facturent des tarifs incluant l'amortissement des équipements financés par des dons.** Un équipement finira toujours par devoir être remplacé par le PPE, même s'il avait été initialement financé par un don d'un bailleur de fonds ou du gouvernement. Il faut que les tarifs des PPE intègrent les coûts d'amortissement de manière à générer des fonds qui seront ultérieurement utilisés pour remplacer cet équipement. (En revanche, les PPE ne doivent pas être autorisés à obtenir un retour sur investissement pour des équipements qui ont été financés par un don externe.)
- **Autoriser les PPE à conclure des contrats de vente avec des entreprises clientes sans approbation préalable ou postérieure des termes du contrat de la part du régulateur.** La plupart des entreprises villageoises peuvent produire de l'électricité de façon autonome. Si l'autoproduction n'est pas un substitut parfait pour l'électricité fournie par un PPE, elle établit cependant une limite à la capacité de facturer des prix de monopole du PPE. Ces entreprises peuvent servir d'« acheteurs principaux » ce qui facilitera pour le PPE l'obtention de prêts bancaires. Dans l'État indien de l'Uttar Pradesh, par exemple, les antenne-relais de téléphonie mobile sont les acheteurs principaux initiaux grâce auxquels il devient possible de desservir des villages ruraux qui, sans elles, n'auraient pas attiré des opérateurs privés.
- **Permettre aux PPE de recouvrer les coûts de l'octroi de prêts à leurs clients actuels et potentiels destinés à leur permettre de se brancher sur le réseau du PPE et d'acheter des appareils et machines à destination productive.** Parfois, un PPE n'arrive pas à être viable car la consommation et la vente de l'électricité sont trop faibles. Les entreprises et les ménages ruraux peuvent souhaiter devenir clients ou accroître leur consommation après s'être branchés, mais ils n'ont pas accès au financement qui leur permettrait d'acheter des appareils et des machines. Si les PPE reçoivent une autorisation explicite de la part du régulateur d'octroi de prêts qui ne pourraient pas être autrement obtenus, les PPE pourront augmenter leur chiffre d'affaires et devenir commercialement viables plus tôt qu'ils ne le feraient autrement. Les donateurs pourraient fournir des financements d'amorçage pour financer des fonds renouvelables à partir desquels les PPE pourraient financer les achats d'appareils et de machines des clients. Les prêts du PPE à ses clients peuvent être remboursés dans le cadre de plans de longue durée par des remboursements mensuels intégrés dans la facture d'électricité.
- **Donner aux PPE une marge de manœuvre de décision sur les structures de tarification les mieux adaptées à leurs modèles de technologies et d'affaires.** Notre recommandation générale à l'intention des régulateurs

est de donner aux PPE la liberté de concevoir leurs structures de tarifs selon ce qui convient le mieux à leur projet. Les options incluent des tarifs classiques basés sur les kWh consommés, mais aussi des approches moins classiques telles que des tarifs basés sur un niveau d'abonnement : les usagers payent un forfait mensuel basé sur une limite de charge contrôlée par un compteur qui empêche de dépasser un seuil déterminé de consommation d'électricité.

Une deuxième série de mesures que les régulateurs peuvent prendre pour aider les PPE à atteindre et conserver leur viabilité commerciale a trait aux subventions et recettes qu'ils peuvent tirer des crédits carbone.

Généralement, les gouvernements imposent ou autorisent des subventions visant à répondre à un projet social tel que la promotion de l'électrification ou l'appui aux énergies renouvelables, c'est-à-dire des objectifs politiques. De même qu'il incombe au gouvernement d'élaborer des politiques, il incombe au régulateur d'exécuter la politique du gouvernement.

Nous recommandons dans le cas où une subvention est autorisée ou rendue obligatoire par le gouvernement, que le régulateur ne prenne pas des mesures qui risqueraient d'annuler ou d'amoindrir l'effet de la subvention. Il faut, au contraire, que le régulateur prenne des mesures visant à assurer que la subvention est octroyée au destinataire prévu (le PPE ou ses clients) d'une manière aussi efficiente que possible. Il faut, également, que le régulateur tienne périodiquement le gouvernement informé des coûts et avantages de la subvention afin que le gouvernement puisse mesurer le niveau de réalisation de ses objectifs.

L'exemple des subventions destinées à réduire les frais de branchement illustre comment les décisions d'un régulateur peuvent avoir un impact sur la réalisation de l'objectif déclaré d'une subvention. Les frais de branchement des sociétés de services d'électricité nationales africaines sont parmi les plus élevés du monde. Les gouvernements et les bailleurs de fonds octroient souvent des subventions pour permettre aux ménages ruraux pauvres d'obtenir un branchement à un réseau d'électricité. Un régulateur peut appuyer l'objectif du gouvernement en s'assurant que la subvention se traduit effectivement par des frais de branchement moins élevés pour les nouveaux clients et qu'elle permet à la société nationale ou à l'opérateur du mini-réseau de comptabiliser l'amortissement des équipements qui ont été financés par le don.

Les recettes tirées des crédits de réduction certifiée des émissions (RCE) ne sont pas des subventions. Au contraire, les crédits RCE rémunèrent une prestation de services du PPE : il contribue à la réduction des émissions mondiales de carbone par rapport à une valeur de référence des émissions en situation de statu quo. Les régulateurs ne sont généralement pas impliqués dans ce processus ou dans la répartition de ces recettes. Ce guide recommande aux régulateurs de ne pas modifier une attribution préalablement convenue des recettes provenant de crédits CER. S'il leur est demandé d'émettre un jugement sur une formule de répartition, ils devraient adopter le principe que les recettes tirées des crédits

CER reviennent au développeur PPE qui a fourni les fonds propres et assumé le risque de développement du projet, plutôt que de comptabiliser les revenus CER comme un crédit implicite qui aurait pour effet de réduire le chiffre d'affaires global que le PPE est autorisé à percevoir par le biais des tarifs facturés.

Établir des normes de qualité du service

Même si un régulateur décide de déréguler les tarifs de détail de PPE isolés pendant une période d'essai ou de manière permanente, il lui faudra cependant établir des normes de qualité du service minimales de façon à garantir la sécurité, la qualité et la fiabilité des opérations des PPE. Ces normes se répartissent généralement en trois catégories :

- **Qualité du produit** : Dans quelle mesure cette électricité est-elle utilisable ? Y a-t-il de fortes variations de tension ou de fréquence risquant d'endommager les appareils des clients ?
- **Qualité de l'offre** : Quel est le degré de disponibilité de l'électricité ? Est-elle disponible uniquement à des moments inopportuns et quelle est la fréquence des coupures de courant imprévues ?
- **Qualité du service commercial** : Quel est le niveau de qualité du service à la clientèle du PPE ? Combien de temps faut-il au PPE pour traiter une plainte ?

Il ne faut pas que la conformité aux normes ait un coût prohibitif pour les PPE ou leurs clients et elle devra être relativement facile à appliquer et à surveiller. Dans un premier temps, il est plus facile pour les régulateurs d'établir des normes s'appliquant aux intrants (équipement, matériel, etc.) plutôt qu'aux produits (fiabilité de l'électricité), mais avec le temps, il est préférable de mettre l'accent sur des normes de qualité du service basées sur les produits et de laisser plus de latitude aux PPE sur le choix des intrants nécessaires pour se conformer à ces normes. Dans les pays où l'AER a prévu des normes de qualité particulières dans les accords de don conclus avec des opérateurs de mini-réseaux, l'agence et le régulateur devraient convenir d'un ensemble unique de normes.

Comment préparer l'arrivée du réseau principal

Il faut que les régulateurs soient prêts au moment où les approches descendante et ascendante de l'électrification se rencontrent — c'est-à-dire le moment où le réseau principal s'installe dans la zone de service d'un PPE existant. S'il règne des incertitudes en matière de régulation sur ce qui va se produire lorsque le grand réseau se raccorde au petit réseau, les développeurs et les investisseurs seront peu enclins à investir dans des projets PPE. Lorsque les investisseurs du secteur privé et des coopératives sont réticents à investir dans des mini-réseaux isolés, les villages des zones rurales sont pénalisés parce qu'ils n'ont plus aucune chance d'avoir accès à l'électricité et qu'ils doivent, de ce fait, attendre pendant des années, ou des décennies, l'arrivée du réseau national, si tant est qu'elle ait jamais

lieu. Le chapitre 10 de ce guide présente cinq options postérieures à l'interconnexion et les aspects de régulation qui correspondent à chacune d'entre elles. Il décrit également le sort réservé aux actifs physiques du PPE dans chaque cas.

Option 1 : Le PPE arrête la production et devient un pur distributeur

Dans cette option, après s'être interconnecté au réseau principal, le PPE cesse la production d'électricité pour se consacrer à l'achat en gros d'électricité auprès de la société de services d'électricité et à sa revente au détail à ses clients. C'est un modèle d'affaires fréquent en Asie, mais pas en Afrique. Au Cambodge, par exemple, plus de 80 PPE se sont maintenant convertis en PDE. Dans les zones rurales, la plupart des PDE affichent une efficacité d'exploitation et commerciale supérieure à celle de la société de services d'électricité nationale.

La marge de distribution (la différence entre le tarif au détail moyen pratiqué par le PPE, et son tarif d'achat en bloc moyen) que le PDE conserve sur ses ventes au détail d'électricité est l'élément crucial pour assurer la viabilité commerciale dans l'option PDE. L'expérience internationale montre qu'une marge de distribution d'au moins 4 à 5 cents par kWh est sans doute nécessaire pour assurer la viabilité commerciale des PDE de taille moyenne en Afrique.

Si le gouvernement exige de manière formelle ou informelle que les tarifs de détail soient uniformes, la plupart des PDE ne pourront survivre qu'à l'aide de subventions d'exploitation. Le financement de ces subventions peut provenir du budget général de l'État, des AER, ou prendre la forme de rabais obligatoires sur le prix que payent les PDE pour leurs achats en gros d'électricité. Sans ces subventions, le SPD sera victime d'une compression des prix car sa marge de distribution sera trop réduite pour lui permettre de survivre.

En outre, si les régulateurs autorisent les PPE en mini-réseaux à devenir des PDE, il faudra veiller à ce que le système de distribution soit construit selon des normes suffisamment rigoureuses pour permettre l'interconnexion avec le réseau national. Si le développeur PPE rogne sur les dépenses pour faire des économies sur le coût d'installation du système de distribution initial, ce système devra être mis à niveau avant que le mini-réseau isolé ne soit interconnecté au réseau principal.

Option 2 : Le PPE met fin à ses activités de distribution et vend l'électricité qu'il produit au réseau principal

Une deuxième option pour le PPE sera de renoncer à vendre son électricité à ses clients de détail, pour ne se centrer que sur la vente en gros d'électricité au réseau principal.

Le maintien de la viabilité financière d'un PPE dans ce cas dépend essentiellement de trois facteurs :

- Le coût de production de l'électricité du PPE
- Le TRG appliqué au PPE (désormais raccordé au réseau principal) pour ses ventes à la société de services d'électricité nationale
- Le facteur de capacité (production réelle en pourcentage de la production maximale possible) que le PPE pourra assurer.

Dans cette option, les régulateurs et les sociétés de services d'électricité doivent pouvoir maîtriser les aspects techniques de la transition d'une production hors-réseau à la production d'électricité en réseau, notamment le contrôle de la fréquence des générateurs.

Option 3 : Le PPE fonctionne à la fois comme PPE et PDE

Dans ce modèle d'entreprise, le PPE exploitant un mini-réseau isolé se convertit en opérateur PDE achetant de l'électricité en gros à une société nationale ou régionale de services d'électricité et la revendant au détail à ses clients locaux. Il conserve également un petit groupe électrogène (existant ou nouveau) comme alimentation électrique de secours et comme source d'électricité vendue au réseau principal et aux clients de détail.

Ce modèle d'entreprise devrait être encouragé dans les pays où les capacités de production sur les réseaux principaux sont insuffisantes et qui s'efforcent de relever le défi de l'extension des services d'électrification rurale à une part de population plus importante. Il devrait également être appuyé dans les zones où le réseau local de distribution est insuffisant et où les baisses de tension ou coupures de courant sont fréquentes.

Option 4 : La société de services d'électricité achète le PPE

Une quatrième option est l'achat et l'exploitation du mini-réseau de distribution du PPE par la société de services d'électricité et, éventuellement, de son générateur si sa qualité et sa capacité sont suffisantes.

Cette option peut présenter de l'intérêt si les normes techniques de construction du mini-réseau sont comparables aux normes utilisées pour les installations de distribution appartenant à la société de services d'électricité et si celle-ci dispose du personnel nécessaire pour exploiter le mini-réseau nouvellement acquis, y compris les activités de recouvrement des factures, les nouveaux branchements, la maintenance et la résolution des conflits.

Le détail du choix des actifs à vendre et leur prix devront être examinés au cas par cas. En principe, le prix de vente reflète la valeur comptable après amortissement des actifs qui restent utilisables. Pour pouvoir déterminer ce prix, il faut également savoir si le mini-réseau et le générateur ont été au départ subventionnés (et dans quelle mesure) ou s'ils ont été entièrement payés par le gouvernement ou par un bailleur de fonds. Un opérateur privé ne devra pas recevoir de compensation pour la partie de l'investissement qui a été financée par des dons externes.

Option 5 : Abandon

Dans certains cas où le générateur ou le réseau de distribution du PPE sont de mauvaise qualité ou ne sont pas compatibles avec le réseau principal (comme, par exemple, un PPE exploitant un réseau de distribution en courant continu alimenté par une centrale photovoltaïque), il ne sera pas rentable de réparer ou de remplacer les composants nécessaires. Dans ce cas, la société de services d'électricité devra mettre au rebut les actifs du PPE et construire un nouveau

système de distribution. Ce n'est pas nécessairement un échec : le PPE peut avoir réussi à répondre aux besoins en électricité de certains de ses clients et avoir engrangé une rémunération de son investissement avant l'arrivée du réseau principal.

De la stratégie générale à la mise en œuvre sur le terrain

En matière d'électrification rurale et de sources d'énergie renouvelables, le sol africain est tapissé de dépouilles d'une multitude de « stratégies » et de « programmes ». Trop souvent, ces initiatives sont lancées en fanfare, avec force déclarations solennelles des bailleurs de fonds et des représentants des gouvernements. Mais malheureusement, il n'est pas rare qu'elles produisent des résultats largement inférieurs à ce qui avait été prévu en raison d'un manque d'attention portée aux aspects pratiques de la mise en œuvre.

Dans ce guide, nous avons sciemment cherché à rester à l'écart des stratégies de haut niveau pour plutôt nous axer sur les problèmes quotidiens de mise en œuvre pratique auxquels doivent faire face les régulateurs et les décideurs politiques africains. Les premières données recueillies sur le terrain montrent que les PPE et les mini-réseaux en régime de propriété privée et communautaire sont capables de réussir dans un cadre d'approche décentralisée. Dans cette démarche, ils peuvent être des acteurs importants de la promotion des énergies renouvelables, mais aussi de l'électrification, en Afrique rurale, et ailleurs. Mais si ceci doit arriver, un élément clé (même si ce n'est pas le seul) est la présence d'un système de régulation économique rationnel et favorable qui contribue à assurer la viabilité commerciale tout en protégeant les consommateurs ruraux. Ce guide décrit en détail à quoi devrait ressembler un tel système.

L'arrivée de l'électricité en milieu rural au Texas, 1939

... à l'approche de leur ferme, ils virent quelque chose d'étrange. « Oh mon Dieu ! » dit sa mère, « La maison est en feu ! »

Mais en se rapprochant, ils virent que cette lumière n'était pas du feu. « Mais non, maman. » dit Evelyn. « Ce sont les lampes qui sont allumées. »

— ROBERT A. CARO, *THE PATH TO POWER*, VINTAGE BOOKS,
NEW YORK, p. 528

CHAPITRE 2

Petits producteurs d'électricité, petits distributeurs d'électricité et électrification : Concepts et exemples

Vous vous exprimez dans une langue que je ne comprends pas.

— LA REINE HERMIONE, DANS LE CONTE D'HIVER DE WILLIAM SHAKESPEARE

Résumé

Le chapitre 2 donne la définition de termes clés omniprésents dans ce guide — petit producteur d'électricité (PPE), petit distributeur d'électricité (PDE), électrification, etc. Il décrit quatre types essentiels de petits producteurs d'électricité (PPE) à base d'énergie renouvelable ou hybrides, en réseau ou hors-réseau, ainsi que de nouvelles configurations qui se développent en Afrique et ailleurs. Les exemples de PPE en activité sont évalués en fonction de leurs chances d'atteindre une viabilité commerciale et en s'appuyant sur les premiers résultats obtenus en Tanzanie et dans d'autres pays. (Les exemples de fonctionnement des PDE sont analysés plus en détail au chapitre 10.) Le chapitre analyse aussi pourquoi l'électrification par raccordement au réseau, qu'elle provienne d'un PPE ou d'une extension du réseau principal, se définit mieux par une évaluation quantitative et qualitative de l'électricité fournie que par l'approche traditionnelle qui recense le nombre de branchements physiques.

Qui sont les petits producteurs d'électricité ?

Dans la plupart des pays développés et en développement, un petit producteur d'électricité (PPE) désigne un producteur décentralisé (PD) ou un producteur décentralisé distribué (PDD). La production décentralisée (PD) désigne la production d'électricité par de petites centrales situées à proximité des charges qu'elles approvisionnent. Une charge (ou puissance appelée) est un terme général désignant le flux d'électricité consommé à un moment donné par un appareil, une machine, une maison, l'éclairage des rues, une clinique ou une école. Il est

évident qu'une usine appellera une charge supérieure à celle d'un ménage. Les charges peuvent être celles propres au producteur décentralisé, celles des entreprises et ménages à proximité, ou des charges alimentées par le réseau plus important auquel le PD est interconnecté. Dans les pays en développement, les PD sont parfois désignés comme des petits producteurs d'électricité (PPE), notamment en Tanzanie, au Sri Lanka et en Thaïlande, ou TPPE (très petits producteurs d'électricité, en usage en Thaïlande). Généralement, les PPE et les TPPE désignent des entités qui répondent à des normes de taille et de combustible ou de technologie.

Ainsi par exemple, en vertu de la réglementation établie par l'autorité de régulation nationale actuelle de la Tanzanie, l'EWURA (Energy and Water Utilities Regulatory Authority), un PPE peut être interconnecté à un réseau national ou régional (PPE raccordé au réseau) ou peut opérer dans le cadre d'un mini-réseau isolé (PPE en mini-réseau isolé). Des limites de taille existent dans les deux cas. Pour les PPE opérant dans le cadre d'un mini-réseau isolé, la puissance installée maximum du PPE ne doit pas dépasser 10 mégawatts (MW). En revanche, les PPE raccordés au réseau principal ou à un réseau régional sont autorisés à exploiter une puissance installée supérieure à 10 MW. Mais lorsque la puissance installée d'un PPE raccordé au réseau dépasse 10 MW, seule la première tranche de 10 MW de la capacité installée d'électricité peut bénéficier du statut et des avantages accordés aux PPE¹. La Thaïlande et le Sri Lanka ont adopté des critères similaires pour les PPE opérant dans leur pays². Dans les pays où la capacité totale de production installée est peu importante — comme c'est le cas dans plusieurs pays de l'Afrique de l'Ouest — les analyses techniques de la capacité d'absorption par le réseau de l'énergie fournie par le PD préconisent plutôt de plafonner la taille des PPE à environ 4 à 5 MW. Outre ces seuils de taille précisément définis, le type de combustible est également pris en compte. En Tanzanie et en Thaïlande, tous les producteurs de moins de 10 MW sont éligibles au raccordement simplifié au réseau, quel que soit le combustible utilisé³, mais en Tanzanie ne sont éligibles aux tarifs préférentiels normalisés des PPE que ceux qui utilisent la cogénération, la production à base d'énergies renouvelables à 100 % ou les énergies renouvelables combinées à un maximum de 25 % de combustible fossile mesuré sur une base annuelle moyenne.

Principales définitions

Les petits producteurs d'électricité (PPE) exploitent des petites centrales électriques situées à proximité de leurs clients. Ils peuvent exercer leurs activités via des mini-réseaux isolés (off-grid) ou des mini-réseaux raccordés à un réseau national ou régional plus important. Un mini-réseau raccordé vend de l'électricité directement à des clients de détail. Il peut également acheter et vendre de l'électricité au réseau plus important auquel il est interconnecté. Certains des PPE raccordés au réseau national ou régional ne vendent de l'électricité qu'à un seul client, généralement le gestionnaire du réseau national ou régional. Dans ce cas, le PPE ne sera pas propriétaire ou exploitant d'un mini-réseau. Les PPE doivent généralement satisfaire à des critères de taille et de type de combustible et technologie utilisés.

Pour éviter le risque de confusion, il est important de souligner que le présent ouvrage ne traite pas des systèmes de régulation destinés à promouvoir de grands projets de cogénération et d'énergie renouvelable interconnectés au réseau et vendant de l'électricité à un réseau régional ou national (dans ce contexte, grand se réfère à des systèmes exportant plus de 10 MW vers le réseau). Si les grands projets exigent de répondre aux mêmes questions (par exemple, accords d'interconnexion, termes et conditions d'un accord d'achat d'énergie (AAE), et niveau et structure des prix de vente au gestionnaire du réseau), ils nécessitent en outre presque toujours de prévoir des accords d'interconnexion spécifiques et des AAE plus détaillés, capables d'attirer des financements internationaux. Les projets plus importants exigeront donc des accords et règles plus complexes que les dispositifs normalisés utilisés pour les PPE décrits dans les chapitres suivants. En outre, le présent guide ne couvre pas les enjeux de la régulation s'appliquant aux initiatives qui encouragent l'installation de petits systèmes domestiques à base d'énergies renouvelables (généralement des petits systèmes photovoltaïques [PV]) permettant de revendre de l'énergie à des sociétés de services d'électricité locales en vertu d'un programme de « comptage net » — bien que des recouvrements considérables puissent exister entre les réglementations s'appliquant à ces installations domestiques et aux PPE objets de ce guide.

Technologies liées aux sources d'énergies renouvelables et à la cogénération

Dans la mesure où dans de nombreux pays les PPE ne bénéficient de tarifs préférentiels que s'ils produisent à partir de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération, il faut définir les termes renouvelable et cogénération. Nous définissons les générateurs à base d'énergie renouvelable comme ceux qui produisent de l'électricité en utilisant une source d'énergie qui se reconstitue naturellement à court terme.

La production à base d'énergie renouvelable comprend des technologies, telles que l'énergie solaire, l'énergie hydroélectrique et éolienne, n'émettant pas de dioxyde de carbone (CO₂), ainsi que la production d'énergie tirée de la biomasse. La biomasse, à la différence des autres formes de sources d'énergie renouvelable, peut être un émetteur net de CO₂. Le statut d'émetteur net de CO₂ de la biomasse dépend du type de combustible utilisé (arbres, résidus de récolte, etc.), de la nature du combustible — dérivé de déchets ou non — et de la manière dont est gérée la replantation⁴. Si l'exploitation d'une centrale à biomasse ne s'accompagne pas de mesures garantissant des plantations de remplacement en quantité suffisante pour compenser la production de CO₂ émanant de la combustion de la biomasse, le projet sera producteur net de CO₂.

Une centrale de cogénération produit simultanément de l'électricité et de la chaleur utile. En général, ceci consiste à récupérer la chaleur résiduelle liée au processus de production d'électricité au lieu de la relâcher dans des tours de refroidissement ou des rivières, comme le font les centrales électriques classiques. En utilisant de façon productive la chaleur émise, la cogénération économise beaucoup de combustible comparativement à des sources de production distinctes d'électricité et de chaleur industrielle. Une centrale de cogénération

permet d'économiser l'énergie de deux centrales distinctes, mais le principal combustible peut dans certains cas être fossile, par exemple du gaz naturel. Dans d'autres cas cependant, le combustible primaire sera une forme d'énergie renouvelable— comme la bagasse récupérée lors de la production de sucre à partir de la canne à sucre.

Principales définitions

L'énergie renouvelable désigne ici une source d'énergie qui se renouvelle naturellement à court terme. La cogénération désigne un groupe électrogène produisant de l'électricité, habituellement à partir d'un combustible fossile ou d'un combustible renouvelable, et récupérant la chaleur évacuée pour d'autres utilisations utiles.

PPE et combustibles fossiles

Nous pensons que la définition large actuelle des PPE utilisée en Tanzanie — qui ne se cantonne pas aux seules centrales de cogénération ou aux générateurs n'utilisant que des énergies renouvelables — est appropriée pour trois raisons :

- Premièrement, au sens propre, le terme « petit producteur d'électricité » fait référence à la taille du projet, et à rien d'autre. En soi, le terme n'implique pas que le PPE ne doit utiliser que des sources d'énergie renouvelable ou une technologie de cogénération. En réalité, le nombre de petits groupes électrogènes en Afrique alimentés au diesel ou au fioul lourd dépasse largement celui des petits générateurs utilisant une technologie à base d'énergie renouvelable ou de cogénération⁵.
- Deuxièmement, si un gouvernement s'engage sérieusement dans la promotion de l'électrification (c'est déjà un objectif primordial des politiques de l'électricité dans la plupart des pays de l'Afrique subsaharienne), les autorités de régulation devront être prêtes à répondre aux demandes d'interconnexion et de tarification en provenance de toutes sortes de PPE, sans se limiter à ceux qui utilisent des générateurs à base d'énergie renouvelable ou des centrales de cogénération. Un villageois qui dépense de fait plusieurs dollars par kilowattheure (USD/kWh) pour des batteries et une lampe au kérosène veut de l'électricité moins chère et plus fiable et ne se préoccupe pas de savoir si elle provient d'une source d'énergie renouvelable, de combustibles fossiles ou des deux.
- Troisièmement, les générateurs hybrides — des générateurs qui utilisent un combustible fossile et une ou plusieurs formes d'énergie renouvelable — sont souvent capables de fournir de l'électricité à un coût

moindre et pendant plus d'heures que le générateur d'un PPE qui n'utilise que du diesel, de l'énergie éolienne ou de l'énergie solaire⁶. Par conséquent, *accepter plutôt qu'interdire les PPE d'électricité hybride donnera plus de chances à un pays d'obtenir plus de succès tant en matière de production à base d'énergie renouvelable que d'électrification que si la définition des PPE était strictement limitée à des générateurs 100 % à base d'énergies renouvelables*. Pour paraphraser les termes utilisés par un entrepreneur privé en Afrique à propos de sa décision d'installer un mini-réseau non raccordé à énergie combinée, solaire-diesel : « Écoutez, je ne le fais pas parce que c'est à la mode, je le fais parce que ce sera moins cher et je pourrais offrir plus d'heures de service. » À notre avis, il serait à la fois perturbant et contre-productif pour un régulateur ou un responsable public du secteur de l'énergie d'annoncer qu'il veut promouvoir l'électrification par les PPE, mais que les générateurs hybrides et au diesel ne sont pas concernés.

Nous recommandons aux régulateurs et aux décideurs publics pour lesquels l'élargissement de l'accès à l'électricité en milieu rural est un objectif sérieux, d'adopter une définition des PPE sans se référer aux combustibles utilisés⁷. L'élément clé de la définition doit être la taille du générateur, avec un seuil de 10 MW, ou tout autre seuil retenu. Cette définition plus large pourra inclure les types suivants de PPE :

- Les générateurs à base d'énergie renouvelable
- Les générateurs de cogénération
- Les groupes électrogènes hybrides, c'est-à-dire ceux qui utilisent conjointement des combustibles renouvelables et fossiles.
- Les groupes électrogènes n'utilisant que des combustibles fossiles (par exemple, diesel ou fioul lourd)

Une définition plus large ne signifie pas que ces différents types de PPE recevront tous le même traitement en matière de tarif ou de droits d'interconnexion de la part du régulateur ou le même niveau de subventions de la part de l'agence publique chargée de l'électrification et des énergies renouvelables. En fait, c'est plutôt l'inverse qui devrait se produire : les règles et les subventions au raccordement risquent de varier par type de PPE. Si le seul objectif du programme d'un gouvernement à l'égard des PPE est de promouvoir les sources d'énergie renouvelable, alors le gouvernement ou le régulateur pourront souhaiter limiter la définition des PPE en ne l'appliquant qu'aux petits générateurs utilisant des sources d'énergie renouvelable. Mais nous pensons que c'est une approche trop restrictive. Pour la plupart des pays d'Afrique subsaharienne, la meilleure approche consiste à utiliser les PPE pour promouvoir à la fois l'électrification et les énergies renouvelables.

Principale recommandation

Les pays devraient adopter une définition des PPE basée sur leur taille et non pas sur leur source d'énergie. Ceci signifie que les petits groupes électrogènes indépendants alimentés en combustibles fossiles, ou les générateurs à cogénération ou hybrides, sont tous éligibles au statut de PPE. Mais il convient également, comme décrit plus loin dans ce guide (chapitres 6 et 7), que les gouvernements et les régulateurs établissent des règles et des subventions d'interconnexion variant selon le type de PPE.

Les quatre principaux types de PPE raccordés et non raccordés au réseau en Afrique

Aux États-Unis et en Europe, où le réseau s'étend un peu partout, les PPE se rangent généralement dans deux catégories : ceux qui ne vendent de l'électricité qu'au réseau et ceux qui produisent pour leur autoconsommation, mais qui vendent aussi au réseau (tout en achetant parfois une énergie de secours). Dans la plupart des pays africains, la situation de départ est plus variée : des réseaux nationaux desservent certaines régions, des mini-réseaux isolés en alimentent d'autres, et de vastes zones n'ont aucun accès à l'électricité du réseau. Ces différences génèrent divers types de PPE (tableau 2.1) selon que le PPE vend au réseau national⁸ ou à un mini-réseau isolé existant ou nouveau ; ou que l'électricité est vendue en gros⁹ à la société nationale de services d'électricité, qui la revend ensuite, ou si le PPE pratique la vente au détail ; ou si un PPE raccordé au réseau produit, ou pas, pour l'auto-utilisation ou qu'il vend, ou pas, à d'autres utilisateurs finals et doit donc acheter de l'électricité de secours.

Nous trouvons utile de classer les PPE selon trois caractéristiques. La première est le combustible ou la technologie utilisée pour produire l'électricité (renouvelable, cogénération, fossile et hybride). La deuxième est fonction du raccordement du PPE au réseau national ou de son fonctionnement en mini-réseau isolé. La troisième est le mode de commercialisation du PPE : vente au détail, vente en gros ou les deux. À partir des deux dernières caractéristiques, nous pouvons distinguer quatre types principaux de PPE en Afrique.

Type 1 : Un PPE isolé qui vend au détail

Comme le montre le tableau 2.1, les quatre types se différencient selon que le PPE est raccordé au réseau principal ou à un mini-réseau isolé et qu'il vend en gros ou au détail. Les trois types « purs » les plus courants sont les types 1, 4 et 2. Quand on parle de mini-réseau, il s'agit généralement du Type 1 — une petite unité de production d'électricité (diesel, énergie renouvelable ou hybride) combinée à quelques kilomètres de lignes électriques pour la distribution, et un opérateur vendant directement aux clients finals (ménages, institutions publiques et petites entreprises) dans un ou plusieurs villages non raccordés au réseau national. C'est la définition traditionnelle d'un mini-réseau : un réseau de

Tableau 2.1 Types de commercialisation de l'électricité par des petits producteurs d'électricité (PPE)

		<i>Lieu de production</i>	
		<i>Raccordement à un mini-réseau isolé</i>	<i>Raccordement au réseau principal</i>
Types de clients	Vente au détail (directement aux clients finals)	Type 1	Type 3
	Vente en gros (à une société de services d'électricité)	Type 2	Type 4

distribution à basse tension qui fournit de l'électricité à partir d'un ou plusieurs petits groupes électrogènes raccordés uniquement au mini-réseau isolé. Dans le Type 1, le PPE est à la fois producteur et distributeur d'électricité. Le mini-réseau combine la production locale à la distribution locale. Dans un rapport récent de la Société financière internationale (SFI), le Type 1 est décrit comme une « mini-société de services d'électricité au niveau communautaire » (SFI 2012). Pour expliciter plus concrètement le Type 1, l'encadré 2.1 donne des exemples de PPE fonctionnant actuellement en mini-réseaux au Cambodge, au Mali et au Sri Lanka. La SFI a estimé qu'à l'échelle mondiale, 29 millions de ménages ruraux pourraient être desservis sur une base commerciale par des mini-réseaux isolés¹⁰.

Principales définitions

Un mini-réseau isolé est un réseau autonome de distribution à basse tension qui transporte de l'électricité fournie par un ou plusieurs petits groupes électrogènes raccordés uniquement au mini-réseau isolé.

Type 4 : Un PPE raccordé au réseau qui vend en gros à une société de services d'électricité

À l'autre extrême, le Type 4 correspond à un PPE raccordé à un réseau national ou régional. Il n'a qu'un seul client, généralement la société nationale de services d'électricité. Le PPE vend en gros à la société nationale de services d'électricité dans le cadre d'un accord généralement désigné comme le TRG (tarif de rachat garanti : en anglais, FIT, feed-in tariff). Le PPE n'a aucun client de détail, ne possède pas et n'exploite pas de système de distribution. Par conséquent, il se définit comme un « PPE stricto sensu ». Sa contribution à l'électrification est indirecte : il fournit un approvisionnement additionnel d'énergie en bloc à une société nationale ou régionale de services d'électricité. Il y a aujourd'hui plus de 100 PPE de Type 4 au Sri Lanka dont la plupart sont des producteurs exploitant des mini-centrales hydroélectriques. En Thaïlande, il y a plus de 330 TPPE opérationnels pour une capacité installée totale de 1 470 MW. Contrairement au Sri Lanka, la plupart des TPPE thaïlandais (environ 80 % de la capacité de production installée des TPPE) produisent de l'électricité en utilisant des résidus de la biomasse et du biogaz.

Encadré 2.1 Exemples de mini-réseaux isolés (Type 1) dans trois pays

Cambodge

Au Cambodge, le recours aux mini-réseaux isolés est très fréquent car la société nationale de services d'électricité n'a développé que lentement le réseau national dans les zones rurales. À décembre 2012, 312 licences avaient été octroyées à des entrepreneurs privés, dont 288 sont actifs dans le secteur de la distribution d'électricité par le biais de mini-réseaux privés. Initialement, toutes ces entreprises d'électrification rurale (EER) fonctionnaient comme des mini-réseaux isolés. Au cours des dernières années, 89 des mini-réseaux se sont raccordés au réseau principal de la société nationale de services d'électricité. Ils ont vendu leurs groupes électrogènes diesel et sont devenus des petits distributeurs d'électricité (PDE). Au Cambodge ils sont appelés « EER de distribution ». Contrairement à de nombreux pays africains, la plupart des mini-réseaux cambodgiens, qu'ils soient isolés ou raccordés, ont été créés sans aucune subvention ou don du gouvernement ou d'agences de développement (c'est-à-dire de manière complètement spontanée). Un mini-réseau isolé typique du Cambodge a environ 440 clients, une capacité de production installée de 0,15 MW et un réseau de distribution d'environ 4,4 km. Aujourd'hui, les réseaux isolés et raccordés du Cambodge desservent environ 120 000 clients et fournissent environ 42 % de l'électricité rurale au Cambodge. Dans la mesure où presque tous les opérateurs de mini-réseaux isolés utilisent des groupes électrogènes alimentés au diesel, leurs tarifs sont élevés. À une période récente, les tarifs s'élevaient de 0,40 à 1,25 dollar par kWh. Sous réserve de l'approbation du régulateur, la plupart des EER ont reçu initialement des licences de deux ans octroyées par le régulateur national du secteur de l'électricité. Ils peuvent toutefois obtenir des prolongations à condition de pouvoir prouver qu'ils font des investissements supplémentaires.

Mali

En Afrique, et par rapport aux autres pays, c'est probablement le Mali qui a le mieux réussi dans la promotion des mini-réseaux isolés, avec plus de 150 mini-réseaux opérationnels. Sur les quelques 60 opérateurs privés du Mali, la plupart exploitent actuellement de petites unités de production alimentées au diesel avec des coûts de production élevés. La plupart de ces petits producteurs d'électricité (PPE) ont bénéficié d'une subvention initiale de leurs coûts d'investissement financée par l'AMADER (Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale, l'agence d'électrification rurale (AER) du Mali) pour le branchement de nouveaux clients. Ces subventions d'investissement se sont élevées en moyenne à environ 750 dollars par nouveau branchement. Après la mise en service du branchement, le gouvernement n'offre pas de subventions d'exploitation à l'opérateur du mini-réseau ni de subventions à la consommation à ses clients. Pour assurer la viabilité commerciale en l'absence de subventions supplémentaires, les opérateurs de ces mini-réseaux isolés (appelés PCASERS ou Projets de candidatures spontanées d'électrification rurale) facturent

Suite de l'encadré à la page suivante

Encadré 2.1 Exemples de mini-réseaux isolés (Type 1) dans trois pays (suite)

actuellement environ 0,50 cents à leurs clients résidentiels, ce qui est deux à trois fois plus que le prix facturé par la société nationale de services d'électricité aux clients pauvres du réseau principal bénéficiant du « tarif social ». Ceci crée inévitablement une « jalousie de tarif », surtout quand un village desservi par un mini-réseau est à proximité d'un autre village desservi par la société nationale de services d'électricité. Par conséquent, il n'est pas surprenant qu'en 2011 le gouvernement malien ait ordonné à la société nationale de services d'électricité de raccorder sept mini-réseaux isolés situés à proximité du réseau national afin d'éliminer la grande disparité tarifaire entre les clients servis par le mini-réseau et les clients de la société nationale. Ces sept mini-réseaux étaient à l'intérieur ou très proches de la zone de concession de la société nationale de services d'électricité.

Sri Lanka

De 1997 à 2011, 268 projets hydroélectriques de village (village hydro projects [VHP]) ont été créés au Sri Lanka. Ce sont des installations hydroélectriques très petites ou micro, avec une capacité installée moyenne typique de 3 à 50 kW, desservant généralement environ 20 à 80 ménages. Les installations sont détenues et exploitées par des sociétés communautaires de consommateurs, appelées Village Electricity Consumer Societies (VECS). Contrairement aux opérateurs privés du Cambodge et du Mali, le propriétaire et exploitant d'une VECS est une société communautaire plutôt qu'un entrepreneur privé.

Mais ceci ne signifie toutefois pas que le secteur privé ait été totalement absent du programme. Bien au contraire. Plutôt que de simplement compter sur les villages pour créer un VHP de leur propre initiative, le gouvernement a sollicité des développeurs en vue de promouvoir les VHP et de conseiller les sociétés communautaires. Près de 20 bureaux d'études privés et des organisations non gouvernementales (ONG) ont reçu des paiements de l'ordre de 8 000 dollars pour chaque VHP développé avec succès. Ils ont été payés en trois tranches : 40 % lors de la signature d'un contrat avec la VECS, 30 % après avoir vérifié que les installations de production et de distribution étaient en place, et 30 % après six mois de fonctionnement.

Au cours des dernières années, le réseau de la société nationale de services d'électricité, Ceylon Electricity Board (CEB), a atteint environ 70 de ces villages auparavant isolés. Dans la plupart des cas, les ménages les plus proches de ces nouvelles installations de distribution ont quitté la VECS et sont devenus des clients de la CEB. L'électricité fournie par la CEB est plus intéressante, car l'offre est généralement de meilleure qualité (c'est-à-dire, un approvisionnement plus fiable pendant plus d'heures par jour). Et pour de nombreux membres des VECS, l'électricité de la CEB est aussi moins chère : une fois raccordés au réseau de la CEB, ces ménages peuvent acheter au « tarif de première nécessité » national subventionné de 2,5 à 3 cents par kWh (contre 25 cents généralement comme membres de la VECS). Par conséquent, compte tenu des prix plus bas de la CEB et des heures de service plus nombreuses, il n'a pas été surprenant de voir de nombreuses VECS faire faillite « à la suite de l'arrivée du grand réseau ».

Sources : Cambodge : Electricity Authority of Cambodia 2008, 2009, 2010, 2011 ; Rekhani 2011, 2012 ; Chanthan et Augareils 2013 ; Keosela 2013. Mali : Adama et Agalassou 2008 ; Agalassou 2011. Sri Lanka : Cabraal 2011 et informations des auteurs.

Type 2 : Un PPE non raccordé au réseau qui vend en gros à une société de services d'électricité

À première vue, le Type 2 peut paraître étrange : si un PPE exploite un mini-réseau isolé qui n'est pas raccordé à un réseau national ou régional, comment peut-il vendre de l'électricité en gros à une société nationale ou régionale de services d'électricité ? Mais cette situation existe dans de nombreux pays africains. Progressivement, de nombreuses sociétés nationales de services d'électricité en Afrique ont été contraintes par la pression politique de construire des mini-réseaux isolés afin de raccorder des communautés qui ne pourraient avoir accès au réseau principal de la société nationale de services d'électricité avant de nombreuses années. En réponse à cette pression, la société nationale de services d'électricité a construit un mini-réseau isolé desservi par un groupe électrogène diesel, car c'est la solution qui requiert la plus faible mise de fonds initiale. Une fois le mini-réseau opérationnel, la société nationale de services d'électricité a été souvent contrainte de vendre l'électricité aux clients de ces réseaux isolés au tarif de détail national, même si ses coûts de production allaient être beaucoup plus élevés que ce tarif. Comme l'énergie renouvelable est devenue plus économique, on voit maintenant fréquemment des PPE se rapprocher de la société nationale de services d'électricité exploitant un mini-réseau coûteux hérité du passé pour lui proposer de remplacer tout ou partie de ce système de production au diesel par de l'électricité moins coûteuse issue des énergies renouvelables. C'est surtout le cas si le régulateur établit un TRG à un niveau proche ou égal au coût évité relativement élevé du système isolé pour la société nationale de services d'électricité. En fait, il en va déjà ainsi en Tanzanie, où le tarif de rachat garanti des ventes en gros des PPE aux mini-réseaux de la société nationale de services d'électricité s'élève à plus du double du prix que le PPE recevrait pour des ventes en gros à la société nationale de services d'électricité sur le réseau principal.

Les types mixtes

Il serait erroné de supposer que les PPE se rangent toujours clairement dans une seule catégorie. En fait, il est fréquent de voir des combinaisons des quatre types. Par exemple, le développeur du projet hydroélectrique d'Andoya en Tanzanie propose de combiner les Types 1 et 2. Le projet se raccordera à un mini-réseau isolé existant, exploité par la Tanzania Electric Supply Company (TANESCO), et vendra en gros de l'électricité à TANESCO pour que la société nationale de services d'électricité puisse réduire la quantité d'électricité produite actuellement par son groupe électrogène diesel isolé (Type 2). Il permettra aussi de vendre au détail à environ 880 nouveaux clients (dont 760 ménages) (Type 1) qui n'ont pas actuellement accès à l'électricité du réseau. Un autre entrepreneur tanzanien, la Mapembasi Hydro-Power Company, propose de créer une combinaison des types 3 et 4. Il souhaite vendre de l'électricité en gros à TANESCO par le biais d'un nouveau raccordement de 10 km au réseau principal existant de TANESCO (Type 4) et aussi vendre au détail à environ 2 000 ménages dans cinq villages non électrifiés (Type 3).

Dans les deux cas, la vente à la société nationale de services d'électricité, sur le réseau principal ou sur un mini-réseau isolé existant, se justifie par l'objectif d'obtenir une réserve de recettes significative pouvant assurer la viabilité financière de la vente d'électricité à des ménages pauvres, consommant peu d'énergie, à des tarifs subventionnés. En tant qu'acheteur, la société nationale de services d'électricité sera l'« acheteur principal » (anchor customer), offrant un débouché pour l'électricité 24h/24, y compris au milieu de la nuit quand l'utilisation locale revient à des niveaux faibles. Dans ce cas, les revenus de la société nationale de services d'électricité pourraient contribuer à assurer la viabilité commerciale quand les charges locales des ménages et des entreprises commerciales vont augmenter au fil du temps. Mais ceci ne se vérifiera que si la société nationale de services d'électricité paye en temps voulu l'électricité qu'elle achète.

Par exemple, dans le cas d'un PPE qui vendra à TANESCO sur un mini-réseau alimenté au diesel existant, il est estimé qu'au cours des premières années de fonctionnement, 87 % des recettes totales du projet proviendront des ventes à TANESCO, avec seulement 14 % résultant des ventes au détail (clients commerciaux, 11 % et ménages, 3 %). C'est aussi vrai pour un autre projet de PPE qui propose de vendre à TANESCO sur le réseau national. Le promoteur du projet prévoit qu'au cours des premières années, environ 95 % des recettes totales proviendront des ventes à la société nationale de services d'électricité et seulement 5 % des ventes aux clients de détail. Pour les deux projets, si les ventes devaient se limiter aux ménages ruraux et aux petites entreprises dans un ou plusieurs villages isolés, la viabilité financière serait beaucoup plus difficile à atteindre. (La viabilité financière des différents types de PPE, stricto sensu et mixtes, est examinée plus loin dans ce chapitre.) Les ventes aux clients locaux et commerciaux devraient atténuer le risque de non-paiement de la société nationale de services d'électricité. Si la société nationale de services d'électricité ne parvient pas à payer, du moins le promoteur du projet percevra-t-il des revenus de ses clients locaux, dont le risque de non-paiement peut être atténué par l'utilisation de compteurs à prépaiement.

Il n'est pas indispensable que l'« acheteur principal » soit la société nationale de services d'électricité. En fait, si la société nationale de services d'électricité est commercialement insolvable et ne paie pas ce qu'elle achète (ou paie avec un retard important), sa valeur en tant qu'acheteur principal sera minime, voire inexistante. Dans cette situation, il est préférable pour le PPE d'essayer de trouver une autre entreprise porteuse d'une demande électrique significative et plus susceptible de payer ce qu'elle achète. Par exemple, le propriétaire ou l'exploitant des antennes-relais de téléphonie mobile (towers) dans les régions rurales pourrait servir d'acheteur principal. Sa valeur en tant qu'acheteur principal dépend de l'ampleur de la demande de charge de base qu'il peut offrir au PPE fournisseur. (L'encadré 2.2 décrit une initiative récente d'une société indienne visant à utiliser des antennes-relais de téléphonie mobile comme acheteurs principaux dans l'Inde rurale¹¹.) À l'échelle mondiale, sur les quelque trois millions d'antennes-relais de téléphonie mobile en fonctionnement, environ 640 000 sont situées dans des zones rurales hors réseau (GSMA 2013). La couverture de la

Encadré 2.2 Des antennes-relais de téléphonie mobile comme acheteurs principaux : Un projet récent en Inde

On estime qu'environ 150 000 des 400 000 antennes-relais de téléphonie mobile de l'Inde sont situées dans des zones hors-réseau ou avec un approvisionnement du réseau en électricité peu fiable. Ces antennes-relais hors-réseau ou raccordées à un réseau, mais mal desservies, sont obligées de se procurer tout ou partie de leur électricité à l'aide de petits groupes électrogènes diesel appartenant et exploités par une compagnie de téléphonie mobile ou une société d'antennes-relais de téléphonie mobile qui loue l'emplacement et offre un approvisionnement fiable en électricité à un ou plusieurs opérateurs de réseau mobile. Le fonctionnement de ces unités est un casse-tête pour la plupart des opérateurs car la production d'électricité dans des milliers de lieux différents n'est pas leur cœur de métier. En outre, le coût de l'auto-approvisionnement en électricité produite par un groupe électrogène diesel est élevé. En Inde, on estime qu'environ 40 % des dépenses de fonctionnement d'une antenne-relais de téléphonie mobile typique sont attribuables aux coûts du carburant et de l'électricité. Le chiffre correspondant pour l'Europe est d'environ 12 %.

Un modèle de gestion d'entreprise différent a été développé par la société Omnigridd Micropower Company (OMC)^a. OMC, fondée par plusieurs anciens hauts dirigeants du secteur des télécommunications de l'Inde, construit de petites installations de microélectricité de 18 kW dans les zones rurales qui utilisent les antennes-relais de téléphonie mobile comme acheteurs principaux. OMC emploie environ 12 à 15 employés sur chaque site (dont environ une dizaine de résidents locaux). Fin 2012, il y avait dix installations de microélectricité installées et en service dans l'État indien de l'Uttar Pradesh. Selon le modèle économique d'OMC, la société vend de l'électricité au propriétaire ou opérateur de l'antenne-relais dans le cadre d'un contrat déréglementé d'énergie à long terme (autrement dit, un contrat qui ne nécessite pas un examen ou une approbation du régulateur gouvernemental du secteur de l'électricité). OMC utilise un système hybride de production de l'électricité combinant énergie solaire, éolienne et biogaz avec un groupe électrogène diesel de secours (qui est souvent celui qui a été racheté au propriétaire de l'antenne-relais) et des batteries pour assurer un degré élevé de fiabilité. Le projet d'OMC consiste à choisir l'emplacement de chaque installation de microélectricité de façon à pouvoir vendre l'électricité produite par chacune des unités de production à trois/cinq antennes-relais de téléphonie cellulaire. OMC estime que ses équipes sont capables de passer du stade de « l'enquête sur le site » au stade de « la mise à disposition de l'électricité » dans un délai d'environ 30 jours parce qu'elle mise sur l'utilisation d'une conception normalisée et modulaire.

En août 2012, OMC a signé un contrat d'une durée de 10 ans avec Bharti Infratel, l'un des plus gros fournisseurs de services de télécommunications du pays, en vue d'assurer l'alimentation électrique de ses antennes-relais de téléphonie mobile dans tout le pays. Bharti Infratel exploite actuellement 33 000 antennes-relais et 9 000 d'entre elles ne sont pas raccordées au réseau ou sont raccordées à un réseau qui fournit un approvisionnement en électricité peu fiable. C'est dans ce contexte qu'il est possible d'envisager que ces 9 000 antennes-relais de Bharti Infratel puissent servir d'acheteurs principaux pour OMC dans de nombreuses régions

Suite de l'encadré à la page suivante

Encadré 2.2 Des antennes-relais de téléphonie mobile comme acheteurs principaux (suite)

rurales en Inde. Dans un cadre de contrat garanti à long terme, ceci donnera à OMC une source assurée de revenus, essentielle pour obtenir un statut de « bancabilité » (c'est-à-dire ouvrant l'accès à des emprunts commerciaux auprès d'une banque).

Bharti Infratel sera sur chaque site le principal client d'OMC sans pour autant être le seul client. OMC prévoit également de vendre des services d'électricité à des villageois résidant près d'une antenne-relais, à l'aide d'un système prépayé de « boîtiers d'accus portables ». À la fin de 2012, OMC desservait environ 150 000 ménages ruraux et petites entreprises dans l'Uttar Pradesh, outre des antennes-relais de téléphonie mobile servant d'acheteurs principaux. L'originalité du modèle d'entreprise d'OMC tient à ce qu'OMC ne construit pas (du moins initialement) un système de distribution traditionnel d'électricité avec des lignes basse tension et des transformateurs pour alimenter les ménages et les entreprises rurales. Ceci lui permet de réduire considérablement ses investissements initiaux. Au lieu de vendre de l'électricité par le biais du traditionnel système de raccordement au réseau de distribution d'un mini-réseau (Type 1), OMC fournit de l'électricité à ses clients « accessoires » (autres que les acheteurs principaux) via des lanternes et des boîtiers de batteries (accus) portables rechargeables (parfois nommés kits d'alimentation portables) appartenant à OMC et loués à ses clients sur une base quotidienne, hebdomadaire ou mensuelle. Des employés locaux d'OMC livrent une à deux fois par jour des boîtiers d'accus rechargés aux clients. Après avoir livré les accus chargés, les boîtiers d'accus et les lanternes utilisés sont enlevés et rechargés sur le site du micro groupe électrogène situé à proximité des antenne-relais. Si le réseau routier est adéquat, OMC estime pouvoir desservir les ménages dans des villages situés dans un rayon de 15 à 20 kilomètres de sa station de production.

Dans ses premières implantations, une lampe à diode électroluminescente (LED) se loue pour environ 2 dollars par mois, ce qui représente une économie d'environ 50 % par rapport à ce que le client dépensait précédemment pour un éclairage à lampe au kérosène. Si le client peut se permettre de payer davantage, il ou elle peut louer un boîtier, deux lanternes et un ventilateur pour 7 dollars par mois. OMC étudie actuellement la possibilité de fournir à ses clients de plus grands boîtiers d'accus capables d'alimenter des pompes d'irrigation. Les clients d'OMC sont pas tenus de verser des paiements fixes obligatoires ou une caution. Ils n'ont pas non plus à payer des frais de raccordement comme doivent le faire les nouveaux clients des mini-réseaux ou des réseaux principaux traditionnels (voir le chapitre 5). Au lieu de cela, ils louent les lanternes et les boîtiers. Lors des premières mises en place d'OMC, plus de 30 % des foyers clients potentiels ont souscrit à l'offre dans les 45 jours suivant la mise en service initiale. C'est largement supérieur au taux de souscription des ménages dans le cas des projets de mini-réseau ou d'extension de mini-réseau. Il est probable que l'écart dans les taux de souscription tient au fait que les clients résidentiels d'OMC n'ont pas de charges de raccordement à payer ni de dépôt de garantie à verser.

Sources : Site internet de la société Omnigrid Micropower Company (<http://www.omcpower.com>) ; Raj 2012.

a. Deux modifications des politiques et réglementations publiques ont donné un nouvel élan au modèle promu par OMC. La première est une nouvelle réglementation émise par l'autorité de régulation des télécommunications indienne exigeant que 50 % des antennes-relais de télécommunication rurales soient alimentées par des énergies renouvelables ou hybrides d'ici à 2015. La seconde est un arrêté du Gouvernement central de l'Inde supprimant en 2014 le droit des opérateurs des antennes-relais de télécommunication de s'approvisionner en diesel subventionné

téléphonie mobile dans les zones rurales de l'Afrique est nettement plus importante que celle du réseau de distribution d'électricité.

En Afrique de l'Est, il a également été proposé d'utiliser les plantations de thé et les mines comme acheteurs principaux potentiels. Toutefois, des différences importantes existent en cas de recours aux antennes-relais de téléphonie mobile, aux mines ou aux plantations de thé comme acheteurs principaux. Les antennes-relais de téléphonie mobile n'ont sans doute jamais été des clients de la société nationale de services d'électricité, car celle-ci ne peut pas garantir le haut niveau de fiabilité du service que les opérateurs exigent pour leurs antennes-relais. Cela signifie qu'une antenne-relais de téléphonie mobile n'est pas une « charge perdue » pour la société nationale de services d'électricité, car cette charge n'a jamais été servie. Ceci peut ne pas être le cas pour les mines et les plantations. Si elles sont actuellement des clients rentables de la société nationale de services d'électricité et qu'elles représentent une source de subventions croisées pour les clients résidentiels bénéficiant du « tarif de première nécessité », la société nationale de services d'électricité refusera fermement de les perdre au profit d'un nouvel opérateur de mini-réseau.

Achats et ventes

Les types de PPE dans le tableau 2.1 sont organisés par type de ventes, mais les PPE peuvent aussi avoir besoin de procéder à des achats. Par exemple, un PPE est raccordé au réseau principal et vend à la fois au détail (Type 3) et en gros (Type 4), il devra acheter de l'électricité à la société nationale de services d'électricité ou à un autre fournisseur dans plusieurs situations :

- Pour son alimentation de secours, dans le cas où la capacité de production propre du PPE est insuffisante pour répondre à ses propres besoins ;
- Pour son propre approvisionnement ou pour celui de ses clients de détail quand son groupe électrogène est hors service pour maintenance, planifiée ou imprévue ;
- Pour relancer la production du PPE si son système de production a dû être stoppé en raison d'un problème sur le réseau principal ou dans sa propre installation ;
- Quand les achats d'électricité au réseau national coûtent moins cher que la production d'électricité par son propre générateur.

Dans tous ces cas, le rôle principal (mais non exclusif) du régulateur est de décider comment seront fixés les prix, tant pour les ventes que pour les achats.

Remarque clé

Les PPE peuvent être classés en fonction de quatre types de commercialisation décrits au tableau 2.1 — selon leurs clients et leur raccordement, ou non raccordement, au réseau national, mais un PPE peut aussi être une combinaison de ces types.

Mini-réseaux et PPE : Une précision

Par convention, nous avons adopté le terme mini-réseau isolé pour nous référer à la combinaison d'une unité de production et d'un système de distribution qui fonctionnent indépendamment des réseaux nationaux ou régionaux (Type 1). (Voir l'encadré 2.3 pour une analyse des différences observées entre les mini et les micro-réseaux.) Si nous avons choisi de n'utiliser qu'un seul terme pour désigner les deux composantes (production et distribution), c'est que la plupart des opérateurs de systèmes de distribution isolés assurent généralement deux fonctions : ils produisent de l'électricité et ensuite, distribuent l'électricité produite¹². Il s'agit également de PPE (ou de TPPE) car ce sont des petites entreprises productrices d'électricité. C'est pourquoi nous utiliserons indifféremment les termes « PPE » ou « mini-réseau » quand il s'agit d'un mini-réseau isolé qui produit et vend de l'électricité. Quand nous nous référerons au système de production ou au système de distribution d'un mini-réseau pris isolément, nous le préciserons. Dans les cas où nous nous référerons à un producteur vendant de l'électricité au réseau national, nous utiliserons exclusivement le terme « PPE », et non pas « mini-réseau ».

Nous utiliserons également le terme mini-réseau raccordé quand il s'agit d'un système de distribution qui est raccordé au réseau principal et qui peut être alimenté par lui en électricité. Il s'agit dans ce cas d'un accord commercial aux termes duquel un propriétaire et opérateur distinct procède à des activités commerciales (relevés des compteurs, facturation et recouvrement) et techniques (réparations, entretien et remplacement des installations de distribution) qui autrement seraient échues au gestionnaire du réseau principal. C'est en effet un modèle économique hybride : deux entités — habituellement la société nationale de services d'électricité et l'opérateur de mini-réseau raccordé — sont conjointement engagées dans la production et l'offre d'électricité à des clients finals. Ce modèle est examiné plus en détail dans la présentation des petits distributeurs d'électricité (voir la section suivante).

Il est à noter qu'au sens technique, quand un mini-réseau est raccordé au réseau principal, il ne fonctionne plus comme un système séparé, électriquement isolé, même s'il conserve son propre dispositif de production. Quand l'interconnexion est réalisée, les installations de distribution du mini-réseau précédemment isolé deviennent simplement une petite composante du réseau national. Du point de vue électrique, le réseau national et le mini-réseau raccordé ne forment qu'une seule et même entité, avec des flux électriques en phase et de même fréquence dans les deux circuits de câbles.

Principales définitions

Sauf indication contraire, lorsqu'il est question de mini-réseaux isolés nous employons indifféremment les termes PPE et mini-réseau parce que, dans ce contexte, les PPE produisent et distribuent de l'électricité. Un mini-réseau raccordé se réfère à un accord commercial dans lequel un mini-réseau (qu'il possède ou non sa propre source de production) est physiquement raccordé à un réseau national ou régional et vend de l'électricité directement à des clients de détail.

Encadré 2.3 Mini-réseaux et micro-réseaux

Le terme « mini-réseau » est la plupart du temps utilisé pour désigner des réseaux isolés (d'une puissance de sortie allant généralement de quelques dizaines de kilowatts (kW) à plusieurs dizaines de mégawatts (MW) et desservant plusieurs centaines de clients) dans les zones rurales des pays en développement (Type 1 dans le tableau 2.1). Le service proposé est généralement du courant alternatif (CA) et les clients peuvent utiliser de nombreux, voire tous les appareils qu'un client raccordé au réseau principal utilise. Le tableau 2.3 qui décrit le cadre multi-niveau de mesure de l'accès des ménages à l'électricité, indique que les mini-réseaux offrent généralement des services allant jusqu'aux niveaux 3 ou 4.

Le terme « micro-réseau » peut particulièrement prêter à confusion, car il a des significations très différentes selon les contextes. Il s'agit parfois d'un simple synonyme du terme mini-réseau. Dans d'autres cas, notamment dans les pays en développement, un micro-réseau désigne des systèmes à très petite échelle, fournissant une puissance de quelques centaines de watts à quelques kilowatts, et desservant généralement moins de 150 clients résidentiels. Les micro-réseaux, tels que désignés dans ce contexte, offrent généralement des services de niveau 1 et de niveau 2 (voir le tableau 2.3) fournissant des services d'électricité d'éclairage, télévision, ventilateurs et recharge des téléphones portables.

Si dans l'ensemble des mini-réseaux et micro-réseaux le courant alternatif est la norme, certains micro-réseaux combinant des panneaux photovoltaïques à des batteries de stockage (généralement désignés comme des micro-réseaux solaires) distribuent du courant continu (CC) aux clients. Le courant continu a un avantage, car les panneaux et les batteries solaires produisent et stockent intrinsèquement du courant continu. Les systèmes en courant continu seront donc plus avantageux, réduisant les coûts des éléments du système et offrant une meilleure efficacité. Le courant continu peut être distribué avec des pôles plus petits et un câblage plus fin et moins coûteux. C'est pourquoi les micro-réseaux en courant continu sont parfois désignés comme des « réseaux maigres ». Mais les inconvénients sont que la plupart des appareils utilisent du courant alternatif et que le courant continu en basse tension subit des pertes en ligne importantes. Du courant continu en haute tension a été proposé pour les micro-réseaux, mais cette technologie présente des risques d'incendie et de sécurité liés à la formation d'un arc électrique dans les commutateurs qui peut empêcher les commutateurs de fonctionner correctement.

Les micro-réseaux sont généralement construits à l'aide de câbles et pôles plus petits que ce qui est requis par les normes nationales des réseaux en courant alternatif plus importants. C'est pourquoi les systèmes de distribution des micro-réseaux ne se prêtent pas à une conversion ultérieure en petits distributeurs d'électricité (PDE) (examinée ailleurs dans le présent chapitre) raccordés à un réseau en courant alternatif plus important et pouvant distribuer l'électricité qui en provient. Si les micro-réseaux sont éligibles à des subventions d'investissement d'une agence d'électrification rurale, il semble toutefois raisonnable de prévoir pour eux un montant de subvention inférieur pour deux raisons. Les coûts d'investissement d'un micro-réseau seront sans doute inférieurs à ceux d'un mini-réseau, et le micro-réseau ne pourra probablement pas offrir autant de services d'électricité qu'un mini-réseau en courant alternatif. (Voir l'analyse des niveaux des services d'électricité plus loin dans ce chapitre.)

Suite de l'encadré à la page suivante

Encadré 2.3 Mini-réseaux et micro-réseaux (suite)

Dans des contextes industrialisés, que ce soit dans les pays développés ou en développement, le terme micro-réseau peut avoir des sens très différents. Il est souvent utilisé pour se référer à la production distribuée dans des zones déjà raccordées à un réseau électrique. L'objectif est d'accroître l'utilisation des sources d'énergie renouvelable sur place ou d'améliorer la fiabilité et la qualité de l'énergie électrique locale. Dans cette définition, un micro-réseau est un ensemble localisé de production et charges d'électricité (typiquement quelques dizaines de MW ou moins), généralement raccordé au réseau principal, mais pouvant être déconnecté pour fonctionner en autonomie en vue d'obtenir des niveaux de fiabilité extrêmement élevés (99,999 % ou plus) par rapport à ce qu'offre le réseau (99,9 %). Ce fonctionnement autonome est parfois appelé « îlotage intentionnel ».

Quels sont les types de PPE susceptibles d'atteindre la viabilité commerciale ? Premières constatations en Tanzanie

Certains types de PPE seront plus susceptibles que d'autres d'atteindre une viabilité financière¹³. Dans cette section, nous décrivons des projets PPE existants et en projet en Tanzanie pour définir plus concrètement ce qui peut être escompté. Les pays africains dans des situations comparables peuvent tirer des enseignements des premières expériences de PPE de la Tanzanie. Il s'agit en particulier des pays où une grande société nationale publique de services d'électricité n'arrive pas à couvrir ses coûts d'exploitation et où le revenu moyen par habitant est faible (inférieur à deux dollars par jour). Dans la présentation qui suit, les types de PPE de la Tanzanie sont analysés selon le classement du tableau 2.1 et classés de « faciles à créer » à « difficiles à créer ».

Projet de type Type 4 : Un établissement agro-industriel PPE produisant des résidus de biomasse tirés de son processus de production, a besoin de vapeur d'eau ou de chaleur industrielle dans son processus de production et peut s'auto-provisionner en électricité. L'établissement est raccordé au réseau principal et peut vendre en gros à la société nationale de services d'électricité moyennant un investissement supplémentaire relativement faible.

L'entreprise sucrière TPC, proche du Kilimandjaro, est un bon exemple de ce cas. Elle a installé une centrale de cogénération avec une capacité de production de 17,5 MW en 2004-2005. La centrale de cogénération est alimentée par la bagasse (canne à sucre râpée et écrasée) dérivée de la production de sucre. Elle fournit de l'électricité et de la vapeur à l'usine (qui convertit la canne à sucre en sucre), fournit l'énergie des pompes d'irrigation couvrant les 8 000 hectares de champs de canne à sucre et alimente aussi en électricité les foyers des employés de TPC. TPC a décidé de construire sur place sa propre centrale de production, ayant jugé que l'approvisionnement en électricité de TANESCO n'était pas assez fiable, et que la bagasse représentait une source de combustible immédiatement disponible à un coût pratiquement nul. Avant l'installation de la centrale de cogénération, TPC avait subi des coupures d'électricité fréquentes ainsi que des

variations dommageables de tension et de fréquence de l'électricité fournie par TANESCO. Au moment de décider quelle devrait être la taille du générateur à construire sur place, TPC aurait pu choisir de construire un générateur couvrant ses seuls besoins propres. Mais TPC a décidé de prendre le risque de construire un générateur plus puissant que ce qui était nécessaire pour sa propre consommation (17,5 MW plutôt que 8 MW ou moins) pensant qu'il serait possible de vendre ses surplus d'électricité à la société nationale de services d'électricité.

TPC n'a pas tardé à découvrir que l'installation physique du générateur serait relativement simple, mais que l'obtention d'un contrat de la part de TANESCO pour lui vendre ses excédents d'électricité serait beaucoup plus difficile. TPC et TANESCO ont négocié le prix à payer par TANESCO sans succès pendant plusieurs années. Cette impasse a été finalement dénouée en 2010 avec la publication de directives par EWURA établissant une formule de tarification obligatoire pour l'électricité vendue par un PPE interconnecté au réseau principal tel que TPC à TANESCO. Dès que ces directives ont été publiées, TPC a été rapidement en mesure de signer un accord d'achat d'énergie normalisé (AAEN) dont le modèle avait également été établi par EWURA. Il était relativement facile pour TPC d'acquiescer le statut de PPE parce que sa centrale de production d'électricité était déjà en place et l'investissement supplémentaire pour se raccorder à TANESCO et fonctionner de manière synchrone avec le réseau principal de TANESCO était relativement faible (il fallait une ligne de 10 km de raccordement à un poste de TANESCO et un investissement dans les relais de protection d'interconnexion et du matériel de contrôle supplémentaire) (TPC 2012).

Un PPE tel que TPC offre quatre avantages importants qui ne sont pas généralement disponibles dans d'autres PPE de Type 4¹⁴. Premièrement, il a besoin en interne d'une grande quantité d'électricité. Deuxièmement, il a besoin de chaleur industrielle et de vapeur dans ses processus de production, ce qui, en retour, exige d'investir dans une chaudière pouvant également être utilisée pour produire de l'électricité. En troisième lieu, il a sur place une source disponible de biocombustible (la bagasse résiduelle liée à la production de sucre de canne à sucre) pouvant alimenter la chaudière. Quatrièmement, il s'agit d'une entité commerciale en fonctionnement, avec un bilan solide et la capacité de financer l'investissement sur ses fonds propres ou d'obtenir des prêts des banques locales ou étrangères qui connaissent déjà ses opérations et qui lui ont fait des prêts dans le passé. Ainsi, contrairement à d'autres développeurs potentiels de PPE, TPC n'a pas besoin de s'appuyer sur un financement de projet, que les prêteurs auraient considéré comme plus risqué car ils n'auraient pas accès aux autres actifs de l'emprunteur si le projet devait rencontrer ultérieurement des difficultés financières¹⁵. Compte tenu de ces avantages, il ne sera pas surprenant de constater que les entreprises agro-industrielles sont aussi le type de PPE le plus couramment développé dans d'autres pays. En septembre 2011 en Thaïlande, par exemple, sur les 1 015 MW produits par des TPPE raccordés (c'est-à-dire des générateurs de 10 MW ou moins), 626 MW provenaient de fabricants de sucre brûlant de la bagasse (EPPO 2011).

Projet de Type 2 : Un PPE vend en gros à un mini-réseau isolé existant alimenté actuellement par un groupe électrogène diesel appartenant et exploité par la société nationale de services d'électricité.

En Tanzanie, TANESCO possède et exploite 16 systèmes en mini-réseau isolé alimentés au diesel et 5 au gaz naturel (Banque mondiale et Fonds d'investissement climatique 2013). L'exploitation de ces générateurs est extrêmement coûteuse. En juin 2012, la production d'électricité de ces groupes électrogènes diesel coûtait environ 40 à 45 cents par kWh (EWURA 2012a). Outre ces coûts de production élevés, des contraintes politiques, réelles ou perçues, imposent à TANESCO de facturer l'ensemble de ses clients — qu'il s'agisse des clients résidentiels branchés sur le réseau principal ou sur l'un de ces réseaux isolés — au même tarif de détail. TANESCO vend actuellement l'électricité à 3,7 cents par kWh aux clients qui consomment moins de 50 kWh par mois et 14 cents aux clients qui consomment plus de 50 kWh. Cela signifie que TANESCO perd au moins 30 cents sur chaque kWh vendu à un client d'un de ses mini-réseaux isolés. Ces lourdes pertes financières ont fait dire à un ancien directeur général de TANESCO que la société subi une « hémorragie financière » en raison de ses ventes à un tarif national uniforme à des clients raccordés à ces mini-réseaux isolés alimentés au diesel.

Selon les directives 2012 de la Tanzanie, un PPE est autorisé à facturer un prix de 30,3 cents pour chaque kWh fourni à TANESCO sur l'un de ces mini-réseaux isolés. L'un de ces PPE est en projet, il s'agit d'une centrale biomasse sur l'île de Mafia, une île au sud de Zanzibar. Les propriétaires privés du PPE construisent une centrale biomasse initialement alimentée par le bois de vieux cocotiers sur l'île. Les propriétaires envisagent d'alimenter ultérieurement leur centrale avec d'autres feuillus à croissance rapide. Cette centrale biomasse produira de l'électricité, permettant à TANESCO de fermer au moins un de ses deux groupes électrogènes diesel sur l'île. Si TANESCO continuera toujours à perdre de l'argent sur chaque kWh vendu au tarif national uniforme de vente au détail, elle « saignera » moins parce que les coûts de ses facteurs de production passeront de plus de 40 cents par kWh à 23 cents par kWh (Mafia Island 2011 ; EWURA 2012a).

Une différence importante entre le cas de TPC décrit précédemment et celui du PPE de Mafia Island, c'est que ce dernier ne produira pas pour s'auto-provisionner. En effet, l'intégralité de la production du PPE de Mafia Island sera vendue à TANESCO. En outre, le PPE ne sera que peu ou pas incité à vendre à des clients nouveaux ou existants sur l'île dans la mesure où il est contraint de facturer au même tarif que TANESCO ? Comme TANESCO, il perdra lui aussi de l'argent sur chaque kWh vendu et, contrairement à TANESCO, il lui sera impossible de financer ces pertes en surfacturant d'autres clients. Il est de fait légal en vertu de la réglementation actuelle tanzanienne de facturer un tarif de détail plus élevé que celui de TANESCO, mais cette pratique n'est pas encore politiquement viable. Si le promoteur du projet envisage des tarifs plus élevés que ceux de TANESCO, il est probable que les clients du PPE se plaindront avec véhémence auprès des autorités politiques en faisant valoir qu'il est injuste

d'avoir à payer plus pour l'électricité que des amis et de la famille des villages de l'île à proximité encore desservis par TANESCO. Par conséquent, l'existence d'un tarif de détail de la société nationale de services d'électricité ne couvrant pas les coûts établit de facto un prix de détail plafond pour tout PPE qui envisage d'opérer à proximité des zones desservies par TANESCO. En revanche ceci crée une forte incitation pour un PPE privé à vendre en gros à TANESCO et à éviter de vendre à la clientèle de détail.

Remarque clé

Une société nationale de services d'électricité desservant des communautés rurales, et facturant un tarif de détail ne couvrant pas les coûts, établit de facto un prix de détail plafond pour tout PPE qui envisage d'opérer à proximité des zones desservies par elle. En revanche ceci crée une forte incitation pour un PPE privé à vendre en gros à la société de services d'électricité en évitant de vendre à la clientèle de détail.

Types mixtes 1 et 2 : Un PPE vend à la fois à TANESCO sur un mini-réseau isolé et à de nouveaux ou anciens clients de détail dans un ou plusieurs villages.

Le cas d'Andoya Hydroelectric Power Company Ltd (AHEPO Ltd) est un cas hybride associant une livraison en gros à un mini-réseau de TANESCO existant à des ventes au détail à des clients de détail, soit nouveaux et soit antérieurement desservis par TANESCO. Le plan d'affaires de ce promoteur tanzanien prévoit que les ventes en gros à TANESCO représenteront initialement une contribution de 87 % du total du chiffre d'affaires annuel du projet. Les ventes au détail aux 882 nouveaux ménages dans trois villages ont été estimées à seulement environ 3 % du chiffre d'affaires total du projet. Le solde de 10 % du chiffre d'affaires devrait provenir de ventes à l'industrie locale, aux institutions publiques et aux compagnies de téléphonie mobile qui exploitent des antennes-relais à proximité des villages. En outre, les scénarios du promoteur étaient fondés sur l'hypothèse qu'il ferait payer aux ménages clients de détail les mêmes tarifs qu'ils paieraient s'ils étaient des clients de TANESCO. Mais, si le régulateur l'autorise, les clients commerçants de détail (par exemple, les magasins, les moulins et les ateliers) auront à payer des tarifs plus élevés que ceux qu'ils paient actuellement à TANESCO. Ainsi, deux sources potentielles de subventions croisées sont créées pour les clients résidentiels desservis par ce projet : la vente en gros d'électricité à TANESCO et les ventes au détail aux clients commerciaux dans le village.

Ce qui ressort clairement de ce plan d'entreprise, c'est que les prévisions des ventes à TANESCO fournissent l'ancrage financier du projet. Le rôle d'acheteur principal de TANESCO présente cependant deux risques. Le premier risque, c'est que le prix que le promoteur reçoit pour ses ventes à TANESCO baisse sensiblement si ce mini-réseau isolé est un jour raccordé au réseau principal de TANESCO. Par exemple, si ce projet s'était déroulé en 2011, dans le cadre du système actuel de TRG en Tanzanie, le prix de gros que le PPE percevait serait passé

de 23 cents à une moyenne d'environ 8,06 cents. Par conséquent, une fois que le raccordement au réseau principal est fait, la viabilité financière continue du projet dépendra de la croissance du nombre des clients résidentiels et de leur niveau moyen de consommation et de la croissance des ventes aux industries et institutions locales.

Au moment du raccordement, le gestionnaire du mini-réseau sera soumis à des pressions considérables pour aligner les tarifs de tous ses clients de détail sur ceux de TANESCO pour le même type de clients. Et comme le gestionnaire du mini-réseau désormais interconnecté — contrairement à TANESCO — n'aura pas accès au vivier de clients industriels à forte consommation qui subventionnent les tarifs appliqués aux ménages, il risque de décider de mettre fin à ses activités et de les céder à TANESCO. (Voir au chapitre 10 une analyse plus approfondie de ce qui peut se produire « quand le grand réseau se raccorde au petit réseau »).

Le deuxième risque est que le PPE — qu'il vende à TANESCO sur un mini-réseau isolé existant ou sur le réseau principal — ne soit pas payé pour l'énergie qu'il a fournie, ou qu'il ne soit payé qu'après de nombreux mois de retard. Il s'agit d'un risque important pour les PPE dans de nombreux pays africains où l'acheteur principal du PPE est la société nationale de services d'électricité. Comme de nombreux services publics nationaux en Afrique sont commercialement insolubles, les PPE risquent de découvrir que leur assise financière repose sur du sable meuble plutôt que sur la terre ferme.

Type 1 : Un PPE vend uniquement aux clients de détail dans un ou plusieurs villages via un nouveau mini-réseau isolé.

Comme noté plus haut, il s'agit du cas de mini-réseau stricto sensu. Des quatre types de base de PPE, c'est le plus difficile à créer et à maintenir en activité en raison de deux obstacles financiers majeurs. La première difficulté vient de la nécessité de rassembler suffisamment de fonds pour pouvoir payer les coûts d'investissement de l'installation initiale. Les capitaux sont généralement rares dans les zones rurales. Le coût de la construction d'une mini-centrale hydro-électrique dans un projet de mini-réseau isolé en Tanzanie et d'un système de distribution et branchement desservant environ 1 800 clients résidentiels et un plus petit nombre d'entreprises privées et d'institutions publiques a été estimé à 1,6 million de dollars. Dans le passé, des ONG ou des bailleurs de fonds bilatéraux ont parfois financé les coûts d'investissement de ces installations. Mais les bailleurs de fonds n'ont pas des ressources illimitées et ces financements risquent de disparaître si leurs priorités se détournent du secteur de l'électricité pour se porter vers un autre secteur, comme la santé ou l'éducation. Et si les bailleurs ne sont pas en mesure de fournir tout ou partie du capital nécessaire sous la forme d'un don, les banques locales seront généralement réticentes à accorder des prêts à de nouvelles entreprises commerciales sans historique financier ou pauvres en fonds propres.

Même si cette première étape de financement des coûts d'investissement initiaux est franchie, le deuxième obstacle financier sera le financement des coûts d'exploitation. Les recettes peuvent ne pas couvrir ces coûts pendant plusieurs années, et à la différence des types mixtes décrits ci-dessus, l'opérateur d'un nouveau réseau isolé n'aura pas l'assise financière provenant des ventes à la société

nationale de services d'électricité. Si le déficit coûts-recettes n'est pas comblé en quelques années, le PPE risque de faire faillite.

Il y a plusieurs options pour combler le déficit :

- Une subvention de fonctionnement du gouvernement ou d'une autre source externe (Pérou et Inde)
- Un tarif plus élevé pour les ménages que le tarif de détail de la société nationale de services d'électricité si celui-ci n'est pas suffisant pour couvrir les coûts du PPE (Cambodge, Sénégal et Mali)
- Facturer les entreprises commerciales et industrielles du village à un tarif plus élevé que le tarif facturé aux ménages des villages (subvention croisée)¹⁶
- Développer d'autres sources de revenus et augmenter le nombre de ménages raccordés payant un tarif couvrant les coûts

L'autorité de régulation de l'électricité de la Tanzanie a récemment proposé les deuxième et troisième options ci-dessus dans un ensemble de règles de « deuxième génération » relatives aux PPE. Dans le projet soumis aux commentaires du public, l'autorité de régulation a fait les propositions suivantes :

- Les tarifs proposés par le PPE et les PDE pourront dépasser le tarif national uniforme de TANESCO si ceci permet au PPE ou PDE de couvrir ses coûts d'investissement et d'assurer un fonctionnement efficace [Section 41 (5)] (EWURA 2013).
- Afin de faciliter la viabilité commerciale, un PPE ou un PDE peut proposer des tarifs prenant en compte la capacité à payer des clients et s'appliquant à des catégories spécifiques de clients ou à des clients au sein d'une catégorie, sous réserve d'une approbation de l'Autorité de régulation [Section 40 (c)] (EWURA 2013, réglementation PPE — en cours d'examen par EWURA au moment de la rédaction du présent rapport).

Il reste à voir si les PPE isolés pourront profiter de cette nouvelle flexibilité des prix juridiquement approuvée.

Remarque clé

Certains systèmes de PPE sont plus faciles à mettre en œuvre que d'autres. En se basant sur les premières observations recueillies en Tanzanie, nous pouvons identifier quatre types classés en fonction de leur degré de facilité de mise en œuvre, du plus facile au plus difficile : Type 4 (un PPE interconnecté au réseau principal avec une charge interne significative qui vend le surplus d'électricité en gros à la société nationale de services d'électricité), Type 2 (un PPE en mini-réseau isolé vend de l'électricité en gros destinée à remplacer la production au diesel de la société nationale de services d'électricité), Types mixtes 1 et 2 (un PPE en réseau isolé vend à la fois à la société nationale de services d'électricité et à des clients de détail), et le Type 1 (un PPE en mini-réseau isolé ne vend qu'à des clients de détail).

Qui sont les PDE (petits distributeurs d'électricité) ?

Outre la réglementation s'appliquant aux PPE, un régulateur doit également être prêt à établir des règles et procédures s'appliquant aux PDE. Un PDE est une entité qui achète de l'électricité en gros (habituellement à la société nationale de services d'électricité) et la revend ensuite au détail à une ou plusieurs localités¹⁷. La plupart des PDE ne produisent pas par eux-mêmes de l'électricité. Un PPE à énergie renouvelable exploitant initialement un mini-réseau isolé et se convertissant en PDE lorsque son mini-réseau est raccordé au réseau national serait une exception à cette définition. Dans ce cas, l'opérateur peut continuer à exploiter son propre petit groupe électrogène en alimentation de secours fournissant un apport de tension à l'extrémité d'une longue ligne de distribution ou vendre de l'énergie en bloc au réseau national dans un cadre spécifique de TRG.

Les PDE sont plus répandus en Asie qu'en Afrique. Au cours des dernières années, plus de 200 PDE ont vu le jour au Népal¹⁸. Les PDE népalais achètent de l'électricité en gros à la Nepal Electricity Authority (NEA), la société nationale publique d'électricité, et la revendent au détail à une ou plusieurs communautés. Les PDE népalais présentent une caractéristique unique : les communautés financent 20 % du coût total de la construction des lignes de distribution, tandis que le gouvernement couvre les 80 % restants. Ceci réduit sensiblement les coûts de distribution des communautés.

Les PDE ont également été impliqués dans la grande réussite du programme d'électrification du Vietnam. En ayant largement recours aux PDE (appelés service de distribution locale d'électricité [local distribution utilities - LDU] au Vietnam), le pays est passé d'un taux d'électrification des ménages ruraux de 14 % en 1993 à 94,5 % en 2008. Sur les 8 982 communes rurales du Vietnam, environ 1 881 sont desservies par des LDU structurés en coopératives ou en entreprises privées. Un LDU en coopérative typique fournit de l'électricité à environ 1 200 -1 500 ménages (Van Tien 2011). Au Népal, comme au Vietnam, les PDE sont intervenus d'emblée comme des distributeurs, en sautant l'étape initiale de fonctionnement sous une forme de PPE.

En revanche, les PDE du Cambodge étaient au départ des PPE. Au cours des dix dernières années, les entrepreneurs privés ont créé plus de 280 mini-réseaux ruraux isolés avec de l'électricité produite généralement par un petit groupe électrogène diesel d'occasion. Comme la société nationale de services d'électricité, Électricité du Cambodge (EDC), a étendu son réseau moyenne tension dans les zones rurales desservies par ces petits entrepreneurs, des licences ont été accordées à 82 de ces opérateurs PPE afin qu'ils se convertissent en PDE. Dans ces villages, EDC souhaitait se limiter à un rôle de fournisseur en gros d'énergie en bloc plutôt que de fournisseur de détail. Dans ces cas, EDC fournit l'électricité à la « porte » du village, puis l'entreprise privée du PDE prend le relais et revend l'électricité dans le village aux clients de détail existants et nouveaux. C'est un dispositif qui est considéré comme « gagnant-gagnant-gagnant » pour toutes les parties : EDC ne subit pas les contraintes et les charges liées à la vente à des centaines ou des milliers de petits clients ruraux dans des villages

relativement isolés. L'entreprise privée peut poursuivre ses activités de fourniture d'électricité, et les ménages ruraux bénéficient d'une réduction significative du prix (par exemple, d'un maximum de 1,25 dollar par kWh pour l'électricité fournie par un PPE utilisant des groupes électrogènes diesel à environ 26 à 28 cents par kWh quand l'électricité est fournie par un PDE). La durée des services augmente également, passant de 4 à 6 heures par jour le soir à 24/24 heures dès que le village est raccordé au réseau en moyenne tension d'EDC. Par ailleurs, alors qu'EDC poursuit le développement de son réseau en moyenne tension, il est probable que de nombreux PPE isolés se reconvertiront en PDE raccordés (Rekhani 2012 ; Keosela 2013).

Les pays africains pourraient reproduire l'approche cambodgienne, ce qui conduirait un grand nombre de PDE africains à commencer par fonctionner en PPE, pour ensuite se reconvertir en PDE quand le réseau principal devient accessible. La problématique essentielle, politique et réglementaire, sera de savoir quelles seront les règles qui s'appliqueront quand le « grand réseau arrivera et sera raccordé au petit réseau ». En particulier, les PPE existants seront-ils autorisés à se reconvertir en PDE lorsque le réseau principal arrivera sur place ? ou faut-il s'attendre à ce que le gestionnaire du grand réseau (généralement la société nationale publique de services d'électricité) prenne automatiquement le contrôle de l'exploitation et des ventes d'électricité de la communauté desservie auparavant par un mini-réseau isolé ? Et si le PPE est autorisé à se reconvertir en PDE, sera-t-il tenu de vendre à ses clients au même tarif (incluant les composantes relatives au tarif de première nécessité ou tarif social) que celui que pratique la société nationale de services d'électricité à l'égard de ses clients ? Ceci soulève une question connexe : quel sera le prix que payera le PDE pour l'électricité en gros qu'il achète auprès de son fournisseur d'énergie en bloc. Devant ce choix, si le PPE choisit (ou est obligé) de céder ses installations de distribution et son activité au gestionnaire du réseau principal ou à une autre entité, existera-t-il des règles préétablies de compensation des actifs de distribution que le PPE cède au nouvel opérateur ? Ces questions sont examinées au chapitre 10. à l'époque de la rédaction du présent ouvrage, ces questions étaient en cours d'examen au Mali, au Cameroun et en Tanzanie.

Principales définitions

Un petit distributeur d'électricité (PDE) est une entité qui achète à la société nationale de services d'électricité de l'électricité au prix de gros et la revend au prix de détail à des ménages et des entreprises dans une ou plusieurs localités. Généralement, il n'exerce que des activités de distribution et ne possède aucune unité de production. Les PPE qui deviennent des PDE, mais qui conservent leur propre source de production d'électricité comme alimentation de secours pour soutenir la tension au niveau local ou pour d'éventuelles ventes en gros à une entreprise de services aux collectivités nationale ou régionale, représentent des cas particuliers. Les PDE se rencontrent fréquemment en Asie et plusieurs pays africains élaborent actuellement des cadres de politique à l'appui des PDE, notamment au Mali, au Cameroun et en Tanzanie.

L'électrification : Qu'est-ce et comment peut-on la mesurer ?

...sans définition de ce que nous espérons réaliser, il est difficile de savoir comment mesurer le progrès.

— EMILY HAVES, THE ASHEN BLOG, 2013

L'accès à l'électricité ne se résume pas à des pôles et des câbles.

— AUTEUR INCONNU

Définir l'électrification par le raccordement

Les autorités publiques et les bailleurs de fonds tendent souvent à définir l'électrification comme le raccordement à un réseau de distribution d'électricité. Il peut s'agir d'un réseau national ou régional, ou d'un mini-réseau isolé. Il est relativement facile de mesurer les progrès des raccordements au réseau. Cette définition peut être aussi bénéfique sur le plan politique. C'était vrai en Inde, où pendant longtemps la définition de l'électrification ne se référait qu'à des termes physiques : un branchement à un réseau. Le principal problème que pose cette définition tient à ce qu'elle implique qu'il y a électrification dès lors qu'un accès physique au réseau existe. Jusqu'en 2004, par exemple, les statistiques publiques de l'État indien considéraient qu'un village était électrifié à partir du moment où « l'électricité était utilisée au sein de sa zone d'activités productives à quelque fin que ce soit » (Gouvernement indien et Ministère de l'électricité n.d.). En vertu de cette définition, le nombre de ménages, d'entreprises, d'écoles ou de centres de santé effectivement raccordés au réseau d'électricité dans le village n'avait aucune importance. De fait, un village était considéré comme électrifié même si l'électricité fournie ne servait qu'à allumer une seule ampoule électrique ou à faire fonctionner une seule pompe d'irrigation. C'était une définition politiquement flatteuse car elle permettait aux autorités politiques fédérales ou étatiques de se gargariser en citant le nombre de villages « électrifiés », tout en passant sous silence le fait que peu, voire aucun, ménages du village « raccordé » n'étaient réellement desservis en électricité. Les statistiques officielles publiques d'électrification n'offraient guère de réconfort aux ménages des villages « électrifiés » qui voyaient les nouvelles lignes installées, mais ne recevaient aucune offre de raccordement de leurs foyers ou étaient incapables d'en assurer le financement.

Le gouvernement indien a instauré en 2004 une définition plus stricte de l'électrification, toujours en usage aujourd'hui. En vertu de la Loi sur l'électricité de 2003, un village est considéré comme électrifié si un minimum de 10 % de ses ménages a accès à l'électricité et si les institutions publiques telles que les écoles, les centres de santé, les bureaux des administrations locales et les centres communautaires, sont raccordées à un réseau. Il n'y a, en revanche, toujours pas de normes de qualité de l'électricité, mesurée, par exemple, par la stabilité du niveau de tension ou un minimum d'heures de services d'électricité par jour. En avril 2005, conjointement à la publication de cette définition un peu plus stricte, un programme de grande envergure a été engagé, Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY), qui aurait électrifié — selon la nouvelle

définition — plus de 100 000 villages à fin 2011¹⁹. Toutefois, même si la statistique publique est exacte, elle ne donne guère d'informations sur le taux d'électrification des ménages — le pourcentage de ménages ayant effectivement souscrit au service et recevant de l'électricité par un branchement à un réseau. La définition de 2004 est meilleure que la précédente, mais elle pêche encore par des faiblesses dans l'information sur la fiabilité, la qualité et le caractère abordable du service d'électricité fourni, outre le branchement physique.

Définir l'électrification par les besoins satisfaits

Nous pensons qu'il vaut mieux envisager la définition de l'électrification comme une offre d'électricité capable de répondre à des besoins humains. Mais, pour que cette définition soit suivie d'effet dans la pratique, il faut qu'elle précise mieux quels sont les besoins humains qui doivent être satisfaits. Un rapport récent de la Banque mondiale recense six besoins fondamentaux des ménages : (a) éclairage, (b) divertissements et communication, (c) conservation des aliments, (d) énergie mécanique et économies de main d'œuvre, (e) cuisson des aliments et eau chaude, et (f) climatisation et chauffage de l'espace (Bhatia et al. 2013). En fonction des différents niveaux d'électrification, ces différents besoins peuvent être satisfaits en tout ou en partie. Dans les écrits sur l'électrification, ses progrès ont été parfois décrits à l'aide d'une échelle allant de l'absence d'électrification à la pré-électrification et la pleine électrification. En grim pant les échelons de l'échelle, la quantité et la qualité de l'électricité augmente et un plus grand nombre de besoins humains peut être satisfait.

L'approche traditionnelle par l'échelle de l'électrification et ses faiblesses

Le tableau 2.2 présente une version simplifiée de l'échelle de l'électrification. Au niveau le plus bas (Étape 1), les batteries fournissent de l'électricité en courant continu permettant d'éclairer et d'écouter la radio. En grim pant les échelons (Étape 3), des systèmes PV domestiques ou institutionnels permettent d'assurer l'éclairage pour le travail et la lumière d'ambiance, la réfrigération, la radio et les petits téléviseurs. Les étapes 1 à 3 concernent des appareils grand public et des systèmes énergétiques domestiques. L'Étape 5 représente un saut qualitatif, car à cet échelon, c'est la première fois que les consommateurs ont accès à l'électricité en courant alternatif fournie par un réseau et utilisable pour des activités productives et rémunératrices tant au sein du ménage qu'à l'extérieur. C'est aussi la première fois que l'électricité provient d'un fournisseur externe et qu'elle n'est pas produite par le ménage lui-même. À l'échelon le plus élevé (Étape 7), les ménages, les entreprises et les institutions raccordées au réseau principal ou régional reçoivent du courant continu avec une tension suffisamment élevée (généralement 110 ou 220 volts) pour alimenter une gamme complète d'appareils : ampoules, radios, téléviseurs, réfrigérateurs et machines industrielles et commerciales, etc., potentiellement à toute heure de la journée.

Tableau 2.2 Une échelle traditionnelle de l'électrification

	<i>Étapes</i>	<i>Source d'énergie</i>	<i>Utilisations</i>
Sans électrification	Étape 0	Éclairage par une flamme de bougie ou de lampe au kérosène	Éclairage
Pré-électrification	Étape 1	Lampes torches/lampes de poche et petits appareils à piles	Éclairage, recharge de téléphone portable et radios
	Étape 2	Batteries de voiture ou moto	Éclairage, recharge de téléphone portable, radios, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, et appareils de faible puissance.
	Étape 3	Lanternes/torches alimentées par des cellules photovoltaïques et des kits solaires fournissant de l'électricité à des ampoules à incandescence, lampes fluorescentes compactes ou des lampe à diode électroluminescente (LED), et des petits appareils	Éclairage, recharge de téléphone portable, radios, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, et appareils de faible puissance.
	Étape 4	Systèmes photovoltaïques solaires à usage domestique et communautaire	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, petits réfrigérateurs et autres appareils de faible puissance
Électrification	Étape 5	Mini-réseaux isolés alimentés par de petits générateurs (à énergie fossile, renouvelable et hybride) produisant du courant alternatif pour un réseau local de distribution	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, ventilateurs, climatiseurs, réfrigérateurs, petits moteurs et pompes électriques
	Étape 6	Mini-réseaux interconnectés au réseau et utilisant des petits groupes électrogènes comme alimentation de secours par rapport à l'électricité du réseau/ou comme source d'approvisionnement du réseau principal en énergie en bloc	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, ventilateurs, climatiseurs, réfrigérateurs, moteurs et pompes électriques
	Étape 7	Alimentation par un réseau national ou régional	Éclairage, recharge de téléphone portable, petits téléviseurs noir et blanc et couleur, ventilateurs, climatiseurs, réfrigérateurs, moteurs et pompes électriques

Note : CA = courant alternatif ; LFC = lampe fluorescente compacte ; LED = diode électroluminescente ; PV = photovoltaïque.

L'utilisation de cette structure en échelons basés sur la technologie pour analyser les différents niveaux de l'électrification pose plusieurs problèmes. Tout d'abord, elle présuppose que la progression normale de l'électrification implique de grimper les échelons les uns après les autres. En fait, il est aussi possible pour un ménage de sauter une ou plusieurs étapes. Par exemple, les ménages d'un village peuvent initialement n'avoir accès qu'à des lanternes ou torches à piles ou

à énergie solaire (Étape 3). Mais si ce village est finalement raccordé au réseau national, les ménages peuvent se retrouver directement à l'Étape 7 — alimentation par un réseau national ou régional — sans être passés par les Étapes 4, 5 et 6 de l'échelle.

Deuxièmement, les échelons de l'échelle sont définis en fonction d'une technologie ou d'une source d'énergie spécifique (Colonne 3). Mais les technologies changent avec le temps et de nouvelles technologies peuvent apparaître. Ceci suggère qu'une meilleure approche consisterait à définir des niveaux d'électrification en fonction des résultats — quels besoins humains peuvent être satisfaits — plutôt que des moyens (c'est-à-dire des technologies ou sources d'énergie spécifiques) permettant d'atteindre ces résultats.

Troisièmement, l'échelle du tableau 2.2 ne fait pas la distinction entre les niveaux de qualité de l'électricité fournie par différents projets utilisant la même technologie. Au contraire, elle donne l'impression qu'une fois que la technologie est en place, tous les projets utilisant cette technologie pourront offrir le même niveau de service. Ce qui n'est pas le cas. Examinons par exemple l'Étape 5 — le cas d'un mini-réseau isolé. Il s'agit d'un terme descriptif général qui ne tient pas compte du fait qu'il peut y avoir des variations considérables dans la qualité et la quantité des services d'électricité fournis par différents mini-réseaux. Par exemple, un mini-réseau hybride composé de générateurs solaires et de groupes électrogènes diesel, et comportant aussi des batteries, pourra fournir un approvisionnement en électricité 24 heures par jour, et les ménages raccordés à ce mini-réseau n'auront pas à craindre d'acheter et utiliser un petit réfrigérateur. Mais pour les ménages raccordés à un mini-réseau alimenté par un groupe électrogène diesel qui ne fonctionne que 4 à 5 heures par nuit, il ne serait pas judicieux d'acheter un réfrigérateur parce que la nourriture stockée serait gâchée pendant les 18 heures où l'électricité n'est pas disponible. Alors que les deux générateurs — hybride et au diesel — alimentent des mini-réseaux, ils offrent des niveaux de services d'électricité très différents. Par conséquent, le défaut fondamental de l'échelle d'électrification du tableau 2.2 est qu'elle définit des niveaux d'électrification en termes de technologie et d'équipement physique, au lieu de mesurer la qualité et la quantité d'électricité fournie.

Mesure de l'électrification par ses attributs

Un récent rapport du personnel de la Banque mondiale (Bhatia et al. 2013) propose une méthode différente de mesure de l'électrification. Il définit l'électrification en termes de qualité et de quantité des services électriques fournis²⁰. Ce rapport part du principe de base que plusieurs attributs clés du service fourni affectent directement la façon dont l'électricité peut être utilisée pour satisfaire les besoins humains. Le rapport conclut que sept attributs de base déterminent la « qualité » ou la « fonctionnalité » de l'approvisionnement en électricité d'un ménage :

- Quantité d'approvisionnement (mesurée en termes de charge potentielle maximale du ménage)

- Durée de l'approvisionnement (mesurée en heures de fourniture sur une période de 24 heures)
- Approvisionnement en soirée (heures de service au cours de la soirée)
- L'accessibilité tarifaire de l'approvisionnement (coût d'un forfait de consommation particulier en pourcentage des revenus du ménage)
- La conformité juridique du branchement (un approvisionnement licite ou illicite)
- La qualité de l'alimentation (en prouvant que l'électricité n'a pas été fournie aux niveaux de tension prévus)
- La fiabilité de l'offre (fréquence des coupures imprévues)²¹

Le tableau 2.3 présente les différents niveaux de service d'électricité, tels que définis par ces attributs d'approvisionnement clés. Les niveaux représentent donc les différents niveaux de fonctionnalité. Lors du déplacement vers des niveaux plus élevés dotés de meilleurs attributs (par exemple, plus d'heures de service, plus de fiabilité), des services d'électricité supplémentaires peuvent être fournis et il devient possible pour les ménages de satisfaire un nombre croissant de besoins humains parmi les six répertoriés plus haut. Par exemple, un système solaire domestique peut fournir les huit utilisations spécifiques figurant dans le Niveau 2. Mais si l'on monte d'un cran, au Niveau 3 en installant un système solaire domestique plus grand ou un mini-réseau communautaire (Type 1 du tableau 2.1), quatre autres utilisations de l'électricité (refroidissement de l'air, transformation des aliments, cuisson du riz, et machine à laver le linge) pourraient devenir accessibles pour les ménages desservis par ce mini-réseau.

À première vue, les tableaux 2.2 et 2.3 semblent très similaires : Le tableau 2.2 ressemble à des échelons d'échelle et le tableau 2.3 évoque des niveaux d'une matrice. Mais il y a de grandes différences entre les deux. Le tableau 2.2 mesure l'électrification en termes d'intrants ou de technologies, tandis que le tableau 2.3 mesure l'électrification en termes de quantité et de qualité de l'électricité qui peuvent être fournies. En d'autres termes, le tableau 2.2 se réfère aux intrants sous la forme des technologies pouvant produire de l'électricité, tandis que le tableau 2.3 se réfère aux résultats en termes de quantité et de qualité de l'électricité qui peuvent être fournis. Ces résultats déterminent quels sont parmi les six principaux besoins des ménages, ceux qui peuvent être satisfaits.

Une autre manière de voir le tableau 2.3, c'est de dire qu'il décrit le côté « offre », le niveau d'électrification auquel auront accès les consommateurs au sein d'une communauté. Ceci ne signifie pas pour autant que les villageois utiliseront effectivement les services disponibles. La demande ou l'utilisation effective de ces services dépendra du niveau de revenu de la famille et des prix relatifs des services de substitution qu'offrent des sources autres que l'électricité. Par exemple, le niveau 3 permet à un ménage d'installer un lave-linge, mais il ne serait pas logique, même pour les ménages riches, dans un village d'acheter un lave-linge alors qu'ils peuvent employer quelqu'un pour faire la lessive à un coût moindre.

Tableau 2.3 Cadre multi-niveaux de mesure de l'accès à l'électricité des ménages

	Niveau 0	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5
Caractéristiques de l'accès						
Quantité (capacité disponible maximale en watts)	—	1 W	20 W	200 W	2 000 W	2 000 W
Durée de l'alimentation	—	>4 heures	>4 heures	>8 heures	>16 heures	>22 heures
Alimentation en soirée	—	>2 heures	>2 heures	>2 heures	4 heures	4 heures
Prix abordable (d'un forfait de consommation standard)	—	—	Abordable	Abordable	Abordable	Abordable
Légalité	—	—	—	Légal	Légal	Légal
Qualité (tension)	—	—	—	Adéquate	Adéquate	Adéquate
Applications possibles (et puissance indicative en watts)						
		Radio (1) Éclairage de travail (1) Recharge du téléphone (1)	Toutes celles du Niveau 1 plus : Éclairage général (18) Ventilation (15) Télévision (20) Informatique (70) Impression (45)	Toutes celles du Niveau 2 plus : Rafrâichisseur d'air (240) Transformation des aliments (200) Cuisson du riz (400) Machine à laver le linge (500)	Toutes celles du Niveau 3 plus : Pompe à eau (500) Réfrigération (300) Repassage (1 100) Micro-ondes (1 100) Chauffe-eau (1 500)	Toutes celles du Niveau 4 plus : Climatisation (1 100) Chauffage de locaux (1 500) Cuisinière électrique (1 100)
Technologies électriques existantes						
Pile sèche	—	—	—	—	—	—
Lanterne solaire	Lanterne solaire	—	—	—	—	—
Batteries rechargeables	Batteries rechargeables	Batteries rechargeables	—	—	—	—
Système domestique	Système domestique	Système domestique	Système domestique	Système domestique	Système domestique	Système domestique
Mini-réseau/réseau	Mini-réseau/réseau	Mini-réseau/réseau	Mini-réseau/réseau	Mini-réseau/réseau	Mini-réseau/réseau	Mini-réseau/réseau

Source : Bhatia et al. 2013.

Note : Certaines applications peuvent ne pas être effectivement utilisées. — = non disponible

Pour passer de la théorie à la pratique, Bhatia et al. (2013) ont créé un questionnaire afin de mesurer à la fois le niveau de l'approvisionnement en électricité disponible et son usage effectif par les ménages. Dans la mesure où l'objectif est de collecter des informations objectives sur ce qui se passe au niveau des ménages, le questionnaire sera administré aux ménages plutôt qu'aux fournisseurs. Deux indices seront créés à partir des réponses au questionnaire : l'un mesurera la quantité et la qualité de l'offre d'électricité (le côté de l'offre) disponible ; l'autre

mesurera la façon dont l'offre est effectivement utilisée (le côté de la demande). Ces deux indices — que le calcul se fasse au niveau du pays, d'une province ou d'un village — donneront des mesures précises de l'électrification en termes de besoins humains qui sont ou qui pourraient être satisfaits.

Principale recommandation

Dans sa forme la plus simple, l'électrification devrait être définie comme l'offre d'électricité permettant de répondre à un besoin humain plutôt que de ne prendre en compte que l'installation de raccordements physiques ou l'utilisation d'une technologie particulière. Les six principaux besoins humains sont les suivants : (a) éclairage, (b) divertissements et communication, (c) conservation des aliments, (d) énergie mécanique et économies de main d'œuvre, (e) cuisson des aliments et eau chaude, et (f) climatisation et chauffage de l'espace. L'électrification doit être évaluée en analysant dans quelle mesure la quantité et la qualité de l'électricité permettent de satisfaire un ou plusieurs de ces besoins fondamentaux de l'homme.

Mesurer l'électrification : De la théorie à la pratique

Nous pensons que le cadre analytique et les indices proposés par Bhatia et al. (2013) sont nettement plus appropriés que les statistiques de raccordement des villages et des ménages utilisées actuellement par de nombreux gouvernements et bailleurs de fonds. Mais si ce nouveau cadre veut devenir plus qu'un simple concept analytique intéressant, il faudra mettre en place dans de nombreux pays des méthodes d'administration du questionnaire sur une base périodique. C'est plus facile à dire qu'à faire. Un moyen serait que l'Organisation des Nations Unies parraine le questionnaire dans le cadre de son programme de « Décennie de l'énergie durable pour tous » (2014-2024) récemment annoncé²². Mais ceci exigera du temps et de l'argent. Dans l'intervalle, en Afrique, il devrait être possible de tirer parti du fait que les 26 nouvelles commissions de réglementation de l'électricité et les 15 nouvelles AER devraient trouver le questionnaire utile pour répondre à leurs propres obligations statutaires (voir les sections suivantes). S'il était possible de convaincre ces deux types d'entités gouvernementales de tester le questionnaire, et si celui-ci produit des données d'informations utiles à l'exécution de leurs mandats statutaires, alors il serait plus facile de plaider en faveur d'une action coordonnée à l'échelle mondiale en vue de mesurer les progrès accomplis dans la réalisation de l'objectif de l'ONU d'accès universel à l'énergie en 2030.

L'électrification et les besoins du régulateur de contrôler la qualité du service

Il n'est pas largement reconnu qu'il existe un chevauchement important entre le besoin de créer des outils de mesures plus précis de l'électrification et les responsabilités statutaires actuelles de la plupart des autorités de régulation de l'électricité chargées de mesurer la qualité du service fourni par les entreprises qu'elles

contrôlent. En Afrique, par exemple, tous les nouveaux régulateurs, ou presque, ont un mandat, ratifié par la loi, de contrôle de la qualité du service. La plupart des lois régulatrices africaines exigent des organismes de régulation qu'ils établissent des normes minimales de qualité du service, puis qu'ils en surveillent l'application et les fassent respecter²³.

Les régulateurs en Afrique et ailleurs, considèrent généralement que la qualité du service s'analyse en fonction de trois composantes. La première est la qualité du produit, mesurée par les paramètres techniques de l'offre (par exemple, la tension et la fréquence sont-elles au niveau, ou proche du niveau technique requis). La deuxième est la qualité de l'approvisionnement, habituellement mesurée par la disponibilité et la continuité de l'approvisionnement. Par exemple, pendant combien d'heures par jour l'opérateur PPE fournit-il de l'électricité ? Quelle est la fréquence des coupures de courant imprévues et quelle est la durée des pannes (à chaque occurrence et au total au cours d'une année) ? La troisième composante est la qualité du service commercial. Il s'agit de la qualité des services fournis dans les interactions commerciales de l'opérateur avec les clients. Par exemple, combien de temps faut-il pour obtenir un branchement de base ou un rebranchement après un débranchement ? Le fournisseur fournit-il des relevés des compteurs et des factures précis ?

Dans le cas des deux premières composantes de qualité du service — qualité du produit et de l'approvisionnement — il y a un recouvrement significatif entre les responsabilités de surveillance des régulateurs du secteur de l'électricité et les attributs de fonctionnalité que Bhatia et al. (2013) recommandent d'utiliser pour mesurer le niveau d'électrification. Par exemple, la norme de qualité du produit du régulateur (stabilité et niveau de tension et de fréquence) s'apparente à l'attribut de qualité de l'électrification proposé par Bhatia et al. (2013). Et la norme de qualité de l'approvisionnement du régulateur (fréquence et durée des délestages non planifiés) correspond à l'attribut de fiabilité (voir le tableau 2.3). Ceci semble donc indiquer que les régulateurs africains pourraient aussi contrôler la progression de l'électrification dans le pays dans le cours normal des responsabilités qui leurs sont attribuées. L'expérience récente de la Tanzanie fournit des indications sur la façon dont ceci pourrait se faire.

Contrôle de la qualité du service par l'autorité de régulation de la Tanzanie

En juillet 2009, EWURA a publié une « Charte du service à la clientèle », un document qui décrit les obligations de la société nationale de services d'électricité, TANESCO, relatives au service de distribution d'électricité qu'elle fournit à ses clients résidentiels raccordés au réseau principal. Cette charte a établi des normes minimales quantitatives spécifiques de service aux ménages. La charte a notamment mis en place des normes de notification préalable des coupures de courant planifiées et d'information en cas de coupures non planifiées. Mais EWURA, comme la plupart des régulateurs, s'est rendu compte qu'il était relativement facile de spécifier les normes de qualité de la société nationale de services d'électricité, mais en revanche beaucoup plus difficile de mettre en œuvre

un suivi efficace de l'application de ces normes. À ce jour, EWURA a suivi deux approches principales de surveillance des performances de TANESCO. La première approche implique des rapports d'activité trimestriels établis par TANESCO. Mais un audit indépendant effectué en 2011 a constaté qu'un grand nombre des chiffres annoncés par la société nationale de services d'électricité n'étaient pas crédibles. La deuxième approche a été une enquête qu'EWURA a commanditée en 2011 auprès de 2 001 clients résidentiels de TANESCO choisis de manière aléatoire dans différentes parties du pays. Une partie des 68 questions posées concernait la qualité de l'offre et du produit. EWURA espère renouveler régulièrement ces enquêtes auprès des clients de TANESCO. Si c'est le cas, nous pensons que les futures enquêtes pourraient, moyennant quelques petits ajustements, être conçues de façon à savoir également si TANESCO, qui est essentiellement un fournisseur du réseau principal, offre effectivement un niveau 5 de service, tel que l'on pourrait l'attendre de la part d'un gestionnaire d'un réseau principal.

Mesure des branchements et du service sur les mini-réseaux : Le rôle des agences d'électrification rurale

L'Agence d'électrification rurale de la Tanzanie est mieux placée que l'autorité de régulation pour superviser les performances des mini-réseaux isolés et raccordés. Comme les organismes équivalents de la plupart des autres pays d'Afrique, l'AER de Tanzanie accorde des subventions aux entreprises développant des mini-réseaux qui proposent de raccorder de nouveaux clients ruraux. Ces subventions sont destinées à réduire les coûts du raccordement initial. Afin de s'assurer que l'argent a été utilisé conformément aux engagements donnés, l'AER procède, avant de payer la subvention, à une vérification indépendante pour confirmer que les raccordements ont été effectivement faits. Pour aller plus loin que son homologue tanzanien, l'AER de l'Ouganda a l'intention d'effectuer un audit ultérieur de suivi en vue de s'assurer que les clients nouvellement raccordés sont effectivement alimentés en électricité plusieurs mois après leur raccordement.

Il est probable que la plupart des AER voudront aussi vérifier qu'au-delà des raccordements physiques, des services d'électricité continus aux normes de qualité spécifiées dans l'accord de subvention de l'entrepreneur en charge du mini-réseau ont été fournis. Par exemple, l'entrepreneur fournit-il un service de niveau 3 alors qu'il s'était engagé à fournir un service de niveau 4 ? Dans ce contexte, le questionnaire de Bhatia et al. (2013) pourrait servir un double objectif : il permettrait à l'AER de vérifier que les engagements de services pris dans la convention de subvention ont bien été respectés ; et il ferait également remonter des informations du terrain sur la quantité et la qualité des services d'électricité que fournissent les opérateurs des mini-réseaux. Et puisque la plupart des AER d'Afrique subventionnent aussi l'installation de systèmes solaires résidentiels, une AER pourrait utiliser le même questionnaire pour déterminer le niveau de service d'électricité reçu par les ménages qui ont installé de tels systèmes.

Remarque clé

Les commissions de régulation du secteur de l'électricité sont généralement responsables de la surveillance de la qualité de l'approvisionnement en électricité des entités qu'elles régulent. Les REA doivent généralement valider l'installation effective des nouveaux branchements ayant bénéficié des subventions de l'agence. Dans l'exercice de ces fonctions qui leur ont été confiées par la loi, les deux types d'entité sont bien placés pour recueillir sur le terrain des données précises sur l'état de l'électrification dans leurs pays.

Notes

1. La capacité installée d'un PPE raccordé au réseau peut être largement supérieure à 10 MW. Par exemple, l'entreprise Mitkarasin Sugar Company a une centrale alimentée en bagasse et balle de riz en Thaïlande, avec une capacité installée de 39 MW. Mais elle n'a le droit d'appliquer les règles de tarification des TPPE que sur une tranche de 10 MW de sa capacité installée totale, et, en fait, elle n'exporte que 8 MW (le solde étant utilisé par l'usine de fabrication de sucre). Une convention du même type a été adoptée en Tanzanie. L'entreprise sucrière TPC est alimentée par une centrale de cogénération biomasse située à proximité du Mont Kilimandjaro, avec une capacité installée de 18 MW, mais dont 10 MW d'électricité seulement sont éligibles au TRG des PPE raccordés au réseau. L'électricité restante est utilisée par l'usine de sucre ou pour alimenter les systèmes d'irrigation des champs de canne à sucre.
2. En Thaïlande, il y a deux séries de réglementations portant des noms similaires : Les règles des PPE s'appliquent aux producteurs qui exportent de 10 à 90 MW ; les règles des TPPE s'appliquent aux producteurs qui exportent jusqu'à 10 MW. Dans le présent guide, quand nous citons la Thaïlande, nous faisons référence aux réglementations qui s'appliquent aux TPPE thaïlandais car elles sont très proches de celles des PPE de Tanzanie et du Sri-Lanka.
3. EWURA (2012b) définit un PPE comme : « Une entité qui produit de l'électricité issue d'une source d'énergie renouvelable, de combustibles fossiles, d'une technologie de cogénération, ou d'un quelconque système hybride combinant plusieurs sources d'énergie...et vend l'énergie produite en gros à un Gestionnaire de réseau de distribution (GRD) ou vend au détail directement à des clients finals ou à une combinaison des deux. Un PPE peut avoir une capacité installée supérieure à 10 MW mais ne peut pas exporter plus de 10 MW à l'extérieur de ses propres installations. » Un gestionnaire de réseau de distribution est une entité responsable de l'exploitation d'un réseau de distribution desservant 10 000 clients ou plus.
4. Si certaines formes d'énergie de biomasse ne sont sans doute pas des sources nettes d'émission de carbone (parce que le dioxyde de carbone libéré est réabsorbé par des cultures énergétiques gérées de manière durable, ou parce que le combustible est un déchet qui aurait été brûlé de toute façon), dans certains cas la production d'électricité par combustion de la biomasse contribue à la production mondiale de gaz à effet de serre (combustion du bois ou d'autres cultures qui ne sont pas remplacées, par exemple). La neutralité carbone dépendra du type de biomasse utilisé et de son effet net sur l'utilisation des terres (Searchinger et al. 2009).

5. Les petits groupes électrogènes à combustibles fossiles, typiquement diesel ou fioul, sont très répandus dans toute l'Afrique. Ces petites centrales sont généralement classées en deux catégories. La première catégorie se compose de groupes électrogènes de secours utilisés dans des usines ou installations commerciales dans les nombreux pays où l'alimentation du réseau n'est pas fiable. La deuxième catégorie comprend des groupes électrogènes qui fonctionnent dans des communautés isolées qui n'ont pas accès à l'électricité du réseau. Il a été estimé que 4 000 MW, soit environ 6 % de la capacité de production installée de l'Afrique subsaharienne, relèvent de la première catégorie. Il n'y a pas de bonnes estimations de la deuxième catégorie parce que de nombreux générateurs fonctionnent sans autorisation des pouvoirs publics (Foster et Steinbuks 2008).
6. Les avantages de coût et de service des générateurs hybrides pour les mini-réseaux isolés et raccordés sont examinés plus en détail à l'annexe A.
7. Lors de l'écriture de ces lignes (septembre 2013), EWURA, l'autorité de régulation de l'électricité de la Tanzanie, a proposé d'élargir sa définition des PPE pour qu'elle ne se limite plus aux seuls centrales de cogénération et générateurs à énergie renouvelable. EWURA a proposé d'y intégrer les générateurs hybrides qui utilisent un combustible fossile outre une source d'énergie renouvelable, à condition que le combustible fossile ne produise pas plus de 25 % de la production totale calculée sur une base annuelle.
8. Puisque la société d'électricité acheteuse est dans la plupart des pays d'Afrique la société nationale publique d'électricité, nous utiliserons le terme société nationale de services d'électricité pour nous référer à l'entreprise publique de services d'utilité publique acheteuse auprès des PPE raccordés au réseau.
9. La vente « en gros » signifie simplement que l'électricité vendue par le PPE sera revendue ; la vente « au détail » signifie que l'électricité est vendue à un utilisateur final (c'est-à-dire qu'elle ne sera pas revendue). Une vente en « bloc » d'électricité désigne la vente d'une importante quantité déterminée d'électricité. Les deux termes, en bloc et en gros, sont parfois utilisés à tort comme des synonymes. En fait, une vente en bloc d'électricité peut être soit une vente en gros (par exemple, un PPE vend à la société nationale de services d'électricité) ou une vente au détail (par exemple, la société nationale de services d'électricité vend à un client industriel qui ne revendra pas l'électricité).
10. L'estimation de la SFI se base sur une estimation des ménages ruraux résidant dans des villages assez densément peuplés et éloignés du réseau principal qui dépensent mensuellement pour leurs sources d'éclairage et d'électricité hors réseau 8,50 dollars ou plus (SFI 2012, 148 -149). L'estimation de la SFI se fonde sur le concept de « marché potentiel » défini comme « le nombre de ménages capables de payer le plein tarif commercial d'un service (en se référant aux niveaux actuels des dépenses d'énergie traditionnelle) s'il était proposé par une entreprise efficace, capable de tirer de ses activités commerciales un rendement du capital, n'ayant pas de contraintes de manque de financement ou d'excès de restrictions réglementaires. Dans le présent guide, nous examinons comment concevoir et mettre en œuvre des cadres réglementaires « restant dans les limites du raisonnable » permettant de matérialiser l'estimation de la SFI. Nous n'avons pas connaissance d'estimations similaires pour les type 4 ou les type hybrides présentés dans le tableau 2.1.
11. D'autres entreprises et organisations développent aussi l'électrification dans les villages en Inde avec des micro-réseaux utilisant des antennes-relais de téléphonie

mobile comme acheteurs principaux. Il s'agit notamment de Gram Power (<http://www.grampower.com>) et du SPEED Program financé par la Fondation Rockefeller (Jhirad et Lewis 2012).

12. Tout système isolé de mini-réseau comprendra trois composantes ou sous-systèmes physiques : les sous-systèmes production, distribution et utilisateur. La production englobe les groupes électrogènes, un système de contrôle de l'énergie, et des batteries et des convertisseurs s'il est nécessaire de convertir le courant continu en courant alternatif. La distribution désigne les lignes de basse ou moyenne tension nécessaires pour alimenter les utilisateurs. Le sous-système utilisateur comprend les compteurs, le câblage interne et la mise à la terre (ARE 2011). Les mini-réseaux isolés fonctionnent typiquement à des tensions basses d'environ 11 kilovolts (kV) ou moins.
13. Cette section s'inspire de sources diverses. Les entretiens avec M. Krishnan Raghunathan qui a fourni une assistance technique sur un grand nombre des premiers PPE en Tanzanie, ont été très productifs. Elle a également été nourrie par les discussions avec les développeurs et leurs conseillers, et par l'étude des dossiers de demande de permis provisoires et de tarifs déposés auprès d'EWURA par les PPE.
14. Par exemple, un autre type de PPE de Type 4 (un PPE raccordé au réseau qui vend en gros à une société de services d'électricité) pourrait être un fournisseur produisant à partir de mini-centrales hydroélectriques qui propose de vendre exclusivement en gros au réseau national, n'ayant pas de besoins de production sur place, mais ayant besoin d'un financement de projet. C'est le modèle de PPE prédominant au Sri Lanka. Il a également été proposé par plusieurs développeurs en Tanzanie, mais il reste à voir s'il sera commercialement viable dans le cadre des TRG appliqués en Tanzanie.
15. En fait, les rares premiers projets de PPE ont été développés par des entreprises agricoles existantes qui dépendaient toutes d'un financement inscrit au bilan.
16. En effet, le mini-réseau cherche à obtenir le droit de subventionner indirectement les bas tarifs pratiqués pour les ménages à faible consommation par des tarifs plus élevés appliqués aux entreprises commerciales et industrielles. Ces subventions croisées existent dans de nombreux pays africains. Par exemple, en Tanzanie, les utilisateurs industriels et commerciaux paient 14 cents par kWh, tandis que les ménages à faible consommation (c'est-à-dire moins de 50 kWh par mois) paient 4 cents par kWh. Les consommateurs industriels paient donc des tarifs plus élevés, malgré le fait que le coût du service d'un client industriel est inférieur à celui d'un petit ménage.
17. Un autre terme est utilisé qui recouvre en partie l'activité des PDE : « société de services énergétiques » ou ESCO (energy services company). Mais ce ne sont pas exactement les mêmes termes. La plupart des PDE se limitent à une distribution d'électricité en courant alternatif — achetée à une autre source — sur un réseau basse tension local, avec un niveau de qualité comparable à celui du réseau principal. En revanche, une entreprise de services énergétiques (ESE) peut fournir ce service, mais elle peut également fournir d'autres services énergétiques, tels que la vente et la maintenance d'installations solaires domestiques, la vente d'ampoules et d'appareils à faible consommation énergétique et l'offre de services de recharge des téléphones portables et d'autres appareils. Et si l'énergie provient de sources renouvelables, l'ESE prendra l'appellation « entreprise de services d'énergie renouvelable » (renewable energy services company - ESER).
18. La plupart des PDE du Népal sont des coopératives locales. Dans les premiers rapports établis, les PDE apparaissent comme beaucoup mieux armés que la Nepal Electricity Authority (NEA) pour réduire les pertes commerciales, fournir des services techniques et obtenir des taux de recouvrement des factures élevés (Mahato 2010).

19. Ces statistiques figurent sur le site web du Ministère de l'Électricité (<http://www.-powermin.nic.in/bharatnirman/bharatnirman.asp>). Tous ces villages ont été électrifiés par des extensions du réseau central.
20. L'approche proposée a été largement adoptée par la Banque mondiale et l'Agence internationale de l'énergie (Banque mondiale et AIE 2013) pour l'évaluation des progrès de l'initiative « Énergie durable pour tous ».
21. L'ouvrage de Bhatia et al. (2013) présente un examen détaillé de la méthode de mesure de chaque attribut.
22. Voir <http://www.un.org/News/Press/docs/2012/ga11333.doc.htm>.
23. Voir EWURA (2008, sections 28–30) pour les responsabilités du régulateur tanzanien en matière de qualité du service.

Bibliographie

- Adama, Sissoko et Alassane Agalassou. 2008. "Mali's Rural Electrification Fund." Présentation à la semaine du développement durable, Washington, DC, février. <http://siteresources.worldbank.org/INTENERGY2/Resources/presentation8.pdf>.
- Agalassou, Alassane. 2011. Communication personnelle. Mars.
- AER (Alliance pour l'électrification rurale). 2011. "Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification: Lessons Learned." Bruxelles. http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf.
- Bhatia, Mikul et Heather Adair Rohani. 2013. "Defining and Measuring Access to Energy." Présentation aux journées d'apprentissage, SDN Forum, Banque mondiale, 7 mars.
- Bhatia, Mikul, Nicolina Angelou, Elisa Portale, Ruchi Soni, Mary Wilcox et Drew Corby. 2013. "Defining and Measuring Access to Energy for Socio-Economic Development." Washington, DC : Banque mondiale et Programme d'appui à la gestion du secteur de l'énergie de la Banque mondiale (ESMAP).
- Cabraal, Anil. 2011. "Empowering Communities: Lessons from Village Hydro Development in Sri Lanka." Présentation, Banque mondiale, Washington, DC, 25 mai.
- Chanthan, Ky et Pascal Augareils. 2013. "Potential for Increasing the Role of Renewables in Mekong Power Supply: Cambodia." Présentation au CPWF Mekong Basin Development Challenge, Hanoi, Vietnam, 20 février.
- Electricity Authority of Cambodia. 2008. Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia. Édition 2009. Compilé par Electricity Authority of Cambodia à partir des données de l'année 2008 recueillies auprès des concessionnaires. Rapport annuel de gestion de Electricity Authority of Cambodia, Phnom Penh. <http://www.eac.gov.kh/pdf/reports/Annual%20report%202008.en.pdf>.
- . 2009. "Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia." Édition 2010. Compilé par Electricity Authority of Cambodia à partir des données de l'année 2009 recueillies auprès des concessionnaires. Rapport annuel de gestion de Electricity Authority of Cambodia, Phnom Penh. <http://www.eac.gov.kh/pdf/reports/Annual%20report%202009.en.pdf>.
- . 2010. "Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia." Édition 2011. Compilé par Electricity Authority of Cambodia à partir des données de l'année 2010 recueillies auprès des concessionnaires. Rapport annuel de gestion de Electricity Authority of Cambodia, Phnom Penh. http://www.eac.gov.kh/pdf/reports/Annual%20Report%202010%20En_final.pdf.

- . 2011. "Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia." Édition 2012. Compilé par Electricity Authority of Cambodia à partir des données de l'année 2011 recueillies auprès des concessionnaires. Rapport annuel de gestion de Electricity Authority of Cambodia, Phnom Penh. http://www.eac.gov.kh/pdf/reports/Annual%20Report%202011En_%20Final2.pdf.
- EPPO (Bureau de la planification et de la politique énergétique) et Ministère de l'Énergie. 2009. "Regulations for the Purchase of Power from Very Small Power Producers (for Generation Using Renewable Energy)." <http://www.eppo.go.th/power/vspp-eng/Regulations%20-VSPP%20Renew-10%20MW-eng.pdf>.
- . 2011. "Status of Purchase of Electricity from VSPP September 2011 (PEA)." <http://www.eppo.go.th/power/data/index.html>.
- EWURA (Energy and Water Utilities Regulatory Authority). 2008. "Standardized Tariff Methodology for the Sale of Electricity to the Main Grid in Tanzania under Standardized Small Power Purchase Agreements." <http://www.ewura.go.tz/pdf/-public%20notices/PPE%20Tariff%20Methodology.pdf>.
- . 2012 a. "Detailed Tariff Calculations for Year 2012 for the Sale of Electricity to the Mini-Grids in Tanzania under Standardized Small Power Purchase Agreements in Tanzania." <http://www.ewura.go.tz/pdf/SPPT/2012/2012%20SPPT%20Calculation%20for%20Mini-Grid.pdf>.
- . 2012b. "The Electricity (Development of Small Power Projects) Rules." Soumis à la consultation publique. Dar es Salaam, Tanzanie.
- . 2013. "The Electricity (Development of Small Power Projects) Rules." Soumis à la consultation publique, Dar es Salaam, Tanzanie. [ewura.go.tz/spselectricity.html](http://www.ewura.go.tz/spselectricity.html).
- Foster, Vivien et Jevgenijs Steinbuks. 2008. "Paying the Price for Unreliable Power Supplies: In-House Generation of Electricity by Firms in Africa." Document de travail, Africa Infrastructure Country Diagnostic, Banque mondiale, Washington, DC. http://www.infrastructureafrica.org/system/files/WP2_Owngeneration_2.pdf.
- Gouvernement indien et Ministère de l'Énergie, non daté. "Definition of Electrified Villages." http://rggvy.gov.in/rggvy/rggvyportal/def_elect_vill.htm.
- GSMA. 2013. "Mobile for Development Programmes/Mobile for Development." <http://www.gsma.com/mobilefordevelopment/programmes>.
- SFI (Société financière internationale). 2012. *From Gap to Opportunity: Business Models for Scaling Up Energy Access*. Washington, DC: IFC. <http://www1.ifc.org/wps/wcm/-connect/ca9c22004b5d0f098d82cfbbd578891b/EnergyAccessReport.pdf?MOD=AJPERES>.
- Jhirad, David et Jessica Lewis. 2012. "SPEED-Smart Power for Environmentally Sound Economic Development." Présentation lors de l'atelier des Nations Unies sur la facilitation de l'accès à l'énergie et la sécurité : Rôle des mini/micro-réseaux.
- Keosela, Loeung. 2013. "Status of Power Sector in Cambodia." Présentation à l'atelier sur les énergies renouvelables, Chiang Mai, Thaïlande, janvier.
- Mafia Island. 2011. Communication personnelle. Septembre.
- Mahato, Rubeena. 2010. "Power Sharing, Nepali Style." *Nepali Times*, 23 juillet.
- Raj, Anil. 2012. "The Micropower Opportunity: Paving the Way for Rural Electrification." Présentation, Banque mondiale, 15 novembre.
- Rekhani, Badri. 2011. Communication personnelle. Novembre.
- . 2012. Communication personnelle. Mars.

Searchinger, Timothy D., Steven P. Hamburg, Jerry Melillo, William Chameides, Petr Havlik, Daniel M. Kammen, Gene E. Likens, Ruben N. Lubowski, Michael Obersteiner, Michael Oppenheimer, G. Philip Robertson, William H. Schlesinger et G. David Tilman. "Fixing a Critical Climate Accounting Error." 2009. *Science* 326: 527–28.

TPC 2012. Communication personnelle. Février.

Van Tien, Hung. 2011. Communication personnelle. Juin.

Banque mondiale et Fonds d'investissements climatiques. 2013. "Scaling Up Renewable Energy Program in Low Income Countries." <https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/srep>.

Banque mondiale et AIE (Agence internationale de l'énergie). 2013. Programme Énergie durable pour tous : "Global Tracking Framework." Washington, DC : Banque mondiale et IEA. <http://documents.worldbank.org/curated/en/2013/05/17765643/global-tracking-framework-vol-3-3-main-report>.

CHAPITRE 3

La régulation des petits producteurs d'électricité et des mini-réseaux : Présentation générale

Voilà bien les réformes opérées sur un terrain mal préparé, et copiées d'institutions étrangères ; elles sont déplorables !

LES FRÈRES KARAMAZOV, LIVRE 11, CHAPITRE 9, PAR FÉDOR DOSTOÏEVSKI

La régulation peut établir un environnement fertile. Mais elle ne crée pas un marché.

— REPRÉSENTANT DE LA SFI, ATELIER DU GROUPE DE LA BANQUE MONDIALE, 30 JANVIER, 2012

Moins nous avons affaire au gouvernement, plus heureux nous sommes.

— UN DÉVELOPPEUR INDIEN DE MICROCENTRALES, NOVEMBRE 2012

Résumé

Le chapitre 3 décrit les processus et les décisions techniques, commerciales, économiques qui incombent aux régulateurs et donne des exemples des impacts qu'ont les différents types de décision sur les petits producteurs d'électricité (PPE) et les mini-réseaux. Il examine le concept de « régulation légère » et explore son application aux PPE en voyant comment des effets à la fois positifs et négatifs peuvent en résulter. Le chapitre étudie également la charnière entre régulation et non régulation. Là où la régulation des PPE est nécessaire, le chapitre examine si elle doit être assurée par le régulateur national, une agence d'électrification rurale (AER) ou les communautés locales.

Qu'est-ce que la régulation ?

La régulation implique le contrôle d'une entreprise par une autorité administrative publique. Une régulation économique s'impose généralement lorsqu'une entité est en position de monopole, qu'il s'agisse d'un monopole naturel ou attribué par voie législative, ou les deux (Breyer 1982, 15–16). Quand l'État réglemente une entreprise, il impose des contrôles directs ou indirects sur les décisions ou les actions de l'entreprise. Presque tous les processus ou décisions d'un régulateur affecteront les recettes ou les coûts d'une entreprise. Les trois tâches universelles des régulateurs nationaux de l'électricité qui supervisent les monopoles de vente habituels dans ce secteur sont :

- La fixation des prix maximum et minimum
- L'établissement de normes minimales de qualité de service
- La définition des conditions d'entrée et de sortie du marché (habituellement par l'octroi de licences, permis ou concessions) (Brown et al. 2006, chapitre 1)

La régulation des PPE est différente de celle d'une société de services d'électricité monopolistique traditionnelle. Si un PPE raccordé au réseau vend à une société nationale de services d'électricité (Type 4 du chapitre précédent), le PPE ne pourra rien tirer de son monopole de vente. En réalité, c'est le contraire qui sera vrai. Le PPE sera une petite entité qui vend à un acheteur en situation de monopole ayant à portée de main de nombreuses autres options d'approvisionnement. Dans bien des cas, la société nationale de services d'électricité n'est pas un acheteur consentant, et pour plusieurs raisons : i) elle peut croire qu'on l'oblige à payer trop pour l'énergie fournie par le PPE ; ii) elle peut vouloir éviter le casse-tête administratif lié aux achats à de nombreux petits producteurs ; et iii), elle peut vouloir rester le seul producteur / fournisseur d'électricité dans le pays. Quelle que soit la situation, pour réussir un programme PPE, le régulateur se rendra compte qu'il est indispensable de réguler la démarche de l'acheteur (c'est-à-dire, la société nationale de services d'électricité) parallèlement à sa responsabilité traditionnelle de régulation de la démarche du vendeur (le PPE).

Principales définitions

Les trois tâches principales d'un régulateur du secteur de l'électricité sont la fixation des prix maximum et minimum de l'électricité, l'établissement de normes minimales de qualité de service et la définition des conditions d'entrée et de sortie du marché par l'octroi de licences, permis et concessions.

Trois types de décisions à fonction de régulation affectant les PPE

Les régulateurs du secteur de l'électricité sont souvent décrits comme des régulateurs économiques. Mais ce n'est que partiellement vrai. La plupart des régulateurs de l'électricité prennent également des décisions relatives aux modalités de mise en œuvre et aux normes techniques qui affectent les PPE.

- Une *décision technique* est généralement une décision d'ingénierie. Par exemple, un régulateur doit se prononcer sur les normes techniques des accords d'interconnexion afin de fournir des raccordements électriques sécurisés et sûrs entre la société nationale et un PPE raccordé au réseau. Un régulateur aura également à se prononcer sur les normes de sécurité s'appliquant tant aux PPE interconnectés au réseau qu'aux PPE isolés desservant la clientèle de détail. Par exemple, si un PPE dessert des clients de détail dans un village rural, le régulateur devra spécifier quelle doit être la distance minimale entre le sol et les câbles sur les poteaux de distribution. Si le contenu de ces règles est d'ordre technique, en revanche, les effets des règles édictées par le régulateur sont à la fois techniques et économiques. Par exemple, la Thaïlande n'exige que quelques relais standards pour l'interconnexion des petits générateurs à induction au réseau national, tandis que des régulateurs d'autres pays pourront exiger un équipement de protection plus complet et plus coûteux.
- Une *décision économique ou commerciale* affecte généralement ceux qui ont à payer quelque chose, ou fixe le prix qu'une entité sera autorisée à facturer pour la vente en gros ou en détail d'électricité. Par exemple, un régulateur détermine habituellement qui va payer le coût de l'interconnexion entre le PPE et le gestionnaire du réseau national. De toutes les décisions qui ont un effet sur les PPE interconnectés, celle qui retient le plus l'attention dans les livres et les médias est la fixation du prix de l'électricité qu'il vend à la société nationale ou régionale (désigné généralement comme le tarif de rachat garanti : TRG). Ce n'est guère surprenant, car le niveau et la stabilité de ce prix sont essentiels pour la viabilité économique du PPE. Mais comme nous le verrons dans les sections qui suivent, il existe des décisions régulatrices moins visibles (mais aussi importantes) ayant un impact sur la viabilité économique des PPE.
- Une *décision relative à un processus de mise en œuvre* spécifie le processus à suivre pour prendre et faire appliquer les décisions techniques et économiques du régulateur. Par exemple, le régulateur consulte-t-il certaines ou toutes les parties prenantes avant de prendre une décision technique ou économique affectant les PPE ? La consultation s'effectue-t-elle publiquement ou en privé ? Le régulateur doit-il respecter des échéances pour prendre des décisions importantes, fixées par la loi, ou par

lui-même ? Que se passe-t-il en cas de non-respect de ces délais par le régulateur ? Quelles sont les informations à fournir par un PPE potentiel lors d'une demande de permis provisoire ou de licence définitive ? Outre les décisions du régulateur relatives aux différents processus qui s'appliquent, il peut également spécifier le processus d'interaction entre un PPE et la société d'électricité acheteuse. Par exemple, le régulateur peut spécifier le nombre de jours dont dispose la société nationale de services d'électricité pour répondre à une demande d'interconnexion d'un PPE.

Le tableau 3.1 donne quelques exemples spécifiques de ces différents types de décisions régulatrices.

Tableau 3.1 Exemples de différents types de décisions régulatrices

La régulation technique



Une décision technique est généralement une décision d'ingénierie. Les décisions techniques comprennent :

- Les réglementations destinées à assurer la sécurité et la sûreté des interconnexions électriques entre la société nationale de services d'électricité et un petit producteur d'électricité (PPE) raccordé au réseau.
- Les normes de sécurité des systèmes de distribution pour les PPE interconnectés et isolés
- Les normes techniques pour les variations de tension et de fréquence admissibles et les variations du taux de distorsion harmonique totale (DHT)
- Les relais requis pour les différentes tailles et types de générateurs

La régulation commerciale



Une décision commerciale ou économique détermine qui peut recevoir une licence ou un permis, et qui paye quoi, ou, fixe le prix qui peut être facturé pour la vente en gros ou la vente au détail de l'électricité. Voici quelques exemples :

- Informations et autorisations qui doivent être fournies pour obtenir une licence ou un permis
- Modalités de partage des coûts de l'interconnexion entre un PPE isolé ou opérant un mini-réseau et le gestionnaire du réseau national
- Prix payé par la société de services d'électricité nationale ou régionale pour l'électricité achetée à un PPE raccordé au réseau (autrement dit, le tarif de rachat garanti, TRG)
- Prix facturé au mini-réseau pour la fourniture d'une alimentation de secours en raison de la maintenance de son système, planifiée ou imprévue

La régulation des processus



Une décision relative à un processus est une décision qui spécifie le processus que suit le régulateur pour prendre et faire appliquer ses décisions techniques et économiques. Par exemple :

- Le régulateur consulte-t-il certaines ou toutes les parties prenantes avant de prendre une décision technique ou économique ?
- La consultation s'effectue-t-elle publiquement ou en privé ?
- Le régulateur prend-il ses décisions avant, après, ou en même temps que les décisions régulatrices non sectorielles (par exemple, constitution de société, acquisition de titres fonciers, inscription au registre des impôts, autorisations environnementales, etc.) ?
- Dans quel délai la société de services d'électricité doit-elle répondre à une demande de raccordement d'un PPE ?
- Le régulateur délègue-t-il (formellement ou informellement) certaines prises de décisions à d'autres administrations publiques comme l'agence d'électrification rurale ?

L'importance des processus régulateurs

Des trois types de décisions régulatrices, les décisions techniques et économiques sont les plus remarquées parce qu'elles ont tendance à être plus visibles et à avoir un impact évident. Par exemple, il est clair que peu de PPE interconnectés au réseau principal (ou aucun) ne seront créés si le prix payé au PPE pour la vente d'électricité à la société nationale est fixé en dessous de son prix de revient. Mais même si le régulateur fixe un prix qui assure la viabilité économique des PPE, le mécanisme de régulation risque encore de ne pas fonctionner si le processus décisionnel spécifié comporte trop d'étapes, si les entités gouvernementales ignorent leurs responsabilités réciproques ou si le régulateur n'arrive pas à faire appliquer ses décisions en temps utile. Comme le faisait remarquer un PPE : « D'ici à ce que le régulateur arrive à faire appliquer sa décision, je serai en faillite ». Ou, comme le soulignait un autre investisseur PPE : « Je n'ai pas les moyens de financer des négociations interminables ». Ainsi, un mécanisme de régulation efficace des PPE doit non seulement reposer sur des décisions justes et efficaces, mais aussi sur des procédures permettant de prendre et de faire appliquer ces décisions dans les délais nécessaires. (Le processus de régulation initial et primordial pour un PPE est la procédure de demande de licence et de permis et examen des dossiers de candidature. Le chapitre 4 examine les procédures d'octroi des licences en vigueur dans plusieurs pays.) En fin de compte, un mécanisme de régulation des PPE ne réussira que si la conformité aux processus décisionnels de la part des PPE et la gestion de ces processus par les régulateurs peuvent être réalisées dans des délais rapides avec des coûts non prohibitifs pour les PPE.

Remarque clé

Les régulateurs du secteur de l'électricité prennent trois types de décisions : technique, économique et relatives aux choix des processus. Les décisions relatives aux processus sont la face cachée de la régulation des PPE. Un mécanisme de régulation des PPE ne réussira que si les processus décisionnels sont rapides et avec des coûts non prohibitifs pour les PPE et pour ceux qui achètent de l'électricité aux PPE

Une régulation légère : Quand fonctionne-t-elle et quand ne fonctionne-t-elle pas ?

Le coût de la régulation

Les règles à visée régulatrice spécifieront généralement le prix maximum ou minimum, les normes de service minimum, les informations qui doivent être fournies pour obtenir une licence ou un permis, et les procédures à suivre pour satisfaire à ces exigences régulatrices. La conformité aux règles à visée régulatrice est coûteuse, en temps et en argent. Ceci est vrai que l'entreprise réglementée soit privée, publique ou communautaire. Les régulateurs doivent être

particulièrement vigilants à l'égard du coût de la régulation car pour un grand nombre de PPE leur viabilité commerciale est sur le « fil du rasoir ». C'est notamment le cas pour les nouveaux PPE souhaitant desservir des communautés isolées (Type 1 : un PPE isolé vend au détail). Leurs coûts sont élevés car il leur faut transporter le matériel et les fournitures sur de longues distances et leurs recettes sont faibles parce que nombre de leurs clients ne peuvent se permettre d'acheter que de petites quantités d'électricité. Une régulation surdimensionnée, même bien intentionnée, peut facilement détruire la viabilité commerciale de ces PPE. Des PPE envisageant de desservir des mini-réseaux isolés ne pourront se développer que si le régulateur décide en connaissance de cause de créer un mécanisme régulateur léger pour ce type de PPE.

Qu'est-ce qu'une régulation légère ?

Dans la pratique, une régulation légère implique d'ordinaire que :

- La quantité d'information requise par le régulateur est réduite au minimum
- Le nombre d'étapes de décisions et processus de régulation est aussi faible que possible
- Les documents sont normalisés
- Les décisions prises par d'autres entités publiques ou communautaires sont transmises au régulateur qui les utilise

Le tableau 3.2 donne quelques exemples concrets de régulation légère appliquée à des PPE.

De toute évidence, une régulation légère s'impose lorsqu'elle permet d'atteindre certains objectifs, voire tous les objectifs, qu'une régulation plus lourde et envahissante obtiendrait. Ceci conduit à juste titre à s'interroger : pourquoi faudrait-il adopter une régulation lourde quand une régulation légère permet d'obtenir tout ou partie des mêmes résultats à moindre coût pour toutes les parties ? En réalité, cette affirmation ne signifie pas qu'une régulation légère peut être aveuglément adoptée dans toutes les situations impliquant des PPE. En d'autres termes, le recours à une régulation légère n'est pas un remède universel qui pourrait être prescrit sans en peser soigneusement les conséquences.

Remarque clé

La régulation instaure des coûts pour les PPE pouvant réduire ou même détruire la viabilité commerciale des PPE, notamment des PPE desservant par des mini ou micro-réseaux des communautés isolées. C'est donc pour ces PPE que les régulateurs doivent s'appliquer à créer un système de régulation légère.

Tableau 3.2 Exemples de régulation légère de PPE

<i>Caractéristiques d'une régulation légère</i>	<i>Exemple</i>
La quantité d'information transmise au régulateur est réduite au minimum.	<p>Tanzanie : Pour les très petits producteurs d'électricité (TPPE) (capacité installée de 100 kilowatts [kW] ou moins), le TPPE n'a pas besoin de déposer une déclaration de son tarif de détail auprès de l'autorité de régulation (Energy and Water Utilities Regulatory Authority [EWURA]). Mais si EWURA reçoit des plaintes sur les tarifs, elle se réserve le droit de vérifier les tarifs des TPPE à l'aide d'un modèle de calcul du coût du service publiquement disponible et employé pour les petits producteurs d'électricité de taille supérieure (PPE).</p> <p>Tanzanie, Sri Lanka et Kenya : En fixant le tarif de rachat garanti (les TRG), le régulateur n'exige pas des études individuelles sur les coûts des services pour chaque PPE, mais préfère mettre en place des tarifs génériques basés sur la technologie employée ou basés sur les coûts évités pour la société de services d'électricité acheteuse.</p>
Minimiser le nombre d'étapes de décisions et processus de régulation	Tanzanie : Les projets PPE inférieurs à 1 mégawatt (MW) ne requièrent pas de licence d'exploitation.
Utilisation de documents normalisés ou de documents similaires créés par d'autres agences, et mettre les documents à disposition sur Internet.	<p>Tanzanie, Thaïlande et Sri Lanka : Des accords d'achat d'énergie (AAE) et des formulaires de demande normalisés sont utilisés pour le raccordement au réseau d'une société de services d'électricité nationale ou régionale.</p> <p>Sri Lanka : Un modèle normalisé d'étude de préféabilité est utilisé pour les demandes d'autorisation provisoire des PPE qui souhaitent vendre de l'électricité à la société nationale.</p> <p>Cambodge : Un modèle normalisé de contrat de fourniture d'électricité pré-approuvé par le régulateur est utilisé dans les villages desservis par l'opérateur privé d'un mini-réseau isolé avec un PPE.</p>
S'appuyer sur des décisions connexes prises par d'autres entités publiques ou communautaires.	<p>Tanzanie : Dans l'examen des demandes de licence, le régulateur accorde beaucoup d'importance à un avis favorable de l'Agence d'électrification rurale sur un plan d'affaires soumis par un PPE.</p> <p>Sri Lanka : Le régulateur accorde beaucoup d'importance à l'octroi d'un permis d'exploitation par l'agence des énergies renouvelables quand il doit décider d'attribuer une licence de production (pré 2011).</p>

Une régulation légère peut produire des effets néfastes

L'application d'une régulation légère a eu des conséquences indésirables tant au Sri Lanka (pré-2011) qu'au Népal. Elle a été utilisée pour des PPE souhaitant ne vendre qu'en gros au réseau principal de la société nationale de services d'électricité (Type 4 : un PPE raccordé au réseau qui vend en gros à une société de services d'électricité). Les deux pays ont mis en place des systèmes de demande et d'examen des candidatures sur une base de « premier arrivé, premier servi » permettant aux PPE de « verrouiller » une position exclusive dans la file d'attente

avec un effort minimal. Dans le cas de Népal, le seuil des obligations fixées par le régulateur est bas dans quatre domaines et les Types 4 de PPE peuvent en tirer des enseignements :

- Des frais de dossiers de candidature peu élevés
- Des délais peu contraignants (c'est-à-dire très longs)
- Aucune exigence d'études de préféabilité, ou acceptation d'études de préféabilité recopiées
- Aucun contrôle sérieux des phases de développement du projet entre deux étapes prédéterminées

En conséquence de cette approche légère, le Népal a été submergé de propositions de projets entre 1 et 25 mégawatts (MW) offrant de vendre en gros de l'hydroélectricité à la société nationale. Il est clair que ce régime de régulation très souple a conduit à une avalanche de demandes de la part de spéculateurs qui cherchaient simplement à obtenir une bonne place dans la file d'attente sans aucune intention réelle de développer leur projet. Ceci a eu pour effet de saturer le système d'approbation de l'autorité de régulation avec des projets fantômes entraînant des retards dans le traitement des projets sérieux. La loi népalaise exige que les demandes de licences préalables d'étude soient traitées en 21 jours, mais en réalité le temps moyen de traitement des dossiers est à peu près de 6 à 7 mois. Plus de 1 500 projets auraient ainsi reçu des « licences préalables d'étude » (l'équivalent d'une autorisation provisoire) donnant au détenteur de la licence un droit exclusif sur cinq ans pour développer un projet. À ce jour, 10 à 20 projets de ce type seulement ont effectivement été développés, si bien que le système actuel n'est clairement pas opérationnel. Récemment, plusieurs propositions ont été soumises aux autorités népalaises pour resserrer les délais et renforcer la quantité et la qualité des informations exigées pour obtenir une licence préalable d'étude.

Le Sri Lanka a eu une expérience similaire (bien que moins extrême). Entre 1996 et 2008, le Sri Lanka a suivi un processus d'approbation peu rigoureux géré par la société nationale de services d'électricité des demandes de PPE souhaitant lui vendre en gros de l'électricité (Type 4). De même qu'au Népal, le système de régulation s'est traduit par une accumulation de dossiers de projets asphyxiant le système et ne produisant guère d'électricité supplémentaire. Ainsi, dans les deux pays, un système de régulation trop léger a été plus nocif que bénéfique pour le développement des PPE.

Cette expérience suggère que la pertinence d'une régulation légère n'est sans doute pas équivalente pour tous les types de PPE. En tant que stratégie régulatrice, nous pensons qu'elle présente l'avantage substantiel de permettre de réguler de nouveaux mini-réseaux isolés destinés à desservir de nouveaux clients ruraux de détail (Type 1 : un PPE isolé vend au détail). En revanche, une réglementation allégée peut aisément se révéler nocive si elle est appliquée à des PPE qui veulent vendre uniquement en gros à la société nationale et qui ne subissent que peu ou pas de pressions les incitant à développer leur projet dans un délai déterminé (Type 4).

Réguler ou déréguler ? Un exemple particulier

S'il existe des exemples de régulateurs pratiquant une régulation légère, ce n'est toutefois pas la norme. Dans le doute, les régulateurs ont tendance à réglementer. Ceci correspond souvent à la stratégie politique la moins risquée car un régulateur peut toujours justifier une décision en affirmant qu'il faisait simplement son travail. Mais une régulation inutile peut faire plus de mal que de bien.

Certaines lois régulatrices modernes donneront aux régulateurs le pouvoir de ne pas réglementer (une forme d'abstinence régulatrice) ou d'assurer une régulation sous plusieurs formes¹. Les régulateurs devraient profiter de cette flexibilité. Ceci est particulièrement vrai lorsqu'un régulateur du secteur de l'électricité découvre une nouvelle technologie ou un nouveau modèle économique de distribution de l'électricité. Dans ce cas, la première question que le régulateur devrait toujours poser est la suivante : Cette entité doit-elle être régulée, dérégulée, ou régulée d'une autre façon ?

Pourquoi réguler ? C'est une question à laquelle il est plus facile de répondre en revenant aux concepts de base : quelle est au départ la justification économique essentielle de la régulation ? Dans les écrits spécialisés, la régulation est généralement justifiée par le fait qu'une entreprise disposant d'un monopole doit être contrôlée². En effet, elle n'est pas en situation de concurrence réelle ou potentielle car tout ou partie de ses clients sont captifs, sans alternative viable d'auto-appvisionnement ou d'appel à d'autres fournisseurs. Dans ce cas, on présume que si le régulateur ne contrôle pas le pouvoir monopolistique du fournisseur, celui-ci pourra appliquer à ses clients captifs des tarifs excessivement élevés et engranger des profits très importants. Ce qui est considéré comme à la fois inefficace et injuste³.

Un exemple particulier

Pour que la discussion soit moins abstraite, examinons le cas d'un nouveau modèle d'entreprise de services d'électricité en zones rurales qu'Omnigrig Micropower Company (OMC) commence à implanter en Inde (<http://www.omcpower.com>). OMC est l'une des entreprises en Inde qui proposent de vendre de l'électricité à des propriétaires ou opérateurs d'antennes relais de téléphonie mobile dans le cadre d'un contrat de vente d'électricité à long terme appuyé sur des systèmes de production hybrides (par exemple, solaire et diesel). Un élément clé du modèle d'affaires est que l'entreprise fournira aussi des services d'électricité aux villages avoisinants en louant des boîtiers d'accus rechargeables, des lanternes et des appareils, aux ménages et aux entreprises sur une base quotidienne, hebdomadaire ou mensuelle. (Voir l'encadré 2.2 pour une description détaillée du modèle d'affaires développé en Inde.) Selon diverses sources, plusieurs entreprises envisagent d'introduire un modèle d'affaires similaire dans des zones rurales en Afrique. Si ceci se concrétise, les régulateurs africains du secteur de l'électricité devront décider s'il leur faut ou non réglementer ces entreprises. Et s'il doit y avoir une régulation, que faudra-t-il réguler ?

Il est important de ne pas oublier que la régulation n'est pas une proposition « à prendre ou à laisser ». La régulation est multidimensionnelle. Dans le cas du modèle d'affaires d'OMC, le régulateur africain du secteur de l'électricité aura à décider si les composantes de régulation suivantes sont nécessaires :

- *La régulation tarifaire*, qui comprend l'approbation (a) des prix que l'entreprise se propose de pratiquer pour la vente d'électricité aux propriétaires ou exploitants des antennes-relais, et (b) des tarifs de location journaliers, hebdomadaires ou mensuels de la location aux ménages et aux petites entreprises des boîtiers d'accus rechargés, des lanternes et d'autres appareils
- *L'octroi des licences*, qui implique de contraindre l'entreprise à obtenir une licence ou un permis d'exploitation
- *Les règles de sécurité*, qui impliquent d'établir et de faire respecter des règles de sécurité s'appliquant à tout ou partie des activités de l'entreprise

Régulation tarifaire

Les revenus d'une entreprise du type OMC proviennent de deux activités commerciales principales : (a) la vente d'électricité dans le cadre d'un contrat à long terme au propriétaire/exploitant de l'antenne-relais de téléphonie mobile, et (b) la location à court terme aux ménages et aux entreprises des villages de boîtiers d'accus, lanternes et autres appareils électriques. Voyons si une ou plusieurs de ces activités demandent à être réglementée.

Avant l'arrivée de cette nouvelle entreprise, le propriétaire ou exploitant de l'antenne-relais l'alimentait sur place à l'aide de son propre groupe électrogène diesel. Il est probable que le propriétaire/exploitant d'une antenne-relais ne sera disposé à signer un contrat d'achat d'électricité à long terme avec cette nouvelle entreprise que si celle-ci est prête à fournir de l'électricité de qualité équivalente ou meilleure à un prix inférieur. Il serait donc inexact de prétendre que le propriétaire ou l'exploitant de l'antenne-relais est un client captif sans solution de rechange au moment où le contrat est signé. Le propriétaire/opérateur pourrait continuer à s'auto-provisionner, mais choisit de signer un contrat avec le nouveau fournisseur parce que c'est une meilleure affaire pour lui.

Il en va différemment pour les ménages des villages. Dans leur cas, deux caractéristiques sont à prendre en compte dans la décision de régulation des tarifs. Tout d'abord, OMC ne vend pas d'électricité aux ménages, mais leur loue des appareils électriques sur une base quotidienne, hebdomadaire ou mensuelle. La plupart des textes réglementant l'électricité ne s'appliquent qu'à la vente d'électricité. Ainsi, juridiquement, dans bien des cas, la location d'appareils électriques ne constitue pas une « vente d'électricité ». Deuxièmement, sur le plan économique, il existe plusieurs entreprises concurrentes. Dans n'importe quel village, il y a au minimum plusieurs entreprises ou individus capables de proposer des services de recharge des batteries et des téléphones portables. Il est probable que les ménages n'opteront pour un fournisseur comme OMC que si les prestations sont meilleures — les appareils chargés sont livrés directement au domicile, des

prix plus bas et une meilleure qualité du service d'électricité (par exemple, des lanternes à diodes électroluminescentes). Si ce fournisseur essaye d'augmenter ses prix, ses clients ne seront pas « coincés » parce qu'ils n'ont pas signé d'accords de location à long terme. Dans un délai d'un jour, une semaine ou un mois, ils pourront toujours se rabattre sur les entreprises locales qui leur avaient précédemment offert des services de rechargement. En d'autres termes, le nouveau fournisseur est en situation de concurrence.

Octroi des licences

Une licence est une autorisation accordée par les pouvoirs publics permettant d'exercer une activité particulière. Quand un organisme public octroie une licence, il a déterminé au préalable que l'entité bénéficiaire dispose des capacités techniques et financières nécessaires pour mener un certain type d'activités. Les licences sont souvent présentées comme une forme de protection des consommateurs. Le raisonnement habituel consiste à dire que l'administration publique est mieux armée pour assurer une « vérification diligente » de la compétence de l'entité lors du processus de délivrance d'une licence que des consommateurs individuels.

La plupart des lois régulatrices modernes des pays d'Afrique et d'ailleurs dispensent les PPE de demande de licence si leur capacité installée est inférieure à 1 MW. Les ressources insuffisantes des administrations publiques servent généralement de justificatifs pour cette exemption. Elles ne leur permettent pas d'assurer convenablement les vérifications diligentes qu'exigerait l'octroi de licences à des centaines de petites entités réparties dans tout le pays. C'est en effet une raison administrative qui justifie d'exempter les PPE des demandes de licences.

En dehors de cette justification administrative, nous pensons qu'il y a trois autres raisons sérieuses qui militent en faveur d'une dispense de licence pour ce type d'activité. La première est que les petits consommateurs n'encourent que peu ou pas de risques s'ils achètent des services auprès du nouveau fournisseur tant que le nouveau fournisseur ne demande pas des frais de raccordement ou un dépôt de garantie pour la location de ses batteries et lanternes. La seconde est qu'un nouveau fournisseur ne peut pas interdire à d'autres entités de fournir le même service. Il ne dispose pas d'une franchise exclusive octroyée par les pouvoirs publics lui réservant la desserte d'un secteur géographique spécifique qui formerait une barrière juridique opposable aux concurrents potentiels. Il ne contrôle pas non plus l'accès physique ou juridique au réseau de câbles de distribution. Si ses prestations ne correspondent pas à ses engagements, le consommateur déçu ne perd pas d'argent et peut facilement choisir un autre fournisseur car il n'y a aucun obstacle important freinant la mise en place d'une entreprise concurrente. La troisième est que les pouvoirs publics n'octroient généralement pas de licences (à l'exception d'une licence d'affaires générales) pour un service commercial de recharge de batteries et de téléphones portables. Dans ces conditions, pourquoi faudrait-il qu'un nouvel acteur du marché soit tenu d'avoir ce type de licence si ses concurrents n'en ont pas ?

Certains diront que, même s'il n'y a aucune raison valable pour que les pouvoirs publics accordent une licence dans le but de protéger les consommateurs, ils pourraient cependant souhaiter savoir quels villages reçoivent ce type de service de manière à mieux préparer leurs plans de développement du réseau. Le régulateur pourrait donc imposer aux entreprises de s'enregistrer dans un but d'information. Néanmoins un enregistrement n'est pas une autorisation. L'enregistrement est une forme de déclaration volontaire qui ne nécessite pas une approbation du régulateur. C'est en revanche, une procédure qui permet au régulateur et aux autres pouvoirs publics de savoir que l'entreprise existe et qu'elle fournit une forme de service électrique ou d'approvisionnement énergétique.

Les règles de sécurité

Les boîtiers d'accus et les appareils alimentés par des piles fonctionnent d'ordinaire à des tensions basses. Ils présentent donc un risque beaucoup plus faible de choc électrique que des circuits à 120 ou 230 volts utilisés dans une installation électrique domestique classique. Mais les batteries présentent toujours certains risques de sécurité : un court-circuit dans les bornes d'une batterie peut libérer un courant avec des centaines ou des milliers d'ampères ; la fusion des conducteurs métalliques risque de provoquer des brûlures ; et la fuite des métaux toxiques ou électrolytiques peut être nocive pour les êtres humains. En Europe et aux États-Unis, l'appareillage électrique domestique est généralement testé par un service administratif responsable de la sécurité des produits de consommation, plutôt que par un régulateur du secteur de l'électricité. Dans la mesure où ces organismes n'existent pas dans de nombreux pays africains, nous recommandons de faire appel à l'un des laboratoires internationaux de test des appareils tel que Underwriters Laboratories (UL) pour qu'il teste la sécurité des boîtiers de batterie.

En outre, la ligne de basse ou moyenne tension qui va du groupe électrogène hybride au site de l'antenne-relais de téléphonie mobile est une source potentielle de problèmes de sécurité. Il semble donc raisonnable de prévoir de soumettre cette partie des activités de l'opérateur aux diverses réglementations établies par l'autorité de régulation ou tout autre service administratif pour la sécurité de fonctionnement des générateurs, groupes électrogènes et lignes à basse tension (par exemple, hauteur des poteaux, obligation de clôturer, etc.). En résumé, notre recommandation pour ce nouveau type d'entreprise en Afrique est la suivante :

- Pas de régulation tarifaire
- Enregistrement de l'entreprise à des fins d'information, mais pas d'obligation d'approbation des licences ou permis par une autorité de régulation
- Certification de la sécurité des boîtiers d'accus par un laboratoire international de tests de sécurité fiable et conformité aux règles de sécurité s'appliquant à tous les autres fournisseurs d'électricité exploitant des générateurs et des installations électriques en moyenne et basse tensions

Principale recommandation

Les régulateurs ont tendance à « sur-réguler ». Chaque régulateur aura à s'interroger sur le niveau d'obligations à imposer face à une entreprise qui propose une nouvelle technologie ou un nouveau modèle d'affaires : cette activité doit-elle être régulée, dérégulée, ou régulée différemment ? Si l'entreprise n'est pas en position de monopole parce que ses clients ont des solutions de remplacement, une régulation tarifaire risque d'être contre-productive. Mais même si les tarifs sont dérégulés, les règles de sécurité et la demande d'enregistrement (mais pas la licence) peuvent cependant rester justifiées.

Qui devrait réguler les PPE et les mini-réseaux ?

Dans ce guide, pour faciliter l'exposé, nous supposons que la plupart des décisions de régulation relatives aux PPE relèvent d'une entité nationale de régulation autonome et spécifiquement désignée. Des régulateurs autonomes sont désormais en place dans plus de 20 pays de l'Afrique subsaharienne (Camos et al. 2008). Ces entités ont été créées dans l'espoir que des organismes de régulation autonomes et indépendants pourraient prendre de meilleures décisions (c'est-à-dire, techniquement mieux fondées et moins politisées) qu'un ministère. Il n'est cependant pas toujours indispensable de confier la régulation des PPE à une entité nationale autonome de régulation de l'électricité. Par exemple, au Sri Lanka et en Thaïlande — deux pays qui ont rencontré un succès considérable dans la promotion des PPE tant raccordés au réseau que hors réseau — les mécanismes de régulation des PPE initiaux ont été développés dans des ministères ou par le cabinet du Premier Ministre car il n'y avait pas de régulateur autonome du secteur de l'électricité à l'époque où il a fallu prendre des décisions nécessaires. Il est généralement reconnu que les deux mécanismes régulateurs ont assez bien réussi à créer des programmes efficaces de régulation des PPE. Maintenant que dans les deux pays de nouveaux organismes de régulation de l'électricité ont été créés, certaines décisions régulatrices futures relatives aux PPE seront prises par les régulateurs plutôt que par des ministères. Il est trop tôt pour dire si le transfert des décisions de régulation des PPE aux nouvelles instances de régulation permettra de continuer à produire de bons résultats.

La régulation par les agences d'électrification rurale

Même lorsqu'un régulateur national de l'électricité existe, il peut s'avérer plus efficace pour le régulateur de déléguer à d'autres organismes, formellement ou informellement, des prises de décisions régulatrices concernant les PPE⁴. C'est ainsi que plus de 15 agences d'électrification rurale (AER) ont été créées en Afrique au cours des dernières années (Mostert, 2008). La quasi-totalité d'entre elles donne des subventions aux PPE pour réduire leurs coûts d'investissement initiaux. Dans le traitement de ces demandes de subventions, les AER examinent le plan d'affaires du PPE, qui comporte généralement un examen détaillé des

prévisions de recettes et de coûts. En réalité, l'examen du « plan d'affaires » par une AER est très similaire à un examen traditionnel des « coûts du service » que ferait un régulateur. L'objectif de l'examen par l'AER du plan d'affaires est de vérifier que les recettes du PPE sont assez élevées pour que le PPE soit financièrement viable, mais pas élevées au point de mettre le PPE en situation de rente de monopole au détriment de ses clients. En outre, dans la plupart des cas, la législation prévoit que les AER ont pour mission de maximiser le nombre de nouveaux ménages bénéficiant de l'électricité. En conséquence, les AER sont tenues d'examiner de près l'accessibilité des tarifs que les PPE proposent d'appliquer. Il n'est clairement pas dans l'intérêt des AER de donner une subvention à une entité qui ne sera pas commercialement viable. C'est pourquoi la plupart des AER agissent déjà comme de quasi régulateurs lorsqu'elles évaluent l'équilibre entre la viabilité commerciale et l'accessibilité tarifaire des services d'électricité qui seront fournis par les bénéficiaires des subventions.

Compte tenu du fait que les objectifs de base d'une AER sont les mêmes que ceux d'un régulateur — assurer la viabilité commerciale du PPE, protéger les clients d'une situation de rente du monopole du PPE et établir des normes minimales de qualité du service — il sera souvent plus efficace pour le régulateur national de l'électricité d'éviter des redondances inutiles en déléguant formellement, si la loi le permet, la fixation des tarifs et des normes de qualité de service à l'AER. Mais si la législation nationale ne permet pas de délégation formelle, le régulateur pourra annoncer qu'il donnera beaucoup d'importance aux examens du plan d'affaires menés par l'AER dans le cadre de l'attribution des licences ou permis, ou dans la fixation du plafond des tarifs et des normes minimales de qualité du service⁵. Quelle que soit l'approche, le régulateur pourra se réserver le droit de revoir les décisions de régulation de l'AER et d'y apporter des ajustements s'il estime que l'AER n'a pas été performante.

Une autre approche consiste à donner ou transférer par voie législative à l'AER toutes les responsabilités régulatrices s'appliquant aux PPE exploitant des mini-réseaux isolés (Types 1 et 2). C'est en réalité l'approche de la régulation qui a été adoptée en Guinée et au Mali. Dans les deux pays, les AER — l'AMADER (Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale qui est l'agence d'électrification rurale du Mali) et le BERD (Bureau d'électrification rurale décentralisée) de la Guinée — se sont vus confier par la loi les responsabilités régulatrices traditionnelles (c'est-à-dire la fixation des prix et des normes minimales de qualité du service) pour tous les PPE non raccordés au réseau. Cette approche est plus « nette » et sans doute plus facile à mettre en œuvre que l'approche indirecte qui consiste à confier au régulateur national de l'électricité des responsabilités régulatrices à l'égard des mini-réseaux isolés, mais l'encourage ensuite à déléguer ou à tenir dûment compte des décisions de l'AER nationale.

En revanche, une fois que le mini-réseau isolé est raccordé au réseau national (voir le chapitre 10), cette approche qui consiste à diviser les responsabilités de régulation entre le régulateur national et l'AER, deviendra beaucoup plus

difficile à gérer. Il semble donc plus logique de prévoir un transfert des responsabilités de régulation quand le « grand réseau » est raccordé au « petit réseau ». C'est en effet une disposition réglementaire hybride : les responsabilités de régulation des PPE hors-réseau sont explicitement confiées à l'AER du pays pendant les 5 à 7 premières années d'existence du PPE, ou bien jusqu'à ce que le PPE isolé soit raccordé au réseau principal, ou selon la première des deux éventualités. Quand l'une de ces situations se produit, la régulation du PPE est transférée au régulateur national.

Si une AER reçoit directement ou indirectement des responsabilités de régulation sur les PPE qui exploitent un mini-réseau isolé, comment devrait-elle exercer ses responsabilités de régulation ? Nous pensons qu'une AER pourrait relativement facilement s'acquitter des fonctions de régulation des PPE à condition de faire trois choses. Tout d'abord, l'AER devrait explicitement demander des informations sur les projets de niveaux et structures tarifaires dans les plans d'affaires à fournir pour les demandes de subvention. L'AER du Mali, l'AMADER, a imposé cette exigence et utilise cette information pour établir des tarifs et des niveaux de revenus globaux autorisés. Deuxièmement, l'AER devra incorporer de manière explicite ses décisions de régulation dans les conventions de subvention formelles qu'elle signe avec les PPE. En troisième lieu, les dispositions de l'accord de subvention doivent être diffusées auprès du public dans les villages qui bénéficieront du projet d'électrification.

Traditionnellement, de tels accords de subvention sont comme des contrats : ils précisent les droits et obligations du bénéficiaire de la subvention que celui-ci doit respecter pour recevoir une subvention des coûts d'investissement⁶. Les dossiers de demande de subvention de l'AMADER comprennent des clauses spécifiant les tarifs plafonds et les normes de service et de construction minimales. Si un pays n'a pas d'AER, ces mêmes dispositions seront généralement intégrées dans les licences et les permis délivrés par l'autorité nationale de régulation de l'électricité. Par conséquent, dans les pays où il y a une AER opérationnelle et une autorité nationale de régulation de l'électricité, ces dispositions pourraient être incluses dans l'accord de subvention du PPE de l'AER et également être incorporées par un renvoi intégré dans la licence ou le permis délivré par le régulateur au PPE.

Ce serait, de fait, une forme de « régulation par contrat, » où le contrat régulateur est intégré dans l'accord de subvention de l'AER (Bakovic, Tenenbaum et Woolf 2003, 13 – 14). Ce n'est pas une proposition sans précédents. Les États-Unis, le Costa Rica et le Bangladesh ont tous adopté ce type d'approche qui attribue explicitement des responsabilités de régulation des coopératives d'électrification rurale aux organismes délivrant les subventions (Barnes, 2007). Dans ces trois pays, l'organisme délivrant les subventions ou les prêts concessionnels était une agence coopérative rurale, mais nous ne voyons pas de raison qui interdirait de recourir à la même approche avec une AER accordant des subventions à tout type d'entité, qu'il s'agisse d'une coopérative, d'un organisme communautaire ou d'un opérateur privé.

Principale recommandation

Les agences d'électrification rurale (AER) exigent généralement que les PPE soumettent un plan d'affaires avant de décider de leur accorder des subventions. L'examen du plan d'affaires par l'AER est très similaire à un examen du « coût des services » traditionnel effectué par un régulateur. En conséquence, le régulateur pourrait envisager de déléguer des responsabilités régulatrices, formellement ou informellement, aux AER, notamment à l'égard des PPE opérant en mini-réseaux isolés. Le détail des règles de tarification et de qualité du service serait inclus dans le contrat d'octroi de subvention établi par l'AER. En revanche, le régulateur doit pouvoir à tout moment se réserver le droit de reprendre ses responsabilités régulatrices s'il constate des défaillances de l'AER.

La régulation par les communautés des PPE privés

Une autre option consiste à laisser les communautés remplir des fonctions de régulation. Elle est particulièrement pertinente dans le cas d'un opérateur privé qui envisage de construire, posséder et exploiter un mini-réseau isolé pour vendre de l'électricité aux ménages et aux entreprises dans un ou plusieurs villages isolés (Type 1 : PPE isolé qui vend au détail). La plupart des opérateurs privés savent bien qu'ils ne pourront construire et exploiter des systèmes de mini-réseaux que si les villages desservis adhèrent au projet ou l'acceptent. En effet, si les opérateurs privés sont sans doute juridiquement tenus d'obtenir une licence ou un permis auprès du régulateur national, ce document n'aura que peu ou pas de valeur si le projet n'est pas aussi appuyé par la collectivité locale et les habitants des villages.

L'appui accordé par le village peut être donné de manière formelle ou informelle. L'une des options formelles, utilisée avec succès au Cambodge, consiste à inciter un opérateur privé à signer un contrat de services d'électricité avec des représentants désignés du village (par exemple, un comité d'électrification du village ou une administration publique locale). Au Cambodge, un exemple de ce type de contrat est un accord de services d'électricité de 15 ans précisant les droits et les responsabilités du village (Smau Khney) et de l'opérateur privé (Mahé et Cahnthan 2005, annexe 2)⁷. De même que dans un accord de subvention entre une AER et un opérateur de mini-réseau, un tel contrat peut également spécifier des paramètres régulateurs traditionnels, tels que les prix plafonds et le nombre d'heures de service requis⁸. Ainsi il établit une forme de « régulation par contrat » à l'échelon local. Dans la mesure où la plupart des villages ne disposeront sans doute pas des connaissances ou de l'expertise nécessaires pour élaborer par eux-mêmes ce type de contrats, il serait judicieux que le régulateur ou l'AER prépare un modèle de ce type de contrat. Au Cambodge, le contrat de services d'électricité liant l'opérateur privé au comité d'électrification du village a également exigé de prévoir un petit budget annuel de fonctionnement du comité d'environ 200 dollars que l'opérateur privé a dû prendre en charge.

Les partisans de ce type de contrat soutiennent qu'il est indispensable d'obtenir une adhésion explicite des villages qui vont être desservis. Sans cette

adhésion, les villageois auront tendance à se plaindre en avançant qu'ils n'ont pas été consultés, ou qu'ils n'ont eu que peu ou rien à dire, sur les termes et conditions essentiels d'un monopole pluriannuel — subventionné par l'État — de services d'électricité dans leur village. Ce type de doléance a été recueilli lors d'une enquête récemment achevée dans neuf villages au Mali. À Badinko — un village desservi par un opérateur privé qui avait reçu des subventions de l'AMADER (l'AER) — les membres du comité d'électrification villageois ont déclaré qu'il fallait « plus d'informations concernant les conditions de services, contrats et responsabilités de l'AMADER, de l'opérateur privé et des utilisateurs » (Rodriguez et Janik, à paraître). L'existence d'un contrat de services d'électricité entre le village et l'opérateur privé potentiel a l'avantage de mettre à plat ces questions en vue de trouver un accord préalable.

Toutefois, du point de vue du développeur, le fait d'« exiger » un accord formel signé crée de nouvelles contraintes pour les opérateurs privés potentiels. Les développeurs diront que les habitants des villages ont des exigences impossibles, comme de vouloir disposer d'un service continu 24h/24 aux mêmes conditions que celles de la société nationale dans la capitale. Les développeurs ont également souligné que la formation des comités d'électrification villageois peut prendre beaucoup de temps, que leurs modalités de fonctionnement sont impraticables (par exemple, règle d'approbation à l'unanimité) et que leurs discussions dérapent souvent hors sujet en raison de différends qui n'ont parfois rien à voir avec l'évaluation du projet de mini-réseau.

Notre recommandation est une solution de compromis avec deux composantes principales : tout d'abord, le régulateur ou l'AER devront fournir un modèle de contrat de service entre un développeur et un village ; et deuxièmement, le développeur devra pouvoir démontrer que l'accord a été mis à la disposition du public dans le village. Si le développeur reçoit une subvention, cette preuve devra être soumise à l'AER ; s'il demande une licence, la preuve devra être soumise au régulateur. Nous ne pensons pas qu'il soit nécessaire toutefois d'exiger un accord signé dans tous les cas car ceci pourrait conduire à des retards importants. Si les villageois estiment que l'accord n'est pas équitable, il faut qu'ils puissent saisir le régulateur (s'il s'agit d'une licence) ou l'AER (en cas d'accord de subvention) pour faire valoir leur point de vue.

Avec la signature d'un modèle de contrat de service d'électricité par le village et l'opérateur privé, l'intervention du régulateur (qu'il s'agisse d'une AER ou de l'autorité nationale de régulation) sera réduite ou inutile. Plus précisément, le rôle du régulateur pourrait se limiter à l'incorporation du contrat de service d'électricité par un renvoi inséré dans toute licence ou permis que le régulateur est tenu d'octroyer ou, le cas échéant, dans l'accord de subvention liant l'AER et le développeur. Et si cette procédure est suivie, le régulateur ou l'AER pourrait se limiter à un rôle de médiateur ou d'arbitre des différends portant sur la mise en œuvre de l'accord de fourniture d'électricité.

Ce type de procédure de régulation décentralisée présente trois avantages potentiels :

- Tout d'abord, les autorités du village pourront se sentir « plus impliquées » car elles auront négocié le contrat directement avec le développeur privé. En conséquence, les autorités du village, ou le comité d'électrification villageois, se sentiront responsables de la bonne application par le développeur des termes et conditions du contrat de fourniture. C'est une situation très différente de celle où le village dépend d'un régulateur national ou d'une AER situés dans une capitale lointaine pour le suivi de la gestion administrative d'un bout de papier appelé « licence » ou « accord de subvention », dont les termes et conditions peuvent n'être pas connus du village et sont largement hors de son contrôle. Et si aucune licence n'est requise, comme c'est le cas en Tanzanie lorsque la puissance de la centrale est inférieure à 1 MW, cet accord entre le village et le développeur sert alors de substitut à ladite licence au niveau du village.
- Deuxièmement, le comité d'électrification villageois peut *aider à surveiller* la conformité aux normes de qualité de service figurant, le cas échéant, dans une licence ou un accord de subvention. Il est facile pour un organisme de régulation national de publier des normes de qualité de service s'appliquant aux fournisseurs de services énergétiques décentralisés. Mais il est souvent difficile et onéreux pour le régulateur national de vérifier que les fournisseurs dans les villages éloignés et isolés se conforment effectivement aux normes. Si les autorités ou le comité d'électrification villageois s'impliquent activement, ils peuvent être « les yeux et les oreilles » du régulateur au niveau local.
- Troisièmement, elle réduit les risques de *corruption*. Le risque de corruption est moindre lorsque la responsabilité de la régulation est ouvertement partagée avec un organisme public municipal. L'obtention de résultats est l'élément incitatif principal qui mobilise le village : il s'agit de disposer d'un approvisionnement en électricité fiable pour les clients nouveaux et existants. S'il y a des retards ou des demandes de pots de vin, le coût de l'électricité du village augmentera. Le comité d'électrification villageois est donc fortement incité à prendre des mesures en temps opportun d'une manière qui n'est pas à la portée d'un régulateur national.

Principale recommandation

Pour les nouveaux mini-réseaux isolés, il serait opportun que le régulateur encourage une participation éclairée des communautés locales. Ceci ne nécessite pas de délégation formelle de responsabilités régulatrices à un organisme communautaire. Une solution de compromis avec deux composantes sera mise en place : tout d'abord, le régulateur ou l'AER fournira un modèle de contrat de service entre le développeur et le village ; et deuxièmement, comme condition à l'obtention d'une subvention ou d'une licence ou permis, le développeur devra pouvoir démontrer que l'accord a été diffusé et discuté publiquement dans le village.

Autorégulation par des organismes communautaires ou les collectivités locales

Certains systèmes en mini-réseau isolé peuvent être la propriété d'organismes communautaires ou de collectivités locales. Dans ces situations, il est commun de voir l'administration locale explicitement investie d'une autorité juridique de régulation de son propre PPE. De fait, le mini-réseau est autorisé à s'autoréguler. Il définit ses propres tarifs et n'est pas tenu de consulter le régulateur ou tout autre service administratif national pour faire approuver ces tarifs. Au Pérou, par exemple, la réglementation nationale de l'électrification rurale dispense explicitement les petits PPE appartenant à des municipalités de se soumettre à une régulation tarifaire émanant de OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), l'autorité publique nationale de régulation des investissements dans l'énergie et les mines.

La justification de l'autorégulation tient au fait que les propriétaires du PPE sont aussi ses clients. Il n'y a donc pas d'incitation pour les propriétaires en situation de monopole à pratiquer des prix élevés. Si c'était le cas, ceci reviendrait simplement à transférer de l'argent d'une poche à une autre. Le problème cependant, en cas d'autorégulation par les communautés, les coopératives et les collectivités locales, c'est qu'elles fixent souvent les prix à un niveau trop bas plutôt que trop élevé. Sans une certaine pression ou contrôle extérieur, il est fort probable qu'un PPE isolé appartenant à une communauté ou une collectivité locale fixera les prix à un niveau ne couvrant pas les coûts d'exploitation et couvrant rarement l'amortissement du matériel destiné à en assurer le remplacement futur⁹. Si un PPE en régime de propriété communautaire veut être durable, il faut qu'il soit incité à pratiquer des prix suffisamment élevés pour fonctionner comme une entité commerciale viable sans pour autant créer un système de régulation complexe et coûteux.

Remarque clé

Plusieurs entités différentes peuvent assurer la régulation des PPE, en appuyant ou en se substituant à l'autorité nationale de régulation du secteur. Il s'agit notamment des AER, des communautés ou organisations communautaires et des administrations locales. Ce type de régulation sera sans doute plus efficace s'il existe un contrat ayant force exécutoire entre le PPE et l'entité régulatrice (autrement dit, une régulation par contrat). Toutefois, il faut noter que l'autorégulation d'un PPE en régime de propriété communautaire conduit à fixer des prix trop bas, sans mesures correctives ou contraintes permettant d'y remédier.

Notes

1. Par exemple, l'article 23 (3) de la Loi sur l'électricité de la Tanzanie stipule que « l'autorité peut fixer des tarifs maximaux de nature générique ou des méthodologies tarifaires simplifiées, applicables aux titulaires de permis ou aux personnes exonérées en vertu de l'article 18. » L'article 18 fait référence aux générateurs de moins de 1 MW

de puissance installée sur un site unique dans les zones rurales ou à des entités de distribution desservant des systèmes hors-réseau de demande maximum inférieure à 1 MW (c'est-à-dire, puissance de crête). L'article 26 de la Loi régissant l'électricité au Rwanda de 2011 stipule que : « Dans l'octroi de licence d'électrification rurale, l'agence de régulation crée une licence simplifiée en vue d'accélérer la procédure d'octroi de licence pour les projets d'électrification rurale. Cette licence est accordée à ceux qui opèrent dans les milieux ruraux. »

2. Voir Breyer (1982, 15) et Kahn (1988, 11 – 12). Les deux volumes de Kahn *Économie de la régulation* sont largement reconnus comme les ouvrages fondateurs moderne sur la pratique et la théorie de la régulation. Si Kahn est reconnu comme le principal universitaire américain sur la question, il était plus qu'un universitaire de renom. Il a également exercé le métier de régulateur de l'électricité à New York et a été actif dans la dérégulation du transport aérien dans l'ensemble des États-Unis.
3. Les économistes se concentrent sur l'efficacité et les hommes politiques sur l'équité. Pour un économiste, le préjudice causé par une situation de monopole est qu'elle se traduira par des tarifs qui ne seront pas socialement optimaux. Pour un politicien, le concept de tarification optimale et non optimale de l'économiste est trop abstrait. Les politiciens sont surtout préoccupés par ce qui influera sur les votes pour eux à la prochaine élection. Et dans la plupart des pays en développement, la question qui soulève les passions des ménages (et électeurs) dans les villages isolés desservis par un opérateur de mini-réseau est qu'ils paient des prix plus élevés pour l'électricité que les foyers desservis par le service public national. Ce sont ces écarts de prix plutôt que les niveaux de profit qui retiennent l'attention des élus locaux du Parlement.
4. Pour les deux études qui arrivent à des conclusions différentes sur l'efficacité des AER et des fonds d'électrification rurale (FER), voir Mostert (2008) et Matly (2010).
5. Dans de nombreux systèmes juridiques, il est présumé qu'une entité gouvernementale à qui a été attribuée une responsabilité, n'a juridiquement pas le droit de réaffecter formellement cette responsabilité à une autre entité. Dans les systèmes de common law, cette doctrine juridique est dénommée « *delegatus non potest delegare* » (autrement dit, un pouvoir législatif qui a été délégué à une entité ne peut pas faire l'objet d'une nouvelle délégation à un tiers, à moins que la loi n'ait spécifiquement autorisé la subdélégation).
6. Voir un exemple d'accord combiné de subvention et de concession bien conçu entre une AER et un opérateur privé d'un mini-réseau : AMADER (n.d.), « Contrat de concession » et le « Cahier des charges annexé à l'autorisation de concession ».
7. L'accord de services d'électricité au Cambodge précise les exigences techniques d'ingénierie (par exemple, mise à la terre, types de poteaux, distance entre les poteaux et les câbles), l'emplacement des compteurs, la responsabilité en cas de compteurs intentionnellement cassés ou trafiqués, le nombre de nouveaux clients à brancher sur une période déterminée, la durée du service en semaine et pendant les week-ends, les tarifs subventionnés pour les ménages pauvres, un système local de traitement des plaintes et de financement des subventions pour les clients pauvres, et les dépenses administratives du comité d'électrification villageois
8. En réalité, les prix n'ont pas été spécifiés dans cet accord car on pensait que ceci allait empiéter sur les responsabilités légales de l'autorité de régulation nationale d'électricité. Electricity Authority of Cambodia (EAC).
9. Ceci est explicitement reconnu dans les statuts de Community Electricity Distribution du Népal. L'article 10a impose aux entités de distribution d'électricité (c'est-à-dire les petits distributeurs d'électricité – PDE) de provisionner 10 % de leur chiffre d'affaires mensuel pour les réparations et l'entretien (NEA, 2003).

Bibliographie

- AMADER (Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de électrification rurale) n.d. « Contrat de concession ». Traduction en anglais non officielle. <http://ppp.worldbank.org/-public-private-partnership>.
- . n.d. « Cahier des charges annexé à l'autorisation de concession ». Traduction en anglais non officielle. <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership>.
- Bakovic, Tonci, Bernard Tenenbaum et Fiona Woolf. 2003. "Regulation by Contract: A New Way to Privatize Electricity Distribution?" Document de travail 14, Banque mondiale, Washington, DC. <http://rru.worldbank.org/Documents/PapersLinks/2552.pdf>.
- Barnes, Douglas F. 2007. *The Challenge of Rural Electrification: Strategies for Developing Countries*. Washington, DC: Resources for the Future Press.
- Breyer, Stephen G. 1982. *Regulation and Its Reform*. Cambridge, MA: Harvard University Press. <http://site.ebrary.com/id/10313884>.
- Brown, Ashley C., Jon Stern, Bernard Tenenbaum et Defne Gencer. 2006. *Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems*. Washington, DC: World Bank.
- Camos, Daniel, Maria Shkaratan, Fatimata Ouedraogo, Cecilia Briceño-Garmendia, Vivien Foster, et Anton Eberhard. 2008. "Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa." Document d'information, Africa Infrastructure Country Diagnostic, Banque mondiale, Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/7833>.
- Kahn, Alfred E. 1988. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. Vol. 1. Cambridge, MA: MIT Press.
- Mahé, Jean Pierre, et Ky Chanthan. 2005. "Rehabilitation of a Rural Electricity System." GRET et Kosan Engineering, Phnom Penh, Cambodge. <http://www.gret.org/wp-content/uploads/07409.pdf>.
- Matly, Michael. 2010. "Best Practice of Rural Electrification Funds in Africa." Review Paper, ICTS-NTUA et SOFRECO, Clichy, France.
- Mostert, Wolfgang. 2008. "Review of Experiences with Rural Electrification Agencies: Lessons for Africa." Draft Report, European Union Energy Initiative—Partnership Dialogue Facility. <http://www.mostert.dk/pdf/Experiences%20with%20Rural%20Electrification%20Agencies.pdf>.
- NEA (Nepal Electricity Authority). 2003. "Nepal Electricity Authority Community Electricity Distribution Bye Laws, 2060." http://www.nea.org.np/images/supportive_docs/Community%20Electricity%20Distribution%20Bylaw.pdf.
- Rodriguez, Sebastian, et Vanessa Lopes Janik. À paraître. "Case Studies on Gender and Electrification from Mali." Banque mondiale, Washington, DC.

Quand le réseau principal se connecte à un petit réseau

Les entreprises peuvent craindre que leur investissement dans des solutions hors-réseau s'avère inutile si le réseau est effectivement prolongé.

— ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION (ARE 2011, 10)

Cette centrale est à nous. Les villageois y travaillent ensemble, développent des liens communautaires et produisent de l'électricité qui permet de faire des économies.

— L'OPÉRATEUR DE LA CENTRALE ÉLECTRIQUE DU VILLAGE DE HUAI BU, EN THAÏLANDE, SOULIGNANT LES VERTUS DU MINI-RÉSEAU DE SON VILLAGE DONT LA MISE HORS SERVICE ÉTAIT PRÉVUE DANS L'ANNÉE, AVEC L'ARRIVÉE DU RÉSEAU NATIONAL (GREACEN 2004)

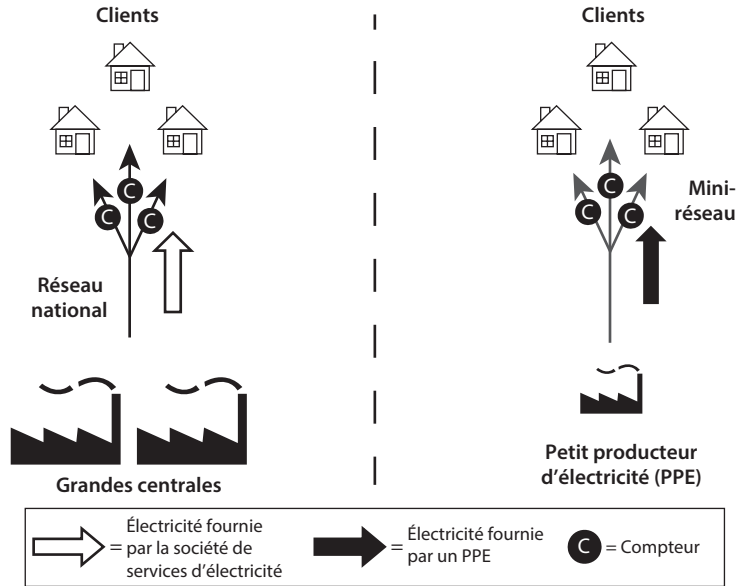
Résumé

Dans le chapitre 10, nous examinons les modèles économiques et les options de régulation utilisables lorsque le réseau principal s'interconnecte à un petit réseau. Cinq options de modèles économiques sont décrites. L'une d'entre elles prévoit la conversion d'un petit producteur d'électricité isolé (PPE) en petit distributeur d'électricité (PDE) interconnecté au réseau principal, un modèle largement répandu en Asie. Nous analysons les conditions préalables économiques, régulatrices et techniques nécessaires pour créer des PPE viables et un modèle hybride combinant un PDE à un PPE.

De la stratégie générale à la mise en œuvre sur le terrain

Comme indiqué dans le chapitre 1, pratiquement toutes les stratégies d'électrification nationales en Afrique sub-saharienne préconisent, afin d'optimiser l'accès à l'électricité en réseau, de poursuivre simultanément une politique centralisée d'extension du réseau et une politique décentralisée de promotion de mini-réseaux isolés. Cette stratégie sur deux fronts (illustrée à la figure 10.1) a été largement adoptée par les gouvernements africains. Cependant, sa mise en œuvre

Figure 10.1 Scénario de base : Avant que le mini-réseau ne soit interconnecté au réseau principal



Source : Diagramme établi par Richard Engel et Chris Greacen, 2013. Utilisé avec permission.

a souvent échoué. Pour qu'elle réussisse, une condition essentielle est que le gouvernement ou le régulateur précise clairement à l'avance ce qui se produira au moment de l'interconnexion. Le présent chapitre examine comment assurer à un mini-réseau isolé une transition sans heurt vers le raccordement au réseau principal. Si les conséquences du raccordement des activités centralisées et décentralisées ne sont pas clairement décrites à l'avance, les investisseurs seront réticents à investir dans des mini-réseaux isolés.

C'est ce qui a suscité d'importants problèmes au Cambodge il y a quelques années. L'absence d'une politique définissant la procédure à suivre lors du raccordement au réseau principal d'un mini-réseau s'est traduite par un sous-investissement de la part de centaines d'opérateurs de mini-réseaux privés. De nombreux opérateurs de mini-réseaux du secteur privé ont bricolé, avec des groupes électrogènes de deuxième et de troisième mains et des systèmes de distribution en mini-réseau utilisant des câbles sous-dimensionnés, non homologués pour l'usage en extérieur et souvent simplement suspendus aux arbres. Investir dans la modernisation du système n'avait guère de sens pour ces entrepreneurs, car si leur zone de service devait être retenue par la société de services d'électricité nationale (Électricité du Cambodge) comme la prochaine zone d'électrification, ils ne pouvaient que faire faillite et leurs équipements seraient mis au rebut.

Le régulateur cambodgien a résolu à présent ce problème en permettant aux petits producteurs d'électricité (PPE) des mini-réseaux répondant à des normes

techniques suffisantes de se connecter au réseau national et de se convertir en petits distributeurs d'électricité (PDE). L'établissement d'une marge suffisante entre le tarif d'achat en bloc d'énergie et les tarifs de vente au détail permet aux nouveaux PDE de couvrir leurs coûts de distribution et de réaliser un profit (Rekhani 2012). En 2013, le régulateur cambodgien avait délivré 82 licences à des entreprises de distribution qui étaient précédemment des mini-réseaux isolés alimentés par des groupes électrogènes au diesel. Il reste encore près de 200 opérateurs de mini-réseaux isolés sous licence (Keosela 2013). Le Cambodge a réussi à promouvoir en parallèle les deux politiques, centralisées et décentralisées, mais il semble être l'exception plutôt que la règle parmi les pays dont les besoins d'électrification rurale sont comparables.

Lorsque les investisseurs du secteur privé et des coopératives sont réticents à investir dans des mini-réseaux isolés, les villages isolés sont pénalisés parce qu'ils n'ont plus aucun espoir d'avoir accès à l'électricité qu'ils auraient peut-être pu obtenir s'il en était allé autrement et qu'ils doivent, de ce fait, attendre pendant des années, ou des décennies, l'arrivée du réseau national, si tant est qu'elle ait jamais lieu. À l'inverse, les politiques, comme celle du Cambodge, qui permettent aux mini-réseaux de se raccorder au réseau principal, et aux PPE de se convertir en PDE, peuvent favoriser l'émergence d'accords « gagnant-gagnant-gagnant » pour les développeurs, les sociétés de services d'électricité et le public. Si les politiques appropriées sont en place, tant le secteur privé que les organisations communautaires bénéficieront d'incitations économiques pour construire et exploiter des systèmes de mini-réseaux isolés. Ils peuvent électrifier les villages que la société nationale de services d'électricité ne souhaite pas desservir. Ceci permet à la société nationale de se concentrer sur l'expansion des réseaux haute tension et moyenne tension. La société nationale peut également potentiellement tirer des avantages de la présence d'une source de production d'électricité et d'un soutien de la tension en fin de ligne lorsque le réseau national se raccorde à un mini-réseau précédemment isolé. Les clients ruraux en tirent également des avantages parce qu'ils reçoivent le service d'électricité plus rapidement à un coût moindre et une meilleure qualité, lorsqu'ils sont enfin raccordés au réseau principal.

Recommandations à suivre en cas d'arrivée du réseau principal

Pour encourager les investisseurs à investir dans les mini-réseaux isolés, il faudrait adopter des régulations et des politiques offrant les options suivantes aux PPE au moment où le réseau principal arrive :

- *Option PDE.* Le PPE devrait avoir le droit — pour autant que certaines conditions soient remplies (voir ci-dessous) — de passer du statut de PPE exploitant un mini-réseau isolé à celui de PDE, achetant de l'électricité en gros au réseau national et la revendant au détail à ses clients locaux.

- *Option PPE.* Le PPE vend l'électricité à l'opérateur du réseau national (ou à un autre acheteur désigné) mais ne vend plus d'électricité aux clients de détail.
- *Option mixte PPE/PDE.* Le PPE exploitant un mini-réseau isolé se convertit en opérateur PDE achetant de l'électricité en gros à une société nationale ou régionale de services d'électricité et la revend au détail à ses clients locaux. Il conserve également un petit groupe électrogène existant ou nouveau, comme générateur de secours et/ou comme source d'approvisionnement d'appoint du réseau principal et des clients de détail.
- *Option de rachat.* Le PPE vend son réseau de distribution à l'opérateur du réseau national ou à une autre entité désignée par l'État ou par le régulateur et reçoit une rémunération pour la vente de ses actifs.

Nous pensons que les régulateurs devraient prendre comme hypothèse de base que toutes ces options seront approuvées si le PPE démontre que ses installations répondent à des normes de construction suffisamment élevées pour permettre le raccordement au réseau national et qu'il n'y a aucune objection essentielle et convaincante de la part des clients¹. Nous pensons également que le PPE qui a exploité un mini-réseau isolé devra être tenu de se raccorder — compte tenu des options qui lui sont offertes — lorsque le réseau de la société nationale arrive au(x) village(s) desservis par le PPE².

En l'absence de règles permettant de faire jouer ces options, ou dans le cas où aucune des options ci-dessus ne peut être appliquée, il ne reste qu'une option disponible :

- *Abandon.* Le réseau de distribution et le générateur sont abandonnés, vendus à la casse ou déplacés. La société chargée du raccordement construit et exploite un nouveau système de distribution pour desservir les clients dans la zone.

Principale recommandation

Les réglementations et les politiques doivent préciser à l'avance quelles sont les options commerciales offertes au PPE lorsque le réseau national arrive dans la zone de desserte du PPE. Dans le cas contraire, les entrepreneurs et les investisseurs ne prendront pas l'initiative d'investir dans des projets de PPE. Dans ce cas, les ménages ruraux n'auront pas le bénéfice d'un accès au réseau d'électricité tant qu'ils ne sont pas raccordés au réseau principal. Les options offertes suite au raccordement doivent être notamment les suivantes : la conversion du PPE en PDE, le maintien du PPE en une entité autonome vendant de l'électricité au réseau principal, le PPE agissant à la fois comme PPE et PDE, et la vente par le PPE de ses actifs à l'opérateur du réseau national ou à une autre entité préalablement désignée.

Option Petit distributeur d'électricité (PDE)

Un PDE achète de l'électricité à une société nationale ou régionale (en général à des tensions moyennes de 33 kilovolts [kV] ou 11 kV) et exploite un réseau de distribution qui livre cette électricité à des clients de détail. Le PDE aura généralement obtenu le droit de vendre à des clients de détail dans un ou plusieurs villages spécifiés dans sa licence ou son permis. Un modèle économique moins ambitieux basé sur des franchisés en milieu rural a été utilisé en Inde. Il visait à améliorer le recouvrement des recettes et les services fournis par les systèmes de distribution en place qui restaient la propriété d'une société de services d'électricité publique (voir l'encadré 10.1).

Encadré 10.1 Alternatives aux petits distributeurs d'électricité : Les franchises rurales en Inde

Le gouvernement central de l'Inde a décidé d'adopter une nouvelle approche de l'électrification rurale avec la promulgation en 2003 de la Loi sur l'électricité. Jusque-là, les régies d'électricité des États fédérés (state electricity boards — SEB) qui étaient chargées de fournir de l'électricité dans chaque État indien, avaient aussi la responsabilité de la desserte des zones rurales. Sur le papier, toutes les SEB avaient une obligation de service universel de fourniture d'électricité dans tout l'État, mais la réalité sur le terrain était assez différente. En 2010, les statistiques de l'autorité centrale de l'électricité (Central Electricity Authority) démontraient que le déficit de puissance de pointe dépassait 10 %. Lorsque la production d'électricité était insuffisante, la plupart des SEB privilégiaient l'approvisionnement des clients urbains et des entreprises commerciales parce que les tarifs étaient plus élevés dans ces zones. Les clients des zones rurales payaient moins et étaient victimes de délestages plus fréquents (Palit et Chaurey 2011). Donc même si les villages ruraux disposaient d'un accès à l'infrastructure d'électricité, ceci ne se traduisait pas en un accès effectif à un approvisionnement fiable en électricité.

La Loi sur l'électricité de 2003 a innové en encourageant le recours à des franchisés en milieu rural (Gouvernement de l'Inde 2003, article 5). La loi prévoyait que l'octroi des franchises pourrait prendre des formes différentes, les deux plus courantes étant : la franchise basée sur les revenus (FBR) et la franchise basée sur la revente d'électricité (FBRE). En mars 2012, on estimait que 37 000 franchises couvrant 216 000 villages étaient opérationnelles (Mukherjee 2013).

Franchise basée sur les revenus. La FBR est la forme de franchise la plus courante. Dans ce modèle économique, la SEB engage un individu ou un organisme pour relever les compteurs, distribuer les factures, percevoir les paiements, servir d'intermédiaire pour les plaintes et aussi parfois, assurer la maintenance de base des installations de distribution. En somme, la SEB recrute une personne locale chargée de l'assister dans le recouvrement des recettes. Cette personne est un entrepreneur indépendant qui effectue des tâches qui seraient sinon

(Suite de l'encadré à la page suivante)

Encadré 10.1 Alternatives aux petits distributeurs d'électricité : Les franchises rurales en Inde *(suite)*

exécutées par un employé de la SEB. C'est donc une forme de sous-traitance à un tiers. Il ne s'agit pas d'une privatisation car le bénéficiaire de la franchise ne devient pas propriétaire des installations de distribution — la SEB en conserve la propriété.

En tant qu'agent de la SEB, le bénéficiaire de la franchise n'a pas une licence propre, et les tarifs de détail demeurent inchangés. Les tarifs sont les mêmes que si la SEB facturait les clients de détail sans qu'il y ait une franchise. L'existence du franchisé résulte d'un contrat privé d'un à deux ans signé avec la SEB. Ce contrat ne requiert pas une approbation de l'autorité de régulation ou de toute autre entité administrative de l'État fédéré.

Plusieurs études de cas effectuées en 2007 (TERI 2007) démontrent qu'un grand nombre de ces franchises locales basées sur les revenus ont obtenu des succès importants en améliorant les niveaux de perception des recettes et de service. Par exemple, dans l'État indien du Karnataka, une étude a mis en évidence une augmentation d'environ 10 % de l'efficacité de la facturation, de 20 à 30 % des recettes et de 10 à 15 % des nouveaux clients (TERI 2007). Néanmoins, plusieurs problèmes fondamentaux semblent subsister dans le modèle économique de la franchise. Tout d'abord, les marges bénéficiaires sont faibles, donc la franchise basée sur les revenus est largement perçue comme une activité peu rentable. Deuxièmement, la source amont d'approvisionnement en électricité reste contrôlée par la SEB. Et donc, si l'offre d'électricité de la SEB est insuffisante — soit qu'elle ne soit pas physiquement disponible, soit qu'elle ne soit pas suffisamment rémunératrice pour valoir la peine d'être fournie — c'est le bénéficiaire local de la franchise qui est blâmé pour le défaut d'approvisionnement, même s'il n'a, de toute évidence, aucun contrôle sur la source d'approvisionnement. Troisièmement, si la FBRE est incitée à percevoir les montants facturés, en revanche elle n'est en aucune manière incitée à aider la société de services d'électricité à réduire ses pertes (Palit et Chaurey 2011).

Franchises basées sur la revente d'électricité. En réponse à ces lacunes, le recours croissant à des FBRE a été l'une des solutions retenues. En mars 2012, on estimait que sur les 37 614 bénéficiaires de franchises en milieu rural un peu plus de 1 600 étaient des franchisés FBRE. Un FBRE achète l'électricité à la société de services de distribution d'électricité (généralement la SEB, entité publique) à un tarif fixe et la revend ensuite à ses clients de détail. En somme, il fonctionne comme un PDE et est responsable de toutes les activités commerciales liées à la mise en service de nouveaux branchements, l'installation d'un compteur, les relevés des compteurs, la facturation, le recouvrement des factures en cours et des dettes, les déconnexions et reconnexions des clients et le traitement des plaintes des clients. Si le FBRE est capable de réduire les pertes de distribution et d'améliorer l'efficacité de la facturation et du recouvrement, il peut réaliser des profits plus élevés. En effet, un FBRE fonctionne à tous égards comme un PDE, si ce n'est que la SEB reste toujours le titulaire formel de la licence de distribution.

Sources : ABPS 2011 ; Dixit 2012 ; Mukherjee 2013 ; TERI 2007.

Note : Dans le cas de l'Inde, le terme *franchisé* ne se réfère pas au détenteur de la licence. Il se réfère au contraire à la personne ou l'entité ayant reçu du titulaire de la licence de distribution l'autorisation de distribuer de l'électricité en son nom dans une zone déterminée. Toutefois, l'obligation juridique de service relève toujours du titulaire de la licence de distribution (autrement dit, une régie d'électricité d'un État fédéré ou SEB).

Les PDE sont très répandus dans plusieurs pays d'Asie (Népal, Bangladesh, Vietnam et Cambodge) qui ont particulièrement bien réussi la mise en œuvre à grande échelle de l'électrification. Parfois ces PDE ont démarré comme des PPE et sont devenus des PDE au moment du raccordement de leur zone d'activité au réseau, comme dans le cas des 82 PDE cambodgiens évoqué au début de ce chapitre.

Des démarches similaires ont été employées dans les cas plus courants où les PDE n'avaient pas un passé de PPE, mais avaient été d'emblée conçus pour fonctionner comme des PDE. Par exemple, on décomptait au Népal en juillet 2010, plus de 116 000 ménages dont le service d'électricité provenait d'entités de distribution en régime de propriété communautaire ayant acheté l'électricité au prix de gros à la société nationale pour ensuite la revendre au détail. Ces coopératives de distribution communautaires fonctionnent dans le cadre des statuts de l'électrification communautaire décrétés par le gouvernement en 2003. Ces statuts exigent que les communautés financent 20 % du coût total de la construction des lignes de distribution, tandis que l'État couvre les 80 % restants. Cette approche a fait ses preuves pour électrifier les communautés plus rapidement que ne le permettrait un développement conventionnel à l'initiative de la société nationale de services d'électricité. Les PDE en régime de propriété communautaire ont également considérablement réduit les vols d'électricité et amélioré la ponctualité du paiement des factures par les consommateurs (Manon 2010).

De même, le Bangladesh a 70 coopératives électriques rurales qui desservent environ 8,4 millions de clients. Accompagnant l'extension du réseau, ces coopératives, appelées Palli Bidyut Samity (PBS), ont été le principal vecteur de l'électrification. Les PBS achètent de l'énergie en bloc au Bangladesh Power Development Board et revendent ensuite cette électricité au détail aux acheteurs membres ou non membres de la coopérative dans leurs zones de service (Palit et Chaurey 2011). Ils desservent entre 35 000 et 275 000 clients (Chowdhury 2009).

Au Vietnam, environ 21 % des 8 000 communes rurales du pays sont desservies par des services de distribution locale d'électricité privés, communautaires ou en coopératives (local distribution utilities — LDU) achetant l'électricité en bloc à des sociétés de services d'électricité régionales et revendant l'électricité aux clients de détail (Van Tien et Arizu 2011).

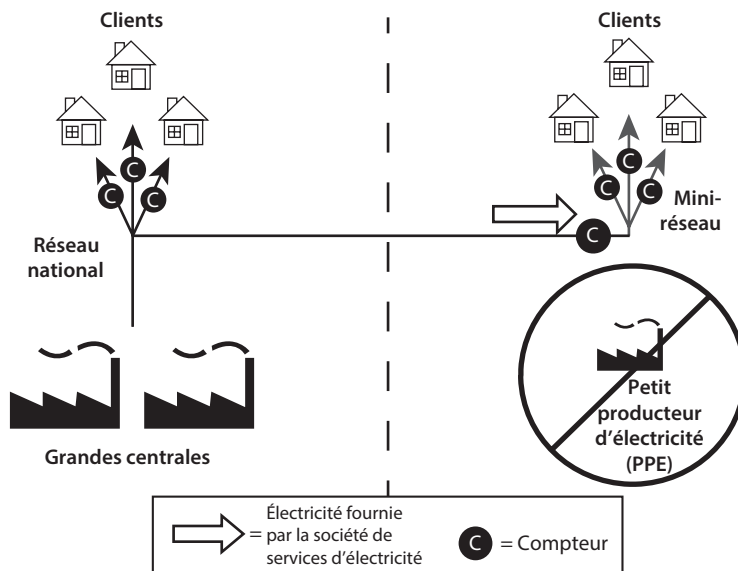
La Tanzanie semble être le premier pays d'Afrique envisageant sérieusement l'option PDE. Dans le cadre de la réglementation de « deuxième génération » des PPE actuellement examinée par l'EWURA (Tanzanian Energy and Water Utilities Regulatory Authority [EWURA 2013 Section 40-3]), les PDE seront explicitement autorisés à demander à l'EWURA le droit de fonctionner sous les régimes suivants :

- PPE vendant à un gestionnaire de réseau de distribution (GRD)³ raccordé au réseau principal.
- PDE achetant de l'électricité en bloc à un GRD raccordé au réseau principal et revendant ensuite cette électricité à ses clients de détail.
- Une combinaison PPE et PDE.

Si ces règles sont adoptées, un PPE sur un réseau auparavant isolé (Type 1 du chapitre 2 : PPE isolé qui vend au détail) aura juridiquement le droit de se convertir en PPE interconnecté au réseau pratiquant la vente en gros (Type 4 : PPE raccordé au réseau qui vend en gros à une société de services d'électricité) ou en PDE (qui doit être raccordé à une autre source d'approvisionnement) achetant de l'électricité en gros et la revendant au détail, ou une combinaison des deux. Mais l'option de conversion d'un PPE en PDE, bien que prometteuse sur le papier, ne représentera pas une option sérieuse tant que le PDE n'a pas les moyens d'être commercialement viable. C'est pourquoi la réglementation proposée préconise d'autoriser les PDE à pratiquer un tarif au détail qui leur laisse des marges suffisantes pour qu'un PDE efficace soit commercialement viable (EWURA 2012a). Malheureusement, même si cette option est juridiquement autorisée, elle risque de ne pas être politiquement réalisable. En effet, les ménages des villages désormais raccordés au réseau national, diront qu'ils ont droit à des tarifs aussi bas que ceux des ménages desservis par la société nationale de services d'électricité dans les villages avoisinants. Si les tarifs de détail pratiqués par la société nationale de services d'électricité constituent « de fait » un plafond infranchissable, la seule option disponible sera de subventionner les coûts de fonctionnement ou les coûts d'achat d'énergie du PDE de façon à lui permettre d'engranger un profit sur les ventes d'électricité au tarif de détail pratiqué par la société nationale. Les sections qui suivent décrivent trois mécanismes d'octroi de ces subventions.

Le cas d'un PPE se convertissant en PDE est illustré par la figure 10.2. Le système de distribution qui desservait le mini-réseau isolé continue de vendre

Figure 10.2 Option Petit distributeur d'électricité — Le système en mini-réseau achète en bloc de l'électricité à la société nationale et en assure la distribution locale



Source: Diagramme établi par Richard Engel et Chris Greacen, 2013. Utilisé avec permission.

l'électricité aux mêmes clients, mais cette électricité provient désormais du réseau national et non plus du générateur d'un PPE isolé.

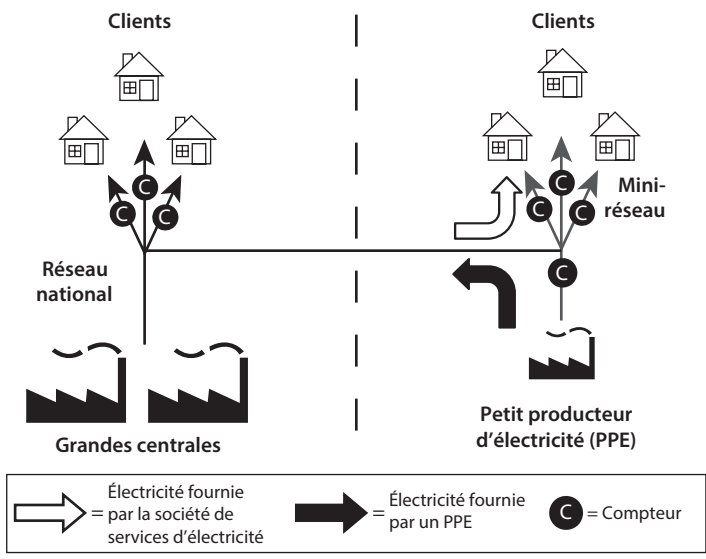
Si les régulateurs autorisent les PPE en mini-réseaux à devenir des PDE, il faudra veiller à ce que le système de distribution soit construit, ou mis à niveau, selon des normes permettant d'assurer l'interconnexion avec le réseau national (Aissa 2011 ; du Preez 2011). Si le développeur PPE rogne sur les dépenses pour faire des économies sur le coût d'installation du système de distribution initial, ce système devra être mis à niveau quand le mini-réseau isolé est raccordé au réseau principal. Ou, si la mise à niveau s'avère impossible à réaliser, l'intégralité du système de distribution existant sera mis au rebut et complètement remplacé lors du raccordement du PPE au réseau principal.

Option Petit producteur d'électricité (PPE)

Lors de l'arrivée du réseau principal, certains PPE pourront préférer abandonner les activités de vente au détail et ne conserver que la vente d'électricité en gros au réseau national (voir la figure 10.3) (Type 4 dans le tableau 2.1 : un PPE raccordé au réseau vend en gros à une société de services d'électricité).

Trois facteurs essentiels conditionnent la capacité d'un PPE à réussir la transition lors de l'interconnexion d'un mini-réseau au réseau principal, tout en restant financièrement viable : le coût de production de l'électricité du PPE, le tarif de

Figure 10.3 Option Petit producteur d'électricité



Source: Diagramme établi par Richard Engel et Chris Greacen, 2013. Utilisé avec permission.
Note: Le générateur du PPE est interconnecté au réseau principal, et devient une centrale supplémentaire sur le réseau. La société de services d'électricité reprend les activités de distribution aux clients de détail. Les flèches indiquent ici le flux de puissance prévu au contrat, pas nécessairement le flux d'électrons. Dans ce cas, le PPE ne fait que vendre de l'électricité en gros au réseau principal. Il se peut qu'un petit nombre d'électrons aient été distribués aux clients du village, mais ceci n'a pas d'importance — ce qui compte, c'est l'électricité injectée dans le réseau par le PPE qui se substitue à une quantité d'électricité que les autres centrales du réseau national auraient dû produire.

rachat garanti (TRG) que le PPE désormais interconnecté au réseau principal recevra pour ses ventes à la société nationale et le niveau de facteur de capacité que le PPE sera capable de fournir.

Pour certains générateurs des PPE, tels que les petites centrales hydroélectriques, le coût de la production d'électricité peut être suffisamment bas pour être concurrentiel avec celui d'une production conventionnelle sur le réseau principal, en particulier quand les prêts des banques ont été remboursés. Par exemple, un petit projet de centrale hydroélectrique est construit dans le sud-ouest de la Tanzanie qui fournit un complément d'électricité au mini-réseau existant alimenté par des groupes électrogènes au diesel de la Tanzania Electric Supply Company (TANESCO). Il faut se souvenir que la Tanzanie pratique un système de double tarif TRG : un tarif s'appliquant aux ventes à l'un des mini-réseaux existants de TANESCO et un deuxième tarif pour les ventes à TANESCO sur le réseau national principal. Jusqu'à ce que le réseau national atteigne cette région, l'électricité produite par le générateur du PPE sera rémunérée au tarif du mini-réseau, qui, en 2012, était confortable, à 480 T Sh par kilowattheure (kWh) (0,305 dollar par kWh) (EWURA 2012 c). Mais après l'arrivée du réseau, le projet va vendre de l'électricité au tarif national très inférieur, d'environ 152 T Sh par kilowattheure (0,097 dollar par kWh) (EWURA 2012b).

Dans des pays comme la Tanzanie, où les PPE sont payés sur la base de tarifs basés sur les coûts évités (définis et examinés dans un autre chapitre), seuls les petits projets de centrales biomasse ou hydroélectriques disposant de sources d'approvisionnement en combustible captives à base de déchets agro-industriels ont des chances de pouvoir être commercialement viables s'ils sont raccordés au réseau principal. Dans les pays tels que la Thaïlande, avec des TRG basés sur la technologie, des technologies plus onéreuses, telles que l'énergie solaire ou l'énergie éolienne, peuvent aussi être viables, même en tant que capacité rattachée au réseau.

Le niveau du facteur de capacité joue un rôle important, capable de compenser les effets des tarifs inférieurs d'une activité raccordée au réseau. Quand un PPE produit de l'électricité pour un mini-réseau isolé, à tout moment, il ne peut vendre que la quantité d'électricité effectivement appelée à tout moment par le mini-réseau. Généralement, au milieu de la nuit, la demande est faible dans un système de mini-réseau, car la plupart des résidents du voisinage dorment et leurs appareils sont éteints. Or, dans le cas d'un PPE raccordé au réseau, le réseau national est généralement capable d'absorber 24h/24 la totalité de la puissance produite par un PPE. Cette capacité de fonctionnement à un facteur de capacité supérieur signifie que la vente de kilowattheures est considérablement supérieure, ce qui contribue partiellement, ou même totalement, à compenser l'impact des tarifs moins élevés.

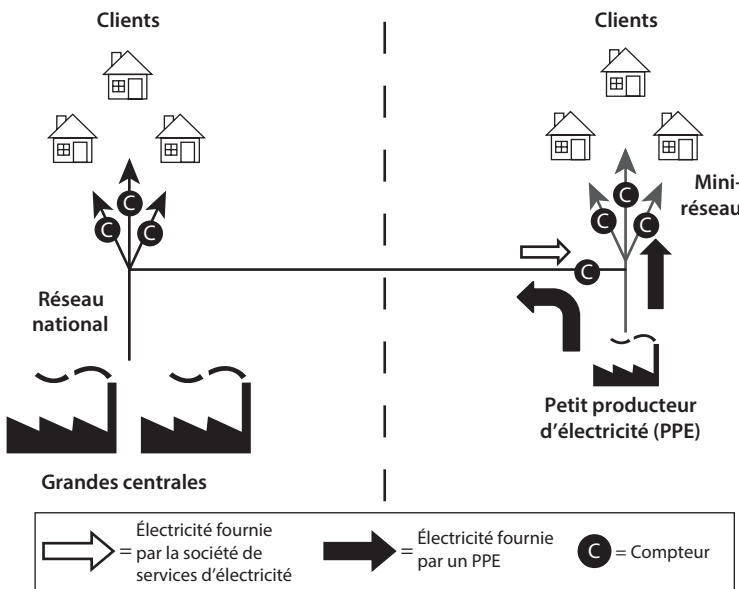
Option mixte PPE/PDE

Dans l'option mixte PPE/PDE, le PPE joue simultanément les deux rôles présentés ci-dessus dans les deux options précédentes : il vend de l'électricité aux clients de détail, et produit de l'électricité à vendre au réseau national (une combinaison des

Types 3 et 4 dans le tableau 2.1, chapitre 2). Cette option devrait être encouragée dans les pays où les réseaux principaux sont affectés par les insuffisances des capacités de production alors même qu'ils s'efforcent de relever le défi de l'extension des services d'électrification rurale à une part de population plus importante ; ou dans les zones où le réseau local de distribution est insuffisant et où les baisses de tension ou coupures de courant sont fréquentes (voir la figure 10.4).

L'électricité vendue aux clients de détail peut provenir du générateur du PPE ou d'un achat d'électricité en gros à la société nationale de services d'électricité. À cet égard, il y a un large éventail de possibilités, et la configuration d'un projet donné peut changer au fil du temps. Pour prendre un exemple réel, la majeure partie de l'électricité produite par le projet de centrale hydroélectrique de MWenga de 4 mégawatts (MW) en Tanzanie (mise en service en octobre 2012) est vendue au réseau, mais la centrale fournit également près de 100 % de l'électricité utilisée par les clients de détail. Avec le développement du projet, qui va passer de 900 clients initiaux à une prévision de 4 000 clients de détail répartis sur 16 villages, la part d'électricité consommée par les clients de détail augmentera, tandis que la part vendue au réseau diminuera. Dans cette combinaison PPE/PDE, il n'est envisagé d'acheter de l'électricité en gros provenant du réseau que lorsque la centrale est en arrêt pour maintenance, ou (plus probablement) durant les périodes de reconnexion de courte durée (15 minutes ou moins)

Figure 10.4 Option mixte Petit producteur et Petit distributeur d'électricité



Source: Diagramme établi par Richard Engel et Chris Greacen, 2013. Utilisé avec permission.

Note: La flèche indiquant « Électricité fournie par la société » est dessinée en réduction pour traduire le fait que la quantité d'électricité achetée au réseau national est réduite (en raison de l'électricité produite par le PPE qui alimente directement les clients du mini-réseau). À certaines périodes de la journée, l'électricité fournie par le réseau national s'interrompt complètement car la charge émanant des clients locaux est intégralement couverte par le PPE.

quand une perturbation sur le réseau national impose à la centrale hydroélectrique de déclencher son mode hors connexion. À l'inverse, les groupes électrogènes au diesel — peu coûteux à l'achat, mais chers à exploiter — offrent une alimentation de secours dans les villages ou pour des charges vitales (hôpitaux, répéteurs de téléphonie mobile, bases militaires) qui ont besoin d'une électricité très fiable ou qui souffrent des coupures d'électricité fréquentes du réseau.

La formule mixte PPE/PDE a été proposée en Inde dans deux articles récents de ABPS (2011) et de la Banque mondiale (2011). L'ABPS fait référence à ce modèle comme un modèle de « production décentralisée avec appui du réseau » et le rapport de la Banque mondiale le décrit comme le modèle de « production et approvisionnement distribués ».

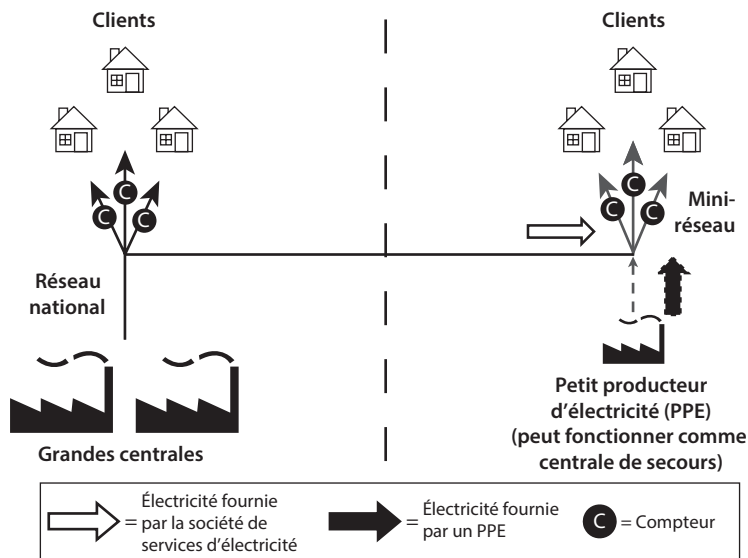
Option de rachat

Dans l'option de rachat, la société de services d'électricité achète et exploite le mini-réseau de distribution existant et, éventuellement, le générateur (voir figure 10.5).

C'est une option intéressante si les critères suivants sont remplis :

- Les normes techniques de construction du mini-réseau sont comparables aux normes utilisées pour les installations de distribution appartenant à la société de services d'électricité.
- La société de services d'électricité est capable de gérer les ressources humaines nécessaires pour exploiter le mini-réseau nouvellement acquis, y compris les activités de recouvrement des factures, les nouveaux branchements, la maintenance et la résolution des conflits.

Figure 10.5 Option de rachat



Source : Diagramme établi par Richard Engel et Chris Greacen, 2013. Utilisé avec permission.

Dans l’option de rachat, le choix des équipements à vendre, et leur prix de vente (actifs du système de distribution uniquement ou actifs des systèmes de distribution et de production) devront être déterminés au cas-par-cas. En principe, le prix de vente reflète la valeur comptable après amortissement des actifs qui restent utilisables. Pour pouvoir déterminer le prix de vente, il faut également savoir si le mini-réseau et/ou le générateur ont été au départ subventionnés (et dans quelle mesure) ou ont bénéficié d’un don.

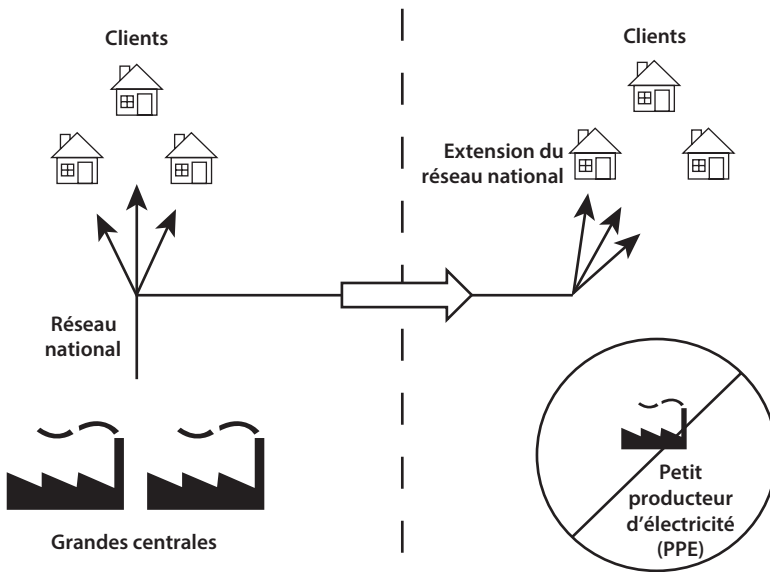
Option d’abandon des actifs

La dernière option (qui risque de ne pas être très attrayante pour le PPE) consiste à mettre au rebut les actifs du mini-réseau du PPE ou à les transférer sur un autre site, car la société nationale de services d’électricité souhaite repartir à zéro en construisant un nouveau système de distribution (voir la figure 10.6). Si la qualité du mini-réseau est inférieure à la norme et s’il n’est pas rentable de le mettre à niveau, c’est parfois la seule option disponible. En Thaïlande, par exemple, 34 des 59 mini-réseaux villageois alimentés par des microcentrales hydroélectriques installés après 1983, avaient été abandonnés en 2004. Ces communautés (31 villages) ont été en grande majorité raccordées au réseau principal et rééquipées de nouveaux systèmes de distribution par la société de distribution d’électricité en milieu rural du pays, Provincial Electricity Authority (PEA) (Greacen 2004, 53).

Quel est le sort réservé aux actifs physiques dans chaque option ?

Le sort réservé aux générateurs et actifs de distribution des mini-réseaux est résumé dans le tableau 10.1.

Figure 10.6 Option d’abandon



Source: Diagramme établi par Richard Engel et Chris Greacen, 2013. Utilisé avec permission.

Tableau 10.1 Le sort réservé aux générateurs et actifs de distribution des mini-réseaux dans chaque option

<i>Option</i>	<i>Générateur</i>	<i>Mini-réseau</i>
Petit distributeur d'électricité (PDE)	Mis au rebut ou déplacé	Utilisé par le PDE pour revendre l'électricité achetée en gros
Petit producteur d'électricité (PPE)	Utilisé pour vendre de l'électricité au réseau principal	N'est plus utilisé, ou est employé par la société d'électricité pour vendre de l'électricité aux clients de détail
PPE et PDE	Produit de l'électricité pour la vente au détail et pour vendre au réseau principal et/ou utilisé comme alimentation de secours	Utilisé pour fournir de l'électricité à des clients de détail du PPE/PDE
Rachat	N'est plus utilisé ou est vendu à la société d'électricité	N'est plus utilisé ou est vendu à la société d'électricité
Abandon	Mis au rebut ou déplacé	Mis au rebut

Quelle que soit l'option — à l'exception des options de rachat et d'abandon — les décisions ne peuvent pas être prises unilatéralement par l'opérateur d'un mini-réseau existant isolé. Il faut qu'elles obtiennent l'approbation de l'autorité de régulation et de la partie qui achètera l'électricité (la communauté locale ou l'opérateur du réseau national). En revanche, les options de rachat ou d'abandon ne requièrent pas une approbation de la communauté. Ces deux dernières options peuvent être décidées unilatéralement par l'opérateur PPE existant, car elles impliquent un nouveau service fourni par la société de services d'électricité nationale ou régionale — avec un niveau de service correspondant à l'option par défaut dans la plupart des autres régions électrifiées du pays. Toutefois, si le PPE exerçait ses activités dans le cadre d'une licence délivrée par le régulateur, son approbation devrait normalement être sollicitée dans les deux cas — rachat et abandon.

Créer une option PDE viable

Si un régulateur est d'avis que les PDE sont justifiés, des détails importants devront être examinés. Il s'agit notamment de l'examen des normes techniques des mini-réseaux, et (s'il est prévu que les mini-réseaux facturent leurs services au tarif national uniforme) la disponibilité de subventions et leurs modalités d'attribution.

Normes techniques des mini-réseaux

Si un mini-réseau précédemment isolé s'interconnecte avec le réseau national (option PDE), ou vend ses actifs à la société d'électricité (option de rachat), le système de distribution en question sera tenu de s'aligner sur les normes techniques du réseau national.

Une mesure extrêmement utile de la part des sociétés de services d'électricité (exigeant peut-être un encouragement ou un ordre formel émanant de l'autorité

de régulation) serait d'afficher en permanence sur leur site une version mise à jour des normes techniques d'électrification rurale. Les « Régulations techniques de l'électrification rurale et des réseaux électriques en milieu rural » en sont un bon exemple (Ministère de l'Industrie de la République socialiste du Vietnam 2006). En rendant accessibles les normes d'électrification rurale nationales, les développeurs PPE seront plus enclins à construire des systèmes de distribution conformes et adaptés à l'interconnexion ou la revente à la société de services d'électricité.

Même si l'interconnexion avec le réseau national n'est pas prévue, les aspects de sécurité et de fiabilité justifient que les mini-réseaux se conforment aux normes techniques minimales. Des exemples de ces normes comprennent les Spécifications des systèmes hydroélectriques villageois du Sri Lanka (ESD/RERED Gouvernement du Sri Lanka 1999) et celles de la Commission électrotechnique internationale (CEI) 82-62257-9 : Recommandations pour les petits systèmes à base d'énergie renouvelable et hybrides sections 9-1 à 9-4 (CEI 2008).

Les normes applicables couvrent les principaux thèmes suivants — aussi bien pour le réseau national que pour les mini-réseaux isolés — : les distances de sécurité et les périmètres de protection ; la construction de lignes de distribution moyenne et basse tension, y compris les aspects liés à la section du conducteur et à sa composition ; l'utilisation d'isollements et d'accessoires des lignes conformes ; la protection contre la foudre ; les équipements de commutation, poteaux, matériel, haubanage des poteaux, sections des câbles, modélisation de l'agencement des câbles, extrémités et jonctions des câbles, et mise à la terre ; compteurs ; boîtiers ; etc.

Subventions pour mettre en œuvre l'option Petit distributeur d'électricité ou l'option mixte Producteur et Distributeur

Si le PPE décide de se convertir d'un statut de PPE isolé au statut de PDE raccordé au réseau ou à un statut mixte de PPE/PDE raccordé au réseau — et si le gouvernement exige que le nouveau PDE vende l'électricité à ses clients de détail au tarif national uniforme — le gouvernement sera tenu de verser au PDE des subventions, directement, ou indirectement, lui permettant d'offrir à ses propres clients de détail les mêmes niveaux de tarif et structures que ceux qu'offre aux clients de détail la société nationale de services d'électricité.

Il est fréquent que les autorités politiques imposent à l'entreprise publique de services d'électricité de facturer un tarif national uniforme. Mais un PDE privé ou en régime de propriété communautaire ne pourra se conformer à cette obligation que si son activité est commercialement viable. La viabilité commerciale exige de disposer d'un apport suffisant de liquidités par le biais des recettes perçues auprès des utilisateurs et/ou des subventions permettant de couvrir les coûts du PDE. Sans cet apport minimum de recettes, le tarif national uniforme sera une obligation statutaire non financée et impossible à concrétiser.

Lorsqu'une société de services d'électricité nationale dessert des clients ruraux pauvres, elle bénéficie d'un avantage majeur hors de portée pour les PDE — elle peut subventionner la consommation de ses clients ruraux pauvres par des

subventions croisées financées par ses autres clients résidentiels aisés ou des clients commerciaux et industriels situés ailleurs sur son réseau. Il pourra être plus difficile pour un PDE de mettre en place un système de subventions croisées au bénéfice de ses clients résidentiels pauvres à partir des tarifs payés par les autres clients de sa zone de service ou de concession : un PDE aura moins de clients et la plupart de ces clients seront sans doute des ménages pauvres. En outre, les PDE n'ont que peu de chances d'avoir de nombreuses entreprises commerciales ou industrielles dans leur clientèle, potentiellement capables de subventionner indirectement les ménages pauvres. Par conséquent, si les autorités publiques exigent d'un PDE qu'il applique le tarif national uniforme, il leur faudra fournir des financements de subvention provenant d'une source extérieure.

S'il est relativement facile de décrire les subventions, il n'est pas toujours facile de les mettre en pratique. Il n'est que de lire les avis des principaux acteurs sur l'octroi des subventions aux PDE.

Ministère de l'énergie

En réalité, c'est un véritable casse-tête politique pour le gouvernement d'avoir deux villages voisins avec des tarifs très différents. C'est impossible d'avoir d'un côté des ménages payant le tarif national uniforme de l'électricité dans un village relié au réseau principal tandis qu'à quelques kilomètres de là, dans un autre village, les ménages desservis par un opérateur de mini-réseau sont obligés de payer un tarif deux à trois fois supérieur. C'est injuste et impossible à laisser en l'état. La seule solution viable est de raccorder dès que possible tous ces mini-réseaux au réseau principal et de faire payer aux ménages le même tarif de détail quel que soit le fournisseur, société nationale d'électricité ou un quelconque petit distributeur, privé ou communautaire.

Directeur général de la société nationale de services d'électricité

Je vais installer le raccordement de ces villages isolés si le gouvernement m'ordonne de le faire. Mais la construction de ces lignes jusqu'à ces communautés isolées va coûter très cher et nous n'avons pas cet argent. Donc si c'est la politique du gouvernement, le gouvernement ou les bailleurs de fonds devront nous octroyer des dons permettant de payer le coût de construction de ces nouvelles lignes. Mais ensuite, même après avoir raccordé les villages, nous allons perdre de l'argent sur chaque kilowattheure vendu aux ménages bénéficiant du tarif de première nécessité dans ces villages. Si le PPE veut devenir distributeur de notre électricité, c'est parfait, tant qu'on ne nous demande pas de subventionner ses tarifs. Si le gouvernement veut nous faire subventionner ces petits distributeurs, il faut qu'il trouve l'argent qui me permettra de le faire. Le gouvernement est content de faire des promesses, surtout avant une élection, mais il perd souvent la mémoire lorsque vient le temps de financer ces promesses.

Opérateur d'un mini-réseau existant

Le ministre et la société nationale de services d'électricité ont, semble-t-il, la mémoire très courte. J'ai pris le risque de construire un système de production et

de distribution dans cette communauté à une époque où personne d'autre ne s'est soucié de lui fournir de l'électricité. Et j'ai assuré à cette communauté un service de qualité depuis de nombreuses années. Évidemment, je n'ai nullement l'intention de retarder l'arrivée du réseau principal, car cela peut réduire le coût de l'électricité pour le village et donner plus d'heures de service d'électricité par jour. Mais il faudrait au moins que je sois autorisé à poursuivre mes activités en tant que distributeur, après le raccordement au réseau principal, parce que je connais mes clients dans ce village, et je peux fournir un meilleur service, et avec moins de pertes, que ne le ferait la société nationale. En revanche, je ne pourrais survivre comme distributeur que s'il existe une marge suffisante entre mon prix d'achat en bloc de l'énergie et le prix de revente au détail de l'électricité que je pourrais facturer à mes clients.

Clients dans un village desservi par un PPE

Il n'est pas juste que nous soyons contraints de payer trois fois plus que nos amis et parents d'autres villages voisins desservis par la société nationale d'électricité. Ils peuvent acheter l'électricité au tarif social tandis que nous payons des tarifs qui sont deux à trois fois plus élevés à l'opérateur du mini-réseau. Il est aussi injuste que les villageois raccordés disposent de tellement plus d'heures d'électricité que nous. Dans un bon jour, nous aurons la chance d'avoir 4 à 6 heures d'électricité le soir, alors qu'ils ont accès à l'électricité 24 heures par jour. Et bien sûr, quand notre village sera enfin raccordé au réseau national, nous payerons exactement les mêmes tarifs que tous ceux qui sont raccordés au réseau national dans le pays. La pire des injustices serait d'être raccordés au réseau national, mais d'être encore obligés de payer l'électricité à un opérateur privé plus cher que ceux qui sont desservis par la société nationale.

Si le pays est capable de financer de manière récurrente des subventions de fonctionnement en faveur des PDE, les décideurs devront porter une attention particulière à leurs modalités de financement.

Quelles modalités de financement des subventions de fonctionnement aux petits distributeurs d'électricité ?

Un gouvernement dispose de trois méthodes principales de financement des subventions de fonctionnement externes des PDE. Ces subventions permettent aux PDE de facturer leurs services au même tarif que la société nationale de services d'électricité, et aussi d'offrir à leurs clients à faible consommation un tarif social ou de première nécessité. Nous examinerons successivement ces trois méthodes.

Méthode 1 : Financement par le budget général

Selon cette méthode, le gouvernement tire le financement des subventions de son budget général. Le problème fondamental dans cette approche, c'est que la plupart des gouvernements africains faisant cette promesse ne sont pas en mesure de la tenir. Ils n'ont tout simplement pas les ressources budgétaires qui permettraient de financer en continu une telle subvention. Et même si les

ressources étaient disponibles, il faudrait beaucoup de temps et d'efforts pour établir les mécanismes administratifs permettant de décaisser les fonds des subventions. En outre, les subventions accordées par une administration pourraient être supprimées cinq ans plus tard, quand un autre gouvernement est au pouvoir.

Méthode 2 : Un fonds distinct de subvention de l'électrification rurale

Dans ce cas, le gouvernement ou une autre entité, telle qu'une agence d'électrification rurale (AER) ou un régulateur, gère un fonds de subvention qui reçoit un financement de l'État et de donateurs extérieurs. Des fonds d'électrification rurale (FER) et des AER existent maintenant dans plus de 15 pays d'Afrique subsaharienne. La plupart d'entre eux ont été établis, entre autre, pour que les différentes sources de financement des subventions transitent par une seule organisation ou fonds. Dans presque tous les cas, les fonds de subvention ont servi à financer des subventions d'équipement destinées à réduire les coûts de branchement des ménages désireux de souscrire au service des mini-réseaux isolés ou de la société de services d'électricité nationale. En Tanzanie, par exemple, l'AER est prête à verser un don de 500 dollars pour chaque nouveau branchement réalisé dans les zones rurales. De même, l'AMADER (AER du Mali), finance généralement des subventions d'équipement couvrant environ 75 % du coût d'un nouveau branchement (en moyenne, le coût s'élève à environ 580 dollars par nouveau branchement [Adama et Agalassou 2008]).

Au Pérou, le gouvernement offre des subventions d'équipement initial dans les zones rurales aux fournisseurs réseau et hors réseau, sous une forme très similaire à celle qu'offrent les AER et FER africains. Mais le gouvernement péruvien subventionne également en parallèle le fonctionnement et la consommation, outre les subventions d'équipement initiales (voir l'encadré 5.3). Le gouvernement a créé un fonds appelé FOSE qui finance en continu des subventions à la consommation pour les consommateurs dans les zones rurales qui consomment moins de 100 kWh/mois. Le financement de ces subventions à la consommation est alimenté dans tout le pays par les clients résidentiels, commerciaux et industriels ayant une consommation mensuelle supérieure à 100 kWh/mois. En effet, ces consommateurs doivent payer un supplément de 2,5 % sur leurs factures mensuelles qui finance un tarif social réduit pour tous les clients résidentiels consommant moins de 100 kWh/mois.

Quel est le coût de cette subvention croisée pour un client résidentiel à consommation moyenne d'électricité à Lima ? En moyenne, la consommation mensuelle d'un client résidentiel typique est d'environ 200 kWh/mois à un tarif de 0,10 dollar/kWh. La facture mensuelle de ce client résidentiel urbain typique — sans le supplément — serait d'environ 20,00 dollars, et le supplément FOSE ajoute environ 0,50 dollar à cette facture. Le supplément de 2,5 % est également appliqué sur les factures mensuelles de la clientèle commerciale et industrielle. Au total, environ 2 millions de consommateurs péruviens payent un supplément de 2,5 % alimentant un fonds atteignant environ 36 millions de

dollars par an qui subventionne les factures mensuelles de 3 millions de clients à faible consommation (Revoló Acevedo 2009). Des fonds d'appui à la consommation similaires, basés sur le modèle péruvien, ont été établis au Brésil, en Bolivie et au Guatemala.

Méthode 3 : Tarifs réduits de vente en bloc d'énergie

Le gouvernement ou le régulateur exige que la société de services d'électricité nationale vende au PDE de l'énergie en gros ou en bloc à un prix réduit. Ceci permet au PDE de facturer au tarif national uniforme ses clients de détail (en y incluant toutes les composantes de tarif social) tout en conservant sa viabilité commerciale. Le tarif réduit de vente en bloc consenti au PDE se justifie par le fait que le PDE desservira de nombreux clients à des taux non rémunérateurs en application des tarifs obligatoires sociaux ou de première nécessité, et que ses coûts de distribution seront plus élevés parce que ses clients seront généralement dispersés sur une vaste zone géographique.

C'est le mécanisme de subvention le plus courant pour trois raisons. Tout d'abord, il est simple sur le plan administratif, la seule exigence administrative est que la société nationale baisse son tarif de vente en bloc pour certains ou tous les clients en gros. Deuxièmement, c'est une subvention cachée qui n'apparaît pas dans le budget de l'État. Elle ne figure pas non plus sur une ligne distincte du relevé mensuel des factures des autres consommateurs d'électricité. Troisièmement, il ne nécessite pas de financements directs de l'État.

Il comporte cependant des inconvénients. L'un d'entre eux est que la structure de la subvention ne correspond pas à la structure des coûts des PDE. Les PDE ont une part faible de coûts variables et une part élevée de coûts fixes, or les subventions sont liées aux ventes. En vertu de cette structure, le PDE est incité à ventiler ses coûts fixes sur la vente du plus grand nombre possible de kilowattheures, ce qui ne favorise pas l'efficacité énergétique ou la conservation de l'énergie.

L'entité la plus affectée par la subvention est la société nationale parce qu'elle se voit contrainte de vendre de l'électricité en bloc à un prix inférieur à ses coûts réels. D'une certaine façon, l'État utilise la société nationale comme un agent tant pour l'octroi que pour le financement de la subvention. La société nationale pourra « s'en sortir » si elle est autorisée à facturer à ses autres clients un tarif plus élevé en compensation de l'énergie qu'elle doit fournir au PDE à un tarif subventionné ou si elle reçoit des fonds extérieurs explicites de l'État.

Un gouvernement peut toujours donner l'ordre à la société nationale de fournir en bloc ce type d'énergie subventionnée, mais celle-ci peut aussi trouver des moyens subtils de saboter la mise en œuvre de cette directive. Il est donc préférable de donner à la société nationale des incitations économiques positives la poussant à se conformer à la directive gouvernementale. Une méthode consisterait à exiger de la société nationale la publication d'un rapport périodique sur la charge financière que représente pour elle la fourniture subventionnée d'énergie en bloc aux PDE, et à lui permettre ensuite d'inclure dans ses tarifs de détail une composante d'ajustement automatique couvrant le coût des remises qu'elle a été

tenue d'accorder aux PDE. Et si la société nationale vend également de l'électricité à des clients de détail sur ses propres mini-réseaux isolés au tarif national uniforme, ces subventions couvrant les tarifs inférieurs aux coûts devront également être notifiées publiquement et compensées au moyen d'une clause d'ajustement automatique (CAA) dans ses tarifs de détail. Ceci met en évidence l'existence des subventions et permet de veiller à ce que la société nationale « s'en sorte ».

En Thaïlande, où il y a une politique ancienne de tarif national uniforme de vente au détail, un mécanisme similaire a été utilisé à l'échelle nationale. L'Autorité provinciale de l'électricité (PEA) a été autorisée à acheter de l'électricité à l'Office thaïlandais de l'électricité (EGAT) à un tarif de fourniture en bloc inférieur de 30 % à celui que paye l'Autorité métropolitaine d'électricité (MEA) qui dessert la région métropolitaine de Bangkok (Barnes et Tuntivate 2009). Ceci a permis de résoudre le problème des coûts de distribution de la PEA qui étaient beaucoup plus élevés par unité de revenu que ceux de la MEA.

L'importance de la marge de distribution

Pour que cette dernière méthode de subvention réussisse, il faut qu'il existe un différentiel suffisant entre le prix auquel le PDE achète l'électricité (en fonction du tarif de vente de l'énergie en bloc) et le prix moyen de revente au détail par le PDE de cette électricité. C'est ce que l'on appelle généralement la marge de distribution. Elle doit être suffisante pour couvrir à la fois les coûts de distribution du PDE (coûts annuels des immobilisations liées à ses réseaux en moyenne et basse tensions et coûts d'O&M (opération et maintenance) de l'exploitation de ces réseaux) et les coûts de la remise tarifaire offerte aux clients bénéficiaires du tarif de première nécessité (dans le cas où il n'y a pas de mécanisme distinct de subvention s'appliquant à ces clients à faible consommation). Si la marge de distribution est trop faible, le PDE sera pris dans l'étau des prix avec un risque d'insolvabilité commerciale à la clé ; si la marge est trop forte, le PDE engrangera des profits inutilement élevés. Le tableau 10.2 donne des estimations préliminaires des marges de distribution pratiquées dans quatre pays d'Asie.

Tableau 10.2 Tarifs d'achat en bloc et de revente au détail des organismes de distribution d'électricité en milieu rural en Asie

<i>Pays</i>	<i>Tarif d'achat en bloc (\$ cents/kWh)</i>	<i>Prix de vente au détail (\$ cents/kWh)</i>	<i>Marge de distribution (\$ cents/kWh)</i>
Bangladesh	3,7 (0–100 kWh)	3,94	0,24
Vietnam	2,4 (0–50 kWh)	3,4	1,0
	6,4 (51–200 kWh)	8,5	0,1
Népal	4,9	5,5	0,6
Cambodge	13,55	28,0	14,4

Sources : Estimations des auteurs basées sur Van Couvering 2011 ; Rekhani 2011, 2012 ; Van Tien et Arizu 2011 ; NRECA 2012.

Note : kWh = kilowattheure.

Bangladesh

Au Bangladesh, pour les 70 coopératives d'électricité rurales du pays, le prix d'achat en bloc est de 3,70 cents, et le prix moyen de vente au détail autorisé par le régulateur national de l'électricité est de 3,94 cents. Ceci laisse une marge de distribution très faible, de 0,24 cents (environ le quart d'un cent de dollar), marquant la décision du régulateur de maintien des tarifs de détail autorisés des coopératives dans une fourchette relativement étroite. Or cette décision ne tient pas compte des variations considérables des caractéristiques de coût et de charge des 70 coopératives et le différentiel moyen qui en résulte — en moyenne inférieur à un cent de dollar — est tout simplement trop réduit pour couvrir les frais de distribution réels de la plupart d'entre elles. En conséquence, une bonne part de ces 70 coopératives sont commercialement insolvables (NRECA 2005 ; Van Couvering 2011).

Vietnam

La situation est différente au Vietnam. Le Vietnam a proposé de mettre en œuvre un système de tarification de l'approvisionnement en bloc de l'entreprise de distribution locale dans lequel le prix d'achat varie en fonction du niveau de consommation des clients de détail desservis. Par exemple, si l'entreprise de distribution a des clients à faible consommation (c'est-à-dire 0 à 50 kWh/mois), elle aura le droit d'acheter en bloc de l'électricité à 2,4 cents/kWh et de la vendre à ces clients à faible consommation à 3,4 cents/kWh, ce qui laisse une marge de distribution de 1 cent. Si elle dessert des clients consommant entre 51 et 200 kWh/mois, elle paiera un tarif d'achat en bloc plus élevé, de 6,4 cents/kWh, tandis que le prix de vente au détail autorisé augmentera également, à 8,5 cents/kWh, ce qui offre une marge de distribution de 2,1 cents. La mise en œuvre d'un tel système exige de disposer d'informations précises sur la composition des clients de l'entreprise de distribution (Van Tien et Arizu 2011), mais il n'est pas certain que cette proposition de système soit finalement mise en œuvre. Le mécontentement des clients à l'égard des performances d'un grand nombre des entreprises de distribution existantes s'est renforcé et il y a des pressions politiques croissantes en faveur d'un tarif national uniforme. En conséquence, le gouvernement vietnamien semble maintenant enclin à favoriser une prise de contrôle des entreprises de distribution par les sociétés d'électricité provinciales du pays.

Népal

Au Népal, comme au Bangladesh, la marge de distribution est relativement faible. Les 266 systèmes de distribution en régime de propriété communautaire achètent en bloc de l'énergie à la Nepal Electricity Authority (NEA) à un prix de 4,9 cents et sont autorisés à la revendre à 5,5 cents. Le différentiel de prix de 0,6 cent, bien que légèrement plus élevé qu'au Bangladesh (0,24), reste relativement faible. Mais au Népal, un faible différentiel peut être viable car la situation est fondamentalement différente. Les installations physiques de distribution d'électricité de ces villages ont été financées par l'État à hauteur de 80 %. Ceci

signifie, dans les faits, que les systèmes de distribution en régime de propriété communautaire ne paient pas le coût d'investissement complet de leur réseau de distribution ; au lieu de quoi, ils paient un petit loyer annuel. C'est ce qui leur permet d'être financièrement viables malgré une faible marge de distribution (Shrestha 2012).

Cambodge

Le cas du Cambodge est unique car plus de 80 des PDE en exercice à la fin de 2012 sont d'anciens PPE reconvertis. Trois caractéristiques du système tarifaire cambodgien ont aidé à réussir cette conversion. Tout d'abord, le tarif de l'énergie en bloc vendue par la société nationale aux PDE varie selon les régions du pays et il semble que ces tarifs de vente en bloc reflètent parfaitement les coûts (c'est-à-dire sans aucun rabais). Par exemple, le tarif de vente en bloc est plus élevé dans les régions montagneuses du Nord et plus faible dans les zones rurales proches de la capitale. Une deuxième caractéristique du système tarifaire cambodgien, adoptée par peu de pays, est que les tarifs de détail dans les zones rurales sont généralement plus élevés que les tarifs de détail dans les zones urbaines. Il y a donc des écarts tarifaires selon les régions et par conséquent pas de tarif national uniforme. La troisième caractéristique est que la marge de distribution autorisée est généreuse. Les statistiques récentes du Cambodge indiquent des marges de distribution d'environ 14 cents (Rekhani 2011, 2012 ; Chanthan 2013). C'est la plus forte marge que nous ayons recensé en Asie. Il risque d'être difficile de reproduire ces trois caractéristiques tarifaires dans la plupart des pays africains.

Brésil et Pérou

Partout en Amérique latine, les marges de distribution sont régulièrement recalculées — tous les quatre ou cinq ans — par les régulateurs du secteur de l'électricité lorsque la tarification de détail appliquée aux entreprises de distribution est révisée et ces chiffres sont mis à la disposition du public. Les chiffres de l'Amérique latine sont particulièrement intéressants parce que les marges de distribution autorisées sont calculées en fonction de la densité de la clientèle de la zone desservie par l'entreprise de distribution et de sa composition. À l'exception du Cambodge, les marges de distribution asiatiques sont largement inférieures à celles du Brésil. Le tableau 10.3 présente les marges de distribution de 22 PDE au Brésil, ainsi que des données sur le nombre de clients, le chiffre d'affaires annuel et la superficie de la zone desservie. Au Brésil, les marges de distribution varient de 1,5 cent/kWh (pour une entreprise en milieu urbain avec 60 000 clients et des ventes très élevées de 1 654 gigawatt-heures/an (GWh/an), à 8,5 cents/kWh pour une entreprise plus rurale vendant seulement 287 GWh par an.

Les cinq dernières entreprises du tableau 10.3 se situent dans la même fourchette de taille (bien qu'encore un peu supérieure) que les PDE typiques en milieu rural en Afrique. Les marges de distribution de ces plus petites entreprises de services du Brésil varient de 3,6 à 7,2 cents, ce qui correspond au principe de

Tableau 10.3 Marge de distribution des petits distributeurs d'électricité au Brésil, classés selon leur nombre de clients

<i>Entreprise</i>	<i>Superficie (km²)</i>	<i>Clients</i>	<i>Ventes (GWh)</i>	<i>Marge de distribution (\$ cents/kWh)</i>
CAIUÁ-D, Caiuá Distribuição de Energia S/A	9 149	194 000	1 083	3,7
CLFSC, Companhia Luz e Força Santa Cruz	11 850	166 000	767	5,7
EBO, Energisa Borborema — Distribuidora de Energia S.A.	1 984	151 000	551	4,3
EDEVP, Vale de Paranapanema	11 770	147 000	642	5,6
EEB, Empresa Elétrica Bragantina S/A	3 453	110 700	568	5,9
SULGIPE, Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	5 946	110 600	251	7,3
CNEE, Companhia Nacional de Energia Elétrica	4 500	90 300	477	5,0
ENF, Energisa Nova Friburgo — Distribuidora de Energia S.A.	933	86 700	287	8,5
DMEPC, Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	534	60 000	1 654	1,5
CFLO, Companhia Força e Luz do Oeste	1 200	45 000	239	4,2
CLFM, Companhia Luz e Força Mococa	1 844	38 000	183	6,5
COCEL, Companhia Campolarguense de Energia	1 360	34 600	186,7	5,1
CJE, Companhia Jaguari de Energia	252	29 000	505	2,4
COOPERALIANÇA, Cooperativa Aliança	569	29 000	155	4,1
IENERGIA, Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	1 252	28 000	198,4	4,9
DEMEI, Departamento Municipal de Energia de Ijuí	45	26 000	96,7	6,7
HIDROPAN, Hidreletrica Panambi	—	14 000	85,4	5,0
UHENPAL, Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	—	13 700	58,6	5,8
MUX, Energia, Muxfeldt Marin and Cia. Ltda	—	8 000	50	4,6
FORCEL, Força e Luz Coronel Vivida Ltda	280	5 900	33	7,3
EFLUL, Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	237	4 800	73	3,6
EFLJC, Empresa Força e Luz Joao Cessa	253	2 300	11,1	7,2

Source : Calculs effectués par Pedro Antmann (Banque mondiale) basés sur les données disponibles sur le site Web de ANEEL (l'organisme national brésilien de régulation de l'électricité).

Note : GWh = gigawatt-heure ; km² = kilomètres carrés ; kWh = kilowattheure ; — = non disponible.

base en Amérique latine fixant les marges de distribution à environ 4 cents/kWh pour les PDE ayant quelques milliers (mais pas des dizaines de milliers) de clients. Au Pérou, la marge de distribution nécessaire pour une entreprise de distribution complètement rurale relevant du Secteur 5 a été récemment calculée comme devant s'élever à 8,4 cents. Les systèmes ruraux de cette catégorie dénommée Secteur 5, avaient en moyenne 10 254 clients avec une densité moyenne de 36,1 clients par kilomètre de lignes en basse tension et une consommation moyenne de 32,3 kWh/mois. Même si des recherches empiriques complémentaires sont bien sûr nécessaires, nous pensons que dans la plupart des zones rurales d'Afrique, un PDE comparable aura besoin d'une marge de distribution d'au moins 4 à 5 cents. Certains soutiendront que la marge de distribution doit être plus forte, car la plupart des entreprises de distribution en Afrique auront moins de clients et ne seront probablement pas en mesure de profiter

d'économies d'échelle comparables à celles dont bénéficient les distributeurs ruraux brésiliens et péruviens. Par contre, les entreprises africaines peuvent bénéficier de coûts de main de œuvre plus faibles. Il est difficile d'estimer a priori, l'impact global de ces facteurs de hausse et de baisse des coûts sur les marges de distribution africaines. Il s'agit d'une problématique pour laquelle il est clairement nécessaire de procéder à une analyse des coûts spécifiquement africaine.

Principale recommandation

Si le gouvernement exige de manière formelle ou informelle que les tarifs de vente au détail des PDE soient fixés à des niveaux uniformes à l'échelle nationale, la plupart des PDE auront besoin de subventions. Le financement des subventions peut provenir du budget général de l'État, des agences d'électrification rurale, ou prendre la forme de rabais obligatoires sur le prix que payent les PDE pour leurs achats en gros d'électricité. Les marges de distribution minimales nécessaires aux PDE peuvent varier considérablement, mais en se basant sur l'expérience internationale, nous estimons qu'il faudra une marge de distribution minimale de 4 à 5 cents/kWh pour assurer la viabilité commerciale de la plupart des PDE des zones rurales africaines.

Un PPE en réseau isolé face à la transition vers un raccordement au réseau principal : Problèmes techniques

Alors que les questions épineuses clés identifiées ci-dessus concernent les questions des subventions et des tarifs pour les PDE, ces problèmes sont plus simples dans l'option PPE. Dans l'option PPE, la décision tarifaire acceptable ou non acceptable résulte simplement d'un calcul commercial : le PPE est-il capable de produire de l'électricité à un coût suffisamment inférieur au TRG offert pour rentabiliser l'entreprise ? Alors que le tarif peut être beaucoup plus faible lorsque le PPE se réoriente vers la vente d'électricité au réseau national (comme c'est le cas en Tanzanie), ce prix de vente inférieur pourra être en quelque sorte compensé par le facteur de capacité beaucoup plus élevé qu'autorise le raccordement à un réseau opérationnel 24h/24 comparativement aux fluctuations des charges quotidiennes et au faible facteur de charge de la plupart des charges cumulatives d'un mini-réseau de village. En d'autres termes, le SPP devra vendre au réseau national à un prix inférieur par kilowattheure, mais il pourra en vendre beaucoup plus.

Toutefois les problèmes techniques que soulève la transition d'un système hors-réseau à un raccordement au réseau principal ne sont pas négligeables. Dans le reste de ce chapitre, nous allons examiner ce qu'implique sur le plan technique pour un PPE la transition d'un mini-réseau autonome à une interconnexion au réseau principal.

Comment la régulation technique d'un système isolé diffère-t-elle de la régulation d'un système interconnecté au réseau principal ?

Sur le plan électrique, le fonctionnement d'un petit générateur raccordé au réseau national est très différent de celui d'un générateur isolé alimentant un mini-réseau. La différence la plus importante vient de la détermination de la fréquence⁴. La fréquence est déterminée par la vitesse de rotation de l'arbre du générateur ; une rotation plus rapide génère une fréquence plus élevée. De même que la vitesse de rotation du moteur d'une voiture dépend de l'équilibre entre le carburant alimentant le moteur et les efforts du véhicule en montée ou en descente, la fréquence d'un générateur hydroélectrique dépend de l'équilibre entre la quantité d'eau qui s'écoule dans la turbine et le niveau de charge électrique. Sans charge, le générateur va tourner en « roue libre » avec un nombre de tours par minute extrêmement élevé. Si la charge est excessive, le générateur va « s'embourber » (il tourne plus lentement que la normale) et la fréquence sera inférieure à la norme.

Dans le cas d'un mini-réseau isolé, c'est le générateur qui doit assurer la régulation de la fréquence parce qu'il n'y a aucun autre moyen de contrôle de la fréquence⁵. Dans une micro-centrale hydroélectrique isolée, le contrôle de la fréquence s'effectue de deux manières. Une première méthode utilise un mécanisme de contrôle hydromécanique qui ouvre progressivement la vanne d'arrivée d'eau et augmente le flux d'eau dès qu'il détecte une baisse de la fréquence et ferme progressivement la vanne lorsqu'il détecte que la fréquence est trop élevée. Cette boucle de rétroaction permet généralement de maintenir une fréquence assez constante⁶. De même, les générateurs à base d'énergie renouvelable avec des moteurs à combustion interne font varier le régulateur du moteur en réponse à de faibles variations de la fréquence, tandis que les turbines à vapeur ajustent le débit de vapeur de la chaudière envoyée à la turbine pour conserver une fréquence constante.

La seconde méthode utilisée dans les mini-réseaux hydroélectriques (où le combustible est « gratuit ») consiste à installer un régulateur électronique qui va compenser la charge appelée sur le générateur en faisant varier la quantité d'énergie dissipée à l'aide d'une charge résistive de délestage par chauffage de l'air ou immersion dans de l'eau, installée de manière sécurisée. En ajoutant progressivement des charges plus élevées, le générateur peut être ralenti jusqu'à ce qu'il atteigne le nombre exact de tours/ minute produisant du courant alternatif. Si le village se met à utiliser plus d'électricité, l'augmentation de la charge provoque une réduction progressive de la fréquence, que le régulateur contre rapidement en réduisant la charge délestée. À tous moments, le régulateur fait varier la charge délestée afin d'assurer le maintien à niveau constant de la charge totale (village + charge délestée).

Raccordement au réseau principal. Quand une micro-centrale hydroélectrique est raccordée au réseau principal, elle devient un minuscule rouage d'un réseau beaucoup plus important composé de générateurs interconnectés beaucoup plus puissants fonctionnant tous en phase. Dans ce cas, la micro-centrale

hydroélectrique n'est plus tenue d'assurer le contrôle de sa propre fréquence. Tant qu'elle est connectée au réseau, elle sera obligée de tourner à la fréquence du réseau, définie par les très gros générateurs fonctionnant sur le réseau⁷.

Les exigences techniques liées à la transition d'un fonctionnement en réseau isolé à une interconnexion au réseau

Pour qu'un PPE puisse exploiter un mini-réseau précédemment isolé désormais interconnecté au réseau principal, il doit reconfigurer ses activités de manière à accomplir les tâches suivantes :

- Supprimer ou désactiver l'équipement qui régule l'alimentation de la centrale (par exemple, le débit d'eau dans le cas d'une centrale hydroélectrique) ou qui contrôle le délestage de charge en fonction des variations de la fréquence.
- Établir un raccordement sécurisé et correct au réseau (il s'agit généralement de problèmes de fréquence et de phase).
- Injecter sur le réseau de l'électricité d'une qualité suffisante (avec un facteur de puissance adapté et un taux bas de distorsion harmonique totale).
- Déconnecter rapidement et en toute sécurité du réseau dans des circonstances appropriées, (lorsqu'une perturbation est détectée sur le réseau) et reconnecter quand la reconnexion est sûre

Suite à ces changements, le PPE interconnecté dépend d'autres producteurs d'électricité du réseau (généralement beaucoup plus puissants) pour le contrôle de la régulation de la fréquence. Mais si la fréquence ou la tension sur le réseau au site d'interconnexion s'écarte trop des normes convenues, le PPE est programmé pour être déconnecté du réseau. Les relais qui mesurent l'état du réseau et déclenchent la déconnexion sont soigneusement choisis et sont calibrés en fonction du contexte spécifique déterminé par leur emplacement sur le réseau, et par les caractéristiques électriques des générateurs et charges avoisinants. La fonction première d'un relais est d'empêcher l'îlotage décrit ci-dessous.

L'îlotage

L'îlotage désigne une situation dans laquelle une partie du réseau est temporairement isolée (déconnectée) du réseau principal, tout en restant sous tension à l'aide de ses propres ressources de production d'énergie décentralisée (PD). C'est une situation qui est normalement considérée comme indésirable, car elle comprend des risques pour les travailleurs qui interviennent sur les lignes électriques qui peuvent supposer que les lignes ne sont pas sous tension en cas de panne du réseau central et parce qu'elle empêche un contrôle centralisé de la qualité de l'électricité du réseau.

L'îlotage intentionnel

Dans certains cas, l'îlotage est intentionnel. Dans le cas d'un mini-réseau intégré à un réseau central qui a un historique de problèmes de fiabilité, l'interconnexion du mini-réseau peut être conçue de manière à permettre au mini-réseau de déclencher de manière intentionnelle son îlotage, c'est-à-dire, de continuer à fonctionner de manière autonome en fournissant un service ininterrompu à ses clients locaux pendant les coupures sur le réseau principal. Il serait utile que les réglementations relatives à l'interconnexion des mini-réseaux précédemment autonomes autorisent le maintien d'une capacité future de fonctionnement autonome, à condition que cela puisse être réalisé en toute sécurité.

Afin que l'îlotage intentionnel se déroule bien, il faut que le système de contrôle soit capable de se déconnecter rapidement du réseau principal et de basculer immédiatement d'un régime de contrôle de la fréquence par le réseau principal à un régime dans lequel le contrôle de la fréquence est assuré par le propre générateur du PPE.

En outre, lorsque les capteurs détectent qu'une électricité stable, avec une fréquence et une tension appropriées, a été restaurée sur le réseau national, le réseau du PPE intentionnellement « îloté » devrait automatiquement (ou avec un effort minimal de la part de l'opérateur) se resynchroniser avec le réseau principal. L'îlotage, l'îlotage intentionnel et les relais de contrôles de l'interconnexion des mini-réseaux au réseau principal sont décrits plus en détail sur le plan technique dans Greacen, Engel et Quetchenbach (2013).

Principale recommandation

Dans l'option PPE, les régulateurs et les sociétés de services d'électricité doivent pouvoir maîtriser les aspects techniques de la transition d'une production hors-réseau à la production d'électricité en réseau, en particulier, les contrôles de la fréquence des générateurs, et de la transition entre ces deux régimes de contrôle si le PPE choisit de conserver la possibilité de recourir à l'îlotage intentionnel.

Notes

1. Même si nous ne pensons pas que les clients doivent avoir un droit de veto sans appel sur le sort d'un mini-réseau lorsque le réseau principal, les griefs doivent être pris en compte par les régulateurs.
2. Toutefois, l'obligation de se connecter ne doit pas être imposée dans le cas des mini ou micro-réseaux dont les systèmes de distribution sont techniquement incompatibles avec le réseau de la société de services d'électricité nationale. Par exemple, dans plusieurs pays africains, les développeurs ont construit des micro-réseaux partagés qui fonctionnent en courant continu. Les câbles et les transformateurs sont conçus pour fonctionner en courant continu et sont techniquement incompatibles avec un système de courant alternatif. Par conséquent, si les clients du micro-réseau souhaitent disposer

d'électricité en courant alternatif, il faudra construire un nouveau système de distribution de courant alternatif. Il ne serait pas sage d'exiger que tous les systèmes soient tenus d'adopter dès le premier jour les normes de distribution de la société nationale, car ceci empêcherait effectivement les développeurs de poursuivre des projets de systèmes transitoires en courant alternatif ou continu qui pourraient répondre aux besoins des ménages ruraux avec un faible coût d'équipement initial.

3. Un GRD est un autre terme désignant une entreprise de distribution.
4. La plupart des appareils ménagers et des moteurs fonctionnent sur 50 hertz (Hz) ou 60 Hz (selon le pays où se situe le réseau), de même que les grands réseaux qui interconnectent les grandes centrales de production. La fréquence sur les réseaux nationaux qui fonctionnent bien affiche rarement des déviations supérieures à 0,5 Hz par rapport à la norme du pays. Sur les mini-réseaux isolés, des déviations de la fréquence de plusieurs Hz ne sont pas rares.
5. Ceci suppose que le PPE exploite le seul générateur fonctionnant sur le mini-réseau isolé. Mais dans un certain nombre de pays africains, le PPE peut venir s'ajouter à un mini-réseau existant qui est alimenté en électricité par un groupe électrogène diesel exploité par la société de services d'électricité nationale (Type 2 : un PPE isolé vend en gros à une société de services d'électricité). Dans ce cas, il faudra coordonner les opérations des deux générateurs pour conserver la fréquence cible sur le mini-réseau. Les problèmes techniques liés à deux générateurs, ayant chacun un propriétaire distinct, sur un seul mini-réseau sont exposés ailleurs.
6. Les problèmes surgissent lorsque des charges importantes (par exemple, appareils de soudure ou gros moteurs) sont brusquement allumées ou éteintes. Dans ce cas, les dispositifs électromécaniques de réglage des fréquences ne sont pas capables d'ouvrir ou de fermer les vannes assez rapidement, et peuvent parfois sur-corriger, créant des oscillations de fréquence et de tension.
7. Pour utiliser une métaphore, un mini-réseau isolé est comme une locomotive miniature qui roulerait toute seule sur une voie ferrée. Elle peut avancer vite ou lentement, foncer ou s'arrêter. Un système interconnecté au réseau principal est comme une locomotive miniature sur une voie ferrée, raccordée à la queue d'un immense train de marchandises qui se déplace lentement. Elle peut avancer à la même vitesse que le train, mais elle peut aussi pousser le train de marchandises pour essayer de le faire aller plus vite (en injectant de l'énergie dans le système), ou freiner, pour essayer de le ralentir (extraire de l'énergie du train). Mais en réalité, quoi qu'elle fasse, elle n'aura aucun effet sur la vitesse du train de marchandises (la fréquence du réseau principal), essentiellement parce que sa capacité d'injection d'énergie dans le système est minuscule par comparaison à celle du train de marchandises.

Bibliographie

- ABPS Infrastructure Advisory Pvt. Ltd. 2011. "Policy and Regulatory Interventions to Support Community-Level Off-Grid Projects." New Delhi et Mumbai, novembre. http://www.forumofregulators.gov.in/Data/Reports/CWF%20Off-grid%20final%20report%20nov%202011_Latest_feb2012.pdf.
- Adama, Sissoko et Alassane Agalassou. 2008. "Mali's Rural Electrification Fund." Présentation à la Semaine du développement durable, Banque mondiale, Washington, DC, février. <http://siteresources.worldbank.org/INTENERGY2/Resources/presentation8-.pdf>.

- Aissa, Moncef. 2011. « Techniques de réduction des coûts des réseaux de distribution en milieu rural en Tunisie. » Présentation à l'Atelier des professionnels de l'Initiative d'électrification de l'Afrique (IEA), Dakar, Sénégal, novembre.
- AER (Alliance pour l'électrification rurale). 2011. *Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification: Lessons Learned*. Brussels. http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf.
- Barnes, Douglas F. et Voravate Tuntivate. 2009. "The Challenge of Grid Rural Electrification: Experience of Successful Programs." Présentation à l'Atelier des praticiens de l'Initiative d'électrification de l'Afrique, Maputo, Mozambique, 9 juin. http://siteresources.worldbank.org/EXTAFRREGTOPENERGY/Resources/717305-1264695610003/-6743444-1268073442212/-1.1.Overview_bestpractice_institutional_issues.pdf.
- Chanthan, Ky. 2013. Communication personnelle. Février.
- Chowdhury, Noah Hossain. 2009. "Rural Electrification: Bangladesh Experience." Présentation à l'Atelier des professionnels de l'IEA, Maputo, Mozambique, 9 juin. http://siteresources.worldbank.org/EXTAFRREGTOPENERGY/Resources/717305-1264695610003/6743444-1268073476416/3.2.Rural_Electrification_-_Cooperatives_-_Bangladesh2.pdf.
- Dixit, Shantanu. 2012. "Powering 1.2 Billion People: The Case of India's Access Efforts." Présentation aux Journées de l'énergie de la Banque mondiale 2012, Washington, DC, 23 février.
- du Preez, Jaap. 2011. "Design of Low-Cost Options for Distribution Networks in South Africa." Présentation à l'Atelier des professionnels de l'Initiative d'électrification de l'Afrique (IEA), Dakar, Sénégal, novembre.
- ESD/RERED Government of Sri Lanka. 1999. "Village Hydro Specifications Sri Lanka: Line Distribution." http://www.energyservices.lk/pdf/techspecs/vh_w_b/line.pdf.
- EWURA (Tanzanian Energy and Water Utilities Regulatory Authority). 2012a. "The Electricity (Development of Small Power Projects) Rules." Proposed for Public Consultation, Dar es Salaam, Tanzanie.
- . 2012b. "Detailed Tariff Calculations for Year 2012 for the Sale of Electricity to the Main Grid in Tanzania under Standardized Small Power Purchase Agreements in Tanzania." Dar es Salaam, Tanzanie. <http://www.ewura.go.tz/pdf/SPPT/2012/2012%20SPPT%20Calculation%20for%20Main%20Grid.pdf>.
- . 2012c. "Detailed Tariff Calculations for Year 2012 for the Sale of Electricity to the Mini-Grids in Tanzania under Standardized Small Power Purchase Agreements in Tanzania." Dar es Salaam, Tanzanie. <http://www.ewura.go.tz/pdf/SPPT/2012/2012%20SPPT%20Calculation%20for%20Mini-Grid.pdf>.
- . 2013. "The Electricity (Development of Small Power Projects) Rules, 2013." Soumis à consultation publique, Dar es Salaam, Tanzanie, juin.
- Gouvernement de l'Inde. 2003. The Electricity Act, 2003. http://guj-epd.gov.in/extra_no_46.pdf.
- Greacen, Chris. 2004. "The Marginalization of 'Small Is Beautiful': Micro-hydroelectricity, Common Property, and the Politics of Rural Electricity Provision in Thailand." PhD thesis, University of California, Berkeley. <http://palangthai.org/docs/-GreacenDissertation.pdf>.
- Greacen, Chris, Richard Engel, et Thomas Quetchenbach. 2013. "A Guide on Grid Interconnection and Island Operation of Mini-Grid Power Systems Up to 200 kW." Document 6224E, Schatz Energy Research Center, Humboldt State University, Arcata, CA, and Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA.

- CEI (Commission électrotechnique internationale). 2008. « Recommandations pour les petits systèmes à base d'énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale, 82-62257-9. » Genève, Suisse : CEI
- Keosela, Loeung. 2013. "Status of the Power Sector in Cambodia." Présentation à l'atelier sur les énergies renouvelables, Chiang Mai, Thaïlande, 24 janvier.
- Mahato, Rubeena. 2010. "Power Sharing, Nepali Style." *Nepali Times*, 23 juillet.
- Mukherjee, Mohua. 2013. "Lessons Learned from Two Decades of Experience with Private Sector Participation in the Indian Power Sector." India Power Sector Diagnostic Review, Banque mondiale, Washington, DC.
- NRECA (National Rural Electric Cooperative Association). 2005. "Bangladesh Rural Electrification Program at the Crossroads." Report Submitted to U.S. Agency for International Development, USAID, Washington, DC.
- . 2012. "Affordability Analysis and Options for a Program to Make the Cost of Rural Household Grid Connections Affordable." Projet de rapport inédit, juin.
- Palit, Debajit, et Akanksha Chaurey. 2011. "Off-Grid Rural Electrification Experiences from South Asia: Status and Best Practices." *Energy for Sustainable Development* 15 (3): 266-76.
- Rekhani, Badri. 2011. Communication personnelle. Novembre.
- . 2012. Communication personnelle. Mars.
- Revalo Acevedo, Miguel. 2009. "Mechanism of Subsidies Applied in Peru." Présentation à l'Atelier des professionnels de l'IEA, Maputo, Mozambique, 9 juin. http://-siteresources.worldbank.org/EXTAFRREGTOPENERGY/Resources/717305-1264695610003/6743444-1268073611861/11.3Mechanism_subsidies_applied_in_Peru.pdf.
- Shrestha, Binod. 2012. Communication personnelle. Septembre.
- Socialist Republic of Vietnam, Ministry of Industry. 2006. "Technical Regulations for Rural Electrification/Electric Network." <http://ppp.worldbank.org/public-private--partnership/-sites/ppp.worldbank.org/files/documents/Vietnam11Technical1-standards10Part0I.pdf>.
- TERI (The Energy and Resources Institute). 2007. "Evaluation of Franchise System in Selected Districts of Assam, Karnataka and Madhya Pradesh." Draft final report, Energy and Resources Institute, New Delhi, India, April. http://recindia.nic.in/download/-Franchisee_Eval_TERI.pdf.
- Van Couvering, Jim. 2011. Communication personnelle. Mars.
- Van Tien Hung et Beatriz Arizu. 2011. Communication personnelle. Janvier.
- World Bank. 2011. *One Goal, Two Paths: Achieving Universal Access to Modern Energy in East Asia and the Pacific*. Washington, DC : World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2354>.

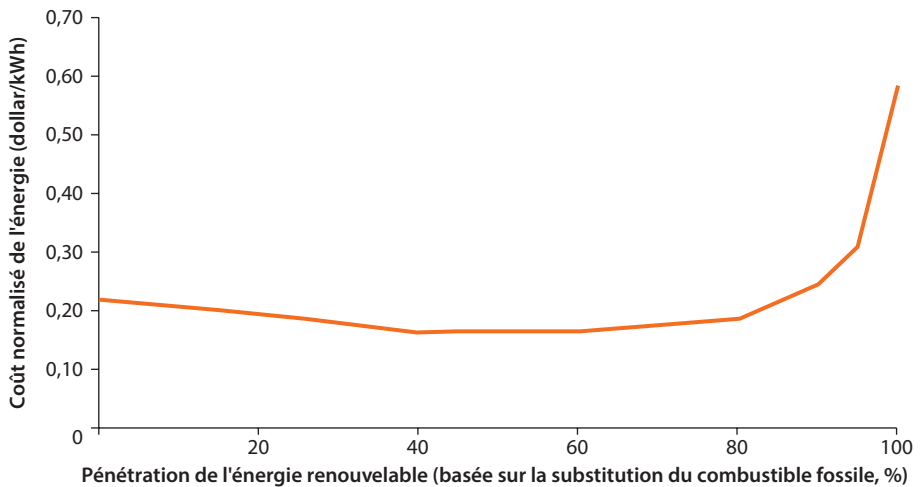
Les petits producteurs d'électricité en mode hybride

Les systèmes hybrides de production d'électricité

Le terme « système hybride de production d'électricité » désigne une installation de production d'électricité qui fait appel à deux ou plusieurs sources d'énergie (dont, généralement, l'une est renouvelable et l'autre fossile)¹. Il y a dans le monde des milliers de mini systèmes hybrides en fonctionnement. Pour les systèmes hybrides alimentant un mini-réseau, le système de production combinera généralement un groupe électrogène diesel avec un générateur solaire, éolien ou une mini-centrale hydroélectrique. Le groupe électrogène diesel est généralement utilisé comme groupe de secours pendant les périodes de fortes charges ou quand il y a peu d'énergie renouvelable disponible. La plupart des systèmes hybrides comprennent également une batterie de stockage qui sert de tampon pour lisser les variations de l'écart entre ce que fournit la source d'énergie renouvelable et ce qu'exigent les clients du mini-réseau heure par heure ou même seconde par seconde. La batterie aide également à optimiser le dispatching du générateur diesel en lui permettant de fonctionner quasiment à pleine capacité quand il est mis en marche², ce qui correspond généralement à la demande de pointe nocturne dans de nombreux villages ruraux. L'excédent de production non utilisé en période de pointe peut être stocké dans des batteries et être utilisé par le village à d'autres moments. Enfin, un système hybride comportant des panneaux solaires photovoltaïques (PV) comprendra un onduleur multifonctionnel. L'onduleur convertit le courant continu des panneaux photovoltaïques et des batteries en courant alternatif. Il sert également de chargeur de batterie afin de stocker la production excédentaire dans des batteries en vue d'une utilisation ultérieure.

Dans certains systèmes hybrides, le générateur à base d'énergie renouvelable fournira jusqu'à 80 % ou 90 % de la production totale d'électricité. Si l'économie des systèmes hybrides dépend beaucoup du site concerné, il y a cependant quatre justifications générales en faveur de l'installation de systèmes hybrides nouveaux ou modernisés. Ils peuvent :

Figure A.1 Comparaison entre coût normalisé de l'électricité et taux de pénétration de l'énergie renouvelable pour un mini-réseau en ilotage



Source: Lilienthal 2013. Graphique reproduit avec l'aimable autorisation de HOMER Energy, utilisé avec permission. <http://www.homerenergy.com>

- Fournir de l'électricité à un coût moindre qu'un système énergétique 100 % renouvelable ou diesel. (figure A.1)
- Fournir de l'électricité pendant plus d'heures qu'un système 100 % diesel³.
- Améliorer l'efficacité opérationnelle des générateurs diesel en leur permettant de fonctionner à des capacités supérieures, ce qui signifie moins de diesel consommé par kilowattheure (kWh) produit.
- Prolonger la durée de vie des groupes électrogènes diesel en réduisant le nombre d'heures de fonctionnement.

Par conséquent, comme indiqué au chapitre 2, nous pensons qu'un régulateur peut à juste titre autoriser les petits producteurs d'électricité (PPE) utilisant des systèmes hybrides de production à exercer leurs activités tant comme PPE d'un mini réseau isolé que comme PPE d'un système interconnecté au réseau⁴.

Les PPE utilisant un système hybride de production peuvent-ils être autorisés sur les mini-réseaux isolés ?

Dans le cas des mini-réseaux isolés, les systèmes hybrides fréquemment rencontrés combinent : solaire/diesel, éolien/diesel et hydroélectricité/diesel ou solaire/éolien/diesel. La taille des systèmes hybrides varie de quelques dizaines de watts (W) (à l'échelle d'un ménage) à des dizaines ou des centaines de kilowatts (kW) (village) ou même de mégawatts (MW) (ville). Outre l'électrification du village, les systèmes hybrides sont largement utilisés dans les applications de répéteur de communications (téléphone portable, télévision).

Comme le soleil ne brille pas toujours et le vent ne souffle pas toujours, une alimentation de secours diesel représente une option importante pour compenser l'intermittence des sources d'énergies renouvelables. Dans le même temps, l'énergie solaire ou éolienne peut réduire les coûts et accroître la fiabilité d'un système par comparaison avec un système uniquement diesel. Elle réduit la consommation coûteuse de diesel et l'usure des moteurs diesel⁵. C'est particulièrement vrai dans les zones reculées où le fonctionnement d'un groupe électrogène à énergie fossile, l'approvisionnement en pièces détachées et les réparations des générateurs diesel coûtent cher.

En outre, le fait que les développeurs PPE aient la possibilité d'utiliser pour leurs mini-réseaux des générateurs à combustibles fossiles peut aider à réduire les coûts et/ou améliorer la fiabilité de la fourniture d'électricité dans les régions rurales. Si le développeur devait n'utiliser que l'énergie solaire ou éolienne pour alimenter un mini-réseau, le système exigerait des niveaux prohibitifs de stockage sur batteries pour compenser les périodes de ciel couvert ou sans vent. En outre, il faudrait sur-dimensionner l'investissement en sources d'énergies renouvelables par rapport à la charge pendant une partie importante de l'année. Le diesel, bien que cher, présente l'immense avantage de pouvoir être stocké dans des réservoirs pendant des semaines ou des mois et fournit une alimentation de secours moins coûteuse que l'installation d'une vaste réserve de batteries. Il permet au PPE de produire de l'électricité quand il y a pénurie de ressources renouvelables.

Les systèmes hybrides ont souvent des coûts du cycle de vie inférieurs à ceux des systèmes exclusivement diesel ou énergie renouvelable. Par exemple, le coût normalisé de l'électricité produite par un système exclusivement diesel utilisé dans une île lointaine en Thaïlande a été chiffré à 0,84 dollar/kWh. Un système hybride optimisé avec batteries, onduleur et panneaux solaires alimentant la même charge ramène le coût normalisé à 0,57 dollar/kWh (Greacen et al. 2007). De même, au Sénégal, l'ASER (Agence sénégalaise d'électrification rurale) a installé avec l'aide de l'Agence de coopération allemande, GIZ (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit), dans le cadre du programme PERACOD⁶, 35 systèmes hybrides alimentant des mini-réseaux selon une configuration normalisée (PV à puissance crête de 5 kW / batterie de 48 kWh / générateur diesel de 15 kilovolts ampères [KVA]) avec un projet en cours d'installation de 41 autres d'ici à la fin de 2014. On a calculé que le coût normalisé sur la durée de l'exploitation d'un système exclusivement diesel desservant un mini-réseau isolé sera de 0,98 dollar/kWh, alors qu'un système de production hybride utilisant des installations PV, des batteries et un groupe électrogène diesel aura un coût normalisé sur la durée de l'exploitation inférieur à 0,69 dollar/kWh. Ceci reste vrai, malgré le fait que les coûts estimatifs des immobilisations du système exclusivement diesel sont beaucoup plus faibles que les coûts des immobilisations d'un système hybride (33 000 dollars pour le système diesel contre 55 000 dollars pour un système hybride). Même si les coûts d'immobilisation du système diesel sont moins élevés, ses coûts de fonctionnement restent encore beaucoup plus élevés que les frais de fonctionnement d'un système hybride. Lorsque le calcul prend en compte à la fois les coûts d'investissement et d'exploitation sur la durée

de vie du projet (pour établir le coût du cycle de vie), le système hybride est l'option à moindre coût.

Comme souligné précédemment, l'économie des systèmes hybrides par comparaison avec la production à partir de combustibles traditionnels est très variable selon le site et dépend de nombreux facteurs, notamment le taux d'actualisation ; la courbe de charge horaire et hebdomadaire ; les variations horaires et saisonnières des ressources énergétiques renouvelables ; le coût relatif des équipements y compris les batteries, onduleurs, génératrices ; ainsi que le coût du diesel. Heureusement, il existe un excellent logiciel gratuit permettant de simuler et de trouver l'investissement optimal dans une situation donnée en panneaux solaires, batteries et groupes électrogènes. Le modèle du logiciel HOMER permet aux utilisateurs d'entrer des paramètres techniques et financiers et compare les coûts du cycle de vie de nombreuses configurations différentes pour sélectionner la configuration offrant le coût normalisé de l'énergie le plus bas⁷.

Le régime de propriété des systèmes hybrides isolés aura un impact sur la souplesse des opérations. Le régime de propriété des actifs sera particulièrement important pour les systèmes hybrides car ils sont plus compliqués à exploiter qu'un système exclusivement diesel. Contrairement à un système exclusivement diesel, un système hybride exige de prendre des décisions quotidiennes et saisonnières sur le moment où chacune des sources potentielles de production d'électricité — groupe électrogène diesel, panneaux photovoltaïques et batteries — doit être utilisée de façon à réduire le coût global de la production. Le régime de propriété le plus simple pour un système hybride est d'avoir une entité unique propriétaire de tous les composants : générateur à base d'énergie renouvelable, groupe électrogène diesel, onduleur et batteries. Le propriétaire unique choisit ensuite la manière d'optimiser la production d'électricité en fonction des quatre principales composantes qu'il possède et contrôle. Ce sera la norme au Mali, où l'Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de électrification rurale (AMADER) et la Banque mondiale ont l'intention de fournir des dons à l'appui de l'« hybridation » des systèmes existants de mini-réseaux alimentés par des générateurs diesel. En Tanzanie, un régime de propriété plus complexe semble émerger. Plusieurs développeurs privés ont proposé d'ajouter des générateurs à base d'énergies renouvelables pour alimenter des mini-réseaux alimentés par des groupes électrogènes diesel appartenant à la société nationale de services d'électricité. Ils sont sans doute motivés par les tarifs de rachat garanti (TRG) élevés (plus de 24 cents en 2012) que la Tanzania Electric Supply Company (TANESCO) offre aux fournisseurs de ses mini-réseaux isolés. Dans cette configuration, les générateurs diesel resteront la propriété de la société nationale, tandis que le générateur à base d'énergie renouvelable et probablement les batteries (le cas échéant) resteront la propriété du développeur privé. Dans le cadre de ce dispositif de copropriété, les deux propriétaires devront élaborer des contrats et des protocoles pour assurer un fonctionnement efficace et fiable à tout moment de l'ensemble du système hybride. À notre avis, la meilleure solution serait d'encourager une des deux

parties à prendre le contrôle de l'ensemble et du fonctionnement des deux générateurs, diesel et à base d'énergie renouvelable, dans le cas d'un mini-réseau isolé autonome.

Les PPE utilisant un système hybride de production peuvent-ils être autorisés en cas d'interconnexion au réseau principal ?

Les PPE interconnectés au réseau principal de la société de services d'électricité ont un gros avantage sur les PPE qui exploitent leur propre mini-réseau isolé et éloigné. L'avantage de la connexion au réseau est que si le soleil cesse de briller, le vent de souffler, l'eau de couler, ou si toute la biomasse a été brûlée, le PPE à base d'énergie renouvelable peut simplement cesser de produire et laisser le réseau prendre le relais pour les clients desservis localement. De même, le réseau peut également absorber l'électricité excédentaire non utilisée par les charges locales. Concrètement, ceci signifie que contrairement aux opérateurs de la plupart des mini-réseaux, les PPE raccordés au réseau principal ne sont pas tenus d'investir dans des générateurs diesel, à l'arrêt la plupart du temps, attendant d'être mobilisés lorsqu'il faut pouvoir garder les lumières allumées, ni dans un système de batteries de stockage coûteux. C'est l'opérateur du réseau principal qui fournit l'alimentation de secours.

Quoiqu'il en soit, il reste des cas où l'hybridation des sources d'énergies renouvelables et traditionnelles semble rationnelle pour des PPE en réseau exploitant des sources d'énergies renouvelables. Examinons le cas d'un PPE exploitant une centrale alimentée par la biomasse et vendant de l'électricité au réseau. Si l'approvisionnement en combustible varie fortement en fonction des saisons, ou si la source d'énergie renouvelable (balle de riz ou sucre de canne) vient à manquer en raison d'une mauvaise année de production, la décision de recourir à des quantités limitées de combustibles fossiles permettra de mieux utiliser les actifs. La chaudière et le turbogénérateur du PPE, généralement alimentés en biomasse, peuvent également fonctionner au charbon ou d'autres combustibles traditionnels, ou une combinaison de charbon et biomasse. L'entreprise en tire des profits et fournit l'électricité dont le pays a besoin.

Pour respecter les objectifs d'énergie propre d'un programme d'électrification PPE et pour empêcher un surinvestissement en petites centrales au charbon dans le pays, le régulateur aura sans doute avantage à limiter la quantité de combustibles traditionnels qu'un PPE est autorisé à utiliser. En Thaïlande, par exemple, les PPE à base d'énergie renouvelable en réseau ne peuvent pas utiliser plus de 25 % de combustibles fossiles par an comme source d'énergie⁸. Le combustible fossile est typiquement du charbon, utilisé en complément de la biomasse. En Tanzanie, le régulateur a récemment proposé que les PPE raccordés au réseau soient autorisés à utiliser jusqu'à 25 % de combustibles fossiles tout en conservant le droit de vendre l'électricité au tarif de rachat garanti établi pour les systèmes exclusivement basés sur des énergies renouvelables (EWURA 2013, Cap 141).

Notes

1. On trouvera une bonne analyse des mini-réseaux hybrides dans AER (2011) et IEA PVPS (2013).
2. L'efficacité de la production d'électricité d'un générateur diesel qui fonctionne à 20 % de sa capacité est inférieure de moitié environ à celle d'un générateur fonctionnant à 90 % de sa capacité. Sans batterie, un générateur diesel doit moduler sa production d'électricité pour qu'elle corresponde à la charge. En revanche, avec l'ajout d'une batterie, le générateur diesel peut fonctionner à haut rendement (par exemple, 90 % de capacité) et l'électricité non consommée par la demande de charge sert à charger la batterie. Lorsque la batterie est suffisamment chargée, le générateur diesel peut être complètement éteint et la batterie fournit de l'énergie à la charge (à l'aide d'un onduleur qui convertit l'énergie en courant alternatif).
3. Les systèmes hybrides offrent aussi un haut niveau de fiabilité. En Inde, Omnigridd Micropower Company (OMC) est tenue par contrat de fournir à ses clients — des antennes-relais de téléphonie mobile — l'électricité avec une fiabilité de 99,95 %. Les pénalités, en cas de défaut, sont importantes.
4. Au Mali, la Banque mondiale lance avec l'AMADER (l'Agence d'électrification rurale) un projet de conversion de l'alimentation exclusive par des générateurs au diesel de mini-réseaux existants en une alimentation hybride associant un groupe électrogène diesel à des cellules solaires photovoltaïques et des batteries. Un projet similaire a été proposé dans le cadre du Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables au Kenya (SREP) qui sera appuyé par un groupe de bailleurs bilatéraux et multilatéraux.
5. En règle générale, un générateur diesel doit être remplacé après environ 25 000 heures d'utilisation.
6. Promotion de l'électrification rurale et de l'approvisionnement durable en combustibles domestiques.
7. <http://www.homerenergy.com>.
8. Voir l'article 4.3 du modèle d'accord d'achat d'énergie des très petits producteurs d'électricité de la Provincial Electricity Authority à <http://tinyurl.com/ThaiPPA> ou <http://www.eppo.go.th/power/vspp-eng/PPA%20Model%20-VSPP%20Renew%20-10%20MW-eng.pdf>

Bibliographie

- AER (Alliance pour l'électrification rurale). 2011. "Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification: Lessons Learned." Brussels. http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf.
- EWURA 2013. "The Electricity (Development of Small Power Projects) Rules, 2013." Soumis à la consultation publique. Dar es Salaam, Tanzanie. <http://www.ewura.go.tz/-spps-electricity.html>
- Greacen, Chris, Sirikul Prasitpianchai, Tawatchai Suwannakum et Christoph Menke. 2007. "Renewable Energy Options on Islands in the Andaman Sea: Hybrid Solar/Wind/Diesel Systems." Étude réalisée pour le Programme de surveillance des tsunamis du Bureau régional de l'Asie du sud-est de la Heinrich Böll Foundation. <http://www.palangthai.org/docs/KohPoKohPuEng.pdf> (fichier HOMER associé : <http://www.palangthai.org/docs/KohPo.hmr>).

- IEA PVPS (Agence internationale de l'énergie, Programme de systèmes photovoltaïques). 2013. « Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale : Présentation générale et recommandations pour leur déploiement. » Rapport Tâche 9 de l'AIE-PVPS. http://www.iea-pvps.org/index.php?id=3&eID=dam_frontend_push&docID=1691 (en anglais : http://www.iea-pvps.org/index.php?id=1&eID=dam_frontend_push&docID=1590)
- Lilienthal, Peter. "The Problem with 100% Renewable Energy." HOMER Energy (blog), (consulté le 30 juin 2013). http://blog.homerenergy.com/the-problem-with-100-renewable-energy/?utm_source=Microgrid+News+by+HOMER+Energy&utm_campaign=18f8238c1b-Microgrid_News_June_20136_13_2013&utm_medium=email&utm_term=0_0f7f799f46-18f8238c1b-164784662.

Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda

Tableau E.1 Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda

<i>Description du risque</i>	<i>Partie chargée du risque</i>
Risques politiques, gouvernementaux et de régulation	
<i>Permis et autorisations.</i> Risque que les autorisations nécessaires (par exemple, permis environnementaux, droits d'utilisation de l'eau, licence de production) ne puissent pas être obtenues ou qu'elles soient soumises à des conditions qui augmentent les coûts.	Le vendeur est responsable de l'obtention de tous les permis pendant la durée de l'accord.
<i>Politique gouvernementale.</i> Risque qu'un changement législatif, politique ou toute autre action gouvernementale n'augmente le coût estimatif de l'approvisionnement en électricité.	Pas clairement désignée.
<i>Obligations environnementales.</i> Risque que la production d'énergie sur la durée du contrat ne crée des obligations environnementales importantes (supérieures à ce qui était envisagé lors de la signature du contrat) autres que celles qui résulteraient d'un changement de la réglementation.	Pas clairement désignée.
Risques financiers	
<i>Accès au financement.</i> Risque que l'accès aux prêts ou aux fonds propres ne soit pas disponible au moment voulu par le vendeur pour développer le projet.	Pas clairement désignée.
<i>Insolvabilité du vendeur.</i> Risque que le vendeur ne soit pas capable de fournir les services requis pour cause d'insolvabilité.	Si le vendeur devient insolvable, ceci signifierait que le vendeur manque aux engagements de son contrat. L'acheteur est alors en droit de résilier l'accord d'achat d'énergie (AAE) et d'exercer un recours à l'encontre du vendeur conformément aux dispositions de l'AAE ou de la loi.
<i>Taux d'intérêt.</i> Risque d'évolution défavorable des taux d'intérêt après la signature du contrat.	Pas clairement désignée.

Suite du tableau à la page suivante

Tableau E.1 Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda (suite)

<i>Description du risque</i>	<i>Partie chargée du risque</i>
<i>Taux de change.</i> Risque d'évolution défavorable des taux de change après la signature du contrat, affectant la capacité du vendeur de servir une dette libellée en devises et d'obtenir le retour attendu sur l'investissement.	Sans objet.
<i>Impact de refinancement.</i> Risque que le vendeur puisse ou ne puisse pas refinancer comme prévu après l'entrée en service du projet.	Pas clairement désignée.
<i>Modifications fiscales.</i> Risques qu'avant ou après l'achèvement, les taux d'imposition ne changent.	Pas clairement désignée.
Risques à l'achèvement	
<i>Site de construction.</i> Risque que des conditions imprévues soient découvertes sur le site pendant la construction, suscitant des coûts ou délais supplémentaires.	Le vendeur dispose au total de 17 mois pour achever la construction de la centrale. Les risques liés au site incombent au vendeur.
<i>Conception.</i> Risque que la conception de l'installation ne permette pas d'approvisionner au coût prévu et au niveau de service spécifié.	L'acheteur applique ses propres normes de service et celles découlant des directives relatives aux bonnes pratiques. Pour assurer la conformité à ces normes, tous les risques de conception incombent au vendeur.
<i>Construction.</i> Risque d'événements se produisant au cours de la construction empêchant la livraison de l'installation selon les coûts et le calendrier prévus.	Le vendeur dispose au total de 17 mois pour achever la construction de la centrale. Les risques liés à la construction incombent au vendeur.
<i>Effets industriels.</i> Risques que des événements industriels (par exemple, grèves, lock-out, interdictions de travail, grève du zèle, barrages routiers, grève perlée, etc.) affectent négativement la viabilité du projet.	Pas clairement désignée.
<i>Mise en service.</i> Risque que les tests à la mise en service requis avant que la fourniture des services ne commence ne puissent pas être réalisés avec succès dans les délais, ou entraînent des coûts plus élevés que prévu.	Le vendeur dispose d'un mois pour commencer les opérations commerciales une fois que la construction est terminée. Les risques liés à la mise en service incombent au vendeur.
Risques opérationnels	
<i>Intrants et approvisionnement en combustible.</i> Risque que les intrants nécessaires (tels que le carburant) coûtent plus cher que prévu, soient de qualité inadaptée ou ne soient pas disponibles dans les quantités nécessaires.	Pas clairement désignée.
<i>Maintenance et remises en état.</i> Risque que l'installation ait à financer des coûts de maintenance et de remise en état plus élevés que prévu.	L'acheteur applique ses propres normes de service et celles découlant des directives relatives aux bonnes pratiques. Pour assurer la conformité à ces normes, tous les coûts de maintenance et de remise en état incombent au vendeur.
<i>Performances de la centrale.</i> Risque que la centrale ne fournisse pas les prestations contractuelles de capacité, énergie, ou autres services (réserves, capacité de redémarrage à froid), ou affiche des taux de délestage plus élevés que prévu.	Le vendeur est chargé de fournir à l'acheteur une prévision mensuelle de capacité de production potentielle. Il n'y a aucune pénalité pour le vendeur s'il ne respecte pas ces prévisions, ce qui signifie que le risque de production électrique insuffisante relève de l'acheteur.

Suite du tableau à la page suivante

Tableau E.1 Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda (suite)

Description du risque	Partie chargée du risque
<i>Exigences de production.</i> Risque que les exigences de production (capacité ou énergie) soient modifiées après la signature du contrat, que ce soit avant ou après la mise en service du projet.	Pas clairement désignée.
<i>Défaut de l'opérateur.</i> Risque que l'opérateur (y compris un sous-traitant) ne fasse financièrement défaut ou qu'il ne parvienne pas à fournir les services prévus par le contrat conformément au cahier des charges.	En cas de défaut du vendeur, ceci signifierait que le vendeur manque aux engagements de son contrat. L'acheteur est alors en droit de résilier l'AAE et d'exercer un recours à l'encontre du vendeur conformément aux dispositions de l'AAE ou de la loi.
Risques de transport et de distribution	
<i>Accès au transport.</i> Risque que le vendeur n'obtienne pas l'accès aux réseaux qui lui est nécessaire pour fournir l'électricité conformément aux conditions du contrat.	Pas clairement désignée.
<i>Investissement dans le transport.</i> Risque que le coût de l'interconnexion de l'installation ou du transport de l'énergie jusqu'aux installations de l'acheteur exige un investissement supplémentaire dans le réseau de transport.	Si l'acheteur s'engage à construire la ligne de transport afin qu'elle soit prête à la date de mise en service de la centrale, le risque relatif à l'accès au réseau de transport incombe à l'acheteur. Si l'acheteur ne peut pas s'engager à respecter ce délai, ou si les deux parties en conviennent autrement, le vendeur peut construire la ligne de transport. Le risque incombe au vendeur qui aura à financer le coût du transport. Ceci demande à être clarifié car l'article concerné (4.7) n'est pas clair.
<i>Contraintes de transport.</i> Risque que les contraintes de transport imposent des coûts supplémentaires sur les livraisons d'énergie aux termes du contrat, par exemple, dans le cas où des instabilités ou contraintes de tension empêchent le dispatching.	Le risque incombe au vendeur qui aura à financer les coûts (à la fois en termes d'usure supplémentaire des actifs et de pertes de revenus en cas de non dispatching).
Risque commercial et risques de marché	
<i>Risque de demande.</i> Risque que la demande d'un service ou l'utilisation d'une installation ne corresponde pas aux niveaux prévus, les utilisateurs générant moins de revenus que prévu.	L'acheteur assume tous les risques liés à la demande du marché de détail et doit accepter toute l'électricité fournie au point de terminaison du réseau à la condition qu'elle respecte certains paramètres d'assurance de la qualité.
<i>Pertes non techniques.</i> Risque que les utilisateurs finals du service ne payent pas leur électricité (en raison de vol, non-facturation ou défaut de paiement des factures).	Pas clairement désignée.
<i>Défaut de paiement.</i> Risque que l'acheteur soit incapable ou refuse de payer le prix d'achat des services sous contrat.	L'acheteur est obligé d'acheter toute l'électricité au point de terminaison du réseau. Le risque de perte de revenus incombe toutefois au vendeur dans le cas où l'acheteur refuse ou est incapable d'acheter cette électricité.
<i>Obsolescence économique.</i> Risque que les services prévus par contrat soient fournis à coût moindre par d'autres fournisseurs.	Pas clairement désignée.

Suite du tableau à la page suivante

Tableau E.1 Évaluation de la répartition des risques dans un accord d'achat d'énergie pour un projet de mini-centrale hydroélectrique au Rwanda (suite)

<i>Description du risque</i>	<i>Partie chargée du risque</i>
Autres risques	
<i>Risques de sécurité de l'approvisionnement.</i> Risque que les pannes de la centrale aient un impact négatif sur la sécurité d'approvisionnement du réseau d'électricité de l'acheteur.	Le risque incombe à l'acheteur car le vendeur n'est ni obligé ni responsable de la fourniture d'une quantité quelconque d'électricité au point de terminaison du réseau, sous réserve que la pénurie d'électricité ne doit pas résulter d'une vente d'électricité à un tiers.
<i>Cas de force majeure.</i> Risque que l'incapacité de fournir du courant (pré ou post-achèvement) soit causée par des événements de force majeure (sans faute).	<i>En cas de force majeure</i> , une partie qui a été touchée est exemptée de ses obligations au titre de cet AAE, dans la mesure du nécessaire et en fonction des prestations affectées par le cas de force majeure. Ainsi, le risque de revenu incombe au vendeur tandis que le risque d'approvisionnement en électricité incombe à l'acheteur.

Source : Analyse inédite de Ben Gerritsen, Managing Director, Castalia Strategic Advisors, avril 2011.

Glossaire

Accord d'achat d'énergie (AAE) : Un AAE est un contrat pluriannuel entre un producteur et un acheteur d'électricité. Le contrat précise les droits et les devoirs des deux parties. Les AAE qui s'appliquent aux PPE prennent l'une des formes qui se sont progressivement standardisées au fil des ans.

Approche centralisée de l'électrification : L'approche centralisée de l'électrification est une approche descendante (top-down) de l'électrification qui se traduit généralement par le développement de réseaux électriques de moyenne et haute tension construits et exploités sous l'impulsion séparée ou conjointe d'une compagnie d'électricité nationale ou régionale, d'un ministère ou d'une agence d'électrification rurale.

Approche décentralisée de l'électrification : L'approche décentralisée de l'électrification est une approche ascendante (bottom-up) de l'élargissement de l'accès à l'électricité selon laquelle l'électrification repose sur la création de mini-réseaux isolés ou interconnectés au réseau, exploités par des organisations privées, coopératives ou à base communautaire.

Clause d'obligation d'achat « must-take » : Un accord d'achat d'énergie (AAE) comportant une clause d'obligation d'achat « must-take » oblige l'acheteur à prendre toute l'électricité produite par le fournisseur. Les PPE ont généralement une clause d'obligation d'achat dans leur AAE.

Cogénération : Voir Production combinée de chaleur et d'électricité.

Commercialement viable : Une réalisation commercialement viable est une activité permettant à une entité de couvrir ses coûts d'exploitation et les amortissements sur la totalité des immobilisations (financées par l'opérateur ou par d'autres sources), d'obtenir un retour sur les capitaux investis, et de payer ses dettes (le cas échéant), tout en constituant également des réserves pour répondre aux besoins de réparations d'urgence et de remplacements.

Coûts d'interconnexion : Les coûts d'interconnexion sont les coûts de raccordement à un acheteur (société nationale de services d'électricité ou toute autre entité) à la charge du PPE. Ils comprennent tous les coûts nécessaires à la mise à niveau du système d'un gestionnaire de réseau pour qu'il soit en mesure de recevoir l'électricité produite par le PPE.

Coûts évités : Les coûts évités sont les coûts variables additionnels qu'un achat d'électricité à un petit producteur d'électricité (PPE) permet d'éviter. Dans certains pays les coûts évités sont utilisés pour calculer les tarifs de rachat. Il y a trois catégories de coûts évités : financiers, économiques et sociaux. Les coûts financiers évités correspondent aux coûts que la société de services d'électricité aurait à engager pour produire l'électricité fournie par le PPE ou un autre fournisseur. Les coûts économiques évités correspondent au coût pour l'économie nationale du remplacement de la production d'électricité du PPE. Les coûts économiques évités ne comprennent pas les subventions ou les taxes car il s'agit de transferts internes au sein de l'économie nationale. Les coûts sociaux évités représentent la somme des coûts économiques évités et des coûts environnementaux et de santé à financer localement (au niveau du ménage ou du village) et globalement (au niveau des régions et de la planète) si l'électricité devait être produite par une source autre que le PPE.

Crédits de réduction certifiée des émissions (RCE) : Les crédits RCE sont des financements du Mécanisme de développement propre (MDP) de l'Organisation des Nations Unies ou d'autres programmes de réduction des émissions, versés à des entités capables de réaliser des réductions des émissions spécifiées et vérifiées, qui, en l'absence du projet (scénario de statu quo ou business as usual) ne se seraient pas produites.

Détaillant : Un détaillant vend de l'électricité à des clients finaux. Il vend de l'électricité produite dans ses propres centrales ou achetée à un ou plusieurs vendeurs en gros.

Dommages et intérêts : Lorsque l'une des parties à un accord d'achat d'énergie (AAE) ne parvient pas à respecter les termes du contrat, elle peut avoir à indemniser l'autre partie par le paiement de dommages et intérêts.

Énergie renouvelable : L'énergie renouvelable provient de ressources naturelles (comme le soleil, le vent, l'eau, les marées, la biomasse et la chaleur géothermique) qui se renouvellent continuellement sur une courte période — et non pas en plusieurs millions d'années, comme c'est le cas pour les combustibles fossiles.

Facteur de charge : Le facteur de charge est le rapport entre la charge électrique moyenne (mesurée sur une période de facturation, en général un mois) et la puissance maximale (mesurée à des intervalles conformes à ceux qui sont spécifiés dans le code du réseau, typiquement 15 minutes) en moyenne sur une période de temps correspondant à l'intervalle entre deux facturations.

Frais de branchement : Les frais de branchement sont les coûts — à la charge des nouveaux clients — de leur raccordement initial physique à un fournisseur d'électricité.

Garantie partielle du risque (GPR) : Une GPR protège les prêteurs du secteur privé contre le risque qu'une société nationale de services d'électricité ou toute autre entité publique n'honore pas ses obligations contractuelles au titre d'un accord avec un PPE ou un producteur privé d'électricité. Elle peut

couvrir une palette de risques, y compris le risque que des entités publiques ou parapubliques n'honorent pas leurs obligations contractuelles de paiement, de changements dans la législation, d'une obstruction dans un processus d'arbitrage, d'expropriation et de nationalisation, de disponibilité et de convertibilité des devises, de non-paiement d'un montant dû à la résiliation d'un contrat ou suite à une sentence d'arbitrage ordonnant la compensation d'un défaut de paiement couvert, et la non délivrance des licences, agréments et autorisations dans les délais prévus.

Générateur intégré : Un générateur intégré est un générateur unique ou un groupe de centrales électriques raccordé à un réseau de distribution en moyenne tension (généralement 33 kV ou moins).

Gestionnaire de réseau de distribution (GRD) : Selon la définition qui en est donnée en Tanzanie, un GRD est une entité responsable de l'exploitation d'un réseau de distribution desservant 10 000 clients ou plus.

Interconnexion : L'interconnexion désigne l'ensemble des installations physiques nécessaires pour raccorder un PPE à un réseau existant.

Lettre d'intention (LOI) : Une lettre adressée à un PPE par un acheteur d'électricité lui indiquant son intention de se raccorder à son réseau et de lui acheter de l'électricité.

Licence provisoire : Les autorités régulatrices octroient des licences provisoires (dont la durée de validité est limitée) afin de permettre aux opérateurs d'effectuer des activités préparatoires (telles que des évaluations, études, acquisitions de terrains, obtentions de droits sur des ressources et d'autres autorisations des administrations publiques ne relevant pas d'un secteur spécifique) nécessaires pour présenter une demande de licence complète.

Licence : Les autorités de régulation autorisent les opérateurs à produire, transporter, distribuer et vendre de l'électricité en leur octroyant des licences individuelles ou conjointes.

Marge de distribution : La marge de distribution est la différence entre le tarif au détail moyen pratiqué par une entité qui fournit un service de distribution, et le tarif en bloc moyen que paie l'entité pour son achat d'électricité en gros.

Micro-réseau : Un micro-réseau est l'équivalent d'un mini-réseau, mais à plus petite échelle. Certains micro-réseaux fonctionnent en courant continu.

Mini-réseau isolé : Un mini-réseau isolé est un réseau de production et de distribution d'électricité physiquement non raccordé au réseau principal ou à un réseau régional.

Mini-réseau : Un mini-réseau est un petit réseau de production et de distribution d'électricité, ayant généralement une capacité de production de moins de 10 MW. Il peut ne pas être physiquement interconnecté au réseau électrique principal de la région (réseau isolé). Il peut aussi être interconnecté au réseau principal, mais avoir un propriétaire et un opérateur distincts offrant des prestations commerciales (relevé des compteurs, facturation et

encaissement) et techniques (réparation, entretien et remplacement des installations de distribution) qui, sinon, seraient assurées par le gestionnaire du réseau principal.

Petit distributeur d'électricité (PDE) : Un PDE est une entité qui achète de l'électricité au prix de gros à un vendeur de blocs (p. ex. le gestionnaire d'un réseau de distribution) et la revend à des prix de vente au détail aux clients finaux.

Petit producteur d'électricité (PPE) : Un PPE est un producteur d'électricité à petite échelle indépendant. Un PPE peut exercer ses activités au travers de mini-réseaux isolés ou de mini-réseaux plus importants, raccordés à un réseau national ou régional, ou par raccordement direct à un réseau national ou régional. Les PPE peuvent commercialiser l'électricité qu'ils produisent en la vendant en gros à un gestionnaire de réseau de distribution, au détail directement à des clients finaux, ou les deux à la fois. Les PPE sont généralement définis par un niveau de capacité d'exportation d'électricité inférieur à un seuil déterminé (par exemple, 10 MW).

Point de couplage commun (PCC) : Quand un PPE se connecte à un réseau, le PCC est le point du réseau d'alimentation électrique d'un GRD au-delà duquel d'autres lignes, clients ou PPE sont connectés.

Point de livraison (POS) : Le POS est l'emplacement du point de comptage où le PPE vend de l'électricité à la société de services d'électricité propriétaire et exploitante du réseau principal.

Point d'interconnexion (POI) : Le POI est le point de connexion entre un réseau de distribution et un petit producteur d'électricité au-delà duquel tous les aspects techniques relèvent de la responsabilité de la société de services d'électricité.

Point d'interconnexion : Le point d'interconnexion est le point où la sortie de ligne électrique (ou du système électrique) d'un vendeur d'électricité pénètre dans le système électrique (appartenant à l'acheteur ou à une autre entité) auquel il fournit de l'électricité.

PPE raccordé au réseau : Un PPE qui est interconnecté au réseau principal ou à un réseau régional.

Production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) : La cogénération (PCCE) est une source de production d'électricité qui génère simultanément de l'électricité et de la chaleur utile.

Ratio de couverture du service de la dette (RCSD) : Le RCSD est égal au revenu net d'exploitation divisé par la somme des intérêts, du principal, et des annuités de crédit-bail.

Réseau électrique principal : Il s'agit du réseau de transport d'électricité interconnecté d'un pays ou d'une région. Généralement, les plus importantes installations de production d'électricité dans un pays ou une région donnée sont raccordées au réseau principal.

Réseau régional : Un réseau régional est un système de transport et distribution d'énergie électrique qui dessert une ou plusieurs régions d'un pays. Il peut être ou ne pas être raccordé au réseau électrique principal du pays.

Revendeur : Un revendeur achète de l'électricité en gros en vue de la revendre au détail à des clients finals (ménages et entreprises).

Subvention croisée : Une subvention croisée est une structure tarifaire par laquelle certains clients (tels que les entreprises) paient un tarif plus élevé permettant de subventionner les tarifs des autres clients (tels que les ménages pauvres).

Système hybride : Un système hybride désigne un système utilisant conjointement deux ou plusieurs sources d'énergie pour accroître l'efficacité du système et réduire les coûts. Les systèmes hybrides se composent souvent d'un ou de plusieurs générateurs à base d'énergie renouvelable, associés à une source de production alimentée par un combustible fossile, comme un groupe électrogène diesel.

Tarif de rachat garanti (TRG — feed-in tariff) : Un TRG est un mécanisme d'appui tarifaire s'appliquant aux générateurs ou cogénérateurs à base d'énergie renouvelable par lequel le producteur obtient une garantie de paiement à un tarif garanti, généralement sur une longue période, pour chaque kWh produit et livré au réseau.

Tarif de secours : Un tarif qui rémunère la société nationale de services d'électricité ou un autre fournisseur vendant de l'électricité à un PPE lorsque celui-ci ne produit pas assez d'électricité pour répondre aux charges appelées. Le PPE peut avoir besoin d'acheter un complément d'électricité de secours pour une ou plusieurs raisons : la capacité du générateur du PPE peut être insuffisante pour satisfaire à la fois sa demande propre et/ou la demande de ses clients de détail ; le redémarrage du générateur du PPE peut exiger de faire appel à une source externe d'énergie après un arrêt résultant d'une interruption planifiée ou non planifiée de son système ou du système auquel il vend de l'électricité ; ou le PPE peut avoir besoin d'une capacité supplémentaire pour desservir ses propres clients de détail lorsqu'il n'est pas en mesure de produire de l'électricité (pour une raison quelconque).

Tarif de vente d'énergie en bloc : Le tarif appliqué à la vente de blocs d'énergie électrique à un revendeur, généralement une entité de distribution, qui revend l'électricité à des clients de détail.

Tarif national uniforme : Dans un système de tarif national uniforme, tous les clients du pays appartenant à une catégorie tarifaire donnée, sont facturés au même prix, quel que soit l'emplacement ou les différences de prix de revient.

Tarif : Un tarif est un supplément, redevance, prix ou taux à payer pour acheter de l'électricité.

Vente en gros : La vente en gros d'électricité désigne la vente d'électricité à des fins de revente.

« Ce livre était absolument nécessaire. Pour la production décentralisée et les mini-réseaux qui forment la composante la plus dynamique de l'équation énergétique mondiale, il comble l'écart souvent important entre les déclarations de politique générale et les défis de la mise en œuvre sur le terrain auxquels doivent faire face les praticiens d'Afrique et d'autres régions en développement. Cet ouvrage y parvient, tout en restant parfaitement compréhensible, et il a en outre le mérite de souligner (plutôt que de voiler) les réelles divergences entre les différents acteurs. »

— **Daniel M. Kammen**

Professeur, Groupe énergie et ressources, Université de Californie, Berkeley

Ancien Spécialiste technique en chef des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Groupe de la Banque mondiale

« C'est un livre sans équivalent car il aborde également les zones du non-dit qui ont tendance à jouer un rôle plus décisif dans la formulation des politiques de ce secteur. En tant que premier développeur, sans aucun antécédent en Tanzanie, d'un projet de petite production d'électricité, nous avons dû résoudre pratiquement tous les problèmes soulevés dans ce livre au cours de l'élaboration et de la mise en œuvre de notre projet. Si ce livre avait été disponible quand nous avons commencé à développer notre projet, les acteurs du projet — le développeur, le gestionnaire du réseau et le régulateur — auraient tous pu s'épargner beaucoup de temps, d'efforts et de frustrations. »

— **Mike Gratwicke**

Directeur technique, Rift Valley Energy

« Ce livre sera réellement utile pour les régulateurs et décideurs du secteur de l'électricité africains chargés de l'électrification rurale et des énergies renouvelables. Il examine des problèmes concrets et propose des solutions concrètes. »

— **Elijah Sichone**

Secrétaire exécutif, Association des régulateurs régionaux de l'électricité de l'Afrique australe

« Les auteurs ouvrent de nouvelles perspectives importantes dans cet ouvrage éminemment pratique, techniquement fondé et bien écrit. Ce guide montre comment l'électrification rurale et les énergies renouvelables peuvent être combinées de manière avantageuse, et de quelle façon peut s'opérer le raccordement des petits réseaux aux grands — en abordant tous les aspects techniques, réglementaires, tarifaires et le crédit-carbone. C'est une lecture incontournable, non seulement pour les décideurs, les régulateurs et les petits promoteurs de projets énergétiques, mais aussi pour les analystes du secteur de l'électricité, les experts en développement et les chercheurs. »

— **Mohan Munasinghe**

Président, Munasinghe Institute for Development, Sri Lanka

Colauréat du prix Nobel de la paix 2007 (Vice-président, GIEC-RE4)

Ancien conseiller principal pour le développement durable, Banque mondiale

