



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE



National
Association of
Regulatory
Utility
Commissioners

ENCOURAGER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES :

Manuel à l'intention
des régulateurs internationaux
de l'énergie

Janvier 2011



Cette publication doit son existence au généreux concours du peuple américain, grâce à l'United States Agency for International Development (USAID). La NARUC assume l'entière responsabilité de son contenu, qui ne reflète pas forcément les opinions de l' USAID ou du gouvernement des Etats-Unis.

Rédaction



Isabel Bjork
Catherine Connors
Thomas Welch
Deborah Shaw
William Hewitt



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE



**National
Association of
Regulatory
Utility
Commissioners**

Les opinions exprimées dans cette publication ne reflètent pas forcément celles de l'Agence américaine pour le développement international du gouvernement des États-Unis, et n'engagent que leurs auteurs.

La version originale en anglais est disponible à www.naruc.org/USAID/REHandbook

www.NARUC.org/international

REMERCIEMENTS

L'Agence des Etats-Unis pour le développement international, (USAID), L'Association Nationale des Commissaires à la Réglementation des Services Publics (NARUC) et leur consultant, Pierce Atwood LLP, souhaitent remercier tous les auteurs de réglementations qui ont contribué à ce manuel par leur temps et de leur savoir. Nous voudrions tout particulièrement remercier les réglementateurs et les experts qui nous ont aidés à constituer des études de cas et à mener les recherches. Sans la contribution et l'appui des organismes suivants, ces études de cas n'auraient pas été possibles : le Commission arménienne de réglementation des services publics (PSRC), la Commission nationale de l'énergie électrique du Guatemala (CNEE), Autorité égyptienne de réglementation de l'électricité et de la protection des consommateurs (EgyptEra), Autorité de réglementation de l'électricité de Namibie (ECB), Commission de réglementation de l'électricité de Jordanie (ERC), la Commission de réglementation de l'énergie des Philippines (ERC), l'Institut sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (REEEI) l'Institut polytechnique de Namibie et le Département général de l'Électricité et des Télécommunications du Salvador (SIGET).

Nous voudrions en outre témoigner tout particulièrement notre gratitude aux associations de réglementation des diverses régions du monde qui nous ont donné accès aux auteurs de réglementations nationales à l'appui de ce manuel : l'Association de coordination des entités de réglementation de l'énergie électrique d'Amérique centrale (ACERCA), la Association des entités de réglementation régionales d'Afrique australe (RERA), le Forum africain pour la réglementation des services publics (AFUR), l'Organisation des caraïbes pour la réglementation des services publics (OOCUR), et l'Association ibéro-américaine des entités de réglementation de l'énergie (ARIAE).

Les commissaires membres des États de la NARUC ainsi que le personnel de ces commissions ont également beaucoup œuvré pour que la publication de ce manuel soit menée à bien. En particulier, nous remercions le commissaire Jim Gardner, M. John Rogness et Mme Gretchen Gillig de la Kentucky Public Service Commission, ainsi que M. Nathan Phelps du Massachusetts Department of Public Utilities pour leurs conseils sur cet ouvrage.

La NARUC souhaite exprimer sa plus vive reconnaissance au Bureau for Economic Growth, Agriculture, and Trade de l'USAID, en particulier à Mme Simone Lawaetz, la représentante technique de notre Chargé des accords. De plus, nous voudrions saluer l'excellent travail de nos collègues et du personnel de la NARUC, notamment Mme Erin Skootsky, M. Matthew Gardner, Mme Barbara Kosny et Mme Bevan Flansburg.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	I
SIGLES ET ACRONYMES	V
RESUME.....	I
INTRODUCTION	12
PREMIÈRE PARTIE : PROBLEMES COURANTS POSES PAR LA PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES.....	14
CHAPITRE 1 : DEFINITIONS DE L'ENERGIE RENOUVELABLE ET RAISONS DE LA METTRE EN ŒUVRE	14
CHAPITRE 2 : COMPRENDRE LES DEFIS POSES PAR L'EXPANSION DES ENERGIES RENOUVELABLES TECHNOLOGIE ET ECONOMIE.....	22
NAMIBIE : OPTIMISER LE POTENTIEL DE RESSOURCES DOMESTIQUES	29
CHAPITRE 3 : LES QUESTIONS QUE SE POSENT LES INVESTISSEURS	36
CHAPITRE 4 : POLITIQUES ET MECANISMES DE REGLEMENTATION EN FAVEUR DES ENERGIES RENOUVELABLES	41
PHILIPPINES : LE REGLEMENTATEUR ADOPTE LES PREMIERES REGLES DE TARIFS DE RACHAT	54
CHAPITRE 5 : ACCORDS INTERNATIONAUX, PARTENARIATS REGIONAUX ET PROGRAMMES NATIONAUX.....	60
CHAPITRE 6 : L'ENVIRONNEMENT REGLEMENTAIRE	68
ÉGYPTE: CONSTRUIRE LES BASES D'UN INVESTISSEMENT DANS LES ENERGIES RENOUVELABLES	81
DEUXIÈME PARTIE LES DIFFERENTS TYPES D'ENERGIES RENOUVELABLES ET ETUDES DE CAS.....	89
CHAPITRE 7 : L'HYDROENERGIE.....	89
ARMÉNIE : DES REGLEMENTATIONS POUR APPUYER LE DEVELOPPEMENT D'UNE PETITE CENTRALE HYDROELECTRIQUE	94

CHAPITRE 8 : L'ENERGIE EOLIENNE.....	99
JORDANIE : MESURES RECENTES POUR METTRE LES ENERGIES RENOUVELABLES SUR LE MARCHE	103
CHAPITRE 9 : L'ENERGIE SOLAIRE.....	108
CHAPITRE 10 : LA BIOMASSE	111
CHAPITRE 11 : L'ENERGIE GEOTHERMIQUE.....	116
SALVADOR: DEVELOPPEMENT DE LA GEOTHERMIE	119
CHAPITRE 12 : LA PRODUCTION DECENTRALISEE.....	127
GUATEMALA: UNE PRODUCTION ENERGETIQUE DECENTRALISEE	133
POUR CONCLURE	142
BIBLIOGRAPHIE.....	144

SIGLES ET ACRONYMES

AAE : accords d'achat d'électricité

AAP : appel à propositions

ACERCA : Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de América Central (Association coordonnée des Entités de Réglementation de l'Énergie électrique d'Amérique Centrale)

ACP : Alternative Compliance Payment (Pénalités pour non-respect des quotas)

AFUR : Forum africain pour la réglementation des services publics (Le Forum africain pour la réglementation des services publics)

ARIAE : Association ibéro-américaines des entités de réglementation de l'énergie – Amérique latine et Espagne

BOOT : « build, own, operate and transfer » (« Construire, détenir, exploiter et transférer »)

CAFTA : Central American Free Trade Agreement (accord de libre échange centre-américain)

MDP : mécanisme de développement propre

CIDA : Canadian International Development Agency (Agence canadienne du Développement international)

CNEE : Comisión Nacional de Energía Eléctrica (Commission nationale de l'énergie électrique)

CNUCC : Convention-cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques

ESC : énergie solaire concentrée

DANIDA : Danish International Development Agency (Agence danoise du Développement international)

DFID : United Kingdom's Department for International Development (Département britannique pour le développement international)

DNA : Designated National Authority (Autorité nationale désignée)

DOE : Department of Energy (Département de l'Énergie)

EAPIRF : East Asia and Pacific Infrastructure Regulatory Forum (Forum sur la réglementation des infrastructures en Asie de l'Est et dans le Pacifique)

ECB : Electricity Control Board (Autorité de réglementation de l'Électricité)

ECG : Electricity Cooperation of Ghana (Coopération sur l'Électricité du Ghana)

EE : Efficacité énergétique

EEHC : Egyptian Electricity Holding Company (Société de Holding de l'Électricité égyptienne)

EgyptEra : Egyptian Electrical Utility and Consumer Protection Regulatory Agency (Autorité égyptienne de réglementation de l'électricité et de la protection des consommateurs)

ENTSO-E : European organization of transport system operators (Organisation européenne des Opérateurs de Systèmes de Transport d'Electricité)

ER : énergies renouvelables

ERC : Electricity Regulatory Commission (Commission de Réglementation de l'Électricité)

ERRA : Energy Regulators Regional Association – Central, Eastern Europe and Eurasia (Association régionale pour la réglementation de l'énergie - Europe de l'Est, Europe Centrale et Eurasie)

ESMAP : Energy Sector Management Assistance Program (Programme d'Assistance sur la Gestion du Secteur de l'Énergie)

FIT-All : Feed-in Tariffs Allowance (allocation sur les tarifs de rachat)

FITs : feed-in tariffs (tarifs de rachat)

GEDAP : Ghana Energy Development and Access Project (Project de Développement et d'Accès à l'Énergie du Ghana)

GEF : Global Environment Facility

GES : gaz à effet de serre

GB : Grande-Bretagne

GO : garanties d'origine

GPOBA : Global Partnership on Output-Based Aid (Partenariat mondial sur l'aide basée sur la production)

GPRS : Growth and Poverty Reduction Strategy (Stratégie de croissance et de réduction de la pauvreté)

GREENfund : Ghana Renewable Energy Fund (Fonds ghanéen pour les Énergies renouvelables)

INDE : National Electrification Institute (Guatemala) Institut national de l'Électrification

IPPs : Independent Power Producers (Producteurs d'électricité indépendants)

JEA : Jordan Electricity Authority (Autorité jordanienne de l'électricité)

LCOE : levelized cost of electricity (coût actualisé de l'électricité)

MAAN : actions d'atténuation appropriées au niveau national

MEMR : Ministry of Energy and Mineral Resources - Ministère de l'Énergie et des Ressources minières (Jordanie)

MME : Ministry of Mines and Energy (Namibie) - Ministère des Mines et de l'Énergie

Mm3 : milliers de mètres cube

NAREA : New and Renewable Energy Authority (Egypte) - Autorité sur les énergies nouvelles et renouvelables

NARUC : National Association of Regulatory Utility Commissioners (USA) - Association Nationale des Commissaires à la Réglementation des Services Publics

NED : Northern Electrification Department (Ghana) - Département de l'électrification dans le nord

NEPCO : National Electric Power Company (Jordanie) - Société nationale de l'Électricité

NGCP : National Grid Corporation of the Philippines (Société du réseau électrique national des Philippines)

NPC : National Power Corporation (Philippines) – Société nationale de l'électricité

NREB : National Renewable Energy Board (Philippines) - Conseil national des énergies renouvelables

NTGDR : Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable (Guatemala) - Norme technique pour la connexion, l'exploitation, le contrôle et la commercialisation de production décentralisée d'énergies renouvelables

ONG : organisation non gouvernementale

OST : opérateur de système de transport d'électricité

PC : pics de consommation

PAN : plan d'action national

PCH : petites centrales hydroélectriques

PDC : production décentralisée

PERD : production d'énergie renouvelable décentralisée

PEMC : Philippine Electricity Market Corporation - Corporation philippine du Marché de l'électricité

PIB : Produit intérieur brut

PNUD : Programme des Nations Unies pour le Développement

PSALM : Power Sector Asset and Liabilities Management Corporation (Philippines) – Corporation de l'actif du secteur énergétique et de gestion des responsabilités

PSRC : Armenian Public Services Regulatory Commission (Commission arménienne de réglementation des services publics)

PURPA : Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (USA) - Loi sur les politiques de réglementation des services publics

PV : photovoltaïque

RAO UES : Unified Energy System of Russia (Système unifié de l'énergie russe)

RE Act : loi sur les énergies renouvelables de 2008 (Philippines)

RED : directive sur les énergies renouvelables (Union européenne)

REEEI : Renewable Energy and Energy Efficiency Institute (Namibie) - Institut sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique

REEEP : Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (Partenariat sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétiques)

REEEP-SA : South Africa's Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership Regional

Secretariat (Secrétariat du partenariat régional sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétiques en Afrique du Sud)

ROC's : renewable obligation certificates - certificats verts et/ou paiement d'un prix fixe réglementé

SAFIR : South Asia Forum for Infrastructure Regulation (Forum d'Asie du Sud pour la Réglementation des Infrastructures)

SIGET : Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (Salvador) – Département général de l'Électricité et des Télécommunications

TAPCO : Takoradi Power Company (Ghana)- Société d'énergie Takoradi

TICO : Takoradi International Company (Ghana) - Société internationale Takoradi

Transco: National Transport Company (Philippines)- Société nationale de transport d'électricité

TER : technologies sur les énergies renouvelables

TVA : taxe sur la valeur ajoutée

TWh : térawatt-heure

UE : Union Européenne

USA : Etats-Unis

USAID : United States Agency for International Development (Agence américaine pour le Développement international)

VRA : Volta River Authority (Ghana) - Autorité du fleuve Volta

WESM : Wholesale Electricity Spot Market - Marché spot de l'électricité en gros

RÉSUMÉ

Les énergies renouvelables (ER) placent les réglementateurs et les décideurs politiques du secteur énergétique face à de nouveaux et passionnants défis. Si elles ne datent pas d'hier, elles ont dernièrement gagné en importance dans l'offre énergétique nationale et internationale. C'est cela qui constitue un phénomène relativement nouveau. Les pays, leur gouvernement, leurs réglementateurs et leurs populations en sont encore à prendre la mesure de ce récent changement dans le monde énergétique. L'ambition de ce manuel est d'aider les réglementateurs partout dans le monde à s'y retrouver.

Si les ER gagnent du terrain, c'est parce qu'elles offrent la possibilité de répondre aux besoins en énergie de manière soutenable. Les gouvernements, le grand public, les organisations locales et internationales, chacun prend chaque jour davantage conscience des nuisances dues aux émissions de gaz à effet de serre créées par les énergies conventionnelles dans l'environnement. Les énergies renouvelables, c'est la promesse d'un apport énergétique ininterrompu, sans cette nocivité.

La réglementation au cœur du problème

Ce manuel replace les ER dans le contexte des réglementations, angle rarement traité. La plupart du temps, ce sont les technologies qui sont mises en avant – le plus souvent des technologies nouvelles de pointe, pleines de promesses mais qu'il faut encore concrétiser. Ou alors, les ouvrages traitent de la viabilité économique des énergies renouvelables. Trouver ce que le réglementateur peut faire pour faire progresser les ER peut en soi être une tâche difficile. Cela est dû en partie au fait que le domaine des ER change à toute allure, et la rentabilité des ER est une cible aussi instable que difficile à prévoir avec précision. L'autre raison est que les ER font converger des questions tant politiques que sociales liées aux emplois, au prix des ER et à leur accessibilité, et qui touchent des clients vulnérables et des populations rurales absentes du champ des énergies classiques. Il n'est pas évident de comprendre comment réconcilier les approches en matière de réglementation entre énergies conventionnelles et énergies renouvelables.

Il est certain que les énergies renouvelables promettent de répondre de manière propre et soutenable à une demande qui ne cesse de croître. Mais elles ne peuvent le faire que si leur fourniture est fiable et bon marché. La qualité de l'offre et la réglementation des prix sont des questions incontournables qui conditionnent la réussite des RE. Il s'agit en outre de questions déterminantes quelle que soit la source d'énergie ; en effet, elles sont centrales pour ce qui constitue le sujet même de la réglementation. Toutefois, des problèmes posés par la réglementation des ER diffèrent de ceux de la réglementation de l'énergie classique (qui provient essentiellement d'un ensemble de combustibles fossiles). Ceux-ci sont de nombreux ordres, politiques, fonctionnels et technique, et notamment :

- Les technologies sont relativement nouvelles, au moins pour ce qui concerne leur capacité à apporter une réussite commerciale : elles nécessitent une expé-

rimentation, de la recherche et développement, de sorte que pour plusieurs sortes d'ER, l'incertitude prévaut et les coûts restent élevés.

- La plupart des ER sont issues de ressources diverses et il faut répondre à des questions d'ordre fonctionnel et technique pour garantir une continuité de l'offre, de même que la sécurité du réseau.
- Parce qu'elles promettent de réduire les polluants, les ER jouissent d'un grand prestige auprès des gouvernements désireux de répondre aux méfaits des émissions (notamment sur la biodiversité, la santé humaine, la qualité de l'air) et qui, de même que divers acteurs, sont sans cesse plus nombreux à en faire une priorité, pour des raisons sans rapport direct avec l'énergie.
- Si l'utilisation des ER a cette valeur, c'est en vertu d'une perspective à long terme selon laquelle les coûts externes ne rentrent en principe pas dans les traditionnelles analyses de rentabilité d'une production tirée par le marché.
- L'exploitation de ressources naturelles domestiques propulse les ER sur le devant de la scène économique dans une industrie nouvelle, ce qui les rend intéressantes pour des raisons financières distinctes du coût réel du produit. Par exemple, la création d'emplois au niveau local ou le développement d'industries technologies et de savoir-faire locaux.
- Une production domestique supplémentaire renforce la sécurité énergétique de pays qui dépendaient jusque-là des importations, d'où des préoccupations géopolitiques.

En somme, un regard sur la réglementation des ER doit s'intéresser non seulement aux traditionnelles questions de réglementation des prix et de qualité, mais également au contexte plus vaste dans lequel les ER sont développées et promues.

À cette fin, ce manuel abordera :

- Les politiques, les stratégies et les instruments législatifs utilisés pour promouvoir les ER dont les réglementateurs ont besoin, afin de les comprendre et ainsi les mettre en œuvre ou les concevoir.
- Les mesures d'accompagnement ou les incitations qui appuient les ER, en quoi elles consistent et quels sont leurs avantages et inconvénients relatifs.
- Les avantages physiques et structurels et les limitations au développement des énergies renouvelables, notamment l'existence d'infrastructures et de ressources naturelles dans un pays.

Pratiques d'excellence et expérience des réglementations

Ce manuel s'appuie sur une étude des meilleures pratiques en vigueur et une consultation des réglementateurs du monde entier en matière énergétique. Il s'intéresse aux pays pour lesquels le développement des ER à grande échelle est une priorité relativement nouvelle et applique les meilleures pratiques au contexte de croissance et d'expansion, en tirant les leçons de pays (essentiellement en Europe occidentale et en Amérique du Nord) où le cadre dans lequel s'inscrivent les énergies renouvelables a connu des années de réforme. Sans rentrer dans le détail sur la façon dont chaque décision de réglementation est prise, ce manuel tente néanmoins d'expliquer en quoi consistent ces décisions, le contexte dans lequel elles sont choisies et mises en œuvre ainsi que les diverses manifestations et conséquences des choix qui sont faits.

Il offre également des études de cas sur des projets d'énergies renouvelables pour lesquels s'est posée la question de la réglementation et des politiques à appliquer, et des études de cas sur l'élaboration de cadres réglementaires dans des pays ayant accordé la priorité à l'investissement dans les ER et leur mise en œuvre. Ces questions diffèrent en fonction du type d'ER ; ce manuel relève ces différences et les détaille, tout en soulignant les principes courants qui sous-tendent l'élaboration de réglementations dans le domaine des ER.

Il s'agit d'un manuel destiné aux législateurs, rédigé par des législateurs. Sous la direction de la Association Nationale des Commissaires à la Réglementation des Services Publics (NARUC) et bénéficiant du soutien de l'Agence des Etats-Unis pour le développement international (USAID), il comporte des contributions de législateurs exerçant en Afrique, Asie, Amérique centrale, Eurasie et au Moyen-Orient. Ce manuel aide les réglementateurs du secteur énergétique à mettre en œuvre des politiques et à faire aboutir des projets sur les énergies renouvelables. Il s'appuie sur les relations de la NARUC avec l'ACERCA (Association régionale d'Amérique centrale pour la Réglementation de l'énergie), l'AFUR (Forum africain pour la réglementation des services publics) l'ARIAE (Association ibéro-américaine des entités de réglementation de l'énergie – Amérique latine et Espagne), l'EAPIRF (Forum sur la réglementation des infrastructures en Asie de l'Est et dans le Pacifique), l'ERRA (Association régionale pour la réglementation de l'énergie - Europe de l'Est, Europe Centrale et Eurasie), le SAFIR (Forum d'Asie du Sud pour la Réglementation des Infrastructures) et le RERA (Association des entités de réglementation régionales d'Afrique australe), avec de récents membres provenant du Moyen-Orient, entre autres. On attend surtout de ce projet un travail de suivi sur la mise en œuvre, avec d'incessantes consultations et échanges d'informations.

Le développement durable, une priorité

On entend par énergie durable une exploitation des ressources capable de procurer de l'énergie en permanence pour répondre aux besoins de la population actuelle sans remettre en question les conditions d'existence des générations futures. Pour atteindre cet équilibre, il faut que l'énergie se reconstitue, que les nuisances environnementales soient minimales et les coûts abordables. Les ER sont des énergies provenant de ressources relativement reconstituables : solaire, éolien, hydraulique, énergies maritimes produites par les vagues et les marées, biomasse et géothermie. Comme les politiques et les législateurs s'intéressent toujours en priorité à la durabilité et non à ces ressources en elles-mêmes, la façon dont elles sont maîtrisées réclame

une analyse approfondie pour s'assurer que lorsque l'on investit dans les ER, on répond en fait à l'objectif de durabilité. Si en principe cette tâche ne relève pas du législateur, cela ne le dispense pas de comprendre pourquoi cette question a de l'importance, et en quoi, afin de répondre aux réalités changeantes de l'investissement ainsi que pour mettre en œuvre des changements gouvernementaux capables de favoriser cet objectif primordial de durabilité.

Les énergies renouvelables offrent de nombreux avantages à court, moyen et long terme : sécurité de l'offre, croissance locale durable de l'industrie et des emplois et soutenabilité environnementale. Mais il existe tout de même des inconvénients, notamment un risque que les tarifs augmentent et une menace pour les industries actuelles qui produisent de l'énergie conventionnelle à partir de combustibles fossiles. Les systèmes énergétiques actuels qui reposent sur les combustibles fossiles peuvent avoir de nombreux effets nocifs sur la santé et l'environnement à cause des émissions produites par les gaz à effet de serre qui se dégagent de la combustion de ces sources fossiles et dont fait partie le CO₂. La population mondiale continue à croître à un rythme soutenu et impose de fortes augmentations à la demande énergétique planétaire, malgré des améliorations dans l'efficacité énergétique et des technologies propres telles que la capture et la séquestration du carbone.

Partout dans le monde, des réglementateurs sont de plus en plus confrontés aux divers aspects du développement des ER et ils ont besoin de savoir comment répondre à la pression qui s'ajoute à cette responsabilité. Le concept d'ER ne recouvre pas seulement des sources d'énergie nouvelles ou diverses : il ouvre également la voie à des perspectives d'amélioration de notre qualité de vie, tant pour nous que pour nos enfants.

Des modèles d'autorité très divers

Une croissance sans précédent s'accompagne de maux croissants. Et l'une des interrogations que soulève l'importance accrue des ER est son impact sur le rôle du réglementateur chargé de l'énergie. Variables d'un État à l'autre, les modèles de transposition en législation ou en réglementations des stratégies sur les énergies renouvelables constituent un tout dans lequel on trouve aussi bien des instances de réglementation importantes chargées de l'adoption et de la mise en œuvre, que des instances minimales, voire inexistantes. À la diversité des motivations qui sous-tendent la promotion des ER correspond la diversité des choix opérés par les nations et les États quant au type d'énergie renouvelable à promouvoir et la forme de réglementations dans laquelle ces choix interviennent.

Dans certains pays, c'est le gouvernement qui s'occupe de toutes les questions de réglementation, et il n'existe absolument aucune instance réglementaire dans le secteur de l'énergie. Dans ces cas, les gouvernements peuvent traiter ensemble toutes les questions ayant trait à l'énergie, ou traiter séparément les ER et l'énergie classique. Mais il peut en être de même lorsqu'il existe des réglementateurs indépendants : certains peuvent avoir une autorité dans le domaine des ER, d'autres pas. Souvent, l'entité chargée de la réglementation (qu'elle soit indépendante ou constitue un service ou un ministère dans un gouvernement) a une certaine autorité, quoique limitée, dans le secteur des ER, où elle instaure une structure réglementaire ; et l'autorité qui est la sienne en matière d'énergies renouvelables s'inscrit quelque part dans le continuum suivant :

Absence d'autorité formelle, bien que l'expertise du législateur et sa connaissance du secteur peuvent s'avérer précieuses et lui permettre de jouer un rôle de conseiller et de facilitateur.



Autorité formelle limitée, avec aptitude partielle à mettre en place des politiques gouvernementales, et certains domaines de responsabilité, par ex. la délivrance de permis ou la mise en place de tarification.



Forte autorité formelle pour mettre en œuvre des politiques de gouvernement destinées à appuyer l'énergie renouvelable, y compris par en passant des méthodologies tarifaires et en déterminant la durée des accords d'achat obligatoires.

Malgré ces variations dans l'importance de l'autorité de réglementation, la réglementation des ER s'articule autour de certains principes communs :

- La coordination est essentielle. Toujours importante dans le contexte de l'énergie, l'interface entre les instances gouvernementales et les instances de réglementation devient capitale lorsqu'il s'agit des ER. Les agences gouvernementales, les ONG (organisations non gouvernementales) et les normes environnementales (par exemple sur la pollution de l'air, l'utilisation de l'eau et le zonage), les accords et engagements internationaux, les agences et les règles en matière d'appels d'offre et de passation des marchés, les garanties de prêt et les réglementations financières, les politiques et stratégies nationales, tout cela a des répercussions sur le cadre de mise en œuvre des ER. Savoir ce que font les autres agences et comprendre les priorités fixées par les gouvernements dans les forums internationaux, telles sont quelques-unes des tâches essentielles de la coordination. Le réglementateur aura besoin de connaître ce qu'impliquent ces priorités, règles et activités pour les tentatives visant à mettre les ER sur le marché. Étant donné la rapidité à laquelle les choses évoluent dans le domaine des ER, ce n'est pas chose facile.
- Il est plus que jamais nécessaire de choisir un programme de soutien cohérent et de s'y tenir. La promotion des ER dans le monde fait appel à tout un arsenal de mesures incitatives différentes. Par exemple : tarifs de rachat, quotas et certificats, subventions, crédits d'impôt et incitations fiscales, ou appels d'offres. Elles présentent d'importantes différences et il appartient à chaque pays de décider quel est le modèle qui répond le mieux à sa situation et aux objectifs qu'il s'est donné dans la promotion des ER. La difficulté est que cette décision doit être

cohérente et adaptée à des circonstances particulières. Les réglementations doivent être élaborées pour appuyer les mesures choisies et exigent de la cohésion dans la prise de décisions. Un vacillement quant au programme à appliquer ou une incapacité à faire un choix et à s'y tenir nuiront à la réussite des ER. Pour qu'il y ait croissance, il faut des choix et de la certitude.

- Le cadre retenu doit comporter des dispositions permettant une certaine souplesse en cas de changements significatifs dans le marché, ou pour faire face aux impondérables qui résultent des programmes incitatifs. Pour garantir l'efficacité sur le long terme et faire en sorte de répondre aux intérêts supérieurs des pays qui appliquent ces programmes, il faut une certaine latitude de changement, comme le montrent les expériences menées en Espagne et en France (précurseurs dans les politiques de tarifs de rachat). En même temps, de tels changements doivent être circonscrits par des paramètres qui comportent des mécanismes pour mesurer les progrès accomplis par rapport aux buts fixés, afin de permettre un maximum de prévisibilité et un risque minimal pour les investisseurs.
- Le prix des ER est capital. S'il est trop élevé et si l'énergie produite avec les combustibles fossiles est inférieure à ce coût, le développement des ER calera. La prise en compte du prix, et comment il s'intègre dans l'ensemble des énergies est une part importante de l'équation réglementatrice.
- Le retour sur investissement compte. Les investisseurs ont besoin de savoir qu'ils toucheront de bons dividendes sur les moyens qu'ils affectent à un projet d'ER, dont leur capital. Il ne sera pas possible d'attirer de nouveaux investissements sans un régime tarifaire garant d'un rendement fiable sur une durée suffisante pour couvrir l'investissement.
- Le domaine énergétique comporte de nombreux groupes d'intérêt, et le jeu des incitations et dissuasions créé par ces intérêts peut avoir une incidence sur la réglementation des ER. Par exemple, une tarification classique qui omet de prendre en compte des coûts annexes (dépenses de purification de l'air pollué ou de réhabilitation de l'environnement par exemple) peut compromettre le développement des ER ; il se peut qu'il faille repenser la tarification de l'énergie classique et celle des ER, car les deux sont liées.
- Les ER peuvent bénéficier aux populations rurales et vulnérables, notamment sous forme d'énergie décentralisée, miniréseaux et petits sites de production, bien que pour ces catégories, l'accessibilité, financière et physique, reste déterminante.
- Les principes qui doivent guider la réglementation - transparence, clarté et prévisibilité - ne s'appliquent pas moins aux ER qu'aux autres sources d'énergie.

Des premiers jalons d'un projet à sa mise en œuvre

Dans la plupart des pays du monde, hormis l'Europe occidentale et l'Amérique du Nord, l'élaboration de cadres réglementaires en est encore à ses balbutiements. Constatant l'importance des leçons pratiques et concrètes que peut offrir un pays à un autre, ce manuel propose des études de cas illustrées chacune par différents exemples et à des stades divers du développement des ER. Une centrale géothermique à cycle binaire au Salvador et une centrale hydroélectrique à production décentralisée au Guatemala sont d'ores et déjà opérationnelles. Deux projets, une centrale hydroélectrique en Arménie et un parc éolien en Jordanie, progressent à pas de géant ; elles ne sont pas encore en service et se préparent à faire face aux difficultés. Aux Philippines, un cadre de tarifs de rachat d'énergie a été adopté. En Namibie, grâce au programme d'énergies renouvelables qui se déploie actuellement, les jalons nécessaires à la réussite de futurs projets seront bientôt en place. En Egypte, le réglementateur a apporté des modifications au cadre réglementaire et il a collaboré avec d'autres agences gouvernementales pour encourager l'utilisation du potentiel des ER. Chacune de ces études de cas fournit des preuves précieuses de la puissance du développement des ER, des défis auxquels est confronté ce développement et de la nécessité qu'il soit solidement appuyé par les réglementations afin de faire progresser les ER de façon positive – et durable. Voici un panorama de certaines des études de cas présentées :

Arménie

Cette étude de cas décrit des efforts pour mener à bien un petit projet d'investissement hydroélectrique en Arménie. Mené par un développeur de projet situé aux Pays-Bas, ce projet a franchi les premières étapes : identification du site, vérifications préalables (ou enquête de « due diligence ») en 2009, et obtention d'un financement partiel, que le développeur cherche actuellement à compléter. Les mesures prises pour attirer des financements supplémentaires ont trouvé appui dans le cadre réglementaire énergétique du pays. En effet, des amendements à la loi sur l'énergie de 2001, une nouvelle stratégie adoptée en 2004 pour promouvoir les ER ainsi que l'entrée en vigueur de tarifs de rachat ont créé un climat favorable à l'investissement dans les RE. L'Arménie, qui est l'un des premiers pays de la région à avoir mis en place une instance de réglementation, bénéficie d'une stabilité et d'une prévisibilité relatives dans sa structure réglementaire, et s'illustre notamment par la sagesse avec laquelle elle a fixé ses tarifs de rachat et pris ses décisions dans ce domaine, ainsi que par son ouverture vis-à-vis du public. Grâce à ces atouts, le développeur a pu mettre le doigt sur divers problèmes concernant les éventuels investisseurs et en parler avec l'instance de réglementation : en particulier, une incohérence entre la date envisagée pour l'ouverture du marché et la date réelle, et le contenu des règles pour faire appliquer cette ouverture. Les développeurs ont rencontré le réglementateur pour lui expliquer que les investisseurs avaient besoin de certitude sur le long terme dans leurs contrats. Le réglementateur fait preuve d'une grande réactivité : il a apporté des éclaircissements, il a rédigé des courriers pour expliquer le déroulement des opérations et il a insisté sur le fait que tout le monde s'attendait à ce que la structure existante soit renouvelée sans complication.

Salvador

En 2007, une société établie sur un partenariat public-privé (avec un investissement intérieur et étranger) a mis en route une centrale géométrique binaire de 9,2 MW au Salvador. Le projet a vu le jour après que le Département général de l'Électricité et des Télécommunications (SIGET), l'autorité de réglementation, eut accordé une concession pour le terrain sur lequel est implantée la centrale. Depuis cette époque, la SIGET a supervisé la construction et l'agrandissement de la centrale, dont la construction de cinq puits de production et quatre puits d'injection, ainsi que quatre unités opérationnelles. Le projet a profité de réformes dans le secteur, particulièrement de 2003 à 2009, destinées à améliorer le marché de la vente d'énergie en gros pour l'ouvrir à de nouveaux entrants. En particulier, la SIGET a autorisé l'exploitation d'un nouveau système de transport basé sur les coûts et des réglementations du marché de gros. Les investisseurs étrangers ont également pu bénéficier des opportunités de mécanisme de développement propre (MDP) offertes par le protocole de Kyoto, car ils avaient fait homologuer un premier projet analogue de géothermie dans ce cadre en 2006.

Égypte

Le réglementateur, EgyptEra, a joué un rôle essentiel au cours de la dernière décennie en préparant le cadre et le secteur à l'intégration globale des énergies renouvelables, même avant le passage de la première loi sur les ER, loi qui se fraie (lentement) un chemin vers l'adoption. Les auteurs de la réglementation ont pris les choses en main pour s'assurer que leur personnel, et le secteur dans son ensemble, disposeraient des moyens nécessaires, et ils se sont souciés des réglementations secondaires nécessaires à terme à la réussite de la mise en œuvre. Voilà un exemple à méditer et duquel on peut tirer de précieuses leçons sur la manière de faire du changement une réalité, face aux lenteurs politiques ou parlementaires.

Guatemala

L'étude de cas sur le Guatemala fait le point sur des réformes législatives et réglementaires qui ont contribué à amener la production énergétique décentralisée au Guatemala. Le projet Kaplan Chapina concerne une petite centrale hydroélectrique faisant appel à une production décentralisée plutôt qu'à un réseau central pour amener l'électricité aux communautés rurales. Le projet est devenu opérationnel grâce aux politiques de réglementation récemment adoptées par le Guatemala et destinées à faciliter le développement de centrales électriques renouvelables et de production décentralisée. Grâce à ces politiques, la centrale a pu se connecter directement au réseau de distribution, la qualité des services d'électricité s'est améliorée et les sociétés investissant dans des projets d'énergies renouvelables sur quinze ans ont bénéficié de crédits d'impôts.

Jordanie

L'étude de cas sur la Jordanie examine un projet éolien lancé suite à un appel d'offres attribuant le marché à des investisseurs grecs en 2009. Mais dernièrement, le directeur du service des énergies renouvelables du ministère de l'Énergie et des Ressources minières a indiqué que le gouvernement remettait le projet à l'étude. Les motifs invoqués sont le niveau sonore et des problèmes sur les réglementations de l'urbanisme. Mais le projet avait déjà connu des difficultés lorsque les négociations entre le gouvernement et le consortium gréco-jordanien qui avait remporté le contrat s'étaient heurtées à la question des tarifs et avaient calé. L'expérience de la Jordanie sur ce projet et ses tentatives pour favoriser la croissance de l'énergie renouvelable sur son territoire et de l'éolien en particulier constituent une leçon sur le cadre nécessaire à l'essor de l'énergie éolienne et aux obstacles que l'on risque de rencontrer en chemin.

Namibie

L'étude de cas namibien se penche sur un programme lancé en 2005 sur les énergies renouvelables (le NAMREP, Programme des énergies renouvelables de Namibie) et sur le travail de ce pays pour sélectionner et mettre en œuvre des incitations, en procédant à une analyse considérable sur l'impact des tarifs de rachat. Le NAMREP était destiné à rendre les services d'ER plus accessibles à la fois financièrement et physiquement, et à accélérer le développement du marché en levant les obstacles au niveau des institutions, des moyens humains, de la sensibilisation ou bien d'ordre financier ou technique, et d'autres freins au marché. Le NAMREP s'est principalement intéressé au solaire photovoltaïque pour l'éclairage et le pompage de l'eau, au thermo-solaire pour le chauffage de l'eau et, dans une moindre mesure, à l'usage domestique efficace de la biomasse. Ce programme a bénéficié des pouvoirs du réglementateur pour procéder à l'évaluation et au suivi de la performance de ses licenciés, ainsi que d'une juridiction qui dépassait le cadre de l'électricité classique.

Philippines

L'étude de cas des Philippines détaille le cheminement pour aboutir à une réforme des réglementations dans le secteur des ER, menant à l'adoption d'une loi globale sur les énergies renouvelables en 2008 et aux tarifs de rachat qui en découlent. La loi porte entre autres sur le rachat obligatoire d'électricité produite avec des énergies renouvelables, des tarifs de rachat préférentiels et une mesure d' « option pour les énergies vertes » qui permet aux consommateurs de choisir leurs sources d'énergie renouvelables, ainsi que diverses incitations. Aux termes de cette loi, le gouvernement (le département de l'Énergie) promulgue des règles sur le rachat obligatoire d'énergie renouvelable, attribue les contrats de services, formule le plan directeur national et enregistre les participants aux ER. Conformément à son mandat dans le cadre de la loi de 2008, le réglementateur est essentiellement chargé d'établir des tarifs de rachat pour les ressources en éolien, solaire, hydraulique fluvial et biomasse. Le réglementateur a déposé son projet de règles en mars 2010 pour commentaires. Ce projet s'accompagne d'un cadre concep-

tuel détaillé qui décrit les principes économiques appliqués pour établir des tarifs de rachat d'ER rentables.

Certes, il s'agit là d'expériences très diverses et confrontées à des défis qui diffèrent d'un projet à l'autre, mais on peut en dégager des thèmes et des leçons. La première, et la principale, c'est que pour s'attaquer au développement des ER, il faut partir d'une vaste base. Comme il s'agit d'une technologie nouvelle et que l'analyse de rentabilité n'est pas classique, une approche multifacette s'impose pour limiter le risque pour les investisseurs et rendre les investissements plus attractifs. Le rôle du réglementateur à cet égard consiste à éclairer le gouvernement lorsqu'il prend des décisions, et à mettre en œuvre ces décisions en toute transparence et prévisibilité, de façon à minimiser les coûts des transactions.

Recommandations

Notre avenir dépend de la propagation des énergies renouvelables. Face à la croissance des ER, secteur en constante évolution, les réglementateurs ont besoin de disposer d'outils pour faciliter des avancées qui s'adaptent sans peine au marché, aux besoins énergétiques, à l'intégrité opérationnelle et à la rentabilité. Les recommandations suivantes constituent les priorités à se donner pour réaliser cet objectif :

- Trouver tous les engagements pris par le gouvernement et examiner les objectifs, les priorités et stratégies qui peuvent en faire partie ; étudier les politiques énergétiques ou les programmes nationaux dont ils procèdent. Cette étape aidera les réglementateurs à comprendre quelles mesures les gouvernements sont susceptibles de prendre pour appuyer les différentes voies du développement des ER, ainsi qu'à comprendre leurs éventuelles limitations.
- Étudier les processus légaux et administratifs dans d'autres secteurs susceptibles d'avoir un effet sur le progrès des ER, notamment en matière de choix des sites en fonction des nuisances environnementales, de restrictions sur les permis, de normes environnementales et de règles sur les investissements et la passation des marchés.
- Collaborer étroitement avec d'autres réglementateurs d'autres pays, surtout ceux de la région qui travaillent dans les mêmes conditions de ressources, d'approvisionnement et de profil économique, pour constituer des connaissances, des idées et des stratégies et donner corps au changement.
- Élaborer, mettre en œuvre et prodiguer des conseils d'experts sur des programmes incitatifs d'ER (dont l'importance dépendra des autorités légales), en tenant compte des conditions et des besoins propres à l'ensemble du secteur, et non pas isolément.
- Établir des mécanismes, officiels ou non, pour coordonner l'activité avec d'autres instances gouvernementales ayant des responsabilités sur le terrain, et favoriser l'adoption de méthodes de « guichet unique » par les investisseurs intéressés par les ER. Garantir la transparence, la prévisibilité et la clarté des processus dans

l'élaboration des réglementations. La tentation est forte de n'appuyer qu'un seul projet lorsque les objectifs sont internationaux et les priorités nationales. Or la stabilité du secteur nécessite des politiques transparentes et non discriminatoires qui offrent une supervision et un suivi, qui soient guidées par des priorités économiques en parallèle avec l'analyse sectorielle et économique, mais qui ne favorisent pas les projets de manière imprévisible ou subjective.

L'important travail des autorités de réglementation dans la sphère des ER réclame une attention et un soutien sans faille ; étape vers une collaboration internationale permanente entre les réglementateurs, ce manuel vise à faire aboutir le développement des énergies renouvelables. Le résumé et le manuel sont disponibles sur le site de la NARUC, www.naruc.org/international.

INTRODUCTION

Ce manuel a été rédigé à l'intention de l'USAID et de la NARUC afin d'aider les réglementateurs du domaine énergétique à mettre en place des politiques sur les énergies renouvelables et à faciliter la réussite des projets. Dans cet ouvrage, le terme « réglementateur », ou « autorité de réglementation » désigne au sens large l'instance administrative ou officielle qui réglemente le secteur de l'énergie ; il peut s'agir d'une entité indépendante, conforme aux meilleures pratiques, ou le bras d'un service ministériel. L'objectif de ce manuel est d'exposer les différents aspects qui entourent la réglementation, le développement et la production des énergies renouvelables en mettant tout particulièrement l'accent sur :

- Les politiques, y compris les stratégies énergétiques des gouvernements et leurs plans de mise en œuvre, ainsi que la législation.
- Les programmes de soutien ou les incitations pour soutenir les énergies renouvelables, par exemple les tarifs de rachat.
- Les avantages physiques et structurels, ainsi que les freins au développement des énergies renouvelables, en s'intéressant en particulier à la disponibilité des infrastructures et des ressources naturelles.

La première partie, constituée des chapitres 1 à 6, aborde les questions communes à la promotion de tous les types d'énergies renouvelables, notamment la définition des ER et leurs catégories, les défis que constituent leur développement et leur promotion, les moyens couramment utilisés pour les promouvoir et l'importance des réglementateurs dans cette promotion.

La deuxième partie, soit les chapitres 7 à 11, se penche sur les différents types d'énergies renouvelables (hydroélectrique, éolien, solaire, biomasse, géothermique et production décentralisée), et comprend des études de cas sur des projets. Destinés aux réglementateurs du monde entier, il privilégie les pays situés en dehors de l'Amérique du Nord et de l'Union Européenne, en s'attardant sur les leçons que l'on peut tirer de toutes les régions du monde.

Depuis toujours, c'est par le jeu des instruments réglementaires que les politiques environnementales dans l'ensemble du monde industrialisé sont promulguées. La qualité environnementale est considérée comme un bien public que l'État doit garantir en empêchant des intérêts privés de la saccager. Une réglementation directe suppose d'imposer des normes (voire des interdictions) sur les émissions et les dégagements, mais aussi sur les caractéristiques des produits ou des procédés industriels, et de les appliquer en octroyant des licences et en exerçant un contrôle. La législation est habituellement le fondement de cette forme de contrôle et il est généralement obligatoire de s'y conformer sous peine de sanctions en cas de non-respect. Dans la promotion des ER, les réglementateurs peuvent aussi servir à favoriser des étapes non obligatoires, en faisant appel à la connaissance et la compréhension inégalées qu'ils ont de ce domaine.

Les réglementateurs sont issus d'horizons économiques, politiques et géographiques très différents, où l'état des infrastructures et des ressources a une incidence sur la manière dont on

traite la croissance énergétique. Les milieux réglementaires dont ils viennent sont eux aussi très divers. Les relations de la NARUC avec les commissions réglementaires vont de l'Amérique du Nord à l'Europe, en passant par l'Amérique Centrale et l'Amérique du Sud, l'Afrique et l'Asie. Grâce à ce double facteur (répartition géographique très vaste et croissance et changement des ER à un rythme soutenu), les meilleures pratiques et les principes généraux sont certes définis, mais c'est aux pays et aux réglementateurs qu'il appartient de déterminer dans le détail comment les adapter de façon optimale à l'environnement.

Dans certains pays, les réglementateurs ont toute latitude pour fixer les tarifs et délivrer des licences ; dans d'autres, ce n'est pas le cas. En effet, dans de nombreuses juridictions, certaines questions relevant des énergies renouvelables sont traitées non pas par le réglementateur sur l'énergie, mais par d'autres instances. De plus en plus, cependant, on demande aux autorités de réglementation d'assumer certaines tâches en lien avec la réglementation des énergies renouvelables ; ou bien elles s'aperçoivent qu'elles ont besoin de se renseigner sur les réglementations pratiquées dans ce domaine parce que les investisseurs ou d'autres acteurs viennent leur demander des conseils, même lorsque la loi ne leur confère pas cette autorité. Comme la promotion des énergies renouvelables est une priorité relativement nouvelle pour de nombreux pays dans le monde, et certainement pour les pays extérieurs aux États-Unis et à l'Union Européenne (UE), la relation entre le réglementateur de l'énergie et les différentes étapes, notamment les programmes de soutien, les incitations et les objectifs nationaux que se donnent les pays pour promouvoir les ER, est en train elle-même d'évoluer. Pour ces raisons :

- La mission d'accompagner les nouvelles initiatives peut revenir directement aux réglementateurs, ou bien à d'autres commissions. Étant donné le mandat de supervision du secteur énergétique confié aux réglementateurs, qu'ils aient autorité pour l'assumer ou non, ils doivent comprendre la complexité que représentent les ER et le travail d'efficacité énergétique (EE) dans leur juridiction et au-delà.
- Qu'une instance de réglementation soit ou non chargée expressément de la mise en œuvre de programmes d'ER, une réglementation efficace aujourd'hui nécessite une compréhension des questions propres aux ER et de l'incidence qu'elles ont sur les tâches traditionnelles de réglementation, notamment les octrois de licences et le calcul des tarifs.
- Le déploiement réussi de sources d'énergies renouvelables fait appel à une expertise dans de multiples disciplines et par conséquent, à une coordination et une collaboration entre agences et entre régions.

Conscient des conditions extrêmement disparates dans lesquelles les réglementateurs travaillent au niveau national, ce manuel, dans sa structure, se veut un document flexible et interactif qui réponde aux besoins des réglementateurs au fur et à mesure que leur autorité et leurs responsabilités évoluent.

PREMIÈRE PARTIE : PROBLÈMES

COURANTS POSÉS PAR LA PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

« L'énergie est un besoin humain élémentaire. Sans énergie, rien ne fonctionnerait. Le développement humain et la croissance économique passent nécessairement par une fourniture énergétique sûre, bon marché, fiable, propre et durable. Aujourd'hui, nous sommes confrontés à des défis monumentaux : réchauffement climatique, raréfaction des ressources naturelles, explosion démographique, augmentation de la demande énergétique, montée des prix de l'énergie et répartition inégale des sources énergétiques. Chacun de ces facteurs souligne l'urgence qu'il y a à transformer le secteur énergétique - qui table essentiellement sur les combustibles fossiles - en un secteur qui utilise les énergies renouvelables et des mesures énergétiques efficaces. »

Les énergies renouvelables sont l'une des clés permettant de résoudre les défis auxquels l'avenir du monde énergétique est confronté. De nombreux pays déjà encouragent la production et l'utilisation des énergies renouvelables grâce à différentes approches au niveau politique et économique parce qu'ils reconnaissent les nombreux avantages que procurent les énergies renouvelables. Mais actuellement, le recours à ces énergies reste limité, en dépit de leur vaste potentiel. Les obstacles sont de tous ordres : octrois de permis qui traînent en longueur, tarifs d'importation prohibitifs, barrières techniques, financement non garanti des projets d'énergies renouvelables et manque d'information sur les opportunités que présentent les énergies renouvelables. »

– Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA), Déclaration de mission¹

CHAPITRE I : DÉFINITIONS DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET JUSTIFICATIONS

Les énergies renouvelables (ER) désignent une énergie produite à partir de ressources naturelles et à des niveaux soutenables. Elles peuvent venir de sources non fossiles (solaire, éolien, hydroélectricité, énergie des vagues et des marées, biomasse, géothermique).² À l'exception de la géothermie, toutes les ressources que l'on entend comme énergies renouvelables dans ce document résultent de l'action du soleil et de la lune (dans le cas des marées et du temps) et sont reconstituables aussi longtemps qu'ils existeront. L'énergie solaire provient du soleil; l'énergie éolienne des mouvements de l'air résultant des hautes et basses pressions atmosphériques liées aux températures chaudes et froides produites par le soleil ; l'hydroénergie est engendrée par le mouvement de l'eau, ainsi que par les changements de vents et de températures; la puissance des vagues provient du vent et des changements de température sur l'eau; l'énergie des marées est le fruit de l'attraction gravitationnelle et du vent ; et la biomasse de la matière organique qui pousse sous l'action conjuguée du soleil, du vent et de l'eau. L'énergie géothermique provient de l'énergie que renferme l'intérieur de la terre. Avec la technologie actuelle,

elle est réputée inépuisable dans l'ensemble (bien que dans certains sites, l'exploitation peut être en fonction de la capacité). La capacité de reconstitution suppose que l'utilisation est largement soutenable à court et moyen terme ; l'objectif est le terme développement durable à long terme, mais on s'accorde à penser que l'utilisation peut avoir des effets à long terme qui restent encore mal compris.

L'intérêt pour les ressources en énergies renouvelables dérive de leur soutenabilité.

La soutenabilité a deux aspects, qui sont liés :

- Utiliser les ressources avec le moins d'effets nocifs sur l'environnement.
- Développer les ressources d'une façon appropriée et de manière rentable, capable de durer sur le long terme.

L'application de la durabilité est propre au milieu concerné. Pour des raisons économiques de relativité des coûts, des ressources dont l'emploi se justifie dans un pays peuvent être contre-indiquées dans un autre. Par exemple, dans un pays dont le développement économique est limité, les priorités peuvent être différentes de celles d'un pays qui émerge rapidement sur la scène internationale. La soutenabilité sous-entend la pérennité des projets, et leur capacité à produire des bénéfices économiques sur la durée.

En général, on estime que les sources d'énergie d'origine fossile, pétrole, gaz naturel et charbon, ne sont pas durables car elles se raréfient relativement vite et leur remplacement par des processus naturels est lent. Qui plus est, les combustibles fossiles contiennent des pourcentages élevés de carbone et autres gaz à effet de serre dont la combustion produit du dioxyde de carbone, un gaz à effet de serre qui contribue au changement climatique et à d'autres émissions dangereuses. Par ailleurs, l'énergie nucléaire, bien qu'elle n'engendre pas d'émissions nocives dans la même proportion que les combustibles fossiles, ne fait pas partie à notre sens des énergies renouvelables, parce que l'uranium qui sert à la produire ne se reconstitue pas. Son utilisation n'est donc pas soutenable à moyen et à long terme.

Il est certain qu'en soi, la définition des énergies renouvelables porte parfois à controverse car elle suscite des interrogations sur leur durabilité à long terme ou sur les niveaux d'émissions ou de neutralité du CO₂ dans une perspective cyclique. Nous reviendrons sur ces questions (par exemple pour ce qui concerne la biomasse). Mais il convient de mettre les lecteurs de ce manuel en garde, car les technologies et les façons d'évaluer leur impact sur l'environnement ne cessent d'évoluer dans le domaine des ER, et par conséquent, on ne connaît pas encore très bien leurs effets sur toute la durée d'un cycle. Attention et prudence à l'égard de l'environnement doivent être les principes directeurs de tous les projets sur les ER, aussi bien dans la phase d'investigation que de promotion et de mise sur le marché.

Dans ce manuel, nous nous en tenons aux sources d'énergie renouvelables qui produisent de l'électricité.

Les types d'énergie renouvelable

Le solaire est l'énergie provenant du soleil et utilisé pour produire de l'électricité et chauffer l'eau. En gros, l'énergie solaire est convertie en trois sortes d'énergie : le thermosolaire, le photovoltaïque solaire et le solaire concentré. Le terme d'énergie thermosolaire renvoie à de l'énergie solaire convertie en chaleur. Généralement destinée aux ménages, elle peut prendre la forme de chauffage solaire des espaces, de l'eau et de bassins. Le solaire concentré est de l'énergie thermosolaire utilisée pour produire de l'électricité. La plupart du temps destinée à une production énergétique à grande échelle, les technologies reposant sur la concentration solaire font appel à des verres optiques ou à des miroirs pour réfléchir et concentrer la lumière solaire sur des récepteurs (un petit rayon). La chaleur concentrée est ensuite convertie en énergie thermique, laquelle produit à son tour de l'électricité grâce à une turbine à vapeur ou un moteur à chaleur actionnant un générateur. L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est de l'électricité générée par l'emploi de cellules photovoltaïques. Les modules PV peuvent offrir de l'électricité dans les zones où il n'est pas rentable de passer par le réseau courant, ou les endroits où les réseaux électriques sont rudimentaires.

L'énergie éolienne est produite par les turbines éoliennes. Ces turbines doivent être placées dans des endroits stratégiques de manière à profiter au maximum de la puissance du vent. Le problème est leur rendement faible ou intermittent, de même que les objections soulevées par leur bruit et leur aspect visuel. Il est possible de connecter de grands parcs éoliens au réseau de transport d'électricité ; les turbines plus petites sont connectées par le réseau de distribution.

L'énergie hydroélectrique (qu'on appelle aussi « hydroénergie ») provient du flux aquatique (issue du cycle climatique hydrologique qui dépend de l'action du soleil), qui sert à actionner des turbines produisant de l'électricité. La capacité des centrales hydroélectriques va de plusieurs centaines de watts à plus de 10.000 mégawatts. Les caractéristiques les plus importantes sont l'efficacité de l'eau d'amont (la hauteur de la chute d'eau), la capacité (rendement énergétique), le type de turbine utilisé et l'endroit où est situé le réservoir ou le barrage, et la catégorie à laquelle il appartient. Le plus souvent, l'électricité est produite grâce à des *barrages* ou au *courant d'un fleuve*. Les centrales à énergie fluviale sont courantes dans la production hydroélectrique à petite échelle et elles passent souvent pour la forme d'hydroénergie la plus écologique. Les projets hydroénergétiques à grande échelle, qui se sont multipliés ces deux dernières décennies en dépit des avances de fonds en début de construction, ont l'avantage d'offrir une capacité et un potentiel de stockage élevés dans les réservoirs qui les accompagnent. Toutefois, ils suscitent aussi des interrogations sur le plan écologique : déplacement des personnes, perturbation de la biodiversité et dégâts d'ordre géologique. L'hydroénergie est affectée par les sécheresses, mais les réservoirs peuvent être employés stratégiquement pour garantir un approvisionnement pendant ces périodes.

Les autres catégories d'énergies renouvelables d'origine aquatique, celles produites avec les marées et les vagues, plus récentes, ne sont pas encore très répandues, mais elles offrent un potentiel important. L'énergie des marées, ou énergie marémotrice, résulte de l'interaction de l'attraction gravitationnelle de la lune et du soleil sur les estuaires, les fleuves et les mers. Employée jadis (il y avait de petits moulins actionnés par les marées sur les fleuves en Angleterre et en France au Moyen-âge), et en dépit d'un projet de moyenne taille (supérieur à 200 MW) en

service en France, l'exploitation de l'énergie marémotrice à grande échelle reste limitée, surtout parce que les technologies ne sont pas totalement au point et n'ont pas été testées à la même échelle que les autres technologies d'ER, telles que l'éolien et l'hydroélectricité. Fiable et efficace, l'énergie des marées est prometteuse mais il subsiste des doutes quant à ses effets sur la mer et la faune côtière. L'énergie des vagues, qu'on appelle aussi « houlomotrice », produit du courant à partir de l'océan et son développement commercial, qui a commencé dans les années soixante-dix, fait ses tout premiers pas.

La biomasse est une matière tirée des végétaux et des organismes vivants qui peut être convertie en électricité (et en chaleur). Il en existe cinq grandes catégories : le bois (y compris les résidus forestiers), les résidus de l'agriculture (déchets issus des récoltes et des traitements), les déchets alimentaires (provenant de l'industrie agroalimentaire et des boissons) ; les déchets industriels (issus de traitements industriels) et des cultures bioénergétiques (canne à sucre et maïs par exemple, largement utilisés pour les combustibles liquides). S'ils sont avantageux parce que disponibles partout et qu'ils permettent de recycler les déchets ou d'autres résidus naturels, les coûts de transport peuvent être énormes et, à l'unité d'énergie, les émissions de CO₂ peuvent être élevées comparées à la plupart des technologies. Tout ceci suscite des débats considérables quant à la viabilité de la biomasse dans la production d'électricité. Des matériaux commercialisés sur d'autres marchés, par exemple le bois d'œuvre de bonne qualité pour l'intérieur et l'ameublement, risquent de s'avérer non rentables pour la production d'énergie, bien que le recyclage des déchets soit intéressant du point de vue écologique, tant que les questions concernant la neutralité du CO₂ sont prises en compte. La biomasse employée en combustible d'appoint du charbon s'utilise parfois pour accroître l'efficacité et réduire les coûts, mais elle suscite des inquiétudes liées à la combustion, comme les cendres volantes.

L'énergie géothermique provient de la chaleur emmagasinée dans le sol, extraite le plus souvent en forant la croûte terrestre, en y injectant de l'eau froide et en récupérant la vapeur qui s'en dégage pour actionner un générateur électrique. En principe elle est propre, relativement peu chère à produire (une fois l'étude et l'extraction terminées) et surtout, elle ne varie pas, de sorte qu'elle est disponible de manière prévisible. Dans le monde, le développement de la capacité géothermique a connu une certaine prospérité depuis les années soixante-dix et s'est accompagné d'améliorations au niveau du forage, de l'exploration et des technologies de transformation. Mais sa mise en œuvre reste limitée, et il faudra encore beaucoup de travail avant qu'elle ne devienne économique à grande échelle.

POURQUOI PROMOUVOIR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les énergies renouvelables offrent de nombreux avantages à court, moyen et long terme. Les systèmes énergétiques actuels reposant sur les combustibles fossiles peuvent avoir de nombreux effets nocifs sur la santé et l'environnement à cause des émissions de gaz à effet de serre, notamment le dioxyde de carbone, que dégage la combustion. La croissance démographique mondiale va peser sur la demande énergétique, malgré les améliorations dans l'efficacité énergé-

tique (EE) et les technologies propres. Les énergies renouvelables offrent la promesse de pouvoir répondre à la demande actuelle et future de façon propre et soutenable.³

Pour que la réglementation dans le contexte des ER ait un sens, il importe de comprendre les fondements de la promotion des énergies renouvelables et les interrogations qui accompagnent les initiatives de promotion.

La sécurité des réserves

En ce début de siècle, on assiste non seulement à une montée en flèche de la demande, mais également des prix de l'énergie. Partout dans le monde, d'une part les prix grimpent et d'autre part ils fluctuent, ce qui induit une imprévisibilité. En même temps, la dépendance aux importations comporte le risque de voir diminuer les réserves sans que le pays importateur puisse faire quoi que ce soit. Avec l'accroissement de la demande internationale, on se demande de plus en plus si les réserves sont en train d'atteindre leurs limites ou si cette limite est déjà atteinte. Malgré des découvertes de nouveaux gisements, par exemple du pétrole au Brésil, il est clair que la dépendance des États à des ressources étrangères expose de plus en plus les gouvernements au risque (en termes de coûts et de ressources) d'avoir à trouver des réserves sur leur propre territoire. La géopolitique joue elle aussi un rôle dans la sécurité des ressources énergétiques. Actuellement en effet, pour le gaz et le pétrole surtout, les systèmes énergétiques dépendent beaucoup de gisements russes, iraniens, turkmènes, nigériens, vénézuéliens et d'autres régions du monde où les réserves sont importantes mais où les gouvernements et les politiques internationales restent instables. En conséquence, et dans le sillage de l'accroissement de la demande, la sécurité énergétique au cours de la dernière décennie a pris une place prépondérante dans l'élaboration et la mise en œuvre des politiques.

Pour les pays dont les réserves énergétiques traditionnelles sont limitées (par exemple gaz naturel, charbon et pétrole brut), le développement durable et la sécurité énergétique sont étroitement liés. Talonnées par l'urgence de répondre à cette demande qui croît à un rythme effréné, de moins dépendre des autres pays et de limiter les effets sur l'environnement, les nations ont lancé de nouvelles mesures en matière énergétique et encouragé la recherche, le développement et l'investissement dans des technologies de consommation moins polluantes, et dans de nouvelles pratiques de production. Le développement de sources d'ER indigènes pourrait stabiliser l'insécurité réelle et perçue des États et en même temps répondre aux besoins énergétiques de façon moins préjudiciable pour l'environnement.

Une croissance économique verte

Les énergies renouvelables peuvent être le gage d'une croissance économique soutenable, grâce à l'exploitation des ressources locales et la création d'industries, de savoir-faire et d'emplois qui n'existaient pas jusque-là. Surtout pour de petites start-up innovantes, le développement des énergies renouvelables offre la possibilité de créer de nouvelles entreprises et de nouvelles technologies. Les grandes entreprises en profiteront également car il n'est pas rare que dans le cadre de plans de développement à long terme, elles acquièrent ou investissent dans de nouvelles technologies ; puis, grâce aux retombées sur toute l'économie, elles engrangeront les

profits liés à l'accroissement de la richesse intérieure. Ainsi que le soulignait récemment le Secrétaire Général des Nations Unies:

« Il ne faut pas que la croissance en souffre. Or en réalité, elle risque de s'accélérer. Des travaux menés par l'université de Californie à Berkeley indiquent que les États-Unis pourraient créer 300 000 emplois si 20 % des besoins en électricité étaient assurés par les énergies renouvelables. Une éminente firme munichoise prédit qu'à la fin de la prochaine décennie, il y aura davantage de personnes employées dans les technologies vertes en Allemagne qu'il n'y en avait dans l'industrie automobile. Le Programme pour l'Environnement des Nations Unies estime que les investissements dans les énergies à zéro émission atteindront 1,9 billions de dollars d'ici à 2020 : ce sont là, en germe, les fondements financiers d'une refonte totale de l'industrie mondiale. »

– Ban Ki-moon, Secrétaire Général des Nations Unies⁴

Un développement qui respecte l'environnement

Dans son acception optimale, une source d'énergie renouvelable ne s'épuise pas, elle n'émet pas de pollution nocive pour l'environnement, et elle peut s'exploiter sans déplacements d'écosystèmes ou de populations et sans effets préjudiciable pour eux. Cette définition est en passe de s'imposer comme la référence pour les bonnes pratiques dans le domaine des ER, malgré les difficultés que représente son application.

Plus les réserves baissent et plus l'addition à payer pour les nuisances des gaz à effet de serre augmente; et plus les experts se préoccupent de la soutenabilité environnementale. Cela est particulièrement vrai dans les économies émergentes et développées, où le recours à l'énergie est élevé et augmente. Cela étant, lorsqu'on veut les introduire sur le marché, le coût potentiel des ER reste malgré tout au cœur des préoccupations. Dans les économies rurales peu développées, la question est de savoir comment réaliser une croissance économique à un coût raisonnable tout en engageant un minimum de dépenses pour l'environnement. Ici, des intérêts à court et à long terme peuvent entrer en conflit, car le développement à court terme peut être facilité par le recours à des technologies énergétiques non soutenables. Ce conflit peut être au centre de nombreuses préoccupations à l'échelle internationale sur l'aide à apporter aux pays en développement (ce point sera traité en détail au chapitre 2).

La santé

Les émissions de gaz à effet de serre dégagées par les combustibles fossiles contribuent à vicié l'air, problème dont souffrent surtout les centres urbains dans les pays industrialisés, mais aussi les pays émergents, qui utilisent de plus en plus d'énergie et où les contrôles environnementaux sont moins institutionnalisés. Une réduction des émissions entraîne souvent un air moins pollué et une meilleure qualité de l'air ambiant et, de ce fait, une meilleure santé pour les populations locales et régionales. En outre, les ER supposent souvent une électrification rurale et une production décentralisée. Cette électrification des campagnes permet un meilleur accès aux communications, aux soins, au développement économique et améliore la qualité de vie. Elle peut faire bénéficier les populations rurales d'électricité ou de sources de chaleur alternatives, par

exemple les femmes qui dépendaient jusque là de foyers ouverts pour cuisiner, qui s'avèrent préjudiciables à la santé de manière générale.

L'accès à l'énergie pour les populations défavorisées, rurales, vulnérables ou minoritaires

Le développement de l'énergie et l'accès à l'électricité pour les populations rurales et défavorisées a des répercussions sur d'importants problèmes sociaux comme la pauvreté, l'égalité sociale, la santé et l'égalité des chances pour les femmes, le développement économique et l'urbanisation. Pour de nombreuses femmes ou populations minoritaires, l'impossibilité d'accéder à l'électricité en particulier signifie moins de chances de travailler et plus de difficultés à assumer les nécessités courantes de l'existence. Les femmes tendent à s'occuper davantage des tâches ménagères que les hommes : elles peuvent donc profiter encore bien plus qu'eux de l'accès à l'énergie. Une majorité de groupes relativement défavorisés sur le plan économique a intérêt à une plus grande production d'énergie domestique, car elle est source d'emplois et d'opportunités économiques. Les problèmes liés aux éventuels coûts sociaux tels que déplacements de population ou accaparament des terres doivent être correctement traités afin de faire en sorte que les projets avantagent le maximum de monde.

La production décentralisée (PDC), qui génère de l'électricité à partir de nombreuses petites sources d'énergie plutôt que de grands sites de production raccordés à un réseau de transport d'électricité, peut jouer un rôle déterminant pour fournir de l'électricité dans les zones mal desservies ou non raccordées. Plutôt que de développer ou d'agrandir un réseau central, il est plus efficace pour des populations mal desservies ou privées d'électricité de recourir à la PDC. La production décentralisée peut apporter de l'électricité là où elle est nécessaire et ainsi aider directement des gens qui peuvent retirer le maximum d'avantages de l'électricité.

Instaurer la paix

La raréfaction des ressources et la dégradation de l'environnement peuvent soumettre des millions de gens à des conditions d'existence extrêmement pénibles. Pour les populations situées dans des zones particulièrement vulnérables aux effets du changement climatique (les habitants des régions arides d'Afrique et les communautés insulaires, pour n'en citer que quelques-unes), ces contraintes supplémentaires peuvent avoir des conséquences dangereuses, y compris des conflits. Les Nations Unies sont de plus en plus sensibles au lien qui existe entre énergies/besoins en ressources et la possibilité que règne soit la paix soit la violence :

« La capacité de l'environnement et des gisements énergétiques à donner des moyens d'existence aux populations, dans les villes et ailleurs, et à soutenir la reprise économique est un facteur déterminant pour une paix durable. Si l'on ne répond pas aux besoins environnementaux et les besoins en ressources naturelles de la population, si l'on n'est pas capable de lui apporter des services de base pour l'eau, les déchets et l'énergie, cela peut rendre la tâche très compliquée pour instaurer la paix et la stabilité. »

– Programme des Nations Unies pour l'Environnement, article de 2009 intitulé: *Du conflit à l'instauration de la paix, le rôle des ressources naturelles et de l'environnement*⁵

Le développement d'une production d'énergies renouvelables, c'est le gage d'une sécurité énergétique, laquelle à son tour offre la possibilité de prévenir les conflits, ainsi que de rassembler différentes communautés autour d'un objectif commun, maîtriser des ressources dans l'intérêt d'un groupe important plutôt que ceux d'individus. Le financement et l'exploitation de systèmes énergétiques, mais de petite taille, nécessitent coopération et coordination entre les groupes.

Valoriser les ressources naturelles indigènes

Chaque pays dispose de son propre « mix » de ressources énergétiques : des ressources classiques (à base de combustible fossile) et des ressources renouvelables. Certains ont de la biomasse en abondance, d'autres de l'eau, d'autres du soleil ou du vent. Il est essentiel qu'une politique nationale appuie le développement de ces ressources, c'est-à-dire en général, les ressources les plus abondantes et les plus accessibles de ce pays. Pour certains pays, l'éolien peut être prometteur tandis que d'autres, géographiquement moins exposés au vent, ont intérêt à se tourner vers d'autres technologies d'ER.

Il est bien naturel d'élaborer des règles pour les ressources susceptibles de faire l'objet d'incitations, afin de favoriser celles qui sont propres à un territoire. De même, les pays où les combustibles fossiles sont abondants peuvent rechigner à suivre des politiques qui déconseillent leur utilisation ou qui incitent à utiliser d'autres ressources. Cela veut dire que les incitations peuvent différer d'un pays à l'autre, selon le genre de ressources dont un pays dispose et / ou qu'il souhaite promouvoir.

Agir en faveur de l'intérêt public

De plus en plus de gens sont conscients des risques que présente l'utilisation de l'énergie classique pour l'environnement et les émissions de gaz à effet de serre qui en résultent, surtout dans les économies développées, où les vigoureuses campagnes de sensibilisation et d'information qui ont été menées ont rencontré un écho considérable. Des entreprises innovantes exploitent l'intérêt du public pour le développement vert (ainsi que le prestige dont elles jouissent en passant pour des particuliers ou des sociétés tournées vers le développement vert) pour s'attirer des clients, même lorsque l'énergie coûte plus cher. Le développement vert devient en soi un business, quoique cher, axé sur des consommateurs qui ont les moyens ; et les campagnes de publicité font de plus en plus attention à vanter la responsabilité sociale. Si cette attention de la part des entreprises et du public est tout à fait évidente dans les économies développées, elle s'empare également de nombreuses économies émergentes et de pays en développement. C'est ainsi que l'on voit des objectifs de soutenabilité environnementale s'inscrire dans les programmes de subventions et d'investissements, en plus de l'impératif, par ailleurs incontournable, d'accéder à une électricité bon marché.

Les participations financières des donateurs et le choix délibéré de privilégier les énergies vertes par rapport aux énergies non vertes témoignent que la dynamique économique est infléchie par l'intérêt du public. Cela joue inévitablement un rôle prédominant dans les décisions de financer une nouvelle production d'énergie renouvelable.

CHAPITRE 2 : COMPRENDRE LES DÉFIS POSÉS PAR L'EXPANSION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : TECHNOLOGIE ET ÉCONOMIE

Etant donné leurs divers avantages, pourquoi les ER ne sont-elles pas la seule forme d'énergie utilisée aujourd'hui? Les réponses sont multiples. Le chapitre suivant traite des problèmes liés aux politiques, à la réglementation et au marché. Il se penche sur les défis technologiques et économiques.

- Dans le domaine des énergies nouvelles, les technologies vont très vite. Toutefois, malgré les grandes avancées de ces dix dernières années, certaines sont encore au berceau et la prochaine décennie devrait assister à des progrès majeurs.
- Mais cette vertigineuse mutation technologique est très coûteuse, pour les particuliers comme pour les entreprises et la société.
- La mise en œuvre de technologies nouvelles peut se heurter à des obstacles inattendus qui limitent la prévisibilité et freinent certains investissements.
- Pour les pays confrontés à une économie aux abois et à une forte pauvreté, le coût élevé des ER est particulièrement problématique.

Pour répondre de façon globale aux problèmes qui se posent à l'introduction des ER sur le marché, il est nécessaire de tenir compte de la manière dont ils diffèrent en fonction des économies et des régions, et comment ils sont infléchis par des objectifs à court et à long terme.

La viabilité économique

La viabilité économique des énergies renouvelables est déterminante pour qu'elles puissent s'intégrer aux diverses ressources d'un pays. Pour de multiples raisons, malgré une nette amélioration et une volonté de parvenir de l'égalisation, la plupart des ressources renouvelables ne peuvent pas encore concurrencer les combustibles fossiles. On le voit surtout sur les marchés où l'on continue à subventionner les grands secteurs industriels en place et où la facture environnementale, considérée comme coût externe, n'entre pas en ligne de compte. Comme on l'a vu, les choses évoluent vite mais dans la réalité, la plupart des marchés accordent en effet des subventions aux grosses entreprises industrielles qui produisent avec des combustibles fossiles, en laissant (pour l'instant) de côté les nombreux coûts environnementaux dans le prix de l'énergie payé directement par l'utilisateur.

L'intervention des gouvernements et l'application des réglementations servent à corriger les déséquilibres économiques en faisant la part des besoins du marché et ceux de la sécurité énergétique. Bien appliquées, les politiques et les réglementations des gouvernements peuvent être garantes d'une croissance prudente des ER. Assorties de contrôles adéquats sur leur économie,

leur fonctionnement et leur approvisionnement, elles protègent le marché de l'énergie et la croissance économique. Une approche saine tient compte des coûts, et des bénéfices d'une stratégie d'intégration progressive des ER, mais aussi des compromis qu'elle suppose.

Pourquoi les énergies renouvelables peinent-elles à concurrencer les autres sur le marché ? Il y a trois explications simples :

- Les projets d'ER nécessitent souvent d'importantes mises de fonds initiales, ce qui les rend peu intéressantes dans le court terme.
- Le marché est souvent saturé d'entreprises traditionnelles qui profitent de subventions directes et indirectes. En cela, ce n'est pas en soi un marché « ouvert ».
- Les coûts externes (ou sociétaux) qui rendent les ER intéressantes comparées aux ressources classiques sont difficiles à chiffrer, et la plupart des analyses économiques n'ont pas tenté de les évaluer. Or lorsqu'ils sont comptabilisés (par exemple, réduction à long terme des coûts liés aux nuisances des émissions), les projets d'ER peuvent s'avérer attractifs comparés aux ressources classiques.

Une pratique courante pour mesurer les coûts de l'énergie fait appel au concept de « coût actualisé de l'électricité », ou « LCOE » (voir Sigles et acronymes). Le LCOE est le prix constant auquel il faut vendre l'électricité pour qu'une unité de production s'y retrouve pendant toute son existence, en supposant qu'elle fonctionne à plein régime. D'ordinaire, le coût social actualisé de l'électricité est exclu de ces mesures, qui ne peuvent pas servir à fournir pas une comparaison précise.⁶ Supprimer les subventions pour parvenir à concurrencer les combustibles fossiles classiques, ou infliger des pénalités sous forme d'amendes pour des niveaux élevés de CO₂, est une façon de garantir aux ER les mêmes conditions que pour les ressources conventionnelles. Cela peut avoir un impact sur le coût de fonctionnement des services, et donc augmenter les dépenses affectées à la mise en conformité avec les réglementations (« coûts de conformité »). Ces surcoûts peuvent avoir toutes sortes de conséquences : objections ou résistance aux services de fourniture énergétique, coupes dans d'autres domaines et qui, faute de contrôles, ont des effets délétères sur la qualité de la fourniture, et désintérêt de la part des investisseurs.

Pour que les distributeurs d'énergie jugent les énergies renouvelables plus intéressantes, qu'ils puissent envisager le long terme et prendre en compte les coûts sociétaux, ils ont besoin soit d'incitations soit de lois.⁷ Cela suppose de modifier de fond en comble la façon dont on mesure habituellement les coûts et les bénéfices. L'approche traditionnelle à la protection environnementale est d'imposer des normes et d'infliger des sanctions en cas d'infractions. Dans le contexte des ER, le cahier des charges peut comporter des obligations d'achat, et contraindre par exemple les distributeurs d'énergie à proposer certains « mix » d'ER dans leur offre énergétique, en leur infligeant éventuellement des amendes ou des révisions de tarifs pour les émissions de CO₂.

Ces obligations d'achat pures et simples – connues sous le terme « *portfolio standards* » aux États-Unis (normalisation de l'offre),⁸ « *Renewables Obligation Certificates (ROC)* » en Grande-Bretagne (certificats d'obligation d'achat d'ER) et « *Mandatory Renewable Energy Target* » en Aus-

tralie (objectif obligatoire d'énergies renouvelables) – obligent les fournisseurs d'électricité à faire appel aux énergies renouvelables pour atteindre une proportion prédéfinie de leur fourniture. Il arrive que ces objectifs soient fixés de plein gré ou qu'ils servent de ligne directrice, mais ils deviennent de plus en plus souvent obligatoires et ceux qui ne les respectent pas se voient infliger des sanctions financières. Si le distributeur est incapable de se conformer à cette obligation, elle s'accompagne alors d'un droit que le distributeur doit acquitter (en Europe, il s'agit d'amendes ou de pénalités sur les tarifs ; aux États-Unis, il s'agit en principe de ce qu'on appelle l'*Alternative Compliance Payment* (pénalités pour non-respect des quotas) ou ACP. Dans la juridiction de nombreux pays, le coût des obligations sur les ER, qui consiste à comptabiliser le prix de la fourniture en ER ou l'ACP, est directement répercuté sur les usagers. S'il est répercuté, il est alors totalement indolore sur le résultat net du distributeur, tandis qu'il pèse sur l'utilisation de l'énergie et la compétitivité des entreprises industrielles.

Lorsque les politiques et les réglementations sur les ER évoluent, comme c'est le cas dans la plupart des pays, il n'est pas rare que ces obligations soient imposées sans les structures nécessaires pour encadrer leur incorporation aux augmentations de tarifs, et c'est parfois aux services publics que l'on demande d'en assumer le coût. Or dans les nouveaux cadres réglementaires, ou ceux qui sont modifiés, il arrive que l'on laisse de côté la question de la répartition des coûts. Les répercussions de coûts sur les usagers peuvent avoir un effet positif, par exemple les inciter à l'efficacité énergétique, mais elles peuvent aussi avoir des conséquences inattendues. Pour les usagers, surtout dans les économies en développement ou en transition, ces surcoûts peuvent être difficiles à supporter ; et lorsque ce sont les entreprises qui les prennent en charge, la qualité peut en souffrir. À moins que des mesures ne soient prises, sous forme de contrôles et de réglementations.

Cependant, lorsque les coûts, à terme, sont répartis par une réglementation, la question qui se pose est de savoir comment traiter les situations où les distributeurs ne respectent pas les normes. Dans certaines juridictions, les autorités de réglementation sont habilitées à infliger des amendes ; dans d'autres, ce pouvoir revient au ministère ou à un tribunal et il appartient au réglementateur de chercher d'autres façons de traiter ces situations. En ce qui le concerne, il peut adopter une démarche consistant à répercuter ces pénalités dans les décisions qu'il prend sur les prix. Pour les autorités de réglementation, qui remettent en question leurs modes de tarification et qui les affinent, les réglementations incitatives constituent un outil judicieux pour atteindre leurs objectifs. En l'absence d'un tel outil, elles peuvent recourir à des méthodes moins directes, en informant ou en conseillant d'autres administrations ou instances gouvernementales et se coordonner avec elles. En effet, pour les persuader d'agir en cas de non-conformité ou d'abus ou les orienter, l'expertise de ces réglementateurs peut être extrêmement précieuse.

Le coût des réseaux

Des ressources comme l'éolien se trouvent souvent loin des agglomérations. Par conséquent, les coûts des réseaux et du raccordement doivent aussi être pris en compte. En effet, les énergies renouvelables peuvent sembler souvent plus intéressantes du point de vue économique à des organisations distinctes des distributeurs, pour une cogénération industrielle, du solaire

photovoltaïque pour les propriétaires de maisons individuelles ou les petites entreprises, et d'autres usages de ressources situées à proximité de l'utilisateur.

Or dans l'économie des ER, il faut tenir compte du coût des réseaux. Les surcoûts peuvent être imputables aux transports routiers, aux canalisations et au coût global du transport lié à la distance des sources d'énergie. Il arrive que le coût des compteurs et autres appareils utilisés pour effectuer des relevés nets, de même que les réseaux intelligents, n'entrent pas dans le calcul du coût global de l'énergie, alors qu'il faut les inclure dans l'ensemble de la réalité économique.

Le coût environnemental des combustibles fossiles comparé aux énergies renouvelables

Du point de vue environnemental, toutes les énergies renouvelables ne sont pas totalement bénignes. L'hydroénergie, par exemple, peut être extrêmement préjudiciable aux écosystèmes fluviaux.

Souvent absents des réglementations, les coûts liés à l'utilisation des combustibles fossiles, surtout sur l'environnement (et qu'on appelle parfois coûts externes, ou coût marginaux), ne sont pas reflétés sur le marché concurrentiel.⁹ Les exonérations de taxe et les incitations à l'emploi de combustibles fossiles exacerbent ce problème : elles lancent des signaux au niveau des prix qui ne reflètent pas la totalité des coûts et des bénéfices, surtout sur le long terme.

En raison des économies d'échelle, en théorie, plus la centrale est grosse et plus le coût du service est faible. Souvent, les dépassements budgétaires dans la construction d'une grosse centrale et l'évolution du marché pendant la période nécessaire à les construire peut rendre ces projets non économiques dans la pratique, comme on l'a vu avec la construction des centrales nucléaires dans les années soixante-dix. Par ailleurs, étant donné la façon dont, souvent, les prix sont fixés, avec un rendement sur la base tarifaire, plus la centrale est importante et plus le profit est grand pour l'investisseur ; toutefois, ce sont des usagers captifs qui doivent en payer le prix. Entre autres conséquences, cela peut aboutir à un choc des prix lorsqu'un investissement important vient modifier l'assiette des tarifs. Alors qu'il est difficile de fixer une valeur monétaire à l'approche « plus c'est petit mieux cela vaut » qui évite ces éventuels coûts, risques et volatilité. Ces avantages doivent être pris en compte dans toute analyse de rentabilité pragmatique qui, en règle générale, a tendance à inclure des projets plus petits et plus ciblés. De plus, lorsque la technologie existe et peut être installée (ce qui nécessite un investissement initial que peuvent rarement s'offrir des économies en développement), le relevé net (fourni par un compteur intelligent) permet aux usagers d'utiliser leur propre production pour compenser leur consommation sur une période de facturation, car les compteurs électriques sont capables de comptabiliser le niveau d'utilisation lorsque la production d'électricité excède la demande. Grâce à cette compensation, les usagers perçoivent une rémunération basée sur le prix de détail pour les excédents qu'ils produisent.

D'un autre côté, alors que l'énergie renouvelable réduit les émissions et contribue au développement durable et à la sécurité énergétique,¹⁰ il est rare que ces avantages soient reflétés dans le prix de l'électricité sur le marché. Parmi les autres bénéfices du développement des énergies renouvelables qui peuvent ne pas être reflétés sur le marché ouvert, il faut citer la nature pro-

gressive de certains types de ressources, comme la production décentralisée, qui peut permettre un ciblage plus efficace et éviter d'avoir à recourir à des investissements forfaitaires.

Tous les coûts et avantages des choix envisagés doivent être pris en compte. L'argument défendu dans ce manuel est que pour prendre en compte les coûts et les bénéfices, il faut tenir compte des effets et des conséquences sur le moyen et long terme plus globalement que cela n'a été fait dans le passé, lorsque la question du développement durable n'était pas la priorité dans l'analyse. Ceci relève largement du rôle des responsables politiques. Même si, dans de nombreuses juridictions, le cadre réglementaire élude parfois ces coûts, les réglementateurs peuvent user de leur considérable expertise pour conseiller les responsables politiques et peser pour faire adopter d'autres modes de comptabilisation. Certains de ces coûts n'auront pas été prévus, et même si l'on estime que les bénéfices compensent les inconvénients, il est néanmoins vital d'en comprendre les effets. Une étude de 2009 sur l'énergie éolienne en Espagne, menée par l'Universidad Rey Juan Carlos, conclut que chaque MW d'énergie éolienne installé et encadré par des subventions du gouvernement, a détruit 4,27 emplois, en augmentant les coûts de l'électricité et en faisant fuir les entreprises gourmandes en électricité.¹¹ Le gouvernement espagnol n'était pas d'accord avec cette conclusion.¹² En soi, ce débat est intéressant parce qu'il indique que l'évaluation des priorités sociales et économiques a été menée de façon relativement ouverte et publique. Pour que la portée économique des énergies renouvelables soit la plus grande possible, dans chaque pays, le plan de développement doit être conforme aux ressources de ce pays ; il doit de plus être sensible aux problèmes qui se posent à ce pays, afin de pouvoir identifier de façon réaliste tous les coûts et bénéfices des choix disponibles (si l'on veut, comparer ce qui est comparable) au moment de décider des investissements et des incitations appropriés.

La variabilité joue un rôle dans l'analyse des énergies renouvelables

Si l'électricité dans son ensemble pose des problèmes économiques liés à l'impossibilité de la stocker comme une denrée, l'intermittence qui caractérise plusieurs types d'énergies renouvelables constitue un défi particulier en termes de fiabilité et d'intégration dans un réseau, et cela aussi a des répercussions sur les coûts.

Les ressources énergétiques variables comptent des sources renouvelables plus anciennes et plus classiques, que les exploitants savent depuis longtemps distribuer, comme l'hydroélectricité, et d'autres, plus récentes, qui ont tendance à être intermittentes (mais qui, avec suffisamment d'informations, sont prévisibles) comme le vent, le soleil et les vagues ou les marées. En d'autres termes, conséquence des cycles naturels dont elles procèdent, la plupart des énergies renouvelables sont variables :

- **Le solaire** : variations saisonnières, variations régulatrices diurnes, fluctuations à court terme dues aux nuages ou à la météo.
- **L'éolien** : fluctuations saisonnières, diurnes et brèves.
- **L'hydroélectricité** : cycles liés aux pluies saisonnières et à la fonte des glaces.

- **La biomasse (une partie) :** cycles de récoltes saisonnières (et rythme de croissance).
- **L'énergie houlomotrice / marémotrice :** si l'énergie marémotrice est prévisible, celle des vagues est liée à la variabilité du vent.
- **Géothermie :** dépend du refroidissement des puits d'injection.

La nature variable des ressources des énergies renouvelables implique deux choses :

- Les ressources permettant la production d'énergie doivent être de natures très diverses, car une dépendance excessive à un seul type de ressource présente des risques insupportables.
- À l'exception de la géothermie, la valeur de l'électricité générée par ces diverses ressources peut être considérée comme inférieure, au regard d'options comme les combustibles fossiles, car la variabilité diminue la capacité de la centrale, réduit les calculs du LCOE, faute de pouvoir y inclure les coûts externes (les facteurs de capacité de l'éolien et du solaire sont en général inférieurs à 30 %, alors que ceux du nucléaire et de la géothermie peuvent dépasser les 90 %).

Les limites actuelles des technologies de stockage de l'électricité peuvent entraîner des surcoûts pour les batteries de sauvegarde, et il sera peut-être nécessaire de procéder à une planification et à des prévisions soigneuses pour intégrer les ressources d'ER dans l'offre énergétique d'un pays. Ce dernier point a occupé le devant de la scène au Danemark en 2005, lorsqu'un ouragan qui n'avait duré que six heures a abouti à la perte de 2 000 MW de courant éolien et de 83 % des infrastructures éoliennes totales. Fait similaire, en février 2008 au Texas, un problème de basse fréquence provoqué par la météo et qui avait duré trois heures et demie a entraîné la perte de 1 600 MW de courant éolien. Dans ces deux cas, les graves conséquences étaient dues à de mauvaises prévisions météo. Même si les systèmes étaient capables de supporter des pertes de production, ce qui s'est déjà produit dans le passé avec des énergies classiques, l'imprévisibilité conjuguée à l'immédiateté de la variation résultant d'une énergie variable comme l'éolien, peut avoir des effets désastreux considérables sur ces systèmes. En un mot, plus on dispose de ressources énergétiques variables, et plus s'expose à de petites erreurs de prévisions météo.

Les coûts économiques de ces interruptions sont énormes, pas seulement pour les fournisseurs d'énergie mais également pour les entreprises, qui ne peuvent plus fonctionner correctement sans électricité. Le recours à des sources d'énergies renouvelables différentes et multiples force les exploitants de ces systèmes à accroître leurs réserves, bien qu'actuellement, la façon la plus économique et la plus viable d'y parvenir fait appel à des installations qui fonctionnent aux combustibles fossiles, ce qui réduit à néant une grande partie des avantages de réduction du CO₂ des énergies renouvelables et alourdit la facture énergétique. En revanche, plus grande est la capacité à transporter de l'énergie sur un vaste territoire et plus la diversité des ressources de ce territoire peut réduire ces coûts.

La révolution des technologies d'énergie renouvelable n'est pas terminée

C'est aujourd'hui un fait reconnu, l'utilisation des combustibles fossiles et des ressources nucléaires permet aux investisseurs de faire au moins des prédictions économiques. Mais ce n'est pas parce qu'une technologie existe qu'elle est viable sur le plan économique. En revanche, les technologies de production des énergies renouvelable évoluent tous les jours. D'une façon générale, à terme, au fur et à mesure que ces technologies se développeront et qu'on se familiarisera avec elles, il est probable que le coût des ER baissera. Mais probable ne veut pas dire certain ; or les investisseurs aiment ce qui est prévisible. En

l'absence d'une intervention, il se peut que le marché ne reflète ou n'apprécie pas de lui-même la baisse de coût des ER, et sûrement pas de manière fiable. Il y a donc un besoin criant de contrôles par la réglementation, capables de répercuter ces changements de manière équitable, sans décourager les investisseurs.

En résumé, le dialogue sur les coûts et les bénéfices qu'appelle le choix des ER par rapport à d'autres énergies, fait intervenir des problèmes légaux, culturels et sociaux, et les priorités de développement ne seront pas les mêmes d'un pays à un autre. Les aspects économiques de ces choix sont une partie intégrante de ce dialogue, et les gouvernements doivent intervenir pour que tous les coûts, notamment les coûts sociétaux et externes, soient inclus dans l'analyse de rentabilité, une perspective de long terme tout en dissipant les inquiétudes des investisseurs en matière de risques. Une telle intervention, de son côté, aura des répercussions sur les aspects économiques des ER. Des incitations financières pour mettre au point et utiliser les technologies sur les ER peuvent susciter la demande et déboucher sur le long terme à des travaux de R&D qui feront baisser le prix de ces technologies. Dans le court terme cependant, cette demande peut faire grimper les prix des technologies dont on dispose aujourd'hui.

Nombreux sont ceux qui trouvent l'énergie éolienne trop chère en Hongrie, et le système hongrois trop dépendant d'une source d'énergie variable (ce qui a aussi des répercussions sur le marché européen): environ 110 générateurs d'électricité éolienne d'une capacité totale d'environ 200 MW sont en service. Pour juguler cette expansion, la loi hongroise de 2007 sur l'électricité a remanié le programme de soutiens financiers, de manière à ce que les nouveaux parcs éoliens ne puissent être établis que dans le cadre d'un marché public, via une procédure d'appel d'offres publique. Auparavant, les investisseurs pouvaient s'introduire sur le marché sans qu'aucune étude centralisée ne détermine les effets qu'une nouvelle source d'ER aurait sur l'intégrité globale du système ; en raison des avantageux mécanismes de tarifs de rachat et des obligations de rachat imposées aux négociants en électricité et aux centrales électriques vendant directement aux usagers et à des usagers importateurs, les parcs éoliens proliféraient en Hongrie avant l'amendement de 2007.

Aujourd'hui, l'attention s'est reportée sur les régulières interrogations des opérateurs de systèmes de transport d'électricité (OST), qui s'inquiètent du raccordement au réseau et de la sécurité du réseau, et plus généralement de la nécessité d'harmoniser les diverses politiques et réglementations, et autres cadres incitatifs.

NAMIBIE : TIRER LE MEILLEUR PARTI D'UN POTENTIEL EN RESSOURCES



2010

NAMIBIE : TIRER LE MEILLEUR PARTI D'UN POTENTIEL EN RESSOURCES DOMESTIQUES

Située en Afrique australe, la République de Namibie est bordée par l'Atlantique, l'Afrique du Sud, l'Angola, la Zambie et le Botswana. Sa densité de population est faible, avec une population estimée à un peu plus de 2 millions, sur un territoire de plus de 825 000 kilomètres carrés. Actuellement, la production d'énergie est évaluée à 2,69 TWh, avec des importations nettes de 10,01 TWh et une consommation électrique de 3,22 TWh.¹³ Environ 60 % de la population réside dans le nord de la Namibie, où les taux d'électrification sont très faibles. Une grande majorité de la population rurale du pays (à peu près 80 %) dépend du bois pour ses besoins. Le réseau électrique actuel ne dessert que 30 à 40 % de la population rurale et environ 98 % de la population urbaine; 2 % n'y ont pas accès en raison des campements informels résultant de l'exode des campagnes vers les villes et qui pullulent autour des agglomérations. À cause de l'étendue du territoire et de la faible densité démographique, il est extrêmement difficile d'amener ce réseau aux régions non électrifiées. Récemment, le pays a étudié des projets d'énergies renouvelables dans le but de raccorder une plus grande partie de sa population, tout en répondant aux préoccupations de sécurité de l'offre et de développement vert. Dans ce profil, nous examinons les efforts de la Namibie pour promouvoir les énergies renouvelables domestiques, notamment à travers son Programme de 2005 sur les Énergies renouvelables, qui montre comment un pays peut changer son paysage énergétique en donnant des fondements clairs aux ER dans ses politiques nationales.

Le secteur énergétique namibien

Les principaux acteurs de la distribution et la fourniture d'électricité sont NamPower (le service public d'État chargé de la production et du transport de l'électricité), les distributeurs régionaux (des entreprises d'État dont la tâche est de fournir et de distribuer l'électricité dans une région donnée) et les pouvoirs publics locaux. L'approvisionnement provient de sources diverses, un mélange d'hydroénergie et de thermoénergie, complétées par des importations du pool énergétique des pays de l'Afrique australe : Zambie, Zimbabwe, Mozambique et Afrique du Sud. Pendant les années 2000 à 2009, la part des importations dans les besoins énergétiques nationaux était variable : en moyenne de 49,8 % par an, elle ne dépassait pas 36 % en 2000, pour atteindre à 60 % en 2009. Pendant la même période, la production intérieure, également variable, était en moyenne de 50,2 % et était passée de 64 % en 2000 à 40 % en 2009.

Avec le temps, la courbe statistique de la production intérieure a conduit à augmenter le volume des importations pour répondre à la demande. Cela a rendu la Namibie de plus en plus dépendante d'une fourniture énergétique qu'elle ne produisait pas, et sur laquelle elle n'avait aucun contrôle.¹⁴ L'énergie fournie pour alimenter le système en 2009 était tombée à 3 692 GWh, à comparer aux 3 719 GWh de 2008, sous l'effet des mesures de gestion de la demande

et de l'impact des revers économiques accusés par le secteur minier, particulièrement une chute drastique à la fois de la demande en diamants et des prix. À court terme, la Namibie se consacre à des programmes de gestion de la demande et à la construction du nouveau projet d'interconnexion Caprivi Link. L'idée est de créer un nouveau couloir d'acheminement d'électricité et d'atténuer les contraintes de capacité de transport ou celles de la République de Namibie vis-à-vis de l'interconnecteur d'Afrique du Sud. Sur le long terme, elle envisage de bâtir son offre domestique avec des ER.

Vers un cadre pour les énergies renouvelables

Dès 1998, la Namibie avait reconnu la valeur que pourraient avoir les énergies renouvelables dans son offre énergétique. Le Livre Blanc sur la Politique de l'Énergie (1998) définit les objectifs spécifiques qui doivent sous-tendre la politique énergétique en matière de fourniture électrique, qu'il s'agisse de la promouvoir ou de la renforcer :

- Une gouvernance efficace et agissante.
- La sécurité de l'offre.
- Les avantages au niveau social, notamment l'ascension sociale des populations pauvres.
- L'investissement et la croissance.
- La compétitivité et l'efficience économiques.
- Le développement vert.

Sans inclure la promotion des technologies sur les énergies renouvelables dans les visées des politiques énergétiques, le Livre Blanc reconnaît qu'elles contribuent à atteindre plusieurs objectifs, comme la sécurité énergétique et le développement vert. À ce titre, il confie au Programme sur la Promotion de l'Utilisation de Sources d'Énergie renouvelable « la responsabilité d'orienter les ressources de la Namibie pour en retirer le maximum de bénéfices sociaux et économiques, en tenant compte des préoccupations environnementales à long terme, tout en accordant la priorité aux besoins du pays en matière de développement ».¹⁵

À partir de ces objectifs, le gouvernement de la République de Namibie a lancé en 2005 un programme sur les énergies renouvelables avec le concours du Global Environment Facility (GEF). Il vise à rendre les services d'ER plus accessibles, physiquement et financièrement, et à accélérer le développement du marché des technologies des énergies renouvelables en supprimant les restrictions au niveau des moyens, tant humains que financiers et techniques, ou de la sensibilisation, et d'autres freins au marché. La Namibie a d'abondantes ressources en ER, en particulier pour l'éolien, le solaire et la biomasse, mais la tarification continue à poser problème. Actuellement, les tarifs de l'électricité laissent de côté certains coûts, mais NamPower prend des mesures pour qu'ils les reflètent d'ici à l'année financière 2012–2013. Des tarifs variables selon l'heure de consommation ont également été introduits en 2009 pour compléter d'autres mesures destinées à répondre à la demande. Quoi qu'il en soit, la commercialisation de ces tech-

nologies, qui restent coûteuses, est compliquée par la difficulté de parvenir à des tarifs qui reflètent les coûts. En même temps, cette pression financière est contrebalancée par le désir de la Namibie d'optimiser les ressources en ER dont elle dispose et de garantir une sécurité de l'offre. Fondé sur le potentiel du pays en ressources et sur des objectifs de sécurité de l'offre, le Programme au début s'est surtout tourné vers le solaire photovoltaïque pour l'éclairage et le pompage de l'eau, le thermosolaire pour le chauffage de l'eau et, dans une moindre mesure, l'utilisation efficace de la biomasse à des fins domestiques. Depuis, comme on va le voir plus loin, les projets d'énergies renouvelables éoliens et solaires ont pris forme.

C'est le ministère des Mines et de l'Énergie (MME) qui veille au respect de la législation de l'énergie et des réglementations, et qui dirige des recherches sur des sources d'énergie nouvelles et renouvelables. Il délivre également les licences sur le pétrole, fixe les prix du pétrole, administre un « Fonds national pour l'Énergie », réglemente l'industrie pétrolière, supervise l'électrification des zones rurales et gère un « Fonds renouvelable d'Électrification solaire ». L'Autorité de réglementation de l'Électricité (ECB) pour sa part réglemente le secteur de l'électricité (production, transport, distribution, approvisionnement, import-export) conformément aux pouvoirs dont il est investi par la Loi sur l'Électricité promulguée en 2000 et amendée en 2007 (suite à la signature par la Namibie du Programme sur les Énergies renouvelables). Depuis son instauration, en 2000, l'ECB s'occupe surtout des licences, de la fixation et de la mise en application de méthodes de tarification, de l'élaboration de normes de qualité d'approvisionnement et de service et de leur application. Aider le gouvernement à restructurer l'industrie namibienne des fournisseurs d'électricité, qui opèrent actuellement selon un modèle unique d'achat, est une autre de ses missions. L'ECB étudie en outre la possibilité de transformer le distributeur d'énergie national NamPower en acheteur unique, afin de rendre le marché plus compétitif. Au fil du temps, l'ECB s'est de plus en plus intéressé à l'évaluation et au devenir des détenteurs de licence.¹⁶ Aujourd'hui réglementateur de l'électricité, l'ECB est aussi sur le point de devenir le réglementateur de l'énergie dans son ensemble.

Dans le cadre de cette évolution, il a assumé des responsabilités dans le secteur des ER, où il déjà délivré trois licences pour le développement de l'énergie éolienne. Mais il reste toujours beaucoup à faire pour « défragmenter » le cadre réglementaire et le moderniser pour encourager les investissements dans les ER, entre autres problèmes. À ce jour, le financement vient essentiellement soit de subventions soit d'usagers qui produisent de l'électricité pour leur propre consommation locale. Le réglementateur fait actuellement partie d'un groupe de partenaires dans une consultation qui cherche à déterminer les structures incitatives aux ER les plus judicieuses pour la Namibie. En effet, le recours aux énergies renouvelables pour une électrification hors réseau reste un défi pour la réglementation. Avec cette consultation, l'ECB cherche à élaborer un mécanisme pour favoriser l'achat des ER, capable de les intégrer dans la fourniture globale et de fournir de l'électricité aux usagers non raccordés des zones rurales qui ont peu de chances de l'être dans les deux prochaines décennies, étant donné les limitations de l'infrastructure.

Une interrogation sur les options

Depuis le Livre Blanc de 1998, la Namibie n'a cessé de progresser dans l'élaboration de cadres d'action pour favoriser les ER, sur le plan commercial, leur réglementation, ou d'autres do-

maines. Actuellement, le réglementateur namibien, de même que d'autres acteurs, étudient les mécanismes capables de susciter des investissements dans les énergies renouvelables, étant entendu qu'une utilisation optimale de ces technologies nécessite un mélange de politiques adaptées et de conditions favorables. Cette étude bénéficie du concours du Partenariat pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité énergétique (organisation à but non lucratif instituée en marge du Sommet mondial de Johannesburg de 2002 sur le Développement durable). Elle est dirigée par le REEEI (Institut sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique), un bras du ministère des Mines et de l'Énergie namibien créé en collaboration avec l'Institut polytechnique de Namibie en 2006 pour servir de centre national de documentation sur les ER et l'utilisation et la gestion écologique de ces énergies.¹⁷ L'étude se penche sur différents mécanismes d'acquisition : appels d'offre, quotas, relevé net, ainsi qu'une structure de tarifs de rachat. Elle a émis des recommandations, qui sont actuellement examinées par les partenaires :

- Des appels d'offres pour des systèmes de production solaires et éoliens importants (ceux qui dépassent 500 kW en capacité installée).
- Des tarifs de rachat pour les petites productions éoliennes ou hydroénergétiques (inférieures à 5 MW) et la production de biomasse, dont les gaz de décharge (inférieure à 500 kW).
- Le relevé net pour le photovoltaïque.
- D'autres mesures – prêts à des conditions avantageuses, subventions et réductions d'impôt – pour accompagner les instruments précités et poursuivre la promotion de l'électrification rurale et hors réseau, grâce au développement et à la mise en place du plan directeur sur le hors-réseau.

L'étude détaille également les mesures à prendre ensuite. La réussite de ce développement suppose que :

- Des réglementations régissant l'acquisition de technologies des énergies renouvelables soient adoptées de manière claire et transparente; le MME prendrait la tête de cette initiative, avec l'aide des partenaires, dont le réglementateur.
- Le réglementateur se prépare à mettre en œuvre les réglementations une fois qu'elles auront été adoptées, en constituant des moyens et en élaborant des procédures d'accompagnement.
- Les technologies des énergies renouvelables aient accès au réseau et que leur interconnexion soit prévue dans les codes de transport d'électricité et de distribution, de même que des codes de relevés (contrôlés par le réglementateur).
- Les distributeurs, les pouvoirs locaux et NamPower achètent des ER en priorité à un tarif fixé d'avance pendant une période donnée (conformément aux réglementations déterminées par le MME et élaborées par le réglementateur).

L'étude adopte une approche réaliste, qui prépare le gouvernement et les partenaires à l'éventualité que pour certaines technologies, il faudra sûrement du temps (sans doute plus de cinq ans) pour parvenir à une réflexivité des coûts et à la parité des réseaux. Elle incite le gouvernement à élaborer des mécanismes de financement pour l'achat des technologies ER conformément au développement durable à long terme, plutôt que de dépendre toujours d'un tarif à partir de coûts répercutés. Enfin, elle propose de transformer le Fonds national des Energies pour englober les technologies sur les énergies renouvelables. Cet ajout supposerait l'adoption d'une réglementation pour permettre aux projets d'ER de bénéficier de ce Fonds, et protégerait l'acquéreur et l'utilisateur des hausses de tarif directes tout en stimulant la croissance de l'industrie des ER.

Grâce à cette étude du REEEP/de l'Institut polytechnique, il reste beaucoup de travail pour développer et mettre en œuvre des mécanismes favorisant les technologies des énergies renouvelables, mais des étapes considérables ont été franchies et prennent une direction claire. Le réglementateur s'apprête à présent à aborder la prochaine étape, examiner les résultats de l'étude et faire des recommandations techniques aux responsables politiques tenant compte des options d'acquisition. Au MME revient la responsabilité ultime d'élaborer la politique, avec l'aide des recommandations techniques du réglementateur.

Ces évolutions ont le pouvoir de galvaniser des projets d'énergies renouvelables encore à l'état de maquette et qui cherchent les moyens de décoller dans un proche avenir. En outre, elles peuvent aider la mise sur le marché de nouveaux projets. Exemple, la station hydroélectrique de Baines, dont la construction est envisagée sur le fleuve Kunene, en est à l'étude de faisabilité. La Namibie a aussi un plan directeur de développement pour ses ressources en hydroénergie, basé sur des études réalisées sur ses principaux fleuves. Le financement des études de faisabilité et la construction du projet Baines, une centrale de 400 MW qui représente 7 milliards de dollars, sont assumés à égalité par les gouvernements d'Angola et de Namibie. Par ailleurs, en droite ligne du Programme sur les énergies renouvelables, des travaux sont actuellement menés pour mettre en œuvre le projet pilote sur la gazéification de bois, qui doit être produit à partir de l'« *invader bush* », espèce de buisson invasive qui couvre 26 millions d'Ha en Namibie.

Le plus grand changement, suite à l'adoption du programme namibien sur les ER, concerne son principal objectif : l'énergie solaire. La production d'énergie solaire, qui représentait 685 MWh en 2004, est passée à 14 941 MWh en 2008. En outre, le MME a introduit un financement renouvelable pour aider les familles et les personnes non raccordées au réseau électrique qui veulent investir dans des panneaux solaires domestiques. L'énergie solaire est de plus en plus utilisée pour l'électrification hors réseau : deux villages, Spitzkoppe et Shianshuli, situés dans la région de Caprivi, sont les premiers à produire leur électricité entièrement à partir du solaire (grâce à une subvention /un don du gouvernement indien).¹⁸ Au nombre des efforts du gouvernement pour faire adopter des chauffe-eaux solaires, une directive ministérielle a donné le coup d'envoi à l'adoption de sa résolution obligeant tous les bâtiments publics à pourvoir leur besoins en eau chaude grâce au thermosolaire. Le projet d'eau chaude au solaire s'inscrit dans un projet plus vaste de gestion de la demande comportant six options, proposées par un comité de travail auquel le réglementateur a participé, et consacré au renforcement de l'efficacité énergétique.

En parallèle avec les progrès du solaire, des initiatives en énergie éolienne sont aussi en train de prendre corps. Malgré de premiers rapports indiquant que l'exploitation du vent n'était pas viable du point de vue commercial, les développements d'éolien qui ont eu lieu entre 2005 et 2010 indiquent que la probabilité de disposer d'une capacité de ressources éoliennes de 40-45 MW intégrée dans le réseau est extrêmement élevée. L'Institut polytechnique de Namibie et NamPower travaillent actuellement à favoriser l'intégration des ressources éoliennes, et le réglementateur a déjà délivré trois licences de développement de projets éoliens.

Maintenant que ces efforts sont en place et que la consultation suit son cours, la Namibie accélère le mouvement pour développer ses technologies d'énergies renouvelables et satisfaire les besoins énergétiques du pays et ses objectifs de développement durable.

CHAPITRE 3 : Mémento pour les investisseurs

Si les gouvernements des États, le public et les investisseurs visent les mêmes objectifs de développement et d'expansion des ER, les préoccupations immédiates de chacun de ces groupes diffèrent quelque peu. En un mot, le principal souci des investisseurs est de savoir s'ils réaliseront un profit suffisant pour justifier l'investissement de prime abord. Pour répondre à cette question, il faut de l'argent à investir, un rendement intéressant et un marché qui soit prêt.

Principes généraux

La conséquence directe du revers financier, qui s'est ressentie jusqu'à 2011, a été une moindre disponibilité des capitaux pour les nouveaux projets, dont les énergies renouvelables ; un recul de la demande en électricité, surtout dans les secteurs commercial et industriel ; et une baisse des prix des combustibles fossiles. Lorsque les capitaux sont rares, leur coût est forcément plus élevé, et le degré de certitude des futures rentrées financières revêtira plus d'importance pour les investisseurs prudents et sélectifs dans les capitaux auxquels ils ont accès.

Toutes choses étant égales par ailleurs, le niveau de « garanties » des réglementations exigées pour attirer de nouveaux investissements dans la production d'énergies renouvelables risque d'être plus élevé ; conséquence, les coûts et risques supportés par les usagers augmentent eux aussi. En même temps, si de prime abord les prix élevés de l'électricité produite par des ER peuvent inquiéter, les coûts opérationnels de la plupart de ces énergies sont en fait bas, et le coût installé, même s'il reste supérieur à celui des énergies classiques, est en train de baisser. Cela signifie que les énergies renouvelables peuvent sembler plus viables du point de vue économique lorsqu'on les envisage sur le long terme, plutôt que le court ou le moyen terme.

Cela souligne l'importance vitale des cadres réglementaires, qui doivent être clairs et prévisibles pour attirer des investissements. Un investisseur qui n'a pas confiance dans la fiabilité à long terme de la structure de réglementation qui encadre le secteur et l'investissement ne verra que les coûts à court terme. Les investisseurs, y compris pour les projets d'énergies renouvelables, ont souvent besoin d'un haut niveau de prévisibilité et de stabilité dans la réglementation.¹⁹

L'histoire montre que le financement des projets est souvent le nerf de la guerre pour les promoteurs d'ER. Les technologies d'ER sont nouvelles et elles évoluent constamment ; de leur côté, mal informés ou mal à l'aise face aux risques que représentent les sources d'ER, les financiers rechignent à prêter aux conditions qui permettraient la viabilité du projet. Le manque de capitaux disponibles d'emblée a beaucoup freiné des projets d'ER qui, par ailleurs, étaient réalisables sur le plan commercial. Le manque d'accès aux marchés des capitaux, conjugué au fait que les projets d'ER nécessitent une mise de fonds initiale plus importante que la production classique par combustibles fossiles, éclaire la nécessité d'incitations gouvernementales pour rendre les ER plus attractives au niveau financier. En général, les projets d'ER sont financés par une combinaison des instruments suivants :

- Investissements privés (généralement une participation, un capital-risque)
- Le financement par une banque, en principe syndiqué pour étaler le risque
- Des incitations appuyées par l'État, telles que prêt garanti, crédits d'impôt et autres mesures.

Les investisseurs en actions vont souvent demander à des établissements financiers internationaux de compléter les financements de projets énergétiques sur les marchés émergents ; et lorsque ces établissements accordent les crédits, cela peut être à hauteur de 70 % (soit sous forme d'actions, de prêt mezzanine ou de créances). Sans surprise, ces institutions financières cherchent des garanties dans le remboursement de leurs investissements. Cela signifie que dans toute structure de prix destinée à favoriser les énergies renouvelables, il faudra faire figurer non seulement les exigences des investisseurs en actions, mais aussi celles des institutions financières qui offrent leur concours.

La décision d'investir est en partie liée au risque global dans le pays où l'investissement est envisagé. Les investisseurs en actions et les institutions financières internationales comparent alors le contexte légal et réglementaire de chaque pays, auquel ils attribuent un niveau de risque. Le risque du pays est une évaluation globale de l'incertitude qui s'attache au remboursement en raison de la variabilité des facteurs susceptibles d'influer sur cette incertitude. Les risques perçus d'un investissement peuvent avoir plus d'impact sur l'efficacité des politiques d'ER que les profits et coûts potentiel. C'est pourquoi les gouvernements des États qui cherchent à attirer des investisseurs doivent traiter la question du risque directement, grâce à toutes sortes de politiques, d'actions et de procédures destinées à rendre le contexte de l'investissement sûr et fiable.

Par définition, dans les pays où les risques sont plus élevés, les projets réclament des rendements supérieurs. Si ces rendements supérieurs ne reflètent pas ces risques plus importants, les investisseurs se détourneront du pays. Il arrive que des accords conclus entre des organismes d'État et un investisseur soient renégociés en raison de pressions politiques ou d'attentes non satisfaites. Or cela crée un niveau de risque financier qui alourdit la facture des ressources nouvelles, ou qui décourage totalement les investisseurs. Les investisseurs et les institutions financières internationales emploient différentes stratégies pour atténuer ces risques, notamment en réclamant des accords d'achat à long terme pour s'assurer des sources de revenu prévisibles. Voici les lois qui renforcent l'attractivité économique du développement des ER :

- Les incitations fiscales sur la propriété et la vente.
- Les crédits d'impôt sur la production et l'investissement.
- Les subventions ou les programmes de réductions pour les développeurs et les propriétaires.
- Les programmes de garantie de prêt.
- Les normes d'interconnexion pour les énergies renouvelables.
- Les accords de rachat (« offtake ») à long terme ou les tarifs préférentiels/ tarifs de rachat à la demande des gouvernements.
- Des dispositifs effectifs et efficaces de résolution de conflits, incarnés soit par les principes généraux du droit (des tribunaux transparents et rapides et des procédures d'appel sont la manière idéale de satisfaire cette exigence, sans être tou-

jours réalistes), soit par des règles spécifiques qui répondent à chaque investissement et garantissent une résolution rapide des dossiers.

Les autorités de réglementation doivent s'attendre à voir des cadres de financement des sources d'ER structurés de façon innovante. Il s'agit en effet en partie d'étaler le risque et d'attirer des investisseurs susceptibles de profiter de crédits et subventions d'État fiscalement avantageux. Étant donné l'importante mise de fonds exigée par les ER comparé à la production énergétique classique au carbone, les prêteurs et les investisseurs réclament plus de certitude sur la stabilité et la prévisibilité des rentrées financières générées par le projet que n'en apporteront les forces du marché. Par conséquent, les financiers demandent généralement aux promoteurs d'ER de signer des accords de rachat à long terme, et si cela peut s'appliquer à des technologies telles que la biomasse et le biogaz, les financiers voudront aussi obtenir des accords de fourniture de matière première. Même si les contreparties n'ont pas forcément besoin d'offrir des garanties maximales, elles doivent néanmoins être solvables au regard du crédit et, de préférence, être appuyées par une lettre de crédit, la caution d'une société-mère ou autre garantie de même nature.

L'intégration des sources d'énergies renouvelables dans les dispositifs énergétiques existants suppose d'adapter ces systèmes et de créer un cadre capable de minimiser les fluctuations de puissance tout en organisant une production intermittente d'énergie renouvelables. Une politique qui cherche à réduire les obstacles au raccordement des ER au réseau doit prévoir :

- La fiabilité du système.
- Des normes techniques homogènes pour raccorder la production décentralisée au réseau.
- Des procédures de test et de certification pour les équipements raccordés au réseau.
- Des règles qui suppriment ou réduisent les obstacles pour les organismes qui installent et raccordent les systèmes entre eux.
- Des appareils de contrôle pour les services publics afin de déterminer la valeur ou l'intensité du courant partout et à tout moment sur le réseau.
- Des tarifs réglementaires.
- Des dispositifs de renforcement pour répondre à la démotivation des fournisseurs d'énergie et permettre la production décentralisée (démotivation due à la baisse des ventes d'énergie qu'elle entraîne).
- Des règles d'interconnexion, ainsi que les conditions et les procédures qui s'y rapportent.
- Toute inféodation ou priorité à certains types de technologies.

Les raccordements au réseau peuvent être des entreprises complexes du point de vue juridique et technique, car ils font intervenir toutes sortes d'accords nécessaires pour planifier, construire et exploiter les lignes électriques. Surtout pour les systèmes importants, le développement des ER nécessite souvent une modernisation du réseau. Souvent, l'obtention de ces modernisations à un niveau capable de supporter la production nouvelle des ER représente de nombreux défis, qui doivent être exposés dans les textes, et appliqués grâce à la réglementation.

Si l'interconnexion des réseaux peut apporter au promoteur un vaste marché de contreparties potentielles en offtake, il n'en va pas de même pour la fourniture de matière première. Un générateur de biomasse ou de biogaz ne peut produire que s'il a suffisamment de matière première. En outre, il est souhaitable de disposer de matières premières qui soient : disponibles sur place, de sources diverses, par une chaîne de fournisseurs et de livreurs fiables, et de qualité constante (par ex. en ce qui concerne la teneur en humidité et en énergie). La disponibilité de la matière première, lorsque le projet monte en puissance ou s'agrandit, la concurrence de tiers qui cherchent également à s'en procurer pour des générateurs similaires ou des industries totalement différentes (par ex., les produits forestiers), ainsi que le coût énergétique nécessaire à cultiver la matière première ou à la transporter, sont aussi à prendre en compte.

En Albanie, lorsque la privatisation du distributeur d'énergie s'est enclenchée, il est devenu évident que malgré le haut degré de compétence technique, d'expérience et d'indépendance prouvée du réglementateur, l'investisseur avait besoin de garanties supplémentaires sur la manière dont la question des tarifs serait traitée par la réglementation, dans plusieurs domaines clés. Après la sélection de l'entreprise qui avait remporté le marché, le gouvernement, le réglementateur et l'entreprise retenue ont rédigé ensemble une « déclaration sur la réglementation » destinée à établir, pour les premières années de la privatisation, la façon dont les tarifs seraient appliqués. Cette déclaration prévoyait le coût moyen pondéré du capital à appliquer à la base réglementée de l'actif, la trajectoire pour réduire les pertes dans le système et les améliorations pour accélérer les règlements de factures, ainsi qu'un mécanisme pour reporter certains coûts jugés légitimes mais qui ne pouvaient pas être inclus d'emblée dans les tarifs à cause de limitations pratiques et politiques sur les augmentations des tarifs à l'année.

Pour que les promoteurs de projet trouvent motivant sur le plan financier d'installer des énergies renouvelables, il faut qu'ils aient accès aux marchés pour vendre l'énergie et échanger des attributs environnementaux. Cela suppose de la part de la réglementation un accès non discriminatoire aux systèmes de transport et de distribution d'énergie, grâce à une procédure d'interconnexion transparente. Dans certains pays, les incitations aux énergies renouvelables vont plus loin: elles exigent que la priorité soit accordée aux projets d'ER. Une telle assurance doit comporter des lois publiques transparentes et accessibles, étayées par une politique nationale et une instance de réglementation efficace et transparente.

Mais du point de vue des investisseurs, le temps est capital. Pour démontrer la capacité d'un cadre politique et réglementaire à répondre aux divers besoins de ces investisseurs, et pour en garantir l'efficacité, il faut souvent plus de temps que cela n'est possible en pratique. Il faut parfois que l'élaboration de ce cadre ait lieu en même temps que l'investissement. Dans ces cas, il est possible de faire appel au réglementateur pour rassurer l'investisseur grâce à des mesures intermédiaires, portant éventuellement sur un investissement particulier. Il peut s'agir de décisions, de déclarations officielles ou de l'approbation de contrats précis ou de dispositions sur la résolution des conflits.

En conclusion, les facteurs qui rejaillissent sur les intérêts des investisseurs sont :

- L'équilibre entre le besoin de sources d'ER et l'impact du prix sur l'utilisateur.
- Une compréhension claire des risques, et des politiques structurées pour répondre à ces risques et les répartir.
- Une structure tarifaire prévisible.
- Une infrastructure de transport sûre et suffisante.
- Un cahier des charges pour l'interconnexion.
- L'accès au marché et aux usagers.

CHAPITRE 4 : POLITIQUES ET MÉCANISMES DE RÉGLEMENTATION EN FAVEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Aperçu

L'ordre qu'un pays accorde dans ses priorités aux bénéfices et au coût de ses énergies renouvelables en fonction de ses ressources propres détermine l'orientation et l'application de sa politique et de sa législation dans ce domaine. En principe, une intervention gouvernementale comporte des incitations aux producteurs et aux investisseurs, ainsi que des obligations (assorties de pénalités). Dans le domaine des ER également, des mesures non obligatoires sont prises pour encourager les ER.

Il existe toute une batterie de dispositifs aux niveaux politique et réglementaire pour favoriser les ER, et notamment :

- Des incitations pour les investisseurs ou les organismes qui installent des ER :
 - Des incitations tarifaires qui créent des tarifs favorables, et qui font en sorte de garantir aux investisseurs un revenu couvrant les coûts, et un rendement supplémentaire suffisant pour motiver l'investissement; elles prennent souvent la forme de tarifs de rachat.
 - Des systèmes de quotas, de points ou certificats verts.
 - Des appels d'offres, où les investisseurs sont en concurrence pour un projet grâce à un système de soumission d'offres concurrentielles, à l'initiative d'un service ou agence de gouvernement.
 - Des accords d'achat d'électricité.
 - Des aides à l'investissement direct, comme des garanties sur les prêts et des incitations fiscales.
- Des incitations au développement des ER :
 - Des subventions directes sur la recherche-développement et le recours à des fonds ciblés.
 - Des aides à la cartographie des ressources.
- Encourager le secteur bénévole :
 - Faire de l'écologie une cause à défendre.

En un mot, il y a une foule de mécanismes possibles, qui ne s'excluent pas mutuellement et qui ne sont pas non plus clairement délimités. Les économistes ne s'accorderont sans doute pas tous sur ce qui marche le mieux dans l'abstrait, ou dans un contexte particulier. À la variété des incitations répond la variété des choix qui s'offrent aux nations et aux États quant au type d'énergie renouvelable à promouvoir. Au début de 2009, au moins 64 pays disposaient de politiques pour promouvoir la production d'énergie à partir de ressources renouvelables, dont 45 pays et 18 États/provinces/territoires avaient des tarifs de rachat, et 49 pays/États/provinces avaient imposé des normes ou obligations d'offres en ER, contraignant les fournisseurs d'électricité à ce qu'une proportion définie de leur production électrique soit issue d'ER.

Les choix qui sont faits s'expliquent par de nombreuses raisons. La plupart concernent la disponibilité des ressources, et d'autres ont trait aux mesures en faveur de l'emploi (la promotion des panneaux solaires en Grèce exploite non seulement l'une des ressources les plus abondantes de ce pays – le soleil –, mais elle a aussi créé des emplois et renforcé l'industrie locale) ou de besoins de régions (comme c'est le cas en Asie centrale et au Moyen-Orient, où les accords sur l'eau passés avec les pays voisins peuvent restreindre l'eau disponible pour l'hydroélectricité, malgré la présence d'eau sur leur territoire).

Étudier un pays ou une région et décider quelle est la meilleure approche ou combinaison d'approches relève en partie de l'exercice économique et en partie de l'analyse politique et sociale. Les exemples que nous voyons ailleurs que chez nous nous renseignent utilement sur le développement de stratégies en ER dans d'autres pays et c'est la raison pour laquelle ce manuel offre des études de cas et des profils de pays. Malgré certains principes applicables partout, les meilleures pratiques et les leçons d'autres pays, il faut insister sur le fait que pour chaque pays, l'approche ne réussira que si elle repose sur les caractéristiques propres au territoire et à son contexte politico-économique.

Incitations tarifaires

Les incitations tarifaires pour la production d'énergies renouvelables comportent souvent des tarifs préférentiels et encore plus souvent des tarifs de rachat, que l'on appelle aussi « *Advanced Renewable Tariffs* » (tarifs évolués sur les énergies renouvelables) ou « *Renewable Energy Payments* » (paiement d'énergies renouvelables) pour les installations qui satisfont aux critères. Comme on l'a vu, les tarifs de rachat, c'est-à-dire un prix fixe payé aux producteurs d'ER pour chaque unité d'électricité envoyée dans le réseau, restent un choix courant et privilégié.

- **Les tarifs de rachat** renvoient à l'obligation pour les distributeurs d'électricité de racheter l'énergie à prix fixe (le prix d'acquisition, en principe différent, dépend du type d'ER) pendant un certain temps. Le montant des tarifs de rachat dépend généralement du coût de production des énergies renouvelables, auquel viennent s'ajouter des considérations sur le coût sociétal, les exigences de l'investisseur et la volonté politique. Avec un tarif de rachat, tout particulier ou organisme a en principe le droit de revendre de l'énergie aux conditions du tarif. Cette modalité de rachat d'énergie est la forme la plus courante d'incitation tarifaire utilisée dans le monde (voir étude de cas sur les Philippines).

- **Les systèmes de tarifs préférentiels** reprennent l'idée du rachat, sauf que les tarifs ne sont pas fixés en soi mais résultent de l'application d'une méthode consistant à accorder un taux de rendement favorable ou un autre multiplicateur préférentiel aux producteurs d'énergies renouvelables. Dans ces cas, moins courants, ce n'est pas le prix qui est fixé, mais la structure ou la méthode pour y parvenir.

Les incitations tarifaires sont souvent couplées à des obligations de rachat obligatoire (ou dispositifs d'acquisition « offtake ») de manière à permettre aux investisseurs de récupérer et de tirer profit des dépenses (souvent) importantes liées à l'investissement dans les ER et leur production. Elles peuvent être définies dans la législation primaire ou dans la réglementation qui l'accompagne (souvent appelée « législation secondaire » en dehors de l'Amérique du Nord), ou même des décisions isolées prises par les réglementateurs. C'est souvent dans la législation sur l'énergie primaire que sont exposés en particulier les tarifs de rachat.

Certains économistes soutiennent que c'est le mécanisme d'accompagnement réglementaire le plus efficace pour favoriser les ER.²⁰ Leur réussite est illustrée par de multiples exemples. L'Allemagne, par exemple, a la plus grande pénétration sur marché de l'énergie solaire dans le monde et le plus grand marché unique pour le solaire, avec 40 % des ventes totales du monde en photovoltaïque en 2007, alors qu'elle a moins d'heures d'ensoleillement que bien d'autres pays. Ce résultat est largement dû à ses tarifs de rachats agressifs pour l'électricité solaire, accompagnés d'autres incitations à l'utilisation du solaire, et à un financement résolu de la recherche. Le cas de l'Allemagne est intéressant. Elle a révisé ses tarifs de rachat en 2000 avec sa loi sur les sources d'énergies renouvelables et elle module ses prix en fonction du type de technologie, sa taille et son site, avec des taux prévus pour baisser sur la durée. Mais certains économistes critiquent abondamment la loi, sous prétexte que cette approche ne serait pas rentable.²¹ Le niveau des sommes perçues sous la législature a beaucoup chuté depuis la révision du programme en 2000, à laquelle est venue s'ajouter une nouvelle réduction de plus de 15 % pour le PV solaire en 2010. Dans l'ensemble, malgré les révisions apportées à la structure tarifaire et l'opposition que manifestent certains experts envers les tarifs de rachat, ce dispositif continue à être utilisé pour favoriser les ER dans les économies développées et en développement. L'Ontario, au Canada vient de lancer un programme de tarifs de rachat, et certains économistes plaident pour leur adoption aux Etats-Unis.²² Les tarifs de rachat sont aussi introduits dans plusieurs pays d'Afrique et d'Asie.

Mais les incitations basées sur les tarifs (qui sont malgré tout appliquées) placent la réglementation face à un dilemme. Un principe central de la réglementation sur l'électricité est que les prix de l'énergie doivent refléter le coût économique. Les réglementateurs doivent s'assurer que les tarifs sont fixés de manière à permettre aux compagnies réglementées de récupérer les coûts d'exploitation et de toucher des bénéfices suffisants pour attirer des investissements en capitaux. D'après cette théorie, où une société ou un opérateur est obligé de racheter et de revendre l'électricité produite par des ressources particulières (par exemple renouvelables), le réglementateur doit s'assurer que les coûts liés à cet achat sont inclus dans le niveau du tarif. Les incitations tarifaires pour les énergies renouvelables peuvent augmenter les coûts de production de l'électricité, ce qui pose d'importantes questions auxquelles, en fonction des pouvoirs dont ils disposent, les réglementateurs devront peut-être apporter une réponse :

- Sur combien de temps les auteurs de réglementations doivent-ils analyser l'impact des incitations tarifaires? Sur le court terme afin d'évaluer correctement les effets sur les usagers; sur la durée du contrat afin d'estimer à même hauteur les coûts et les bénéfices, y compris en prévoyant à combien reviendront la mise en conformité et la protection contre la fluctuation des prix de l'énergie ; ou sur le long terme afin d'englober la perte d'opportunité que le développement actuel des ER crée pour le futur?
- L'augmentation du prix de l'électricité pour les usagers exigée pour satisfaire un certain niveau d'électricité renouvelable pèse-t-elle trop sur les clients (qu'il s'agisse d'usagers vulnérables ou de firmes commerciales)?
- Comment les coûts « annexes » de cette production doivent-ils être répartis entre les différentes catégories de clients et de services? Ces coûts doivent-ils être répartis également entre tous les services, en partant du principe que tous les clients bénéficieront à long terme de cette évolution? Faut-il répartir les coûts selon le principe de la tarification à « élasticité inverse », afin de minimiser leur impact sur le développement économique ? Faut-il faire supporter ces coûts par les usagers sur la base du kWh (selon le principe que l'énergie renouvelable est principalement conçue pour déplacer l'énergie) et/ou sinon sur simplement du kW (selon le principe qu'au moins pour certaines sources renouvelables, les coûts de capacité seront élevés et que cette approche pénaliserait les usagers qui proportionnellement ont besoin de davantage de puissance)?

Dans la mesure du possible, les autorités de réglementation doivent établir pour les divers services les prix qui se rapprochent le plus possible du coût économique (qui se calcule le plus souvent à l'aide du coût marginal). Comme le calcul du coût économique (incluant les coûts marginaux) de chaque service risque de ne pas coïncider (et être inférieur) au montant total des coûts que la compagnie est en droit de récupérer grâce à son niveau de tarification, le réglementateur (ou sinon l'autorité qui fixe les tarifs) doit déterminer pour chaque service et pour chaque catégorie d'usagers quel écart il peut y avoir entre le coût économique et le tarif, afin de parvenir au niveau de recettes souhaité. Il n'y a aucune approche qui fasse l'unanimité sur ces questions. La réponse exige du discernement de la part du réglementateur, elle doit être adaptée à la situation locale, nationale ou régionale et se réclamer d'une autorité politique. Mais en règle générale, le réglementateur doit s'efforcer de minimiser autant que faire se peut les effets pervers que l'introduction d'énergies renouvelables ou l'augmentation de l'efficacité énergétique dans l'utilisation de l'électricité peut avoir sur ces principes fondamentaux.

Même lorsque les tarifs sont fixés en fonction des coûts économiques de la fourniture de chaque service, le réglementateur est confronté à des décisions sur la façon dont certains coûts (par exemple ceux des obligations sociales de service ou des coûts indirects) sont répartis entre les catégories d'usagers. Autant les programmes d'énergies renouvelables que les programmes d'efficacité énergétique génèrent des coûts qui ne sont pas clairement liés à une catégorie de service ou d'usagers en tant que réalité économique, et la répartition de ces coûts exige du réglementateur (ou du responsable politique) qu'il mette en balance un certain nombre d'aspects opposés. Par exemple :

- L'accessibilité financière, surtout pour les catégories d'utilisateurs vulnérables.
- L'impact sur l'activité industrielle et commerciale (c'est-à-dire une augmentation des tarifs freinera-t-elle l'expansion économique?).
- L'équité perçue, c'est-à-dire si la prime est versée pour servir un objectif social général, par ex. un meilleur taux d'emploi, ou un but écologique, le coût doit-il être réparti de manière égale entre tous les utilisateurs.

La structure du tarif de rachat apporte une sécurité aux investisseurs en les faisant bénéficier de rentes garanties pour l'électricité produite à partir des énergies renouvelables qui alimentent le réseau. Cette garantie découle d'un prix fixe établi par le gouvernement pour chaque catégorie définie d'énergies renouvelables sur une longue durée, qui offre aux investisseurs les cadres stables et prévisibles qu'ils souhaitent en matière politique et réglementaire. Des subventions de l'État peuvent venir éventuellement compléter ce tarif, bien que le gros des coûts soit généralement supporté, à terme, par les utilisateurs sous forme de tarifs plus élevés. De nombreuses adaptations différentes sont possibles. Dans un tarif de rachat, le niveau des prix peut dépendre soit de la dépense évitée par le distributeur d'électricité soumis à l'obligation d'achat, soit des coûts pour l'investisseur, soit du besoin de motiver les investisseurs (ce qui n'est pas sans rapport direct avec le coût ou le prix réel). Sur le plan terminologique, ce qu'on appelle le prix/le montant du tarif de rachat est le prix au kWh perçu par un producteur indépendant d'énergies renouvelables, c'est-à-dire qui inclut le montant précité ou qui s'ajoute aux prix du marché, mais qui exclut les réductions fiscales ou autres subventions à la production versées par le gouvernement.

Des tarifs de rachat ont été adoptés au niveau national dans au moins cinq pays pour la première fois en 2008/début 2009 : au Kenya, aux Philippines, en Pologne, en Afrique du Sud et en Ukraine.

En Ukraine, une loi environnementale de 2008 sur les tarifs « verts » habilite le réglementateur à définir un tarif qui équivaut à près du double du tarif de celui des générateurs d'électricité thermique et qui sera garanti (assorti des obligations d'achat correspondantes) pendant dix ans. Le taux sera révisé chaque année en fonction des prix de l'année précédente (environ 100 -120 dollars/MWh en 2010, basé sur les tarifs des générateurs thermiques).

Les composantes les plus importantes des tarifs de rachat (dont le détail est variable selon les juridictions afin de satisfaire les besoins propres au pays) sont :

- Un prix fixe défini par une loi, une réglementation ou un décret (ou, sur les marchés les plus évolués, une structure tarifaire assortie d'une prime, soit le prix du marché plus une part fixe).
- Un niveau de prix fixe différent selon les technologies (par exemple, l'hydroélectricité réclame un prix différent de celui du solaire).
- Dans les grilles tarifaires plus sophistiquées, des modèles de tarifs échelonnés de rachat (par exemple différenciés pour la même technologie en fonction du site, de la taille de la centrale ou de conditions affectant le rendement). La pratique la plus répandue dans le monde est d'échelonner les nouveaux tarifs de rachat de façon à ce qu'ils baissent chaque année, pour tenter d'inciter des organisations à

s'équiper en technologies d'ER dans l'année – plutôt que d'attendre que le prix des installations baisse – tout en tenant compte des évolutions technologiques.

- Le déroulement et le moment de la révision tarifaire, qui limite le laps de temps pour faire appliquer le tarif de rachat. Cela donne tout confort aux investisseurs mais cela garantit aussi que seules les incitations nécessaires s'exercent, et cela offre la possibilité d'un réexamen de la grille si on ne parvient pas à réaliser l'intégration souhaitée dans le marché et/ou si des incitations restent nécessaires.
- Une durée longue. La plupart des variantes et des meilleures pratiques soutiennent que le prix doit être garanti pour une durée spécifique reflétant le coût de l'investissement, en général autour de 20 ans.
- Des obligations d'achat, contraignant un service public ou une société de transport de l'énergie, ou un fournisseur, à racheter l'électricité produite par des ER à un prix déterminé par les pouvoirs publics. Dans la plupart des cas, des mesures de réglementation sont appliquées pour imposer aux services de fourniture d'électricité l'obligation de payer au producteur d'énergie (indépendant) le prix indiqué par le gouvernement

L'une des principales leçons que nous enseigne l'expérience de ces tarifs de rachat (et, d'une manière générale, les tarifs préférentiels pour les énergies renouvelables) est qu'il faut donner au modèle suffisamment de souplesse pour que les prix puissent s'adapter aux besoins et aux évolutions du marché, tout en continuant à offrir la sécurité dont les investisseurs ont besoin. Un bon réglementateur est quelqu'un qui s'efforce de parvenir à cet équilibre.

Systèmes de quotas, de points ou certificats verts

Un système de quotas consiste pour un gouvernement à fixer le pourcentage ou la quantité d'énergie à produire de sources renouvelables, généralement sur une base annuelle, en laissant ensuite le soin au marché d'en déterminer le coût. La théorie sous-jacente est que la concurrence sur ce marché fera baisser les coûts de fourniture et réduira ainsi le prix que paie l'utilisateur pour satisfaire les objectifs de production d'ER. Étant donné l'importance accordée à l'action du marché, les systèmes de quotas conviennent mieux aux économies développées qu'aux économies en transition ou en développement, où les marchés de l'énergie, s'ils existent, sont moins matures.

En général, les quotas sont fixés par des lois ou des réglementations qui imposent aux acteurs du marché (souvent à la société qui remplit la fonction de fournisseur) l'obligation d'acquérir une certaine quantité de sa fourniture auprès de producteurs d'énergies renouvelables. Ce mécanisme est en place sous différentes formes dans un peu plus de la moitié des États-Unis ainsi qu'au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique parmi les autres pays européens. Aux États-Unis, ce type de système est connu sous le nom de « *Renewable Portfolio Standards* » (normalisation de l'offre) et au Royaume-Uni, de « *Renewable Obligations* » (obligations d'achat en énergies renouvelables). Aux USA, les mécanismes de quotas appliqués au niveau d'un État sont souvent renforcés par l'application intermittente d'un crédit d'impôt sur la production émanant de l'autorité fédérale. (Le système de plafond et d'échanges, également connu sous le nom

d' « échanges de quotas d'émissions », par lesquels les émissions de polluants sont plafonnées et où l'on utilise une approche fondée sur les échanges commerciaux pour limiter les émissions, fera l'objet d'un traitement distinct dans le chapitre suivant sur la coopération et les accords internationaux.)

Dans le système des quotas, les entreprises qui ne satisfont pas à cette obligation doivent acquitter une pénalité, généralement établie par unité d'électricité qui n'atteint pas le niveau obligatoire. Par exemple, aux États-Unis, si cela leur coûte trop cher de racheter des énergies renouvelables pour se conformer à cette obligation, les fournisseurs peuvent choisir à la place de verser l'« Alternative Compliance Payment » ou ACP (pénalité pour non-respect des quotas). Généralement fixé dans la législation, c'est le maximum qu'un fournisseur puisse être contraint à payer. À ce titre, un ACP fait en quelque sorte office de plafonnement des prix.

Au système des quotas correspond en général un système de certificats de production d'électricité sous une forme ou une autre, qui suppose la délivrance aux producteurs d'ER répondant aux critères un certificat pour chaque MWh d'électricité produite. À leur tour, les certificats offrent le moyen de vérifier si les quotas sont remplis, et de les échanger pour remplir les quotas ; ou bien ils peuvent s'échanger lorsque les ER dépassent les exigences précitées en matière de quotas. Ce système de certificats est utilisé dans sept des 27 États Membres de l'UE, notamment le Royaume-Uni, la Belgique, la Roumanie, la Suède et l'Italie. Nordpool, le marché financier unique de l'énergie pour les pays scandinaves, a introduit les certificats d'électricité par échanges spot en mars 2004. En 2008, les échanges de certificats d'électricité n'ont eu lieu que de façon bilatérale, soit directement entre producteurs, soit directement entre producteurs et fournisseurs d'énergie, soit via des sociétés de courtage. Tout utilisateur ou fournisseur d'électricité qui a des certificats d'électricité en trop peut les vendre ou les conserver pour les besoins des années à venir. Ces certificats sont valables jusqu'à la fin du système, en 2030. Cela veut dire qu'il est rentable de les conserver si on espère voir les prix grimper par la suite (en prenant en compte les taux de réduction).

Dans la plupart des cas, le réglementateur de l'énergie, le gouvernement ou l'opérateur du système a généralement le pouvoir aux termes de la loi d'accréditer/d'officialiser un producteur d'ER, qui peut ainsi rentrer dans le système des certificats et commencer à en vendre. Si le réglementateur n'a pas autorité pour accréditer le producteur, il a souvent le pouvoir d'édicter des réglementations ou de contrôler leur application.

Le nombre de certificats à acquérir est un pourcentage prédéfini de l'électricité totale du fournisseur qui doit provenir des ER. Il y a toutes sortes de paramètres qui déterminent la fréquence à laquelle les certificats sont délivrés. Dans certaines juridictions, l'opérateur du système délivre des certificats en fonction de la production de la centrale (une fois que le réglementateur ou le gouvernement a jugé cette centrale apte à en bénéficier). Dans la plupart des cas, les fournisseurs peuvent mettre ces certificats de côté et les utiliser pour s'acquitter de leurs obligations par la suite. Mais on s'est demandé dans quelle mesure cette thésaurisation affectait les incitations au marché et si elle contribuait à l'objectif général, à savoir agrandir la base de projets d'énergies renouvelables. Cette possibilité contribue à favoriser très tôt la conformité aux quotas et peut aider à faire face aux coûts pendant la période de transition. Les avantages d'un système basé sur les certificats-quotas sont notamment :

- Le développement de ressources à moindre coût, ce qui donne généralement lieu à des coûts plus faibles pour les usagers, dont la demande se porte sur les ressources les moins chères.
- L'absence de subventions directes par les gouvernements (ou limitées).
- Le perfectionnement d'un mécanisme basé sur le marché (bien que ces mécanismes soient encore à l'étude).

Avec ce système, ce sont les technologies les moins onéreuses qui bénéficient des incitations par rapport à d'autres qui pourraient mieux correspondre aux ressources naturelles ou constituer une priorité de développement à long terme. Le problème est que souvent, les programmes de certificats verts finissent par ne plus aider que les technologies à faible coût. L'expérience de l'Europe (en Suède par exemple) a montré que l'immaturité du marché des échanges verts n'avait que faiblement augmenté l'offre en ER lorsque les quotas avaient été préférés aux tarifs de rachat. En Europe, les systèmes de quotas ne sont pas totalement aboutis, on sait très peu de chose sur la façon dont ils fonctionnent dans la pratique et sur les effets dans la durée, et s'ils entraînent une distorsion du marché par exemple. De toute évidence, le fait que ces mesures soient relativement récentes rend inévitables une certaine distorsion du marché et une augmentation des coûts dans le sillage des différentes structures qui sont essayées, testées et adaptées. Aux États-Unis, les systèmes des quotas sont en place depuis dix ans, quoique la plupart des échanges s'effectuent grâce à des accords bilatéraux. Il y a des firmes qui regroupent les clients (pour renforcer les effets du marché) et par la même occasion vendent leurs certificats énergétiques aux fournisseurs. Il s'agit d'un marché « pluri-juridictionnel » (qui traverse les frontières des États) et relativement efficace.

Appels d'offres

Les procédures d'appels d'offres peuvent servir à sélectionner les bénéficiaires des aides à l'investissement (par exemple des tarifs de rachat) ou à accorder d'autres droits limités comme des sites sur des terrains publics pour des éoliennes. Les investisseurs ou producteurs potentiels participent grâce à un système de soumission d'offres concurrentielles. Généralement dans ce système, on fixe un objectif de capacité à produire, souvent en précisant le type d'ER à exploiter. Les critères d'évaluation des offres sont fixés avant chaque cycle de soumission. Le gouvernement décide de la quantité d'électricité qu'il souhaite produire à partir de chaque source d'ER, de leur taux de croissance sur la durée et du niveau de sécurité des prix offerts aux producteurs à longue échéance. La soumission d'offres s'accompagne d'une obligation de la part des fournisseurs d'électricité, qui doivent acquérir une certaine quantité d'électricité produite à partir de sources d'ER à un tarif concurrentiel.

Les appels d'offres peuvent donner lieu à des concessions de la part du gouvernement. En pareils cas, il faut que les dossiers de demandes bénéficient de procédures claires, que les projets aient été autorisés et soient contrôlés en cours d'exploitation. De son côté le réglementateur sera au minimum chargé de la supervision ; dans certaines juridictions, il peut participer à la rédaction de l'appel d'offres ou donner des conseils sur les conditions et les procédures dans lequel il se déroule. Après l'attribution du marché, il peut exercer un contrôle de la conformité.

L'appel d'offres est une option intéressante du point de vue de la procédure. Il est tangible, limité, et peut être à l'initiative d'un petit groupe de personnes visant à réaliser un objectif concret. Cependant, dans de nombreux pays, il a rencontré des oppositions, parce qu'il incite les soumissionnaires à faire des offres très bon marché mais irréalistes, ou à prendre des raccourcis et à négliger les questions d'efficacité et de sécurité à long terme. Dans l'UE, malgré un succès discutable, plusieurs pays ont eu recours à ce système pour faire démarrer le développement des énergies renouvelables. Parmi les États Membres, seule la France a fait des appels d'offres le noyau de son dispositif d'incitations. Du point de vue de la réglementation, lorsque l'on a recours aux appels d'offres, il importe de définir des règles transparentes afin de limiter la corruption et aplanir le terrain. Tout système d'appels d'offres nécessite des règles transparentes pour éviter la corruption et garantir que tous les soumissionnaires reçoivent les mêmes informations.

Accords d'achat d'électricité

Des AAE garantis sur le long terme à prix fixes permettent aussi à financer les nouvelles technologies. D'habitude, ces contrats s'inscrivent dans les structures tarifaires de FIT, mais ils peuvent se rapporter également à d'autres dispositifs incitatifs. Au Portugal, le projet d'énergie

Aux États-Unis, des accords d'achat d'électricité (ou « AAE ») à long terme ont été imposés par le gouvernement, avec des résultats inégaux. À la fin des années soixante-dix, alors que l'Amérique était aux prises avec une crise énergétique, certains partenaires industriels percevaient les services publics verticalement intégrés comme des surproducteurs d'électricité d'origine fossile. En réponse, une loi, le « Loi sur les politiques de réglementation des services publics (PURPA) » fut promulguée en 1978 pour contraindre les services locaux à conclure des accords d'achat d'électricité de rachat auprès de petits producteurs dont les installations se prêtaient à ce dispositif. La plupart de ces contrats étaient conclus pour une durée minimum de 15 à 20 ans, et les prix étaient liés aux « coûts évités » à long terme par ces services, c'est-à-dire, correspondant à une projection des coûts de production de combustibles fossiles. Les prévisions faites au début des années quatre-vingt sur les coûts auxquels les services auraient échappé dans les années quatre-vingt-dix s'étaient avérées largement surévaluées. Résultat, il n'était pas rare que les prix fixés par contrats PURPA soient cinq à six fois supérieurs aux prix du marché de gros de l'époque, et que la différence soit à la charge des usagers.

houlomotrice Pelamis prévoyait un prix d'achat de son électricité garanti sur 15 ans, et reposant sur un tarif spécifique de rachat d'environ 0,23€ / kWh.²³ Des AAE à long terme conclus en dehors d'un tarif de rachat sont également possibles (avec la même sécurité financière), mais ce sont des accords entre tiers plutôt que des prix fixés par des réglementateurs, des instances législatives ou d'autres institutions gouvernementales (bien que dans de nombreux pays, ce soit l'autorité de réglementation qui autorise ces contrats et soumette aux parties des modèles de contrats-type). Les AAE doivent être passés avec des contreparties solvables (de préférence bien notées par les agences de notation).

Les prêteurs qui financent des projets d'ER exigent souvent du promoteur qu'il obtienne des accords d'achat d'électricité à long terme afin de démontrer que le projet générera des rentrées prévisibles couvrant ses obligations de remboursement. À cause de la dépense que représente le développement des ER comparé à la production par combustibles fossiles, il se peut que les marchés de gros de l'énergie ne rapportent pas suffisamment aux prêteurs. Les gouvernements ont contourné cet obstacle en servant de contrepartie (ou en demandant à des tiers de jouer ce rôle) dans des AAE à long terme conclus avec le promoteur de projet. Aux États-Unis, ce sont généralement les services publics

d'électricité qui ont l'obligation de tenir lieu de contrepartie. Bien que les distributeurs d'électricité puissent très bien faire office de contreparties, généralement nécessaires pour stimuler l'investissement, les réglementateurs doivent faire attention à la façon dont les prix sont déterminés dans le contrat. Les réglementateurs doivent en outre évaluer soigneusement les AAE à long terme pour qu'ils remportent à terme l'adhésion des usagers pendant la durée requise.

Il faut notamment garder à l'esprit les points suivants :

- Les approvisionnements doivent être proposés par étapes. En effet, si les AAE servent à apporter une sécurité, l'achat et la vente doivent être échelonnés, afin de permettre au marché d'évoluer, sans l'enfermer dans une transaction unique ou même quelques transactions importantes. Plus les technologies d'ER mûriront et plus elles deviendront efficaces et bon marché. Les distributeurs énergétiques doivent échelonner leur procédure d'appel à propositions (AAP) pour profiter de ces futurs effets.
- Semblables aux approvisionnements échelonnés, des processus concurrentiels tels que les enchères peuvent servir à forcer les promoteurs à ce que leurs projets soient les plus rentables possibles.
- La procédure d'AAP doit être transparente et juste pour tous les partenaires. Il s'agit en effet de laisser s'épanouir la concurrence et de donner une plus grande liberté de choix aux usagers. Dans le cadre de cette transparence, le cadre de l'appel d'offres comporter des réflexions sur la façon d'ouvrir la compétition à de petites organisations/ promoteurs de projet peu établis.

Par ailleurs, des cadres de passation de marché innovants qui comportent des AAE à long terme mais qui les structurent par exemple comme des contrats sur différence, permettront au promoteur de satisfaire le besoin de son prêteur de financer en contrepartie de rentrées prévisibles, et aux usagers d'être gagnants lorsque les marchés de gros dépassent le prix d'exercice.

Aides à l'investissement direct, telles que garanties sur les prêts et incitations fiscales

Des mécanismes complémentaires tels que les aides à l'investissement et les mesures fiscales tendent à s'inscrire dans une stratégie globale en faveur des ER. Ils sont proposés aussi bien dans les politiques au niveau de régions du monde que d'États. La plupart de ces mécanismes doivent être considérés comme des compléments aux dispositifs d'aide à la tarification, et non pas des substituts. Par exemple, un dispositif de tarifs de rachat comporte en général diverses incitations à l'investissement, tels que des allègements ou exonérations fiscaux, voire des subventions directes de l'État sur certaines activités du bâtiment. Dans de nombreux pays en développement, il se peut que certains financements (sous forme de créances/prêts) ne soient pas disponibles en raison de la perception que le prêteur a du risque (à cause du contexte politique, financier ou technologique qui entoure des initiatives sur des énergies renouvelables en germe). Les aides ou garanties à l'investissement peuvent permettre de surmonter l'obstacle que repré-

sentent les importantes avances de fonds initiales en stimulant l'investissement dans les technologies d'ER, dont les durées de retour sur investissement sont allongées. Ces subsides représentent souvent 20 à 50 % des dépenses admissibles ou bien ils peuvent prendre la forme de prêts à faible taux, de prêts à long terme, de garanties de prêt et garanties partielles de risques, ou de subventions. Il arrive dans certains cas qu'ils soient encore plus conséquents.

Les incitations fiscales, telles que crédits d'impôt (sur l'investissement et/ou la production), allègements fiscaux sur les taxes foncières et/ou le revenu ou exonérations ou réductions fiscales sur le produit des ventes, font aussi partie des diverses aides à l'investissement et sont courantes aux États-Unis, dans l'UE, au Japon et en Inde, entre autres nations. Certains États de l'UE soutiennent l'électricité renouvelable par un arsenal de mesures fiscales, par exemple des dispositifs de dépréciation favorables, des rabais sur les taxes générales de l'énergie ou des taxes spéciales sur les émissions, des taux de TVA réduits ou des exonérations fiscales sur les fonds verts. Comme tous les programmes d'accompagnement, les subsides gouvernementaux et les mesures fiscales de l'UE doivent être conformes aux Directives communautaires sur les Aides d'État pour la Protection environnementale²⁴ (qui régit le recours aux différents dispositifs de soutien aux énergies renouvelables dans l'UE). Ces directives expliquent que l'aide d'État pour les énergies renouvelables doit aboutir à une augmentation globale des sources d'énergies renouvelables et non pas de profiter tantôt à un État membre moins favorisé par les incitations aux énergies renouvelables, tantôt à un autre, mieux doté.

Depuis les années quatre-vingt aux États-Unis, des mesures fiscales ont été utilisées par intermittence : crédits d'impôt sur la production pour favoriser le développement de parcs éoliens, et crédits d'impôt sur les investissements, pour promouvoir les installations solaires et les petites installations d'ER en général. De plus, les États-Unis ont fait appel à un mécanisme de dépréciation accéléré pour inciter encore davantage au développement des énergies renouvelables. En 2010, ils ont mis l'accent sur les subventions en numéraire et les crédits d'impôt, octroyées pour l'éolien, le solaire et la géothermie par l' « American Recovery and Reinvestment Act » (Loi sur le recouvrement et le réinvestissement) de 2009, ainsi que 545 millions de dollars de subventions pour les parcs éoliens, accordés en septembre 2009. De nombreux États offrent eux aussi des incitations : exonérations de taxe foncière, crédits verts, crédits pour les équipements produits dans l'État, exonérations de « State Tax », l'impôt acquitté pour chaque État, crédits d'impôt sur la production. Ils appliquent aussi les « Portfolio Standards », les offres normalisées, assorties d'obligations d'achat.²⁵ L'existence de crédits d'impôt sur la production et les investissements aux USA a permis l'évolution d'un marché des avoirs fiscaux, qui a attiré des investisseurs suffisamment alléchés par des crédits d'impôt que certains promoteurs de projet étaient par ailleurs dans l'incapacité d'utiliser en raison de leur absence de revenu taxable. Ainsi, toutes sortes de structures économiques ont évolué pour permettre aux investisseurs fiscaux, essentiellement, de monétariser les crédits d'impôt pour le promoteur en achetant le droit de déclarer ce crédit à taux réduit. On appelle souvent cette relation « propriété du tiers ». Dans cette structure, ce n'est pas l'entité propriétaire du terrain où se développe un projet d'énergies vertes qui est propriétaire du projet, mais une entité distincte, qui soit cède le bail du projet au propriétaire, soit lui vend le produit du projet (et ce propriétaire utilise en principe le produit de l'établissement industriel sur place).

Incitations au développement des énergies renouvelables

Un outil de plus en plus utilisé dans le monde pour favoriser le développement des ER est de recourir à un fonds national. Ces fonds sont créés pour soutenir avant tout les énergies vertes, et le plus souvent, ils procèdent d'une loi et peuvent viser la promotion de certaines technologies, par exemple, une augmentation de la production de biogaz). Ces fonds peuvent aussi s'adresser plus globalement à différentes catégories d'initiatives : efficacité énergétique pour les bâtiments neufs et anciens, développement d'une production décentralisée d'ER, ou même toute la production d'ER qu'une loi nationale aura désignée admissible dans la législation applicable. Ils sont destinés à alimenter à des prêts à long terme, pour aider directement les projets visant les populations à faible revenus ou vulnérables, et à soutenir la recherche-développement de nouvelles technologies. Leurs ressources peuvent provenir du budget de l'État, de dons, de pourcentages ciblés de recettes de la loterie nationale ou de droits sur les prix imposés à des catégories particulières de contribuables, de producteurs d'électricité ou d'usagers. Ces fonds sont des instruments utiles pour les gouvernements parce que même si la loi ou la réglementation fixe des limites territoriales à leur utilisation, elle n'exclut pas une certaine souplesse, pour leur permettre de s'adapter aux besoins changeants du marché tout en répondant aux objectifs nationaux. Ils doivent être régis par des règles qui favorisent la transparence, afin d'empêcher toute utilisation impropre, ou des attributions en dehors de procédures claires, transparentes et non discriminatoires.

Comme les ressources renouvelables varient considérablement d'un endroit à l'autre, aussi bien à l'intérieur d'un pays que d'une région du monde, il faut bien comprendre ce qu'est une implantation optimale pour les projets à développer. Il est donc nécessaire de connaître les caractéristiques des ressources selon tel ou tel lieu : disponibilité, variabilité et taille ou importance. Sans ces informations, un gouvernement aura du mal à fixer une politique nationale qui cible correctement sa production d'ER à partir de ressources indigènes, et une analyse en connaissance de cause ne sera pas possible. À ce titre, la cartographie des ressources est un investissement indispensable, souvent en faisant appel à des firmes spécialisées, afin de jeter les bases d'un programme d'énergies renouvelables.

Encourager le secteur bénévole : faire de l'écologie une cause à défendre

La relation entre l'économie et les valeurs sociales devient une force partout dans le monde pour promouvoir les énergies renouvelables. C'est particulièrement vrai en Amérique du Nord et en Europe, où la viabilité économique des énergies renouvelables est renforcée par l'engagement de la société envers le développement durable. Comme les analyses de rentabilité laissent de côté une partie des coûts environnementaux, certains projets sont forcément examinés sous l'angle plus vaste de leur intérêt pour le public. À ce titre, certaines pratiques environnementales sont promues comme des directives sociales plutôt que comme une décision strictement économique.

Certaines entreprises innovantes exploitent l'intérêt du public pour le développement vert (ainsi que le prestige dont elles jouissent en passant pour des particuliers ou des sociétés tournées vers le développement vert) pour s'attirer des clients, même lorsque l'énergie coûte plus cher. Le seul fait d'être « renouvelable » devient en soit une activité commerciale, et les campagnes de publicité veillent de plus en plus à vanter leur responsabilité sociale. La responsabilité sociale est devenue un argument, parmi d'autres incitations plus traditionnelles, dans la recherche de clientèle.

Certaines entreprises cherchent des incitations originales pour pousser les gens à acheter des énergies renouvelables. Aux États-Unis, Dominion Green Power a eu une approche créative pour amener des clients à souscrire des contrats de fourniture d'électricité dans le cadre du système des certificats verts. Il a été proposé aux clients d'acheter des certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 100 % de leur consommation mensuelle d'électricité (avec une augmentation prévue de 15 dollars) ou à un surcoût fixe, qui serait d'environ 2 dollars. La sollicitation mettait en avant les bienfaits pour la planète : « Choisir l'option à 100 % revient à éviter les émissions de CO2 de 1,5 voiture sur la route, avec en plus comme incitation personnelle, une barre chocolatée gratuite ! »

Le Royaume-Uni, qui avait misé surtout sur les crédits (les « ROC ») pendant plusieurs années, a lancé en 2010 un programme de tarifs de rachat destiné aux propriétaires, sur le mode « Produisez vert et récupérez de l'argent ». Pour inciter les propriétaires à prendre en compte le remboursement de leur installation solaire sur le long terme, British Gas et d'autres partenaires industriels testent également avec l'Energy Saving Trust, un mécanisme de paiement en fonction des économies réalisées, consistant à avancer aux consommateurs qui habitent leur résidence le coût de leur installation solaire, qu'ils remboursent en réalisant chaque mois des économies sur leur facture. En Égypte, le réglementateur jouera un rôle déterminant dans cette tentative de rendre le développement vert plus intéressant. Dans le cadre de la législation EgyptEra, qui reste à finaliser, le réglementateur égyptien devrait pouvoir émettre des « certificats verts » que les entreprises peuvent utiliser pour faire la publicité de leurs produits et services aussi bien à l'échelle nationale qu'internationale (pour avoir des précisions, voir l'étude de cas sur l'Égypte).

Pour les pays dont l'économie est en transition ou en développement, le coût élevé des énergies renouvelables présente des difficultés plus importantes, mais il ne faut pas négliger les aspects sociaux.

LES PHILIPPINES : LE REGLEMENTATEUR ADOPTE LES PREMIERES REGLES DE TARIFS DE RACHAT



2010

LES PHILIPPINES :

LE RÉGLEMENTATEUR ADOPTE LES PREMIÈRES RÈGLES DE TARIFS DE RACHAT

En juillet 2008, les Philippines passaient une ambitieuse loi sur les énergies renouvelables,²⁶ et en 2010, le réglementateur du pays, l'ERC (Commission de réglementation de l'énergie), adoptait les premières règles de tarif de rachat du pays. La nouvelle loi sur les énergies renouvelables identifiait clairement les tâches de la Commission, y compris la promulgation de règles tarifaires. Ce profil pays examine dans le détail les règles de tarifs de rachat de 2010 pour montrer comment faire pour qu'un travail de réglementation résolu et solide aboutisse à un cadre législatif sur les énergies renouvelables, conforté par des tarifs incitatifs qui poussent à investir dans les ER.

La République des Philippines, un archipel de plus de 7000 îles dans l'océan Pacifique, qui comptent 94 millions d'habitants, importe environ 45 % de ses besoins énergétiques.²⁷ À partir de décembre 2008, la capacité installée totalisait 15 681 MW. Des centrales fonctionnant aux énergies fossiles, surtout situées dans le réseau de l'île de Luçon, sont la principale source de production. Voici la part des sources d'énergies renouvelables dans l'ensemble de la production énergétique : hydroélectricité 21,0 %, géothermie 18,0 % (la deuxième part la plus importante du monde), éolien 12,5 % et solaire 0,2 %. Au cours de ces dernières années, les Philippines ont fait de l'augmentation des énergies renouvelables domestiques une priorité. Une centrale éolienne de 8 MW, la Northwind Power Phase II située à Bangui, Ilocos Norte, a commencé à produire en septembre 2008, et la minicentrale hydroélectrique située à Bohol est entrée en service en novembre 2008.

Le secteur de l'énergie électrique philippin peut être divisé en deux catégories : les principaux réseaux sur les îles de Luçon, Visayas et Mindanao, et d'autres réseaux situés sur les autres îles. Les réseaux principaux sont alimentés par la National Power Corporation (NPC), une entreprise d'État, et divers producteurs d'électricité indépendants (IPP). Les autres régions sont desservies par de nombreuses petites centrales électriques dont la capacité installée cumulée totale environ 250 MW. L'électricité est transportée dans les principaux réseaux par la National Grid Corporation, le service de distribution détenu par l'investisseur qui détient la concession et offre ce service, tandis que la NPC dessert les autres régions grâce à son programme d'électrification missionnaire. Il y a largement plus d'une centaine de compagnies de distribution, certaines détenues par des investisseurs.²⁸

La Loi sur la Réforme de l'Industrie de l'Électricité de 2001²⁹ était destinée à moderniser le secteur et à créer un marché concurrentiel. C'est cette loi qui a créé l'ERC et fourni le cadre du démantèlement de la NPC aboutissant à sa privatisation, et qui a dévolu la fonction de transport de l'électricité à la National Transport Company (Transco).³⁰ Elle a aussi créé un marché

de gros au comptant de l'électricité (le « WESM »), placé sous la supervision de la Philippine Electricity Market Corporation (PEMC) pour la période de transition, prévoyant ensuite de transférer les fonctions de la PEMC à un opérateur indépendant du marché (qui n'est pas encore opérationnel).³¹ Après approbation des Règles et Règlements d'application en février 2002, l'ERC a dégroupé les tarifs de la NPC et les services de distribution, et promulgué le réseau et les codes de distribution institués en décembre 2001. Les règles régissant le WESM ont été publiées en juin 2002 et le marché a commencé l'exploitation commerciale en 2006, ouvrant ainsi la voie à une augmentation des investissements et de la concurrence pour toutes les formes d'énergies.

Les prix de détail restent élevés pour diverses raisons, notamment la sécheresse, des IPP qui coûtent cher et la dépendance aux importations de pétrole. La forte concentration du marché du WESM peut également être une explication.³² Un avantage est que les tarifs de rachat (FIT) appliqués n'ont pas à concurrencer les tarifs subventionnés et les tarifs actuels ne sont pas bas au point de rendre les FIT non viables.³³

Le cadre réglementaire des énergies renouvelables

Les organismes gouvernementaux participant à la supervision du secteur de la réglementation et ayant un impact sur le cadre des ER sont :

- Le Department of Energy (DOE) – créé en 1992 dans le cadre du Republic Act n° 7638, chargé de préparer, de coordonner et de superviser toutes les activités du gouvernement en matière d'exploration énergétique, de développement, d'utilisation et de conservation.
- L'ERC, créé en 2001 pour réglementer les participants du secteur.
- La National Electrification Agency, surtout chargée de l'électrification des campagnes.³⁴
- Le National Renewable Energy Board (NREB), institué par la loi de 2008 sur les énergies renouvelables, constitué d'un conseil de 15 personnes et de représentants du secteur privé.
- Le Board of Investments, au sein du Department of Trade and Industry, investi du pouvoir de proposer des incitations et des allègements fiscaux pour encourager l'investissement dans le secteur.

En 2008, les Philippines ont passé une loi très complète et ambitieuse sur les énergies renouvelables, le Republic Act n° 9513, également connu sous l'appellation Renewable Energy Act de 2008 (repris ci-après sous le terme « la Loi sur les ER »).³⁵ Cette loi prévoit le rachat obligatoire d'électricité de sources renouvelables, un marché des certificats d'énergies renouvelables comme sous-ensemble du WESM, des tarifs de rachat préférentiels, une « option pour les énergies vertes » qui permet aux usagers d'opter pour des sources renouvelables, et diverses autres incitations. En ce qui concerne les différents acteurs du marché chargés du développement des énergies renouvelables, la loi sur les ER (« R.A. ») prévoit que :

- Le DOE promulgue des règles concernant l'achat obligatoire d'énergies renouvelables, il attribue les contrats de services en ER, formule le plan directeur national sur les ER et officialise les entreprises participantes.³⁶
- L'ERC fixe les prix, y compris les tarifs de rachat pour les ressources éoliennes, solaire, marémotrice, hydroénergique fluviale et biomasse, ainsi que la méthode de tarification du relevé net.
- Le NREB fixe le pourcentage minimal d'électricité renouvelable pour l'offre normalisée en renouvelables; il aide l'ERC à élaborer et à définir les réglementations du système de FIT ainsi qu'à fixer les tarifs ; et il consulte le DOE pour savoir comment mettre en place l'option sur les énergies vertes et utiliser un fonds en fiducie sur les énergies renouvelables. Le NGCP est chargé du règlement des FIT aux centrales d'ER qui y ont droit et, à cette fin, il rapproche toutes les informations sur les ventes physiques des centrales d'ER admissibles et la production d'ER pour l'ensemble du pays, notamment sur le hors-réseau, et partage ces informations avec les parties intéressées.

Les règles sur les tarifs de rachat

Les règles sur les FIT n'ont été appliquées qu'après une longue consultation publique suivie par une phase de commentaires. Le réglementateur a mis son projet de règles en ligne sur son site web en mars 2010 en proposant qu'il soit commenté de façon ouverte. L'ERC a approuvé ces règles en juillet.³⁷

Elles prévoient :

- Des conseils pour expliquer comment mettre les FIT en place grâce à un droit sur les énergies renouvelables qui sera perçu auprès de tous les usagers à travers la « Feed-In Tariffs Allowance » ou « FIT-All », un droit uniforme imposé à tous les consommateurs d'électricité en fonction de leur consommation en kWh. Le produit des FIT-All va à un fonds qui sera géré par la National Grid Corporation of the Philippines (NGCP). C'est à partir de ce fonds que les promoteurs de projets en ER touchent les FIT qui leur reviennent et que les livraisons d'énergie qu'ils injectent dans le système leur sont réglées. L'ERC est chargé de fixer la FIT-All sur pétition de la NGCP.
- Une durée de 15 ans. Les promoteurs en énergies renouvelables ont le droit de percevoir les FIT correspondant à l'année où ils commencent l'exploitation commerciale pendant 15 ans. L'ERC examine les demandes d'investisseurs potentiels pour étendre cette durée à 20 ans.
- Des ajustements annuels au coût de l'inflation locale et aux taux de change étrangers. L'ERC réévalue chaque année les FIT pendant toute la durée de leur applicabilité pour permettre la répercussion de l'inflation locale et des variations de taux de change, à l'aide d'une « formule d'indexation comparative simple à appliquer à toutes les technologies, en fonction de la part de pourcentage appli-

cable entre le capital local et étranger ». Les FIT réévalués sont publiés chaque année par l'ERC, qui les utilise dans le calcul de la FIT-All pour l'année en cours.

- Des tarifs en fonction des technologies. L'ERC peut instituer une autre différenciation, basée sur la production en périodes de pointe ou hors périodes de pointe, ou sur la taille de la centrale, sous réserve de nouvelles analyses. Cette différenciation est théoriquement liée à des objectifs d'installation, que le NREB fixera pour chaque technologie.
- Des taux dégressifs. L'ERC peut soumettre les FIT à un taux dégressif pour prendre en compte la maturation des technologies d'énergies renouvelables sur la durée. En ce qui concerne cette dégression, les règles sur les FIT stipulent : « Pour pousser les producteurs d'ER à investir au stade initial et hâter le déploiement des ER, les FIT que doit instituer l'ERC seront soumis à un tarif dégressif qui sera déterminé en fonction de la recommandation du NREB. Les centrales d'ER qui pourront y prétendre auront le droit de bénéficier des FIT correspondant à l'année à laquelle elles ont commencé leur exploitation commerciale. L'ERC pourra autoriser un taux dégressif différent selon la technologie. »
- Des FIT pour une autoproduction. Des FIT seront mis en place pour chaque centrale exportant un excédent net d'électricité dans le réseau de distribution ou de transport de l'électricité.
- Une souplesse raisonnable. Pendant qu'ils seront fixés, l'ERC pourra revoir et corriger les FIT si / quand : 1° l'objectif d'installation par technologie défini par le NREB est atteint; 2° l'objectif d'installation par technologie n'est pas atteint dans la période fixée; 3° il y a d'importants changements dans les coûts, ou l'on vient à disposer de données plus exactes sur les coûts et permettant au NREB de calculer les FIT d'après la méthode figurant à l'annexe ; ou 4° d'autres circonstances analogues qui justifient la réévaluation des FIT. » Mais il se peut que les nouveaux FIT approuvés par l'ERC ne s'appliquent qu'aux nouveaux projets d'ER. Les centrales admissibles exploitées commercialement au moment de l'approbation des nouveaux FIT peuvent toujours bénéficier des FIT actuels (malgré l'existence à la section 9.1 des Règles d'une exemption pour motif valable, qui autorise les modifications sur les FIT existants lorsqu'elles « s'avèrent être dans l'intérêt public et non contraires à la loi ou à d'autres règles et réglementations »).

Par ailleurs, les Règles stipulent que le montant du FIT se répercutera sur les clients à qui l'électricité est transmise ou distribuée, sous la forme d'un prix au kWh uniforme qui figurera à part sur leur facture. Le NGCP est chargé de percevoir le produit des FIT-All pour qu'il soit reversé aux producteurs d'ER. À cette fin, une partie de ce produit sera provisionnée sur un fonds de roulement. Dans les cas de retard de règlement ou de non-règlement, l'ERC a le pouvoir d'imposer des pénalités, dont une majoration pouvant atteindre 20 % ainsi que les intérêts mensuels cumulés. Le NGCP peut couper l'électricité à tout client qui a plus de deux échéances non réglées.

Le FIT peut être révisé chaque année en fonction de la pétition du NGCP mais les Règles autorisent une révision du tarif, au cas où la provision du fonds de roulement tomberait en dessous de 50 % du produit de la FIT-All prévue. D'après les Règles, le FIT sera fixé en fonction des « prévisions³⁸ de recettes annuelles des centrales d'ER qui remplissent les conditions ; des sommes recouvrées de l'année précédente à un niveau supérieur ou inférieur ; des coûts administratifs des NGCP des prévisions annuelles de ventes d'électricité ; et d'autres paramètres applicables de même nature afin de garantir qu'aucune partie ne se voie attribuer de risques supplémentaires dans la mise en œuvre des FIT. »

Les FIT calculés par le NREB et qu'il soumet à l'approbation de l'ERC doivent se conformer aux Règles, sauf que le tarif initial peut être basé sur une « étude de coûts de référence pour chaque technologie réalisée sur un projet candidat réel ou un projet hypothétique, selon les informations disponibles. Le projet retenu sera représentatif de toutes les conditions moyennes de la centrale d'énergies renouvelables fonctionnant conformément aux normes techniques et aux pratiques applicables à ces technologies, et l'étude de prix tiendra également compte de toutes les incitations non financières prévues par le R.A. n° 9513.» Les Règles de FIT stipulent que le « NREB proposera que les FIT prennent en compte la capacité en MW qu'il se sera fixée pour chaque technologie comme objectif à l'installation, et le nombre d'années qu'il faudra pour atteindre cet objectif. Les FIT couvriront les coûts de la centrale, y compris les coûts d'autres services qu'elle offrira également, ainsi que les coûts de raccordement au réseau de transport ou de distribution, calculés pour la durée de vie de la centrale et prévoira le coût du capital moyen pondéré basé sur le marché (« WAC ») en déterminant le retour sur le capital investi. »

En résumé, l'ERC a donné des fondations solides à la FIT-All dont il favorise le mécanisme grâce un cadre de réglementation clair et à un plan directeur détaillé de l'analyse destinée à maximiser les bénéfices et à minimiser les coûts. Ces directives permettent de la souplesse dans la mise en œuvre du FIT tout en créant un contexte réglementaire prévisible qui incite à investir dans les énergies renouvelables.

CHAPITRE 5 : ACCORDS INTERNATIONAUX, PARTENARIAT RÉGIONAUX ET PLANS NATIONAUX

Les questions comme le changement climatique sont par définition des problèmes mondiaux qui suscitent des réponses internationales et des politiques nationales, notamment la promotion des énergies renouvelables en tant que sources énergétiques n'émettant pas de gaz à effet de serre (GES). Étant donné la nature même des projets sur le changement climatique et leur constante évolution, le rôle du réglementateur dans ces efforts est souvent celui de l'observateur, qui détermine s'il existe des négociations de comités de travail au niveau du gouvernement, au niveau présidentiel ou parlementaire concernant une éventuelle adoption de ces projets. Dans l'idéal, le réglementateur est parfaitement au courant de ces travaux et peut intervenir pour conseiller le projet et le perfectionner, de façon à ce que les stratégies adoptées offrent des approches réalistes qui s'intègrent bien dans les besoins du secteur. En pratique, la promotion des énergies renouvelables dans le contexte du changement climatique évolue rapidement en raison de l'attention politique dont elles font l'objet. Cela signifie que dans de nombreux cas, la coordination est faible ; dans ces conditions, le réglementateur peut avoir un rôle proactif et d'autodétermination. Le réglementateur doit connaître les engagements de son pays, et servir de ressource aux décideurs politiques dans l'élaboration de la stratégie en énergies renouvelables du pays.

Accords et engagements internationaux

Le meilleur accord international connu pour soutenir les initiatives sur les énergies durables est sans doute le Protocole de Kyoto, qui fait suite à l'UNFCCC (Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques), un traité international instaurant des engagements

Le réglementateur a besoin de savoir si son gouvernement a signé le Protocole – ou d'autres accords parallèles internationaux ou régionaux – pour connaître l'orientation et la priorité des réformes, le pool financier dont il pourra disposer et, pour ce qui concerne Kyoto, les activités menées dans le cadre du MDP susceptibles d'avoir un effet sur l'offre en énergies renouvelables du pays. En pratique, les pays qui ne figurent pas sur l'Annexe I ne sont pas soumis à des restrictions sur les émissions de GES, mais en ratifiant Kyoto, ils ont démontré leur détermination nationale à empêcher le changement climatique, ils ont l'obligation de faire état de leurs émissions, ils reçoivent une aide financière et ils utilisent différentes sortes d'incitations financières, y compris pour développer des projets qui remplissent les conditions de prêts accordés aux termes de l'Annexe I du protocole de Kyoto.

juridiquement contraignants pour la réduction des gaz à effets de serre (dont le plus connu, le dioxyde de carbone). De plus, de nombreux accords régionaux favorisent le développement durable en général, et le développement des énergies renouvelables en particulier. Il est essentiel que le réglementateur comprenne les mesures nationales auxquelles son gouvernement s'est engagé, car elles sont susceptibles d'informer des décisions de secteur.

Entré en vigueur en février 2005, le Protocole de Kyoto se termine en 2012, mais les négociations se poursuivent pour déterminer quelle doit être l'itération suivante. Au début de l'année 2009, le Protocole de Kyoto a été ratifié par 183 gouvernements. La proposition fondamentale de ce protocole

est que les pays industrialisés (qui y sont appelés pays de l'Annexe I) réduisent leurs émissions de GES de 5,2 % en moyenne par rapport aux niveaux de 1990, certains pays ayant un objectif un peu différent. Les parties sans doute les plus discutables du Protocole de Kyoto étaient l'objectif fixé pour la Russie, qui n'avait pas à changer ses émissions, et l'autorisation pour l'Australie de les augmenter.³⁹ La conférence de Copenhague de décembre 2009 (la 15ème Convention de l'UNFCCC) n'a pas débouché sur les obligations qui devaient faire suite à Kyoto. Cela n'a pas empêché les initiatives pour promouvoir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de continuer à se propager dans le monde.

Les pays de l'Annexe I peuvent recourir à plusieurs approches pour atteindre les objectifs de réduction de Kyoto : diminution de la production, augmentation des ER et de l'efficacité énergétique intérieure, ou ce que l'on appelle couramment les mécanismes flexibles tels qu'échanges d'émissions (un système de plafonds et d'échanges qui s'apparente au système d'échanges européen), mécanisme de développement propre (investissement des pays industrialisés – ceux de l'Annexe I) dans les pays en développement (parties au Protocole⁴⁰ ne figurant pas sur l'Annexe I) et mise en œuvre collective de projets (investissement par un pays industrialisé dans les projets de réduction d'émissions d'un autre pays industrialisé). Ces mécanismes flexibles permettent aux signataires de s'acquitter de leurs obligations de réduction d'émissions en aidant ou en finançant la réduction d'émissions dans d'autres pays plutôt que chez eux.

Pour de nombreux réglementateurs d'associations de réglementation régionales tels que l'ACERCA, l'AFUR, l'ARIAE, l'EAPIRF, l'ERRA, le RERA et le SAFIR, qui représentent surtout des pays hors Annexe I, le mécanisme de développement propre (MDP) a un intérêt, mais il s'accompagne d'exigences administratives et institutionnelles qui peuvent s'avérer redoutables. Selon ce mécanisme, les projets de réduction de GES peuvent faire office de certificats de réductions d'émissions, qui sont vendus aux pays industrialisés pour servir de crédits en échange de leurs propres engagements envers Kyoto de contrôle des émissions. Le MDP comporte un processus de vérification et de certification assez lourd, qui peut prendre du temps et être difficile à appréhender. Son intégration dans les systèmes nationaux de crédits n'est pas terminée mais elle ouvre des perspectives. Un bureau exécutif de MDP doit approuver le projet, et le pays hôte doit instituer une Autorité nationale désignée (AND) chargée de diriger ses processus de MDP.⁴¹ Le Brésil, l'Indonésie, la Chine et l'Inde sont tous des parties hors Annexe I qui ont mis en place une AND chargée de mener à bien leur processus de MDP, en gardant un œil sur l'accueil de projets de MDP ; c'est la Chine qui enregistre actuellement le plus grand nombre de projets de MDP. On trouvera une liste de pays qui se sont dotés d'une AND sur <http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html>.

Les débats les plus importants concernant l'extension de Kyoto – qui se sont exprimés d'une voix forte à Copenhague – concernent les obligations qui devraient être imposées aux marchés émergents tels que la Chine et l'Inde. Ni l'un ni l'autre ne sont considérés comme des pays industrialisés aux termes de Kyoto, alors qu'ils produisent tous deux d'importantes quantités de GEC et que leurs émissions augmentent chaque jour davantage. Au fur et à mesure que la répartition économique dans le monde évolue, la question de savoir quels pays doivent payer pour contrer le changement climatique est des plus brûlantes. Les débats tournent autour de la responsabilité. Dans quelle mesure les marchés émergents doivent-ils payer le prix du développement ? Où commence la responsabilité collective et où commence la responsabilité indivi-

duelle (celle des nations, des industriels, des régions)? Dans la même veine, dans quelle mesure les dispositions prises pour apporter de l'énergie à des communautés mal desservies ou qui en sont dépourvues doit-elle faire l'objet de limitations visant à la réduction des gaz à effet de serre? Qui a le droit de se développer, à quel coût, et comment ce coût est-il réparti? Ces mêmes débats soulignent les efforts fournis au niveau des États pour faire endosser les responsabilités dans le domaine des énergies renouvelables. Quelle institution doit financer ces mesures? Quelles sont les incitations qui existent, au-delà des initiatives altruistes, pour que des mesures raisonnables soient adoptées et que la fourniture (de qualité et de fiabilité élevées) soit assurée? Ces questions empoisonnent les décideurs politiques et les réglementateurs du monde entier. Des processus ont donc été mis en place pour inciter les États à agir de leur plein gré et avec cohésion.

Copenhague a incité les pays en développement participants (qui étaient à peine plus de 150) à soumettre des mesures d'actions appropriées au niveau national, ou « MAAN » : il s'agit de rapports du gouvernement de chaque pays détaillant les mesures volontairement prises pour réduire les émissions des gaz à effet de serre. Ces mesures comprennent l'élaboration et la mise en œuvre de politiques, de lois et de projets sur les énergies renouvelables. Les rapports, qui arrivent directement aux Nations Unies, sont destinés à devenir un document de référence sur les mesures prises par les nations pour répondre au changement climatique. Au début de 2010, 25 pays avaient soumis de tels plans.

L'approche des MAAN a été adoptée à plus petite échelle par des institutions régionales telles que l'Union Européenne. Leur réplique dans l'UE est le plan national d'action (PAN). Pour que les États Membres réalisent leurs objectifs en énergies renouvelables, la nouvelle *directive européenne sur les Énergies Renouvelables (2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil sur la promotion de l'utilisation d'énergie de sources renouvelables (amendant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE)* exige des États Membres qu'en juin 2010 ils aient adopté des PAN décrivant les mesures qu'ils prendront pour favoriser la production et la consommation d'énergies renouvelables. Entre autres choses, les PAN doivent préciser les objectifs spécifiques du pays pour l'utilisation d'énergies renouvelables dans chacun des domaines de l'électricité, le chauffage, le refroidissement et le transport, ainsi que des mesures sur :

L'Éthiopie a récemment publié un plan de MAAN qui met la promotion de l'éolien au cœur de son action (d'ici à 2013, il prévoit plus de 760 MW de capacité en énergie éolienne provenant de sept projets différents), de la géothermie (d'ici à 2018, plus de 450 MW de capacité géothermique), et sur des projets de biomasse (centrés sur le biodiesel et le bioéthanol).

- La facilitation des licences de production et distribution des énergies renouvelables.
- Des spécifications techniques pour les équipements d'énergies renouvelables.
- Des dispositifs de certification pour les installateurs de technologies des énergies renouvelables.
- Des garanties d'origine renouvelable pour l'électricité.

- La facilitation de l'accès aux réseaux électriques et de leur exploitation.
- La promotion d'énergies renouvelables dans les codes de la construction.
- Des programmes d'accompagnement nationaux.
- Des mesures spécifiques pour la promotion de l'énergie produite avec la biomasse.
- Des projets collectifs de production d'énergies renouvelables avec d'autres États membres ou pays tiers.⁴²

L'une des tâches des réglementateurs est de savoir si leur gouvernement a soumis un MAAN ou, s'il s'agit de l'UE, un PAN, ou leur équivalent dans d'autres régions du monde. Si ce plan a été soumis ou s'il est en passe de l'être, le réglementateur doit être au courant des incitations réglementaires qui doivent être intégrées dans les priorités et objectifs définis dans le plan.

Harmonisation avec les voisins et les partenaires des échanges

Souvent, les systèmes et marchés de l'électricité fonctionnent plus efficacement lorsqu'ils couvrent un vaste territoire, même s'ils ne peuvent engranger des profits d'exploitation et de fourniture que lorsque l'équipement et la structure sont soigneusement adaptés l'une à l'autre. Par exemple, les microréseaux utilisés par certaines industries et universités peuvent être plus fiables que des réseaux bien plus importants et en fait, les institutions qui créent des microréseaux le font parce qu'elles ont plus besoin de fiabilité dans la fourniture électrique que ne peut en offrir le système de distribution. Mais lorsqu'il s'agit d'une fourniture destinée à la population, les économies d'échelle font souvent préférer les grands réseaux.

On n'a pas d'idée précise quant à la taille que peuvent atteindre en pratique les systèmes électriques, mais d'après l'expérience des États-Unis, il semblerait que des systèmes atteignant 150 000 MW de charge maximale puissent fonctionner avec fiabilité et efficacité. Toutefois, pour que des systèmes étendus se développent efficacement, les pays qui y participent doivent non seulement normaliser les systèmes électriques physiques, mais aussi les règles en vertu desquelles les transactions sont menées. Concernant l'expansion de la production, l'approche régionale offre des atouts qui peuvent s'avérer constructifs pour la croissance des énergies renouvelables. Un système à l'échelle d'une région du monde peut permettre de réduire les inconvénients liés à l'intermittence, encore que les coûts de construction de systèmes d'une telle ampleur soient élevés, sachant qu'une application régionale optimale viendrait de l'extension et du renforcement d'un réseau déjà en place, à supposer que cela puisse se faire de façon rentable. Lorsqu'il est impossible de parvenir à cette rentabilité, même après le calcul des bénéfices sur le long terme, les ER peuvent dispenser un pays d'avoir à construire ou agrandir une infrastructure de transport et de distribution. La production décentralisée, associée à une réponse à la demande, des technologies de stockage, des technologies d'équilibrage, tout ce qui va des centrales de gaz naturel – grandes ou petites – au stockage dynamique d'énergie (flywheels), et des technologies à démarrage rapide comme les petites centrales hydroélectriques peuvent toutes se combiner pour créer un système fiable et qui coûte moins cher que de construire une infrastructure et de l'agrandir.

La nouvelle initiative de MAAN des Nations Unies est en train de se concrétiser en Afrique et fait l'objet d'une approche régionale, pour en maximiser les effets : à la fin de 2009, le Conseil pour l'Avenir du Monde et l'Alliance pour l'Électrification rurale ont aidé les nations africaines à mettre en place l'Alliance africaine pour les énergies renouvelables afin d'inciter à étendre l'électrification et à combattre le changement climatique. Parmi ses membres se trouve le Syndicat des Services publics africains, qui représente 54 producteurs et distributeurs d'électricité privés et publics dans 43 pays, ainsi que des représentants de la filière et des politiques. Dans son discours fondateur, l'Alliance déclare : « Il est temps maintenant de nous acheminer vers une production massive d'énergies renouvelables pour tous ceux qui vivent dans les zones urbaines et rurales d'Afrique. »

Lorsqu'il est indiqué sur le plan économique, un cadre d'énergies renouvelables régional permet à de nombreux pays en même temps d'en bénéficier. Il s'agit de développer ces plans dans le contexte des ressources, de la politique et de l'économie du pays de production, ainsi que des juridictions voisines. Il est certain que des variations peuvent créer des difficultés dans la liquidité du marché des attributs renouvelables, ce qui suppose la capacité des producteurs d'électricité renouvelable de commercialiser la valeur de leur production, au-delà de la valeur de l'énergie elle-même. Mais cette harmonisation ne doit pas nécessairement passer par des normes et des emplois du temps identiques. Par exemple,

il n'y aurait pas d'inconvénients pour un producteur dans un pays à ce que les pays dans lesquels il vend ses attributs aient chacun des exigences différentes en matière de « mix » énergétique (c'est-à-dire, le pourcentage d'électricité à produire à partir de ressources renouvelables) ou qu'ils aient des calendriers différents pour atteindre tel ou tel pourcentage d'ER. Par contre, une autre définition de ce qui constitue les énergies renouvelables pourrait être problématique et, plus encore, des règles différentes concernant les dispositions en matière d'octroi de licences, d'échanges et d'importations.

La première étape dans l'harmonisation est d'établir des organisations régionales d'où sortiront des plans et des mesures pour favoriser la croissance des énergies renouvelables dans chaque pays participant. Ces organisations sont vitales non seulement comme lieu pour échanger des informations et organiser des formations, mais aussi pour rédiger des accords aux niveaux régional et national. Pour le réglementateur, il est essentiel de participer à ces initiatives régionales. Souvent, les services de fourniture énergétique et les gouvernements y prennent part sans que leurs instances de réglementation y soient représentées. En pareils cas, il faudrait que le réglementateur invite des représentants des gouvernements, les instances régionales ainsi que les donateurs à participer. Quant à ceux qui ont la possibilité de s'y rendre, ils doivent saisir l'occasion de partager des informations au maximum. La plateforme régionale peut être extrêmement précieuse pour amener des pays à prendre des engagements comme des objectifs de réduction des gaz à effet de serre, ou à s'accorder au niveau de la région sur ce que l'on entend par ressource renouvelable dans chaque pays. En outre, ces évolutions facilitent l'entrée des investisseurs sur le marché. Surtout, elles contribuent à attirer des capitaux dans des endroits dont le contexte géographique et environnemental se prête bien au développement de telle ou telle ressource, plutôt que d'encourager un développement en fonction de règles relativement plus favorables. Si l'on veut parvenir à une harmonisation régionale et décourager des tentatives locales d'accaparer les ressources en offrant des cadres réglementaires ou financiers plus attractifs, cela supposera de trouver des arrangements entre juridictions pour que les bénéfices et les charges soient réparties de façon équitable et transparente dans la région. L'objectif de cohérence est important, parce que des différences locales de traitement abouti-

ront inévitablement à *minima* à une certaine inefficacité – en d’autres termes, à niveau égal de bénéfiques, les usagers de la région paieront davantage.

Les investisseurs, surtout ceux qui sont multinationaux ou qui bénéficient du concours d’institutions financières ou d’organismes donateurs internationaux, sont stimulés par des conditions favorisant une base de clients étendue (dans le pays d’exploitation et dans d’autres pays qui font partie de la région à travers les échanges). À terme, la plupart des investisseurs ressentiront le besoin de récolter le fruit de leur investissement sur le marché, et réduiront ainsi le niveau des subventions nécessaires. Par exemple, l’existence d’un accord régional permettant à un producteur qui participe au marché régional de vendre sa production à d’autres pays sans être obligé de demander une licence limiterait les frais de transaction et favoriserait le développement de ce marché. La question de l’autonomie des États en matière de réglementation et de gouvernements se pose toujours et il faut y répondre soigneusement dans tout processus régional, de façon à garantir le respect de la juridiction nationale. Cela suppose des consultations, l’élaboration d’accords cadres dont l’application soit gérée *a minima*, des processus de comptes rendus qui n’interviennent pas dans les affaires nationales au-delà de conditions convenues, et des phases de planification et de négociation échelonnées, étant entendu qu’il faudra peut-être que des engagements pris sur une base volontaire se poursuivent ou soient remplacés par des obligations si les objectifs nationaux d’approvisionnement ne peuvent être atteints.

Le Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership d’Afrique du Sud (Partenariat sur les énergies renouvelables et l’efficacité énergétiques, REEEP-SA) a pour tâche de veiller à ce que les mesures prises en Afrique du Sud pour lever les obstacles au développement des ER et les utiliser dans les échanges régionaux soient coordonnées et se confortent mutuellement. Le REEEP-SA tisse actuellement un réseau de plus en plus étendu constitué d’acteurs des énergies renouvelables d’Afrique australe, des ONG, des experts et des sociétés, dont les buts sont : faciliter le financement grâce à des ateliers et du travail en réseau ; aider au développement et à la diffusion de mécanismes financiers innovants, grâce à des projets et des manifestations financés par le REEEP ; collecter et assembler des informations sur d’importantes études de cas en Afrique australe pour constituer une base de travail en réseau, d’échanges d’informations et de constitution de moyens humains au niveau politique ; contribuer aux activités du REEEP-International ; et servir de point d’accès au réseau du REEEP en Afrique australe.

L’UE offre un bon exemple de la façon dont un cadre régional peut être mis en œuvre pour promouvoir le développement des énergies renouvelables tout en respectant l’autonomie des nations qui en font partie. Reconnaissant la nécessité de raffermir les exigences et de rendre les engagements obligatoires (et après de longues périodes de consultations et de négociation), en juin 2009, l’UE a adopté la directive sur les énergies renouvelables⁴³ (RED) accompagnée d’un autre texte, la Directive de 2009 sur la qualité des carburants. Les États membres ont demandé à la Commission européenne que leur plan d’action national soit soumis fin juin 2010. Dans ce plan les États (qui sont aujourd’hui 27) devaient expliquer de quelle manière ils comptaient s’acquitter de leurs obligations ; le délai imparti pour appliquer la RED était le 5 décembre 2010. Le 31 décembre 2011, chaque État membre devra soumettre un rapport sur les progrès qu’il a accomplis pour atteindre ses objectifs et ce, tous les deux ans par la suite, le sixième rapport étant remis le 31 décembre 2021. L’objectif global est d’arriver à 20 % d’énergies renouvelables d’ici à 2020. S’agissant des obligations de chaque État membre, la RED définit des

objectifs obligatoires différenciés, qui prennent en compte le potentiel de chaque pays en fonction du PIB *per capita*, de sa consommation et de ses ressources globales en énergie.

La RED instaure également un mécanisme d'échanges volontaires qui autorise les États membres à transférer leurs garanties d'origine à d'autres pays, à condition d'avoir atteint leur objectifs nationaux (sinon, ces échanges sont interdits). Le but de ce mécanisme est avant tout de renforcer la stabilité du marché et d'aider des États membres à la traîne à atteindre leurs objectifs de production d'ER. Aspect important, la RED exige aussi des opérateurs de transport d'électricité qu'ils offrent le même accès au réseau électrique à tous les producteurs d'ER. La directive invite les États à ce que : les règles relatives aux coûts de ce raccordement soient transparentes et non discriminatoires; que les énergies renouvelables aient la priorité d'accès dans certaines circonstances; que les producteurs soient déchargés des fardeaux administratifs (c'est-à-dire qu'il y ait un système de guichet unique pour délivrer les permis de construction); et que la transparence soit améliorée, l'objectif étant de catalyser l'investissement. L'UE accorde aussi une attention particulière au problème du chevauchement et de la lourdeur des mesures administratives, susceptibles de gêner la bonne mise en œuvre des objectifs de développement durable. La RED comporte plusieurs clauses destinées à répondre à l'impératif de non-discrimination des procédures, à la transparence des règles, à la proportionnalité des mesures etc. Elle reconnaît qu'il faudra prêter attention à l'intersection entre les procédures administratives nationales, régionales et locales. Elle prévoit en particulier une planification spatiale, en soulignant que, dans la mesure du possible, les exigences doivent être exprimées selon des normes utilisées dans toute l'Europe pour garantir la compatibilité et la facilité.

L'« initiative de Bakou » a été lancée à la Conférence ministérielle de l'énergie qui s'est tenue à Bakou en 2004 avec la participation de la Commission européenne et de l'Azerbaïdjan, l'Arménie, la Bulgarie, la Géorgie, l'Iran (en qualité d'observateur), le Kazakhstan, la République Kirgyze, la Moldavie, la Fédération de Russie (observateur), la Roumanie, le Tadjikistan, la Turquie, l'Ukraine et l'Ouzbékistan. L'initiative de Bakou vise à créer un marché de l'énergie fonctionnant de manière intégrée, spécifiquement grâce à une réforme juridique qui étend et modernise l'infrastructure actuelle, et par l'intégration de systèmes énergétiques efficaces et durables. En 2006, une feuille de route a été rédigée pour atteindre ces objectifs, et les efforts perdurent.

Dans les régions ayant une importance stratégique comme la mer Noire, les initiatives régionales ont le pouvoir de favoriser la croissance économique et d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement entre de nombreux pays si l'infrastructure est suffisamment développée dans le temps. En outre, elles peuvent avoir l'avantage d'accélérer le développement d'infrastructures nécessaires selon un mode cohérent et intégré. Pour les autorités de réglementation, les principaux avantages d'une approche régionale sont :

- le développement de ressources humaines, surtout pour assister le réglementateur dans la définition de règles et de processus décisionnels transparents et ouverts, ainsi que des cadres législatifs qui minimisent les risques liés aux réglementations et encouragent l'investissement, tout en formant le personnel à acquérir des compétences techniques en matière de réglementation.

- L'harmonisation des cadres de façon à permettre les échanges (c'est-à-dire en faisant en sorte d'éliminer les tarifs transfrontaliers, de s'accorder à l'avance sur les règles des enchères et de coordonner les opérations).
- Des relations de travail avec les organisations parentes et les décideurs politiques dans les gouvernement afin de former les réglementateurs aux problèmes posés par la réglementation des services publics lors de l'application de telle ou telle politique d'énergies renouvelables et d'aider les pouvoirs publics à mieux comprendre et à mettre en œuvre les objectifs souhaités.

CHAPITRE 6 : LE CONTEXTE DES RÉGLEMENTATIONS

Les réglementateurs occupent une position idéale pour aider leur pays à saisir les occasions que leur apportent les énergies renouvelables. Mieux que quiconque ils comprennent le marché de l'énergie, auquel ils ont un accès privilégié. Et cette compréhension leur permet d'appréhender les répercussions du développement des énergies renouvelables sur les prix de l'énergie, les besoins du marché, son potentiel d'exploitation et d'infrastructures, et ses limitations.

L'autorité d'un réglementateur – de fait, la présence d'une instance indépendante connue sous le nom de réglementateur de l'énergie – est différente selon les juridictions. Dans le secteur énergétique, les bonnes pratiques montrent qu'un réglementateur indépendant investi d'une autorité dans des domaines clés tels que la fixation des tarifs, la délivrance des licences et leur contrôle est vital pour le développement d'un secteur libéralisé de l'énergie conducteur d'investissements. Les énergies renouvelables appartiennent au monde de l'énergie, mais elles sont traitées différemment pour diverses raisons qui s'interpénètrent. Ce chapitre passe en revue les meilleures pratiques réglementaires, replace le domaine très récent des énergies renouvelables dans le contexte de la réglementation et des responsabilités qui s'y attachent, et se penche sur différents modèles de réglementation des énergies renouvelables utilisés dans le monde. Le réglementateur doit se familiariser avec les outils de communication et les utiliser, car ils permettront aux entités qui dépendent de lui – et surtout le public – de comprendre les raisons, les risques et les bénéfices des décisions qu'il prend dans la poursuite de ces objectifs.

En constante évolution, l'industrie des énergies renouvelables offre d'extraordinaires occasions de croissance. Les cadres eux-mêmes sont fluides, les gouvernements n'ayant pas encore totalement évalué les structures d'accompagnement optimales et les besoins et opportunités de l'offre. De sorte que les incitations qui s'adressent aux énergies renouvelables divergent également par rapport au traitement des énergies conventionnelles. Résultat, il arrive que les deux catégories restent cloisonnées : les incitations dont elles font l'objet sont adoptées et mises en œuvre par des instances autres que le réglementateur de l'énergie, bien que l'une et l'autre se recoupent indéniablement.

Comme il s'agit d'un domaine fluide, les réglementateurs, qui n'ont sur lui qu'une autorité limitée, devraient peu à peu être appelés à réglementer – en capacité de conseil ou de décideur – la production, la vente, la distribution ou le transport des énergies renouvelables. Comme on l'a vu dans le Résumé, en matière de réglementation, tous les cas de figure existent pour les énergies renouvelables : la structure réglementaire et l'autorité qui l'accompagne peut tout aussi

L'engagement du Maroc en faveur des énergies renouvelable se traduit par une double démarche : d'une part, un travail lent mais régulier pour bâtir un cadre juridique axé sur les octrois de licences, la qualité de la fourniture et des règles tarifaire ; d'autre part, une voie d'accélération pour construire de grands chantiers de solaire qui entreront en exploitation en 2020. Pour ce faire, le gouvernement marocain a institué la MASEN, une agence qui se consacre à la réalisation de projets solaires de 2000 MW (cinq chantiers différents sont envisagés, la première centrale devant entrer en service en 2014). À la tête de ces projets, la MASEN invite les intérêts à s'exprimer et y répond, avec mandat du gouvernement pour superviser la totalité de la partie achats, la construction et le développement opérationnel de A à Z.

bien n'avoir aucune autorité formelle qu'une autorité simplement partielle, ou au contraire un fort pouvoir de mise en œuvre sur les politiques d'ER.

Les modèles montrant comment transposer une stratégie sur les ER en législation ou en réglementation varient d'une juridiction à l'autre, et s'inscrivent dans un continuum d'expériences qui vont de l'autorité forte pour l'adoption et la mise en œuvre de réglementations à l'absence, ou quasi absence, d'autorité.

Modèle d'autorité forte du réglementateur

Dans certains pays, le gouvernement adoptera une législation primaire assez large qui ne donnera que des orientations générales à d'autres instances administratives telles que le réglementateur de l'énergie (on entend ici par « gouvernement » le parlement, le ministère ou un chargé

L'autorité de réglementation d'Oman se démarque dans la région par les initiatives qu'elle prend sur les ER en poussant la filière à entrer dans la concurrence et par son rejet des FIT, jugés inutiles. Lorsque le réglementateur a pris cette charge, il n'existait aucun cadre clair pour les projets d'énergies renouvelables et la diligence raisonnable limitée, ce qui a conduit l'autorité nommée à l'élaborer et à conduire les programmes pour chacune. Elle est maintenant le fer de lance des efforts pour concrétiser les recommandations de diligence raisonnable et les règles exposés dans le nouveau cadre réglementaire, plaidant pour des appels d'offres concurrentiels pour de grands projets d'énergies renouvelables, des obligations d'achat et la protection des consommateurs. Des projets pilotes sont en cours, dont un grand chantier solaire pour 2011, tous sous la houlette de l'autorité de réglementation.

d'exécution, en fonction de la structure gouvernementale qui prévaut). Selon ce modèle, la loi apporte une plus vaste définition à la stratégie énergétique, qu'elle structure pour conférer des responsabilités aux différentes entités, qui sont néanmoins chargées de son application. Par exemple, une stratégie énergétique pourrait fixer des objectifs nationaux pour les énergies renouvelables, accorder la primauté à certaines catégories en fonction des ressources et autres priorités économiques, imposer des limites à la durée et à la portée des incitations offertes et charger un réglementateur d'énergie de mettre en œuvre ces incitations, lequel se verra ensuite con-

fier le pouvoir de prendre des décisions et d'édicter les réglementations qui les appuient en parallèle avec les politiques existantes.

Modèle d'autorité réglementaire limitée

Plus souvent, on n'accorde au réglementateur qu'une autorité partielle, soit parce que ses décisions doivent être avalisées par une autre autorité, soit parce que des instances autres que le réglementateur ont un pouvoir décisionnaire qui a aussi des effets sur l'application des cadres réglementaires institués à l'appui des projets d'ER. Dans ces cas, il est essentiel que le cadre indique nettement qui est chargé de chaque aspect de la mise en œuvre et comment s'emboîtent les pièces du puzzle réglementaire. Comme il s'agit d'un domaine relativement nouveau et en expansion, il n'est pas rare qu'il règne une certaine confusion dans la distribution des rôles et des responsabilités, qui gêne non seulement la mise en œuvre des projets mais aussi leur lancement.

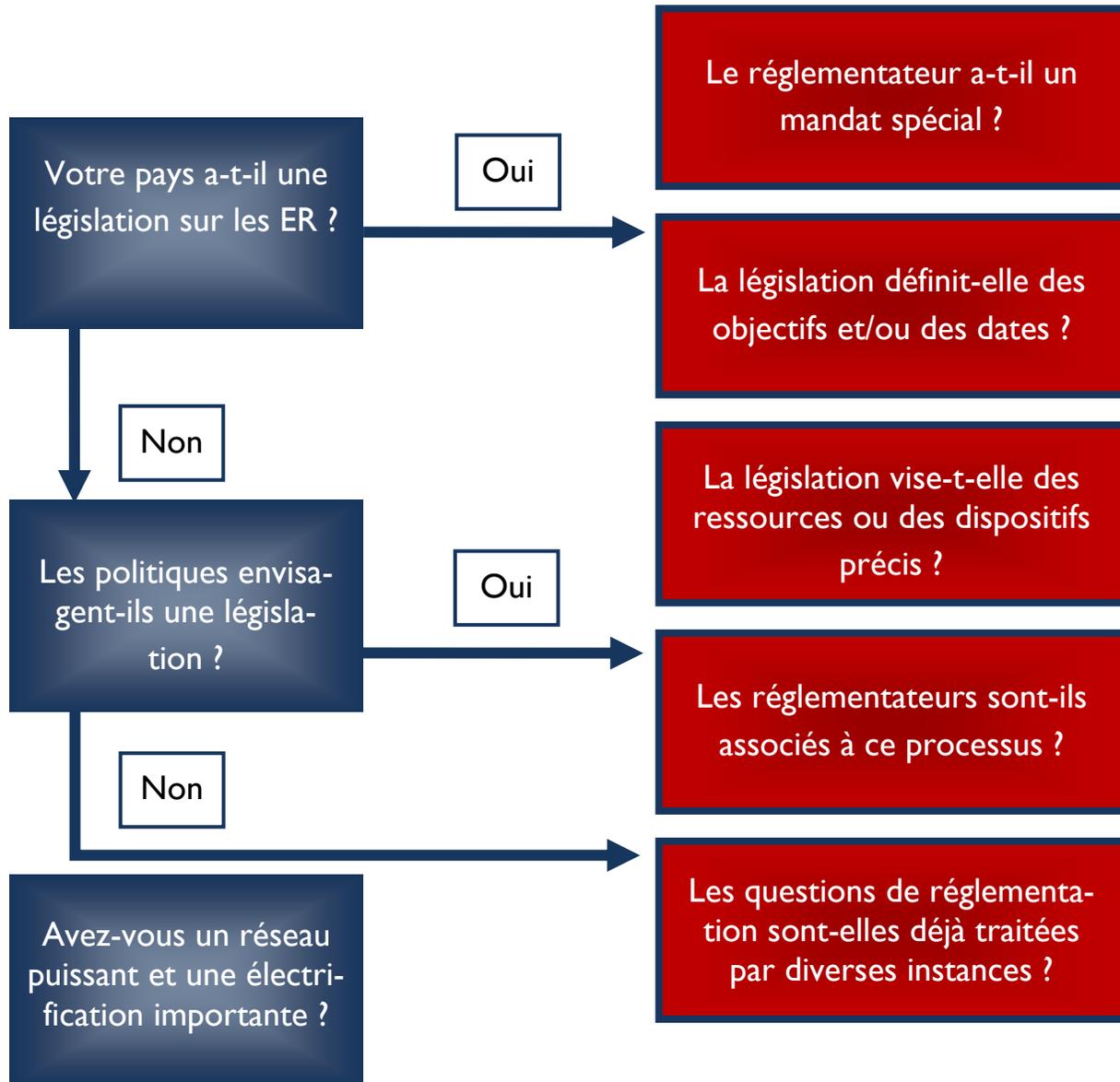
Modèle d'absence d'autorité formelle du réglementateur

Selon un autre modèle, la législation primaire adoptée par le gouvernement offre aussi des précisions sur la nature et le niveau des incitations. Il peut par exemple définir le montant d'un tarif de rachat pour telle ou telle énergie. C'est une approche courante en Europe (en Allemagne, par exemple, où l'énergie éolienne en particulier s'est développée à des vitesses inégales, la législation primaire définit le montant du tarif de rachat et l'instance de réglementation de l'énergie surveille le marché, dont le marché des renouvelables, mais ne fixe pas le tarif).

Le graphique ci-dessous expose certaines des questions que se posent peut-être les réglementateurs de l'énergie lorsqu'ils envisagent les différents niveaux de responsabilité qui leur reviennent.

Au Botswana, il n'y a pas d'instance de réglementation pour l'énergie. Les politiques sont élaborées et mises en application par le ministère des Minéraux, de l'Énergie et des Affaires de l'Eau, qui contrôle et approuve les tarifs du service monopoliste, la Botswana Power Corporation. Le service de l'Énergie du ministère a mis sur pied un plan pour accroître la consommation d'énergies renouvelables pour qu'elles représentent 1 % de la consommation énergétique totale en 2016 (« Vision 2016 ») et pour intégrer des technologies sur et hors réseau pour l'électrification rurale. Une stratégie d'énergie biomasse est aussi dans les cartons.

Guide/graphique de référence rapide



Les considérations réglementaires subsistent quel que soit le modèle

Quel que soit le modèle qui s'applique, il y aura toujours des questions liées à la réglementation. Généralement, les rôles que joue le réglementateur dans la promotion des énergies renouvelables peuvent être :

- Accorder des licences d'exploitation : pour créer des règles ou des exemptions rationnelles pour les petits producteurs d'énergies renouvelables et la production décentralisée, tout en veillant à ce que le processus soit non discriminatoire et transparent.
- Définir des codes de réseau : pour laisser le libre accès au réseau, faciliter l'interconnexion et résoudre des problèmes de variabilité.
- Établir des prix : promouvoir le recours aux sources d'énergies renouvelables grâce à diverses responsabilités de tarification, dont l'instauration de tarifs de rachat et l'extension du réseau pour faciliter l'utilisation des ER. Par exemple, la Commission fédérale de réglementation de l'énergie des Etats-Unis a autorisé des approches réglementaires élaborées par la California Public Utilities Commission et visant la gestion de la récupération des dépenses dans le développement des transports afin de permettre la connexion de la production d'électricité renouvelable éloignée.
- Le relevé net : pour appliquer des réglementations qui encouragent la production d'énergies renouvelables par les usagers.
- Les accords d'achat d'électricité : pour rédiger des modèles d'accords pour les ressources en énergies renouvelables.
- Les certificats verts : dans les juridictions où le réglementateur a autorité pour les distribuer et dans un marché capable d'appuyer ce genre de structure, pour établir un partenariat avec l'opérateur du système afin d'établir une plateforme de négociation permettant aux participants des marchés de l'énergie d'acheter et de vendre les attributs environnementaux des ER (aux Etats-Unis dans certaines juridictions).

Principes directeurs de la contribution d'un réglementateur

Pour pouvoir mettre en application les mandats confiés aux réglementateurs ou faire appel à leur expertise et contribuer aux décisions qui constituent ces aspects du développement des énergies renouvelables, le cadre politique, légal et réglementaire d'un pays doit être basé sur la clarté, la prévisibilité et la transparence.

Clarté. Les lois, règlements et réglementations doivent être rédigés de façon à être compris par les clients et les investisseurs potentiels. Le mélange de lois, de règlements et de réglementations qui constituent la politique énergétique doit également être cohérent et accessible.

Prévisibilité. Les clients en général, surtout si ce sont des entreprises commerciales et industrielles, apprécient la prévisibilité des prix. Les entreprises doivent établir des planifications des mois, voire des années à l'avance, et la prévisibilité des prix sur des intrants comme l'électricité peut contribuer à la réussite de cette planification. L'augmentation de l'électricité renouvelable dans le mix de production aura elle-même l'effet d'accroître la prévisibilité des futurs tarifs, parce que pour la plupart des ressources renouvelables, les coûts fixes prennent le pas sur

d'autres coûts variables ; de sorte que le coût de l'électricité produite par ces ressources peut être plus facile à prévoir. La prévisibilité et le manque de volatilité doivent, bien entendu, être mis en balance avec le risque que les coûts d'une autre production puissent s'effondrer, s'agissant des prix payés pour la production renouvelable. De fait, cela aurait pour effet de « verrouiller » les prix plus élevés et obligerait à abroger ou à amender les accords d'achat d'électricité sur les ressources dont les prix sont élevés.

Transparence. L'élaboration et la mise en œuvre d'une politique quelconque, et plus encore des politiques destinées à favoriser la production d'énergies renouvelables et à accroître l'efficacité énergétique, doivent être entièrement transparentes. C'est particulièrement important lorsque le délai qu'il faudra pour engranger des bénéfices est long et que les augmentations de prix sont immédiates : les usagers qui supporteront ces coûts à brève échéance auront intérêt à faire en sorte que ces politiques soient appliquées aussi efficacement que possible. Pour cette raison, toutes les étapes d'élaboration de ces programmes doivent être publiques et bien définies, et doivent empêcher le plus possible le favoritisme et d'autres formes de corruption. Dans la définition des objectifs par exemple, le choix des critères doit si possible éviter la subjectivité et être clairement lié aux objectifs d'ensemble. De plus, le choix de telle ou telle ressource doit se faire selon des modalités ouvertes et transparentes, par exemple une mise aux enchères conduite conformément à des règles saines de passation des marchés. Il faut éviter de négocier des franchises ou des accords d'achat d'électricité isolément, car ils peuvent dissimuler des pratiques de corruption et il y a peu de chances qu'ils offrent le moyen le plus rentable de réaliser les objectifs. Dans certains cas, il sera essentiel de commercialiser les énergies renouvelables ; si c'est le cas, les accords doivent être rendus publics et leurs conditions transparentes.

La confiance que doit inspirer la loi doit venir de son caractère public, transparent et accessible, de telle sorte qu'aussi bien les investisseurs que les parties prenantes d'un pays, puissent la lire facilement et comprendre les règles d'accès et la nécessité de les mettre en œuvre de façon non discriminatoire. Ces lois doivent être étayées par une politique nationale minimale, une instance de réglementation offrant une supervision effective de l'accès au réseau et des règles définissant les procédures de demande et d'autorisation d'accès, ainsi que la résolution des conflits qui peuvent survenir suite à un refus d'accès, des retards ou des honoraires déraisonnables susceptibles d'entraver une exploitation efficace. La mise en place solide d'un accès par les tiers constitue une pièce maîtresse de ce dispositif. Lorsque l'investissement est nécessaire pour permettre l'accès au réseau (un problème particulier pour les producteurs d'énergies renouvelables en raison des endroits reculés où sont situés de nombreux parcs éoliens ou usines de biomasse), des règles d'interconnexion servent à déterminer qui doit payer l'investissement dans de nouvelles lignes de transport, ce qui réduit les éventuels conflits entre investisseurs dans les sources d'ER et propriétaires de réseaux et de services d'électricité. En résumé, les réglementateurs doivent :

- Prévoir de coordonner la supervision avec toutes les instances de réglementation intéressées.
- Rédiger des règlements pour que les promoteurs d'énergies renouvelables aient accès au marché et aux clients.

- Passer en revue et au besoin réviser les règles de gestion du réseau pour répondre à l'intermittence et à des scénarios de distribution d'ER inédits.

Facteurs influant sur le contenu de la contribution des réglementateurs

Pour finir, le rôle du réglementateur est défini et circonscrit par toutes sortes de problèmes contextuels. Les principaux sont :

Ouverture du marché / concurrence. La libéralisation du marché s'est faite à des degrés divers dans le monde. Elle a pris de nombreux aspects, souvent combinés, mais pas toujours. Les principaux sont : l'ouverture de la production de l'électricité à des fournisseurs commerciaux; le développement de marchés compétitifs de gros de l'électricité, qui peuvent s'inspirer de modèles très divers, depuis les marchés « *real time* » et « *day ahead* » à des approches administratives plus limitées; l'autorisation pour les clients – ou l'obligation – de se fournir sur le marché ouvert en services d'énergie et en capacité (mais en général pas en services de distribution ou de transport); et la création d'organismes locaux ou régionaux de transport d'électricité distincts des intérêts de la production ou de la distribution. L'augmentation de la production d'électricité renouvelable, ainsi que les efforts pour accroître l'efficacité énergétique peuvent se produire quel que soit le degré de libéralisation du marché, depuis les systèmes nationalisés verticalement intégrés jusqu'au marchés concurrents complètement désagrégés. Les instruments réglementaires les plus efficaces pour mettre ces politiques en application doivent être soigneusement adaptés à la structure en place. En outre, ils doivent être utilisés de manière à pouvoir s'adapter à des évolutions du degré de libéralisation sans dénaturer les programmes impliqués ou les efforts de libéralisation.

Viabilité économique. Comme on l'a vu au chapitre 3, il est fort possible que les bénéfices des énergies renouvelables aillent au-delà des faibles coûts de court terme ou que, tout du moins, ils dépassent le cadre des réductions dans le genre de coûts que les réglementateurs connaissent le mieux. L'idée qu'il faut encourager la production d'énergies renouvelables pour réduire les émissions de CO₂ et atténuer le changement climatique n'est guère remise en question.

L'île de Samsø, au Danemark, est entièrement alimentée par des énergies renouvelables. Elle est parvenue à cette situation grâce à une approche de partage des coûts innovantes qui a permis à près de 4000 résidents (consommateurs d'énergie) de partager des parts dans les éoliennes. À l'heure actuelle, il y a environ 10 % de résidents qui détiennent des parts et qui reçoivent chaque année un chèque correspondant à l'électricité produite et à son prix.

Mais prendre la mesure exacte de l'impact de cette nouvelle production énergétique, aussi bien ses effets tangibles sur l'environnement et les économies à long terme liées à ces effets risque d'être une tâche extraordinairement difficile, sinon impossible. En revanche, l'introduction de ressources renouvelables qui excéderaient celles que peut supporter le marché dans le court terme aurait un impact immédiat, et parfois important, en termes de prix sur les usagers. Autrement dit, il est possible

que les réglementateurs aient à faire la part d'un côté de bénéfices qui peuvent être difficiles à chiffrer et qui peuvent ne pas être réalisés pendant des années voire des décennies, et de l'autre, de coûts certains et à supporter immédiatement. Il est important de tenir compte des réactions et des incitations des sociétés de réseaux et de voir s'il est possible d'intervenir sur la grille tarifaire pour que les propriétaires de réseaux aient la possibilité de partager le coût de

tarifs élevés avec d'autres acteurs de la filière, tels que les producteurs, les usagers et les distributeurs. Certains États l'ont fait (comme le Danemark), d'autres, non.

L'impact de la variabilité sur le système. Le secteur énergétique cherche des solutions, qu'il trouve dans de nombreux cas, pour limiter les effets sur les réglementations et l'économie de la variabilité inhérente aux énergies renouvelables. La météo n'a cessé de faire des progrès au cours de ces dernières années, et elle

permet aujourd'hui des prévisions plus détaillées à diverses échéances dans le temps (semaine, jour, heures). Etant donné que plus on se rapproche du moment de la distribution de l'électricité dans le réseau, plus la précision des prévisions augmente (en d'autres termes, il est beaucoup plus facile et fiable de prédire le niveau du vent dans cinq minutes que dans cinq heures), des stratégies qui marchent assez bien, comme la programmation intrahoraire, sont appliquées. De plus, une énergie variable réclame des normes d'interconnexion cohérentes, prévoyant comment traiter les défaillances des systèmes et déterminant leurs

En Europe, les codes de réseau sont très variables d'un pays à l'autre. L'organisation des opérateurs de système européens de transport, l'ENTSO-E, travaille dur pour harmoniser ces codes. Elle le fait tout en reconnaissant que les exigences seront différentes d'un pays ou d'une région à l'autre, en fonction de ses besoins en énergie. En même temps, l'Europe, qui produit de plus en plus d'électricité de source éolienne (on attend 200 GW d'ici à 2020), étudie les impacts que cette augmentation aura sur le marché et fait des recommandations, notamment à travers une étude européenne sur l'éolien datée du 31 mars 2010, qui offre de nombreux conseils sur une meilleure intégration de cette ressource.

besoins en fréquence et en tension, de même qu'en communications et en contrôle externe. Il est difficile pour les turbines éoliennes de satisfaire aux règles définies pour la production classique. Même si les turbines les plus récentes peuvent se conformer à de strictes exigences, il faut déterminer si ces règles sont indiquées pour les nouvelles technologies. Augmenter la part de l'éolien dans le réseau pourrait avoir des répercussions sur sa stabilité en raison de changements dans la tension et la fréquence et des normes strictes d'interconnexion, ou excessivement coûteuses, pourraient induire une discrimination à l'égard des ressources variables. Pour y remédier, il faut de nouveaux modèles de marché, ce qui suppose de procéder plus souvent à des évaluations de fiabilité, de modifier les pénalités infligées aux ressources variables en cas d'impossibilité à fournir ainsi que d'autres exigences qui pèsent sur les marchés de capacité. Tout cela signifie que le réglementateur a de nombreux aspects à prendre en compte au moment où les énergies renouvelables abordent le marché.

En général, les effets des ressources des énergies variables sont atténués lorsqu'ils sont répartis sur des territoires et des marchés étendus. Cela suggère qu'il faudrait procéder à une harmonisation des marchés d'équilibrage et se doter d'infrastructures de transport supplémentaires pour éliminer la congestion et faciliter les flux de charge interrégionaux. Là encore, le réglementateur peut s'avérer précieux pour aider à gérer, voire piloter la gestion de ces changements et arriver à harmoniser et à développer les réseaux.

Communication entre les réglementateurs et les responsables politiques.

L'évolution du monde des énergies renouvelables, que ce soit au niveau politique ou en matière de cadre réglementaire, mais également de mix énergétique et de développement de la production, souligne à quel point il importe que les responsables politiques fournissent au réglementateur le plus de précisions et de clarté sur le modèle de marché à mettre en place (y compris sur

l'état actuel par rapport à des plans futurs), le niveau de la production renouvelable à réaliser et des directives sur les priorités de mise en œuvre. Savoir comment faire la part des objectifs environnementaux à long terme par rapport à l'impact des prix dans l'immédiat n'est pas une question qui peut être « résolue » à l'aide des indicateurs dont disposent les réglementateurs préoccupés de la réglementation économique de l'électricité. En réalité, il s'agit d'une question essentiellement politique. Et un rôle important que peut jouer le réglementateur est de contribuer à informer le débat « politique » afin que ceux qui prennent les décisions aient conscience, dans la mesure du possible, des implications économiques de la voie qu'ils souhaiteront emprunter.

Suivi des attributs / des certificats. Quelle que soit la structure réglementaire adoptée pour parvenir à augmenter la part du renouvelable dans la production d'électricité, il est nécessaire de disposer d'un mécanisme fiable et transparent pour confirmer la quantité et les caractéristiques environnementales de cette production. Lorsque les attributs renouvelables peuvent s'échanger indépendamment de l'énergie produite par une centrale (comme c'est de plus en plus le cas quand on cherche à accroître la production en renouvelables), il devient particulièrement important d'exercer un contrôle sur cette production et d'en vérifier la quantité et les caractéristiques. Les attributs des énergies renouvelables peuvent se présenter sous des formes diverses : certificats d'énergies renouvelables dans le cadre des normes du dispositif *Renewable Portfolio Standard* aux États-Unis, ou « garanties d'origine » dans l'UE.

Un système clairement défini pour suivre les attributs permet aux compagnies et aux services d'électricité de développer des produits destinés spécialement aux consommateurs de détail, et garantissant que les revendications produites soient vérifiables. Pour les propriétaires de production électrique, l'approche par certificats est un moyen de mesurer précisément la quantité de tel ou tel attribut de chaque centrale de production. Aux agences d'État à la recherche de façons efficaces de mettre en œuvre des politiques et des réglementations, elle offre la possibilité de contrôler la conformité, de la vérifier et de la documenter. L'UE et les États-Unis sont aujourd'hui leaders dans la création de systèmes de suivi et de traçabilité trans-États, ou trans-frontaliers, des attributs.

Dans l'UE, les règles de suivi et de traçabilité des attributs s'appliquent conformément à la nouvelle directive sur les énergies renouvelables (la « RED »). Des garanties d'origine (GO) vont être utilisées pour prouver la quantité d'énergies renouvelables qui entre dans le mix énergétique d'un fournisseur. Les GO peuvent être échangées entre fournisseurs d'un pays à l'autre, mais elles n'ont d'incidence que sur les mix énergétiques des fournisseurs. Le but des GO aux termes de cette directive est de vérifier l'origine de l'électricité et de la chaleur produite à partir d'installations de production d'ER lorsque celles-ci ont une capacité d'au moins 5 MW. La GO doit être exacte, fiable et infalsifiable. Les GO doivent comporter des informations sur :

- L'utilisation envisagée : c'est-à-dire pour l'électricité, le chauffage ou le refroidissement.
- La source.
- La date de début et de fin de production.

- La capacité de l'installation.
- Les éventuels bénéfices provenant de mesures de soutien, et le type de dispositif.
- La date d'entrée en service.
- La date et le pays de délivrance.
- Un numéro d'identification unique.

Le suivi-traçabilité des attributs environnementaux (certificats) présente des difficultés particulières pour les réglementateurs. Ils doivent en effet faire preuve de prudence lorsqu'ils étudient un modèle qui envisage un partenariat entre le réglementateur et l'opérateur du système pour créer une plateforme d'échanges. Pour que le programme de certificats fonctionne correctement, il faut que le marché présente toutes les caractéristiques propres à supporter une plateforme d'échanges. Et notamment que l'infrastructure électronique et l'infrastructure physique soient en place; or dans la plupart des régions du monde, ces conditions ne sont pas réunies. Lorsque l'autorité du réglementateur est moins étendue, il peut aider l'opérateur et d'autres intervenants à créer le système qui soit le plus avantageux pour le pays. Si un réglementateur veut essayer de modifier une plateforme d'échanges, il doit s'occuper :

- Des procédures d'octroi de permis, très complexes, qui nécessitent des réglementations simplifiées et normalisées.
- De l'infrastructure juridique, inadaptée, notamment (et ce n'est pas le seul exemple) en ce qui concerne l'absence de procédures spéciales pour soutenir les projets d'ER modestes (10 à 50 MW) en les dispensant de la procédure d'examen habituelle des dossiers.
- De la capacité du réseau, insuffisante, qui constitue une difficulté technique majeure, par exemple des lignes de transport à haute tension, des lignes de distribution à basse tension, et des postes de transformation.
- Des prix, plus élevés, que doivent payer les propriétaires de réseaux dans certaines juridictions, ce qui ne les incite pas à agir en faveur de l'accès et du raccordement aux ER, à moins que l'ensemble du cadre réglementaire ne leur accorde des compensations suffisantes pour payer des tarifs de rachat préférentiels.

Développement de l'infrastructure / des réseaux. Parvenir à développer un réseau pour des projets d'énergies renouvelables suppose une coordination avec toutes sortes d'institutions et la conformité avec la législation qui s'y rapporte. Pour planifier l'extension d'un réseau, il faut que les gouvernements établissent une prévision de développement des projets d'ER où sera indiquée, pour chaque année jusqu'en 2020 et pour chaque technologie d'ER, la part qu'elle représentera et à quel moment elle sera disponible pour produire de l'énergie dans les différentes régions du pays. De plus, les principales différences techniques et fonctionnelles entre les systèmes d'ER ont aussi leur importance, par exemple l'énergie éolienne présente une variabili-

té en termes de disponibilité et de capacité, la capacité hydroélectrique est plus faible pendant les mois d'été où il ne pleut pas, ou bien les systèmes électriques solaires ont besoin que le soleil brille.

Il faut veiller à ce que les règlements d'interconnexion de réseau soient harmonisés avec les autres lois nationales et locales. Dans le même ordre d'idée, les limites sur les obligations d'achat ou sur un nouveau développement doivent tenir compte de la capacité des réseaux ou, tout du moins, des financements accordés pour leur développement.

Pour faciliter l'examen des demandes d'interconnexion, les autorités de réglementation doivent:

- Former des spécialistes dans les gouvernements et le secteur privé dans les domaines suivants : ingénierie du transport de l'électricité et modélisation du flux électrique ; financier ; gestion des services d'électricité ; juridique ; marketing ; réglementation ; négociation et arbitrage ; développement de systèmes d'information et de base de données ; planification et élaboration de politiques ; collecte de données ; et analyse environnementale.
- Évaluer des questions techniques notamment les paramètres des charges électriques et les flux dans les systèmes de transport ; la situation des appareils réglementaire, financier, et juridique ; les prévisions et la planification du secteur énergétique ; des données démographiques et sociales ; des données sur les ressources, l'hydrologie et l'environnement ; et des données sur les coûts et la performance de l'énergie de sources renouvelables et les technologies environnementales.

En résumé,

- Il existe toutes sortes de modèles et de rôles que peut jouer le réglementateur dans l'élaboration de politiques et la prise de décision dans le domaine des énergies renouvelables.
- Quel que soit celui qu'il choisit, le réglementateur aura une contribution.
- Le réglementateur doit garder à l'esprit les principes de clarté, de prévisibilité et de transparence, qui doivent sous-tendre l'exercice de son autorité.
- En substance, le travail du réglementateur sera influencé par toutes sortes de facteurs, notamment le cadre de marché qui prévaut, des considérations économiques et des modalités procédurales.
- Les aspects à surveiller tout spécialement dans le contexte de la réglementation des ER concernent le suivi-traçabilité des certificats et l'interconnexion des réseaux.

Coordination entre les réglementations

Afin de développer un marché fluide d'énergies renouvelables qui traverse les frontières (des États ou des nations), la définition de ce qu'on entend par « renouvelable » est importante. S'il y a une limitation de taille sur les centrales hydroélectriques dans un pays, les producteurs qui dépassent cette taille ne pourront pas vendre leurs attributs renouvelables dans ce pays, et s'ils ne disposent que d'un marché réduit, ils auront besoin (toutes choses étant égales par ailleurs) d'une subvention plus importante. C'est surtout un problème pour la production hydroélectrique : les grosses centrales hydroélectriques peuvent-elles prétendre à des certificats, étant donné le coût environnemental de ces projets ? La question ne fait pas l'unanimité. Les réglementateurs qui jouent le rôle de conseillers sur les politiques d'énergies renouvelables et qui les mettent en œuvre devraient travailler à clarifier les domaines où les intérêts régionaux convergent, ceux où ils divergent et l'implication de ces différences pour les politiques menées. Cela suppose une coordination avec les autorités de réglementation voisines ainsi qu'une compréhension très fine des meilleures pratiques à l'échelle internationale.

Il y a toujours de multiples institutions qui interviennent dans les énergies renouvelables : un réglementateur de l'énergie, le ministère, les agences de l'environnement et dernièrement, des organismes gouvernementaux chargés spécialement de répondre au changement climatique. La difficulté pour un pays, une région ou une institution lorsque l'on cherche à réglementer l'énergie, et en particulier l'intégration des énergies renouvelables, c'est de coordonner ses efforts avec les agences investies de responsabilités analogues, qui influent sur la façon dont les ER sont développées et appliquées. La formule du « guichet unique » gagne du terrain dans certaines juridictions, notamment en Europe, où la complexité des régimes multi-administrations est reconnue et où des solutions comme le regroupement des points de traitement sont des solutions intéressantes. Au niveau régional, des conseils régionaux de réglementations ou des forums régionaux pour les opérateurs, ou encore d'autres instances engagées dans des tâches parallèles liées à la promotion des énergies renouvelables, servent à coordonner les activités et à empêcher un certain manque d'organisation. Mais cette question de la coordination est l'un des grands obstacles dans la sphère des énergies renouvelables.

Questions qui se posent aux économies en développement ou en transition

Les pays dont les ressources économiques sont faibles sont confrontés à des obstacles particuliers dans la promotion des énergies renouvelables. Ils voient leur demande en énergie augmenter rapidement. Ils ne disposent pas des ressources économiques pour faire les mises de fonds initiales et ils sont encore moins en mesure de répercuter les coûts sociétaux sur le marché pour inciter à l'utilisation des énergies renouvelables grâce à des aides gouvernementales. Il est bien plus difficile à ces pays en développement de regarder au-delà de l'économie à court terme qu'aux pays développés. Et pourtant il y a de multiples facteurs qui rendent la promotion des ressources d'énergies renouvelables particulièrement intéressante dans ces pays :

Les petits pas comptent davantage. Ce sont souvent ces pays qui pourront bénéficier le plus des énergies renouvelables, étant donné les nuisances des alternatives actuelles aux énergies renouvelables – comme la déforestation pour le bois de chauffage. Souvent, de petits pro-

grès par paliers, comme la production décentralisée, peuvent avoir des conséquences importantes, stimuler le développement économique et améliorer considérablement la qualité de vie.

Les énergies renouvelables peuvent supposer l'exploitation de ressources locales

L'électricité renouvelable s'appuie souvent sur des ressources que l'on trouve chez soi : les déchets, le soleil, le vent, l'eau, et pour cette raison, elle peut offrir des choix plus viables et plus sages sur le plan économique, surtout lorsque l'on tient compte des coûts d'acheminement.⁴⁴

Les énergies renouvelables peuvent être l'option la plus intéressante dans les zones éloignées et rurales.

Acheminer l'électricité générée par des centrales conventionnelles marchant aux combustibles fossiles peut être une proposition onéreuse dans les zones rurales et éloignées, alors que produire de l'électricité renouvelable avec des ressources locales peut éviter ces coûts.

Les technologies renouvelables peuvent servir à toutes sortes d'applications.

Les technologies des énergies renouvelables, par exemple le solaire, peuvent aider à soulager la pauvreté en apportant de l'énergie pour la cuisine, le chauffage de locaux et l'éclairage.⁴⁵

Décider d'opter pour les ER peut avoir des avantages particuliers dans les pays en développement et en transition. Avant de passer à des catégories particulières d'ER et aux études de cas des projets entrepris dans l'hydroélectricité, l'éolien et la géothermie, ainsi qu'un exemple de projet réussi de production décentralisée, ce manuel s'intéresse aux efforts de l'Égypte pour créer les cadres permettant de faire progresser les ER sur son territoire.

ÉGYPTE: CONSTRUIRE LES BASES D'UN INVESTISSEMENT DANS LES ENERGIES RENOUVELABLES



2010

ÉGYPTE: CONSTRUIRE LES BASES D'UN INVESTISSEMENT DANS LES ENERGIES RENOUVELABLES

Avec une population de plus de 78 millions d'habitants (dont 99 % ont accès à l'électricité), l'Égypte occupe le 16^e rang des pays les plus peuplés du monde. Elle a des réserves en pétrole qui s'épuisent,⁴⁶ des ressources en gaz naturel plus abondantes,⁴⁷ mais elle a un impressionnant potentiel en énergie éolienne et solaire. L'Égypte jouit également une situation stratégique qui fait d'elle une plaque tournante du transport d'électricité, grâce à son interconnexion avec la Jordanie, la Syrie, l'Irak, la Turquie et la Libye.

La demande en électricité augmente d'environ 7 % par an, et devrait continuer à croître à ce rythme dans un futur proche. Le pic de demande en électricité de l'Égypte a atteint 21 330 MW pour l'année fiscale 2008/2009 (de juin à juillet).⁴⁸ Dans le cadre de son plan quinquennal (2007/2008 – 2011/2012), l'Égypte a l'intention d'ajouter 7750 MW de capacité de production électrique afin de répondre au taux de croissance annuel moyen, qui devrait passer à 6,38 %. Pour le plan quinquennal suivant (2012/2013 – 2016/2017), il faudra produire 11 100 MW supplémentaire pour continuer à satisfaire une telle croissance. L'Égypte cherche donc à étoffer son bouquet de ressources en se dotant rapidement de centrales thermiques, la plupart en cycle combiné.⁴⁹ En janvier 2010, le gouvernement égyptien a annoncé qu'il envisageait la construction de cinq IPP, d'une capacité totale de 3500 MW. Les centrales thermiques à cycle combiné construites dernièrement sont celles du Caire Nord (1 500 MW), de Nubaria (1500 MW), de Talka (750 MW) et d'El-Kureimart (750 MW).

En même temps, les émissions de gaz à effet de serre de l'Égypte sont parmi les plus élevées du monde. Le Forum arabe pour l'Environnement et le Développement affirme qu'une montée des eaux de la mer grignoterait 6 % du PIB de l'Égypte, et des études des Nations Unies indiquent qu'une crue sur 4 500 kilomètres carrés de terres agricoles dans le Delta du Nil coûterait quant à elle 35 millions de dollars. Pour répondre au double problème de la demande et des émissions, l'Égypte prend des mesures impressionnantes afin de développer son considérable potentiel en énergies renouvelables.

Le système réglementaire a été conçu en 1998, et l'agence de réglementation EgyptEra (Autorité égyptienne de réglementation de l'électricité et de la protection des consommateurs) est entrée en service en 2001. Elle semble poursuivre deux objectifs : conforter son appareil réglementaire et rationaliser les prix, tout deux nécessaires pour rendre les ressources renouvelables de l'Égypte plus compétitives et donc plus attractives pour les investisseurs privés sur le long terme. Dans le domaine des ER, EgyptEra s'est préparée, au cours de ces dernières années, à garantir un cadre réglementaire sain et à être en mesure de répondre à un afflux de nouveaux projets d'énergies renouvelables.

Ce profil étudie comment l'Égypte s'achemine vers ce but en examinant : 1° son potentiel en ressources; 2° les corrections apportées au cadre réglementaire pour encourager l'utilisation du potentiel en ER et leur application; 3° les incitations utilisées comme étape intermédiaire jusqu'à ce que le marché soit développé; et 4° le rôle crucial du réglementateur pour faire en sorte que ces buts portent leurs fruits.

La production actuelle en énergies renouvelables et la pénétration potentielle dans le mix énergétique de l'Égypte

Le potentiel énergétique éolien et solaire de l'Égypte a été cartographié et semble important. Les deux tiers de la superficie du pays ont une intensité en énergie solaire de plus de 6,4 kWh/m²/jour. Dans certaines régions, comme les côtes de la mer Rouge, la vitesse du vent est d'au moins de 10 m/sec en moyenne.⁵⁰ Le pays s'est fixé pour objectif d'atteindre 20 % de son mix énergétique en renouvelables d'ici à 2020 (essentiellement en hydroélectricité et en éolien) et 50 % d'ici à 2050.

Pour bien comprendre comment EgyptEra se prépare à la pénétration des ER, il est important de regarder comment s'est constitué le marché égyptien de l'énergie et quelles sont les différentes stratégies d'ER et initiatives aujourd'hui en place. En quelques mots, c'est la société égyptienne Électricity Holding Company (EEHC) qui continue à détenir plus de 90 % de la capacité de production du pays. Le transport et la distribution restent également un monopole sous la coupe de l'EEHC (qui comprend six sociétés de production, neuf sociétés de distribution et une société de transport). Les centrales ont été construites sur le modèle « BOOT » - « *buid, own, operate, transfer* » (construire, détenir, exploiter, transférer)/IPP. Cela fait déjà longtemps que l'Égypte utilise le modèle BOOT : en fait, le canal de Suez a été financé grâce à cette approche. Sidi Kiri, une centrale électrique au gaz naturel de 683 MW, a été le premier IPP du pays. Basé sur une approche BOOT avec contrat AAE sur 20 ans, le projet avait été attribué à InterGen en 1998 et l'exploitation commerciale a commencé en 2002. D'autres installations ont été construites à Port Saïd et dans le golfe de Suez à l'aide de modèles similaires.⁵¹ En 1996, une loi a été passée pour autoriser des entités étrangères à détenir des centrales électriques mais, conséquence de la nationalisation des actifs électriques en 1962, la plupart restent sous contrôle de l'entreprise d'État EEHC.

S'agissant des ressources renouvelables, environ 11,2 % de l'électricité égyptienne est produite par des centrales hydroélectriques, dont la première remonte à 1960. Il s'agit du fameux barrage d'Assouan, construit pour maîtriser le flux du Nil et l'utiliser pour l'irrigation. La centrale hydroélectrique de 2,1 GW à haut barrage entra en service en 1967, suivie par la mise en service de la centrale électrique d'Assouan 2 en 1985, puis celle de la centrale hydroélectrique d'Isna en 1993 et celle de Naga-Hamadi en 2008. Une production d'électricité issue de la gazéification de boues d'épuration provenant d'usines de traitement d'eaux usées est déjà en cours (par exemple, l'usine de 23 MW de Gabal El-Asfer), et il sera possible de produire 1000 MW à partir de déchets agricoles.

Moins de 1 % du mix énergétique actuel de l'Égypte provient de l'éolien, malgré d'abondances ressources en vent, surtout dans la région du golfe de Suez : l'Égypte de l'ouest (sur la rive ouest du Nil), la région de Kharga, l'Égypte de l'est (sur la rive est du Nil) et le golfe de la ré-

gion d'Aqaba.⁵² À partir de 2008/2009, la NREA, l'autorité sur les énergies renouvelables qui dépend du ministère de l'Énergie en charge du bouquet d'énergies propres de l'Égypte, a installé 425 MW d'éolien, notamment une ferme éolienne à Zafarana. Ce site, où la vitesse du vent atteint en moyenne 9 mètres/seconde, est opérationnel depuis 2004 et a une capacité de 360 MW. L'Égypte a classé le projet Zafarana dans la catégorie MDP. Bien que la pénétration de l'éolien reste faible, l'Égypte a déjà vingt ans d'expérience dans ce domaine, avec une centrale d'une capacité installée de 405 MW. Diverses études indiquent que l'électricité produite par les ressources éoliennes représente une occasion sans précédent pour l'Égypte de concurrencer les prix de l'électricité produite à partir du pétrole et du gaz. De la même façon, la pénétration du solaire est négligeable, malgré des progrès décisifs et bien que le rayonnement solaire qui baigne l'Égypte soit l'un des plus intenses au monde (jusqu'à 3000 kWh au mètre carré par an), et que 96 % du pays soit constitué de déserts, ce qui en fait le lieu idéal pour exploiter cette ressource. Il y a plus de 20 ans, l'Égypte avait passé un décret ministériel obligeant toutes les maisons des nouveaux quartiers résidentiels à utiliser le solaire pour les systèmes de chauffage à l'eau. Environ 500 000 mètres carrés de panneaux solaires ont été installés, ce qui est modeste par rapport à ses voisins (par exemple, la Jordanie en a installé 6 millions de mètres carrés et Israël 3 millions). Le chauffage au solaire est devenu obligatoire au début des années quatre-vingts, mais la mise en œuvre a été retardée par l'importante demande des hôtels quatre et cinq étoiles, dont les panneaux solaires se recouvraient de poussière, ce qui les rendait moins efficaces, et dont la tuyauterie s'incrétait de calcaire en raison de l'eau dure. En plus de ces difficultés de maintenance, l'investissement considérable nécessité par ces projets s'est avéré un obstacle pour introduire une capacité solaire supplémentaire sur le marché. L'exploitation commerciale de la première centrale solaire thermique doit bientôt commencer.⁵³

L'introduction des énergies solaire et éolienne sur le marché représente des défis considérables pour l'Égypte. Elle y répond en perfectionnant son cadre réglementaire, avec l'aide de plusieurs acteurs de la filière, dont le réglementateur. Au nombre de ces défis :

- L'Égypte a actuellement les prix de détail les plus bas du monde pour l'électricité produite à partir de combustibles fossiles; cela rend d'autant plus grande la difficulté de rendre l'énergie renouvelable concurrentielle.
- Le pétrole et le gaz sont subventionnés en amont, la compagnie de transport achetant l'électricité aux producteurs puis la redistribuant à des sociétés de distribution qui l'achètent à bas prix. Étant donné que les combustibles fossiles, en l'absence de reconnaissance des coûts sociétaux et externes, restent moins onéreux que les alternatives renouvelables, ces subventions du pétrole et du gaz exacerbent les distorsions du marché et rendent les ER non compétitives.
- Le ministère des Finances accorde lui aussi des subventions, ce qui fausse les signaux envoyés aux usagers et n'incite pas à la préservation.
- Les chantiers d'énergies renouvelables ont tendance en outre à avoir des coûts d'infrastructure considérables (ce qui oblige à utiliser du matériel et des pièces qui ne sont pas produits en Égypte). Le solaire, qui fait appel à l'une des technologies les plus coûteuses, est particulièrement exposé à ce déséquilibre entre les prix.

- La plupart des sources d'énergies renouvelables ont une faible intensité, ce qui présente des problèmes pour le système de production d'électricité, qui reste structuré pour de grosses centrales et oblige à adopter un mode de production décentralisé.
- S'agissant surtout de la maîtrise des ressources éoliennes, de nombreuses ressources en éolien à grande vitesse sont concentrées dans des lieux écartés et/ou des zones détenues par l'État, et il faut prêter attention aux réglementations d'urbanisme.

L'importance pour l'Égypte d'un cadre réglementaire orienté sur les énergies renouvelables et de la préparation de son réglementateur

Le réglementateur joue un rôle actif dans l'exploitation du potentiel en ER de l'Égypte, et de nombreuses mesures ont été prises au cours de ces cinq dernières années pour que les ER prennent davantage de place dans le bouquet énergétique. Parmi les plus importantes, citons la Stratégie sur les Énergies renouvelables, le projet de Loi sur l'Électricité, le Fonds sur les Énergies renouvelables, ainsi que des efforts pour faire appliquer un tarif de rachat sur les projets d'ER de petite taille. À chaque fois, le réglementateur a apporté son expertise de la filière et son savoir-faire pour faire avancer la réforme et se préparer à l'intégration des ER.

La Stratégie de 2008 sur les Énergies renouvelables a constitué une étape décisive, en fixant l'objectif d'ici à 2020 de 20 % d'ER sur l'ensemble du mix énergétique électrique, dont l'énergie hydroélectrique. En tenant compte de la capacité actuelle en hydroénergie (et les projections qui sont faites), il faudrait théoriquement ajouter 12 % d'énergies renouvelables provenant d'autres sources que l'hydroénergie (c'est-à-dire l'équivalent d'une capacité installée de 7 200 MW). La Stratégie définit une série d'étapes concrètes : mise en œuvre pilote à grande échelle de projets solaires et électrification des zones rurales, développement de mini-, voire micro-centrales hydroélectriques d'une capacité inférieure à 100 MW, évaluation du potentiel en géothermie et mise au point d'une production de biomasse de 1000 MW provenant de déchets agricoles et municipaux. Elle accorde aussi la primauté à la fabrication locale des matériels ER et comporte des incitations pour les activités qui favorisent la production de matériels ER sur place. Dans le cadre de ses efforts pour mettre la Stratégie en œuvre, EgyptEra s'est coordonnée avec l'Industrial Modernization Center (IMC) égyptien, chargé des contacts directement avec les fabricants.

Une nouvelle proposition de Loi sur l'Électricité, dont la mise à l'étude remonte à 2007, est maintenant « en cours de ratification ». Elle porte sur d'importantes réformes du marché, comme l'institution d'un opérateur indépendant, passant ainsi d'une situation d'acheteur unique à un marché bilatéral, d'un accès par les tiers et la priorité de distribution pour l'électricité produite avec des énergies renouvelables. Cette proposition de loi, qui reste à finaliser, devrait en principe passer largement sous sa forme actuelle. Un travail considérable a déjà été accompli par le réglementateur et d'autres intervenants pour que le cadre du projet de loi bénéficie d'un soutien lors de son adoption. En résumé, les incitations aux ER en Égypte prennent aujourd'hui quatre directions, que nous détaillons ci-dessous.

- **Centrales construites via un appel d'offres concurrentiel :** Avec cette approche, l'opérateur de réseau lance des appels d'offres pour demander une fourniture électrique de sources d'ER, destinée à des installations de grande taille (par exemple un complexe éolien de 250 MW). Ces appels d'offres seront destinés à : contrôler l'augmentation de la capacité en ER pour qu'elle corresponde à la capacité du système de transport et la capacité du marché à absorber les nouvelles ER; augmenter la fabrication locale ; augmenter l'investissement privé ; faire baisser les coûts ; et fournir des garanties aux investisseurs grâce à des EEA à long terme. Le but est d'atteindre 250 MW de capacité grâce à des EEA à long terme, par blocs de 250 MW, en visant d'importants développeurs internationaux très solides sur le plan financier et offrant une capacité élevée de transfert de technologies. Des points supplémentaires seront attribués pour une part importante de composants fabriqués sur place. Le rôle d'EgyptEra dans le déroulement de cet appel d'offres est d'examiner les accords d'achat d'électricité, de délivrer les licences d'exploitation, d'aider à étudier les investissements et de participer aux audits financiers.

- **Des tarifs de rachat pour les petits projets d'ER :** Des tarifs de rachat seront instaurés pour les petites capacités (inférieures à des installations de 50 MW), encore une fois dans le but d'atteindre 2500 MW de capacité, et ils fonctionneront en parallèle avec la procédure d'appel d'offres concurrentiel. Les tarifs doivent être fixés pendant 15 ans, et la mise au point du modèle tarifaire et du contrat d'AAE est en cours. Pour l'appel d'offres concurrentiel, le rôle d'EgyptEra est d'examiner les accords d'achat d'électricité, de délivrer les licences d'exploitation, d'aider à étudier les investissements et de participer aux audits financiers.

- **L'initiative solaire.** Reconnaisant le potentiel en ressources naturelles, le gouvernement égyptien a fait du développement de l'énergie solaire une priorité. L'énergie solaire peut profiter de la directive européenne récemment adoptée (2009/28/CE), qui permet aux pays européens de construire des centrales renouvelables dans un pays tiers, à condition que l'électricité soit directement exportée en Europe. Deux chantiers solaires auxquels l'Égypte pourra participer sont actuellement prévus, le Plan solaire méditerranéen, et Desertec, bien que tous deux soient freinés par la limitation actuelle de la capacité de transport. Pour accélérer la mise en place de l'énergie solaire et atténuer le manque de capacité en transport d'électricité à court et à moyen terme, l'Égypte devra peut-être envisager de recourir à d'autres moyens. L'une de ces options serait d'exporter une quantité de gaz naturel équivalente à l'électricité issue de sources d'ER, tout en utilisant l'électricité produite actuellement à partir d'ER du territoire national. Dans le cadre de l'initiative solaire, un logo déposé et internationalement reconnaissable sera délivré par le réglementateur pour accréditer les clients en énergie solaire. Ceux qui en seront détenteurs bénéficieront de meilleures conditions financières, d'avantages à l'exportation et d'éventuels crédits d'impôt. Les clients intéressés s'engageront d'eux mêmes à ce que 5 % de l'électricité qu'ils consomment provienne de l'énergie solaire. Un centre

d'échanges d'énergie solaire (ou « SET », pour « Solar Energy Trader ») sera institué afin de rapprocher les demandes des clients qui se sont engagés et les satisfaire en passant contrat avec des fournisseurs à travers des EEA à long terme. Le SET sera détenu et géré par une ou plusieurs institutions financières) ; les clients engagés pourront avoir des parts dans le SET, mais pas les fournisseurs. Les transactions seront menées sur la base d'un tarif de rachat, qui sera un coût répercuté aux clients. EgyptEra devrait jouer un rôle de premier ordre dans ce dispositif :

- Délivrer les logos /certificats « énergie solaire ».
- Mettre au point un registre des clients qui se sont engagés.
- Définir des mécanismes afin de garantir le paiement des clients grâce à des contrats de fourniture d'électricité et des transactions passées entre le SET et les opérateurs de distribution ou de transport.
- Accorder une licence d'exploitation au SET et surveiller son fonctionnement afin de garantir la transparence, la libre concurrence et la non-discrimination.
- Publier le tarif de rachat d'énergie solaire, autoriser les EEA et veiller à leur transparence.
- Accorder des licences d'exploitation aux producteurs d'énergie solaire; Délivrer des certificats d'origine.
- Garantir l'accès aux tiers et la priorité de distribution.
- Garantir l'exemption des droits de transport ou de distribution ainsi que le stockage de l'énergie, qui doit être une obligation pour les opérateurs de réseau (obligation de service public, ou « OSP »).
- Gérer la résolution des conflits.
- Héberger un comité de pilotage de représentants des parties prenantes (ce comité ferait valoir cette initiative auprès de divers groupements d'entreprises, il la perfectionnerait et en suivrait les progrès).

- **Projets menés par la NREA (Autorité des énergies nouvelles et renouvelables).** Instituée en 1986, la NREA est à la fois une agence nationale chargée d'élaborer et de planifier le transfert de technologies et un développeur qui doit demander une licence au réglementateur et l'obtenir pour exploiter ses nouvelles installations. La construction d'une centrale solaire intégrée à cycle combiné, d'une capacité totale de 9 150 MW (dont 30 MW de solaire) située à Kureimat s'achève. Son coût, 327,5 millions de dollars, a été financé par la Banque mondiale, avec l'aide du Fonds mondial pour l'Environnement, afin de contrebalancer la différence de coûts entre les ressources solaires et

thermiques, et avec le concours de la Banque japonaise de la Coopération internationale et la Banque Nationale d'Égypte. En février 2010, la NREA a signé un accord avec Masdar pour construire un parc éolien de 200 MW dans l'est du pays.⁵⁴

Le projet de Loi sur l'Électricité envisage lui aussi un fonds pour les énergies renouvelables, qui proviendrait du budget de l'État, de dotations, de dons, de subventions et d'investissements et qui favorisera l'achat d'électricité à des centrales qui utilisent les ER. Le fonds couvrirait : la totalité ou une partie du déficit entre le coût des ER et les prix du marché; le risque lié aux taux de change ; la garantie des paiements à la société chargée du transport de l'électricité ; l'aide financière aux projets pilotes ; et la recherche-développement sur les technologies des énergies renouvelables au niveau local. Le Fonds serait donc financé sur le budget de l'État, une partie des subventions qui vont actuellement à l'industrie de l'énergie, des dons et à terme l'investissement des sommes que rapporterait son placement.

Ces progrès en matière politique et réglementaire vont de pair avec les conditions qui rendent l'Égypte particulièrement apte à remplir ses objectifs en ER : une capacité prouvée à attirer des investissements conséquents, une économie relativement importante et stable pour la région, et enfin l'endroit où est situé son couloir de transport, et le potentiel qu'il représente. Sa place de chef de file de la région la rend à même de prendre la tête d'initiatives régionales, par exemple un super réseau méditerranéen, qui faciliterait l'exportation d'ER.

DEUXIÈME PARTIE

LES DIFFÉRENTS TYPES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET ÉTUDES DE CAS

CHAPITRE 7 : L'HYDROÉLECTRICITÉ

Les principales questions à intégrer dans la réglementation :

- *C'est la plus ancienne technologie; elle s'est barricadée dans un arsenal réglementaire qui peut limiter son développement*
- *Incitations à la « distribuabilité » là où il existe des retenues d'eau/ possibilités de stockage*
- *Problèmes pour la migration des poissons*
- *Entretenir les incitations adaptées pour des projets anciens*
- *La technologie n'étant pas nouvelle, elle n'intéresse pas beaucoup les politiciens (d'où des crédits d'impôt et FIT limités en général)*

Pour de nombreux pays en développement et des économies en transition, le développement des énergies renouvelables signifie le développement de l'hydroénergie. L'hydroénergie produit environ un sixième de la production mondiale annuelle d'électricité, et plus de 90 % de l'électricité des sources d'énergies renouvelables. C'est la ressource d'énergies renouvelables la plus utilisée, et celle que les investisseurs et les gouvernements connaissent le mieux, et donc avec laquelle ils sont le plus à l'aise.

L'hydroénergie libère une quantité limitée de dioxyde de carbone ou de produits chimiques nocifs pour la santé. Les émissions sont négligeables sauf en présence de barrages : les terres submergées se décomposent et émettent des gaz à effet de serre. L'hydroénergie utilise une ressource le plus souvent renouvelable, - l'eau - et elle a longtemps été la source d'électricité préférée des pays abondamment pourvus en cours d'eau. Mais les motifs d'inquiétude suscités par la pénurie d'eau dans certaines régions du monde la remettent en question. Il faut donc l'envisager – comme la plupart des énergies renouvelables – sous l'angle de sa dépendance aux ressources naturelles, et de sa spécificité par rapport aux sites et à la géographie. Il existe des preuves, qui demanderaient à être approfondies, que les grands barrages hydroélectriques favorisent le dégagement de méthane. Il est aussi démontré que les grandes installations hydroélectriques ont d'autres effets nuisibles pour l'environnement. Par exemple la déviation des cours d'eau affecte les réserves en eau; ou, en cas de rupture de barrage, l'inondation touchera les terres et les populations situées en aval, qui seront obligées de quitter leur maison. Les petites

centrales hydroélectriques ne sont pas aussi préjudiciables, il est plus rare qu'elles entraînent des déplacements de population et des effondrements de barrages. Cela étant, l'efficacité et le rendement sont meilleurs avec les grosses réalisations.

Préoccupations écologiques. La soutenabilité environnementale de l'hydroénergie continue de faire débat, et certains écologistes font une distinction entre les grandes installations et les petites sur ce critère. C'est pourquoi, dans certains pays, les lois sur les énergies renouvelables classent toutes les installations d'hydroélectricité dans la catégorie des ER, tandis que dans d'autres, la définition se limite aux petites. Il y a aussi des arguments selon lesquels seuls les projets d'hydroélectricité construits avec des technologies et des approches nouvelles qui satisfont précisément les questions d'environnement sont renouvelables. Bien qu'aucune définition ne fasse l'unanimité dans le monde sur ce qui distingue une grosse infrastructure d'une petite, on peut dire en général qu'une grande installation hydroélectrique a une capacité de l'ordre de 50-500 MW tandis la capacité d'une petite est tout au plus de 10 MW (certains pays placent la limite plus bas, par exemple la Grande-Bretagne, à 5 MW, et d'autres, comme les USA, plus haut, à 30 MW). Certaines juridictions font plusieurs distinctions graduelles : « pico » est la catégorie inférieure à 5 kW, « micro » se situe entre 5 et 100 kW, « mini » concerne les installations entre 100 kW et 1 MW, niveau auquel la centrale peut être définie comme « petite »; puis il y a des paliers pour les installations moyennes et grandes, qui peuvent se situer à tous niveaux entre 10 MW et 30 MW.

Cette définition n'est pas aussi importante que le niveau d'impact qu'aura cette ressource sur l'environnement et d'autres problèmes sociaux. Dans l'UE par exemple, la nouvelle Directive sur les énergies renouvelables comporte une mise en garde selon laquelle tout projet susceptible de nuire à l'environnement doit être évité et ne doit pas être considéré comme source d'énergie renouvelable; entre autres, la directive vise les centrales hydroélectriques à grand barrage nécessitant l'immersion de forêts et de prairies. Il convient d'accorder une attention particulière au problème des nuisances sur l'environnement pour éviter qu'elles ne ternissent la valeur des politiques d'incitations sur les énergies renouvelables. Le développement de l'hydroénergie doit prendre en compte les aspects suivants :

- Barrage : passage des poissons empêché, réduction des zones humides; réduction de l'habitat de la faune sauvage (biodiversité); immersion des propriétés, dont des terres agricoles; érosion des berges de fleuves avant la prise d'eau et après son déversement; lâcher d'eau en aval et aux fins de l'assainissement, aspects esthétiques (pendant la création de la retenue d'origine et ensuite); utilisation du lac par le public; responsabilité en cas d'accidents; et sécurité du public, y compris plans d'évacuation d'urgence en cas de rupture.
- Canalisations présentes (pour l'eau potable, l'irrigation, les usines de traitement des eaux usées) : aspects environnementaux (protéger les canalisations d'eau potable d'une contamination); droits de captation d'eau (le débit peut être variable selon les canalisations et les droits s'appliquent souvent à un débit minimum), interruption des services de distribution d'eau pour la construction et la maintenance.

- Structure des prises et aménagements d'eau / canaux : passage des poissons; droits fonciers (droits sur les deux rives du fleuve pour disposer le canal); droits de captation d'eau (lâcher d'eau pour l'utilisation en aval et à des fins d'assainissement) et aspects esthétiques du paysage.

Variabilité de l'apport en eau, mais potentiel de stockage. Des variations dans l'apport en eau et dans la demande en électricité soulignent l'importance de la capacité à constituer des réserves et à les stocker. Par rapport aux autres formes d'énergie – classiques et renouvelables –, l'hydroélectricité a l'avantage de se prêter au stockage, grâce à l'utilisation de réservoirs et de réserves pompées. Il est certain que la plupart des installations souffrent en cas de sécheresse prononcée, mais c'est le type d'installation, sa conception et sa capacité de stockage qui déterminent la gravité d'une sécheresse sur les réserves immédiates en eau. Pendant une période sèche, une installation pourvue d'une retenue élevée (et de bonne taille) peut en général maintenir une production, alors qu'un réservoir ou une goulotte de collecte d'eau située derrière une centrale à énergie fluviale ne pourront peut-être pas fonctionner aussi facilement. Cela signifie que la plupart des petites centrales hydroélectriques offrent moins de fiabilité en termes d'alimentation en eau, bien que les réseaux de certaines centrales dans des sites différents peuvent être soumis à des régimes de précipitations légèrement différents. Une partie de la tâche du réglementateur est de comprendre le potentiel de réserve de l'hydroénergie, afin d'évaluer quelles répercussions il aura sur le marché de l'énergie dans son ensemble et d'intégrer ce paramètre au moment de l'élaboration des tarifs.

Le plus gros problème dans le développement des centrales est la nécessité de disposer de lignes électriques étendues. Dans la plupart des pays, le système de transport s'est développé

autour du besoin initial. Les lignes existantes ne sont pas forcément situées dans des endroits favorables au développement d'autres centrales électriques, en raison de limitations liées à l'implantation, à la géographie et aux ressources. La construction de nouvelles lignes est coûteuse, et elle prend généralement du temps. Ce n'est donc pas une option intéressante pour les investisseurs. Les grosses centrales hydroélectriques ont tendance à avoir besoin de lignes électriques étendues parce qu'on ne peut guère en placer à proximité des agglomérations. Une question essentielle qui se pose au réglementateur est donc de connaître dès le départ la disponibilité du réseau, de prévoir les besoins en

Les politiques énergétiques de l'Angola sont traitées indirectement par son programme de reconstruction national, conçu pour restaurer l'infrastructure du pays après la guerre. Ce programme favorise le développement de la filière énergétique grâce à la construction et à la remise en état des installations électriques, étant donné que des investissements sont impossibles sans réseau digne de ce nom. Moins de 20 % des Angolais ont accès au courant électrique et les coupures sont fréquentes. L'effort sur les énergies renouvelables porte sur le développement de ses ressources en hydroénergie, dont le potentiel exploitable est d'environ 65 000 GWh/an. L'Angola et la Namibie se sont associés pour réaliser ce projet, qui profiterait aux deux pays et utiliserait leurs ressources hydrauliques communes. Leur principal objectif est la création d'un système national unique de transport d'électricité qui raccordera toutes les régions dans un seul réseau intégré, car les échanges transfrontaliers nécessiteront une infrastructure ad hoc. Dans ce contexte, deux principaux réseaux régionaux ont une influence considérable dans le secteur énergétique : le Southern African Power Pool et le RERA. Ces deux organismes fournissent des conseils et une orientation spécifiques en matière financière, réglementaire, stratégique et infrastructurelle pour le développement du secteur en Angola et dans d'autres pays de la communauté de développement de l'Afrique australe.

lignes des différents projets, et de savoir comment financer l'expansion de l'électrification. Ce dernier point est une question particulièrement épineuse. Dans de nombreux pays d'Afrique australe par exemple, c'est souvent l'État qui subventionne les dépenses liées au raccordement au réseau. Les pouvoirs publics locaux ou les municipalités peuvent régler une partie des dépenses courantes de fonctionnement, qui sont ensuite recouvrées grâce à des dispositifs de subventions croisées entre les autres services ou les usagers. Cette incohérence peut s'avérer problématique si les juridictions voisines la mettent en évidence ; il est par conséquent essentiel que les partenaires des échanges vérifient la compatibilité.

Des mises de fonds initiales élevées. Les grosses centrales hydroélectriques sont notoirement coûteuses à construire, en partie parce que la construction peut prendre des décennies. L'importance des capitaux requis fait que les investisseurs se soucient particulièrement de la structure tarifaire et cherchent des dispositions qui leur garantissent un certain revenu sur une période suffisamment longue. Pour les petites installations, les coûts ont tendance à dépendre du site, selon les variations de taille et les conditions environnementales ; mais les avances de fonds restent élevées, car il faut pas mal d'expérience et d'équipements technologiques au départ. Toutefois, l'un des principaux avantages de l'hydroénergie, c'est que les coûts en carburant (au moins selon l'acception classique du terme) sont nuls, puisque c'est l'eau qui alimente l'installation. Par conséquent, la volatilité des prix des carburants et la géopolitique des combustibles fossiles n'entrent pas en ligne de compte dans l'analyse des coûts (même si des considérations liées aux droits de captation d'eau et à l'accès peuvent intervenir).

Droits sur l'eau et usage. Les centrales hydroélectriques classiques utilisent de grandes quantités d'eau. Aux États-Unis, par exemple, le charbon, le gaz et les centrales nucléaires utilisent plus de 51 millions de mètres cubes d'eau douce par jour pour produire de l'électricité – soit près de 3 % de toute la consommation d'eau. L'énergie consomme 27 % de toute l'eau non agricole aux États-Unis, et cette demande devrait augmenter de 75 millions de mètres cube/jour en raison des exigences en matière d'émissions de CO₂.⁵⁵ Il existe des compromis entre l'irrigation, l'assainissement et l'électricité, avec différents intérêts à prendre en compte, parfois à l'échelle locale municipale, parfois à l'échelle nationale et pour de nombreuses régions, au niveau inter-États. En américain, le terme « *watergy* », contraction de « *water* » et « *energy* », a été inventé⁵⁶ pour décrire la relation entre l'eau et l'énergie et pour souligner la nécessité de les envisager simultanément, afin que l'une et l'autre procurent les mêmes avantages. Souvent utilisé, surtout dans le contexte de l'assainissement municipal et de l'eau potable pour parler des bénéfices de la distribution et de l'alimentation en eau, (y compris de la production d'électricité). Il est donc primordial pour la soutenabilité de l'hydroénergie et doit s'inscrire dans l'analyse des réglementateurs.

En Asie Centrale, l'Ouzbékistan, la République kirghize et le Tadjikistan dépendent tous fortement des infrastructures hydroélectriques, et les droits de captation d'eau et l'usage sont des questions transfrontalières qui ont des implications économiques et sociales. De sorte que l'équation de la croissance de l'électricité a partie liée avec l'évaluation des droits de captation, les besoins et l'exploitation. Un nouvel accord inter-États est nécessaire pour régler le compromis entre irrigation et hydroénergie, les obligations relatives au paiement des retenues d'eau (qui doivent couvrir les variations saisonnières des réserves hydrauliques) et les politiques de gestion de l'eau.

L'hydroélectricité fluviale. Dans une centrale hydroélectrique fluviale, de nombreux problèmes environnementaux s'effacent car il n'est plus question de barrages et de retenues d'eau ; en outre, les systèmes sont en général suffisamment petits pour prévoir la protection des filières d'assainissement et des poissons, et tempérer d'autres préoccupations écologiques. L'une des difficultés, dans les économies en transition et les pays en développement qui ont besoin d'électricité dans l'immédiat, est de trouver le moyen de construire rapidement tout en contenant les coûts environnementaux, et de faire en sorte que le système intègre les éventuelles protections environnementales. De plus, ces systèmes sont souvent modestes et ne peuvent desservir qu'un nombre limité de personnes; par ailleurs, ils dépendent aussi de l'eau et des conditions météo. Les centrales hydroélectriques fluviales (ou « hydrofluviales »), plus petites, posent moins de problèmes (pour ce qui concerne l'utilisation des sols, l'espace et l'aspect) et peuvent être implantées près des grands centres de population, ce qui soulage le besoin en lignes électriques étendues. Généralement, les systèmes hydroélectriques qui sont raccordés à de microréseaux fonctionnent grâce au courant des fleuves. Ils tendent à alimenter des villages ou de grosses exploitations dans des communautés rurales.

ARMÉNIE : DES REGLEMENTATIONS POUR ENCADRER LE DEVELOPPEMENT D'UNE PETITE CENTRALE HYDROELECTRIQUE



2010

ARMÉNIE : DES RÉGLEMENTATIONS POUR ENCADRER LE DÉVELOPPEMENT D'UNE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

L'Arménie a l'une des autorités de réglementation les plus anciennes de la région, la Commission de réglementation des services publics arméniens (PSRC). Instituée en 1997, la PSRC est chargée de superviser la réglementation de la filière énergétique arménienne, qui compte une production hydroélectrique intérieure considérable.⁵⁷ Les énergies renouvelables sous forme d'hydroénergie représentent 30 % de toute la production d'électricité en Arménie et 100 % de la production par les énergies renouvelables. Le ministre de l'Énergie arménien a indiqué que l'hydroénergie pourrait fournir la plus grande partie des besoins énergétiques du pays d'ici à 2020. De fait, le nombre de petites centrales hydroélectriques (PCH) en service en Arménie a quadruplé au cours des quatre dernières années. Au 1^{er} octobre 2010, on compte 95 PCH en service, qui totalisent 124 MW et 387 GWh de production annuelle. Il y en a encore 66 en construction, dont la capacité totale sera de 138 MW et qui produiront 517 GWh par an (parmi celles-ci, un grand nombre ne sont pas ou peu financées et les dates d'achèvement ne sont pas arrêtées). Le gouvernement d'Arménie, avec l'aide de la PSRC, a travaillé sans relâche au cours de ces dernières années pour encourager la production d'ER. Cette étude de cas s'intéresse à la façon dont le cadre réglementaire et le réglementateur ont servi à faire progresser les efforts du gouvernement pour créer des incitations à une nouvelle production d'ER en Arménie, particulièrement une production hydroélectrique.

L'élaboration du cadre réglementaire. La Loi sur l'Énergie (adoptée pour la première fois en 1996 et modifiée à plusieurs reprises au fil des ans) contraint les compagnies de production, de transport et de distribution d'électricité à exercer sous des licences différentes, délivrées par le réglementateur de l'énergie. Elle exige également le dégroupage juridique entre le transport et les autres activités.

Fondée en 1997, la PSRC est une agence de réglementation autonome : cela signifie que l'État ou l'administration ne peut ni surseoir à ses décisions ni les modifier. La PSRC est chargée : de fixer la méthode de tarification et le niveau des tarifs ; de délivrer les licences et les autorisations (y compris pour la construction et l'exploitation de nouveaux centres de capacité); d'établir des normes de qualité de service et de les contrôler; d'examiner les réclamations des usagers ; et de donner son accord *ex ante* aux plans d'investissement du secteur placé sous sa responsabilité. La PSRC, en collaboration avec le ministère de l'Énergie, définit les règles de base du marché. Elle a aussi le pouvoir d'infliger des amendes en cas d'infractions et peut émettre des ordonnances, suspendre ou révoquer les licences. Il est possible de faire appel des décisions réglementaires auprès du tribunal administratif. Il n'y a pas de délais pour faire appel et les décisions restent applicables pendant que l'appel est en attente de jugement. Actuellement, la PSRC est constituée de 107 membres.

En droite ligne du cadre législatif (la loi sur l'énergie et le texte qui s'y rapporte, la « Procédure pour établir et examiner les tarifs dans le secteur énergétique » de juin 2007), la PSRC a mis en place une procédure d'approbation et d'examen des tarifs, ainsi que la liste des documents nécessaires que doit soumettre l'exploitant sous licence. Les catégories tarifaires suivantes sont actuellement en vigueur dans le secteur de l'électricité : production (prix unique pour tout le territoire national, comprenant une composante capacité avec règlement mensuel), transport, distribution, fourniture au détail (deux tarifs : jour et nuit) et exportation. En principe, les tarifs couvrent tous les coûts actuels et les coûts des capitaux et comprennent une marge équitable. Aucune subvention ou allocation n'est accordée aux sociétés, privées ou nationalisées, pour combler les éventuels écarts financiers. Les tarifs peuvent être révisés soit à l'initiative d'un titulaire de licence soit de la Commission. Une fois qu'elle a entamé la révision d'un tarif, la PSRC dispose d'un délai de 90 jours pour remettre sa décision. La procédure d'approbation et de révision des tarifs est la même pour toutes les catégories de licences.

Le rôle du réglementateur dans la promotion et la mise en œuvre des énergies renouvelables. La stratégie du gouvernement arménien dans le secteur énergétique dépend de la participation du secteur privé, qu'il encourage, pour développer la filière des ER en général et plus précisément l'industrie des petites centrales hydroélectriques. Le 9 novembre 2004, une loi, intitulée « Sur les économies d'énergie et les énergies renouvelables » a été promulguée. Bien que l'essentiel de la législation secondaire pour appuyer cette loi fasse toujours défaut, ainsi que les mécanismes de mise en œuvre les plus importants, des mesures ont été prises pour encourager les ER et donner au réglementateur un rôle clair pour atteindre cet objectif.

L'exemple de l'octroi des licences illustre bien comment le réglementateur est la cheville ouvrière du développement des ER. Pour exercer une activité autorisée dans le secteur de l'énergie, les candidats doivent soumettre à la PSRC un plan d'activités comportant une évaluation de l'impact environnemental, accompagné d'une description des solutions techniques nécessaires pour ne pas dépasser les limites fixées par la loi dans ce domaine. En conséquence d'un amendement passé en avril 2001, la Loi sur l'Énergie accorde une priorité de distribution à la totalité de la production électrique générée par les petites centrales hydroélectriques et les autres sources d'énergies renouvelables, et ce pendant les quinze années suivant la mise en service de la centrale. Condition à l'obtention de son permis, l'opérateur du système de distribution privatisé doit avoir réglé tous les petits producteurs d'hydroélectricité avant de pouvoir encaisser ses propres recettes, et les paiements aux centrales hydroélectriques doivent avoir été réglés intégralement et à échéance pendant les dix dernières années. Les centrales hydroélectriques sont réglées directement par l'opérateur de distribution privatisé sur un compte spécial administré par un centre de règlements indépendant, et non pas par une administration ou un intermédiaire sous contrôle de l'État. L'opérateur a obligation de signer un accord d'achat garanti d'électricité sur quinze ans et de prendre 100 % de toute la production (renouvelable) pendant cette période.

Le réglementateur a aussi travaillé à instaurer un système de tarifs de rachat, qui incite à investir dans l'hydroélectricité, surtout dans de petites installations. Ces tarifs, comme tous les tarifs sur l'énergie en Arménie, sont fixés par la PSRC. La grille est maintenant en place et son niveau a été corrigé à deux reprises pour correspondre aux besoins du marché. Tout récemment, le 1^{er}

novembre 2010, la PSRC a adopté un nouveau système tarifaire qui doit entrer en vigueur en janvier 2011⁵⁸ :

- Petites centrales hydroélectriques (construites sur cours d'eau naturels) = 19,28 dram/kWh (5,33 cents USD/kWh).
- Petites centrales hydroélectriques (construites sur canaux d'irrigation) = 12,853 dram/kWh (3,55 cents USD/kWh).
- Petites centrales hydroélectriques (construites sur des aqueducs d'eau potable) = 80,57 dram/kWh (2,38 cents USD/kWh).
- Centrales éoliennes = 33,756 dram/kWh (9,32 cents USD/kWh).
- Centrales utilisant la biomasse comme énergie primaire = 36,928 dram/kWh (10,2 cents USD/kWh).

En résumé, bien qu'ils ne soient pas aussi favorables que dans certains pays, les tarifs des énergies renouvelables en Arménie sont d'un niveau suffisant pour favoriser l'investissement, puisque les tarifs à la vente pour l'électricité produite par de petites centrales hydroélectriques (sur des systèmes utilisant l'énergie hydraulique naturelle) sont comparables à ceux de l'UE et des États-Unis. Les tarifs pour les petites centrales hydroélectriques sont revus chaque année avant le 1^{er} décembre et les nouveaux tarifs sont mis en place au mois de janvier suivant. Ils comportent une clause d'indexation des prix sur l'inflation et sur le taux de change entre le dollar et la monnaie arménienne. D'après les estimations, l'augmentation des tarifs prévue pour 2011 est d'environ 5 %.

Efforts de la réglementation pour répondre aux défis de l'investissement dans les énergies renouvelables Le régime réglementaire de l'énergie, y compris toutes les exigences en matière de permis et de licences, sont parfaitement connus et transparents. Le régulateur de l'énergie est bien établi, et les obligations imposées pour le rachat d'énergie renouvelable sont appliquées avec fiabilité et de façon à minimiser le risque. Le régulateur agit dans la transparence, et il est accessible et réactif. De plus, des accords d'achat d'électricité sur 15 ans sont en place et il existe des données sur leur application. Mais malgré l'existence de ce cadre qui réduit le risque en matière réglementaire, les projets d'investissement se sont heurtés à des blocages qui ont retardé la réalisation des financements dans leur intégralité et par conséquent, ont fait caler le projet. Ces obstacles sont surtout liés à la rigidité du cadre réglementaire, qui sert effectivement de bouclier contre la corruption et la manipulation, mais qui n'offre pas de sécurité à long terme aux investisseurs.

Les efforts fournis récemment par un investisseur néerlandais ont rencontré des difficultés liées aux contrats à long terme et à la sécurité des tarifs, mais le régulateur n'a pas ménagé ses efforts pour favoriser l'investissement. En 2008, un promoteur de projet des Pays-Bas a exercé une diligence raisonnable sur la Hydroenergia Limited Company, une société de droit arménien, dans le but d'investir dans de petites installations hydroélectriques en service et à différents stades de leur licence d'exploitation et de leur construction : la centrale hydroélectrique du lac d'Erevan et la centrale hydroélectrique par canal d'irrigation du lac Kotayk (l'arrière-plan de ce

projet est retracé dans les notes de ce profil de pays⁵⁹). La procédure de diligence raisonnable est maintenant achevée, le financement partiel est trouvé et le développeur de projet est à la recherche de sources de financement complémentaires. Les risques juridiques, financiers et techniques qui restaient à résoudre ont été identifiés, et les projections de coûts rentrent toutes dans les fourchettes prévues. Le projet a suscité beaucoup d'intérêt chez les investisseurs, mais des motifs d'inquiétude se sont exprimés et il reste à trouver des fonds pour couvrir la totalité du financement. En particulier, à l'origine, l'offre d'investissement dans cette petite production d'hydroélectricité concernait une installation en service déjà depuis dix ans, qui dispose d'une licence d'exploitation et qui a signé un accord de rachat d'électricité qui doit expirer dans cinq ans. Les investisseurs se sont inquiétés de ce qu'il ne restait que cinq ans sur l'accord, ce qui n'apportait pas le niveau de sécurité qu'ils espéraient. La validité de la licence et de l'accord d'achat d'électricité avaient été limitée à quinze ans parce que lorsqu'ils avaient été accordés, on prévoyait l'avènement d'un marché libre et ouvert pour les ventes d'électricité à la fin de cette échéance. Comme c'est le cas pour tous les pays de cette région et, en réalité, pour la grande majorité des pays à l'extérieur de l'UE, l'ouverture du marché de l'électricité ne s'est pas réalisée, même si l'Arménie s'achemine clairement dans cette direction.

La législation actuelle exige de déposer une nouvelle demande dans les trente jours qui précèdent l'expiration de la licence (pour vérifier la validité de l'accord d'achat d'électricité). Le problème est que jusqu'à ce que le dossier soit déposé, étudié par le réglementateur et le permis accordé, il n'existe aucun dispositif pour fournir des garanties aux investisseurs que l'accord sera renouvelé, à quel niveau de tarif et avec quelle nouvelle échéance. Or les développeurs n'investissent pas sans avoir la certitude du renouvellement. Le cadre juridique et réglementaire limite cette certitude dans l'attente, hypothétique, de la réforme du marché.

Mais le réglementateur a vite réagi en apportant des explications et en rédigeant des courriers pour préciser le déroulement des opérations et expliquer que tout le monde s'attendait à ce que la structure existante soit renouvelée sans complication. Il est évident que la PSRC s'est efforcée de fixer des tarifs dont le niveau et les mécanismes incitatifs puissent équilibrer d'une part les risques pour les investisseurs, et d'autre part les objectifs du pays en ER, et les besoins énergétiques du secteur et de la population. Mais en raison de ce besoin de certitude des investisseurs, il a été difficile de trouver les financements en l'absence d'un engagement clair de la part du réglementateur.

CHAPITRE 8 : L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Les principales questions à intégrer dans la réglementation :

- Variabilité
- Réglementation sur les nuisances sonores
- Réglementation sur le clignotement de lumières
- Difficulté d'implantation (hauteur des éoliennes les rendant très visibles sur les sommets ou les crêtes des montagnes)
- Difficulté pour les installations en mer (eaux territoriales placées sur des juridictions réglementaires qui se chevauchent au sein d'une fédération ou d'un État) ; intérêts en conflit, par exemple la pêche et les loisirs ; développement de nouvelles technologies de tours, requises pour des applications en eaux profondes ; et création de zones d'incubation en eaux profondes)

Le vent offre un moyen de produire de l'électricité sans pollution. Utilisée à cette fin depuis un peu plus de 120 ans, c'est seulement depuis les années quatre-vingt que l'énergie éolienne est devenue possible à grande échelle, grâce aux progrès technologiques qui ont rendu les grandes turbines éoliennes rentables. La technologie se perfectionne et le coût de l'électricité éolienne ne cesse de baisser, ce qui en fait une source d'énergie renouvelable intéressante et rentable, au moins en ce qui concerne les projets à l'intérieur des terres. Les sites éoliens offshore sont également réalisables et le nombre d'installations augmente, même si elles sont moins courantes et plus coûteuses. Les problèmes de l'éolien sont liés à l'intermittence du vent, de force et d'intensité variable, à son aspect visuel et aux niveaux sonores.

Si variabilité rime avec éolien (que le vent tombe et les turbines s'arrêtent, et la production d'électricité cesse), les vitesses du vent sont cependant tout à fait prévisibles. Les estimations, lorsqu'elles sont conduites diligemment et régulièrement (dans l'idéal une heure à l'avance), sont généralement suffisamment exactes pour apporter toutes les informations nécessaires à des prévisions fiables et une planification sûre, tant qu'il y a moins de sources d'énergies variables utilisées pour équilibrer la charge ou apporter des réserves. L'important est de considérer la production éolienne sous le même angle que le reste de la production électrique afin de peser les risques de la variabilité par rapport aux autres sources d'électricité.

La quantité d'énergie produite par une éolienne dépend de la vitesse du vent, et la régularité de l'énergie produite dépend de la durée pendant laquelle le vent souffle, que sa vitesse soit optimale ou moindre. Cela souligne l'importance de l'emplacement et d'une scrupuleuse analyse météorologique pour déterminer la vitesse et la fréquence du vent avant d'entreprendre la construction. Par ailleurs, les autorités de réglementation, ou d'autres instances gouvernementales attirées, doivent mener leur diligence raisonnable avant d'accorder les licences. De plus,

des mesures peuvent être prises pour déterminer l'impact de la fiabilité sur le réseau et prévenir des situations d'urgence qui peuvent survenir suite à des réductions de courant éolien dans des systèmes qui en sont majoritairement dépendants.

Du point de vue de l'investissement, l'éolien n'est pas aussi avantageux que les énergies conventionnelles, mais grâce à ses progrès technologiques constants, il se rapproche de la compétitivité, même sans subventions. Soutenu par les subventions dont il bénéficie aujourd'hui dans de nombreux pays, l'éolien est devenu un investissement de premier plan. En effet, dans certains pays, surtout en Europe et en Amérique du Nord, la saturation du marché de l'éolien devient préoccupante. Une fois que les travaux ont démarré, les parcs éoliens sont rapides à construire et la technologie est fiable. Les éoliennes doivent se conformer à des normes de sécurité et être choisies en fonction des diverses conditions de la région, notamment météorologiques. De nombreuses normes de sécurité sont mises au point. L'Organisation internationale de Normalisation et le programme de certification éolien de l'organisation danoise DNV (Det Norske Veritas) sont deux organismes qui ont mis au point des normes internationales de sécurité destinées à limiter le nombre d'erreurs de conception et à renforcer la confiance des fabricants, des développeurs, des propriétaires, du monde de la finance et de l'assurance et des pouvoirs publics.

Le Texas, qui est l'un des plus vastes États du sud-ouest américain, produit la plus grande quantité d'électricité par éoliennes de tous les États-Unis. Au cours du mois de février 2008, une chute du vent qui avait coïncidé avec le début d'une période de temps froid avait poussé l'opérateur du réseau à déclarer le système en situation d'urgence et à délester des charges interruptibles. La fréquence du réseau était subitement tombée au moment où la production éolienne était passée de 1700 MW avant l'événement à 500 MW quand l'urgence avait été déclarée. À ce moment-là, la demande sur le réseau était passée de 31 200 MW à un pic de 35 612 MW (environ la moitié de la capacité de production de la région). Aujourd'hui, dans tous les États-Unis, les opérateurs étudient les effets sur la grille de l'ajout d'une part significative d'ER pour mieux gérer la fiabilité du système. Dans le même temps, des travaux de recherche-développement sont menés sur des technologies de stockage, dont des flywheels, du gaz comprimé et des groupes de batteries de dernière génération, pour n'en citer que quelques-unes, afin de répondre aux défis de variabilité présentés par l'énergie éolienne.

Les nuisances environnementales de l'éolien sont visuelles, sonores et possiblement électromagnétiques ; il y a aussi des préoccupations concernant la faune sous-marine lorsqu'il s'agit d'installations offshore. Il est important que les niveaux sonores ne dépassent pas les exigences en matière de niveau d'émissions sonores, si de telles exigences sont imposées. En l'absence de décrets sur le niveau sonore, il est essentiel que les municipalités ou les pouvoirs publics locaux concernés par le site envisagé soient consultés et que les considérations sur le bruit soient examinées (l'Agence internationale de l'Énergie a mis au point un test du bruit couramment utilisé).⁶⁰ Les turbines modernes sont beaucoup plus silencieuses que les versions antérieures et le niveau sonore dépend largement de la technologie employée. L'interférence électromagnétique peut venir de certains des matériaux qui rentrent dans la fabrication des éoliennes. Elle peut gêner notamment la réception des programmes de télévision, encore que là aussi, ce soit la technologie utilisée qui est en cause. On peut remédier au problème en agissant sur les matériaux des turbines ou en modifiant les émetteurs de télévision. Sans être graves, les interférences éventuelles doivent être prises en compte et leurs conséquences sur la population locale doivent être évaluées. L'impact visuel des turbines dépend de leur taille, de leur modèle et de leur emplacement, en plus de la réaction de la population. Du point de vue de la réglementa-

tion, il est essentiel de consulter le public pour garantir l'acceptation et le succès du projet. Plus un projet d'énergies renouvelables bénéficie du soutien du public, moins il risque de rencontrer d'opposition. Par conséquent, une consultation publique est un aspect aussi fondamental qu'utile pour le réglementateur.

De nombreux tarifs de transport d'électricité d'aujourd'hui ont été élaborés avec la supposition qu'il n'y avait pas de variation dans l'alimentation. Ainsi, des pénalités, parfois rudes, peuvent être infligées à des producteurs qui ne délivrent pas la capacité imposée lors de l'offre. Ces pénalités de déséquilibre peuvent rebuter le développement de l'éolien, raison pour laquelle les tarifs de rachat ont connu un tel succès, surtout en Europe.

L'Allemagne – l'un des premiers pays à avoir fait la promotion de l'éolien – a aujourd'hui près de 20 000 éoliennes, soit 25 GW de capacité installée, ce qui la place au 2^{ème} rang mondial des utilisateurs d'énergie éolienne.

Souvent citée comme leader dans le domaine des énergies renouvelables en raison de leur forte croissance, la plupart due à l'éolien, l'Allemagne a adopté très tôt le système des tarifs de rachat (1991), lorsque d'autres pays en étaient encore à s'interroger sur l'impact des énergies nouvelles sur le régime tarifaire en place et sur le coût pour l'usager. Comme le note Eurostat, « en matière de sources renouvelables, l'Allemagne n'est pas spécialement privilégiée. Pourtant, le développement de nouvelles sources renouvelables est parmi les plus avancés d'Europe, en partie en raison du cadre favorable créé par la loi sur les tarifs de rachat de 1990 et par la loi sur les énergies renouvelables de 2000, amendée en 2004. Dans le cas de l'éolien, le système de tarifs de rachat allemand a débouché sur l'un des taux de déploiement du potentiel existant le plus élevé au monde. » L'Allemagne a procédé par tâtonnements, en faisant certains faux-pas qu'elle a corrigés au fur et à mesure en révisant la législation.

La structure actuelle de tarifs de rachat de l'Allemagne a certaines caractéristiques importantes :

- Le prix de l'énergie renouvelable est fixé par la loi, le marché restant libre d'en déterminer la quantité.
- Il est fixé à long terme, sur 20 ans (selon le site, la date d'expiration est 20 ans après la date d'installation).
- Le régime tarifaire est progressif pour les nouvelles technologies, les installations les plus récentes se voyant accorder les tarifs les plus bas (des baisses annuelles dans des tarifs fixés sur le long terme), afin de refléter les progrès attendus et de créer des incitations d'efficacité et de coût.
- Cette baisse repose sur les progrès de différentes technologies, dont les ratios sont dérivés empiriquement, et sur les coûts de production de chacune des centrales, qui sont régulièrement examinés afin d'évaluer le prix à la lumière du développement des technologies et du marché.

Selon cette structure, le prix fixé est destiné à refléter la courbe des coûts de ressource de la technologie, ce qui diminue le profit du producteur et réduit d'autant les coûts pour l'usager. Par exemple, les tarifs ont été revus pour rendre le marché plus compétitif, en particulier pour les centrales de biomasse à petite échelle. Les sites dont le rendement éolien est inférieur à la moyenne bénéficient d'un tarif favorable plus longtemps que ceux qui se situent au-dessus d'une valeur de référence déterminée; en d'autres termes, le système avantage les sites défavorisés, c'est-à-dire que les aides se trouvent là où elles sont le plus nécessaires. En bref, si les coûts de production sont fondamentaux lorsque l'on élabore la structure tarifaire de l'énergie renouvelable, le prix est déterminé à un niveau politique et figure dans la loi primaire afin de créer un climat d'investissement rassurant et prévisible pour les producteurs. C'est l'État qui le détermine, mais il est suggéré par un comité composé de fournisseurs d'électricité, de chercheurs et de scientifiques spécialistes des énergies renouvelables, de membres du gouvernement et d'universitaires. L'Allemagne a également fixé des limites grâce à des clauses sur :

- Le suivi des progrès réalisés tous les deux ans, avec possibilité de revoir les niveaux de rémunération.
- Une rémunération des sites éoliens basée sur les différentes qualités des centrales, pour éviter des compensations indues ou de créer des incitations à l'installation de sites dans des zones moins compétitives du point de vue économique.
- Des limites sur la rémunération garantie de l'électricité PV, conformes aux directives de l'UE dans ce domaine.

La structure tarifaire allemande est conçue pour suivre une courbe de coûts marginale et fonctionne avec l'hypothèse qu'au fil du temps, les gains en efficacité réduiront le besoin des producteurs de réaliser des profits.

En 2004, la loi allemande a été amendée pour inclure les tarifs de l'éolien offshore, dans le but d'encourager les investissements dans ce domaine. Le dispositif s'accompagne de caractéristiques telles que le renforcement de la priorité d'accès au raccordement au réseau et des incitations particulières pour l'utilisation de technologies innovantes, des ressources renouvelables d'origine végétale et une combinaison de chaleur et d'électricité. L'amendement de 2004 a réparti les coûts du raccordement au réseau entre les opérateurs de centrale et fait supporter le coût de la remise à niveau par l'opérateur de réseau. Des augmentations des tarifs payés au photovoltaïque ont été créées pour stimuler la production PV. L'amendement a également réévalué les prix et les incitations à l'efficacité et à la modernisation.

JORDANIE : MESURES RECENTES POUR METTRE LES ENERGIES RENOUVELABLES SUR LE MARCHÉ



2010

JORDANIE : Mesures récentes pour mettre les énergies renouvelables sur le marché

D'une superficie de 89 200 km², bordée par l'Irak, la Syrie, Israël et l'Arabie Saoudite, peuplée de 6 millions d'habitants, la Jordanie connaît une croissance économique de plus de 7 % par an.⁶¹ À l'heure actuelle, la Jordanie importe 97 % de ses ressources énergétiques (ses seules ressources intérieures potentielles sont du gaz naturel et du schiste bitumineux non exploité⁶²)⁶³. L'électricité est importée (et une partie exportée) via le réseau d'électricité interarabe, qui couvre la Jordanie, la Syrie et l'Égypte. Le gaz est importé d'Égypte par le réseau gazier arabe. Le pays possède des schistes bitumineux, dont le développement est encore en germe, et la Jordanie reste presque entièrement dépendante des importations de pétrole de ses voisins régionaux tels que l'Irak. Confrontée aux changements politiques dans la région et à la montée en flèche des prix du pétrole sur les marchés internationaux, la Jordanie se trouve dans une position difficile, surtout avec une demande en électricité qui ne cesse de grimper et qui devrait continuer à croître.⁶⁴ En 2007 par exemple, le pic de demande était bien supérieur à 2000 MW, soit une augmentation à deux chiffres par rapport à l'année précédente.⁶⁵ En 2009, il avait atteint 2330 MW.

La Jordanie a été signataire de la Charte européenne sur l'Énergie et elle est sur le point d'accéder au Traité de la Charte sur l'Énergie.⁶⁶ Ses efforts pour assurer un service universel ont commencé avec la création de l'Autorité jordanienne de l'électricité (JEA) en 1967 et, au début des années quatre-vingt-dix, près de 100 % de la population jordanienne était raccordée.⁶⁷ En septembre 1996, la JEA est devenue la National Electric Power Company (NEPCO), société d'actionariat public détenue à 100 % par l'État, aujourd'hui propriétaire et exploitant du réseau de transport d'électricité. Le modèle actuel dans ce secteur est celui de l'acheteur unique, la NEPCO étant cet acheteur en vertu d'accords d'achats à long terme et l'électricité étant ensuite revendue à des distributeurs et de gros consommateurs à des prix réglementés ; les prix de détail pour les distributeurs sont également fixés par tarif.⁶⁸ L'alimentation provient pour la plus grande part de centrales thermiques et à cycle combiné,⁶⁹ dont la privatisation est en cours. La centrale électrique de 380 MW à cycle combiné d'Amman Est a été le premier producteur d'électricité indépendant du pays. La centrale était détenue et exploitée par l'AES Jordan PSC, société détenue par un consortium composé de l'AES Oasis Limited et de la Mitsui & Company Limited, en vertu d'un accord de rachat d'électricité de 25 ans avec la NEPCO et alimentée en gaz naturel par un pipeline venant d'Égypte.⁷⁰ La Central Electricity Generating Company, dont provient 70 % de l'électricité produite en Jordanie, a été privatisée en 2007, et 51 % des parts ont été vendues à la société Enara.

Malgré un fort potentiel en solaire et en éolien, la Jordanie ne produit actuellement pas plus de 1-2 % de son électricité de sources renouvelables.⁷¹ Au cours de ces dernières années, la Jordanie a fait de gros efforts pour développer des ressources d'énergies renouvelables et bâtir un cadre favorable aux investissements. Son réglementateur, l'Electricity Regulatory Commission (ERC),⁷² institué en 2001, a soutenu ces efforts en fournissant continuellement des données

pour étayer l'élaboration des politiques et les évaluations d'investissement pour le projet. Aux termes de la loi jordanienne, le ministère de l'Énergie et des Ressources minières (MEMR) fixe la politique, en collaboration avec l'ERC il met en œuvre le cadre réglementaire et fixe les tarifs, délivre les licences et les codes et protège les intérêts des usagers. Cette étude de cas s'intéresse aux mesures prises pour inciter la production d'énergies renouvelables en Jordanie, et décrit le rôle qu'a joué le réglementateur (et qu'il continue à jouer) pour soutenir ces initiatives avant que la mise en œuvre du projet ne soit lancée.

Initiatives sur les énergies renouvelables

La « Stratégie nationale jordanienne pour l'Énergie » appelle à ce que 7 % du mix énergétique du pays provienne de sources renouvelables d'ici à 2015 et 10 % d'ici à 2020. Le gouvernement jordanien a créé le National Energy Reserach Center for Renewable energy en 1996, qui travaille aussi sur les économies d'énergie. Le gouvernement a l'intention de construire des parcs éoliens d'une capacité de 600 MW d'ici à 2015 et encore 600-1000 MW d'ici à 2020. La stratégie énergétique de 2007 a dressé une liste d'obstacles au développement des énergies renouvelables : 1° le coût élevé en capital de ces projets comparé au non-renouvelable; 2° la nécessité de disposer de territoires étendus, parfois difficiles à trouver; et 3° l'absence de législation, y compris les procédures douanières et des questions fiscales.⁷³ La Stratégie recommandait en particulier de faire appliquer une loi et de créer un fonds pour les énergies renouvelables;⁷⁴ cette loi est passée début 2010 et le « Fonds pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique » est en passe d'être institué conformément à la loi.

La Loi sur les Energies renouvelables promulguée début 2010 par décret royal à titre de législation temporaire, permet à la Jordanie de devancer nombre de ses voisins en créant un cadre législatif spécialement pour les ER. Elle fournit un certain nombre d'incitations à ceux qui investissent dans ce secteur, leur garantit l'accès au réseau et leur accorde des exemptions fiscales et douanières. Elle prévoit également un traitement privilégié pour les terrains réservés au développement de projets d'ER. En particulier, elle permet aux sociétés privées qui présentent des projets d'énergies renouvelables de se soustraire à la procédure d'appel d'offres concurrentiel de l'État et de négocier directement avec le ministère de l'Énergie. La loi donne également des orientations pour le relevé net.⁷⁵ En participant à de nombreuses réunions, le réglementateur s'est associé aux discussions de préparation de la loi à ses différents stades.

La loi prévoit en outre la signature de nombreux accords d'achat d'électricité avec des promoteurs de projets d'énergies renouvelables négociés au cas par cas, ce qui leur permettra de faire des offres (contrairement à ce qui se passe dans les soumissions ouvertes) au MEMR pour développer des projet d'énergies renouvelables, et le tarif offert, qui se situera dans une fourchette raisonnable comparé au prix de référence, ne subira aucune modification. La NEPCO doit acheter toute l'électricité produite par les centrales électriques alimentées par des ER et payer les coûts de raccordement au réseau.

Le Fonds pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique institué début 2010 par la Jordanie sera bientôt appliqué. Ses ressources seront mises à la disposition de sociétés ou d'investisseurs du secteur privé jordaniens ou d'autres pays, pour financer les initiatives

d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables. Il est alimenté par le budget de l'État et par des organismes donateurs, notamment la Banque Mondiale et le Fonds pour l'Environnement.

Le gouvernement examine actuellement des questions de réglementation comme le prix de référence mentionné dans la Loi (article 6), il incorpore aux textes les réglementations nécessaires aux ER et étudie également les détails techniques du raccordement au réseau.

Ces mesures ont placé la Jordanie dans une position très solide pour amener les énergies renouvelables sur le marché, en conduisant des négociations sur plusieurs projets dont la construction est aujourd'hui entamée.

Des projets à leur réalisation

En 2009, des négociations ont été entamées sur le premier parc éolien de Jordanie avec Terna Energy. Cette société, l'un des principaux opérateurs-propriétaires de parcs éoliens de la Grèce, a en effet été retenue comme le meilleur soumissionnaire pour une installation de 30-40 MW à Al Kamshah, au nord d'Amman, dont la production doit être achetée par la NEPCO. Al Kamshah a été le premier d'une série de projets éoliens, mais il est toujours envisagé de lancer un projet de 80 à 90 MW à Jujij, près de Wadi Moussa, et d'éoliennes à Al Harir, Maan et Wadi Araba, pour obtenir une capacité totale de production de 300-400 MW.⁷⁶

Les négociations pour Al Kamshah ont calé en 2009, le directeur du département des énergies renouvelables du ministère de l'Énergie et des Ressources Minières ayant indiqué publiquement que le gouvernement avait remis le projet à l'étude,⁷⁷ malgré la reprise des négociations il y a quelques temps. À l'origine, le retard était dû à des préoccupations concernant le niveau sonore et les réglementations foncières, mais le projet a également été confronté à des obstacles lorsque les négociations sur le niveau du tarif entre le gouvernement et le consortium gréco-jordanien ont calé.⁷⁸ Un seul soumissionnaire, le Unified Energy System of Russia (RAO UES), avait répondu à l'appel d'offres. Par la loi de 2010 décrite plus haut, le gouvernement jordanien remet en question l'utilisation de l'appel d'offres par rapport à d'autres procédures; bien que certains gros projets pourront continuer à être traités par appel d'offres.

L'expérience de la Jordanie sur ce projet, et ses tentatives pour encourager la croissance d'énergies renouvelables dans le pays, et l'éolien en particulier, sont riches d'enseignements sur le cadre nécessaire à leur développement, et sur les obstacles qui se dressent en chemin. Le réglementateur a joué un rôle de soutien actif comme membre du comité d'évaluation du projet, et il a également participé à diverses réunions destinées à réformer les attributions de sa fonction. S'agissant d'Al Kamshah en particulier, c'est un commissaire de l'ERC qui a officié dans le cadre du comité d'évaluation du projet et un autre fait partie du comité d'évaluation d'un autre important projet éolien. En tant que membre de ce Comité, le commissaire est à même d'apporter des informations de caractère réglementaire auxquelles les autres membres n'ont donc pas forcément accès. Par exemple :

- Fournir des précisions sur les octrois de permis et de licences, et aider à estimer le délai.

- Rendre les différents documents et accords compatibles, notamment en évitant les doublons ou les conflits entre les documents relatifs à la licence et d'autres pièces.

La participation de l'ERC au comité a un autre avantage pour le secteur : elle prépare le régulateur à ses responsabilités imminentes, par exemple la nécessité de délivrer les licences dans les délais, une fois le projet approuvé. Cela lui donne l'occasion d'améliorer l'ensemble du processus, d'avoir le maximum d'efficacité et de réduire les retards.

Pour aller plus loin dans la stimulation de la croissance des ER en Jordanie, l'ERC a pris activement part à l'évaluation par le comité de deux projets en 2010. L'un est le projet d'El Kamshah, déjà mentionné; l'autre est celui d'Al Fujij, d'une capacité de 80-90 MW. Au total, 29 lettres de candidature ont été reçues. Seize candidats ont été jugés répondre aux critères et ils ont été invités en septembre à envoyer leur proposition au plus tard en mars 2011. L'ERC travaille maintenant avec d'autres membres du comité à préparer les documents nécessaires et la grille qui servira à analyser les propositions soumises. L'ERC participe aussi à la planification active de futurs projets. Notamment, elle fait partie d'un comité établi pour mettre en œuvre un projet pilote de PV de 1 MW en Jordanie, destiné à ouvrir la voie à des chantiers photovoltaïques plus importants par la suite.

En parallèle, l'ERC travaille avec les institutions concernées à mettre au point des réglementations spécifiques au domaine des énergies renouvelables afin de rationaliser la mise en œuvre des projets, actuels et futurs. Actuellement, elle travaille sur des réglementations destinées :

- à intégrer le parc éolien dans le système électrique jordanien.
- à estimer les prix indicatifs de divers produits d'énergies renouvelables.
- à consulter des services pour renforcer le cadre légal, réglementaire et institutionnel pour le développement de ressources d'énergies renouvelables.

Ce travail préparatoire s'inscrit dans un engagement plus vaste de l'ERC pour garantir les investissements et la réussite des projets d'énergies renouvelables afin de doter la Jordanie d'une source d'énergies vertes.

CHAPITRE 9: L'ÉNERGIE SOLAIRE

Les principales questions à intégrer dans la réglementation :

- Variabilité
- La mise à disposition du solaire sur le marché résidentiel crée de nouveaux défis
- Difficultés d'implantation (par exemple zonage des toitures et codes de force)
- Programmes de financements gouvernementaux couplés avec des structures de remboursement de taxes
- Relevé net (s'applique à d'autres ER mais c'est sans doute dans les applications solaires qu'il est le plus utilisé)

Le potentiel de production d'électricité à partir de la lumière solaire est énorme, car elle peut subvenir à tous les besoins en énergie de la planète et bien au-delà.⁷⁹ Et pourtant, elle ne fournit actuellement que 0,01 % de la consommation totale d'énergie.⁸⁰ L'énergie est produite grâce à une alimentation directe avec des panneaux photovoltaïques ou indirectement, grâce à l'énergie solaire concentrée (CSP), qui permet de récupérer la chaleur solaire pour faire bouillir de l'eau, destinée ensuite à des centrales électriques. Les applications solaires sont parfois utilisées pour la production d'énergie hors réseau, y compris les petits chauffe-eaux solaires ; toutefois la plupart sont maintenant raccordées au réseau. Le PV solaire raccordé au réseau continue à être la technologie de production d'électricité qui croît le plus vite.⁸¹

Croissance du marché. Les plus grandes centrales solaires, comme le Solar Energy Generating Systems, d'une capacité de 354 MW en Californie, dans le désert de Mojave, sont des centrales thermiques à énergie solaire concentrée. Néanmoins, avec les récentes évolutions technologiques, des centrales photovoltaïques de plusieurs mégawatts ont été construites. Par exemple : 1° la centrale de 60 MW d'Olmedilla, construite en Espagne en 2008 ; 2° le parc solaire de 54 MW de Strasskirchen, en Allemagne ; et 3° la station de Moura, 46 MW, au Portugal. Forte de sa réussite dans le développement de fermes éoliennes, l'Allemagne est devenue le plus important marché des installations solaires en 2009, grâce à ses intéressants tarifs de rachat.⁸² L'industrie photovoltaïque a généré 43 milliards de dollars de revenu mondial en 2009, l'Europe représentant 5,60 GW, soit 77 % de la demande mondiale. Les trois premiers pays en tête de l'utilisation solaire en

Le Maroc a mis en chantier cinq sites d'énergie solaire pour une capacité totale de 2 000 MW, qui doivent entrer en service entre 2015 et 2020. Le MAAN du Maroc fait appel à l'installation de 440 000 mètres carrés de collecteurs d'eau chaude solaires d'ici à 2012 et 1,7 millions d'ici à 2020. Ce MAAN a également défini un programme Energipro qui développe un parc éolien de 1 000 MW d'ici à 2012 et envisage de faire passer cette capacité à 5 000 MW d'ici à 2030.

Europe en 2009 ont été l'Allemagne, l'Italie et la République Tchèque, qui totalisent 4,07 GW, et qui, avec l'Italie, sont le deuxième marché du monde. Le troisième marché mondial en 2009 était les États-Unis dont la croissance est passée à 36 %, soit +485 MW, suivis par le Japon, dont la croissance a fait un bond de 109 %.⁸³

La demande espagnole s'est effondrée en 2009 pour revenir à seulement 4 % de son niveau de l'année précédente (soit un total de 180 MW de capacité PV et CSP installée au cours de 2009, comparé aux 2 710 installés en 2008). L'expérience espagnole montre l'importance croissante des subventions pour soutenir la croissance. Alors que les coûts ont nettement diminué, les incitations restent nécessaires pour rendre cette ressource viable sur le plan économique, à la fois pour les centrales et pour les ménages. Dans les deux cas, le problème est de créer les incitations propres à encourager des investissements qui n'ont d'intérêt économique qu'à long terme alors que les investisseurs attendent en principe des retours sur le court terme. À partir de 2004, l'Espagne s'est farouchement attelée au développement de l'énergie solaire et elle est devenue le marché le plus important en 2008. Elle a ensuite arrêté les subventions juste au moment du revers économique général, ce qui a entraîné une brusque diminution de la croissance dans l'utilisation de l'électricité solaire.

Mais la situation en Espagne ne doit pas être confondue avec un problème qui serait lié au photovoltaïque en soi. Si le marché espagnol s'est réduit comme une peau de chagrin, c'est en raison du modèle d'incitations et de la révision qu'il a subi. L'Allemagne est elle aussi en train de réduire ses incitations mais, comme on l'a vu plus haut, elle reste le seul marché important du PV en 2009, avec l'installation de 3 800 MW de capacité installée, comparé aux 1500 MW installés en 2008.⁸⁴ Malgré l'expérience espagnole, la dépendance à l'énergie solaire devrait continuer à augmenter. En 2009, la Chine et l'Inde ont annoncé des projets qui devraient faire passer leur capacité en énergie solaire à 20 000 MW chacune d'ici à 2020.⁸⁵

Les questions qui se posent au réglementateur. Les questions auxquelles le réglementateur a des chances d'être confronté dans le développement de la production solaire concernent l'intégration de cette source d'énergie intermittente, comme l'éolien, dans le bouquet énergétique national et régional. Même si l'on continue de faire des progrès en matière de stockage en batteries, la production d'énergie solaire ne peut se passer du soleil. Cette variabilité crée des problèmes de distribution qui doivent être résolus. Parmi les solutions qui existent, on peut par exemple faire appel à des réseaux de transports plus résistants et à une interconnectivité plus grande, à la gestion des charges et/ou à la définition de système de sauvegarde adaptés. Il y a également des aspects environnementaux à prendre en compte :

- Pour le photovoltaïque :
 - Pollution en cours de production.
 - Il faut beaucoup d'espace pendant l'installation.
- Pour tous les collecteurs solaires :

- Droits d'accès à l'espace aérien et au solaire ; les constructions nouvelles ne sont pas autorisées à empêcher la lumière solaire de bénéficier à des panneaux existants.

Relevé net. Si les foyers ont la possibilité d'installer des systèmes PV, il faut envisager le relevé (ou facturation) net et des tarifs appropriés. La plupart des compteurs électriques sont capables de faire des relevés exacts dans les deux sens, mais les réglementations doivent prévoir comment traiter l'excédent de production. La loi américaine sur la politique énergétique de 2005 exige de tous les services publics d'électricité qu'ils mettent à la disposition de leurs clients, sur demande, un service de relevé net. Celui-ci se définit comme un « service à un consommateur d'électricité selon lequel l'énergie électrique produite par ce consommateur à partir d'une installation sur site admissible et livrée aux installations de distribution peut être utilisée pour compenser l'électricité fournie par le service au consommateur pendant la période de facturation applicable. » En 2002, la Thaïlande a été le premier pays à adopter des réglementations sur le relevé net (sous le nom de « Programme pour les très petits producteurs d'électricité ») et qui prévoyait des dispositions de raccordement simplifiées pour les petits générateurs d'énergie renouvelable (d'une capacité inférieure à 1 MW, passée à 10 MW). Dans le cadre du relevé net, il y a excédent lorsque l'électricité générée par la production décentralisée est supérieure à la consommation, ce qui fait de l'utilisateur un exportateur net d'électricité pour cette période de facturation. En pareil cas, les règles de relevé net doivent prévoir la façon dont cette production excessive est traitée. En général, elle prend la forme d'un crédit. Néanmoins, la façon dont ces crédits sont calculés et traités varie énormément (il peut y avoir des complications lorsqu'il s'agit de savoir comment acquitter la TVA ou la récupérer).

Implantation. Des problèmes d'implantation peuvent se présenter aussi bien pour les petits projets que les gros. Pour les gros projets, il arrive que les zones dans lesquelles on trouve du soleil soient sensibles sur le plan environnemental. Par exemple, certains groupes d'écologistes s'opposent au développement de projets solaires à grande échelle dans des zones désertiques⁸⁶. Ou, dans certaines régions touristiques, d'autres parties ont des intérêts commerciaux à protéger. Du côté des foyers, il faut prendre des mesures pour établir un mécanisme simple et rentable de mise en place et de fonctionnement sûrs.⁸⁷ Comme les centrales à grande échelle ont besoin de grandes zones plates de terres baignées de soleil, il n'est pas rare qu'elles soient situées (comme c'est le cas aux États-Unis) sur des terrains publics ou appartenant à des tribus, ce qui suscite alors une foule de problèmes de réglementation sur l'utilisation de ces terres.⁸⁸

CHAPITRE 10 : LA BIOMASSE

Les principales questions à intégrer dans la réglementation :

- *Réglementation de la qualité de l'air : la production de biomasse (par exemple, par combustion de bois) entraîne des émissions polluantes pour l'air, et le CO₂ est difficile à mesurer.*
- *Soutenabilité de la matière première : du point de vue du cycle de vie, il faut évaluer la soutenabilité et la mesurer.*
- *Réglementation des catégories de matière première (par ex. gravats, ordures ménagères) .*

La biomasse est la matière organique dont on tire de l'énergie (déchets, cultures bioénergétiques, plantes diverses). Cette énergie procède du CO₂, que les plantes absorbent dans l'atmosphère en utilisant l'énergie du soleil. Comme les plantes sont parfois ingérées par les animaux, les déjections animales peuvent aussi être une matière première pour la biomasse, quoique les premières à absorber le CO₂ soient les plantes. La biomasse peut être constituée d'ordures, pour produire les gaz de décharge, de bois ou de plantes comme le maïs et la canne à sucre, qui fournissent des combustibles alcoolisés produits par la fermentation. C'est la plus ancienne source d'énergies renouvelables, puisqu'on l'utilise depuis la découverte du feu. Malgré de gros progrès au cours de ces dernières décennies, la biomasse la plus couramment utilisée pour produire de l'énergie provient du bois de chauffage et de cultures. L'utilisation de la biomasse soulève une foule de questions liées à sa durabilité. Par exemple, certaines cuisinières ou d'autres moyens plus rudimentaires peuvent être polluants si leur énergie provient de la biomasse, et l'utilisation de plantes cultivées, en termes de cycle de vie, peut dégager énormément de dioxyde de carbone.

La biomasse a des avantages et des inconvénients comparés à d'autres sources d'énergies renouvelables.

Ses avantages peuvent être :

- elle peut s'utiliser à la demande.
- Elle produit aussi bien de la chaleur que de l'électricité (ce qui est un atout si on fait en sorte que la chaleur soit récupérée et ne donne pas lieu à une pollution thermique).
- Contrairement au solaire et à l'éolien, elle n'a pas de problèmes d'intermittence.

- Elle peut s'employer à toutes les échelles.
- Elle peut faire intervenir des chaînes d'approvisionnement plus complexes (elle nécessite une préparation, par exemple pour produire des granulés bois) et elle peut créer des emplois et stimuler le développement rural.
- Elle permet de recycler les coûts énergétiques dans l'économie régionale, plutôt que d'être distribuée via une chaîne d'approvisionnement étendue basée sur des combustibles fossiles.

Mais nombre de ces avantages ne vont pas sans inconvénients. Notamment, la transformation de la biomasse en énergie produit souvent des émissions. On peut résumer ces inconvénients comme suit :

- Faible densité énergétique, coûts de transport.
- Les ressources pour les biocarburants peuvent être dispersées, ce qui complique la logistique de leur exploitation.
- Une chaîne d'approvisionnement fait intervenir de nombreux intrants, d'où une augmentation des coûts environnementaux.
- Elle émet du CO₂ (bien qu'on n'ait pas de données sur les émissions positives nettes de CO₂ ou les émissions nulles).
- Il y a d'autres émissions, inquiétantes pour l'environnement.⁸⁹

Production de carbone. Bien que la définition de la biomasse varie selon les pays, le terme recouvre généralement les déchets de bois, les déchets agricoles et agroalimentaires, la bagasse (résidu fibreux de la canne à sucre ou du sorgho) et déchets ménagers, commerciaux et industriels. Si en théorie cela signifie que la biomasse peut être « carboneutre » (anodine en termes d'empreinte carbone), il n'en va pas de même lorsque des engrais aux oxydes nitreux sont employés pour faire pousser la matière première ou des combustibles fossiles servent à la transporter : à ce moment-là, l'évaluation nette peut ne pas être tout à fait neutre. Or précisément, l'un des problèmes que pose la biomasse est d'identifier ses bienfaits pour l'environnement et de les quantifier.

Les combustibles fossiles comme le charbon, le pétrole et le gaz ne font pas partie de la définition de la biomasse renouvelable pour des raisons de temps : ils ont absorbé leur dioxyde de carbone de l'atmosphère il y a plusieurs milliers d'années. Malgré la forte densité énergétique qu'offrent les combustibles fossiles, la combustion nécessaire pour produire leur énergie libère dans l'atmosphère du carbone séquestré il y a des millions d'années, contribuant ainsi au changement climatique. Les défenseurs de la biomasse prétendent qu'on peut la gérer de manière soutenable si les récoltes s'inscrivent dans un système de cultures constamment réapprovisionnées, qui les maintient en cycle carbonique fermé, sans augmentation nette des niveaux de dioxyde de carbone atmosphérique.⁹⁰ D'autres disent que les émissions ne sont pas neutres lorsque l'on envisage la totalité du cycle de vie. À la base, ces deux positions ont toutes les

deux de nombreux défenseurs et la question de la soutenabilité de la biomasse comme source énergétique se joue alors sur le terrain des conditions d'utilisation.

Usage. L'énergie produite avec la biomasse peut être libérée directement sous forme de chaleur, utilisée pour produire de l'électricité, ou être transformée en d'autres formes utilisables d'énergie, comme le méthane, principal ingrédient du gaz naturel, ou en combustible comme l'éthanol et le biodiesel, lequel peut être produit à partir de déchets alimentaires tels que l'huile végétale et les graisses animales. La biomasse destinée à l'énergie est produite par les moyens suivants : système de combustion (chaudière produisant de la vapeur) ; gaz de décharge (décomposition anaérobie des déchets) ; gazéification ; et biogaz provenant des flux de déchets industriels. La plus importante source d'énergie d'origine ligneuse est la « liqueur noire », déchet provenant de la transformation du bois en pâte, en papier et en carton. Des questions concernant les subventions pour l'utilisation de ce matériau peuvent susciter des arguments en faveur du commerce équitable des produits papetiers.⁹¹ À partir de 2008, la biomasse représentait un peu moins de 10 % de toutes les énergies renouvelables produites aux États-Unis, ou environ 1,2 % de l'électricité fournie – soit plus de 15 fois la part de l'éolien et du solaire combinés.⁹² Le Département américain de l'Énergie estime que les cultures bioénergétiques et les résidus des cultures pourraient à eux seuls fournir jusqu'à 14 % des besoins en électricité du pays.⁹³ Située en Floride, la centrale du New Hope Power Partnership, d'une capacité de 140 MW, est à ce jour la plus grande centrale à biomasse de l'Amérique du Nord. Elle est alimentée par de la fibre de canne à sucre (bagasse) et du bois urbain recyclé. À partir de 2005, les pays de l'UE ont pourvu à 4 % de leur besoins énergétiques grâce à la biomasse. Mais le potentiel est bien plus important, et le Plan d'action européen pour la Biomasse de 2005⁹⁴ a listé diverses actions capables de réveiller le marché de la bioénergie, notamment pour encourager les États membres à lancer des projets nationaux de biomasse.⁹⁵ À partir de 2009, la production de biomasse a rapporté près de 1,5 milliards de TEP par an dans le monde. Dans les pays en développement, plus de 30 % – dans certains cas jusqu'à 50 %-80 % – de la production d'un pays peut provenir de cette source.⁹⁶ La Finlande, avec 23 % de sa production venant de la biomasse, est le champion des pays développés ; au Brésil, en Chine, en Inde et en Malaisie, entre autres, des programmes envisagent d'augmenter nettement la dépendance à cette ressource.⁹⁷

Valeur au niveau local. Étant donné les coûts du transport de combustible aussi volumineux, l'économie de la biomasse dépend souvent de la disponibilité d'un matériau sur place. La valeur énergétique par livre de biomasse est inférieure à celle des combustibles fossiles. Cela signifie que la biomasse brute ne peut pas être expédiée de façon avantageuse dans un rayon supérieur à 80 km avant d'être transformée en carburant ou en énergie. Cela signifie aussi que les systèmes de production d'énergie par biomasse risquent d'être de plus petite taille que leurs homologues à combustibles fossiles, parce qu'il est difficile de rassembler et de traiter

Le Ghana fournit une illustration des nombreux facteurs qu'il faut prendre en compte lorsque l'on développe une production d'énergie basée sur la biomasse. Plante peu exigeante en eau et capable de pousser sur un sol médiocre, le jatropha a fait l'objet de toutes les convoitises dans la production de biodiesel. Depuis une initiative nationale lancée au Ghana en 2006, près de 20 sociétés privées (la plupart étrangères) ont lancé des projets à grande échelle, et à partir de 2009, 19 % de toutes les terres agricoles avaient été plantées en jatropha ou réservées en vue d'une future production. Mais il n'existe aucune politique bioénergétique ou cadre réglementaire spécifique pour surveiller ce que font ces sociétés, et il pourrait bien y avoir des problèmes de sécurité alimentaire car les grandes plantations provoquent le déplacement des paysans qui vivent de leurs terres.

une telle quantité de matériau dans un seul endroit.⁹⁸

La soutenabilité. Un problème fondamental avec l'utilisation de la biomasse est de veiller à ce qu'elle soit véritablement une source d'énergie renouvelable qui respecte l'environnement. La biomasse est souvent utilisée par les populations pauvres, où le bois et le charbon de bois sont facilement accessibles et bon marché. La difficulté est que la façon dont ils sont employés peut présenter des problèmes pour l'objectif de soutenabilité au sens large.⁹⁹ L'utilisation de bois et de charbon de bois comme combustibles peut être un sujet délicat du point de vue politique, que les politiques et les réglementations doivent prendre en compte.¹⁰⁰ Les combustibles biomasses, qui peuvent être considérés comme dépassés, sont stigmatisés parce qu'ils contribuent à la déforestation et à la pollution. Par ailleurs, il est rare que les plans gouvernementaux accordent la priorité à la biomasse pour la gestion énergétique et le soulagement de la pauvreté, malgré la dépendance actuelle des pauvres à cette ressource.¹⁰¹ Les politiques et la réglementation doivent être élaborées en comprenant et en appréciant les conditions, notamment leur impact social, ainsi que les habitudes et les pratiques liées à l'utilisation des ressources. L'utilisation de la biomasse englobe de nombreux domaines (l'électricité, la forêt, l'agriculture, le développement rural, la santé etc.).¹⁰² Par exemple, le réglementateur de l'électricité s'occupe de la production et des tarifs, l'agence pour l'environnement détermine la nécessité d'une étude d'impact et l'administration chargée de l'urbanisme règle les questions de permis. L'une des clés dans une politique effective d'utilisation de la biomasse, c'est de procéder à une étude pour déterminer son cycle de vie, que les réglementateurs pourront utiliser pour la faire bénéficier des mêmes conditions que les autres énergies, et poursuivre ainsi une approche efficace sur le plan économique et saine du point de vue environnemental.¹⁰³

Sous parrainage allemand, le programme pour l'Afrique « BEST » (BioEnergy Strategy) fait la liste des problèmes que rencontre l'utilisation de cette ressource en Afrique :

- **Perception :** Les responsables politiques s'intéressent souvent à l'électricité et aux combustibles liquides. Ils assimilent l'énergie biomasse à des populations à faibles revenus et dont les entreprises rapportent peu. Elle suscite en outre des préoccupations sur la dégradation de l'environnement ; de sorte qu'elle n'est pas une priorité pour eux.
- **Aspects financiers :** Les carburants à base de biomasse ont tendance à être relativement peu onéreux à l'unité d'énergie et leur approvisionnement, qui se gère généralement au coup par coup, est décentralisé. Pénalisée par de longues périodes de gestation et de faibles marges bénéficiaires, l'énergie biomasse n'intéresse pas beaucoup les investisseurs et les financiers à gros capitaux.
- **Aspects juridiques :** Dans de nombreux pays, il faut une licence pour ramasser de la biomasse pour produire des carburants et pour les transporter. Or, souvent, ces licences ne sont pas délivrées, de sorte que de grands pans de ce secteur sont hors la loi, ce qui complique les échanges effectifs avec ceux qui sont dans la chaîne d'approvisionnement. Les chaudières à biomasse exigent une certification et doivent être fabriquées en conformité avec des codes, mais dans les

endroits où la biomasse est particulièrement localisée, il n'est pas toujours évident de procéder à ces certifications et vérifications.

- **Aspects liés à l'information :** Les faits et les chiffres sur le rôle central de l'énergie biomasse sont souvent inexacts ou non documentés. Production domestique par nature, la biomasse a des réseaux de production et de marketing complexes (et souvent illégaux) qui rendent l'approvisionnement et la demande bien plus difficiles à mesurer qu'avec les combustibles fossiles ou l'électricité. Les institutions chargées de réunir des données sur l'énergie de la biomasse manquent souvent de moyens financiers et humains et ont un rôle marginal.
- **Aspects technologiques :** L'illégalité *de facto* de certains carburants à base de biomasse, la nature informelle de la production et de la consommation, et un manque général d'accès à l'information font que les systèmes modernes de production et de consommation (par exemple les fours à charbon de bois) tendent à être lents à se mettre en place.
- **Aspects institutionnels :** Le peu de crédit accordé à l'énergie de la biomasse s'observe souvent dans la pénurie de personnel suffisamment qualifié pour encadrer le secteur. C'est un domaine qui tend à être boudé par les experts, qui sont en général mis sur la touche dans des établissements sous-financés et peu à même d'influencer les autres.

CHAPITRE II : L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

Les principales questions à intégrer dans la réglementation :

- *Définir la propriété : la législation doit préciser comment la propriété est traitée. Par exemple, il faut déterminer si les installations de géothermie sont concernées par les mêmes règles que les minéraux ou le pétrole; si la juridiction pour la géothermie reste sous propriété de l'État; et si les droits pour exploiter les ressources, explorer telle ou telle région et produire l'énergie sont accordés par concession.*
- *Coordination entre les agences : l'interaction entre des autorités multiples nécessite une coordination, y compris en ce qui concerne les différences de réglementation en fonction de la profondeur des ressources géothermiques.*
- *Supervision environnementale : l'impact sur l'environnement, notamment sur les eaux de surface, doit être pris en compte selon des processus simplifiés déjà appliqués pour des ressources qui se trouvent à faible profondeur et nécessitent des moyens moins invasifs (leur exploitation provoque moins de nuisances que les autres ressources, mais elle n'est pas totalement inoffensive pour l'environnement; il faut donc contrôler les conditions de chaque projet afin d'éviter des nuisances ou des pollutions spécifiques).*
- *Planification : un contrôle et des rapports sur les opérations, surtout pour les sites d'exploration situés en profondeur, sont nécessaires pour les prévisions nationales.*
- *Encourager l'investissement : les incitations doivent être soigneusement structurées pour répondre à la nature spécifique de la géothermie, et doivent notamment tenir compte des coûts et du risque au stade de l'exploration, ainsi que des taxes environnementales ou des crédits d'impôt.*

Lun des chefs de file de l'écologie, Al Gore, a déclaré : « L'énergie géothermique est potentiellement la source d'énergie la plus importante – et aujourd'hui la plus méconnue – aux États-Unis et dans le monde. »¹⁰⁴

Le terme « géothermie » désigne la chaleur emmagasinée sous la surface de la terre. Des trous sont forés pour accéder à la source de chaleur, où l'eau ou la vapeur sont pompées et utilisées pour faire fonctionner des générateurs électriques. Une fois utilisée et refroidie, l'eau est généralement pompée et restituée à la source de chaleur. Les gisements géothermiques ne disposent pas tous d'une ressource en eau ; dans certains, où elle est peu abondante, il faut réinjecter de l'eau. C'est pourquoi il y a deux puits, un puits d'injection et un puits de vapeur ou d'eau

chaude. On accède à ces gisements avec de la vapeur ou de l'eau chaude (ou même un autre liquide), mais cela ne signifie pas qu'il y a forcément présence de vapeur ou d'eau chaude.

Les gisements où la température est supérieure à 150° C sont généralement utilisés pour produire de l'électricité, ceux à basse température ou situés à faible profondeur ont des applications directes comme le chauffage d'espaces.¹⁰⁵ L'énergie géothermique directe (pompe à chaleur dans les nappes phréatiques) est aujourd'hui utilisée dans au moins 76 pays. À l'échelle planétaire, la capacité électrique de la géothermie dépassait 10 GW en 2008, les États-Unis étant en première position. En Islande, les centrales électriques à géothermie produisent aujourd'hui 25 % de la production totale d'électricité et constituent une part significative de la production d'électricité dans de multiples autres pays.¹⁰⁶

Pollution éventuelle en cas de mauvaise gestion. Alors que l'électricité géothermique est considérée comme une ressource renouvelable étant donné l'abondance de chaleur et d'eau souterraine et la réinjection de l'eau, son utilisation soulève malgré tout des questions sur le plan environnemental. La vapeur ou l'eau chaude souterraine contient généralement des gaz tels que le dioxyde de carbone (CO₂), du sulfure d'hydrogène (H₂S), de l'ammoniac (NH₃), du méthane (CH₄) et des traces d'autres gaz, ainsi que des composés chimiques dissouts, tels que le chlorure de sodium (NaCl), le bore (B), l'arsenic (As) et le mercure (Hg), dont les concentrations augmentent en général avec la température et qui peuvent être à l'origine de pollutions si on les laisse s'échapper. Les eaux usées des centrales géothermiques ont également une température plus élevée que la surface avoisinante et constituent par conséquent un polluant thermique potentiel. Ces eaux usées doivent être traitées, réinjectées dans le réservoir, ou les deux. La pollution de l'air peut elle aussi devenir problématique lors de la production de l'électricité dans des centrales électriques classiques, le sulfure d'hydrogène étant l'un des principaux polluants. L'extraction sans réinjection de liquides en grandes quantités dans le réservoir géothermique peut également provoquer un tassement, c'est-à-dire un affaissement irréversible de la surface terrestre.¹⁰⁷

Les questions qui se posent au réglementateur. Dans le domaine de la réglementation, les questions qui entourent l'utilisation de la géothermie sont liées à ses qualités. Comme un minerai, elle se trouve sous le sol et peut nécessiter d'importantes mises de fonds en amont, pas seulement pour les études de faisabilité, mais aussi pour l'exploration et la construction des centrales. Ainsi, au stade de l'extraction, ce sont souvent des réglementations minières qui s'appliquent, et après l'extraction, la réglementation de l'énergie prend le pas. Enfin, l'utilisation

L'Indonésie offre l'exemple d'un pays qui, bien que pourvu en potentiel géothermique, s'est heurté à des obstacles au niveau des réglementations. L'État a lancé des réformes juridiques et réglementaires considérables dans le secteur de l'énergie géothermique, destinées à tirer parti de ses abondants gisements géothermiques, dont la valeur est reconnue. Malgré les réformes législatives qui créent des incitations à l'investissement, de nombreux obstacles s'opposent à l'essor de la géothermie, notamment d'incessants conflits sur l'utilisation des terres, se traduisant par leur fragmentation et une confusion quant aux exigences pour l'octroi de permis et de licences. La plupart des sites géothermiques d'Indonésie sont situés dans des forêts protégées, des parcs nationaux et d'autres forêts classées par le ministère des Forêts, des terres sous contrôle des gouvernements régionaux ou appartenant à des propriétaires privés. Les zones forestières sont protégées en raison de la déforestation et du changement climatique et certains sites placés sous le contrôle de gouvernements locaux en particulier ont une signification religieuse. Il n'y a aucun droit d'expropriation, et de lourdes procédures (nationales, locales et privées) sont en place pour libérer les terres, dédommager les habitants, et accorder des permis d'exploitation.

des ressources géothermiques fait intervenir des technologies nouvelles et en pleine évolution, dont l'application et l'étude nécessitent une expertise, et qu'il est en outre essentiel de comprendre pour prévenir une éventuelle pollution. Dans certains pays, par exemple, c'est le droit sur l'exploitation minière qui intervient (le plus souvent, il est distinct du droit de l'énergie et parfois il est sans rapport avec lui). La production de liquides géothermiques provenant des eaux souterraines est réglementée par la législation sur la protection de l'eau. Ce qu'il faut comprendre ici, c'est que les responsabilités sont attribuées à différents ministères qui coopèrent peu et que les surcoûts de réglementation seront à la charge de l'investisseur. Tous les droits imposés pour l'utilisation de la ressource doivent également faire une distinction entre l'eau et l'énergie.

Obstacles à l'investissement. Étant donné la nature de la ressource, les gouvernements manquent souvent de politiques claires et il arrive que les cadres légaux se chevauchent ; de sorte que les investisseurs ne se précipitent pas. En résumé, les réformes au niveau politique et législatif doivent envisager l'investissement sur toute sa durée, notamment la façon dont les promoteurs peuvent accéder à la ressource, surtout dans le cas d'une géothermie dont le gisement se situe dans le sous-sol de lieux sur lesquels l'investisseur n'a pas prise. Des règles claires sur la propriété, la manière dont les concessions sont attribuées et comment les risques sont déployés et atténués sont essentielles pour promouvoir les investissements dans ce domaine.¹⁰⁸ Des efforts de simplification et de création d'une approche à guichet unique ont été fournis en Australie,¹⁰⁹ et le Pérou a récemment annoncé qu'il entreprenait une réforme de sa réglementation sur la géothermie pour favoriser son développement. On trouvera un exemple plus parlant des problèmes rencontrés en Turquie, qui ne disposait pas d'un cadre réglementaire clair pour la géothermie, et où l'intervention de trois instances de réglementations différentes a abouti à une confusion et un litige.¹¹⁰ En Roumanie, il existe toutes sortes de droits qui s'appliquent à la production d'énergie géothermique : droit minier, droit des concessions, droit de la protection de l'environnement, des énergies renouvelables, de l'eau, de l'efficacité énergétique et des énergies thermiques.¹¹¹ Le développement de la géothermie peut donc être encouragé grâce à des règles claires en « guichet unique », des incitations pour les investisseurs et une atténuation des risques : par exemple, des tarifs de rachat définis (utilisés surtout en Europe), une couverture des risques géologiques, des assurances et d'autres incitations, par exemple des crédits d'impôt. La taille généralement modeste des projets d'énergie géothermique, les importantes mises de fonds, les barrières liées au risque sur les crédits et la nouveauté des technologies utilisées fait que les pays en développement doivent recourir à une foule d'outils pour promouvoir l'investissement dans ce domaine. À ce titre, le rôle des réglementateurs est non seulement d'assurer la sécurité, de garantir la conformité aux normes technologiques et environnementales, mais aussi de guider les investisseurs dans la jungle des législations et réglementations qui peuvent s'appliquer.

SALVADOR: DEVELOPPEMENT DE LA GEOOTHERMIE



2010

SALVADOR: DÉVELOPPEMENT DE LA GÉOTHERMIE

Le Salvador occupe le premier rang mondial des producteurs d'électricité issue de ressources géothermiques soutenables (24-26 %). Le réglementateur, Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), contribue à permettre la réussite du marché de la géothermie en assurant une réglementation et un suivi très professionnels de l'évaluation du projet, pour faire aboutir le double objectif de soutenabilité et de sécurité énergétique. Ce profil s'intéresse à la façon dont la géothermie se comporte parmi ses concurrents du marché des énergies, et aux mesures prises par la SIGET pour mettre en place un cadre réglementaire prévisible et soutenable pour les énergies renouvelables, à travers une centrale géothermique à cycle binaire de 9,2 MW située à Berlin, au Salvador.

Le marché de l'énergie géothermique

Dans les années quatre-vingt dix, le Salvador s'est mis à moderniser le secteur public, ce qui a permis la création d'un modèle compétitif de libre accès aux diverses branches d'activité de la filière électrique. Cette démarche a également libéré les prix de la production d'électricité et fixé des réglementations pour son transport et sa distribution. Le pays a élaboré un cadre juridique et institutionnel qui vise à promouvoir la concurrence et à créer des conditions qui favorisent la disponibilité et l'efficacité de la fourniture énergétique, pour qu'elle soit à la fois capable de faire face à la demande et de remplir les critères de viabilité technique, sociale, économique, environnementale et financière.

En novembre 2007, le Salvador a adopté une « Loi sur les incitations fiscales pour le développement des énergies renouvelables ». Ce nouveau cadre juridique comprend des incitations comme des exemptions fiscales pendant dix ans pour les projets d'une capacité inférieure à 10 MW. L'exemption porte sur les dépenses nécessaires à la recherche, à l'exploration et à la préparation de projets de production d'électricité à base d'énergies renouvelables et des projets de géothermie à réinjection totale, d'une capacité supérieure à 20 MW. Un nouveau système de développement des énergies renouvelables prévoit la création d'un Fonds reconstituable pour les énergies renouvelables destiné à financer des prêts, à apporter des garanties et une aide au financement des études de faisabilité de nouveaux projets.

Actuellement, ce cadre juridique pour l'électricité du Salvador est constitué des ordonnances législatives et réglementaires suivantes :

- La Loi instituant le Réglementateur a été publiée par décret législatif n° 808 le 12 septembre 1996.
- La Loi générale sur l'Electricité, publiée par décret législatif n° 843 du 10 octobre 1996.

- Les réglementations de la Loi sur l'Électricité, établies par décret exécutif n° 70 du 25 juillet 1997, y compris les amendements.
- La réglementation sur les activités de commercialisation de l'électricité, publiée le 24 octobre 2000, dont le but est de favoriser la concurrence dans le marché de l'énergie.
- Les amendements la Loi générale sur l'Électricité, publiés par décret législatif n° 1216, daté du 11 avril 2003.
- Le décret législatif n° 405 daté du 30 août 2007.

Le marché de gros de l'électricité salvadorienne permet à tous ses participants directement raccordés au système de transport (de 115 000 volts et plus) de participer à des transactions d'énergie. Il peut s'agir de producteurs (> 5 MW), de distributeurs ou d'utilisateurs. Les agents non raccordés peuvent également participer indirectement, comme négociants, conformément à des réglementations spéciales élaborées par la SIGET.

Il est important de considérer le marché du secteur énergétique et sa structure dans son ensemble pour comprendre l'importance de l'exploitation et du développement de l'énergie géothermique au Salvador. Pour la fin de 2008, les chiffres font état d'une capacité globale de production d'électricité installée de 1422,2 MW, complétée par 2 % d'électricité importée. Le pic de demande s'est élevé à 924 MW et la demande annuelle à 5475 MW, soit une augmentation de 4,06 % par rapport au chiffre de 5261,7 MW de 2007.¹¹² Des données de 2009 montrent que le Salvador a produit 2524 GWh à partir du pétrole et 1 501 GWh à partir de l'hydroélectricité.¹¹³ Les réserves géothermiques ont fourni 1421 GWh, soit environ 25,5 % de la production totale.¹¹⁴ Notamment, le gouvernement a beaucoup augmenté ses dépenses d'investissement dans le secteur de l'électricité au cours de ces dernières années. En conséquence, les foyers ayant accès à l'électricité dans le pays sont passés de 70 % de couverture en 1999 à presque 88 % en 2005, et en 2009 ils étaient 91 %.¹¹⁵

Les abondantes ressources géothermiques du pays, combinées à la rareté des autres ressources énergétiques et une population de 6,5 millions d'habitants, font de ce pays d'Amérique Centrale un endroit particulièrement favorable au développement de l'énergie géothermique.¹¹⁶ L'exploration des sources d'énergie géothermique a débuté dans les années cinquante et soixante avec l'aide des Nations Unies. Deux champs géothermiques ont actuellement des centrales en service : Ahuachapán et Berlin, pour une capacité totale installée qui dépasse les 200 MW. Une exploration a lieu dans deux autres champs : San Vicente et Chinameca.¹¹⁷

Le marché de l'électricité au Salvador s'est libéralisé en 1998, les installations de production et de distribution d'électricité thermique ayant été vendues à des investisseurs étrangers, ce qui a préparé le terrain à d'autres investissements dans tous les secteurs, dont la géothermie. La CEL, la société d'énergie détenue par l'État, a conservé les installations d'hydroélectricité et la géothermie a été scindée et cédée à ce qui est aujourd'hui LaGeo, une société italienne de production d'électricité géothermique, en participation public-privé. Le transport d'électricité a aussi été séparé de la CEL. En ce qui concerne la production d'électricité, les participants du marché sont : 1° la CEL; 2° un investisseur américain qui a acheté trois centrales à la CEL en 1999;

3° un consortium israélo-indien qui a récemment acheté une centrale thermique à une société britannique; et 4° LaGeo. Résultat, sur le plan financier, la géothermie exerce sa concurrence dans un marché de l'électricité ouvert. Le nombre de centrales, la quantité d'énergie produite et la part de production d'énergie pour la géothermie continuent à croître.

Le rôle du réglementateur : le projet de cycle binaire de 9,2 MW de Berlin

La SIGET est chargée de favoriser la concurrence, de contrôler la conformité à la Loi générale sur l'Electricité, d'approuver les tarifs, d'accorder des concessions, de résoudre les conflits du secteur et de réglementer les procédures, les normes et les méthodes techniques. À ce titre, elle supervise le développement des projets de production d'électricité issue de ressources géothermiques. Le réglementateur suit les études de projet pour garantir l'utilisation de ressources renouvelables; il est chargé de veiller à ce que des règles claires et transparentes soient adoptées et appliquées équitablement, et que les concessions soient accordées de façon non discriminatoire et en conformité avec la Loi sur l'Electricité.

Lorsque les réformes du marché de l'électricité ont commencé au Salvador dans le cadre de la loi de 1999 sur l'électricité, les actifs de géothermie ont été séparés de ce qui était jusque-là un monopole d'État verticalement intégré (la CEL) pour former une nouvelle société, le GESAL, en 1999. Le GESAL a été ensuite renommé LaGeo, S.A. de C.V. (La Geo). La société italienne, Enel Green Power, a commencé par investir dans LaGeo en 2002, puis elle a augmenté sa part, passée de 5 % à 36,2 % en 2008, la CEL détenant la part restante.

À Berlin, le premier puits d'exploration (TR-I) a été foré en 1968, et les opérations ont commencé dans le champ de Berlin en 1992 avec deux petites centrales (de 5 MW chacune), financées avec l'aide de la Belgique. Ces premières installations ont été suivies par 56 MW en 1996 et ont été financées par la CEL avec l'aide de l'Inter-American Development (organisme de développement entre les deux Amériques). Le champ de Berlin s'est à nouveau agrandi pour passer à 44 MW (Berlin III) avec l'arrivée de LaGeo, une société publique-privée, en 2007. Le projet de cycle binaire de 9,2 MW démarré en 2004 est parti de ces études antérieures et de l'infrastructure du site de Berlin.

La centrale binaire de Berlin a été construite aux termes d'un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et de gestion attribué à Enex, une firme islandaise. Elle fait appel à la technologie de convection dite du « cycle organique de Rankine » qui exploite un liquide organique à haute masse moléculaire avec un point d'ébullition à température plus basse que le changement de phase classique eau-vapeur. Le fluide de travail s'écoule dans une boucle fermée puis il est remis en circulation et réutilisé constamment. Une centrale binaire permet une réinjection à 100 % de la saumure géothermique, qui maintient la durabilité du réservoir. Après une période de garantie de service de deux ans, l'installation fonctionne maintenant à une capacité nette de 7,8 MW.

Le lancement du projet : Demande et agrément. Comme cela avait été le cas avec l'usine binaire de Berlin, le rôle du réglementateur dans les projets a commencé dès le départ. La Loi sur l'Electricité prévoit qu'un exploitant des champs géothermiques qui souhaite augmen-

ter la capacité installée doit pour demander l'autorisation à la SIGET. Le projet binaire de Berlin porte sur une extension de la capacité installée dans la zone de concession du champ géothermique de Berlin, avec l'ajout de l'unité IV aux unités existantes. Cette expansion nécessitait de demander un permis à la SIGET. Pour cela, il faut :

- Que l'investisseur (concessionnaire) conduise une étude de faisabilité avec tous ses éléments : description technique, endroit, coût d'investissement, ressources à utiliser, permis environnemental, etc.
- Que le concessionnaire dépose un dossier, avec une étude de faisabilité de la capacité supplémentaire à installer, qui détaille toutes les informations techniques, économiques et financières, ainsi que le permis environnemental respectif.
- Que le réglementateur étudie le dossier, vérifie que l'exploitation de la ressource ne porte pas préjudice à l'environnement et émette une opinion technique quant à la viabilité du projet. L'étendue et la nature de l'évaluation du réglementateur dépend de la taille du projet. Dans le cas du cycle binaire, le personnel de la SIGET a les moyens d'évaluer le projet et de délivrer un rapport technique recommandant son autorisation. Si le projet nécessite un niveau d'expertise plus important, un expert international (consultant) est recruté pour conseiller la SIGET pendant l'évaluation de l'étude de faisabilité.
- Si les conclusions de l'évaluation technique sont positives, la SIGET autorise - via une résolution - l'amendement au contrat.

Il n'y a pas de délai légal pour déposer une demande d'extension. Si l'étude de faisabilité est complète, et s'il ne manque aucune pièce dans le dossier de l'investisseur, il ne faudra pas plus de quinze jours ouvrables pour que la concession soit étendue et renouvelée. Si la SIGET a besoin d'un expert pour l'aider à évaluer le projet, ce recrutement peut rallonger la procédure jusqu'à trois mois.

Si un projet doit être construit en dehors de la zone de concession établie, il doit demander l'autorisation de la SIGET, qui lui délivrera une licence ou un permis pour exploiter la ressource géothermique. Dans ce cas, il faut deux à quatre mois pour traiter les dossiers de projets dont la capacité installée est inférieure à 5 MW et cinq mois lorsqu'elle est supérieure.¹¹⁸ Si ces retards n'ont pas posé problème dans le projet binaire de Berlin, ils peuvent néanmoins s'avérer pesants pour des investisseurs à la recherche de nouvelles concessions, et on reconnaît qu'il s'agit là d'un obstacle à prendre en compte.

Contrôle. Une fois qu'une demande a été acceptée, la SIGET a un rôle prédominant de contrôle :

- Pendant la phase de construction, le concessionnaire déposera un rapport annuel sur les informations nécessaires pour surveiller l'évolution du projet. C'est la SIGET qui examine, évalue et suit ces rapports.

- Au stade de l'exploitation, le concessionnaire doit faire état chaque année des données relatives à l'exploitation du champ, aux projets d'extension et d'amélioration, et de toutes les informations garantissant une utilisation efficace de la ressource. C'est la SIGET qui examine, évalue et suit ces rapports.
- À la clôture du projet, le contrat de concession stipule que le concessionnaire aura douze mois pour débarrasser le site de tous ses équipements, qu'il doit le remettre en état, conformément au cahier des charges détaillant la phase d'abandon du projet et qui fait partie du contrat de concession. La SIGET vérifie que le contrat a été respecté.

Définition de règles d'exploitation et d'une réglementation du marché. Lorsque l'on regarde d'abord les réglementations sous-jacentes qui encadrent la production de géothermie au Salvador, les règles les plus importantes pour l'exploitation du secteur sont les Règles d'exploitation du système de transport et les Réglementations du marché de gros, deux textes approuvés par le réglementateur en 1999. Elles définissent les conditions de distribution de toutes les ressources électriques du Salvador. La géothermie, qui est en concurrence avec les producteurs d'énergie thermique, l'hydroélectricité et les importations sans subventions, est payée soit par contrat soit aux prix du marché. De fait, il s'est avéré que le prix offert par La-Geo sur le marché était le plus faible : de sorte que toute l'électricité géothermique disponible a été distribuée la première. En ce qui concerne la gestion de l'information, la gestion de l'énergie, les restrictions sur la fourniture énergétique et les systèmes de production obligatoire, même si les variations du marché dépendent des coûts, celles-ci n'affectent pas le fonctionnement de l'Unité IV.

Pour commencer l'exploitation de l'unité IV, des dispositions appropriées ont été prises à la fois pour incorporer l'unité dans le système de transport, exploité par la Transactions Unit, S.A de C.V., qui gère le marché de gros de l'énergie, et le contrat d'interconnexion dans le réseau de transport, auprès de la Transport Company of El Salvador, S.A. de C.V.

Pour améliorer les règles de fonctionnement du marché de gros, en juillet 2009 la SIGET a approuvé la publication des Réglementations sur l'exploitation du système de transport basé sur les coûts et du marché de gros, qui sont entrées en vigueur début 2011. En parallèle, d'importantes modifications ont été apportées aux Réglementations sur l'exploitation du système de transport et du marché de gros, notamment sur le système de gestion de l'information et de gestion de l'énergie, les Offres restreintes sur l'électricité et la Production obligatoires, et le mécanisme de transfert temporaire du prix de l'énergie aux tarifs usagers. Ces dernières règles définissent les conditions à remplir par les producteurs de n'importe quel type de ressource (géothermique, hydroélectrique, cogénération et thermique) de manière à leur permettre de participer à la distribution dans le marché de gros.

Comme le prix de LaGeo était historiquement le plus bas des offres du marché, les règles améliorées n'ont pas eu d'incidence directe sur la centrale binaire de Berlin. Il n'empêche que l'amélioration des règles du marché de gros crée des conditions favorables pour les investisseurs dans l'électricité renouvelables. Le nouveau dispositif basé sur les coûts permet le paiement de la capacité installée, ce qui garantit un retour sur investissement et autorise

l'investisseur à vendre de l'énergie sur le marché au comptant ou le marché des opportunités, à un coût marginal.

Supervision de l'octroi de concession. Le réglementateur joue un rôle actif dans l'octroi de concession, car il est chargé d'accorder une concession permanente. Conformément aux dispositions de l'article 120 de la Loi générale sur l'Électricité pour l'octroi de concessions aux sociétés, qui résulte de la restructuration de la CEL et du décret n° 14-E-2000 daté du 27 mars 2000, la SIGET a accordé une concession permanente pour l'exploitation du gisement géothermique de Berlin à LaGeo, S.A. de CV. L'accord a été signé par acte daté du 28 mars 2000. Le contrat de concession définit les droits et obligations de LaGeo concernant la gestion du gisement géothermique et établit un programme pour que la concession accordée soit mise en œuvre selon des principes de durabilité et de respect de l'environnement, et viable sur les plans technique et économique. Le programme d'exécution dans le contrat de concession avait prévu l'augmentation de la capacité pour les années 2002 à 2004. Depuis 2004, LaGeo a construit cinq puits de production et quatre puits d'injection. L'année 2006 a vu la construction de l'unité III, d'une capacité installée de 44 MW. Puis, en 2007, ce fut l'unité IV (cycle binaire), d'une capacité installée de 9,2 MW.

Pour développer le projet à cycle binaire de Berlin, les dossiers réglementaires ont été déposés comme suit :

- Obtention des permis environnementaux pour le projet « Montage d'un cycle binaire pour produire 9,2 MW », conformément aux articles 19 et 22 de la Loi sur l'Environnement,¹¹⁹ publiée par résolution MARN n° 6348-I 19-2005 datée du 15 février 2005 (cette obtention est liée à la demande de permis auprès de la SIGET et elle en dépend).
- Dans le cadre d'une extension de la capacité d'un champ sous concession, une demande de permis a été déposée auprès de la SIGET, conformément à l'article 23 de la Loi générale sur l'Électricité et l'article 52 de la réglementation de cette même loi, de façon à évaluer l'impact de ces travaux dans l'exploitation du champ géothermique.
- Le projet de cycle binaire de Berlin a été enregistré dans le cadre du Protocole de Kyoto à l'UNFCC¹²⁰ le 30 novembre 2007, avec l'engagement de réduire 235,459 tonnes de CO₂ pendant la première période de crédits MDP (six ans), à l'aide de la méthode ACM0002, version 6. Le ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles est l'organe chargé d'autoriser les projets d'évaluation d'impact et de mécanisme de développement propre. (Ce troisième processus est indépendant et l'investisseur doit s'adresser aux entités attirées. La SIGET n'intervient pas).

Coordination des réglementations avec d'autres administrations. La relation de la SIGET avec d'autres administrations au Salvador est d'être en communication et en coordination constante, tout se cantonnant aux pouvoirs qui lui sont assignés par son Acte de Création, par la Loi générale sur l'Électricité et par ses réglementations. Dans la pratique, la SIGET réserve une très grande partie de ses communications au ministère de l'Environnement pour trai-

ter les dossiers liés aux projets de concession et au processus de consultation sur les normes. Pour la Loi sur les Incitations fiscales, depuis 2008, la SIGET se coordonne avec le ministère des Finances sur des dossiers qui ont besoin d'une certification (mais ceci ne s'applique pas à la centrale à cycle binaire, antérieure à la loi sur les incitations fiscales). Avec les gouvernements municipaux, elle mène aussi des consultations auprès des divers opérateurs du secteur de l'électricité, qui sont traitées dans les délais.

Grâce à ses efforts de coordination, à l'adoption du cadre applicable et à sa supervision du dossier pendant les étapes de demande et d'octroi de concession, la SIGET contribue à la simplification et à la réussite de la mise en œuvre des projets d'énergie et à faciliter la croissance de l'énergie géothermique, priorité du gouvernement salvadorien.

CHAPITRE 12 : LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

Les principales questions à intégrer dans la réglementation :

- *Coordination avec les agences, les ONG et les donateurs ou organismes de subventions pour évaluer le bien-fondé d'une extension du réseau et d'un développement du hors-réseau. Pour promouvoir l'électrification rurale en particulier, il est généralement nécessaire d'instaurer une coordination entre le réglementateur de l'énergie et une commission ou un fonds spécial établi dans ce but.*
- *Les incitations à l'investissement : en effet, l'électrification des populations pauvres n'est généralement pas rémunératrice dans le sens où le sont les grandes installations fonctionnant aux énergies classiques ou renouvelables dans les agglomérations aisées. Un problème essentiel est de créer un ensemble d'incitations financières réalistes pour parvenir au résultat politique souhaité. Cela nécessite aussi une coordination entre diverses instances politiques et réglementaires au niveau gouvernemental.*
- *Graduation et évolution : les problèmes posés par les petits projets non raccordés au réseau ne sont pas les mêmes que ceux d'une grosse production connectée au réseau national. La planification des petits projets doit prendre en compte la façon dont les réseaux du pays sont prévus et quelle croissance est envisagée, de façon à éviter le gaspillage, les redondances et autres problèmes de gestion des coûts.*

Stimuler la croissance des énergies propres tout en réduisant la fracture énergétique : tel est le dilemme auquel sont confrontés les gouvernements lorsqu'ils définissent des politiques énergétiques, compte tenu surtout des structures tarifaires adoptées par la communauté internationale, qui, loin du modèle de l'énergie pour tous financé par l'État, sont basées sur la réflexibilité des coûts. La production domestique d'énergie peut stimuler les économies, augmenter les volumes d'affaires, créer des emplois et une continuité d'approvisionnement. Il est indiscutable que lorsqu'on leur fournit de l'énergie, les ressources locales (l'eau, le soleil, les cultures) peuvent se transformer en actifs et favoriser l'éducation et la santé. Mais l'accessibilité physique et financière à l'énergie ne va pas forcément de pair avec une production d'énergie propre. En fait,

Au Mozambique, où plus de 80 % de la population n'est pas raccordée, le gouvernement de 1998 avait institué le Fonds national du Mozambique pour l'énergie rurale afin de développer l'énergie et l'électrification hors réseau. Avec le concours du gouvernement mozambicain et de multiples groupes de donateurs, le Fonds a réussi à installer des systèmes PV, des pompes éoliennes et à développer des microprojets d'hydroélectricité. Deux projets pilotes mis en œuvre dans le sud et le centre du pays fournissent de l'électricité à des écoles, des cliniques et des systèmes de pompage d'eau. Aujourd'hui, 300 écoles et cliniques rurales en bénéficient.

les populations pauvres sont doublement frappées : d'une part par le changement climatique, dont les effets viennent freiner les initiatives de réduction de la pauvreté, et d'autre part par leur difficulté à accéder à l'énergie.

L'accessibilité physique au réseau

Le point de départ de la lutte contre la pauvreté est l'infrastructure. Dans certaines régions du monde, de grands pans de la population souffrent de ne pas pouvoir accéder à l'énergie, simplement parce que là où elles vivent, l'infrastructure est absente. Chez les populations rurales, pour lesquelles les coûts peuvent être prohibitifs, cela peut être beaucoup plus problématique que pour les populations urbaines ou périurbaines. Pour elles, les questions de coûts et de capacité financière sont secondaires, puisque le premier obstacle est l'accès à la ressource. Dans certaines régions rurales, quatre personnes sur cinq (soit 2 milliards d'individus) manquent d'électricité¹²¹ et les services de raccordement au réseau ne vont pas jusque chez eux. L'accès à l'énergie par les populations rurales soulève plusieurs questions qui se recoupent : lutte contre la misère, équité sociale, droits des femmes, développement économique et urbanisation, en marge d'interrogations plus générales sur les financements pour apporter aux zones rurales une énergie à la portée des moyens financiers de leurs habitants. La plupart du temps, les populations rurales sont beaucoup plus pauvres que les populations urbaines ; mais, paradoxalement, en raison de l'absence d'infrastructure adaptée et de l'étendue à couvrir, l'électrification leur coûte beaucoup plus cher. Étant donné ces contraintes, surtout dans les zones où la population est dispersée, « le grand est l'ennemi du mieux », au moins au début d'un projet d'électrification.

Pour faire bénéficier ces populations d'un accès à l'électricité, les gouvernements ont deux options :

- **L'électrification hors réseau** : Elle fait intervenir des microréseaux et une production décentralisée : l'électricité est produite par de petites unités (en général entre 5 et 10 MW) placées à proximité de la charge, dont les petits générateurs isolés desservent les résidences ou les industries privées. Une petite unité de production peut-être celle d'un propriétaire qui produit trop d'électricité avec son panneau solaire ou son éolienne et qui la revend au réseau. Un petit réseau distinct, moins cher que des travaux d'extension, peut aussi servir à une production décentralisée, et offre l'avantage d'être épargné par les pannes qui peuvent affecter le réseau de transport principal. Les systèmes de microréseaux peuvent être constitués de petits générateurs industriels ou de plusieurs petits systèmes tels que des panneaux photovoltaïques.
- **Extension du réseau** : Une telle approche peut faire intervenir des coûts considérables, notamment de transport, de distribution, de maillage et de gestion des recettes.

Bien qu'il s'agisse d'approches distinctes, il ne faut pas croire que ces deux possibilités s'excluent mutuellement. Les populations touchées par la fracture énergétique des zones rurales, urbaines ou périurbaines ont tout intérêt à utiliser tout à la fois des systèmes centralisés

et décentralisés. Fondamentalement, si l'électricité est produite à petite échelle, tous les excédents d'électricité ne peuvent être revendus que si l'installation est raccordée au réseau. De la même façon, si la production à petite échelle échoue, l'électricité de réserve du réseau doit être disponible, à moins que cela ne pénalise les progrès économiques du pays et de ses entreprises. Il faut que la législation encadre les petites unités de production décentralisée pour qu'elles aient la possibilité d'intégrer les systèmes plus vastes qui tendent à dominer les marchés. Les problèmes de variabilité et de stockage que présentent les énergies renouvelables se manifestent plus facilement à petite échelle.

Le défi économique

D'après une étude de la Banque Mondiale sur plusieurs pays en développement, les travaux d'extension de réseau aux zones rurales coûtent entre 8 000 et 10 000 dollars au kilomètre, hors matériaux, pour lesquels il faut compter encore 7 000 dollars. Ce coût élevé, couplé à une faible utilisation de la capacité en raison des petites charges, rend l'extension du réseau non viable sur le plan économique pour les services. Pour ces raisons, lorsqu'elles s'inscrivent dans un microréseau, les technologies d'énergies renouvelables sont sans doute les moins coûteuses pour apporter l'électricité jusqu'aux zones rurales.

La production d'énergie décentralisée et les microréseaux

La production d'électricité décentralisée réduit le gaspillage en raison de la proximité des unités de production des usagers (les pertes sont bien moindres qu'avec la production aux énergies fossiles). Vers 2050, une grande proportion de l'électricité devrait être produite par des sources d'énergie décentralisées. Une production à moindre coût raccordée à un petit réseau local de distribution (ce qu'on appelle un microréseau) a plus de chance de satisfaire efficacement et rapidement les besoins de la population que si l'on cherche à raccorder immédiatement toutes les régions d'un pays à un réseau de transport d'électricité unique.

- Du point de vue des systèmes électriques, la production décentralisée peut dispenser un pays d'avoir à se doter de certaines infrastructures, par exemple des unités de production ou de transport d'électricité capables de supporter les « pics » de demande. Sur le plan environnemental, le recours à la production décentralisée d'énergies renouvelables peut soulager la dépendance aux centrales électriques fonctionnant aux énergies fossiles.
- Sous l'angle économique, une production décentralisée renouvelable locale peut favoriser le développement économique et l'électricité dans des régions éloignées ou mal desservies plus rapidement et plus efficacement qu'une production et un système de transport et de distribution centralisés.

Les pays ayant une forte population rurale dépendent souvent des projets de production décentralisée, (qui sont eux-mêmes souvent des projets d'énergies renouvelables) pour permettre à ces populations d'accéder à l'énergie. Des projets de production décentralisée se sont avérés particulièrement importants dans les grands pays fortement peuplés, dont les habitants sont disséminés sur de vastes territoires. C'est le cas en Chine et en Inde, où des projets sont ache-

vés ou en cours, comme par exemple, le programme d'électrification des cantons et des villages en Chine,¹²² et le programme de production et distribution décentralisées en Inde, qui fait partie de son programme sur l'énergie rurale (11^e Plan).¹²³

Il est possible dans la PDC de faire appel à des ressources non renouvelables, par exemple une production au diesel, mais l'exploitation de ces groupes électrogènes peut être onéreuse. Les autres options renouvelables qui utilisent du diesel comme réserve peuvent être une approche plus soutenable, aussi bien du point de vue environnemental qu'économique. Les technologies telles que l'hydroénergie fluviale, les petits systèmes hydroélectriques, les usines de biomasse et de biogaz peuvent être plus intéressantes pour fournir les zones rurales en énergie que les solutions actuelles, comme l'utilisation de bois de feu, non soutenable puisqu'il entraîne la déforestation.

La production décentralisée peut avoir les avantages suivants : 1° réduction des coûts de réseau; 2° planification, implantation et installation plus faciles et plus rapides; 3° plus grande fiabilité si des unités multiples y participent; 4° plus grande souplesse si l'installation peut être alimentée par diverses sources; et 5° indépendance locale par rapport aux carburants si l'on utilise la biogazéification et si la ressource est un combustible vert (qui peut se trouver dans les zones rurales des pays en développement). Cette possibilité de « cogénération » signifie en outre que lorsqu'on récupère de la chaleur on peut la réutiliser pour l'eau chaude, le chauffage d'espace et dans des traitements industriels. Les technologies devenant plus efficaces et moins onéreuses, la PDC peut devenir encore plus intéressante.

Les problèmes de l'énergie décentralisée

Le développement de la production décentralisée et des microréseaux (c'est-à-dire, des systèmes d'énergie décentralisée) présente un certain nombre d'obstacles : 1° pour ces technologies,

Le gouvernement du Ghana a lancé un programme d'économies d'énergie qui oblige à augmenter la production d'énergies renouvelables et qui met l'accent sur l'électrification des communautés rurales d'ici à 2020. Il s'aperçoit aujourd'hui que cet objectif ne sera peut-être pas atteint s'il se base uniquement sur l'extension du réseau. Le photovoltaïque solaire hors réseau lui a offert une solution médiane. Des organismes donateurs financent des projets de PV depuis 1992, mais on s'accorde de plus en plus à reconnaître qu'ils ne sont pas soutenables à long terme étant donné leur coût élevé (la durée d'un panneau est d'environ 30 ans et le coût de remplacement n'a pas été inclus dans le tarif, ce qui constitue un problème courant). Conscients de ces limites, le gouvernement et le réglementateur travaillent à la création d'un contexte favorable aux ER en supprimant les barrières fiscales et les obstacles sur le marché, par exemple les droits de douane et la TVA. Les efforts de réglementation actuels portent sur l'élaboration d'un cadre tarifaire qui encourage les sociétés de services publics à adopter les énergies renouvelables dans leur offre.

l'expérience de développement de l'électrification rurale est limitée; 2° la standardisation fait défaut; 3° la disponibilité des ressources renouvelables est variable et discontinue (par exemple l'éolien); 4° obtenir d'une communauté qu'elle se mette au système du rachat ou la former nécessite beaucoup d'efforts; et 5° il manque un cadre réglementaire prévoyant entre autres des tarifs de rachat applicables lorsque les projets de PDC seront raccordés (s'ils le sont). La stabilité et la protection du réseau sont des problèmes techniques qui ont des implications importantes pour le réglementateur. Les installations de PDC né-

cessitent un contrôle régulier pour connaître l'état de la connexion, leur puissance de connexion réelle, leur puissance réactive et leur tension au point de connexion, afin de garantir la sécurité du personnel et éviter les problèmes de fonctionnement. Il peut y avoir des tensions entre le développeur, le service de distribution et le réglementateur parce que ce contrôle, essentiel à maintenir l'intégrité du système, peut entraîner des coûts qu'ils ne sont pas prêts à supporter et que les populations rurales n'ont pas les moyens de payer. Il faut donc prendre des dispositions en matière de contrôles pour que les coûts et les aspects pratiques soient pris en compte, et mettre l'accent sur les unités réellement importantes pour la fiabilité du système. Cela nécessite des règles qui répartissent les responsabilités en fonction des kilowatts.¹²⁴

Réglementer l'énergie propre comme instrument pour contrer la fracture énergétique

Pour les pays ayant une forte population rurale, la réforme du secteur énergétique consiste à établir un cadre législatif visant la croissance des zones agricoles non urbaines, de manière à ce que ces questions soient traitées à part. Une approche répandue consiste à créer une agence gouvernementale affectée uniquement à l'électrification rurale, qui aide à mettre en place un financement.¹²⁵ Essentielle pour la réussite de l'intégration de la PDC, la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire s'impose pour encourager l'investissement privé. Souvent, ces agences contribuent à des cadres réglementaires distincts, notamment des structures tarifaires et des programmes de subvention, ce qui rend indispensable une coordination entre les institutions qui œuvrent à l'électrification rurale (quelles qu'elles soient) et le réglementateur national de l'électricité.

L'Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) de la Banque Mondiale a recommandé que la réglementation soit simple et modérée, qu'elle définisse clairement les responsabilités et donne au réglementateur national ou régional le pouvoir de déléguer des tâches de réglementation à d'autres institutions telles que l'agence ou le fonds d'électrification rurale. Il suggère que le cadre réglementaire autorise des approches diversifiées. Par exemple : 1° des concessions, des permis et des licences, en fonction du contexte ; 2° des normes de qualité de service réalistes, abordables, faciles à contrôler et à appliquer ; 3° des réglementations de l'État permettant une participation du secteur privé et créant les mêmes conditions pour tous les participants ; et 4° une structure tarifaire qui permet de récupérer les dépenses engagées tout en restant à la portée des usagers. Sur ce dernier point, si c'est en général la législation ou la politique qui établit les subventions, le réglementateur quant à lui peut

Le Liberia a institué une politique nationale de l'énergie en juin 2009, dans le but de réformer son secteur de l'énergie. Cette politique fait la part belle au développement des services ruraux d'énergies renouvelables. Des contraintes financières, de personnel et de capacité font que la Liberian Electricity Corporation ne peut ni développer ni faire fonctionner le réseau dans son état actuel. La politique favorise l'investissement privé dans le secteur pour répondre aux besoins qui ne peuvent être satisfaits par l'État ou par le service public. Elle envisage de créer plusieurs institutions pour encadrer ces tentatives, dont un Fonds pour les énergies rurales (pour accorder des prêts à faible taux, des garanties de prêt et des subventions afin d'améliorer l'accès à l'énergie pour les pauvres), une Agence pour les énergies renouvelables dans les zones rurales et un nouveau Conseil de réglementation de l'énergie. Conformément aux besoins de la population et à la répartition de sa citoyenneté, les efforts de développement de ces institutions portent avant tout sur l'Agence rurale et sur les énergies renouvelables, et ensuite sur la mise en place d'un réglementateur de l'énergie.

les diminuer efficacement grâce à une réglementation tarifaire en l'absence de protections appropriées. Par ailleurs, la participation de la communauté étant essentielle, les populations locales peuvent parfois contribuer à une part importante de l'investissement initial sous forme de main-d'œuvre, d'équipements ou de liquide, qui doivent aussi être comptabilisés lorsque l'on établit la structure tarifaire appropriée.¹²⁶

Des approches innovantes

Considérés comme la panacée pour les populations pauvres, en partie parce qu'ils sont moins chers qu'une extension du réseau, la production décentralisée et les microréseaux peuvent malgré tout entraîner des dépenses redoutables. En Inde, les efforts pour introduire l'énergie solaire sur le marché ont dû mettre genou en terre, en grande partie pour des raisons de coûts. L'Inde tente de vendre l'électricité la plus chère aux personnes les plus pauvres grâce à la production décentralisée dans les zones rurales. Les marchés du carbone récompensent des sociétés de pointe qui montent d'énormes projets, et l'afflux de bonnes volontés en faveur de l'énergie verte provient largement des populations à moyens ou hauts revenus des régions développées. En revanche, les projets qui concernent les très pauvres recueillent moins d'intérêt, moins de soutien (politique et financier) et moins de revenus. Mais on peut espérer que grâce au microcrédit et aux microcrédits, le double objectif de stimulation de l'essor économique dans les régions défavorisées et de promotion de l'énergie propre deviendra une réalité. Certains prêts sont assortis de dispositifs pour mesurer les réductions d'émissions qui en découlent, ce qui permet aux prêteurs de calculer les compensations en carbone qu'ils ont contribué à créer, même à petite échelle.

Energy In Common est une société en participation qui a l'ambition de fournir de l'énergie propre à 15 millions de personnes en cinq ans, tout en luttant contre la pauvreté, en donnant à des entrepreneurs du monde les moyens d'agir grâce à des microcrédits. Les projets financés sont nettement axés sur le développement durable – par exemple un projet d'éclairage à l'électricité solaire au Ghana –, la réduction de la dépendance à l'énergie et des coûts qu'elle représente pour les petites entreprises et les citoyens ordinaires. En même temps, les prêteurs ont la possibilité de voir exactement où va leur argent, ce qui ajoute de la transparence aux compensations carbone qu'ils touchent en échange des prêts.

GUATEMALA: UNE PRODUCTION ENERGETIQUE DECENTRALISEE



2010

GUATEMALA : LA MISE SUR PIED D'UN CADRE RÉGLEMENTAIRE POUR UNE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE DÉCENTRALISÉE

Au cours de ces dernières années, le cadre réglementaire du Guatemala s'est modernisé afin de promouvoir des investissements dans de nouveaux projets d'énergies renouvelables. L'un des changements les plus importants a été l'introduction du concept de production d'énergie renouvelable décentralisée (PERD) dans les Règles de la Loi générale sur l'Électricité (repris dans ce chapitre sous l'expression « les règles de PERD »). Le réglementateur, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) (instituée en 1997 comme autorité de réglementation du secteur de l'électricité au Guatemala) a joué un rôle actif dans l'adoption des règles de PERD et la création de la norme technique qui a suivi, la « *Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable* » (norme technique pour la connexion, l'exploitation et la commercialisation de la production d'énergie renouvelable décentralisée), reprise dans ce chapitre sous le sigle NTGDR.

Les règles de PERD ont été adoptées en réponse au besoin que ressentaient les acteurs du marché de l'électricité de réglementer la production d'électricité renouvelable d'une capacité inférieure à 5 MW et d'améliorer les caractéristiques des lignes électriques éloignées des postes de distribution. Le but était de créer un cadre qui favoriserait et stimulerait les petits projets d'énergies renouvelables de moins de 5 MW. Le réglementateur de la filière de l'électricité, ainsi que d'autres acteurs du marché, a participé à la consultation dans sa phase initiale, ce qui lui a permis de commenter la proposition de règle et de mener plusieurs actions de sensibilisation. La NTGDR a été approuvée par la CNEE conformément aux dispositions de l'amendement aux réglementations de la Loi générale sur l'Électricité, approuvée par accord du gouvernement 68-2007.

La norme à l'appui de la NTGDR qui a suivi en 2008 permet à la production décentralisée d'accéder au réseau de distribution. Elle tient compte de sa taille, de sa situation géographique, ainsi que de l'infrastructure dont disposent les sociétés de distribution et du niveau de tension. La NTGDR est destinée à favoriser la construction de centrales électriques aux énergies renouvelables qui soient économiques et réalisables du point de vue technique et par rapport au marché. Pour cela, la NTGDR crée un cadre d'investissement dans une petite unité de production décentralisée (moins de 5 MW), exigeant des compagnies de distribution qu'elles laissent ces centrales électrique se raccorder au réseau de distribution aux frais du producteur, après accord d'une étude de capacité. La NTGDR autorise également les producteurs distribués à répondre à des appels d'offres, soit pour fournir de l'électricité à des compagnies de distribution, soit pour vendre leur électricité sur le marché au comptant guatémaltèque.

Ce profil pays étudie comment les mesures prises par le réglementateur pendant plusieurs années ont servi à façonner la réforme sur la production décentralisée, et ont surtout permis la création d'une norme technique pour favoriser l'investissement dans la PERD au Guatemala.

L'IDENTIFICATION DES BESOINS ET DES BARRIÈRES

Le Guatemala a une population de près de 13 millions d'habitants et l'économie la plus importante d'Amérique centrale, mais la pauvreté reste élevée. Le bois est une source d'énergie utilisée par 80 % des familles rurales. À partir de 2009, le Guatemala produisait de l'électricité à 46,6 % à partir de sources thermiques (fioul et charbon), 36,1 % de l'hydroélectricité, 3,5 % de la géothermie, 13,3 % de la cogénération (canne à sucre) et 0,5 % d'importations. Le Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP), une organisation internationale à but non lucratif qui plaide pour une réforme verte dans le secteur de l'énergie, estime à 5 000 MW la capacité d'hydroénergie disponible. *L'Évaluation des Ressources en Énergie solaire et éolienne*, un programme des Nations Unies pour l'environnement qui offre un accès direct à des données crédibles sur les énergies renouvelables afin de stimuler l'investissement dans des technologies des énergies renouvelables et leur développement, estime qu'il est possible d'arriver à 7 800 MW de production éolienne et de développer jusqu'à 1 000 MW de ressources géothermiques.¹²⁷ Malgré ce potentiel impressionnant, le Guatemala importe actuellement des combustibles fossiles pour produire jusqu'à 60 % de ses besoins en électricité.

Le recours à la production décentralisée pour utiliser les abondantes ressources domestiques du Guatemala offre une solution à cette situation. Selon la définition qu'en donnent les nouvelles règles, qui seront détaillées plus loin, la PERD consiste en :

Une production d'électricité [...] au moyen de technologies utilisant des ressources renouvelables et raccordées aux installations de distribution, d'une capacité installée de moins de 5 mégawatts; [...] ces technologies sont celles qui exploitent le soleil, le vent, l'eau et la géothermie et la biomasse, ainsi que d'autres ressources renouvelables déterminées par le ministère des Mines et de l'Énergie.

Mais on continuait d'achopper sur la manière d'encourager les investissements dans la PERD, jusqu'à ce que la CNEE, qui recevait les avis intervenants du marché, mène une analyse des blocages expliquant pourquoi des productions d'énergies renouvelables ne voyaient pas le jour, surtout les petites. La CNEE a finalement décidé s'attaquer à ces blocages au moyen d'un nouveau cadre réglementaire. Les principaux sont exposés ci-dessous :

- Le cadre en place (celui qui prévalait avant 2006, année où les efforts sur la PERD ont vraiment commencé) n'offrait pas les « signaux » nécessaires à la construction de petites centrales utilisant des ressources renouvelables ou la PERD. Il existait aussi des EEA à long terme, signés dans l'urgence dans les années quatre-vingt-dix entre des compagnies de distribution et des producteurs privés exploitant des centrales fonctionnant aux combustibles fossiles, et qui poussé ces compagnies à accepter trop de contrats ; la durée de ces nouveaux EEA, trop brève (deux ans) avait envoyé des signaux à court terme aux producteurs d'électricité, ce qui s'était surtout traduit par la construction (à faible coût)

- de centrales à énergies fossiles. Une autre raison était que les producteurs en place rechignaient à faire de nouveaux investissements.
- De l'avis des intervenants et des investisseurs potentiels, le cadre réglementaire était difficile à comprendre et à interpréter, et donnait peu d'explications sur la question importante des aides à l'investissement dans la PERD en particulier. Les investisseurs comme le grand public trouvaient la réglementation trop complexe et estimaient qu'elle ne permettait pas aux producteurs dont la capacité installée était inférieure à 5 MW de participer au marché de l'électricité. Même si en fait ce n'était pas le cas, la CNEE s'est aperçue que cette perception erronée était répandue et qu'il fallait la modifier en facilitant l'accès à l'information, de façon à ce que la réglementation devienne plus compréhensible pour les développeurs potentiels de PERD.

LES MESURES PRISES PAR LE RÉGLEMENTATEUR : COMMENT LE CHANGEMENT S'EST MIS EN PLACE

La CNEE a tout d'abord porté ses efforts sur une enquête sur la PERD début 2006 : après la consultation menée auprès des acteurs du marché guatémaltèque, puis de ses homologues et des autres entreprises d'Amérique latine, elle a fait une visite d'étude en Californie.

Consultation auprès des acteurs du marché de l'État

Le travail a commencé au niveau du gouvernement guatémaltèque, puis il a comporté des périodes de sensibilisation et de consultation pour recueillir l'avis de tous les acteurs du marché de l'État. En 2006, le ministère des Mines et de l'Énergie a formé un comité, auquel a participé la CNEE, afin d'analyser la réglementation liée à la Loi générale sur l'Électricité et celle concernant l'administrateur du marché de gros. L'un des objectifs était de trouver des alternatives pour promouvoir le développement de nouveaux investissements sur les énergies renouvelables au Guatemala. La CNEE a participé activement et a proposé d'introduire le concept de PERD sans trop rentrer dans les détails (ceux-ci devant faire partie d'une norme technique), mais figurant néanmoins à l'état de définition dans la réglementation de la Loi sur l'Électricité. Cette proposition était destinée à mieux appuyer la PERD.

L'examen des règles s'est déroulé courant 2006 et pendant les deux premiers mois de 2007. Des amendements ont été approuvés par décision du gouvernement, publiés le 5 mars 2007, et sont entrés en vigueur le 6 mars de la même année. De son côté la CNEE avait travaillé à l'élaboration de la NTGDR, qui après approbation, a été publiée au journal officiel le 16 septembre 2008 par résolution 171–2008. Bien que la CNEE ait conçu ces normes et les ait approuvées, elle n'a eu de cesse tout au long de ce travail de recevoir les avis des agents et experts de la filière de l'électricité et de les évaluer. Par exemple, elle a dirigé deux importants forums, envoyé le premier projet par écrit aux principales universités guatémaltèques et à la chambre de commerce, et présenté le projet sur de nombreux autres forums tels que l'École d'Ingénieurs du Guatemala, et à l'ANACAFE, l'Association nationale du Café, dont les membres, des petits, moyens ou gros producteurs de café, disposent d'un potentiel de 400 MW pour produire de l'hydroélectricité grâce à de petites installations (de moins de 5 MW). La demande du Guatemala plafonne à 1500 MW.

La Norme, conçue à terme pour encourager les investissements grâce à des règles et des mécanismes réglementaires clairs et exhaustifs, a s'est entourée des avis d'investisseurs actuels ou potentiels ayant une connaissance de la filière. Le réglementateur, qui sait que des intérêts particuliers sont en jeu lorsque l'on demande leur avis aux intervenants extérieurs, a la tâche difficile, étant donné les imperfections du marché et des réglementations, de mettre ces intérêts en balance avec des principes réglementaires efficaces et une approche « juste et raisonnable ».

Visite d'étude en Californie et consultation d'homologues espagnols

En février 2006, des représentants de la CNEE ont visité l'État de Californie aux États-Unis pour voir comment les entreprises traitaient la question de la PERD. Ils se sont rendus au Southern California Edison, à la Municipal Electric Company of California, à la Municipal Electric Company de River Side et au parc éolien (Wind Generating Park) de Palm Springs. Concernant la PERD en particulier, la CNEE a tiré les leçons du recours à la production isolée et au relevé net à River Side. De plus, la CNEE a appris beaucoup de choses sur diverses pratiques : les générateurs à cycle combiné, les mesures d'efficacité énergétique, notamment grâce au méthane, qui améliore l'efficacité des unités de production jusqu'à 68 % (la norme est de 40 %), l'utilisation de centrales photovoltaïques qui alimentent un réseau exclusif destiné à une charge d'air conditionné pour la ville, et sur sa production d'énergie éolienne (du parc éolien de Palm Spring), qui a produit efficacement environ 400 MW d'électricité stable grâce à d'importants investissements et en étant raccordé à un système d'interconnexion.

En mai 2006, le personnel de la CNEE est allé rendre visite au réglementateur espagnol à Madrid avec le contrôleur central de la production éolienne. Le principal intérêt des visites en Espagne n'était pas la production décentralisée en soi, mais un débat sur les conséquences de la production éolienne sur l'exploitation du système de réseaux et le coût des projets d'éolien. Il avait été conclu qu'une production importante d'éolien a un impact sur le système électrique, que la façon dont ces projets doivent être gérés devra être envisagée à l'avenir, et qu'on allait avoir besoin d'une analyse technique détaillée de la PERD. Tous ensemble, ces efforts ont permis de conclure que le Guatemala aurait intérêt à adopter une approche unique limitant la taille maximum de la PERD à 5 MW, tout en restreignant la production aux énergies renouvelables et en prévoyant les incitations correspondantes. Dans de nombreux autres pays, par exemple, il n'y a pas de limitation de taille ou d'exclusivité pour les énergies renouvelables. Au Guatemala, les abondantes ressources en ER et le besoin de disposer d'entreprises rurales, par exemple des plantations de café, pointent le besoin de cadres pour réglementer les entreprises qui produisent elles-mêmes leur énergie et dont les excédents permettent la revente au marché national de l'électricité.

En mettant la norme au point, la CNEE et ses homologues ont évalué les objectifs fondamentaux, à savoir d'encourager l'investissement dans de petites unités de production d'électricité renouvelable et de raccorder celles qui ne dépassaient pas 5 MW aux réseaux de distribution. Avant l'application de la norme, la qualité des produits dans certaines parties du pays était médiocre. Par conséquent, la norme, ainsi que les incitations qui l'accompagnent, visaient également à améliorer la qualité. L'une de ces principales incitations a donc été de dispenser les investisseurs de payer l'utilisation des réseaux de distribution, tant que l'énergie provenant de leurs centrales et alimentant ces réseaux va dans le sens contraire du flux dominant

d'électricité. Pour sa rédaction, cette norme s'est appuyée en partie sur des références techniques au standard IEEE 1547, qui offrait des indications sur les équipements de protection dont ont besoin les unités de production d'une capacité inférieure à 5 MW.

RÉSUMÉ DES RÉFORMES JURIDIQUES POUR ENCADRER LA PERD

En 2007, le gouvernement du Guatemala a publié l'*Acuerdo Gubernativo 68-2007* (accord gouvernemental) qui modifiait la Loi générale sur l'Électricité et l'*Acuerdo Gubernativo 69-2007*, amendant les règles sur le marché de gros (réforme aux règles de l'Administrateur du marché de gros), dans le but d'accroître la concurrence, l'investissement, et la couverture électrique, d'améliorer le service et de développer la production décentralisée. Cet amendement exposait les règles de PERD, qui, comme on l'a vu plus haut, comportaient la définition de la PERD, et des règles générales de connexion et de réglementation de la PERD, notamment l'article 16, qui donne à la CNEE le pouvoir d'approuver les règles destinées à réglementer la connexion, l'exploitation, le contrôle et les conditions de commercialisation :

« Les distributeurs sont obligés d'autoriser des raccordements à leurs installations et les travaux nécessaires à ces modifications ou agrandissements pour permettre l'exploitation de la Production d'Énergie renouvelable décentralisée, pour laquelle ils doivent déterminer la capacité du point de connexion et les agrandissements nécessaires de leur installations. Avant d'accorder une autorisation, la Commission évaluera le bien-fondé de modifications et agrandissements de cette ampleur sur les installations du Distributeur, de même que les coûts et les avantages que représente l'amélioration de la qualité du service de distribution et la réduction des pertes. Les coûts des agrandissements, des modifications, des lignes électriques et des équipements nécessaires pour parvenir au point de connexion avec le réseau de distribution seront à la charge du producteur d'énergie renouvelable décentralisée. La Commission élaborera des stipulations et des normes générales sur la réglementation des conditions de connexion, d'exploitation, de contrôle et de commercialisation de la Production d'Énergie renouvelable décentralisée, y compris sur les paiements ou les crédits selon le principe du péage et des économies sur pertes énergétiques, selon ce qui sera pertinent et applicable et conformément à la loi et la présente réglementation. Dans le cas d'unités de production hors contrat, le Distributeur deviendra l'acheteur de l'électricité produite par le Producteur d'Énergie renouvelable décentralisée, en satisfaisant aux stipulations de la Loi. La rémunération de l'électricité sera plafonnée au prix d'opportunité de l'électricité sur le marché de gros ; et elle sera considérée constituer la réduction effective des pertes. »

En septembre 2008, conformément à l'autorité que lui confère les règles de PERD, le conseil d'administration de la CNEE a adopté la NTGDR pour poursuivre le plan du gouvernement d'exploiter le vaste potentiel en hydroénergie du pays et réduire sa dépendance aux combustibles fossiles. En tout, l'adoption de la NTGDR a pris environ 14 mois et a fait appel à un processus permanent de relecture, de consultation et de réécriture.

Pour résumer, les grandes orientations de la NTGDR sont :

- Des incitations pour les sources d'énergies renouvelables suivantes : biomasse, vent, géothermie, hydroénergie et solaire.
- Une taille des centrales (production décentralisée) limitée à 5 MW maximum.
- Le raccordement aux lignes électriques aux frais du producteur après approbation d'une étude de capacité et maintenance de ces lignes par la compagnie de distribution.
- L'accès aux lignes de distribution via une demande aux compagnies de distribution en leur fournissant les informations nécessaires pour renforcer ces lignes au besoin ; les producteurs d'énergie décentralisée ont la faculté de participer à des appels d'offres publics pour répondre à la demande de compagnies de distribution ou de leur vendre leur électricité sur le marché spot du Guatemala.

Elle a eu les avantages suivants :

- Ce texte a été publié en septembre 2008 et depuis, 9 projets ont été autorisés par la CNEE, pour un total de 10,93 MW; tous sont des centrales hydroélectriques.
- L'association nationale du café du Guatemala estime que dans les régions de plantations de café, un potentiel d'hydroélectricité de 500 MW au total pourrait être exploité dans un avenir proche.
- Les pertes de distribution seront réduites et la qualité du service sera améliorée.
- Les producteurs décentralisés seront exemptés du paiement des frais de transport d'électricité.

LES PROJETS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE DÉCENTRALISÉE AU GUATEMALA : CONDUIRE DES RÉFORMES ET BÉNÉFICIER DE LEUR DYNAMIQUE

La Loi sur les Incitations aux Énergies renouvelables a été mise en application en 2003. Certains investisseurs, bien qu'arrivés sur le marché après l'adoption de la loi, ont continué à pousser aux réformes, surtout en faveur des communautés rurales, ce qui a abouti à développer des règles pour les accompagner et, à terme, à mettre au point la norme technique. Le passage de la loi a favorisé l'investissement, même si au début, la plupart des financements provenaient d'organismes donateurs internationaux qui cherchaient à soutenir les changements législatifs et ouvrir la voie à l'investissement dans les énergies renouvelables, notamment dans les communautés rurales. En 2004, par exemple, 180 systèmes solaires PV ont été installés dans six communautés rurales de la région de Quiche, dans le nord du Guatemala, pour un usage domestique et pour les municipalités. Le programme a été mené par la Fundación Solar, en collaboration avec la Global Environmental Facility, le UNDP, le Projet Ixil, l'USAID, le Sandia National

Laboratories du Département de l'Énergie américain, le ministère de l'Environnement et des Ressources du Guatemala, le ministère de l'Énergie et des Mines du Guatemala, l'Asociación de Desarrollo Integral de Multiservicios (association pour le Développement multiservice), organisation de promotion du développement socio-économique d'anciennes communautés de populations en résistance dans la Sierra de Chamá et Chajul, Quiche).

Un important et récent projet de production décentralisée est la « Kaplan Chapina », une centrale hydroélectrique de 2 MW dont la construction a commencé en 2006. L'électricité qui doit être produite par cette centrale devrait en principe atteindre 3,5 GWh par an, après le démarrage de l'exploitation en octobre 2009. Le projet Kaplan Chapina a bénéficié des politiques récemment adoptées par le Guatemala et destinées à faciliter le développement de centrales aux énergies renouvelables et de production décentralisée. Ces politiques ont permis à la centrale de construire des lignes électriques et de se raccorder directement au réseau de distribution. M. Arimany, ancien président de Papeles Eleaborados, S. A., la société qui a construit ce projet, a vu en la NTGDR l'une des deux politiques qui ont favorisé sa réalisation (l'autre était une loi de 2003 promulguée par le Congrès du Guatemala qui exonère les sociétés qui investissent dans des projets d'énergies renouvelables du paiement des impôts cumulés sur le revenu et les importations pendant 15 ans).

Comme on l'a vu, après l'adoption de la NTGDR, neuf projets hydroélectriques ont été approuvés par la CNEE. Le tableau suivant récapitule chaque projet :

Tableau 3. Producteurs agréés d'énergie renouvelable décentralisée en 2009 et 2010 :¹²⁸

N°	Nom	Emplacement	MW
1	Santa Elena	Escuintla, Escuintla	0,70
2	Kaplan Chapina	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	2,00
3	Hidroeléctrica Los Cerros	San José El Rodeo, San Marcos	1,25
4	Hidroeléctrica Cueva María	Cantel, Quetzaltenango	1,50
5	HidroPower	Escuintla, Escuintla	2,16
6	El Prado	Quetzaltenango, Colomba	0,5
7	Jesbon Maravillas	San Marcos, Malacatán	0,72
8	Covadonga	Retalhuleu, Nuevo San Marcos	1,6
9	Finca Las Margaritas	Sn. Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	0,5
TOTAL			10,93

En principe, le développement de la production décentralisée devrait offrir aussi l'avantage de réduire les pertes dans le réseau de distribution.

LES ENSEIGNEMENTS : LE RÉGLEMENTATEUR A CONSOLIDÉ SES COMPÉTENCES EN LÉGISLATION PRIMAIRE

La Loi sur l'Électricité confère à la CNEE des pouvoirs explicites pour mettre au point des normes techniques liées à la filière de l'électricité. D'après le réglementateur, étant donné que les autres parties, chacune avec ses intérêts propres, savaient qu'il agissait dans le cadre de ses compétences et avec l'objectif clairement affiché de disposer d'une production énergétique diversifiée plus efficace pour l'avenir, l'autorité de la CNEE dans ce domaine n'a pas été contestée. La Loi sur l'Électricité donne au réglementateur le pouvoir de :

« Publier des normes techniques destinées à l'industrie de l'électricité et de contrôler leur conformité aux pratiques reconnues dans le reste du monde » et « publier au besoin des directives et des règles pour préserver l'accès sans restrictions aux lignes électriques et aux systèmes de distribution, conformément à la loi et à la réglementation des présentes. »

Un important enseignement de l'expérience guatémaltèque est que les lois générales, dans ce cas, la Loi générale sur l'Électricité (approuvée par le Congrès) doit rester « générale, » et n'établir que les fondements ou principes de base qui seront ensuite détaillés dans les réglementations et les normes. Cela permet au personnel technique d'être plus exhaustif dans l'élaboration des concepts, de manière à ce qu'ils correspondent aux connaissances dont on dispose dans ce domaine.

Fort de ce nouveau cadre pour la production décentralisée, le Guatemala est impatient d'améliorer sa fourniture et son service, surtout pour sa population rurale.

POUR CONCLURE

Au cours de la prochaine décennie, les réglementateurs de l'énergie du monde entier vont avoir pour tâche de mettre en place des politiques de réduction des émissions de CO₂ dans le secteur de l'électricité de leur pays grâce à des initiatives sur les énergies propres. Comme nous l'avons souligné dans ce manuel, l'intégration des ER dans le marché et dans le réseau électrique peut confronter les autorités de réglementation à des problèmes et des opportunités aussi inédits que nombreux.

Les réglementateurs s'apercevront que, grâce à leur expertise, ils ont une occasion unique de prendre des engagements en faveur des ER, en travaillant à des réglementations, en les préparant, en les planifiant, en les imaginant et en les rédigeant, en menant des consultations auprès du public, des campagnes de sensibilisation et, à terme, en appliquant ces textes destinés à encourager la production d'ER. Si les conditions diffèrent d'un pays à l'autre en raison de la diversité des conditions, que ce soit au niveau des politiques, des ressources, de l'économie et de la configuration énergétique, certains principes se dégagent qui peuvent aider les réglementateurs à s'orienter dans un paysage d'ER en constante évolution :

- Des objectifs clairement définis informent et guident le cadre réglementaire et aboutissent à la création de règles prévisibles et cohérentes. Des buts divers et mélangés, confus ou incohérents créent de l'incertitude pour les investisseurs et remettent en question les efforts pour augmenter la pénétration des ER.
- À l'opposé, la transparence des réglementations et de la mise en œuvre crée un environnement de certitude et de prévisibilité qui encourage les nouveaux entrants sur le marché. Elle les met à l'abri des pratiques discriminatoires, qui donnent des avantages injustes à certains participants (notamment les entreprises en place), susceptibles de fausser le marché et d'empêcher son ouverture. La souplesse laisse la possibilité d'améliorer et de corriger. Si la prévisibilité du cadre est importante, le réglementateur et les décideurs politiques ont intérêt à ce qu'il reste ouvert à la révision si nécessaire.
- Le choix d'un ou plusieurs dispositifs d'incitations est propre à chaque pays. Il n'y a pas une seule façon de définir des tarifs de rachat ou d'autres mécanismes de soutien aux projets d'énergies renouvelables.
- La conception et la mise en œuvre d'une politique sur les énergies renouvelables demande beaucoup de travail, et des idées et propositions différentes seront tout aussi valables quelles que soient les organisations. Une mise en commun entre les gouvernants et les industries peut être utile pour savoir quelle direction prendre, et les réglementateurs peuvent jouer un rôle essentiel pour faciliter leur collaboration.
- C'est un processus permanent. L'expérience d'autres pays nous enseigne qu'il est important de procéder de temps à autre à la révision des mécanismes de prix et des prix réels des énergies renouvelables, et de revoir aussi tout le déroulement

des appels d'offres, les conditions générales des contrats à long terme, les préférences en matière d'emplacement et de carburants et l'offre énergétique. Si les gouvernements et les réglementateurs doivent éviter de revenir sur les conditions des contrats, surtout les conditions de prix, si c'est possible, cela n'empêche pas le marché des renouvelables d'être dynamique, les technologies de mûrir rapidement, et les coûts de production de baisser. Par conséquent, les consommateurs doivent pouvoir profiter de ces changements et ne pas être enfermés dans des politiques incapables de suivre le rythme de cette dynamique.

- Les énergies renouvelables doivent s'inscrire dans un plan d'ensemble qui englobe également l'efficacité énergétique, la réduction des pertes techniques, qui, avec d'autres technologies « intelligentes » visent à utiliser les énergies au mieux, en évitant gaspillage et déploiement inutile. Les politiques d'efficacité énergétique doivent être l'un des maillons des politiques pour les renouvelables.
- Les autorités de réglementation doivent aussi examiner les processus juridiques et administratifs dans d'autres secteurs susceptibles d'avoir des répercussions sur les progrès des ER, comme les restrictions environnementales sur les permis, les normes environnementales, les règles sur l'investissement et les approvisionnements, et comprendre les conséquences qu'ont les choix de dispositifs incitatifs sur l'économie et sur le secteur, afin d'être le plus efficaces et le moins nuisibles possible.
- Les réglementateurs peuvent contribuer à se préparer en se familiarisant avec le paysage des initiatives en ER dans leur pays ou dans le monde et en collaborant avec d'autres réglementateurs, experts et parties prenantes dans leur pays ou leur région.

Les réglementateurs nationaux font partie d'une équipe qui s'engage envers les ER. Il est particulièrement important qu'ils apprennent les uns des autres en matière d'ER, car souvent, la vitesse et l'ambition des politiques des États n'attendent pas que le marché se développe et mûrisse de lui-même. En partageant les connaissances, les enseignements et les meilleures pratiques avec leurs homologues régionaux ou internationaux, les réglementateurs peuvent répondre aux engagements internationaux et nationaux inscrits dans les politiques de leur gouvernement et aider à faire progresser les ER dans leur pays.

En raison de leur expertise et de leur accès privilégié, ce sont les réglementateurs qui, tout naturellement, ouvrent la voie à l'avènement des ER, aujourd'hui comme demain.

BIBLIOGRAPHIE

¹ <http://www.irena.org/ourMission/index.aspx?mnu=mis> Cette déclaration est empruntée au site de la nouvelle agence IRENA (International Renewable Energy Agency), officiellement constituée à Bonn le 26 janvier 2009. À ce jour, 48 États et l'Union Européenne ont signé les statuts de cette agence ; parmi eux figurent 48 États africains, 38 États européens, 35 États asiatiques, 17 États américains et 10 États d'Océanie/Australie. Mandatée par ces gouvernements dans le monde entier, l'IRENA militera en faveur de l'adoption répandue et accrue et de l'utilisation soutenable de toutes les formes d'énergie renouvelables. S'exprimant au nom du monde entier pour les énergies renouvelables, l'IRENA facilitera l'accès à l'information sur les ER, y compris à des données techniques.

² La préoccupation suscitée partout dans le monde à propos du changement climatique a entraîné la nécessité d'élargir la définition des énergies renouvelables, pour y inclure des technologies de production d'électricité non renouvelables mais ne produisant pas de CO₂ telles que le nucléaire. Cela s'explique surtout par le fait que les définitions de l'énergie renouvelables et de l'énergie propres sont souvent confondues, et aussi parce qu'on considère que l'énergie nucléaire est plus pérenne que les combustibles fossiles. Ce manuel adopte le point de vue opposé : étant fondamentalement épuisable, l'énergie nucléaire ne fait pas partie de la définition des ER abordées dans ces pages. On considère généralement que les sources d'énergies reposant sur une combustion, telles que la biomasse et le biogaz, ne produisent pas d'émissions de CO₂ net, puisque ce sont des processus naturels qui ont créé les combustibles qui font disparaître ce CO₂ de l'environnement. Dans de nombreux pays, ce raisonnement a été étendu à la combustion des déchets solides dans les communes, et c'est une énergie considérée comme étant « renouvelable » en raison de ses composants organiques. Mais dans certaines études, on se demande si la biomasse est vierge de CO₂ et si elle est soutenable ; voir par exemple l'Étude sur http://www.mass.gov/?pageID=eoeaterminal&L=4&L0=Home&L1=Energy,+Utilities+%26+Clean+Technologies&L2=Renewable+Energy&L3=Biomass&sid=Eoeea&b=terminalcontent&f=doer_arra_bscps&csid=Eoeea. Le souci de l'environnement pourrait obliger ceux qui élaborent les politiques à exclure des commodités énergétiques renouvelables classiques comme la biomasse ou l'énergie hydroélectrique des définitions des énergies renouvelables, à moins qu'elles ne soient conformes avec la qualité de l'air ou les réglementations sur le passage des poissons. Ici, conformément aux normes internationales généralement acceptées, nous les incluons dans notre définition des ER, mais il faut s'assurer que toutes les ER sont alors produites conformément à l'objectif de développement vert et soutenable et prendre en compte la preuve du contraire chaque fois que des questions de subventions ou des programmes d'aide en faveur des ER entrent en jeu.

³ Les efforts fournis dans le cadre des énergies renouvelables ne sont pas isolés, ils accompagnent diverses mesures prises pour favoriser l'efficacité énergétique et réduire le Co₂ et autres émissions de gaz à effet de serre des combustibles fossiles. Ces travaux sur l'efficacité énergétique portent sur l'aspect de la demande, afin de la diminuer et modifier les habitudes dans laquelle elle s'inscrit (usage de jour ou de nuit). Pour les combustibles fossiles, on met au point des technologies destinées à les transformer en hydrogène, à capturer et à séquestrer le carbone et à utiliser des cellules à combustible à partir de l'hydrogène produit et de l'oxygène existant afin de produire une énergie propre.

⁴ A New Green Economics, The Test for the World in Bali and Beyond par Ban Ki-moon, lundi 3 décembre 2007, *Washington Post*.

⁵ Programme des Nations Unies pour l'Environnement, article de 2009 intitulé : *From Conflict to Peacebuilding, the Role of Natural Resources and the Environment*.

⁶ Voir World Bank RE Toolkit, citant un rapport de Nicholas Stern, 2006, *The Economics of Climate Change, The Stern Review*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

⁷ Voir World Bank RE Toolkit, p141, tableau 1, comparant les combustibles fossiles et les ressources renouvelables, indiquant que les plus renouvelables ne sont pas encore comparables en termes de coûts en l'absence de prise en compte des coûts externes.

⁸ Pour plus de 20 États américains, il faut qu'entre 15 à 20 % de toute l'électricité provienne de ressources renouvelables entre 2020 et 2030 ; voir http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/rps.cfm pour avoir des informations supplémentaires.

⁹ Voir World Bank RE Toolkit, p 129, définissant les coûts externes comme des « bénéfiques ou des coûts engendrés de façon inopinée comme le sous-produit d'une activité économique qui ne profite pas aux parties en jeu et pour lesquels aucune compensation n'intervient. Les coûts externes sont des bénéfiques ou des coûts qui se traduisent par des modifications de l'environnement physico-biologique. »

¹⁰ Sur le chapitre de la sécurité, voir A. Owen, « Environmental externalities, market distortions and the economics of renewable energy technologies » 25 *Energy Journal* 127, 129 (2004), (« Dans la mesure où ce sont les gouvernements qui supportent les dépenses de sécurité garanties de la continuité d'approvisionnement des marchés concernés en carburants, ces carburants sont alors subventionnés et, de fait, la répartition des ressources est inefficace »)

¹¹ Voir <http://www.juandemariana.org/pdf/090327-employment-public-aid-renewable.pdf>

¹² <http://switchboard.nrdc.org/blogs/paltman/media/Rodriguez%20letter.pdf>

¹³ Voir l'Agence internationale de l'Énergie site web, <http://www.iea.org>.

¹⁴ Namibian Electricity Control Board, http://www.ecb.org.na/download.php?fl_id=150

¹⁵ http://www.mme.gov.na/pdf/energy_policy_whitepaper.pdf

¹⁶ Namibian Electricity Control Board, http://www.ecb.org.na/download.php?fl_id=150

¹⁷ Namibian Renewable Energy and Energy Efficiency Institute, <http://www.reeei.org.na/aboutus.html>

¹⁸ Le Renewable Energy and Efficiency Partnership, REEEP, <http://www.reeep.org/index.php?id=9353&text=policy&special=viewitem&cid=95>

¹⁹ La division sur l'énergie intelligente de la Commission européenne a publié un rapport final en février 2007 qui évaluait l'efficacité des différents dispositifs d'accompagnement utilisés dans l'UE. Voir www.optres.fhg.de.

²⁰ Dans un document de travail de 2008 par exemple, le personnel de la commission européenne, après avoir étudié les divers instruments utilisés pour promouvoir les ER, a conclu qu'un tarif de rachat correctement fixé est « généralement le dispositif le plus efficace et le plus rentable pour promouvoir l'électricité renouvelable », http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf

²¹ Étude économique du RUHR http://repec.rwi-essen.de/files/REP_09_156.pdf

²² Voir par ex. les appels de la Commission des Services publics californiens à adopter ce tarif pour encourager l'utilisation du solaire. <http://www.energy.ca.gov/2008publications/CEC-100-2008-008/CEC-100-2008-008-CMF.pdf>

²³ Pour le projet houlomoteur Pelamis, voir <http://www.pelamiswave.com/content.php?id=149>

²⁴ COMMUNITY GUIDELINES ON STATE AID FOR ENVIRONMENTAL PROTECTION, Commission européenne 2008/C 82/01, disponibles sur <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2008:082:0001:0033:EN:PDF>

²⁵ Pour avoir des données montrant la relation entre les crédits d'impôt et les investissements dans les énergies renouvelable aux Etats-Unis voir G. Heal, The Economics of Renewable Energy, National Bureau of Economic Research, p 10, Figure 3 (juin 2009) <http://www.nber.org/papers/w15081.pdf> (Heal).

²⁶ http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp

²⁷ Pour s'informer sur la politique d'ER sur les Philippines, voir http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad_CABfinal.pdf

²⁸ La société de distribution de loin la plus importante est MERALCO, qui dessert la capitale, Manille, et ses environs. Environ 25 % de la population bénéficie de son service. Luçon constitue le plus grand réseau de l'île, avec 11 907 MW de capacité totale installée et une demande qui, dans les pics de consommation, atteint 6 674 MW. Les réseaux de Luçon et Visayas se partagent l'électricité par interconnexions sous-marines par câblés, tandis que le troisième plus important centre urbain, Mindanao, reste un réseau distinct.

²⁹ <http://www.doe.gov.ph/Laws%20and%20Issuances/RA%209136.pdf>

³⁰ <http://www.transco.ph/>; le Transco est devenu une filiale de laower Sector Asset and Liabilities Management Corporation (PSALM), qui a acquis également les contrats d'IPP de la NPC (voir <http://www.psalm.gov.ph/index.asp>).

³¹ <http://www.doe.gov.ph/Downloads/Revised.pdf>

³² Lorsque le WESM a commencé ses exploitations commerciales, la PSALM and la NPC contrôlaient environ 55 % et 22 %, respectivement, de la capacité de production déclarée. Pour atténuer cette domination et renforcer la concurrence, les IPP de la PSALM sont regroupés sous un administrateur d'IPP différent, un service indépendant désigné par la PSALM. Mais lorsque le WESM a commencé à exploiter, ces administrateurs d'IPP indépendants n'étaient pas encore en place, ce qui a fait du PSALM un administrateur d'IPP intermédiaire contrôlant plus de 30 % de la capacité installée dans le réseau de Luzon. Finalement, la PSALM au départ a fractionné ses IPP en quatre équipes de négociation d'électricité et la NPC a créé une équipe de négociation pour chaque centrale, dont neuf au début du WESM. À partir de juillet 2008, la PSALM avait fusionné ses équipes pour n'en garder que trois et la NPC avait éliminé quatre équipes via la privatisation.

³³ Tant que les administrateurs d'IPP restent contrôlés par les mêmes entités, il subsiste un conflit inhérent entre le recours multiple à des administrateurs pour faire baisser les prix grâce à la concurrence, et l'objectif d'une gestion destinée à accroître les recettes. De plus, étant donné la rareté de l'offre, de nombreuses centrales deviennent des fournisseurs cruciaux pendant les pics de demande, ce qui donne au marché la possibilité d'exercer un pouvoir. La domination de la PSALM sur le marché des ventes spot en gros est devenue encore plus nette lorsque de nouveaux producteurs sont passés aux contrats bilatéraux, laissant la PSALM-IPP avec une part encore plus importante de la capacité réduite non distribuée, en concurrence sur le marché spot.

Pour atténuer cette situation, l'étape suivante de la réforme consiste à rendre les administrateurs d'IPP indépendants. Le premier AAP pour les administrateurs d'IPP a eu lieu en juin 2009 et a échoué parce que les offres étaient inférieures au prix des réserves ; un deuxième cycle de soumissions d'offres en août 2009 a donné lieu à la nomination d'administrateurs d'IPP indépendants pour gérer les capacités sous contrat de deux centrales fonctionnant au charbon et représentant environ un tiers des contrats d'IPP pour Luzon et Visayas. <http://www.econ.upd.edu.ph/dp/index.php/dp/article/view/644/Full%20Paper>

³⁴ On trouvera des informations sur la National Electrification Administration sur <http://www.nea.gov.ph/>

³⁵ http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp

³⁶ Les règles de mise en œuvre du DOE et la réglementation destinée à la loi ont été signés le 25 mai 2009. Pour accélérer le traitement des projets d'énergies renouvelables, d'autres directives ayant force de loi ont été publiées par le DOE, telles que les Circulaires du Département couvrant l'accréditation des fabricants, des inventeurs et des fournisseurs d'équipements et de pièces produits localement pour les énergies renouvelables, ainsi que des directives régissant l'attribution des services d'ER, les contrats d'exploitation et la déclaration des promoteurs d'ER. 87 services d'ER et de contrats d'exploitation ont été signés le 23 octobre 2009, ce qui a injecté dans le réseau 555 MW provenant de l'hydroélectricité, 18,4 MW de la biomasse et 623 MW de l'éolien.
[http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009 %20I-Page %20Ad_CABfinal.pdf](http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad_CABfinal.pdf)

³⁷ [http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised %20FIT %20Rules %20for %20POSTING_final.pdf](http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING_final.pdf)

³⁸ « Les prévisions de recettes annuelles exigées des centrales d'ER éligibles seront déterminées en prenant en compte : pour les livraisons au réseau de transport, les prévisions annuelles de production des centrales d'ER éligibles et les FIT applicables pour l'année ; pour les livraisons au réseau de distribution, les prévisions annuelles de production des centrales éligibles qui en dépendent, les FIT applicables pour l'année, et les droits annuels de distribution annuels moyens de tous les services publics dont dépendent les centrales éligibles, conformément à la section 2.8. Les projections de recettes de production du WESM seront également prises en compte le cas échéant, à partir des documents délivrés ensuite par l'ERC mentionnés au paragraphe 2.9. » (Voir [http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised %20FIT %20Rules %20for %20POSTING_final.pdf](http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING_final.pdf))

³⁹ Voir http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php. Adopté à Kyoto, au Japon, le 11 décembre 1997, le Protocole de Kyoto est entré en vigueur le 16 février 2005. À ce jour, 184 parties à la Convention ont ratifié son Protocole. Les règles détaillées pour la mise en œuvre du Protocole ont été adoptées à la COP 7 à Marrakech en 2001. On les appelle les « Accords de Marrakech. »

⁴⁰ Id. Ces sont: l'Afghanistan, l'Albanie, l'Algérie, l'Angola, Antigua et Barbade, l'Argentine, l'Arménie, l'Azerbaïdjan, les Bahamas, Bahreïn, le Bangladesh, la Barbade, Belize, le Bénin, le Bhoutan, la Bolivie, la Bosnie Herzégovine, le Botswana, le Brésil, le Sultanat du Brunei, le Burkina Faso, le Burundi, le Cambodge, le Cameroun, le Cap Vert, la République Centrale Africaine, le Tchad, le Chili, la Chine, la Colombie, les Comores, le Congo, les îles Cook, le Costa Rica, Cuba, Chypre, la Côte d'Ivoire, la République démocratique populaire de Corée, la République démocratique du Congo, Djibouti, Saint-Domingue, la République Dominicaine, l'Équateur, l'Égypte, le Salvador, la Guinée équatoriale, l'Érythrée, l'Éthiopie, Fidji, l'ancienne République yougoslave de Macédoine, le Gabon, la Gambie, la Géorgie, le Ghana, Grenade, le Guatemala, la Guinée, la Guinée-Bissau, la Guyane, Haïti, le Honduras, l'Inde, l'Indonésie, l'Iran (République islamique d'), Israël, la Jamaïque, la Jordanie, le Kazakhstan, le Kenya, le Kiribati, le Koweït, le Kirghizstan, la République la République démocratique du Laos, le Liban, le Lesotho, le Liberia, la Libye, Madagascar, le Malawi, la Malaisie, les Maldives, le Mali, Malte, les îles Marshall, la Mauritanie, l'île Maurice, le Mexique, la Micronésie (États fédérés de), la Mongolie, le Monténégro, le Maroc, le Mozambique, Myanmar, la Namibie, la République de Nauru, le Népal, le Nicaragua, le Niger, le Nigeria, Niue, Oman, le Pakistan, Palau, le Panama, la Papouasie Nouvelle-Guinée, le Paraguay, le Pérou, les Philippines, le Qatar, la République de Corée, la République de Moldavie, le Rwanda, Saint Kitts et Nevis, Saint Lucia, Saint Vincent et les Grenadines, Samoa, San Marino, Sao Tome et Principe, l'Arabie Saoudite, le Sénégal, la Serbie, les Seychelles, la Sierra Leone, Singapour, les îles Salomon, l'Afrique du Sud, le Sri Lanka, le Soudan, le Surinam, le Swaziland, la République arabe de Syrie, le Tadjikistan, la Thaïlande, le Timor Oriental, le Togo, Tonga, la Trinité et Tobago, la Tunisie, le Turkménistan, Tuvalu, l'Uganda, les Émirats Arabes Unis, la République Unie de Tanzanie, l'Uruguay, l'Ouzbékistan, Vanuatu, le Venezuela (République bolivarienne du), le Vietnam, le Yémen, la Zambie, le Zimbabwe.

⁴¹ Les projets de MDP doivent rédiger une maquette du projet détaillant de quelle façon ils parviendront à des réductions d'émissions supplémentaires « réelles » et éviteront les « fuites » d'émissions. L'aspect « supplémentaire » exige d'un projet qu'il démontre que les réductions d'émissions viendront s'ajouter aux réductions qui ont lieu en l'absence de projet de MDP. L'aspect « fuite » exige d'un projet qu'il démontre que le projet de MDP n'entraînera pas une augmentation des émissions qui se produisent en dehors des limites du projet.

⁴² Le détails de ce qui doit figurer dans un PAN sont présentés dans la décision de la Commission européenne 2009/548/CE du 30 juin 2009, qui établit une grille de projet pour les plans d'action nationaux sur les énergies renouvelables dans le cadre de la directive 2009/28/CE du Parlement et du Conseil européens.

⁴³ Directive 2009/28/CE du Parlement et du Conseil européens du 23 avril 2009 sur la promotion du recours à l'énergie provenant de sources renouvelables et amendant puis abrogeant la Directive 2001/77/CE et 2003/30/CE (texte ayant une pertinence pour l'EEA) ; sur <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009L0028:EN:NOT>

⁴⁴ A D Owen, "Renewable Energy: Externality Costs as Market Barriers", Energy Policy, Vol. 34, 2006, pp. 632-642.

⁴⁵ Voir Energy for Development: The Potential Role of Renewable Energy in Meeting the Millennium Development Goals pp. 7-9, disponible sur <http://www.worldwatch.org/system/files/ren21-1.pdf>

⁴⁶ En 2007, l'Égypte a produit 664 000 barils de pétrole par jour (bbl/j), ce qui confirme son déclin comparé aux 950 000 bbl/j en 1995. <http://www.eia.doe.gov/cabs/Egypt/pdf.pdf>

⁴⁷ La production et la consommation de gaz naturel a plus que quadruplé entre 1995 et 2007 et continue à croître, avec un total de 1,9 trillion de pieds cubiques produits (tcf) et de 1,3 Tcf consommés en 2006, ce qui en fait indéniablement un exportateur de gaz. Id.; http://www.iisd.org/pdf/2009/bali_2_copenhagen_egypt_wind.pdf

⁴⁸ <http://www.moe.gov.eg/english/e-fr-main.htm>. Voir aussi <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/Electricity.html>

⁴⁹ Énergie Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/cabs/Egypt/pdf.pdf>

⁵⁰ Présentation PowerPoint, Renewable Energy Strategy for 20/20 and Regulatory Framework, fourni par EgyptEra, mai 2010.

⁵¹ Voir <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/Electricity.html>

⁵² <http://www.windatlas.dk/Egypt/About.html>; http://www.iisd.org/pdf/2009/bali_2_copenhagen_egypt_wind.pdf

⁵³ <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/Electricity.html>

⁵⁴ Les autres institutions sont l'Hydropower Projects Authority, la Rural Electrification Authority, l'Atomic Energy Authority, la Nuclear Power Plants Authority et la Nuclear Materials Authority.

⁵⁵ M. Hightower, Scandia National Laboratories, réunion de la NARUC de février 2009, citant l'USGA, 1998.

⁵⁶ voir par exemple les travaux menés dans ce domaine avec le concours de l'USAID par l'Alliance to Save Energy, <http://ase.org/section/program/watergy>.

⁵⁷ On trouvera des chiffres sur la part de l'Arménie dans la fourniture totale en énergie primaire dans les statistiques 2006 de l'IEA sur <http://www.iea.org/stats/>.

⁵⁸ Ce montant est hors taxes ; 1 USD=362.09 dram.

⁵⁹ Histoire du projet envisagé

Tableau 1 : Lac d'Erevan Résumé des informations

	Description
Nom du projet:	Lac d'Erevan Centrale hydroélectrique
Emplacement du projet :	Ville d'Erevan, Arménie
Type de projet:	Petite centrale hydroélectrique utilisant les eaux se déversant du lac d'Erevan
Capacité nominale des génératrices	750 kW
Production annuelle d'énergie depuis le début de l'exploitation commerciale :	2003 - 3,339 MWh 2006 – 1,736 MWh 2004 - 2,975 MWh 2007 – 1,706 MWh 2005 - 2,193 MWh 2008 – 3,145 MWh
Tarif 2008 approuvé par la PSRC	16,11 AMD/kWh (TVA non comprise)

Tableau 2 : Résumé des informations Lac de Kotayk

	Description
Nom du projet:	Centrale hydroélectrique à canal d'irrigation de Kotayk
Emplacement du projet :	Village de Jraber, dans la région, de Kotayk, Arménie
Type de projet:	Petite centrale hydroélectrique reliée à une filière d'irrigation
Capacité des générateurs :	Nominale -[8x315, 1x200] kW Capacité du modèle – 1800 kW Capacité à plein régime – 1350 kW
Production annuelle d'énergie depuis le début de l'exploitation commerciale :	2003 – 2,429 MWh 2006 – 2,926 MWh 2004 – 2,489 MWh 2007 – 3,084 MWh 2005 – 2,854 MWh 2008 – 3,006 MWh
Tarif 2008 approuvé par la PSRC	16,41 AMD/kWh (TVA non comprise)

⁶⁰ Voir 2010 IEA Report for the Clean Energy Ministerial TRANSFORMING GLOBAL MARKETS FOR CLEAN ENERGY PRODUCTS Energy Efficient Equipment, Vehicles and Solar Photovoltaics, http://www.iea.org/papers/2010/global_market_transformation.pdf

⁶¹ <http://www.heritage.org/Index/Country/Jordan>

⁶² http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=JO; http://www.iea.org/stats/gasdata.asp?COUNTRY_CODE=JO; http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294_508.pdf p 18.

⁶³ http://www.nepco.com.jo/engDetails.aspx?news_id=139

⁶⁴ Voir http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Distribution/Article_Jordan_Dist_EEV_May_2009.pdf; <http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/259077/articles/middle-east-energy/volume-3/issue-2/features/country-focus-jordan-sector-for-sale.html>; <http://www.jordantimes.com/?news=21078>

⁶⁵ Voir <http://www.erc.gov.jo/English/Pages/default.aspx>; http://www.nepco.com.jo/english_statisticalDetails.aspx?album_id=5. 2008, le pic de demande était de 2260 MW. <http://www.nepco.com.jo/PDF %20Documents/AnnualReportEnglish2008.pdf>

⁶⁶ <http://www.encharter.org/index.php?id=474>

⁶⁷ Voir http://www.nepco.com.jo/english_history.html

⁶⁸ Le secteur de la distribution est composé de trois sociétés, toutes privées :

- la Jordan Electric Power Company, société d'électricité formée en 1947 et détenue à 23 % par l'État, qui dessert Amman et la Jordanie centrale et fournit environ 64 % des consommateurs d'électricité en Jordanie ;
- l'Electricity Distribution Company, établie en 1997 lorsque la JEA fut désagrégée et privatisée en 2007 (rachetée par la Kingdom Electricity Company (KEC), qui couvre le sud et l'est de la Jordanie et dessert environ 140 000 usagers ; et
- l'Irbid District Electric Company (IDECO), fondée en 1961 et desservant le nord du pays, où elle compte 250 000 usagers. La KEC a aussi racheté 55,4 % des parts d'IDECO en 2007.

http://www.nepco.com.jo/english_reorganize.html; http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Distribution/Article_Jordan_Dist_EEV_May_2009.pdf

⁶⁹ http://www.nepco.com.jo/english_statisticalDetails.aspx?album_id=8

⁷⁰ Voir <http://www.petra.gov.jo/Artical.aspx?Lng=1&Section=1&Artical=145129>; <http://www.nepco.com.jo/PDF %20Documents/AnnualReportEnglish2008.pdf>

⁷¹ Voir http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Transport/April_2009_Presentations/Article-for_NEPCO_first_EEV_May_2009.pdf

⁷² <http://www.erc.gov.jo/English/Pages/default.aspx>

⁷³ <http://www.nerc.gov.jo/Download/english %20-energy %20strategy.pdf>

⁷⁴ *Id.*

⁷⁵ Voir <http://www.jordantimes.com/?news=23153>

⁷⁶ http://www.menafn.com/qn_news_story_s.asp?storyid=1093278395

⁷⁷ Voir <http://www.windpowermonthly.com/go/middleEastAfrica/news/993625/Jordans-first-commercial-wind-farm-endangered-noise-issues-regulations/>

⁷⁸ Voir http://www.menafn.com/qn_news_story_s.asp?storyid=1093278395

⁷⁹ Voir <http://www.iea.org/papers/2005/solarthermal.pdf>

⁸⁰ <http://www.solarbuzz.com/fastfactsindustry.htm>

⁸¹ Renewables Global Status Report 2009, <http://www.ren21.net/globalstatusreport/g2009.asp>

⁸² <http://www.solarbuzz.com/fastfactsindustry.htm>

⁸³ <http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2010-intro.htm>

⁸⁴ [http://seia.org/galleries/default-file/2009 %20Solar %20Industry %20Year %20in %20Review.pdf](http://seia.org/galleries/default-file/2009%20Solar%20Industry%20Year%20in%20Review.pdf). Berkeley FIRST est un exemple de programme de financement local pour des installations solaires domestiques, grâce à une taxe spéciale annuelle prélevée sur la taxe foncière et remboursée au bout de 20 ans.

⁸⁵ *Id.*

⁸⁶ voir par ex. http://www.dpcinc.org/_bigsolar.shtml

⁸⁷ Pour avoir un exemple de normes d'interconnexion, voir http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=TX10R&state=TX&CurrentPageID=1&RE=1&EE=1

⁸⁸ Voir par exemple les conseils du Bureau américain de gestion territoriale sur les droits de passage solaires http://solareis.anl.gov/documents/docs/BLM_Solar_IM2007_097.pdf

⁸⁹ Voir <http://www.scotland.gov.uk/Publications/2006/09/22094104/2>

⁹⁰ http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid=76,15049&_dad=portal&_schema=PORTAL

⁹¹ Voir http://www.forestcouncil.org/tims_picks/view.php?id=1946

⁹² http://www.eia.doe.gov/cneaf/alternate/page/renew_energy_consump/table4.html;
http://www.ucsusa.org/clean_energy/technology_and_impacts/energy_technologies/how-biomass-energy-works.html

⁹³ *Id.*

⁹⁴ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0628:FIN:EN:PDF>

⁹⁵ http://ec.europa.eu/energy/renewables/bioenergy/national_biomass_action_plans_en.htm

⁹⁶ http://www.biomass.kiev.ua/pdf/BAP_EN

⁹⁷ *Id.*

⁹⁸ http://www.ucsusa.org/clean_energy/technology_and_impacts/energy_technologies/how-biomass-energy-works.html

⁹⁹ Voir <http://www.esmap.org/themes/index.asp?id=15>

¹⁰⁰ http://www.euei-pdf.org/fileadmin/user_upload/Newsletter_Archive/EUEI_PDF_News_No_04.pdf. En Afrique subsaharienne, la biomasse est la principale source d'énergie où, dans certains pays, elle représente plus de 90 % de la consommation primaire d'énergie. http://euei-pdf.org/uploads/media/New_BEST_Guide_12_2009.pdf.

¹⁰¹ http://euei-pdf.org/uploads/media/New_BEST_Guide_12_2009.pdf

¹⁰² Voir *ID.*

¹⁰³ On trouvera par exemple un article sur les désaccords sur le niveau des subventions au Royaume-Uni sur le site http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay.articles.powergenworldwide.renewables.biomass.2010.02.drax-warns_that_uk.QP129867.dcmp=rss.page=1.html.

¹⁰⁴ Al Gore dans *Our Choice – A plan to solve the climate crisis* (2009)

¹⁰⁵ *Id.*

¹⁰⁶ Voir <http://www.nea.is/> concernant l'Islande. En 2007, près de 81 % de l'énergie primaire utilisée en Islande venaient de ressources renouvelables indigènes, dont 66 % de la géothermie. <http://www.nea.is/geothermal>. À partir de 2001, l'énergie électrique issue de gisements géothermiques représentait 27 % de l'électricité produite aux Philippines, 12,4 % au Kenya, 11,4 % au Costa Rica, et 4,3 % au Salvador. Dickson.

¹⁰⁷ *Id.*

¹⁰⁸ Voir M. Coviello, "Barriers, risks and new regulatory schemes for the development of geothermal resources," dans l'ouvrage *Geothermal Energy Resources for Developing Countries* (2002) p 63 (décrivant l'échec rencontré par la promotion de la géothermie en Amérique Latine en raison d'une absence de cadres réglementaires clairs). On trouvera un modèle de réglementations de ce type dans un document relatant un débat de l'UE sur le projet GTR-H « Geothermal Regulation Framework », sur [http://www.gtrh.eu/downloads/Draft %20framework %20template_Jan09.pdf](http://www.gtrh.eu/downloads/Draft%20framework%20template_Jan09.pdf).

¹⁰⁹ Voir http://outernode.pir.sa.gov.au/__data/assets/pdf_file/0009/126909/Best_Practice_Activity_Approval_Processes_for_EGS_Projects_Including_Induced_Seismicity.pdf; [http://www.legislation.sa.gov.au/LZ/C/A/PETROLEUM %20AND %20GEOOTHERMAL %20ENERGY %20ACT %202000.aspx](http://www.legislation.sa.gov.au/LZ/C/A/PETROLEUM%20AND%20GEOOTHERMAL%20ENERGY%20ACT%202000.aspx).

¹¹⁰ Voir http://www.geothermal-energy.org/304,iga_geothermal_conference_database.html

¹¹¹ http://www.geothermal-energy.org/304,iga_geothermal_conference_database.html

¹¹² *Id.*

¹¹³ http://www.ren21.net/pdf/REN21_Report_RETs_for_MDGs.pdf; http://www.energyblueprint.info/fileadmin/media/documents/national/2009/11_gp_e_r_national_india_lr.pdf; Unidad de Transacciones, Statistical Yearbook 2009, page 2, http://216.184.107.60:8080/c/document_library/get_file?folderId=10266&name=DLFE-2807.pdf.

¹¹⁴ ELECTRICITY STATISTICS BULLETIN No. 10, 2008, SIGET.

¹¹⁵ Energy Policy 2007, Electricity Board, Ministry of Economy

¹¹⁶ Tous les États d'Amérique Centrale, à l'exception de Belize, se trouvent sur la zone volcanique de la bordure du Pacifique et possèdent un vaste potentiel géothermique, chiffré à plus de 13 000 MW. À partir de 2009, dix pays en développement se placent en tête des quinze pays producteurs d'électricité géothermique, quatre d'entre eux étant situés en Amérique centrale : le Costa Rica, le Salvador, le Nicaragua et le Guatemala. Trois pays (le Salvador, le Costa Rica et le Nicaragua) font partie des six premiers pays détenant la plus grosse part d'électricité géothermique par rapport à la production d'électricité nationale. La production géothermique se justifie en Amérique centrale, aussi bien du point de vue environnemental qu'économique et elle est appelée à croître. Voir Garcia-Gutierrez, ICS-UNIDO conférence présentation, décembre 2009, <http://www.ics.trieste.it/core-programmes/geothermy/meetings--courses.aspx?itemID=2971>.

¹¹⁷ Feasibility Study for The Optimization and Developments of Ahuachapán, Chipilapa and Cuyanusul Geothermal Systems, LAGEO-ENEL, 15 September 2004.

¹¹⁸ Le développeur a également obligation de se conformer aux réglementations spécifiques de la municipalité où est situé le projet, ainsi qu'aux institutions qui réglementent l'abattage des arbres, l'utilisation des rues du voisinage et le stockage des combustibles.

¹¹⁹ <http://www.marn.gob.sv/uploaded/content/category/285351936.pdf>

¹²⁰ <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1182851006.68/view>

¹²¹ Voir E. Petrie, H. Willis, M. Takahashi, *Distributed Generation in Developing Countries* (2001), http://www.localpower.org/documents/reporto_agri_DGinDevCountries.pdf (repris sous le nom de Petrie). Petrie indique que plus de 30 millions de dollars par an sont consacrés aux combustibles de chauffage domestique, aux piles et aux bougies dans les zones rurales, en plus d'investissements massifs dans la production d'électricité au fioul, pour une capacité annuelle de 10 à 15 GW. C'est donc une large portion de ce marché rural qui est visée par la production décentralisée. *Id.* a 1 (citation omise). Petrie décrit des systèmes de PDC qui vont de 5kW à 5 MW et dont l'empreinte carbone oscille entre 0,01 et 59 kW au m², des coûts d'investissement allant de 200 à 6000 dollars au kW et une capacité de production d'électricité de l'ordre de 3 à 20 cents (de dollar) au kWh. *ID.* p 3. Ces technologies comprennent des microturbines, des cellules à fioul, de l'éolien, du solaire, des moteurs à pistons et l'hydroélectricité. *Id.* p 3-6.

¹²² Voir <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39588.pdf>. Le programme d'électrification des cantons et des villages de Chine, suivi par le programme d'électrification des villages de Chine fait appel au solaire, à l'éolien et à l'hydroélectricité.

¹²³ http://www.indiaenergyportal.org/subthemes.php?text=dis_gen&themeid=14;
[http://www.ruralelec.org/172.0.html#c1213.](http://www.ruralelec.org/172.0.html#c1213)

¹²⁴ Source et pour plus d'information : The NRECA Guide to IEEE 1547, pp. 36-38 (mars 2006); <http://www.nreca.org/Documents/PublicPolicy/DGApplicationGuide-Final.pdf>

¹²⁵ Dans certains pays, l'approche est d'instituer une agence d'électrification distincte, comme le Fonds national du Mozambique pour l'énergie rurale ; des coopératives électriques rurales (par exemple au Costa Rica) ; un département de la société nationale de distribution auquel est confié l'électrification rurale (Thaïlande) ; ou la délégation aux bureaux régionaux du service public (Tunisie). Voir *Rural Electrification in the developing world : A summary of lessons from successful programs*, ESMAP, 2004.

¹²⁶ Voir *Reducing the Cost of Grid Extension for Rural Electrification* (2000b); Rapport ESMAP 227/00; Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Washington, DC: Banque mondiale 2000 ; *8 Best Practice Manual: Promoting Decentralized Electrification Investment*, Rapport collectif UNDP/Banque Mondiale ESMAP, octobre 2001 ; *Promoting Electrification: Regulatory Principles and a Model Law*; Reiche, Kilian, Bernard Tenenbaum, and Clemencia Torres, Joint Publication of ESMAP and the Energy and Mining Sector Board; Banque mondiale 2000: Washington, D.C., Document n° 18 juillet 2006.

¹²⁷ Voir <http://www.reeep.org/index.php?id=51&content=2659>:

La nation a la capacité de produire l'intégralité de son énergie à l'aide de sources renouvelables et non renouvelables. Après avoir étudié ces données, le ministère des Mines et de l'Énergie a souligné l'immensité des ressources non exploitées dont regorge le Guatemala. Le pays pourrait produire environ 13 500 MW à lui tout seul à l'aide de l'hydro, de l'éolien, du biogaz, du biodiesel, du bioéthanol, ainsi que des cultures bioénergétiques à croissance rapide, une gestion durable de la forêt, des déchets industriels et agroforestiers.

Il possède suffisamment d'eau, de soleil, de vent, de biomasse et de géothermie pour produire, fournir et exporter de l'énergie à toute l'Amérique centrale. Les ressources hydrauliques et les centrales hydroélectriques, petites ou grandes, privées ou nationales, ont la capacité de produire quelque 10 000 MW d'énergie pour près de 40 millions d'habitants. Pourtant, à ce jour, seule 7 % de cette capacité a été utilisée. Le soleil du Guatemala pourrait produire jusqu'à 5 kWh par kilomètre carré – ce qui pourrait satisfaire les besoins de la région en énergie pour les cinq à six ans à venir.

¹²⁸ *Changes in the Regulatory Framework in Order to Promote Distributed Renewable Generation in Guatemala*, par Carlos Eduardo Colom Bickford, président du CNEE, réglementateur du secteur de l'électricité, juin 2010

*Pour toute question concernant cette publication, prière de contacter
Erin Skootsky (eskootsky@naruc.org) ou Bevan Flansburg
(bflansburg@naruc.org).*

**Association Nationale des Commissaires à la Réglementation des
Services Publics (NARUC)**

1101 Vermont Ave, NW, Suite 200

Washington, DC 20005 USA

Tél: +1-202-898-2210

Fax: +1-202-898-2213

www.naruc.org