

La production distribuée d'électricité au Mexique et en Argentine : quelles sont les nouvelles perspectives associées aux réformes institutionnelles du secteur électrique ¹?

Jorge Islas, Centro de Investigación en Energía, UNAM, Mexique

Philippe Menanteau, Département d'Économie et Politique de l'Énergie, LEPII-EPE, Université Pierre Mendès France, France

Historiquement, les systèmes électriques se sont constitués à partir de réseaux locaux de petite taille progressivement agrégés pour profiter des effets de foisonnement de la demande et des économies d'échelle en production qu'autorisent les grands systèmes interconnectés. Cette logique semble aujourd'hui montrer certaines limites avec un épuisement apparent des gains liés à la taille des unités de production, des difficultés croissantes à développer de nouvelles infrastructures de transport et une progression rapide des performances des technologies de production modulaires sous l'effet de la libéralisation du secteur électrique et des politiques de réduction des gaz à effet de serre. Il n'est donc pas exclu que la production distribuée d'électricité puisse à moyen terme jouer un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement électrique, au côté des grandes unités de production. Certes les facteurs qui influent sur le développement de ces technologies peuvent varier grandement d'un pays à l'autre mais on retrouve néanmoins à des degrés divers certaines constantes telles que la recherche d'une plus grande fiabilité d'approvisionnement, la mise en œuvre de politiques de prévention du changement climatique ou la libéralisation du secteur électrique. Nous examinerons dans ce texte l'influence de ces différents facteurs en insistant particulièrement sur les conséquences de la libéralisation des industries de réseau, à partir d'une analyse de l'expérience internationale dans un premier temps puis en examinant plus particulièrement les cas situations du Mexique et de l'Argentine.

I. La production distribuée d'électricité : un nouveau vecteur d'opportunités technologiques dans le secteur électrique.

Dans ce texte nous définirons la production distribuée comme l'ensemble des technologies modulaires de production électrique de petite taille (moins de 30 MW) situées de manière stratégique dans des lieux proches de la consommation finale et interconnectées au réseau de distribution électrique.

Du point de vue technologique la production distribuée regroupe :

- les moteurs à gaz et les moteurs Diesel,
- les micro turbines, les petites turbines à gaz et les cycles combinés,
- les piles à combustible,
- les technologies utilisant des sources d'énergie renouvelables telles que les systèmes photovoltaïques, les système éoliens, les mini et micro centrales hydrauliques

¹ Ce papier constitue en l'état une version préliminaire de travail qui sera reprise et complétée pour tenir comptes des réactions lors du colloque de Mexico

Enfin, à ces technologies de production il convient d'ajouter les nouvelles technologies de l'information et de la communication (composants informatiques, électroniques et électriques) qui facilitent l'interaction avec le réseau de distribution électrique. La production distribuée regroupe par conséquent une grande diversité de technologies qui se caractérisent par une série de propriétés techniques et économiques intrinsèques comme, par exemple, une structure modulaire, compacte, un haut degré d'automatisation et qui bénéficient ou pourraient bénéficier d'importantes économies en production en raison des effets de série associés à la standardisation. Ces propriétés compensent, au moins en partie, les économies d'échelle dont bénéficient les technologies conventionnelles de production, de plus grande taille.

Tous ces équipements de production distribuée ne se situent pas au même niveau de maturité technologique. La commercialisation des moteurs à combustion interne remonte à presque un siècle, celle de la turbine à gaz simple à un demi-siècle, celle du cycle combiné moderne à 30 ans alors que les autres équipements sont à peine au seuil de leur commercialisation. Si l'amélioration des performances est aujourd'hui moins rapide sur les technologies éprouvées, les technologies les plus récentes comme les micro turbines, les piles à combustible, les systèmes photovoltaïques ou les systèmes éoliens bénéficient d'une forte dynamique de progrès technique qui pourrait se traduire à moyen et long terme par une réduction importante des coûts de capital et par une amélioration de la performance énergétique. De façon générale, ces équipements font par ailleurs l'objet d'économies de production dynamiques, c'est-à-dire d'économies en série qui dérivent de processus de standardisation facilités par leur structure modulaire, l'automatisation et l'existence d'un marché mondial constitué par un flux régulier et important de petits équipements, compacts et de moindre effet sur l'environnement.

Schématiquement, on peut distinguer 4 grandes utilisations des technologies de production distribuée :

- les systèmes de secours (groupes électrogènes)
 - les systèmes de cogénération
 - les systèmes d'autoproduction
 - les sources renouvelables d'énergie
-
- l'autoproduction d'électricité de la part des consommateurs cherchant à maîtriser le coût de leur approvisionnement énergétique (cogénération, production de pointe ou protection contre la volatilité des prix)
 - les systèmes de production sur site destinés à améliorer / diversifier la qualité du service aux consommateurs, installés à l'initiative des opérateurs énergétiques en concurrence (externalisation de la production, offres multi-énergies, garanties de qualité, etc.)
 - l'installation d'unités de production distribuée installées chez les consommateurs ou la mobilisation d'équipements existants (groupes de secours) à l'initiative des distributeurs pour soutenir le fonctionnement du réseau
 - les unités de production répartie ou micro-génération (sources d'énergie renouvelable et cogénération) en réponse aux incitations tarifaires créées dans le cadres des politiques environnementales.

Les systèmes de secours servent à rétablir le courant électrique en cas d'urgence lorsque la fourniture d'électricité par le réseau s'interrompt. Ils sont à l'heure actuelle la principale application de la production distribuée dans un grand nombre de pays. Ces équipements ont des

durées d'utilisation très courtes qui conduisent à privilégier les technologies à faible coût en capital tel que les moteurs Diesel et les petites turbines à gaz.

Les systèmes d'autoproduction sont utilisés par des consommateurs qui cherchent à maîtriser la qualité, la sécurité et le coût de leur approvisionnement électrique. Dans cet usage la production distribuée devient une option importante et en croissance par rapport à la fourniture conventionnelle par réseau, spécialement dans les secteurs où la maîtrise des coûts de production est essentielle.

Les systèmes de cogénération sont un système d'autoproduction particulier qui combine production de chaleur et d'électricité. Les principales technologies utilisées sont les moteurs à gaz, les moteurs Diesel, les petites turbines à gaz et cycles combinés, les micro turbines et les piles à combustible. Cet usage de la production distribuée peut être compétitif par rapport à la fourniture d'électricité par le réseau, particulièrement dans le secteur industriel ou dans une moindre mesure dans le secteur commercial. Bien que la taille de ces équipements varie généralement de quelques MW à quelques dizaines de MW, les installations de plus petite taille de quelques kW - appelées micro systèmes de cogénération commencent à être une option compétitive dans le secteur domestique.

Finalement, les technologies utilisant les sources renouvelables d'énergie comme les systèmes photovoltaïques, les parcs éoliens, les centrales solaires et les équipements fonctionnant avec de la biomasse ou du biogaz sont des options qui, d'un point de vue environnemental, de diversification énergétique et de coût des combustibles présentent certains avantages sur les options classiques et font pour cette raison l'objet de programmes publics de soutien qui peuvent stimuler leur développement.

En raison de l'accroissement de la variété technologique, de la diversité des usages et de la baisse des coûts de production qu'elle autorise sur certaines applications, la production distribuée est un facteur important de changement technologique pour le secteur électrique.

De ce point de vue et étant donné la variété de ressources énergétiques des pays latino américains, particulièrement des sources d'énergie renouvelable, la production distribuée représente une nouvelle opportunité technologique qui peut permettre une meilleure adaptation des secteurs électriques latino américains aux dotations de leurs ressources énergétiques.

Par ailleurs, production distribuée peut avoir des impacts positifs sur le système électriques à différents niveaux :

- contribution à la satisfaction de la demande de pointe.
- report des investissements dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité du fait de la proximité entre production et consommation d'énergie ; en réduisant les transits sur les réseaux la production distribuée contribue à réduire les situations d'engorgement et les besoins de renforcement.
- réduction des pertes électriques dans les réseaux pour les mêmes raisons.

- enfin, amélioration de la qualité de la fourniture électrique (profil de tension, courant dans les branches, ..)

Les secteurs électriques de la plupart des pays latino américains présentent de façon générale des performances limitées sur le plan de, la continuité et de la qualité de la fourniture d'électricité. Les coupures y sont fréquentes, particulièrement aux heures de pointe, et les variations de tension dans les réseaux de distribution sont caractéristiques de ces systèmes électriques. Ce qui amène fréquemment les usagers à investir dans l'installation d'appareils de protection des équipements électriques et électroniques contre les surtensions. Enfin, les pertes techniques d'électricité dans ces pays sont encore élevées et dépassent souvent 10 % de l'énergie électrique commercialisé.

La production distribuée peut dans certaines conditions limiter ces pertes électriques et améliorer la qualité de la fourniture d'électricité. De même, elle peut en accroissant la production de proximité différer ou éviter d'importants investissements de renforcement dans les réseaux électriques. Ce résultat est particulièrement intéressant car les segments du transport et de la distribution ont des difficultés dans un cadre libéralisé à mobiliser les investissements nécessaires au bon fonctionnement des systèmes électriques.

La production en période de pointe à partir de petits moteurs à combustion interne, de petites turbines a gaz et de micro turbines apparaît d'ores et déjà compétitive par rapport aux moyens de production classiques (turbines industrielles et moteurs Diesel de grande taille). Avec des conditions d'accès au réseau de distribution moins contraignantes, la production distribuée d'électricité pourrait sans doute déjà être une option viable du point de vue économique dans la majeure partie des pays latino américains pour les usages industriels et commerciaux en période de pointe.

Enfin, la production distribuée est fréquemment compétitive par rapport aux grandes centrales conventionnelles lorsqu'elle est utilisée en cogénération. Toutefois, les conditions de fonctionnement des équipements de cogénération étant commandés par la demande thermique, leur contribution reste difficilement programmable et limite les impacts positifs de la production distribuée pour le secteur électrique. Une meilleure flexibilité de la relation chaleur-électricité sur les nouveaux équipements permet, cependant, d'envisager une moindre dépendance de la production d'électricité à la demande de chaleur et une meilleure programmation de la production en cogénération.

Si les effets de série en production et le progrès technique rapprochent progressivement les coûts de la production distribuée de ceux des grandes centrales conventionnelles, l'écart reste encore trop important pour que celle-ci soit compétitive avec la fourniture d'électricité en réseau. Pour cela, il faudrait que les bénéfices que la production distribuée apporte au réseau électrique soient intégrés dans le système tarifaire appliqué au secteur électrique.

II. L'impact de la libéralisation du secteur électrique sur la production distribuée d'électricité.

La libéralisation répond à une volonté d'améliorer l'efficacité du secteur électrique, de faire baisser les prix aux consommateurs et d'améliorer la compétitivité des entreprises en introduisant la concurrence sur les segments qui ne constituent pas des monopoles naturels (production et vente). Avec l'ouverture des marchés, les consommateurs acquièrent la possibilité de choisir

librement leur fournisseur, les opérateurs historiques sont dé intégrés verticalement et concurrencés sur certains segments d'activité, l'accès au réseau est rendu plus transparent et non discriminatoire pour les producteurs étrangers ou privés, etc. Le renforcement de la concurrence et la segmentation des activités (production, transport, distribution, vente) modifient les stratégies des opérateurs auparavant en situation de monopole et les contraignent à réagir face à l'arrivée de nouveaux entrants.

Les impacts positifs de l'ouverture des marchés sur la production distribuée

Avec l'ouverture des marchés électriques, l'introduction de la concurrence entre les producteurs, la possibilité pour les consommateurs de changer de fournisseurs, l'instauration de règles d'accès au réseau transparentes et non discriminatoires, etc., stimulent l'entrée de nouveaux acteurs et l'apparition de nouvelles offres qui peuvent tirer parti des avantages spécifiques que présente la production distribuée. Les conséquences positives de la libéralisation du secteur électrique sur la production distribuée tiennent à plusieurs facteurs : une plus grande aversion au risque, une meilleure transparence des prix, la diversification de l'offre.

La première conséquence de la libéralisation des marchés est la transformation de l'environnement des entreprises électriques confrontées à une concurrence à laquelle la plupart d'entre elles n'était pas habituée. Les décisions d'investissement se prennent dès lors dans un contexte beaucoup plus risqué qu'auparavant : plus grande volatilité des prix sur les marchés électriques, incertitude sur la stabilité du cadre réglementaire (règles de marché, législation environnementale, etc.) et sur l'évolution de la demande. Cette incertitude joue à la fois sur les consommateurs incités à se prémunir contre des situations de pics de prix en période de forte demande, par le biais de l'autoproduction notamment (cf le contexte américain), sur les producteurs qui tendent à délaissier les projets à temps de retour longs, plus exposés au risque, au profit de projets plus flexibles, moins intensifs en capital et plus rapidement rentables (Esnault, 2002), voire sur les fournisseurs (suppliers) qui peuvent chercher à limiter leurs achats d'électricité en période de pointe en favorisant l'émergence de moyens de production locaux mobilisables à la demande.

Cette évolution du contexte institutionnel conjuguée à l'amélioration des performances technologiques et à la baisse des prix du gaz a dans le passé largement profité aux turbines à gaz pour la production d'électricité. Avec la baisse continue des effets de taille sur les turbines et l'amélioration des performances sur certaines technologies de production modulaires (moteurs à gaz, turbines et piles à combustible), ce mouvement pourrait profiter à la production distribuée, sur des niches de marché dans un premier temps (périodes de pointe ou zones sous contraintes), puis de façon plus large.

La libéralisation se traduit également en théorie par une plus grande transparence des tarifs censée mieux refléter la réalité des coûts, en production mais aussi en transport et distribution. Une plus grande transparence des tarifs peut contribuer à mettre en évidence des écarts de coûts par rapport à la moyenne existant pour la desserte de certains consommateurs ou de certaines zones géographiques. Ces différences de coûts, dissimulées par les tarifs réglementés, peuvent apparaître avec la libéralisation et favoriser l'implantation d'unités de production localisées ; la rentabilité, incertaine par rapport à des coûts moyens de desserte, devient alors plus nette pour des moyens de production fonctionnant en périodes de pointe ou dans des situations

géographiques particulières (zones isolées, faible densité de consommation, déséquilibre offre/demande).

La transparence des tarifs induit de façon générale une différenciation horo-saisonnière qui tient compte des écarts de coûts en production et peut faire apparaître certaines niches tarifaires pour la production distribuée. Elle peut se traduire également par des variations de prix reflétant les congestions sur les réseaux de transport ou les écarts dans les coûts de distribution qui révéleraient des zones de compétitivité pour les moyens de production distribuée. La différenciation des coûts de distribution n'est toutefois que rarement appliquée pour des raisons politiques (maintien de la péréquation tarifaire). Quant aux principes tarifaires retenus pour le transport, en Europe notamment, ils peuvent tenir compte des congestions mais sont indépendants de la distance et n'incitent donc pas à la production de proximité.

Enfin, et surtout, la libéralisation modifie la relation entre fournisseurs et clients qui répondait auparavant à une logique d'offre et doit évoluer vers une logique plus commerciale mettant l'accent sur la notion de service rendu. Les entreprises en concurrence essaient classiquement de se différencier, en particulier les nouveaux entrants (fournisseurs) qui n'ont pas nécessairement la possibilité de concurrencer immédiatement les grandes entreprises électriques sur les seuls prix de l'énergie. De leur côté, les opérateurs historiques sont contraints de réagir par des offres comparables pour tenter de préserver leurs parts de marché. Les stratégies de diversification portent soit sur les produits, avec la vente de kWh d'origine renouvelable (électricité verte), par exemple, soit sur les services avec des offres multi-énergie ou de gestion globale des services énergétiques, comprenant éventuellement la production sur site et la maintenance des équipements, des actions d'amélioration de l'efficacité énergétique (audits, par exemple) ou des offres portant sur une amélioration de la qualité et de la fiabilité de la desserte.

On peut donc distinguer plusieurs modes de production distribuée selon les acteurs qui les mettent en œuvre et les incitations auxquels ils répondent :

- l'autoproduction d'électricité de la part des consommateurs cherchant à maîtriser le coût de leur approvisionnement énergétique (cogénération, production de pointe ou protection contre la volatilité des prix)
- les systèmes de production sur site destinés à améliorer / diversifier la qualité du service aux consommateurs, installés à l'initiative des opérateurs énergétiques en concurrence (externalisation de la production, offres multi-énergies, garanties de qualité, etc.)
- l'installation d'unités de production distribuée installées chez les consommateurs ou la mobilisation d'équipements existants (groupes de secours) à l'initiative des distributeurs pour soutenir le fonctionnement du réseau
- les unités de production répartie ou micro-génération (sources d'énergie renouvelable et cogénération) en réponse aux incitations tarifaires créées dans le cadres des politiques environnementales.

Les trois premières catégories sont susceptibles de profiter de la libéralisation de l'industrie électrique, de la dé-intégration verticale, de l'introduction de la concurrence entre les opérateurs, de la réduction des horizons de temps et d'une plus grande transparence dans les tarifs, à la condition que les conditions d'accès au réseau imposées aux producteurs distribués ne constituent toutefois pas des barrières trop importantes.

Les possibles conséquences négatives de la libéralisation

La libéralisation de l'industrie électrique est susceptible d'avoir également des répercussions négatives sur les programmes d'efficacité énergétique ou sur la promotion des nouvelles technologies énergétiques, sans lesquelles la perspective de développement de la production distribuée perd une grande partie de son intérêt, notamment sur le plan environnemental. Ainsi, l'érosion des rentes des firmes autrefois en monopole les incite à supprimer les actions de MDE ou en faveur des énergies renouvelables si elles ne sont pas compensées financièrement. De même, l'interdiction des subventions croisées ne permet plus la récupération des surcoûts de certaines actions sur l'ensemble des consommateurs. Enfin, la dé-intégration verticale peut supprimer des incitations à investir dans la production distribuée pour éviter des investissements de renforcement d'infrastructure qui existaient en situation de monopole verticalement intégré².

Dans plusieurs pays, les conséquences positives de la libéralisation sur le développement de la cogénération n'ont pas suffi à équilibrer l'impact négatif de celle-ci et conduit les gouvernements à prendre des mesures destinées à préserver ses parts de marché. Aux Pays Bas, par exemple, la libéralisation s'est traduite par une baisse des prix de l'électricité associée à augmentation des prix du gaz pour les cogénérateurs contraints de s'approvisionner aux prix du marché alors qu'ils bénéficiaient auparavant de tarifs favorables, avec des conséquences très défavorables sur les petites unités de cogénération (IEA, 2002). La vente d'électricité verte évoquée plus haut qui peut apparaître comme un moyen de financer le développement de l'électricité renouvelable en accord avec les principes de marché (les consommateurs qui attachent une valeur particulière à la protection de l'environnement acceptent de payer un surprix pour consommer de l'électricité renouvelable) se révèle en réalité insuffisante pour soutenir l'émergence de nouvelles technologies de production (Wustenhagen, 2001)³.

L'aversion au risque des entreprises électriques dans un environnement de plus en plus incertain, peut profiter aux technologies modulaires, de faible taille, peu intensives en capital, mais elle dessert à l'évidence les énergies renouvelables dont la structure de coût n'est pas favorable.

Enfin, la libéralisation peut conduire à remettre en cause les schémas incitatifs utilisés antérieurement pour promouvoir le développement de certaines technologies. Ainsi, l'introduction de la concurrence dans la production d'électricité en Europe a suscité un vif débat sur les modes de soutien à la production d'électricité renouvelable ; les schémas basés sur l'obligation d'achat et les prix garantis (Feed-in tariffs) ont été contestés sur le principe de la distorsion de concurrence qu'ils introduisaient entre les entreprises électriques, d'un côté, et sur l'absence de lien entre les prix d'achat et les prix du marché de l'électricité de l'autre. Sur ce plan, les systèmes de quotas de production associés à des certificats verts sont, pour certains, beaucoup plus conformes à l'esprit de la libéralisation du secteur électrique ; les mécanismes de soutien aux

² L'exemple de la ligne Boute-Carros en France confirme l'intérêt de la production distribuée sur ce plan (cf encadré 6) ; il montre toutefois que ce type de programme nécessite, en l'absence d'incitations appropriées, des conditions bien particulières : ici, une forte injonction de l'Etat et une collaboration étroite entre les différents maillons de la chaîne électrique facilité par les relations entre EDF et RTE. De même, la séparation entre la vente et la distribution en Grande-Bretagne a supprimé, selon le régulateur, toute incitation à investir dans la production distribuée pour le gestionnaire de réseau (Ofgem, 2001).

³ Wustenhagen, P., 2001, "International development in green electricity markets", Presentation to the Colloquium "Energy efficiency and consumer preferences" (Aukrug, Schleswig-Holstein, 24-26 October).

énergies renouvelables existants, pourraient donc, à terme, converger vers un système unique de quotas et de certificats vers dans les pays de l'Union Européenne.

Avec les mécanismes de certificats verts, les producteurs renouvelables doivent s'insérer dans les marchés libéralisés parce qu'ils ne bénéficient plus du dispatch prioritaire et des tarifs d'achat garantis. Ils peuvent alors être confrontés aux marchés d'ajustement, notamment, qui tendent à favoriser les sources classiques dont la production est parfaitement prévisible. L'expérience britannique avec la création du New Electricity Trading Arrangement (NETA) en avril 2001 illustre cette difficulté ; le NETA a en effet obligé tous les producteurs à annoncer leur production 3,5 heures à l'avance et imposé des pénalités importantes s'ils produisent moins que prévu, alors qu'ils ne reçoivent qu'une rémunération modeste dans le cas inverse (Milborrow, 2001 ; Ofgem, 2001). Les énergies renouvelables à apports intermittents y sont alors lourdement pénalisées, ce qui peut supprimer toute incitation à de nouveaux investissements.

De façon générale, la libéralisation des marchés électriques crée donc des opportunités pour la production distribuée en incitant à l'entrée de nouveaux producteurs et à la diversification des entreprises électriques sur de nouvelles niches de marché ou de nouveaux services. Mais l'introduction de la concurrence, la dé intégration verticale et le recul du poids des Etats produisent également un effet inverse, sur les actions en faveur de l'efficacité énergétique ou du développement de la cogénération et des énergies renouvelables. En l'absence de cadres incitatifs appropriés qui pourraient stimuler efficacement l'utilisation de la production distribuée par les gestionnaires de réseau (transport et distribution), l'intervention des Etats ou de la puissance publique de façon générale reste nécessaire pour soutenir ces technologies.

III. Les barrières à la diffusion de la production distribuée : les enseignements de l'expérience internationale

Les principales contraintes observées qui concernent les conditions techniques et économiques d'accès au réseau, les modalités de rémunération des gestionnaires de réseau, l'absence de valorisation des bénéfices associés à la production distribuée, etc., reflètent des modes de régulation qui, de façon générale, tendent à conforter le système existant et incitent les gestionnaires à limiter au maximum les installations de production distribuée rattachés à leurs réseaux (Connor et al., 2002).⁴

Les conditions techniques de raccordement

Les réseaux électriques ont été conçus pour faire transiter le courant de grandes unités de production vers le consommateur final et non pas pour faciliter les échanges entre des consommateurs / producteurs. Si la réglementation imposée par les gestionnaires de réseaux pour le raccordement de nouvelles unités de production distribuée n'est que le reflet de cette structure centralisée des réseaux, elle apparaît souvent inadaptée pour les unités de production dispersées et de petite taille.

⁴ Connor, P., Mitchell, C., 2002, A review of four European regulatory system and their impact on the deployment of distributed generation, Report for the Sustelnet project, The University of Warwick.

Les normes techniques imposées par les entreprises électriques et destinées à assurer la compatibilité technique entre le fonctionnement du réseau et les unités de production distribuée, justifiées pour des installations industrielles susceptibles d'avoir un impact sur le réseau amont, sont souvent contraignantes pour les équipements de plus faible puissance. Elles induisent des surcoûts importants sur les installations de faible puissance et peuvent parfois remettre en cause l'équilibre économique du projet⁵.

La question des normes techniques imposée aux producteurs ne constitue qu'une des facettes des nombreux problèmes qui surgissent au moment du raccordement d'unités de production distribuée et sont à l'origine de conflits avec le gestionnaire de réseau. On peut citer en particulier le choix de la tension de raccordement, la capacité de transit du réseau et les éventuels renforcements à envisager, les technologies de protection, la possibilité ou non d'un pilotage à distance par le gestionnaire, etc. (Decent, 2002)⁶. Tous ces aspects doivent faire l'objet d'une négociation préalable entre le producteur et le gestionnaire de réseau, dans une position plutôt défavorable au producteur du fait de la situation de monopole du gestionnaire et de la relative asymétrie d'information entre les deux acteurs. Bien entendu les coûts de raccordement vont varier dans des proportions importantes selon les choix techniques effectués.

Les contraintes techniques de raccordement semblent disparaître progressivement dans plusieurs pays avec la création de standards techniques et de procédures de raccordement normalisées destinées à améliorer la transparence des procédures et à limiter la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de s'opposer au raccordement de la production distribuée.

Les coûts de raccordement (deep / shallow costs)

Malgré le respect des normes techniques, le raccordement d'un moyen de production distribuée peut avoir dans certaines conditions des répercussions sur le réseau amont (risques de surtensions par exemple) qui nécessitent de faire évoluer le réseau en modifiant les ouvrages existants ; ces travaux de renforcement peuvent se limiter à la proximité immédiate de l'unité de production nouvellement installée mais concerner aussi des portions situées en amont sur le réseau. S'il paraît logique d'imputer au producteur les coûts directs de raccordement au réseau, la question peut se poser pour ce qui concerne les coûts de renforcement amont.

Deux systèmes de répartition des coûts d'accès au réseau co-existent qui ont des conséquences très différentes pour les producteurs distribués : les coûts de raccordement complets (deep costs) imposent au producteur de payer l'ensemble des coûts qu'il engendre y compris les renforcement amont alors qu'avec le système des "shallow costs", celui-ci ne paie que le raccordement au niveau de tension adapté, les coûts de renforcement étant partagés entre l'ensemble des utilisateurs du réseau.

Lorsque les coûts de raccordement sont importants, le paiement préalable et intégral de ces coûts peut constituer une barrière significative ainsi que l'a constaté le régulateur britannique : "*Deep*

⁵ On peut citer l'exemple d'un coût de raccordement de 400 \$ pour une installation PV individuelle d'une puissance de 250 Wc, aux Etats-Unis, qui représente près de 20% du coût initial et la quasi totalité des gains espérés du projet (NREL,2000).

⁶ Decent, 2002, Decentralised generation : development of EU policy, Report in the framework of the DECENT project.

charges can be a critical factor in preventing a new project from moving forward', having a significant negative impact on the economics and financing of new distributed generation. The effect was particularly marked in the case of lower cost or smaller projects, where a deep connection charge might have a relatively large percentage impact on overall project costs." (Ofgem, 2002)

L'option "deep costs" présente un avantage apparent de simplicité puisqu'il suffit de comptabiliser l'ensemble des coûts additionnels occasionnés par l'arrivée d'un nouveau producteur et de lui en imputer la charge. Elle induit également une certaine rationalité économique puisque les nouveaux producteurs sont incités par le biais du signal prix à s'installer de préférence dans des zones où le réseau est susceptible de les accueillir à moindre coût. Mais elle soulève également des difficultés en raison de son manque de transparence. Elle impose une négociation au cas par cas des coûts de renforcement induits sur le réseau qui se caractérise par une très forte asymétrie d'information entre le producteur et le gestionnaire de réseau. L'autorité de régulation peut elle-même difficilement estimer la part du renforcement nécessitée par l'arrivée d'un nouveau producteur et celle qui correspond à l'amélioration générale du réseau laquelle est à la charge du gestionnaire de réseau. Plusieurs pays abandonnent donc cette option pour éviter que l'incertitude sur les coûts de renforcement à imputer à un nouveau producteur ne soit utilisée comme une barrière à l'entrée, et choisissent de se limiter aux seuls coût de raccordement, immédiats et facilement identifiables (*shallow costs*).

Le principe du shallow costs, plus favorables aux producteurs distribués, présente au moins deux inconvénients : la disparition du signal prix évoqué plus haut, les producteurs pouvant alors choisir de s'implanter sur le réseau indépendamment des coûts collectifs qu'ils imposent, et le report des coûts de renforcement du réseau sur l'ensemble des autres utilisateurs.

Les charges d'utilisation des réseaux

La question des charges d'utilisation des réseaux est parfaitement complémentaire de celle des coûts de raccordement. Lorsque les producteurs ne paient pas l'intégralité des coûts qu'ils imposent au réseau du fait de l'application d'une procédure de type "shallow costs", il faut que ceux-ci soient répercutés sur l'ensemble des utilisateurs via les charges d'utilisation des réseaux qui recouvrent plusieurs catégories de coûts : les coûts de renforcement, donc, les coûts de fonctionnement et de maintenance du réseau, les coûts d'amortissement du capital, et les pertes électriques. Si la production distribuée peut contribuer sous certaines conditions à limiter les pertes en ligne ou l'engorgement des réseaux et permettre de reporter certains investissements de renforcement (cf infra), la tarification de l'utilisation des réseaux devrait refléter cet impact positif en distinguant la production répartie ou de proximité de la production classique.

Les choix faits en Europe en matière de tarification des réseaux de transport avec la tarification en timbre-poste ne facilitent pas la reconnaissance des bénéfices liés à la production de proximité. Associée au principe de "shallow costs", la tarification au timbre poste, indépendante de la distance, destinée à faciliter l'entrée de nouveaux producteurs sur le marché, profite notamment aux productions distantes situées dans des zones de faiblesse du réseau (la production éolienne par exemple). Elle ne valorise de fait pas les impacts positifs de la production de proximité dans les zones déficitaires (ou ne dissuade pas la production dans les zones déjà largement excédentaires ce qui revient au même) en ne tenant pas compte des coûts de transport et pertes

évités par cette dernière. Pour ce type de production, une tarification à la distance aurait fait apparaître immédiatement un avantage comparatif sur les grandes unités de production centralisées et partiellement compensé les économies d'échelle dont bénéficient ces dernières. Avec un système de timbre-poste uniforme, la production distribuée qui alimente essentiellement des charges locales ne bénéficie de fait d'aucun avantage sur la production classique, en ce qui concerne les coûts d'utilisation des réseaux de transport et de distribution.

La question de la tarification des services de back-up est une autre difficulté très souvent évoquée par les producteurs distribués

Incitation des gestionnaires de réseau à intégrer la production distribuée

Une question importante à ce stade concerne la réalité des impacts positifs que la production distribuée est susceptible d'apporter aux réseaux. Pour les producteurs, la production distribuée peut contribuer à limiter les pertes en lignes, les situations d'engorgement et les besoins de renforcement, du fait de la proximité entre production et consommation d'énergie et donc de la réduction des transits sur les réseaux. Par ailleurs, la production distribuée peut intervenir en soutien au réseau (profil de tension, courant dans les branches), procurer des services auxiliaires ou plus généralement contribuer à la stabilité globale du système (IEA, 2002).⁷ Cette possibilité d'une contribution positive de la production distribuée sur le développement et le fonctionnement des réseaux n'est pas réellement contestée par les entreprises électriques⁸ : "*The Australian experience led the Distribution Network Operator to conclude that there was potential for the use of distributed generation in lieu of network reinforcement, provided that liabilities for security and quality of supply could be adequately backed-off through suitable contract arrangements between DNOs and generators*" (Ofgem, 2002⁹).

Mais, comme le souligne la position du gestionnaire de réseau australien, pour cela les systèmes de production distribuée doivent être implantés et exploités de façon judicieuse pour avoir un impact positif éventuel sur le réseau. L'installation d'unités de production distribuée sur des antennes qui ne sont pas sous contrainte, par exemple, n'aurait aucune influence sur les investissements de renforcement de réseau. Surtout, les unités de production distribuée doivent être disponibles au moment des appels de pointe sur le réseau pour contribuer à limiter les engorgements. Cette condition est essentielle pour les gestionnaires de réseau qui suggèrent en conséquence que le dispatching des unités de production distribuée soit géré à leur niveau ou que des arrangements contractuels appropriés incitent les producteurs à faire fonctionner leurs systèmes en adéquation avec les besoins du réseau.

La prise en compte de ces bénéfices potentiels par les gestionnaires de réseau se heurte à deux types de difficultés ; tout d'abord, les outils qui permettraient d'identifier précisément les impacts positifs de la production distribuée sur des situations de réseau nécessairement spécifiques ne sont pour l'instant pas disponibles (Ibid) ; d'autre part, les cadres tarifaires auxquels sont

⁷ IEA, 2002, Distributed Generation in liberalised electricity markets, International Energy Agency, Paris 2002.

⁸ On doit toutefois rappeler que la production distribuée peut dans certains cas imposer des surcoûts importants pour le réseau lorsqu'elle est concentrée dans des zones où la demande locale est très faible et les capacités de transit du réseau limitées.

⁹ Ofgem, 2002, Distributed generation: price controls, incentives and connection charging – Further discussion, recommendations and future action, March 2002.

généralement soumis les gestionnaires de réseau ne les incitent pas à s'intéresser à ce type d'option par ailleurs très éloigné de leur mode de leur culture technique.

De façon générale, les gestionnaires de réseau sont des entreprises en situation de monopole dont les tarifs sont soumis à régulation par des systèmes de "price-cap". Les tarifs correspondent à un volume autorisé de dépenses annuelles destinées à couvrir les coûts de fonctionnement et de maintenance, l'amortissement et les pertes. Lorsque les investissements de renforcement de réseau peuvent entrer dans le calcul des tarifs, et donc être répercutés sur les consommateurs, l'entreprise n'a pas d'intérêt particulier à chercher des solutions techniques éventuellement plus risquées. Inversement, stimuler l'implantations d'unités de production distribuée peut avoir pour conséquence de réduire les coûts de fonctionnement du réseau et donc d'améliorer la productivité et le surplus de l'entreprise mais aussi de réduire ses ventes d'électricité et donc d'augmenter le coût unitaire des quantités vendues. En bref, les cadres tarifaires existants ne sont pas conçus pour inciter les gestionnaires de réseau à comparer les options de production distribuée avec les investissements de renforcement du réseau.

Les conditions d'accès au marché électrique

Pour renforcer la concurrence sur le créneau de la production, la libéralisation doit créer en théorie des conditions d'accès au marché de l'électricité équivalentes pour l'ensemble des producteurs. Ceci concerne bien entendu les modalités de raccordement au réseau (cf supra) mais également les conditions dans lesquelles les nouveaux producteurs ont accès aux différents marchés de l'électricité pour écouler leur production. La production distribuée se situe sur ce plan dans deux grandes catégories bien distinctes : les producteurs d'électricité d'origine renouvelable ou en cogénération, d'un côté, qui bénéficient dans un grand nombre de pays d'une obligation d'achat¹⁰ et sont de ce fait moins exposés aux contraintes des marchés électriques, et les producteurs qui ne bénéficient pas de cette obligation d'achat, de l'autre, et doivent de ce fait souscrire des contrats de long terme ou revendre leur production sur les marchés électriques.

Dans le premier cas, les contraintes d'accès au marché de l'électricité ne se posent pas puisque les quantités produites sont revendues au gestionnaire de réseau à un tarif réglementé (Feed-in Tariff)¹¹. Toutefois, ces dispositifs pourraient être remis en cause en raison de leur inadéquation avec les principes de libéralisation du secteur électrique. Ils seraient alors remplacés par des mécanismes tels que les certificats verts qui visent notamment à mieux intégrer la production renouvelable au marché de l'électricité.

Les producteurs qui ne bénéficient pas de l'obligation d'achat doivent de leur côté revendre leur électricité aux conditions du marché ; or, les règles de fonctionnement des marchés électriques sont globalement défavorables aux petits producteurs et aux producteurs intermittents :

- les coûts de transactions qu'impose la participation aux marchés électriques sont importants pour des productions limitées ou nécessitent des compétences que peuvent difficilement acquérir des producteurs occasionnels;

¹⁰ En Europe, l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark et depuis 2000, la France, ont instauré des systèmes de prix garantis associés à des obligations d'achat.

¹¹ De même, dans le cas des enchères concurrentielles, les producteurs dont les offres sont retenues bénéficient de contrats d'achat de long terme (10 ou 15 ans) au prix d'enchère.

- la création de marchés d'ajustement (cf expérience du NETA en Grande Bretagne) impose des pénalités aux producteurs intermittents qui dépassent les coûts de cette intermittence pour le système électrique (Milborrow, 2001) et pénalise les productions non garanties.

Pour les producteurs d'origine renouvelable, la possibilité existe de souscrire des contrats de long-terme avec des suppliers spécialisés mais, pour les autres, il faut choisir entre deux options : l'entrée sur le marché, à titre individuel avec des coûts élevés pour un petit producteur isolé, ou la revente au fournisseur local mais à des prix moins intéressants du fait de sa position de monopole.

III. La problématique institutionnelle de la production distribuée au Mexique et en Argentine.

Si les processus de réformes institutionnelles des secteurs électriques en Argentine et au Mexique datent de la même époque, début des années 90, leurs rythmes et leurs modalités ont été très différentes.

En effet, la réforme du secteur électrique en Argentine a été plus profonde et a inclus la privatisation et la dé-intégration des entreprises intégrées verticalement, propriété de l'Etat, la création de marchés électriques de gros et le libre accès au réseau électrique. Au Mexique, la réforme électrique plus limitée se caractérise par l'adoption du modèle d'acheteur unique, représenté par la Comisión Federal de Electricidad (CFE), une entreprise verticalement intégrée propriété de l'Etat.

Dans les deux cas les réformes se sont traduites par un accroissement du nombre des acteurs : mais alors qu'il concerne l'ensemble des segments du secteur de l'électricité, en Argentine, il se limite à certaines niches de la production dans le cas du Mexique. En Argentine, considérant seulement les agents de l'offre électrique des marché de gros il existe 43 producteurs, 57 distributeurs, 58 transporteurs, 3 fournisseurs, 13 auto générateurs et 3 cogénérateurs. Dans le cas mexicain, il y a deux entreprises publiques, la CFE et Luz y Fuerza del Centro (LyFC) qui fournissent le service public de l'électricité, 26 cogénérateurs, 143 autoproducteurs, 4 exportateurs et 8 importateurs d'électricité, tous constituant l'offre de production électrique qui n'est pas considérée comme faisant partie du service public. De plus il y a 60 équipements d'autoproduction dont les permis ont été donnés avant la réforme du début des années 90. Finalement, on trouve 11 producteurs indépendants qui représentent 5276 MW dont la production fait partie de la fourniture du service public.

Les niches de la PD en Argentine :

Le marché interconnecté, composé par les productions électriques connectées au Système Interconnecté National mais qui ne font pas partie du marché en gros En général ce type de production est incrusté dans les réseaux de distribution et fait partie de l'offre de production d'une compagnie électrique de province ou d'une compagnie privée de distribution. La première est généralement une compagnie intégrée verticalement d'un gouvernement de province qui achète sur le marché de gros l'énergie qui n'est pas produite localement. La deuxième est un

producteur qui était déjà installé dans les réseaux de distribution avant la réforme électrique et qui a été inclus dans la concession du distributeur.

L'autoproduction, mise en place par des industriels qui produisent leur propre électricité, qui reçoivent et livrent l'énergie au marché de gros et aux marchés locaux des distributeurs. Lorsque il y a des excédents électriques et ils les vendent au marché de gros, ils se considèrent comme autogénérateurs et en conséquence ils sont des agents du marché en gros. Cette production est installée dans les réseaux de transmission et dans les réseaux de distribution, créant dans ces derniers des possibilités de PD (J. VIgnolo, 2002).

Dans la cogénération. Ce qui arrive peu en Argentine, la grande majorité de ces producteurs sont connectés aux réseaux de transmission. Il faut mentionner que les cogénérateurs sont en conséquence des agents du marché en gros. Finalement, ils vendent leurs excédents d'électricité sur le marché de gros mais ils n'achètent jamais d'électricité sur ce marché.

L'existence de ces niches a facilité un développement significatif de la PD en Argentine et l'heure actuelle elle représente 9,5% de la production totale et 10,5% de la capacité installée du secteur électrique argentin.

L'autoproduction représente 2235 MW dispersés dans 2754 groupes. Sans compter les cycles combinés qui sont de plus grande taille comparés à notre définition de la PD, une analyse par type de technologie nous montre que le choix de technologies par les auto producteurs favorisent la petite turbine à vapeur (36 % de la capacité totale d'autoproduction), les moteurs Diesel (30%) et les petites turbines à gaz (26 %) et en moindre mesure la mini hydraulique (1%). La structure de combustibles qu'utilise l'auto production bien que diverse, sont en majorité des combustibles fossiles ou énergie de déchets de processus et en moindre mesure la biomasse comme le bois, la peau du tournesol, et les déchets de la canne à sucre. Il n'existe aucune auto production qui utilise les systèmes éoliens ou photovoltaïques. Dans le sens contraire, la PD du marché interconnecté semble favoriser surtout la mini hydraulique et très peu le Diesel (0,87%), éolien (0,52%) et la turbine à gaz (0,04 %).

Etat de lieux de la production distribuée au Mexique

Dans le secteur électrique mexicain les niches de la PD se trouvent seulement dans deux types de production : la cogénération et l'autoproduction. La cogénération représente actuellement 826 MW et l'autoproduction 3157 MW. Jusqu'à aujourd'hui il n'y a pas de statistiques qui permettent de quantifier la PD dans le secteur électrique mexicain. En particulier les statistiques ne permettent pas de savoir si ce type de production est connecté aux réseaux de distribution ou dans le réseau de transport.

On peut estimer rapidement l'importance de la production distribuée au Mexique en considérant les unités de production de moins de 30 MW situées dans les zones urbaines. Avec ce critère la capacité de la PD au Mexique pourrait s'approcher de 279,3 MW parmi lesquels 269,5 sont de autoproduction et 9,8 MW de cogénération. Sa production globale serait de 637 GWH et représenterait à peine 0,5% de la production du service public.

Une absence de prise en compte des impacts potentiels de la production distribuée sur les systèmes électriques

Les chiffres donnés pour l'Argentine et les chiffres estimés pour le Mexique semblent confirmer que les conditions de développement de la PD sont relativement meilleures dans le secteur électrique argentin qu'au Mexique. La décentralisation qui a marqué historiquement le secteur électrique argentin et la mise en place d'une réforme institutionnelle plus profonde, sont deux facteurs qui favorisent plus le développement de la PD en relation au cas mexicain.

Cependant dans les deux pays, dans leur système de tarifs du secteur électrique comme celui de leur réglementation, les bénéfices techniques et économiques que peut apporter la PD (réduction des pertes, plus grande sécurité dans la fourniture d'électricité, provision de puissance réactive...) ne sont pas pris en compte. En Argentine, le ministère de l'Energie a commencé un processus de révision du système de tarifs de distribution, des études qui prétendent comptabiliser dans la réglementation les courbes de charge, la qualité du service, la détermination de la base de capital et l'utilisation rationnelle de l'énergie, cependant, leur préoccupation met l'accent dernièrement sur un système de pénalisations pour les producteurs, système basé sur le "coût de l'énergie non fournie » avec lequel l'Argentine prétend établir un meilleur équilibre qualité-prix, ce qui défavoriserait la PD si une réglementation spécifique n'est pas établie pour ce cas précis .

Dans le cas contraire la PD pourrait se voir encouragée dans la réglementation actuelle qui se traduit par de fortes pénalisations pour les distributeurs dont la tension du fluide électrique fournie dépasse certaines limites. De plus chaque producteur est obligé de livrer la puissance réactive nécessaire pour le bon fonctionnement du marché électrique, loin d'établir un système de paiement qui motivera la livraison de cette puissance (et qui a une influence sur la bonne qualité de la fourniture électrique) et qui peut en conséquence encourager le développement de la PD. Pour finir, la méthode actuelle de répartition des coûts associés aux pertes dans le système de distribution qui consiste à faire une moyenne entre les utilisateurs a une influence très défavorable sur la PD.

Au Mexique le développement de la PD semble rencontrer beaucoup de problèmes et se réduit à l'auto production. L'expansion du secteur électrique suit un modèle très centralisé où la réglementation et le système de tarifs sont conçus en termes généraux pour la production de grande taille interconnectée au réseau de transmission qu'elle soit ou non destinée à la fourniture du service public. Les tarifs varient selon le type d'utilisateurs, ils reflètent cependant les coûts moyens qui cachent les pertes et les coûts réels qu'implique l'utilisation du réseau de distribution pour chaque utilisateur. De plus, les coûts de transaction qui se créent dans ce secteur sont relativement élevés pour les petits producteurs. Malgré cette situation, des problèmes associés à la sécurité et à la qualité de la fourniture électrique, d'une part, et un rapprochement entre les tarifs de l'électricité appliqués aux utilisateurs industriels et commerciaux et les coûts de production d'un système d'auto production, d'autre part, commencent à rendre intéressant l'auto production en relation à l'électricité du service public. Cette situation anticipe selon le Ministère de l' Energie des taux de croissance de 14 % à l'année d'auto production pour les dix prochaines années dans le secteur électrique mexicain. Dans ce dynamisme on peut s'attendre à une croissance importante de la PD de la part des petits consommateurs industriels et commerciaux.

Conclusions

La production distribuée est un vecteur de dynamisme technologique important pour la modernisation et la diminution des coûts du secteur électrique. C’est aussi une possibilité d’accroître la diversification énergétique, diminuer les pertes, élever la sécurité et la qualité de la fourniture électrique. Du point de vue financier c’est une option importante pour éviter ou reporter d’importants investissements dans le réseau électrique et attirer en même temps des investissements dans le secteur électrique. Étant données ces caractéristiques techniques, économiques et financières, la production distribuée offre d’importants avantages pour le développement des secteurs électriques des pays latino américains.

Le cas du Mexique et de l’Argentine montre que les différences de modalités et de développement de la production distribuée sont influencées, en premier lieu, par le degré de libéralisation des réformes institutionnelles et par le degré de décentralisation du secteur électrique. Cependant, il semble que l’élément le plus déterminant est le problème du système de prix des réseaux électriques ce qui à son tour définit la compétitivité de la production distribuée. Aucun des deux pays, comme dans la grande majorité des pays du monde, a établi un système de prix des réseaux qui exprime les coûts et les bénéfices de la production distribuée. Faire cela équivaudrait à dire que la production distribuée apporte non seulement de la production électrique mais aussi des services de réseau électrique. La laisser entrer dans la compétition d’un marché électrique, qu’il soit concurrentiel ou d’un quasi monopole, comme c’est le cas en Argentine et au Mexique, respectivement, c’est lui donner une valeur partielle et au détriment de son développement. Pour le cas argentin, établir ce système de prix semble le principal défi, alors qu’au Mexique le défi est plus grand car la nécessité est double : il faut cette structure de prix et que l’acheteur unique accepte une expansion plus décentralisée et incrustée dans son réseau de distribution.

Enfin, dans les deux pays une intégration croissante des coûts des externalités environnementales permettrait la représentation d’une valeur additionnelle que contient la production distribuée dans la modalité d’usage de sources renouvelables d’énergie, ce qui favoriserait un meilleur développement de cette modalité dans la production distribuée.

Bibliographie

- Esnault, B. , 2002, Libéralisation des marchés électriques et choix d’investissement, *Revue de l’Energie*, n°539, sept 2002.
- International Energy Agency, IEA, 2002, Distributed Generation in liberalised electricity markets, International Energy Agency, Paris 2002.
- Decent, 2002, Decentralised generation: development of EU policy, Report in the framework of the DECENT project.
- Milborrow, D., 2001, Penalties for intermittent sources of energy, Working Paper for the PIU Energy Review, <http://www.cabinet-office.gov.uk/innovation/2002/energy/workingpapers.shtml>
- Ofgem, 2002, Distributed generation: price controls, incentives and connection charging – Further discussion, recommendations and future action, March 2002.

- Connor, P., Mitchell, C., 2002, A review of four European regulatory systems and their impact on the deployment of distributed generation, Report for the Sustelnet project, The University of Warwick.
- Legisa, J. A., (2001) .- Los problemas de segunda generación en la regulación del sector eléctrico en argentina, 8th World Energy Congress, Buenos Aires, Argentina, 21-25 october, 2001-04-18.
- Informe del Sector Eléctrico – Año 2001, Secretaria de Energía, Dirección Nacional de Prospectiva, República de Argentina.
- CRE, 2003, <http://www.cre.gob.mx/estadisticas/stat98/electr.html>
- J. M. Vignolo, 2002, The influence of market regulations in the development of distributed generation