

Le juste ? prix de l'Énergie

Philippe Charlez¹.

Introduction

D'un point de vue économique, l'énergie se caractérise par une forte élasticité par rapport au revenu et une faible élasticité par rapport au prix. La forte élasticité/revenu résulte de la corrélation entre la croissance économique et la consommation d'énergie. La faible élasticité/prix traduit la faible corrélation entre la demande et le prix. Une augmentation (diminution) substantielle des prix affecte peu la consommation. L'inverse n'est pas vrai : une augmentation (diminution) de demande génère généralement une hausse (baisse) des prix. Pour mieux comprendre la façon dont les prix de l'énergie sont construits, il est indispensable de distinguer les prix de gros des prix de détail.

Les prix de gros sont impactés par l'offre et la demande mais dépendent aussi de nombreux facteurs extérieurs comme les tensions géopolitiques ou les catastrophes naturelles. Ils se négocient entre le producteur et le distributeur généralement sur des « *marchés spot* ». Mais, ils peuvent aussi être régulés par des quotas (exemple de l'OPEP) ou par le biais de contrats long terme (contrats de Gaz Naturel Liquéfié).

Le prix d'équilibre technique est le prix de gros au dessus duquel le producteur génère des profits. Le prix de gros peut aussi être examiné au regard du budget d'un Etat producteur. Le prix d'équilibre budgétaire est le prix de gros minimum permettant à un État d'équilibrer son budget.

Le prix de détail est le prix négocié entre le distributeur et le consommateur final. En sus du prix de gros, il inclut le coût de la distribution, la marge du distributeur et les différentes taxes prélevées par les États.

Coûts et prix de gros

Le pétrole

Le coût d'extraction du pétrole dépend de la complexité de l'environnement développé. La profondeur du gisement, la facilité d'accès, les conditions climatiques, les services, les compétences, les réglementations ou les fiscalités locales sont autant de facteurs pesant

plus ou moins lourdement sur le prix d'équilibre technique. Aussi, varie-t-il fortement d'un pays à l'autre. Quant au prix d'équilibre budgétaire, il dépend de la politique intérieure et extérieure des Etats producteurs. Ainsi, le prix d'équilibre technique du pétrole saoudien est le plus faible de l'OPEP mais, son prix d'équilibre budgétaire est à peine inférieur à celui de l'Iran ou de l'Algérie.

Le prix de gros du pétrole a très longtemps échappé aux règles élémentaires de l'économie. Ainsi, durant les « *Trente Glorieuses* » quand la croissance de la demande atteignait 6% par an, les prix du brut n'ont pas varié d'un iota (Fig. 1a). Mais, après le premier choc pétrolier, l'hégémonie des consommateurs se transforma en une suprématie des producteurs qui régulèrent les prix en s'accordant sur l'offre (Fig. 1b). Le pétrole est ainsi resté jusqu'à la fin du XX^e siècle une matière première à part dont les cours échappèrent à la loi de l'offre et de la demande.

C'est au début des années 2000 que les cours s'alignèrent sur l'offre et la demande et devinrent quasi insensibles aux événements géopolitiques (Fig. 1c). Trois raisons expliquent ce changement de paradigme : l'accroissement de la demande dans les pays émergents, le délitement de l'OPEP et l'explosion de la production américaine de pétrole de schistes. Grâce à leur résilience et leur souplesse, ils se sont sournoisement installés comme nouveau régulateur de prix.

Le gaz

Contrairement au pétrole, le gaz qui est volatile et compressible est difficile à transporter. Aussi les marchés ne sont-ils pas gouvernés par un marché unique mais par

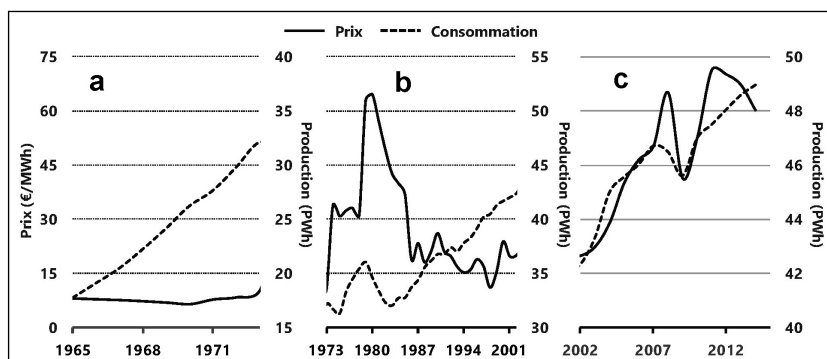


Figure 1. Corrélation entre prix de gros du pétrole et consommation depuis 1965 (source des données : BP outlook 2015).

1. Total Exploration-Production. Courriel : philippe.charlez@total.com

des marchés régionaux. Consommé localement, son prix est régi par l'offre et la demande qui varient de façon saisonnière. Livré par gazoduc ou sous forme de GNL, son prix est gouverné par des contrats à long terme avec des prix souvent alignés sur ceux du pétrole. Ainsi, le prix du gaz américain résulte d'un marché spot, le marché européen s'appuie sur des contrats de livraison par gazoduc tandis que le marché asiatique est principalement alimenté par du GNL. Depuis le début des années 90, les trois marchés étaient globalement alignés. Mais, à partir de 2009, des différences majeures sont apparues. En 2012, le GNL asiatique dépassait les 50€/MWh, le gaz européen se vendait 30€/MWh et l'américain se négociait sous les 10€/MWh. Cette situation est liée à l'afflux de gaz de schiste sur le marché américain, aux prix élevés du pétrole entre 2009 et 2014 ainsi qu'à l'augmentation de la consommation japonaise en remplacement de la production électrique nucléaire arrêtée par décision politique suite à la catastrophe de Fukushima.

D'ici 2030, la production de GNL devrait doubler. Cet afflux peut-il pour autant lisser les marchés ? Le chemin est encore très long quand on sait que le GNL ne représente que 10% du marché mondial.

Le charbon

Comme le gaz, le transport représente une part significative du prix du charbon. Aussi, est-il de préférence consommé localement ou dans un périmètre régional limité. Comme le gaz, les prix de gros du charbon ne sont pas régis par un marché mondial mais par plusieurs marchés régionaux.

Même si son prix a fortement augmenté depuis le début des années 2000, le charbon reste aujourd'hui l'énergie primaire la moins chère pour fabriquer de l'électricité (Fig. 2). En Asie, la génération électrique reste ainsi prin-

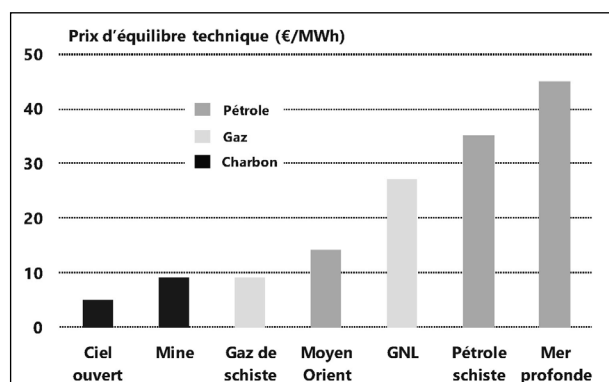


Figure 2. Prix moyen d'équilibre du charbon, du gaz et du pétrole pour différentes conditions d'exploitation. Source des données : EIA et Wood Mackenzie.

cipalement charbonnière. Et, en Europe, où l'on avait observé un déplacement du charbon vers le gaz depuis le début des années 1990, la situation s'est inversée à partir de 2010. Des centrales à gaz ont été fermées en Allemagne, en Grande-Bretagne et en Espagne pour faire place à des centrales thermiques alimentées au charbon américain.

Toutefois, depuis fin 2014, la chute des cours du pétrole qui a entraîné la baisse des cours du gaz, encourage à nouveau le déplacement vers le gaz. Le pétrole bon marché apparaît donc comme un allié inattendu de la transition électrique.

L'électricité

L'électricité est une « énergie de synthèse » dont les sources primaires requièrent des technologies distinctes. Les investissements correspondant peuvent ainsi varier de quelques dizaines de millions d'euros pour un champ d'éoliennes à plusieurs milliards d'euros pour une centrale nucléaire. Quant aux frais de fonctionnement, ils dépendent du combustible utilisé et notamment de la volatilité des prix de gros lorsqu'il s'agit de charbon ou de gaz. Ainsi existe-t-il un facteur 12^{2,3,4} entre le coût du MWh hydroélectrique (20€/MWh) et solaire photovoltaïque (250€/MWh) ou l'éolien en mer (220€/MWh). Parmi les énergies renouvelables, seul l'éolien terrestre (80€/MWh) est compétitif par rapport aux sources thermiques traditionnelles que sont le nucléaire (50€/MWh), le charbon (50€/MWh) et le gaz (70€/MWh). Ces coûts ne prennent toutefois pas en compte les investissements liés aux réseaux ainsi que la plupart des externalités induites comme le prix du carbone pour les fossiles, le traitement des déchets ou le démantèlement pour le nucléaire et le coût de l'intermittence ou de l'occupation surfacique pour les renouvelables. Nous reviendrons en fin d'article sur ces externalités.

Stimulés par des gouvernements très libéraux, les États-Unis et le Royaume-Uni ont, dès le milieu des années 1980 privatisé le marché de l'électricité. L'Europe leur a emboîté le pas à partir de 1996 créant une bourse européenne (EPEX) où le prix de gros du MWh est négocié en continu. Hors variations saisonnières, le marché spot reflète la stagnation de la consommation électrique européenne depuis une dizaine d'années. Ainsi en France, la consommation annuelle s'est stabilisée depuis 2005 ce qui a induit une baisse des prix de gros. Ils sont passés de 50€/MWh en 2010 à moins de 35€/MWh en 2015. Les producteurs d'électricité vivent donc, comme les pétroliers, des temps économiques très difficiles. EDF a ainsi admis que sa dette cumulée avait atteint 66G€⁵ en 2016.

2. http://www.eurelectric.org/media/161808/electricityindustrytrendsandfigures2015_lr-2015-030-0064-01-e.pdf

3. <https://www.lenergieenquestions.fr/les-couts-de-production-des-differentes-sources-denergie-en-france-infographie/>

4. <https://www.iea.org/Textbase/npsum/ElecCost2015SUM.pdf>

5. <http://www.europe1.fr/economie/edf-est-elle-proche-de-lexplosion-2686246>

Les prix de détail

Le pétrole

Le prix de détail d'un produit pétrolier (essence, gasoil, fioul domestique) est la somme du prix de gros, de la marge de raffinage, de la marge de distribution et des taxes. La marge brute de raffinage est la différence entre la valeur des produits raffinés et le prix de gros. Plus ce dernier est élevé, plus la marge de raffinage sera faible et vice versa. Au cours des dernières années, les cours élevés du pétrole ont donc fortement érodé les marges de raffinage. La taxe sur les produits pétroliers⁶ est indépendante du prix de gros. Elle est de l'ordre de 0,67€/litre pour le diesel. Enfin, la marge de distribution est imposée par le fournisseur. Largement utilisée par les grandes surfaces, elle est le principal outil d'appel commercial des distributeurs.

La baisse des cours du pétrole depuis l'automne 2014 a bouleversé la répartition des différentes composantes. En 2013, le prix de gros représentait 50% du prix de détail. En 2016, il ne comptait plus que pour 17%. Dans le même temps, la part des taxes est passée de 48% à 67%. Les distributeurs ont aussi profité de l'aubaine pour rétablir leurs marges. Aussi, même si le prix du baril tombait à zéro, le prix du litre de gasoil ne pourrait descendre sous 0,85€.

Champion des niches fiscales, la France est aussi le leader des niches énergétiques. Ainsi, le fioul de chauffage domestique n'est taxé qu'à 0,21€/l. De même, le transport commercial de marchandises et de personnes bénéficie d'une taxe réduite (de 0,2 à 0,3 €/l pour les taxis par exemple). Quant aux producteurs d'électricité et de minéraux non métalliques (cimentiers, verriers), ils en sont totalement exonérés.

Le charbon

Le charbon est soumis à une taxe intérieure (la TICC) dont les producteurs de minéraux non métalliques ou les producteurs d'électricité⁷ sont exonérés. Mais, le charbon n'étant utilisé ni dans les transports ni pour le chauffage domestique, la TICC n'est donc pratiquement payée par personne. Avec des prix de gros historiquement bas et l'absence de taxes dans ses niches applicatives, le charbon représente plus que jamais pour l'industrie manufacturière et la génération électrique un socle idéal de compétitivité.

Le gaz

La décomposition du prix de détail du gaz est très différente de celle du pétrole. Le prix de gros compte environ pour 50%, le transport et la distribution pour 35% et

les taxes pour 15%⁸. Compétitivité oblige, son prix diffère sensiblement suivant qu'il est consommé par un particulier ou un industriel. En France, l'augmentation significative des prix indexés sur ceux du pétrole se sont principalement répercutés sur les particuliers. En 2015, le particulier français payait le gaz 0,07€/kWh (soit le double du prix industriel), l'Allemand 0,067€. Quant à l'américain, il bénéficiait de l'abondance du gaz de schiste et ne le payait que 0,034€.

L'électricité

Le prix de détail est réglementé par l'État. Il prend en compte les investissements nécessaires pour rénover les centrales, renforcer leur sécurité et moderniser le réseau. Il intègre trois contributions⁹ : la fourniture (39%), le transport et la distribution (29%) et les taxes (32%). Parmi les différentes taxes prélevées, la CSPE finance le développement des énergies renouvelables. Depuis 2009, elle a considérablement augmenté passant de 4,5 €/MWh à 16,5 €/MWh.

Comme pour le fioul, le charbon et le gaz, l'électricité est vendue aux industriels à un prix bien inférieur. Ainsi, en 2015, le particulier français payait son kWh 0,16 € soit deux fois plus cher que l'industriel.

Depuis dix ans, la baisse significative des prix de gros de l'électricité ne se sont pas répercutés sur les prix de détail, le kWh payé par le particulier et l'industriel ayant augmenté respectivement de 34% et de 30% (Fig. 3). La France n'est pas un cas isolé. En 2015, les particuliers européens payaient leur électricité 40% plus cher qu'en 2005, tandis que les industriels ont vu leur facture s'accroître de 18%. En comparaison, le particulier américain paye son kWh deux fois moins cher¹⁰ que son confrère européen.

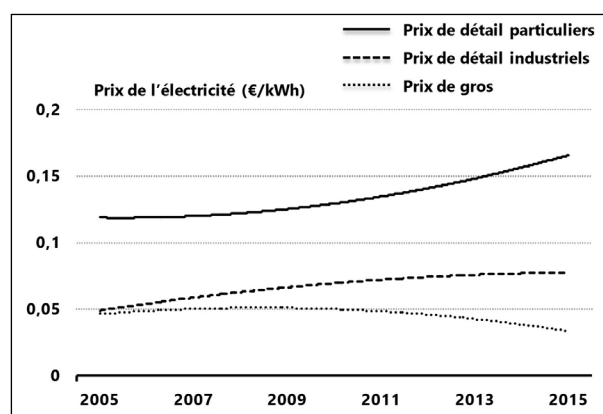


Figure 3. Historique des prix de l'électricité France. Source des données : Eurostats.

6. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Remarques-methodologiques-sur-le.html>
 7. <http://www.douane.gouv.fr/articles/a10997-taxes-sur-les-produits-petroliers-notions-essentielles>
 8. <http://www.fournisseurs-gaz.com/prix/tarif-reglemente>
 9. <http://www.kelwatt.fr/guide/prix-electricite-France>
 10. <https://www.eia.gov/>

Externalités

Une externalité désigne une situation où un acteur économique « émetteur » influence indirectement sur d'autres acteurs « récepteurs » sans que ces derniers aient été consultés. On distingue les externalités positives où le récepteur bénéficie de l'action de l'émetteur sans qu'il ait à la payer et les externalités négatives où il en subit les nuisances sans en recevoir de compensations. Il existe trois leviers pour corriger (on dit aussi « internaliser ») une externalité : la norme, la taxe et le marché des droits.

L'externalité CO₂

La combustion des énergies fossiles émet des GES et détériore le climat. Les trois leviers précités sont utilisés aujourd'hui pour internaliser l'externalité CO₂.

Au cours des 20 dernières années, une myriade de normes a été mise en place. ISO 14 000, performances énergétiques des logements, réglementation thermique imposant aux bâtiments neufs une consommation inférieure à 50 kWh/m²/an ou réglementation européenne imposant aux véhicules neufs¹¹ de ne pas dépasser 130 gCO₂/km (5 l/100 km) sont parmi les normes les plus connues.

Pour subventionner les EnR, certains États ont introduit une taxe carbone. Ainsi la Suède (118 €/tCO₂) taxe-t-elle le carbone de façon significative. En France, elle a été fixée à 7€/tCO₂ en 2014, puis portée à 14,5 €/tCO₂ en 2015 et à 22 €/tCO₂ en 2016. Elle devrait être régulièrement augmentée pour atteindre 30 €/tCO₂ en 2017, 56 €/tCO₂ en 2020 et 100 €/tCO₂ en 2030¹². Au vu de la situation actuelle (Fig. 4) le déplacement théorique d'une électricité 100% charbonnière vers une génération 100% renouvelable non subventionnée demanderait de taxer la tonne de CO₂ à 370 €.

Le marché du carbone est une troisième option qui permet de donner un prix aux GES. Une entité publique (Nations Unies, Union Européenne, États) distribue un droit à émettre gratuitement jusqu'à un certain plafond.

Ceux qui ont émis plus que leur plafond, doivent alors acheter les quotas qui leur manquent alors que ceux qui ont émis moins que leur quantité allouée peuvent revendre leurs excédents ou les conserver en vue de les utiliser l'année suivante. Les transactions peuvent se réaliser soit sur un marché organisé soit de gré à gré entre sous-émetteurs et sur-émetteurs.

L'Europe a mis en place, en 2005, son propre marché du carbone en astreignant 1 200 installations industrielles (centrales électriques, aciéries, raffineries, cimenteries, verreries – elles représentent 50% des GES de l'UE).

Mais, victime des deux récessions mondiales, le marché dysfonctionne avec des cours au plus bas (Fig. 5). Depuis 2012, le prix de la tonne de CO₂ n'est jamais repassé au-dessus de 10 €.

Le CCS (*Carbon Capture Storage*) est un autre moyen pour externaliser le CO₂. Il consiste à capter le CO₂ produit par de grosses installations industrielles puis à le renvoyer dans le sous sol. Selon AIE¹³, le CCS pourrait réduire les émissions cumulées à l'horizon 2050 de 14% ce qui nécessiterait de séquestrer dans le sous-sol 80 GtCO₂. Ce volume paraît démesuré par rapport aux timides 30 MtCO₂ séquestrées en 2015 et aux 106 MtCO₂ envisagées pour 2020¹⁴.

Les externalités du nucléaire

Le nucléaire se caractérise par trois externalités¹⁵ : le traitement des déchets, le démantèlement des centrales et les conséquences potentielles d'un accident. Légalement, les acteurs du nucléaire les internalisent en évaluant leur coût potentiel puis en provisionnant les sommes correspondantes au sein d'un fonds. Mais, la gestion de ces provisions soulève de nombreux problèmes liés notam-

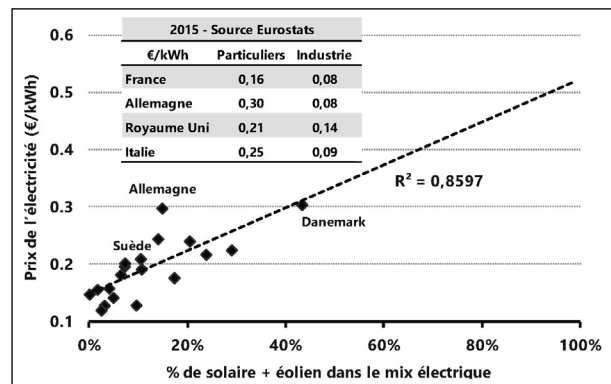


Figure 4. Prix moyen de l'électricité de détail aux particuliers européens en fonction du pourcentage de solaire et d'éolien dans le mix électrique (source : EUROSTATS et BP outlook 2015).

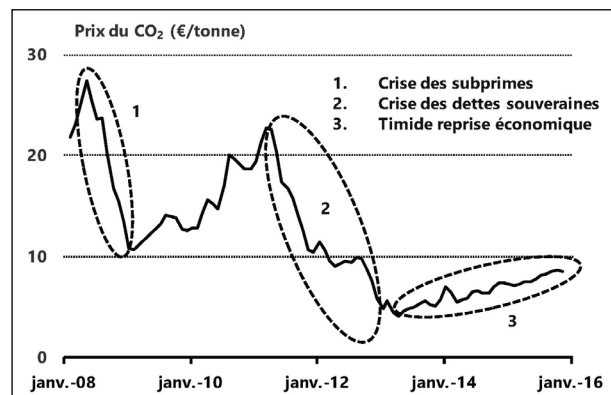


Figure 5. Évolution du marché du CO₂ en Europe¹⁶.

11. http://www.rac-f.org/IMG/pdf/RAC_-_Reglement_emissions_de_CO2_vehicules_particuliersVF-2.pdf

12. <http://www.lefigaro.fr/impots/2015/11/25/05003-20151125ARTFIG00014-taxe-carbone-la-facture-sera-salee-pour-les-francais.php>

13. IEA Energy Technology Perspectives 2014.

14. Global CCS institute (2014) The global status of CCS.

15. <https://blogs.mediapart.fr/edition/sociologie-politique-des-elections/article/140312/combien-coute-le-nucleaire-l-avantage>

16. Source des données : <http://fr.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>

ment à la pérennité des placements financiers et au taux d'actualisation. Quant aux externalités liées à un accident majeur, elles sont associées à des coûts exorbitants très complexes à évaluer mais aussi à des probabilités d'occurrence extrêmement faibles¹⁷. Le coût probable d'un accident nucléaire¹⁸ serait ainsi compris entre 71G€ et 250G€. Une telle provision augmenterait le prix de l'électricité en France de 12,5%.

Les externalités des renouvelables

Les renouvelables ne sont pas exonérés d'externalités. La plus importante est l'intermittence qui doit être gérée avec le support du gaz, du charbon ou du nucléaire. Elle génère donc de fortes connexions avec les externalités fossile et nucléaire. De même le stockage d'énergie par transformation nécessite des infrastructures d'appoint dont le coût doit être intégré au prix du KWh renouvelable.

En dehors des intermittences, l'occupation surfacique deviendra à terme une externalité critique. Pour produire une même quantité d'électricité, il faut 150 fois plus de surface à l'éolien et au solaire¹⁹ qu'au pétrole ou au gaz. Des surfaces défrichées réduisent d'autant la bio-séquestration mondiale de carbone. Le déploiement des renouvelables ajoute donc une contrainte majeure d'allocation des ressources surfaciques et génère d'importants conflits d'usage qui ne sont pas pris en compte aujourd'hui²⁰.

Conclusion

Si l'augmentation des prix de l'énergie ne nous incite pas à diminuer notre consommation d'énergie (faible élasticité-prix), elle nous pousse par contre à mettre en œuvre davantage de technologie et par voie de conséquence à réduire notre intensité énergétique²¹. Ainsi l'augmentation significative des prix faisant suite au premier choc pétrolier ne diminua en rien notre consommation intrinsèque de pétrole mais poussa les constructeurs automobiles à produire des voitures moins gourmandes en carburant. De même existe-t-il une relation entre la réduction de l'intensité énergétique et la fiscalité sur l'énergie²². En Europe, les pays ayant le plus réduit leur intensité énergétique sont aussi ceux où les taxes sur l'énergie sont les plus élevées. Il existe donc une forte élasticité entre les prix et la technologie.

Enfin, se posera également dans l'avenir la question de la destination des externalités CO₂. Si elles sont aujourd'hui, dans la plupart des cas, appliquées de façon directe aux consommateurs d'énergie primaire et se répercutent sur les prix à la consommation, les émissions sont quant

à elles exclusivement comptabilisées à la source, sur le lieu de consommation de l'énergie primaire indépendamment de son utilisation finale. Ces règles, en première apparence simples et logiques, sont pourtant mises à mal par la mondialisation des échanges commerciaux, la responsabilité de l'empreinte carbone entre l'émetteur initial et le consommateur final étant largement partagées.

Ainsi, en est-il d'un tee-shirt façonné à bon compte en Chine, à l'aide d'une machine à coudre fonctionnant avec de l'électricité charbonnière puis transporté vers l'Europe pour y être revendu à un consommateur français. Dans un monde idéal, l'électricien chinois capterait le CO₂ émis et le réinjecterait dans le sous-sol. Le surcoût serait intégré au kWh, facturé à l'industriel local façonnant le tee-shirt, qui le répercuterait sur le prix de vente final. En achetant le tee-shirt en Europe, c'est donc au final le consommateur qui supporterait le coût du CCS et de l'empreinte carbone nulle. Qui sait ! Un tee-shirt fabriqué en France avec de l'électricité renouvelable pourrait alors devenir plus compétitif que le tee-shirt chinois ! Toujours dans un monde idéal, l'électricien chinois pourrait aussi acheter sur un marché mondial du carbone, les quotas nécessaires pour continuer d'émettre sans capter ni réinjecter. Le surcoût du carbone acheté serait également répercuté sur le kWh, vendu à l'industriel puis intégré au prix du tee-shirt. Si, dans les deux cas, c'est le consommateur final qui, en tant que déclencheur de l'action, supporte le coût de l'empreinte carbone, dans le second cas, c'est bien dans le pays émetteur et non dans le pays récepteur que les émissions sont comptabilisées. Un résultat somme toute logique pour une responsabilité partagée.

Mais, dans le monde d'aujourd'hui, le CCS n'est pas encore une pratique courante, il n'existe aucun marché mondial du carbone et les émissions charbonnières chinoises ne sont que faiblement taxées. On peut donc longuement discuter sur le plan éthique qui du producteur chinois (qui ne choisit pas un mode de production propre) ou du consommateur français (qui achète à bon compte sans supporter aucune externalité) doit assumer le poids des émissions. Face à un marché du carbone non mondialisé, la délocalisation d'une partie significative de l'industrie manufacturière des pays de l'OCDE vers les pays émergents où la main d'œuvre est beaucoup plus économique sème le trouble quant aux responsabilités réelles des émissions.

À qui doit s'appliquer l'externalité CO₂ ? À l'industriel qui a produit l'électricité, au couturier qui utilise l'électricité pour actionner sa machine à coudre ou au consommateur final qui a déclenché le processus ? Seul un marché mondial du carbone pourra résoudre de façon satisfaisante cette question clé et partager de façon équitable la chaîne de responsabilités.

17. http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/note_synthese_sfen_st8_acc_nucleaire_version_fevrier_2015.pdf

18. <http://transition.wifeo.com/les-externalites-des-energies.php>

19. Voir Chapitre III Paragraphe 4.1.

20. http://www.univ-paris-diderot.fr/Documents/Labos/126H/File/TH3_gisements_EnR.pdf

21. L'intensité énergétique est le rapport entre la consommation d'énergie d'une nation et sa production de richesse. Elle s'exprime en kWh/€.

22. <http://www.parisschoolofeconomics.eu/IMG/pdf/seeidd-pse-nov2013-article-fontagne.pdf>