

## Fiche n° 17

# L'évaluation économique des projets de réduction d'émissions : du coût unitaire de réduction à la rentabilité financière

### Le coût unitaire de réduction, un premier critère de décision

Dans le cadre du FEM comme en matière d'application conjointe / MDP, l'évaluation économique des projets de réduction d'émissions repose essentiellement sur le calcul d'un coût unitaire de réduction (CUR) le plus souvent exprimé en dollars par tonne de CO<sub>2</sub>. Ce CUR constitue un critère de décision central, en particulier dans le cadre du MDP et de l'application conjointe, instruments focalisés sur l'obtention à moindre coût de crédits d'émission<sup>1</sup>.

On trouve ainsi souvent une estimation prévisionnelle du CUR dans les documents de présentation des projets de réduction, qu'ils soient mis en oeuvre dans le cadre de la phase pilote d'application conjointe ou financés par le FEM. Ceci étant, le mode de calcul n'est pas toujours explicite, et les chiffres avancés sont difficilement comparables tant qu'une méthodologie unique n'aura pas été officiellement adoptée.

Le principe de base semble pourtant assez simple : calculer un CUR revient à diviser un coût par une quantité d'émissions. Le coût pris en compte est bien entendu le coût incrémental, c'est-à-dire le surcoût spécifiquement lié à l'opération conjointe ou, dans le cas de projets financés par le FEM, à l'objectif de réduction *stricto sensu*. Le dénominateur, quant à lui, est égal aux réductions d'émissions additionnelles portées au crédit du projet.

Le CUR établit donc un rapport entre un investissement (au sens large du terme) et le bénéfice correspondant, i.e. l'obtention d'une réduction d'émissions. Investissement et bénéfice doivent bien entendu être déterminés sur l'ensemble de la période prise en compte pour l'évaluation économique. Pour ce faire, on évalue année par année le coût incrémental et les réductions d'émissions correspondantes, puis on intègre l'ensemble de ces flux sous la forme de valeurs actualisées.

### Coût unitaire de réduction et rentabilité

Mais la détermination du CUR reste un pis-aller, lié à la difficulté de valoriser monétairement les réductions d'émissions obtenues dans le cadre d'une traditionnelle analyse de rentabilité.

Fondamentalement, investir revient à renoncer à un revenu immédiat pour engendrer des revenus futurs. Encore faut-il que ces revenus compensent la renonciation initiale : pour juger de la pertinence économique d'un investissement, la notion de rentabilité est essentielle. Toutefois, pour évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement, il faut être en mesure de prévoir et de quantifier les recettes et les dépenses liés à ce projet. Il faut donc déterminer les coûts liés à l'investissement initial et à son exploitation ultérieure, puis évaluer de façon prévisionnelle le niveau de production

L'évaluation économique des projets de réduction repose pour l'instant sur le calcul d'un coût unitaire de réduction exprimé en dollars par tonne de CO<sub>2</sub>

Pour faire une vraie analyse de rentabilité, il faut donner une valeur monétaire aux réductions d'émissions obtenues



année par année et les recettes annuelles qui pourront être tirées de cette production. Ce volet de l'analyse de rentabilité présente souvent plus d'incertitudes que la détermination des coûts : la prévision des recettes peut se fonder sur des études de marché, mais ce sont les quantités effectivement vendues et le prix de vente obtenu qui dicteront *in fine* leur montant... Au-delà de ce problème de prévision, un fait reste incontournable : l'évaluation de la rentabilité d'un projet suppose que les productions et les consommations de biens et services liées à ce projet aient pu être estimées dans une même unité monétaire. Sinon, il faut se contenter d'une analyse en termes de coûts.

L'analyse en termes de coûts se penche sur les seuls coûts de production, en se fixant pour objectif de minimiser le coût pour un niveau de production donné. Elle est particulièrement utile lorsque les estimations du futur prix de vente d'une production sont trop incertaines<sup>2</sup> pour permettre un calcul de rentabilité fiable. On cherchera alors à déterminer un coût unitaire de production, ce qui permet au moins de connaître le prix de vente minimum permettant de rentabiliser l'investissement.

Dans le cas précis des projets de réduction d'émissions financés par le FEM/FFEM ou dans le cadre de l'application conjointe ou du MDP, il n'est pas possible d'évaluer avec précision la valeur monétaire des biens produits, à savoir les réductions d'émissions. Aussi est-il logique de privilégier une approche en termes de coûts unitaires, même si celle-ci n'est en l'occurrence qu'un pis-aller. En l'absence d'évaluation de la valeur monétaire du bien produit, le coût moyen actualisé constitue en effet un élément d'appréciation fiable des projets de réduction d'émissions. Son évaluation, tout d'abord, comporte moins d'incertitudes. Par ailleurs, dans un contexte de réelle concurrence avec une forte incertitude sur les niveaux de prix futurs, le coût moyen actualisé devient un paramètre essentiel, et les écarts supposés de coûts dictent les décisions d'investissement. C'est ce que l'on constate actuellement dans le cadre de la phase pilote d'application conjointe.

Quand on procède à l'évaluation économique d'un projet de réduction d'émissions, c'est donc un critère d'efficacité qui prédomine, sous la forme d'un coût moyen actualisé exprimé le plus souvent en dollars par tonne de CO<sub>2</sub> évitée. L'évaluation de ces opérations se limite pour le moment à ce ratio, sans se préoccuper de rentabilité financière : on cherche à produire des crédits d'émission sans poser la question de leur valeur. Et, de fait, une tonne de CO<sub>2</sub> évitée n'a pour l'heure pas de valeur monétaire.

Mais chacun sait que le développement de l'application conjointe et du MDP, conjugué à la mise en place probable d'un système de permis négociables, se traduira par la marchandisation du bien échangé - la tonne de CO<sub>2</sub> évitée, et donc par l'apparition d'un prix de marché pour ce bien. Il n'est donc pas inutile de commencer à évaluer les opérations de réductions d'émissions en fonction de leur rentabilité financière. Le coût moyen actualisé offre de ce point de vue un premier point de repère, puisqu'il est par définition égal au prix minimum de la tonne de CO<sub>2</sub> à partir duquel une opération de réduction d'émissions commence à dégager des bénéfices.

Considérons par exemple un projet de reforestation permettant de produire des crédits d'émission à 2 dollars la tonne<sup>3</sup>. Admettons que les détenteurs initiaux de ces crédits sont autorisés à les revendre sur le marché. Si le prix s'établit en dessous de 2 dollars, l'opération n'aura pas été

## Autoproduction de crédits et calcul de rentabilité

Un calcul de rentabilité se justifie pour tout projet de réduction d'émissions, même si l'objectif de ses promoteurs n'est pas a priori de vendre les crédits ainsi produits, mais, tout simplement, de les utiliser pour leur propre compte. En effet, le développement à venir d'un marché de droits d'émission leur offre dès à présent une alternative : produire eux-mêmes les crédits d'émission dont ils prévoient qu'ils pourraient avoir l'usage, ou les acheter le jour venu au prix du marché. S'ils choisissent la première option et que le prix du marché s'établit en dessous de leur coût de revient, ils auront perdu de l'argent...

De fait, la règle retenue en matière de calcul économique est bien de valoriser les produits autoconsommés sur la base du coût qu'aurait entraîné leur achat, coût qui est lui-même fonction du prix de marché auquel serait intervenu cet achat. L'autoconsommation d'un produit de l'investissement constitue une économie financière par rapport à un achat, et donc une "recette" qui doit être prise en compte dans l'évaluation de la rentabilité de l'investissement.

Dans le cas d'une opération de réduction financée dans une perspective d'autoconsommation, par exemple par une compagnie électrique, il faut ainsi considérer les crédits d'émission produits comme un facteur de production tout aussi indispensable à cette compagnie que le charbon qu'elle brûle, que le capital qu'elle immobilise ou que les hommes qu'elle emploie. En effet, confrontée à la contrainte d'émission qui la conduit à s'investir dans le financement d'opérations conjointes, elle risque de devoir limiter voire interrompre son activité si elle venait à dépasser le quota qui lui a été alloué. Ce quota initial, et les crédits ou droits qui viendraient s'y ajouter, deviennent pour cette compagnie électrique un facteur de production. Et ce facteur, qu'il soit alloué, acheté ou autoproduit et autoconsommé, a un coût qui entre en compte dans celui du kwh produit...

Un calcul de rentabilité financière est donc tout aussi parlant pour une opération de réduction à visées spéculatives que pour un projet destiné à l'autoconsommation. Mais il repose sur la possibilité de prévoir le prix de valorisation de la tonne de CO<sub>2</sub> produite, et donc sur le développement effectif d'un marché capable de révéler ce prix.



rentable. Si, comme c'est probable, le prix de cession obtenu est supérieur au coût de revient, la vente de leurs crédits permettra aux promoteurs de l'opération de dégager des bénéfices et donc de rentabiliser leur mise initiale. Et la rentabilité financière de l'investissement sera d'autant plus forte que le prix du marché s'établira à un niveau élevé...

## Développement du marché et valeur du carbone

Le développement d'un "marché du carbone"<sup>4</sup> sera lié à la mise en place progressive des différents instruments de flexibilité annoncés par le Protocole de Kyoto : application conjointe au sens de l'article 6, MDP établi par l'article 12, et permis d'émission négociables envisagés dans l'article 17. Le MDP puis l'application conjointe viendront amorcer ce marché, même si c'est surtout l'instauration d'un système de PEN qui marquera l'avènement du "marché carbone". Au sein de ce marché global coexisteront trois compartiments étroitement liés par la définition conventionnelle d'une "commodité" standard et par un système unique de prix.

Le niveau de prix sera fonction de l'équilibre qui s'établira entre offre et demande de droits d'émission, qui seront elles-mêmes essentiellement fonction de deux paramètres : l'ampleur des engagements de réduction négociés et la production de crédits d'émission dans le cadre du mécanisme de développement propre. On soulignera d'ailleurs le rôle spécifique de ce dernier par rapport au marché clos constitué par l'application conjointe et les PEN : alors que la fixation des engagements détermine l'offre et la demande sur ce marché clos, l'existence du MDP vient augmenter l'offre disponible et apporte ainsi au système une flexibilité supplémentaire.

En théorie, le prix qui s'établira sur le marché sera égal au coût marginal de réduction, c'est-à-dire au coût de la dernière tonne de CO<sub>2</sub> réduite sur le plan global pour atteindre un objectif collectif donné. Une bonne connaissance des coûts de réduction de l'ensemble des pays permettrait donc de le prévoir avec précision. Il est évident toutefois que cette connaissance reste très imparfaite *a priori* : de fait, le rôle même du marché est de révéler le système de coûts qui lui est sous-jacent.

Bien sûr, l'essor du marché au comptant risque d'être assez lent, puisque les engagements pris à Kyoto ne portent que sur la période 2008-2012. Mais on verra apparaître, bien avant cette date, des marchés dérivés, qu'il s'agisse de marchés à livraison différée ("*forward*"), de marchés à terme ("*futures*") ou d'options. Le mécanisme de développement propre, par exemple, entraînera l'émergence rapide d'un marché à livraison différée, puisqu'il repose par nature sur la production à coûts maîtrisés de crédits d'émission "livrables" à terme échu. Or le développement de marchés dérivés permettra de révéler les coûts et les anticipations des acteurs : les incertitudes actuelles sur les prix futurs des émissions devraient donc être rapidement levées...

## Un enjeu majeur : le partage de la "rente carbone"

Comme on l'a souligné, les promoteurs actuels de projets conjoints ne fournissent dans leurs documents publics que des évaluations du coût moyen actualisé. Certes, on peut arguer de l'absence de données sur les prix futurs de la tonne de CO<sub>2</sub> pour justifier cet apparent manque d'intérêt pour la question de la rentabilité financière. Mais l'argument est un peu simpliste : il serait pour le moins étonnant que les investisseurs qui s'engagent financièrement dans le développement de ces projets ne se préoccupent nullement de rentabilité, ne serait-ce que sur la base d'hypothèses relatives aux prix futurs.

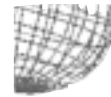
Considérons par exemple le projet de reforestation évoqué précédemment, qui permettrait de produire des crédits à 2 dollars la tonne de CO<sub>2</sub>. A partir de cette donnée, on peut déterminer la rentabilité financière du projet en fonction de plusieurs scénarios relatifs à l'évolution des cours du "crédit-CO<sub>2</sub>". On constaterait alors sans surprise que certains scénarios confèrent à l'investissement initial une rentabilité exceptionnelle : ainsi, pour un prix de 4 dollars, le promoteur double sa mise...

Si l'on se place dans cette perspective, la phase-pilote de mise en œuvre conjointe peut

**La mise en place progressive des trois flexmex annoncés par le Protocole de Kyoto entraînera l'émergence d'un marché global du carbone**

**Le développement du marché carbone permettra de révéler les anticipations et les coûts des acteurs : les incertitudes sur les prix futurs des émissions devraient être rapidement levées**

**L'objectif des premiers acteurs est de s'approprier les "gisements" les moins coûteux, ce qui devrait leur assurer une rente conséquente quand le marché carbone se développera**



## Les spécificités du "marché carbone"

On a déjà évoqué l'analogie entre le marché naissant des émissions et un marché comme celui du pétrole. Il semble intéressant d'explorer rapidement cette analogie, pour en identifier les illustrations et les limites.

Dans un cas comme dans l'autre, on a affaire à une "commodité" indispensable à de nombreux processus de production : comme on l'a souligné, les droits d'émission seront bientôt un facteur de production comme les autres. De même, on aura dans un cas comme dans l'autre des coûts de production très variés, et donc des situations de rente pour les producteurs les plus avantagés. Comme on l'a vu, l'existence de cette rente amène tout naturellement à des comparaisons historiques : d'une certaine façon, les pays hôtes d'aujourd'hui sont dans une situation comparable aux pays fraîchement indépendants d'autrefois, désireux d'être associés sur une base financière équitable à l'exploitation de leurs propres ressources naturelles<sup>[a]</sup>...

Au chapitre des différences, on notera d'abord que la production de crédits d'émission n'a pas la flexibilité qui caractérise l'extraction pétrolière. En effet, alors que les producteurs de pétrole gèrent leur niveau de production en fonction du marché (interruption forcée de certains puits lorsque les cours sont trop bas, ou raréfaction volontaire de la production pour soutenir le marché - cf rôle de *swing producer* rempli un temps par l'Arabie Saoudite au sein de l'OPEP), les opérations de réduction d'émissions sont pour la plupart indissociablement liées à des projets ayant une logique de production indépendante, qu'il s'agisse de ciment ou de kWh... Les réductions d'émission s'apparentent ainsi à un produit lié<sup>[b]</sup>, ce qui exclut a priori tout ajustement fluide de la production de crédits.

Ceci étant, un autre élément de différence vient compenser la relative rigidité de la production de réductions d'émission : contrairement à la valorisation du pétrole, qui engage des coûts de transport, de stockage, de raffinage et de distribution, le commerce des réductions d'émissions est un commerce de titres purement immatériel, d'où des coûts quasi-nuls et une souplesse incomparable. Les implications économiques sont importantes, surtout si l'on envisage les emplois possibles du banking, c'est-à-dire de la mise en réserve des crédits d'émission produits. Cette faculté est équivalente à un stockage à coût nul. Elle peut être utilisée pour reporter jusqu'au moment opportun la vente des crédits produits, pour spéculer ou pour manipuler le marché : le manque de flexibilité à la "production" est ici plus que compensé.

[a] Sur ce point, lire les fiches n° 11 : "MDP : les pays en développement ne risquent-ils pas d'hypothéquer leur avenir ?" et n° 15 : "MDP : un rôle actif pour les pays en développement".

[b] Des deux produits liés, lequel l'emportera ? Verra-t-on un jour un cimentier produire et vendre son ciment à perte pour bénéficier de crédits d'émission devenus une activité plus rentable ?

s'analyser, par analogie avec le secteur pétrolier, comme une phase de prospection en situation d'incertitude quant au prix de valorisation d'une éventuelle production. Dans ce contexte, l'objectif des premiers acteurs est tout simplement de s'approprier les gisements les moins coûteux, et de s'assurer par ce biais une rente conséquente lorsque le marché se développera. Cette rente, pour chaque "producteur", sera égale à la différence entre son propre coût de production et le prix du marché. Le CUR représente donc un prix d'entrée sur le marché : plus il est bas, plus l'investisseur a de chances de réaliser une plus-value lors de la revente du droit acquis par le biais de l'investissement initial.

De ce point de vue, on peut penser que l'absence d'estimations de rentabilité n'est pas tant due à un manque de données qu'à une volonté consciente des investisseurs de ne pas attirer l'attention sur les vrais enjeux financiers de l'application conjointe et du MDP. Mettre l'accent sur la dimension quasi-spéculative de cet instrument ne ferait en effet qu'encourager les revendications liées au *credit-sharing*, et, au-delà, au partage de la rente. Mais il est peu vraisemblable que ce calcul soit couronné de succès : les PED, instruits par leurs expériences passées, devraient imposer dans le cadre des négociations relatives au MDP une juste répartition des gains associés à cet instrument<sup>5</sup>.

Mise à jour :  
20 septembre 1999

Rédaction :  
**Pierre Cornut**,  
économiste, est l'auteur  
de plusieurs rapports sur le  
FEM, l'application conjointe  
Nord-Sud et le mécanisme  
de développement propre

### Notes :

1 L'objectif premier de ces deux instruments est l'efficacité économique envisagée dans la perspective d'objectifs quantitatifs fixés à moyen terme : application conjointe et MDP doivent permettre aux Etats "investisseurs" de réduire le coût du respect de leurs engagements. Pour les acteurs impliqués dans le financement de telles opérations, il s'agira avant tout de "produire" au moindre coût des crédits d'émission.

2 Ou lorsque le prix de vente doit encore faire l'objet d'une négociation.

3 A l'image du projet CARFIX évoqué dans la fiche n° 19 : "Le Costa-Rica, laboratoire de la flexibilité Nord-Sud ?".

4 Cf fiche n° 6 : "MDP, AC et PEN : vers un marché global du carbone ?"

5 Sur ce point, lire les fiches n° 11 : "MDP : les pays en développement ne risquent-ils pas d'hypothéquer leur avenir ?" et n° 15 : "MDP : un rôle actif pour les pays en développement".

