

La méthode TEC d'analyse économique : Application à la cogénération

© Bernard CHABOT

Ingénieur et économiste,

Expert Senior, ADEME, 500 route des lucioles, 06560 Valbonne - E-mail: bernard.chabot@ademe.fr

1. INTRODUCTION

Ce document décrit l'application de la méthode TEC à l'analyse de rentabilité des projets de cogénération à quatre niveaux :

- Calcul direct de la rentabilité d'un projet de cogénération.
- Calcul des économies d'énergie primaire et de réduction d'émissions de gaz à effet de serre par rapport à un projet conventionnel de référence produisant les mêmes quantités annuelles de chaleur et d'électricité que le système de cogénération.
- Analyse de l'amélioration de la rentabilité découlant de la vente des certificats de réduction de gaz à effet de serre (dénommés par la suite « certificats carbone ») attachés à l'exploitation du système de cogénération.
- Si cette rentabilité est insuffisante, analyse des incitations économiques nécessaires pour obtenir une rentabilité cible en déterminant un mix de tarifs garantis pour les certificats carbone et/ou de subvention à l'investissement initial du système de cogénération.

La méthode permet donc ainsi d'analyser des projets que l'on peut qualifier de « trigénération » ou de « trivalorisation » : vente d'électricité, vente de chaleur, vente de certificats carbone.

Les formules définies dans ce type d'application peuvent bien sûr aussi s'appliquer au cas où une ou deux de ces valorisations n'existent pas, comme dans le cas de centrales électriques utilisant des sources d'énergie renouvelables sans valorisation de chaleur et de certificats carbone versus des centrales électriques conventionnelles.

2. DEFINITIONS ET RAPPELS PREALABLES

Le contexte d'application de la méthode TEC est toujours le même et peut-être résumé par les éléments suivants:

- Analyse économique et non analyse financière.
- Analyse de la rentabilité globale des investissements, et non analyse de la seule rentabilité des fonds propres engagés.
- Calculs en monnaie constante.
- Taux d'inflation annuel i supposé constant.
- Cash-flows (flux nets annuels de trésorerie) constants pendant la durée d'exploitation choisie (depuis l'année 1 à l'année n), ce qui impose notamment de prendre en compte des provisions annuelles pour les grosses réparations ou le renouvellement de gros composants.
- Le taux d'actualisation réel t est défini comme le coût moyen pondéré réel du capital (dette et fonds propres). La valeur réelle t est reliée à la valeur nominale m (avant correction de l'effet de l'inflation de taux constant i) par la relation suivante :

$$t = \frac{tn - i}{1 + i} \quad \{5-1\}$$

- Les projets à analyser seront supposés répondre au schéma temporel général rappelé ci dessous :

| Flux financiers \ Années (euros constants) | 0 | 1 | 2 | ... | n | n+1 | |
|---|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------|------------|-----------------|-------------------|---------------------------------------|
| Investissement initial | - I | | | | | | <i>Valeur résiduelle VR*I</i> |
| Subvention à l'invest. | + si.I | | | | | | |
| Dépenses d'exploitation : | | | | | | | |
| Fixes (entr. maint. renouv.) | | - Dem | - Dem | ... | - Dem | | |
| Proportionnelles à la prod. | | - Dv | - Dv | ... | - Dv | | |
| Recettes d'exploitation | | R | R | ... | R | | |
| Cash-flows (MBA) | CF0 = - I + si.I | CF1 = CF = R - (Dem + Dv) | CF2 = CF | ... | CFn = CF | CFn+1=VR.I | |

Il se peut qu'un paramètre X du cash-flow participant directement à la somme algébrique des recettes ou des dépenses soit amené à varier fortement et qu'on ne puisse pas de façon réaliste le rendre constant par exemple par la prise en compte de provisions. Dans ce cas on le remplacera par son équivalent constant Xe qui donne le même résultat économique et donc défini par :

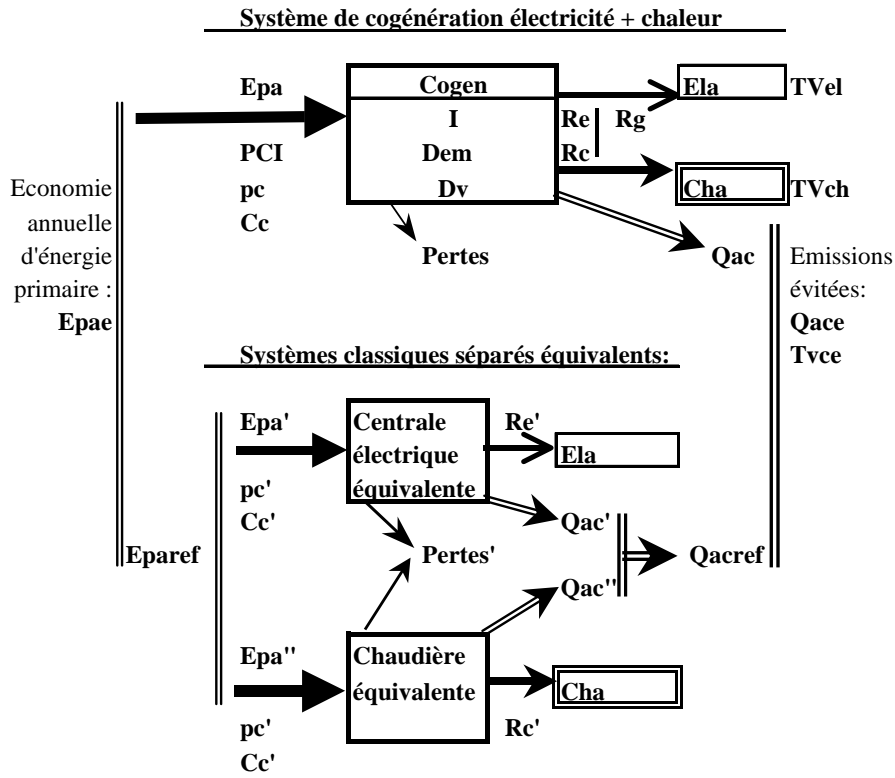
$$\frac{Xe}{Ka(t,n)} = \sum_{i=1}^{i=n+1} \frac{Xi}{(1+t)^i} \quad \{5-2\}$$

où $Ka(t,n)$ est le coefficient d'actualisation défini à partir du taux réel d'actualisation t (égal au coût moyen pondéré des ressources en capital de l'investisseur) et de la durée d'observation économique n :

$$Ka(t,n) = Ka = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1} = \frac{t}{1 - (1+t)^{-n}} \quad \{5-3\}$$

On pourra ainsi se ramener au cas de référence général des projets à cash-flows constants pendant la durée d'exploitation de l'année 1 à l'année n et à valeur résiduelle nulle (puisque cette dernière se trouve ainsi intégrée implicitement par {4-2} dans les éléments de cash-flows rendus constants, soit comme recette, soit comme dépense), avec l'avantage de pouvoir ainsi comparer très facilement les éléments rendus constants Dem , Dv et R des cash-flows de différents projets ou de différentes variantes de projets.

L'investissement de production « propre et efficace » qui permet une réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à l'investissement conventionnel de référence qui a la même production annuelle et qui sert de base de comparaison par rapport au premier sont définis par les paramètres et ratios décrits dans la figure et dans la nomenclature ci dessous.



| Symbole | Désignation | Expression | Unité |
|-----------------------------|---|-------------------------|--------------------------------------|
| a | Ratio de conso énergie syst. référence / cogen | E_{paref} / E_{pa} | |
| Cc | Coût du combustible cogen | | EUR / kg (m3) |
| CEP | Coût de l'énergie primaire cogen | Cc / PCI | EUR/kWh |
| CF | Cash-flow annuel (flux net trésorerie) | | EUR/an |
| CGAe | Coût global actualisé kWh électrique cogen | | EUR / kWh _e |
| Cha | Vente annuelle de chaleur | | kWh / an |
| CVu | Coûts variables unitaires | DV / E_{la} | EUR / kWh |
| DEM | Dépenses annuelles fixes | | EUR/an |
| DV | Dépense annuelles variables | | EUR/an |
| E _{la} | Vente annuelle d'électricité | | kWh _e / an |
| E _{pa} | Conso annuelle d'énergie primaire cogen | | kWh PCI / an |
| E _{pa'} | Conso d'énergie primaire centrale référence | E_{la} / Re' | kWh PCI / an |
| E _{pa''} | Conso d'énergie primaire chaudière référence | Cha / Rc' | kWh PCI / an |
| E _{pa_e} | Economie annuelle d'énergie primaire | $E_{paref} - E_{pa}$ | kWh PCI / an |
| E _{paref} | Conso d'énergie primaire système référence | $E_{pa}' + E_{pa}''$ | kWh PCI / an |
| I | Coût d'investissement initial | | EUR |
| I _{ue} | Ratio de coût d'investissement | I / Pe | EUR / kWh _e |
| K _a | Coefficient d'actualisation | $t / (1 - (1+t)^{-n})$ | |
| K _{em} | Ratio de dépenses fixes | DEM / I | |
| MCDe | Marge sur coût direct (CGAe) kWh _e cogen | | EUR / kWh _e |
| n | Durée d'observation économique | | ans |
| N _{he} | Ratio de productivité électrique cogen | E_{la} / Pe | h / an |
| pc | Part carbone du combustible cogen | | kg / kWh PCI |
| pc' | Part carbone du combustible de référence | | kg / kWh PCI |
| PCI | PCI du combustible cogen | | kWh _t /kg (m3) |
| Pe | Puissance électrique nominale cogen | | kW |
| Q _{ac} | Emissions CO ₂ du système de cogen | | kgco ₂ /an |
| Q _{ac'} | Emissions CO ₂ centrale référence | | kgco ₂ /an |
| Q _{ac''} | Emissions CO ₂ chaudière référence | | kgco ₂ /an |
| Q _{ace} | Emissions de CO ₂ évitées | $Q_{acref} - Q_{ac}$ | kgco ₂ /an |
| Q _{acref} | Emissions CO ₂ système référence | $Q_{ac}' + Q_{ac}''$ | kgco ₂ /an |
| Q _{uc} | Emissions unitaires CO ₂ cogen | Q_{ac} / E_{la} | kgco ₂ / kWh _e |
| Q _{uce} | Emissions CO ₂ évitées unitaires | Q_{ace} / E_{la} | kgco ₂ / kWh _e |
| R _c | Rendement chaleur cogen | Cha / E_{pa} | |
| R _{c'} | Rendement chaleur chaudière référence | Cha / E_{pa}'' | |
| R _e | Rendement électrique cogen | E_{la} / E_{pa} | |
| R _{e'} | Rendement électrique centrale de référence | E_{la} / E_{pa}' | |
| R _g | Rendement global cogen | $Re + Rc$ | |
| R _s | Recette nette vente crédits carbone | $Q_{ace} \cdot TV_{ce}$ | EUR / an |
| si | Taux de subvention à l'investissement cogen | | % / 100 |
| t | Taux d'actualisation | | % / 100 |
| TAR | Taux d'amélioration du TEC initial | | |
| TEC _f | TEC final après si et crédits carbone | $VAN_f / (1 - si)I$ | |
| TEC _i | TEC initial du projet | VAN_i / I | |
| TEC _s | TEC supplémentaire par crédits carbone | $Rs / Ka \cdot I$ | |
| TRec | Taux de réduction des émissions de CO ₂ | Q_{ace} / Q_{acref} | |
| TRep | Taux de réduction conso énergie primaire | E_{pae} / E_{paref} | |
| TV _{ce} | Tarif de vente moyen des crédits carbone | | EUR / kgco ₂ |
| TV _{ch} | Tarif de vente moyen de la chaleur | | EUR / kWh |
| TV _{el} | Tarif de vente moyen de l'électricité | | EUR / kWh _e |
| VAN _f | VAN finale après si et vente crédits carbone | | EUR |
| VAN _i | Valeur actuelle nette initiale du projet | | EUR |
| VAN _s | VAN supplémentaire par crédits carbone | Rs / Ka | EUR |
| VC _u | Recette unitaire des crédits carbone | $Q_{uce} \cdot TV_{ce}$ | EUR / kWh _e |

3. RENTABILITE DIRECTE D'UN PROJET DE COGENERATION

Le TEC final $TECf$ après subvention à l'investissement initial si et valorisation des certificats de réduction d'émission de gaz à effet de serre (« certificats carbone ») d'un projet d'investissement en cogénération est :

$$TECf = \frac{Nhe}{Ka.Iue(1-si)} (TVel - CVu + VCu) - \left(1 + \frac{Kem}{Ka(1-si)}\right) \quad \{5-4\},$$

où les coûts variables unitaires nets de cogénération électricité-chaleur CVu (en euro / kWh) sont définis par :

$$CVu = \frac{DV - Cha.TVch}{Ela} = \frac{Cc}{Re.PCI} - \frac{Rc}{Re} TVch \quad \{5-5\},$$

et où les recettes supplémentaires unitaires résultant de la vente des certificats carbone VCu (en euro par kWh) sont :

$$VCu = \frac{Qace.TVce}{Ela} = Quce.TVce \quad \{5-6\}.$$

On reconnaît en {5-4} le modèle linéaire général $TEC = a. (TVel - k) - b$. Toutes les caractéristique découlant de ce modèle linéaire et qui ont été établies précédemment seront donc applicables ici.

Ainsi, d'après {5-4}, le tarif de vente de l'électricité sera défini par :

$$TVel = \frac{(1 + TECf)Ka(1 - Si) + Kem}{Nhe} Iue + CVu - VCu \quad \{5-7\}$$

Par définition, le coût global actualisé $CGAe$ du kWh électrique sera défini par la condition $TECf = 0$, d'où :

$$CGAe = \frac{Ka(1 - si) + Kem}{Nhe} Iue + CVu - VCu \quad \{5-8\}.$$

Toujours par définition, la marge sur prix de revient du kWh électrique $MPRe$ est:

$$MPRe = \frac{TVel - CGAe}{CGAe}$$

soit, d'après {5-7} et {5-8}:

$$MPRe = \frac{CGAe - CVu + VCu}{CGAe} \cdot \frac{Ka}{Ka + \frac{Kem}{(1-si)}} TECf \quad \{5-9\}$$

On retrouve en {5-9} le fait que la marge sur coût direct du kWh électrique est proportionnelle au TEC du projet, avec les avantages de ce lien, notamment la possibilité de déterminer le taux de marge à appliquer dans le cas où le taux de rentabilité cible est connu.

4. CALCUL DE L'ECONOMIE D'ENERGIE PRIMAIRE

Le système classique équivalent de référence est défini d'une part par une centrale électrique et d'autre part par une chaudière, ces deux installations virtuelles utilisant la même source d'énergie primaire (mais qui peut être différente de celle utilisée par le système de cogénération) et produisant respectivement les mêmes quantités annuelles d'électricité Ela et de chaleur Cha que le système de cogénération.

La consommation annuelle d'énergie primaire Epa (en kWh PCI) du système de cogénération sous forme de combustible est par définition du rendement électrique sur PCI Re :

$$Epa = \frac{Ela}{Re} \quad \{5-10\}$$

Les consommations annuelles d'énergie primaire du système conventionnel sont respectivement Epa' pour la centrale électrique équivalente et Epa'' pour la chaudière équivalente qui sont définies par les relations suivantes par définition des rendements de conversion en électricité et en chaleur utile Re' et Rc' :

$$Epa' = \frac{Ela}{Re'} \quad \{5-11\}$$

$$Epa'' = \frac{Cha}{Rc'} = \frac{Ela.Rc}{Re} \frac{1}{Rc'} \quad \{5-12\}$$

La consommation annuelle totale d'énergie primaire du système conventionnel de référence $Eparef$ est donc :

$$Eparef = Epa' + Epa'' = \frac{Ela}{Re} \left(\frac{Re}{Re'} + \frac{Rc}{Rc'} \right) = \frac{Ela}{Re} .a \quad \{5-13\}$$

$$\text{avec:} \quad a = \frac{Eparef}{Epa} = \frac{Re}{Re'} + \frac{Rc}{Rc'} \quad \{5-14\}$$

L'économie annuelle d'énergie primaire par le recours à la cogénération en lieu et place du système conventionnel équivalent est donc :

$$Epae = Eparef - Epa = \frac{Ela}{Re'} - \frac{Ela.Rc}{Re.Rc'} - \frac{Ela}{Re}$$

$$\text{soit :} \quad \boxed{Epae = \frac{Ela}{Re} \left(\frac{Re}{Re'} + \frac{Rc}{Rc'} - 1 \right) = \frac{Ela}{Re} (a - 1)} \quad \{5-15\}$$

On en déduit la condition sur les rendements de conversion en électricité et en chaleur utile Re et Rc du système de cogénération pour que celui ci entraîne effectivement des économies d'énergie primaire par rapport au système conventionnel de rendements de conversion respectifs en électricité et chaleur utile Re' et Rc' :

$$\boxed{\frac{Re}{Re'} + \frac{Rc}{Rc'} > 1}, \text{ soit : } a > 1 \quad \{5-16\}$$

En valeur relative, le taux de réduction de la consommation d'énergie primaire est donc :

$$\boxed{TRep = \frac{Epae}{Eparef} = 1 - \frac{1}{\frac{Re}{Re'} + \frac{Rc}{Rc'}} = 1 - \frac{1}{a}} \quad \{5-17\}$$

5. CALCUL DE LA REDUCTION DES EMISSIONS DE CARBONE

Si les contenus en équivalent CO₂ des combustibles utilisés respectivement en cogénération et pour le système conventionnel équivalent de référence qui sert de base de comparaison sont respectivement pc et pc' (en kgeCO₂/kWh PCI), les émissions annuelles de gaz à effet de serre en kg équivalent CO₂ seront :

$$\text{Pour le système de cogénération : } Q_{ac} = E_{pa}.pc = \frac{E_{la}}{Re} pc \quad \{5-18\}$$

Pour le système conventionnel de référence, d'après {5-13} :

$$Q_{acref} = (Q_{ac'} + Q_{ac''}) = (E_{pa'} + E_{pa''}).pc' = \frac{E_{la}}{Re}.a.pc' \quad \{5-19\}$$

Les émissions annuelles évitées sont donc en kg équivalent CO₂ :

$$Q_{ace} = Q_{acref} - Q_{ac} = \frac{E_{la}}{Re} (a.pc' - pc) \quad \{5-20\}$$

Le taux de réduction des émissions par rapport au système de référence est donc d'après {5-19} et {5-20} :

$$TR_{ec} = \frac{Q_{ace}}{Q_{acref}} = \frac{a.pc' - pc}{a.pc'}$$

$$\text{Soit : } TR_{ec} = 1 - \frac{pc}{a.pc'} \quad \{5-21\}.$$

Dans le cas où la source d'énergie primaire utilisée pour le système de cogénération n'émet pas de gaz à effet de serre (biomasse avec un taux net de régénération supérieur ou égal à 1, hydrogène produit sans émissions de gaz à effet de serre, système solaire thermodynamique...), on a $pc = 0$, donc $TR_{ec} = 1 = 100\%$ par rapport à la solution équivalente de référence.

D'après {5-17} et {5-21}, la relation entre le taux de réduction des émissions de CO₂ et le taux de réduction de la consommation d'énergie primaire est :

$$TR_{ec} = \frac{pc}{pc'} TR_{ep} + \left(1 - \frac{pc}{pc'}\right) \quad \{5-22\}$$

où le dernier terme entre parenthèses à droite de cette relation représente le taux de réduction du contenu carbone entre le combustible primaire de référence et celui utilisé en cogénération.

D'après {5-20}, la quantité unitaire d'émissions de gaz à effet de serre évités Q_{uce} en kgeCO₂ émis par kWh d'électricité produite en cogénération est :

$$Q_{uce} = \frac{Q_{ace}}{E_{la}} = \frac{1}{Re} (a.pc' - pc) \quad \{5-23\}$$

6. OPTIMISATION DES INCITATIONS

D'après 5-23, la recette supplémentaire unitaire VCu provenant de la valorisation à un tarif de vente $TVce$ des « certificats carbone » correspondant aux émissions de gaz à effet de serre évitées est :

$$VCu = Q_{uce}.TVce = \frac{1}{Re} (a.pc' - pc)TVce \quad \{5-24\}$$

Cette valeur pourra être utilisée en {5-4} pour calculer le TEC final du projet de cogénération après valorisation de ses certificats carbone et après une subvention éventuelle à l'investissement initial ou en {5-7} pour calculer le tarif de

vente du kWh électrique de cogénération dans le cas où la rentabilité finale cible TEC_f est connue.

La recette supplémentaire annuelle $Rs = VCu.Ela = VCu.Nhe.Pe$ pourra aussi être utilisée pour calculer la rentabilité supplémentaire $TECs$ apportée par la vente des certificats carbone à la rentabilité initiale TEC_i du projet de cogénération avant qu'il ne bénéficie d'une subvention éventuelle, soit:

$$TECs = \frac{Rs}{Ka.I} = \frac{Nhe(a.pc' - pc)TVce}{Ka.Iu.Re} \quad \{5-25\}$$

D'après 5-4, avant subvention à l'investissement initial et avant valorisation des certificats carbone, le TEC initial du projet soit TEC_i est :

$$TEC_i = \frac{Nhe}{Ka.Iue} (TVel - CVu) - \left(1 + \frac{Kem}{Ka}\right) \quad \{5-26\}.$$

Ainsi, la rentabilité finale TEC_f du projet de cogénération sera donc in fine:

$$TEC_f = \frac{1}{(1 - si)} (si + TEC_i + TEC_s) \quad \{5-27\}$$

Le taux TAR d'amélioration relative de la rentabilité du projet de cogénération par la présence de la subvention si et de la valorisation des certificats carbone, est donc :

$$TAR = \frac{TEC_f - TEC_i}{TEC_i} = \frac{si(1 + TEC_i) + TEC_s}{(1 - si)TEC_i} \quad \{5-28\}$$

Si le niveau de rentabilité cible finale TEC_f est connu et si le tarif de vente des certificats carbone l'est aussi, dans le cas où la somme des valeurs de TEC_i et de $TECs$ sont insuffisantes pour assurer ce niveau de rentabilité finale visée, le niveau de subvention à l'investissement si nécessaire pour atteindre TEC_f pourra être déterminé par la relation suivante établie à partir de {5-27}:

$$si = \frac{TEC_f - TEC_i - TEC_s}{1 + TEC_f} \quad \{5-29\}$$

Dans le cas où c'est le tarif de vente moyen des certificats carbone qui est inconnu, sa valeur requise pour assurer la rentabilité finale cible sera déterminée aussi d'après {5-25}:

$$TECs = (1 - si)TEC_f - si - TEC_i \quad \{5-30\}$$

et le tarif de vente cible des certificats carbone recherché $TVce$ sera donc :

$$TVce = \frac{Re.Ka.Iue(TEC_f(1 - si) - si - TEC_i)}{Nhe(apc' - pc)} \quad \{5-31\}$$

Enfin, si le projet de cogénération bénéficiait d'une subvention à l'investissement initial sio avant la vente des certificats carbone, le nouveau niveau de subvention sic suffisant pour atteindre la rentabilité cible TEC_f après valorisation des certificats carbone sera:

$$sic = sio - \frac{TECs}{TEC_f - TEC_i} \quad \{5-32\}$$

La baisse relative du niveau de subvention sera donc:

$$\frac{sio - sic}{sio} = \frac{TECs}{TECf - TECi} \quad \{5-33\}$$

7. CONCLUSION

La méthode TEC permet donc de procéder à une analyse de rentabilité complète et explicite des projets de cogénération puisqu'elle donne accès directement à la valeur du coût global actualisé du kWh électrique de cogénération et au niveau de vente du kWh électrique pour assurer un certain niveau de rentabilité, y compris lorsque le projet peut bénéficier d'une subvention à l'investissement initial, et ce sans avoir à définir à ce stade le système virtuel équivalent de référence.

Lorsque l'on a procédé à la définition de ce système équivalent de référence constitué d'une centrale électrique et d'une chaudière séparée, il est possible d'intégrer les économies d'énergies primaires et d'émissions de gaz à effet de serre pour procéder au calcul de l'amélioration de rentabilité du projet amenée par la valorisation sur un marché spécifique de ces avantages environnementaux, par le biais de la vente de "certificats carbone".

Enfin, la simplicité des études de sensibilité et la disponibilité de formules explicites pour l'optimisation des paramètres qui jouent comme incitations possibles au développement du marché de la cogénération, comme les niveaux garantis de vente du kWh électrique, les niveaux de vente garantis des certificats carbone ou encore les niveaux de subventions à l'investissement initial, font de la méthode TEC un outil de choix pour les régulateurs des marchés de l'énergie qui veulent favoriser le développement à grande échelle de cette technologie d'efficacité énergétique et de lutte contre le changement climatique.

Référence bibliographique :

B. Chabot « La méthode TEC d'analyse économique : partie 1, présentation générale ; partie 4 : application à la valorisation de certificats carbone ».