

Atelier 14

L'intérêt économique de la PDE

Le fait est que la production décentralisée est souvent présentée comme occasionnant un surcoût, voire même parfois utilisée pour justifier des augmentations de tarifs. Par rapport à tout système établi, expérimenté, rôdé, voire amorti, un système émergent est forcément pénalisé dans le court terme. Des énergies aujourd'hui dominantes ont connu le même sort dans le passé. Et les rapports de coûts se sont inversés.

Considérant qu'il y a un intérêt pour la société, celle-ci peut décider de stimuler la mise en marché sur des périodes plus ou moins longues (et des modalités plus ou moins complexes...). Les prix de rachat de la production d'électricité par des énergies renouvelables ou la cogénération entrent dans ce cadre, de même que des subventions à l'investissement pour d'autres équipements. Ou encore l'internalisation de coûts externes lors de l'évaluation *a priori* des projets (comme dans plusieurs cantons suisses). Le signal "prix" avec une visibilité à moyen terme, constitue un incitant important pour les investisseurs si l'on constate les résultats en Allemagne, en Espagne ou au Danemark du développement éolien. Alors l'écart entre l'équilibre micro-économique et l'intérêt macro-économique peut être comblé.

C'est pourquoi l'objectif de cet atelier est de discuter :

- de l'intérêt économique de la production décentralisée par rapport à la production centralisée
- des dispositifs d'incitation existants pour la production d'électricité et les possibilités offertes aux collectivités locales qui prennent des initiatives
- les impacts sur l'environnement.

Atelier 14

L'intérêt économique de la PDE

Philippe MENANTEAU, IEPE

Comment évaluer l'intérêt économique de la production distribuée : les points de vue contradictoires du producteur et de la compagnie d'électricité

L'objectif de cette présentation est de montrer que l'intérêt économique de la production distribuée (PD) d'électricité peut être différent selon que l'on se place du point de vue du producteur ou de la compagnie d'électricité. Si pour des raisons environnementales, de sécurité d'approvisionnement ou de fiabilité de la desserte, l'intérêt collectif justifie une contribution plus importante de la PD au bilan énergétique, des adaptations du cadre réglementaire ou de la structure tarifaire seront nécessaires pour réduire les barrières qui limitent actuellement son développement.

La production distribuée : définitions, applications

On assimile classiquement PD et valorisation des ressources énergétiques renouvelables. Nous considérerons de façon plus générale que la PD désigne des capacités de production modulaires, de taille réduite (quelques kW à quelques dizaines de MW), raccordées au réseau de distribution d'électricité ou installées directement chez le consommateur. Les sources d'énergie renouvelable ne sont donc pas seules concernées, les groupes électrogènes, les turbines et microturbines à gaz, les piles à combustibles, alimentés par des énergies fossiles constituent aussi des sources potentielles importantes de production d'électricité distribuée⁹.

Si l'on se réfère à la définition proposée ci-dessus, la PD est principalement destinée à alimenter une demande locale correspondant à une activité industrielle, tertiaire ou émanant de consommateurs résidentiels. Sauf cas particulier, la connexion au réseau reste alors nécessaire pour satisfaire la demande de pointe ou en cas de défaillance du système ; elle permet également d'envisager la revente des excédents de production.

Les motivations à l'installation de systèmes de PD sont très diverses selon les types de consommateurs. On peut les regrouper schématiquement selon cinq grandes catégories :

- systèmes isolés : maisons secondaire, refuges, etc., ne pouvant pour des raisons techniques ou économiques être raccordés au réseau électrique
- réduction de la facture énergétique : production d'électricité en cogénération, effacement de pointes ou valorisation de sources fatales (déchets ou chaleur, par ex.)
- amélioration de la qualité/fiabilité du service : systèmes de secours destinés à fonctionner en cas d'interruption de la desserte par le réseau
- environnement, politiques locales ou nationales : systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables et installés par des particuliers, des entreprises ou des collectivités pour des

⁹ L'hydrogène destiné à alimenter les PAC pourrait à terme provenir de sources renouvelables ou du nucléaire mais dans un premier temps il sera obtenu à partir du gaz naturel.

raisons environnementales, des objectifs de politiques locales ou en réponse à des incitations spécifiques

- soutien au réseau : unités de production distribuée installées à l'initiative d'entreprise de distribution d'électricité pour soutenir le réseau ponctuellement, éviter des engorgements, repousser des investissements de renforcement.

Une dynamique favorable mais de fortes contraintes

La progression des performances sur les technologies, l'apparition de nouveaux acteurs et de nouveaux besoins en lien avec la libéralisation de l'industrie électrique, les contraintes au développement des infrastructures de transport et de distribution dans certains pays, et le renforcement des contraintes environnementales sont à l'origine de l'intérêt croissant pour ce nouveau mode de production.

Aux Pays Bas, par exemple, la PD (cogénération et renouvelables) représente déjà plus de 30% de l'offre d'électricité (IEA, 2002). En Grande-Bretagne, l'apport de la PD est encore limité mais elle pourrait augmenter sensiblement dans les prochaines années : 14 000 MW de capacités supplémentaires sont prévus d'ici 2010, soit 4 000 unités de PD et 1 à 3 millions de micro-systèmes domestiques (J. Watson, 2002).

Bien qu'il existe aujourd'hui des niches de marché rentables pour certaines applications de PD, le développement se heurte à de multiples barrières liées à l'immaturation de certaines technologies (disponibilité, fiabilité, performances économiques) mais aussi, et surtout, à la remise en cause du schéma classique de fonctionnement du système électrique qu'elle suppose. Ainsi, les conditions économiques proposées aux consommateurs qui souhaitent installer des équipements de PD peuvent, dans certains cas, être très dissuasives :

- conditions techniques trop rigoureuses entraînant des coûts de raccordement trop élevés en particulier pour des unités de faible puissance (installations PV individuelles par exemple)
- tarification des fournitures de secours par le réseau en cas de défaillance de la PD très défavorable
- absence de prise en compte de l'impact positif que peut avoir la PD en soutien au réseau (réduction des pertes en ligne, reports d'investissements de renforcement, services auxiliaires).

Pour les producteurs, cette situation est analysée comme une volonté de la part des entreprises électriques de s'opposer au développement de la PD. En réalité, les entreprises électriques (les distributeurs en l'occurrence) ont très peu d'incitations à encourager l'installations d'unités de PD :

- les réseaux ont été conçus (sauf peut-être dans les pays où le système électrique est plus décentralisé) pour acheminer l'électricité des grandes centrales électriques vers les consommateurs, mais pas pour échanger de l'électricité entre ces derniers
- le raccordement de nouveaux producteurs impose des coûts (raccordement, modification des réseaux) qui doivent être imputés à ces mêmes producteurs ou répartis sur l'ensemble des consommateurs (problème d'équité)

- le coût élevé des fournitures de secours correspond au risque de défaillance de la PD qui impose à l'entreprise électrique de maintenir disponibles des moyens de production et des infrastructures de T&D
- l'impact éventuel de la PD sur les besoins de renforcement du réseau suppose une localisation précise dans les zones d'engorgement et une disponibilité garantie pendant les périodes critiques, dans le cas contraire, l'intérêt pour l'entreprise est faible
- un producteur distribué peut imposer des coûts échoués au distributeur s'il s'installe dans une zone où le réseau vient d'être renforcé et s'il auto-produit la quasi-totalité de sa consommation d'électricité.

Des adaptations nécessaires

On voit ainsi que le développement de la PD impose une remise en cause des schémas de fonctionnement antérieurs pour les entreprises électriques. Cette remise en cause peut être justifiée par les bénéfices collectifs qui pourraient éventuellement en résulter :

- impact environnemental : un régime globalement plus favorable à PD est indispensable pour accroître la contribution des énergies renouvelables, notamment intermittentes ; une stratégie de soutien à la PD peut également s'orienter en priorité sur les moyens de production efficaces (cogénération, microturbines, piles à combustibles)
- sécurité du système énergétique : le développement de l'autoproduction, la multiplication des unités de production de petite taille, la répartition de ces unités sur l'ensemble du territoire, contribuent globalement à renforcer la sécurité et la fiabilité de la desserte électrique
- flexibilité : la libéralisation du secteur énergétique accroît l'incertitude sur l'évolution de la demande et incite les opérateurs à privilégier les investissements moins intensifs en capital et à forte valeur d'option (éviter les investissements lourds et irréversibles) ; par ailleurs, la PD permet l'émergence d'une offre différenciée adaptée à des demandes spécifiques de la part de certains consommateurs (qualité accrue, chaleur et électricité, électricité verte, etc.).

Ces enjeux ont incité plusieurs pays à engager une réflexion sur les barrières existantes et sur les politiques à mettre en œuvre pour stimuler le développement de la PD. Les propositions examinées portent notamment sur la redéfinition des normes techniques (simplification des procédures pour les équipements de petite taille) et sur les conditions économiques de raccordement (qui doit payer les investissements d'infrastructure imposés par la production distribuée ?), sur les tarifs de rachat des excédents (généralisation du "net metering"¹⁰) mais également sur la modification des règles de fonctionnement des marchés électriques de façon à faire une place plus importante à la production intermittente. Cette réflexion sur l'intégration de la PD est particulièrement indispensable dans les pays où le système énergétique est centralisé et laisse traditionnellement peu de place à la production décentralisée.

¹⁰ Procédure tarifaire qui consiste à décompter les kWh revendus sur le réseau pour ne facturer qu'une consommation nette ; cela revient, pour le distributeur, à racheter le kWh au prix de vente du kWh.

Quelques références

Watson, J, (2002), The regulation of UK distribution networks : pathways to reform, Paper to the 2nd International Symposium on DG, Stockholm.

International Energy Agency (IEA), (2002), DG in liberalized electricity markets, IEA/OECD, Paris.

National Renewable Energy Lab. (NREL), (2000), Making connections, Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects, Golden.

Pour en savoir plus

Philippe MENANTEAU, IEPE

Tel : 04 76 63 57 85

e-mail : philippe.menanteau@upmf-grenoble.fr

Atelier 14

L'intérêt économique de la PDE

Dominique METIVIER, DGEMP

Les tarifs d'achat de l'électricité

L'article 10 de la loi électrique du 10 février 2002 renforce le principe de l'obligation d'achat, par EDF et par les distributeurs non nationalisés (DNN), de l'électricité produite par les installations :

- qui valorisent des déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur
- qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes, dont la cogénération ; ces installations doivent toutefois se situer en dessous d'un certain seuil de puissance, à fixer par décret, dans la limite d'un plafond de 12 MW. Le décret du 6 décembre 2000 a adopté la valeur maximale autorisée par le législateur, soit 12 MW pour ce seuil.

Ce dispositif conforte et amplifie un dispositif préexistant, résultant d'un décret-loi de mai 1955 et de mesures d'application rendues récemment plus rationnelles et plus favorables.

Les tarifs d'achat, mis en œuvre dans le cadre de cette obligation d'achat et fixés après une concertation approfondie, ont pour objectif d'assurer le développement de certaines filières non encore matures, comme l'éolien, la géothermie ou le photovoltaïque, et d'apporter de la visibilité aux investisseurs dans les filières matures, comme l'hydraulique ou l'incinération d'ordures ménagères.

Dans le domaine des énergies renouvelables, l'objectif de la France est de faire progresser de 15 à 21 % la part de la consommation d'électricité d'origine renouvelable, conformément à la directive européenne 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

Les mesures tarifaires adoptées visent à la fois le développement des nouvelles filières tout en assurant une juste rentabilité pour les installations concernées et en limitant l'effort de la collectivité.

Le coût de l'ensemble de ces mesures (énergies renouvelables et cogénération), supporté par tous les acteurs du système électrique au travers du fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE), est estimé à 1,52 à 2,29 milliards d'euros par an à partir de 2010 à partir de 2010, soit de 0,43 à 0,55 c€/kWh sur chaque facture d'électricité (à comparer à la valeur 0,21 c€/kWh, évaluée par la commission de régulation de l'électricité (CRE) pour 2002).

Onze arrêtés tarifaires ont été adoptés à ce jour. Ils concernent les installations de production d'électricité à partir :

- de l'énergie éolienne
- de l'énergie hydraulique

- de l'incinération des ordures ménagères
- de la valorisation du biogaz de décharge
- de la cogénération
- des déchets animaux bruts ou transformés
- de l'énergie photovoltaïque
- de ressources renouvelables de petite capacité
- de la géothermie
- de la biomasse
- de la valorisation du biogaz de méthanisation.

Par ailleurs, il convient de rappeler que l'obligation d'achat de l'électricité n'est qu'une des mesures en faveur des énergies renouvelables et de la cogénération : celles-ci seront également à terme aidées par les « appels d'offres » prévus par l'article 8 de la loi électrique, lorsqu'aura été publiée la « programmation pluriannuelle des investissements » (PPI). Enfin, si le développement de certaines filières de production dépassait les objectifs prévus par la PPI, le Gouvernement pourrait suspendre l'obligation d'achat dans ce domaine pour toute nouvelle installation concernée.

La déclinaison d'un point de vue quantitatif et incitatif de ces outils de développement de notre système électrique en direction des moyens de production décentralisés et destinés, entre autres, à respecter nos engagements européens, figurera parmi les thèmes abordés lors du grand débat national sur l'énergie annoncé par le Premier ministre.

Pour en savoir plus

Dominique METIVIER, DGEMP

Tel : 01 44 97 04 98

e-mail : dominique.metivier@industrie.gouv.fr

Atelier 14

L'intérêt économique de la PDE

Gérard VINCENT, Usine d'Electricité de Metz

Exemple d'une entreprise locale de distribution, d'électricité et de chaleur : l'UEM

L'UEM est une régie municipale de production et de distribution d'électricité et de chaleur qui est "née" avec la production décentralisée puisqu'il y a un siècle toute production était décentralisée.

Au fil du temps, pour desservir sa clientèle, elle a continué à développer une production propre –production décentralisée- en complément à des productions moins locales qui étaient régionales d'abord (HBL, Sidérurgie) puis nationale (EDF) après la loi de nationalisation de 1946.

Actuellement, la "gamme" de productions décentralisées mise en œuvre par l'UEM est variée : trois centrales hydrauliques (Puissance totale : 11 MW, productibilité moyenne : 50 GWh/an), une centrale thermique multi-combustible (charbon, gaz, vapeur en provenance d'une UIOM, fuel), mettant en œuvre divers modes de production (cogénération, cycle combiné, condensation,) pour une puissance de 85 MW et une production actuelle moyenne de 250 GWh.

Des réalisations récentes dans l'éolien et le photovoltaïque ont permis de commencer à appréhender ces nouvelles techniques et quelques autres projets sont en cours d'étude (éolien, pile à combustible).

L'exemple présenté aux cours des "Assises de l'Energie" concerne celui de la mise en place en 1992 d'une turbine à gaz (TAG) de taille importante (36 MW) à la suite d'un choix effectué entre deux projets importants -un thermique, un hydraulique-, eux-mêmes résultant d'un choix entre plusieurs avant-projets s'inscrivant tous dans la stratégie de l'entreprise de conforter ses outils de production de façon à pouvoir optimiser en permanence les conditions économiques du couple "Achats (à EDF) et Production propre" nécessaire à la satisfaction des besoins des clients du réseau électrique.

Les deux projets en présence étaient alors en 1991 :

- ***l'équipement d'un site hydraulique*** (investissement : 110 MF ; P max 7,5 MW ; productibilité 30 GWh/an ; temps de retour : 11 à 15 ans),
- ***le renforcement des "outils" de production thermique*** déjà en service à la centrale de Chambière par adjonction d'une turbine à gaz de 36 MW (voir 51 MW) s'inscrivant dans un cycle cogénération (chaudière de récupération de 75 MWth alimentant un réseau de chauffage urbain) et/ou dans un cycle combiné, un groupe à condensation de 16 MW venant à cette occasion compléter les équipements de la centrale (investissement total : 180 MF, P électrique supplémentaire : 70 MW ; productibilité : 300 GWh/an ; temps de retour : 5 à 6 ans).

Le choix s'est porté en priorité sur le renforcement des "outils" de production thermique, notamment pour les raisons essentielles suivantes :

- opportunité de rénovation et d'augmentation des moyens de production thermique (sécurisation)
- ajout d'un combustible supplémentaire : le gaz (sécurité d'approvisionnement)
- rentabilité plus forte -mais certes plus risquée- des capitaux investis
- exemplarité de la réalisation : cogénération importante débitant à la fois sur réseaux publics de distribution d'électricité et de chaleur
- amélioration à cette occasion des qualités environnementales du site
- aide efficace des services de l'état (DIGEC, DRIRE, AFME) pour la mise en œuvre du projet.

Les retombées locales en terme financier, d'image et de renforcement de la sécurité d'alimentation des réseaux de chaleur et d'électricité, ainsi que les retombées régionales en terme d'activité pour les entreprises de la région et de maintien de l'emploi, ont également fait partie des éléments pris en considération dans le choix de ce projet.

En toute modestie, notre entreprise a également considéré que ce projet pouvait permettre de contribuer à la reconnaissance et au développement de la "cogénération" en France, moyen de production dont l'intérêt économique et écologique (utilisation optimisée de l'énergie primaire) était découvert ou redécouvert en France à cette époque ; nous étions en 1992, mais l'UEM alimentait déjà son réseau de chauffage urbain depuis 1961 avec une "cogénération" charbon.

Si un tel choix se présentait à nouveau aujourd'hui, à conditions techniques et besoins énergétiques équivalents, l'UEM le retiendrait. Cependant, les évolutions en cours, ouverture du marché à la concurrence (donc incertitude dans le cas de la solution "thermique" d'écouler le produit "électricité" dans des conditions économiques "certaines"), séparation éventuelle de la "fourniture" et la "gestion du réseau" (une production décentralisée pouvait pallier une défaillance réseau), volatilité des prix des énergies primaires et/ou de l'électricité à laquelle la production propre se substituerait, ne conduiraient peut-être plus au même choix ; ces évolutions conduiraient peut-être même à une attitude plus attentiste de la collectivité locale et de son opérateur l'UEM.

Aujourd'hui le développement de la production décentralisée en France paraît résulter plus qu'avant, de la politique énergétique et des moyens financiers (aides, tarif d'achat, ...) définis au niveau national voire européen (éolien, cogénération, pile à combustible, voire photovoltaïque) ; il apparaît que ce seront moins les "convictions dans le domaine de l'énergie et de l'environnement", que l'aspect financier qui réussira à mobiliser les collectivités et les opérateurs pour la mise en œuvre des productions décentralisées.

Les collectivités locales et leurs établissements soumis en partie aux mêmes règles qu'elles, peuvent certes y trouver un intérêt, mais les collectivités ne trouveront-elles pas plus simple, devant les contraintes qu'elles rencontrent, de laisser "l'initiative" du développement de la production décentralisée (ENR ou traditionnelle) à des opérateurs privés qui seront alors maître d'ouvrage, les collectivités se réservant quant à elles un rôle de "facilitateur" et dont le retour pour elles se limiterait alors à "l'image" attachée à la promotion des énergies renouvelables et à la perception de "taxe professionnelle" éventuelle ?

Ces questions apparaissent aujourd'hui au vu des initiatives qui sont prises.

Pour en savoir plus

Gérard VINCENT, UEM

Tel : 03 87 34 44 44

e-mail : g-vincent@uem-metz.fr