

Emissions de carbone et filières énergétiques :
quels modes de comptabilisation ?

Jeudi 15 octobre 2009

**Contenus carbone des usages
de l'électricité : fondements
microéconomiques**

Jean-Michel Trochet

Économiste senior,

Direction de la stratégie, de la prospective
et des relations internationales, EDF

PLAN

1. Enjeux : contribuer à orienter des décisions d'investissement
2. Fondements : un exercice classique de calcul économique
 - Liens entre coûts marginaux de court terme et contenus marginaux de court terme (ie. à capacités fixées)
 - Liens entre coûts marginaux de long terme et contenus marginaux de long terme (ie. à capacités ajustées)
3. Résultat supplémentaire lié aux rendements globaux d'échelle constants : l'additivité
 - Pour des prix de vente égaux aux CMLT, une recette totale égale au coût total
 - Pour tout facteur de production (et CO₂), additivité des contenus marginaux

1. Enjeux : contribuer à orienter des choix d'investissement

- ⊙ Electricité : les décisions structurantes du secteur sont des décisions d'investissements, avec des constantes de temps longues
 - Pour les filières déjà matures aux plans industriel et économique
 - ↳ Offre : durées de construction (2-10 ans) et de vie (30-60 ans)
 - ↳ Demande : durée de vie de 5-20 ans (usages), voire 100 ans (logements)
 - Délais supplémentaires de R&D pour les filières non matures
- ⊙ L'électricité, vecteur de réduction des émissions de CO2
 - Des technologies capables d'atténuer les émissions existent, tant côté demande (éclairage basse conso., isolation, PAC...), que côté offre (non émetteur comme le nucléaire, l'hydro et autres ENR, ou moyennement émettrices comme les CCG, ou 'moins' émettrices comme les nouvelles centrales charbon 'MTD')
 - Aujourd'hui déjà, le mix électrique impacte les émissions totales dues à l'énergie

Impact de la structure de production		Danemark	Allemagne	France	Suède
Emissions liées à l'énergie, en tCO2/hab		8.9 t	9.9 t	6.2 t	5.6 t
Structure production	charbon	43%	49%	5%	1%
	nucléaire, hydro et autres ENR	29%	38%	89%	98%

données AIE 2005

1. Enjeux : contribuer à orienter des choix d'investissement

- ◎ Des investissements considérables à réaliser, même en Europe
 - Pour le parc de production, des possibilités significatives à 20-30 ans (renouvellement) : sur 1000 GW installés en 2030 (930 GW en 2006), 700 GW devront avoir été construits d'ici là (AIE, WEO 2008)
 - Ordres de grandeur également significatifs côté demande pour la MDE (usages plus performants, rénovation des logements...)

- ↪ **Une opportunité majeure de politiques énergétique & climatique**

- ◎ Pour les consommateurs, nécessité de disposer de signaux qui reflètent l'impact économique et environnemental de leurs décisions (investissements)
 - des prix de l'électricité qui reflètent les coûts complets induits (investissements et externalités inclus)
 - des contenus en CO2 qui reflètent les émissions induites du secteur
 - ↪ Dans le cas d'effets pérennes, nécessité d'inclure l'impact des investissements de production qui impliquent des substitutions majeures entre combustibles (+ ou - émetteurs de CO2)

1. Enjeux : contribuer à orienter des choix d'investissement

◎ **Ordre de grandeur en Europe, côté offre**

- Contenus CO2 des meilleures technologies disponibles (MTD) aujourd'hui (émissions directes : hors ACV)
 - charbon à 750 g/kWh, Cycles combinés à gaz à 350 g/kWh
 - "CO2-free" : nucléaire, hydraulique, éolien, autres ENR
- Dans le cadre de scénarios de politiques climatiques, les exercices de l'AIE conduisent à une baisse significative du contenu moyen CO2 de l'électricité de l'UE

production d'électricité de l'UE selon l'AIE	2006	scénarios en 2030	
		Référence WEO 2008	450 ppm WEO 2009
fossiles	55%	51%	nd
autres ("CO2 free")	45%	49%	nd
contenu CO2 total*	430 g/kWh	340 g/kWh	130 g/kWh

* incluant les émissions de la production de chaleur publique

↳ Les centrales gaz, et a fortiori les centrales charbon, ne forment qu'une faible partie des moyens de référence en développement libre

◎ **Les bons signaux côté demande**

- La méthodologie est claire : approche "de long terme" (horizon pertinent des décisions), où en outre contenus marginaux et contenus moyens se rejoignent
- Différenciation usage par usage : un exercice délicat au plan opérateur

2. Des fondements microéconomiques relevant du calcul économique classique, dans un cadre de premier rang

⊙ Coût total annuel de court terme, contingent aux aléas θ et à la demande q

$$\mathbf{c} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{a} \cdot \mathbf{k} \quad \text{sous contraintes} \quad f(\mathbf{x}, \mathbf{k}, \theta) \geq q(\theta)$$

- $\mathbf{c} \cdot \mathbf{x}$ et $\mathbf{a} \cdot \mathbf{k}$ désignent des produits scalaires (somme de prix \times quantités)
- \mathbf{x} vecteur des inputs relevant de décisions ajustables aux aléas de court terme
 - ↪ combustibles, stockage/déstockage de l'eau, usage des éoliennes... **et CO2**
- \mathbf{c} vecteur des prix afférents
 - ↪ prix des combustibles...**et du CO2**
 - ↪ parfois nuls : eau, vent...(filieres à coûts d'infrastructures sans coût variable)
- \mathbf{k} vecteur des inputs variables "ex ante", i.e. avant réalisation des aléas
 - ↪ capacités installées des différentes filieres de production
- \mathbf{a} vecteur des prix afférents : coûts unitaires annualisés de capacités
 - ↪ Annuités d'investissement et d'exploit.-maintenance : coûts d'anticipation
- q courbe de charge horo-saisonnière, et contingente aux aléas θ
- \mathbf{f} vecteur résumant l'ensemble des contraintes technologiques de court terme
 - ↪ Sommes des productions satisfaisant la demande à chaque instant/aléa
 - ↪ Pour chaque filiere, productions inférieures aux capacités installées
 - ↪ Contraintes de gestions de stocks (eau, nucléaire), etc...

Liens entre coûts marginaux de court terme et contenus marginaux de court terme (i.e. à capacités fixées)

- Comportement de minimisation des coûts anticipé des producteurs, à k fixé

$$\text{Min} [c.x + a.k] \quad \text{sc} \quad f(x, k, \theta) \geq q(\theta)$$

→ x

- On obtient une fonction C_{ct} de coût de court terme : x optimisé à k donné

$$C_{ct}(q(\theta), \theta, k) = c.X_{ct}(\theta, q(\theta), k) + a.k$$

- Partie variable : valorisation aux prix c de la combinaison X_{ct} des inputs "variables de court terme" optimisés en fonction des demandes, prix et conditions technologiques contingents aux aléas conjoncturels
- Partie fixe : annuités d'amortissement des capacités installées $a.k$

- On obtient aussi les coûts marginaux de court terme pour tout type de demande marginale contingente

$\partial / \partial q$ "gradient" : vecteur des dérivées partielles pour tout $q(t, \theta)$

$$\frac{\partial C_{ct}}{\partial q} = c \cdot \frac{\partial X_{ct}}{\partial q}$$

- produit scalaire : somme des "contenus marginaux de court terme" en inputs variables valorisés aux prix des inputs
 - inclut une part "court terme" du CO2

Raisonnement de "long terme", i.e. intégrant les décisions d'investissement

- Comportement de minimisation des coûts anticipé des producteurs

$$\text{Min}_k E_{\theta} C_{ct} = \text{Min}_k E_{\theta} [c \cdot X_{ct}(q(\theta), \theta, k) + a \cdot k]$$

- On obtient la fonction $C_{it}(q)$ de coût de long terme, somme des dépenses
 - d'investissements $K(q)$ valorisés à leurs prix a (annuités)
 - des inputs variables de court terme $X_{it}(\theta, q) = X_{ct}(\theta, q, K(q))$ valorisés à leurs prix c

- Caractérisation de l'optimum pour les filières en développement libre

$$0 = \frac{\partial E C_{ct}}{\partial k} = c \cdot \frac{\partial E X_{ct}}{\partial k} + a$$

– $\partial / \partial k$ "gradient" : vecteur des dérivées partielles pour chaque k_i de chaque filière i

Pour chaque filière i : le coût d'anticipation a_i d'une unité supplémentaire de capacité est l'espérance des économies marginales de coûts variables

↳ Sous-capacité dans le cas d'un coût d'anticipation inférieur → investir +

↳ Sur-capacité dans le cas d'un coût d'anticipation supérieur → investir -

Liens entre coûts marginaux de long terme et contenus marginaux de long terme (ie. à capacités ajustées)

- ⊙ A investissements optimaux, les coûts marginaux de long terme sont égaux à l'espérance des coûts marginaux de court terme

$$\frac{\partial C_{lt}}{\partial q} = E \frac{\partial C_{ct}}{\partial q} + \underbrace{\frac{\partial E C_{ct}}{\partial k}}_{=0} \frac{\partial K}{\partial q} = E \frac{\partial C_{ct}}{\partial q}$$

↳ Des prix de vente de fournitures égaux aux CMLT (ou à l'espérance des CMCT) permettent de couvrir exactement les coûts induits par les incréments de demande

- ⊙ Les contenus marginaux induits en espérance à CT et à LT par une demande marginale diffèrent du fait des substitutions générées par les investissements

$$\frac{\partial C_{lt}}{\partial q} = cE \frac{\partial X_{ct}}{\partial q} + \underbrace{c \frac{\partial EX_{ct}}{\partial k} \frac{\partial K}{\partial q}}_{\text{substitutions}} + a \frac{\partial K}{\partial q} = cE \frac{\partial X_{ct}}{\partial q}$$

$cE \frac{\partial X_{lt}}{\partial q} \quad \neq \quad cE \frac{\partial X_{ct}}{\partial q}$

Illustration dans un cas polaire fictif

Imaginons une demande fictive dont le profil de courbe de charge serait exactement celui d'une filière i purement capitaliste sans coût variable ni émission de CO2.

- Le contenu du coût marginal de long terme $\partial K / \partial q$ est constitué uniquement d'un contenu marginal en investissement: ne génère aucun coût variable ni émission de CO2
- Le coût marginal de court terme (égal en espérance au coût marginal de long terme) est constitué uniquement de contenus marginaux des autres filières, qui peuvent avoir un contenu en CO2 élevé

$$\frac{\partial C_{lt}}{\partial q} = \underbrace{cE \frac{\partial X_{ct}}{\partial q} + c \frac{\partial EX_{ct}}{\partial k} \frac{\partial K}{\partial q}}_{=0} + \overbrace{a \frac{\partial K}{\partial q}}^{=0} = cE \frac{\partial X_{ct}}{\partial q} = a \frac{\partial K}{\partial q}$$

3. Résultats supplémentaires associé aux rendements globaux d'échelle constants : l'additivité

- ◎ Fonction de production à rendements globaux d'échelle constants
 - Dans la formalisation des contraintes (*hors progrès technique*), un accroissement de tous les facteurs de production d'un même facteur commun λ , permet de satisfaire une demande accrue d'une même facteur : $F(\lambda x, \lambda k, \theta) \geq \lambda q(\theta)$
 - ↳ Si (X, K) est optimal pour q , $(\lambda X, \lambda K)$ l'est aussi pour λq (*hors progrès technique*)
"Un doublement de la demande conduit à faire deux fois plus de centrales"
- ↳ La fonction de coût de long terme est donc aussi à rendements globaux d'échelle constants : $C_{lt}(\lambda q) = \lambda C_{lt}(q)$ et $X_{lt}(\lambda q) = \lambda X_{lt}(q)$
 - pas le cas de la fonction de court terme, à facteurs fixes

– En dérivant par rapport à λ , pour $\lambda = 1$:

$$\boxed{\frac{\partial C_{lt}}{\partial q} \cdot q = C_{lt}(q)} \quad (1)$$

$$\boxed{\frac{\partial X_{lt}}{\partial q} \cdot q = X_{lt}(q)} \quad (2)$$

- (1) A prix de vente égaux aux CMLT, le secteur couvre exactement la totalité de ses coûts : ni rente ni déficit (en espérance sur les aléas de court terme)
- (2) Pour chaque input, la somme sur tous les types de demande de leurs contenus marginaux de long terme est égale à la totalité de l'input fourni (additivité)