



Siège de l'UNESCO  
Paris, 5 - 9 juillet 1993

UNESCO Headquarters  
Paris, 5 - 9 July 1993

# World Solar Summit Sommet solaire mondial

High-level Expert Meeting  
Réunion d'experts de haut niveau

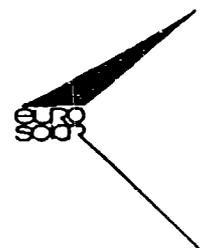
SC.93/Conf.003/10  
Paris, 30 June 1993  
Original : Français

Analyse économique des filières  
d'énergie solaire

*Economic Analysis of Solar Energy  
Technologies*



Ademe



# Analyse économique des filières d'énergie solaire

## *Economic Analysis of Solar Energy Technologies*

Co-ordinator :

**Chabot**

**Bernard**

**Chef du Département Energie Solaire, Ademe  
France**

The authors are responsible for the choice and the presentation of the facts of this discussion paper submitted to the High-level Expert Meeting of the World Solar Summit, as well as for the opinions which are expressed therein. These do not bind the Organisers of the World Solar Summit. Les auteurs de ce document de discussion soumis à la réunion d'experts de haut niveau du Sommet solaire mondial sont responsables du choix et de la présentation des faits figurant dans leurs contributions, ainsi que des opinions qui y sont exprimées, lesquelles n'engagent pas les organisateurs du *Sommet solaire mondial*.

© WSS 1993

## **1) INTRODUCTION**

L'analyse économique des filières d'énergie solaire et des services qu'elles peuvent rendre est indispensable pour pouvoir juger de leurs progrès et de leurs utilisations possibles dans les différents secteurs d'activités socio-économiques.

Une étude exhaustive portant sur toutes les filières et toutes les applications dépasserait le cadre d'un simple rapport, aussi le parti pris ici est d'analyser en détail un cas bien représentatif de la diversité des technologies et des critères d'analyse, à savoir le cas de la production d'électricité par l'énergie solaire, utilisée directement (solaire photothermique et solaire photovoltaïque) ou sous ses formes dérivées (énergie hydraulique, éolienne, de la biomasse).

L'accès à l'électricité et aux services énergétiques modernes qu'elle permet, est par ailleurs revendiqué à juste titre par toutes les populations, y compris celles qui ne seront pas reliées à court ou moyen terme aux grands réseaux électriques interconnectés, soit au minimum deux milliards d'habitants. On verra justement que l'énergie solaire permet de fournir ces services énergétiques de base (éclairage, traitement et transmission de l'information, force motrice...) de façon décentralisée, sans interconnexions obligatoires aux moyens classiques de production et de distribution d'électricité.

Aussi il est stratégique de pouvoir analyser les différentes configurations d'utilisation de l'énergie solaire pour la production d'électricité pouvant présenter une rentabilité économique à court et moyen terme, afin de pouvoir lancer des programmes d'équipements solaires ayant des impacts significatifs en terme de nombre d'habitants desservis, de contribution énergétique, de préservation de l'environnement et de participation au développement socio-économique des populations.

Cette analyse de la rentabilité des filières d'énergie solaire pour la production d'électricité se fera en trois étapes :

- Tout d'abord en proposant une méthode commune de comparaison des coûts globaux actualisés du kWh produit par les différentes filières d'énergie solaire et des outils simples de prédétermination de ces coûts ;

- Puis en proposant une analyse économique des services énergétiques rendus, et ceci en examinant de façon globale la production et la consommation d'énergie ;

- Enfin en proposant une démarche globale de synergie entre la production propre et sûre d'énergie, notamment d'origine solaire, et une utilisation sobre et efficace de l'énergie ainsi obtenue : c'est la démarche ultime de "Maîtrise de l'Énergie".

## **2) COUT, PRIX, VALEUR**

Avant toute analyse détaillée, il est bon de rappeler que si le calcul du coût global actualisé d'un kWh électrique est une étape obligatoire et incontournable, il n'est pas suffisant en lui-même : toutes les filières de production et de consommation d'électricité ont des coûts cachés, du fait de leur impact sur la santé et l'environnement local et planétaire.

Ces "coûts cachés" sont par définition difficiles à calculer et surtout ils ne peuvent pas faire l'objet d'un consensus national et encore moins international sur de valeurs précises compte tenu de la diversité des hypothèses de calcul et d'estimation de certains impacts.

On trouvera en **FIGURE 1** en page A12 un exemple d'utilisation des résultats de l'étude menée par R.L. OTTINGER et ses collègues en 1990 dans le cas des USA, montrant que la prise en compte de ces coûts pour l'environnement peut bouleverser la rentabilité relative des différentes filières entre elles, et ce, clairement en faveur des énergies renouvelables.

En attendant qu'un consensus hypothétique se fasse sur le "vrai prix" de l'électricité produite par chaque filière en prenant en compte ces coûts cachés avant d'appliquer la marge bénéficiaire du producteur ou en "taxant" chaque kWh avant sa distribution, on ne peut que recommander que soit institué dans chaque pays un "signal tarifaire" clair tenant compte de la "valeur" que représente la production d'électricité par énergie solaire pour le développement socio-économique et la protection de l'environnement local et planétaire.

### **3) ANALYSE DU COUT GLOBAL ACTUALISE DU kWh PRODUIT PAR LES FILIERES :**

#### **3.1) Points communs et spécificités de la production d'électricité par énergie solaire :**

Le calcul des coûts de la production d'électricité par énergie solaire obéit aux mêmes règles que pour les solutions classiques : on cernerait ainsi séparément les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et les coûts d'entretien-maintenance.

A l'exception des centrales thermiques utilisant un combustible issu de la biomasse, une des caractéristiques communes de la production d'électricité par énergie solaire est de faire appel à un gisement "gratuit" : soleil, vent, eau.

Aussi la structure de coûts du kWh produit par énergie solaire présente une part importante pour les frais d'amortissement des investissements, une part nulle pour les frais de combustibles (à l'exception des centrales utilisant la biomasse) et une part très faible ou moyenne pour les frais d'exploitation et d'entretien-maintenance.

Cette structure est tout à fait différente de celle du kWh produit par combustibles fossiles (centrales thermiques et groupes électrogènes) où les frais dus à l'amortissement de l'investissement sont faibles alors que les frais de combustible et d'exploitation-maintenance sont prépondérants.

L'importance des coûts d'amortissement de l'investissement initial rend les filières d'énergie solaire plus sensibles aux taux d'actualisation que les solutions plus gourmandes en coûts de fonctionnement (par ex. diesels avec le prix du combustible). Choisir des taux d'actualisation faibles revient à privilégier le long terme, ce qui doit être le rôle des pouvoirs publics pour les investissements de base comme l'électrification en zone rurale. L'intérêt général et la justice sociale sont donc bien en phase avec la promotion de solutions qui privilégient le long terme comme la production d'électricité par énergie solaire. Aussi, tant au niveau collectif qu'individuel, et surtout en cas de tensions sur les ressources financières, il devrait être recommandé de permettre un accès privilégié à des sources de financement adaptées et à bas coût pour les solutions d'électrification par énergie solaire.

Par ailleurs, dans les cas d'électrification décentralisée promus par des collectivités locales, des sociétés privées ou les usagers eux-mêmes (par exemple par le biais de coopératives), la faiblesse des disponibilités financières pour les investissements initiaux peut mener à privilégier les moyens classiques de production comme les groupes diesel qui nécessitent un investissement initial faible. Par contre, le montant élevé des frais d'exploitation et d'entretien-maintenance qui sont à la charge des exploitants et des usagers, pénalise excessivement ces derniers, et dans certains cas peut même mener à une réduction de l'exploitation par suite des raccordements au réseau trop peu nombreux et aux consommations trop faibles, ce qui induit des déficits d'exploitation encore plus importants. Là aussi le rôle des pouvoirs publics est d'agir en amont pour favoriser les solutions menant à des frais d'exploitation faibles plutôt que de combler in fine les déficits d'exploitation comme cela est souvent le cas.

Ainsi pour les projets et programmes d'électrification décentralisée par énergie solaire, les pouvoirs publics devraient s'impliquer dans la prise en charge des investissements initiaux, au même titre que pour les investissements de base comme les infrastructures de communication ou

d'éducation et de santé. Les exploitants (collectivités locales, coopératives d'usagers ou compagnies d'électricité publiques ou privées) pourraient ainsi mobiliser plus facilement leurs ressources financières et celles de leurs clients pour l'exploitation et l'entretien-maintenance, ce qui garantit une pérennité des investissements et évite l'implication des pouvoirs publics dans la réduction des déficits d'exploitation, ce qui n'est pas leur rôle.

### 3.2) Calcul du coût global actualisé :

On a vu que ce coût comprend :

- \* l'amortissement de l'investissement ;
- \* le fonctionnement pendant la durée d'utilisation (combustible, exploitation, entretien, maintenance...).

L'amortissement à annuités constantes "A" d'un investissement initial I sur une durée de "n" années à un taux d'intérêt annuel "t %" est donné par la formule :

$$A = I \cdot (t/100) \cdot (1 + t/100)^n / ((1 + t/100)^n - 1)$$

Les durées d'amortissement doivent être évidemment inférieures à la durée de vie de l'équipement concerné. Ceci peut amener à prendre des valeurs différentes pour les différents composants principaux d'un système : génie civil et infrastructures, matériel électro-mécanique, matériel électronique, stockage électro-chimique...

Si l'on fait intervenir par ailleurs :

- Le coefficient de charge annuel  $F_c$  défini comme le rapport entre l'énergie annuelle réellement produite et l'énergie productible si la centrale électrique avait produit continûment toute l'année à sa puissance nominale ;
- Le ratio  $I_{up}$  défini par le rapport entre l'investissement initial et la puissance nominale de la centrale électrique ;
- Les ratios  $K_A$  et  $K_{EM}$  définis respectivement par les rapports entre A et I et entre les dépenses annuelles d'exploitation-maintenance et I ;

Le coût global actualisé C du kWh électrique produit, hors frais de combustibles, s'exprime alors simplement par la relation suivante :

$$C = I_{up} (K_A + K_{EM}) / 8760 F_c$$

### 3.3) Résultats actuels et à court et moyen terme :

La relation ci dessus peut être utilisée pour établir les abaques de détermination graphiques des pages A1 à A8 ci après. Elles donnent directement le coût global actualisé du kWh produit par une centrale ou un générateur électrique d'une technologie donnée en fonction du ratio de coût d'investissement  $I_{up}$ , du facteur de charge  $F_c$  (ou d'un paramètre représentatif du gisement solaire et éolien disponible) et des conditions de financement ou d'amortissement (durée et taux d'actualisation).

Deux hypothèses de financement sont utilisées ici :

- Une correspondant à une logique d'investissement public et favorisant le long terme :

\* Durée d'amortissement :  $n = 20$  ans ;

\* Taux d'actualisation :  $t = 6\%$ .

- L'autre correspondant à une logique d'investissements privés et favorisant plus le court terme :

\* Durée d'amortissement :  $n = 15$  ans ;

\* Taux d'actualisation :  $t = 9\%$ .

L'examen des différents cas, par classement de rentabilité décroissante du coût global actualisé, mène aux premières constatations et tendances suivantes :

#### a) Petite hydroélectricité (page A1) :

C'est une filière déjà rentable, avec un coût typique de 0,25 à 0,33 F/kWh, pouvant descendre jusqu'à 0,1 F/kWh dans les cas les plus favorables (sites à faible coût des aménagements et du génie civil, facteur de charge élevé correspondant à une ressource hydraulique abondante et stable sur l'année). C'est par ailleurs une filière déjà largement industrialisée et diffusée (la production actuelle est de l'ordre de 80 TWh/an au niveau mondial) et le gisement techniquement et économiquement accessible est supérieur à 500 TWh/an.

Compte tenu de ceci, la petite hydroélectricité devrait très nettement bénéficier d'une attention plus soutenue de la part des investisseurs publics et privés, à la fois dans les pays industrialisés et dans les pays en développement.

#### b) Centrales géothermiques (page A2) :

Il ne s'agit pas de filière dérivée de l'énergie solaire, mais son examen à titre de comparaison est intéressant car il met en relief l'excellente compétitivité du kWh produit, pourvu bien sûr que l'on dispose d'une ressource géothermale de qualité suffisante et facilement accessible. Par ailleurs, l'électricité peut être produite en base (de façon quasi continue) et la taille des équipements peut être très variable, depuis quelques centaines de kW pour les centrales de moyenne énergie à cycles de Rankine jusqu'aux centrales de grande puissance (plusieurs centaines de MW) exploitant des gisements de vapeur sèche. C'est enfin une technologie bien développée industriellement puisque sa contribution mondiale est actuellement déjà de 34 TWh/an et qu'elle est en croissance sensible.

#### c) Centrales alimentées par un combustible issu de la biomasse :

On voit en page A3 que le coût du kWh hors combustible est faible (typiquement aux alentours de 0,2 F/kWh), et ce d'autant plus que dans ce calcul on ne considère pas la production simultanée de chaleur et sa valorisation par exemple dans un réseau de chaleur comme cela se fait couramment dans des centrales de cogénération utilisant des déchets de biomasse dans des pays comme le Danemark.

La détermination de la part du combustible dans le coût global du kWh peut se faire à partir de l'abaque page A4. Dans le cas d'utilisation de déchets de scieries à 50 F/t (cas courant), l'impact n'est que de 0,05 F/kWh. Dans le cas de récolte, de transport et de conditionnement de bois combustible à 300 F/t comme on peut le voir couramment, l'impact est de 0,2 F/kWh, soit moins que ce que l'on constaterait en utilisant un combustible fossile à 20 dollars par baril.

Cette rentabilité du kWh a mené à plus de 6 GW de centrales de ce type installés aux USA, et dans ce pays la puissance installée en 2000 devrait atteindre à 12 GW. Au delà de cette date

devraient commencer à être industrialisées les centrales à cycles combinés et à gazéification intégrée qui permettront un rendement de conversion en électricité beaucoup plus élevé (typiquement 55 % au lieu de 35 % actuellement) et donc de réduire proportionnellement l'impact du coût du combustible dans le coût du kWh électrique produit.

Couplées avec des programmes d'exploitation rationnelle de la biomasse (plantations équilibrant la récolte annuelle), cette filière ne produit pas d'émissions nettes de gaz à effet de serre.

#### d) Energie éolienne :

On constate en page A5 que les aérogénérateurs actuels installés sur un bon site (caractérisé par une vitesse annuelle moyenne à hauteur du moyeu de 7,5 m/s) produisent un kWh à 0,45 F, ce qui permet déjà une rentabilité directe des investissements lorsque le coût local de production du courant est supérieur (cas fréquent des réseaux îlotés alimentés par groupes diesels) ou lorsque le prix d'achat du kWh éolien est fixé par les pouvoirs publics au dessus de 0,45 F/kWh, ce qui est le cas notamment en Californie, au Danemark, en Grande Bretagne, en Allemagne, etc...

Ces tarifs d'achat élevés sont la plupart du temps consentis du fait de la "qualité environnementale" de l'électricité éolienne, puisque cette filière ne produit ni polluants ni déchets.

On voit aussi en page A5 que d'ici 5 à 7 ans le kWh éolien produit sur un bon site sera un des plus compétitif puisqu'il sera de l'ordre de 0,28 F/kWh, soit moins cher que l'électricité produite en base par une centrale à charbon. A cette date, même les sites éoliens de qualité moyenne ou médiocre (6m/s à la hauteur du moyeu) pourront être exploités en donnant un coût de kWh de seulement 0,42 F/kWh, soit un coût acceptable lorsque l'on tient compte de la "qualité environnementale" du kWh produit.

On constatera donc sans aucun doute pour l'énergie éolienne entre 1990 et 2010 et au delà un phénomène de croissance rapide des puissances installées et de la production annuelle. Cette dernière était déjà à 3,8 TWh en 1992 et devrait passer au dessus de 10 TWh en 2000 pour plus de 5 GW installés dans le monde à cet horizon.

#### d) Centrales solaires thermodynamiques :

On constate en page A6 que la filière industrialisée à la fin des années 80 (collecteurs cylindro-paraboliques) mène déjà à un coût de kWh de 1,1 à 1,3 F sur des sites à ensoleillement direct adéquat. Ces valeurs ne tiennent pas compte de la quote-part de coûts d'investissement et d'exploitation et d'entretien-maintenance qui peuvent être éventuellement imputés à un appoint gaz. Par ailleurs ils sont compétitifs avec les coûts des moyens de production de pointe (turbines à gaz fonctionnant moins de 1500 heures par an, ce qui explique le succès de cette technologie en Californie.

Cette filière nécessite encore des efforts de recherche et développement pour réduire encore ses coûts et aussi des décisions de tarification et d'encouragement aux investissements adaptés, compte tenu de l'effet d'échelle (taille optimale actuelle : plus de 80 MW) qui freine les décisions des investisseurs potentiels.

Les centrales à tour fonctionnant à plus haute température relèvent clairement encore de la recherche et de l'expérimentation de prototypes, aussi une évaluation de leur coût est actuellement prématurée.

#### e) Centrales et générateurs photovoltaïques :

Comme on peut le voir en page A7, les centrales photovoltaïques couplées au réseau fournissent un kWh à un coût supérieur à 2 F, même sur un bon site. Ces valeurs n'ont rien de

rédhibitoire dans la phase d'expérimentation de pilotes et d'acquisition d'expérience industrielle qui va durer encore 5 à 10 ans. A cet horizon le coût du kWh sur un bon site pourra s'approcher suffisamment du coût de l'électricité de pointe pour donner lieu dans des zones adaptées à des investissements rentables (kWh de pointe de 1 à 1,6 F).

Sur le long terme (2010) le coût du kWh sur un très bon site pourra descendre entre 0,7 et 1F, ce qui rendra économiquement intéressants les investissements pour la fourniture d'électricité de pointe en zone très ensoleillée et surtout le concept de "toits photovoltaïques". Dans ce dernier cas, un petit générateur photovoltaïque relié au réseau (de 2 à 5 kWc) pourra fournir une part notable des besoins en électricité d'une famille reliée au réseau en se substituant à des consommations en basse tension, donc à un prix relativement élevé. Cette substitution sera d'autant plus importante que l'électricité consommée le sera dans des appareils à haute efficacité énergétique.

On constatera sans doute alors que cet intérêt économique pour ces "toits photovoltaïques" viendra renforcer l'attrance pour cet équipement à l'image de "haute technologie favorable à l'environnement" que l'on constate déjà sur les programmes pilotes en Suisse (300 toits en cours de réalisation) et en Allemagne (2500 toits en cours de réalisation).

Dans le cas de générateurs photovoltaïques pour sites isolés, décrits en page A8, le surcoût dû aux batteries et à leur remplacement tous les 7 ans mène à un coût du kWh (plus de 11 F actuellement) qui ne peut pas se comparer au coût du kWh sur réseau. A terme de 5 à 10 ans ce coût du kWh pourra descendre aux alentours de 5 à 8 F, ce qui représente déjà une compétitivité améliorée par rapport aux groupes diesels de petite puissance en sites isolés et par rapport aux extensions de lignes électriques pour desservir des abonnés en zones rurales peu denses. Mais on va voir ci dessous que l'enjeu n'est plus alors de raisonner en "compétitivité du kWh" mais d'élargir la comparaison à la compétitivité du "service rendu".

#### **4) DU COUT DU kWh AU COUT DU SERVICE RENDU :**

Ce qui compte pour un utilisateur, en particulier lorsqu'il n'a pas accès à l'électrification classique par extension des réseaux de distribution, ce n'est pas le nombre de kWh disponibles mais la qualité et la quantité de services énergétiques fournis : intensité et durée d'éclairage, heures de télévision, nombre de litres d'eau pompée par jour, qualité et volume de froid pour la conservation des aliments ou des vaccins.

Il est évident que par une utilisation rationnelle et efficace de l'énergie, en choisissant notamment des appareils à haute efficacité énergétique (par exemple des lampes à fluorescence plutôt que des lampes à incandescence qui consomment 5 fois plus d'électricité à éclairage égal), on aura accès à une plus grande quantité de services énergétiques pour une quantité donnée d'énergie.

Cette démarche de synergie entre la production propre et sûre d'énergie en ayant recours à l'énergie solaire et son utilisation rationnelle et efficace est déjà couramment mise en pratique dans le cas des systèmes photovoltaïques en sites isolés. Ainsi on peut voir en pages A9, A10 et A11 que même avec des petits générateurs photovoltaïques on peut assurer le "confort de base" en électricité spécifique correspondant aux aspirations des personnes encore condamnées à l'usage de la lampe à pétrole, à l'absence de télévision et de conservation des denrées par le froid. La rentabilité vis à vis de l'extension des réseaux et la compatibilité des investissements initiaux avec les capacités financières des usagers et des promoteurs institutionnels s'en trouvent aussi améliorées et facilitées.

Il ne faut pas se cacher cependant que cette démarche d'électrification hors réseau par la combinaison de générateurs solaires et d'appareils à haute efficacité est encore pénalisée par l'absence de solutions de financement adaptées qui permettraient de répartir sur toute la durée de vie des équipements le remboursement de l'investissement initial. Mais des expériences dans ce sens sont cependant en cours et ce sont déjà plus de 100 000 familles dans le monde qui

bénéficient déjà de l'électricité photovoltaïque pour leurs besoins de base, en particulier pour l'éclairage, voire la télévision.

### **5) UNE STRATEGIE GAGNANTE : LA DEMARCHE DE MAITRISE DE L'ENERGIE :**

Systématiser cette démarche de synergie entre la production propre et sûre d'énergie (en ayant recours aux ressources locales et renouvelables que constituent les différentes formes d'énergie solaire) et entre d'autre part l'utilisation sobre et efficace de cette énergie est ce que l'on peut qualifier de démarche complète de Maîtrise de l'Énergie.

Cette démarche est valable à la fois dans les pays industrialisés et dans les pays en développement, comme symbolisé en Figure 2 page A13 : simplement le "sens de la démarche" est inversé :

- Dans les pays industrialisés (et le secteur urbain des pays en développement), l'enjeu est d'abord une démarche de "sobriété énergétique" (consommer de l'énergie pour des services indispensables et pas pour des services "superflus"), puis d'utilisation rationnelle et efficace de l'énergie, et enfin de passage volontariste aux énergies renouvelables (principalement d'origine solaires), afin de valoriser au mieux leurs avantages pour l'environnement local et planétaire et le développement de nouvelles activités économiques et industrielles.

- Dans les zones rurales des pays en développement (et très marginalement dans les zones encore isolées des pays industrialisés), l'enjeu, du fait de l'absence quasi généralisée dans ces zones d'infrastructures de production et de distribution d'énergie, est d'abord d'avoir recours aux énergies locales et renouvelables (là aussi principalement d'origine solaires) puis d'utiliser rationnellement et efficacement cette énergie pour obtenir le plus possible de services utiles à la société et aux citoyens.

Un des principaux avantages de cette stratégie et de cette démarche de maîtrise de l'énergie est de pouvoir se fonder sur une pérennité sur le long terme (au delà de 2010) du fait des progrès scientifiques, industriels et commerciaux qui sont accessibles de façon certaine et continue aussi bien du côté des filières exploitant l'énergie solaire que du côté des progrès en efficacité énergétique dans les différents secteurs économiques.

C'est ce qui est schématisé en Figure 3 page A14 : sur le long terme cette synergie entre l'utilisation directe ou indirecte de l'énergie solaire et l'utilisation sobre et rationnelle de l'énergie peut mener à ce que l'on peut déjà appeler la "fusion bien tempérée", clin d'œil à la source la plus inépuisable d'énergie, l'énergie de fusion thermonucléaire. Celle ci est déjà à notre service via l'utilisation industrielle du soleil et des cycles naturels qui lui sont associés (eau, vent, photosynthèse). Elle le sera encore plus si nous consacrons un minimum de moyens à accélérer les progrès techniques et économiques à venir sur les différentes technologies d'utilisation de l'énergie solaire. Et il est de plus en plus évident que d'ici 2030 ces progrès et la large diffusion des technologies associées rendront encore plus problématiques les chances de réussite industrielle et commerciale de la création ex nihilo de quelques soleils artificiels sur terre...

-----

PJ pages A1 à A14 : abaques A1 à A11, Figures 1 à 3 (pages A12 à A14).

# COUT DU kWh ELECTRIQUE HORS FRAIS DE COMBUSTIBLES

## CAS DE LA PETITE HYDROELECTRICITE

$$C = \frac{IUP}{8760 Fc} (KA + KEM)$$

IUP = Investissement ramené au kW (F/kW)

Fc : Facteur de capacité annuel moyen :

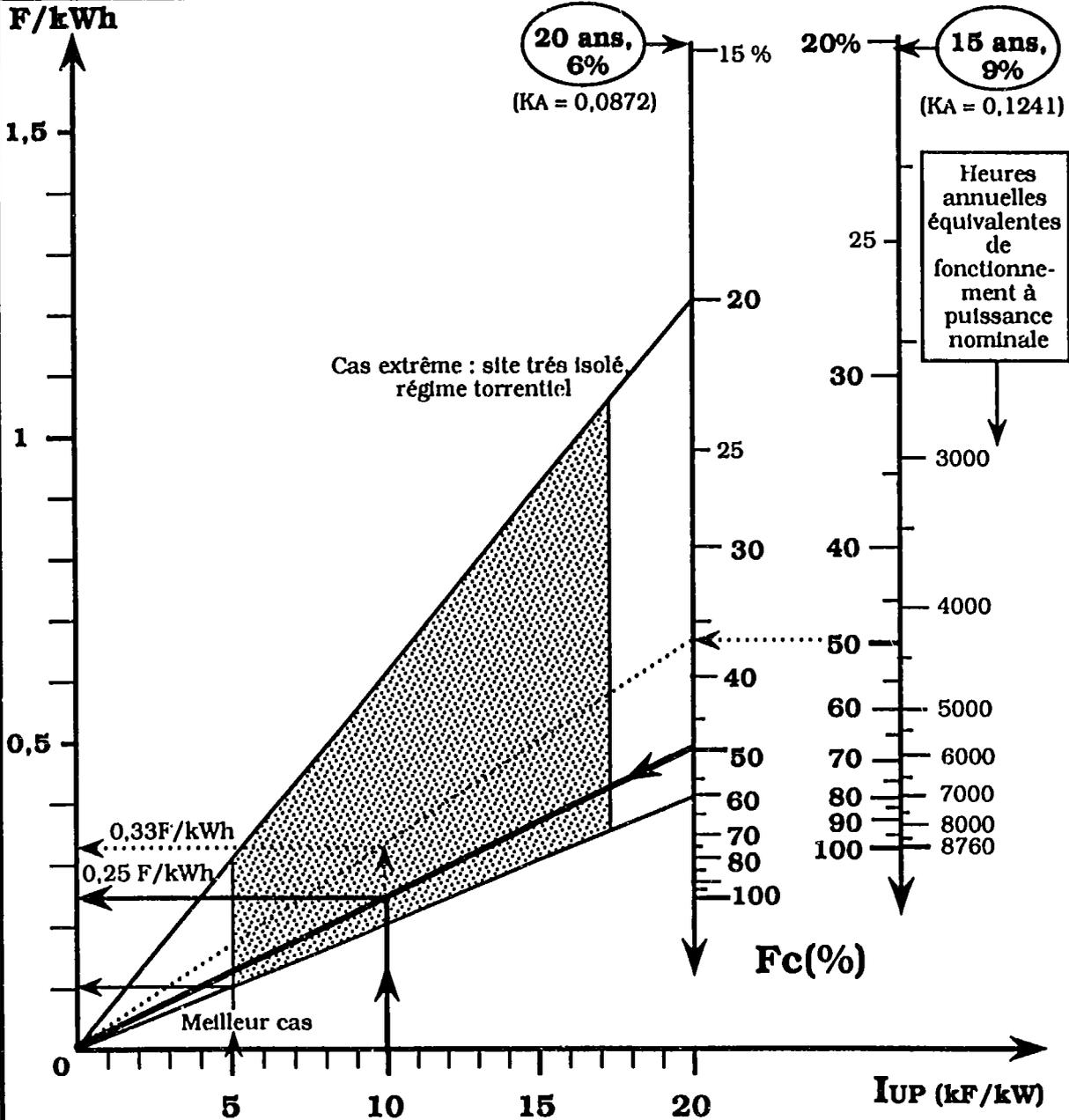
$$Fc = \frac{\text{Energie annuelle produite}}{8760 P}$$

$$KA = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$$

t = taux d'actualisation  
n = durée d'amortissement

$$KEM = \frac{\text{Dépenses annuelles d'expl.Maint.}}{\text{Investissement total}}$$

(Tracé : KEM = 0,02)



# COUT DU K.WH ELECTRIQUE PRODUIT PAR UNE CENTRALE GEOTHERMIQUE

$$C = \frac{IUP}{8760 Fc} (KA + KEM)$$

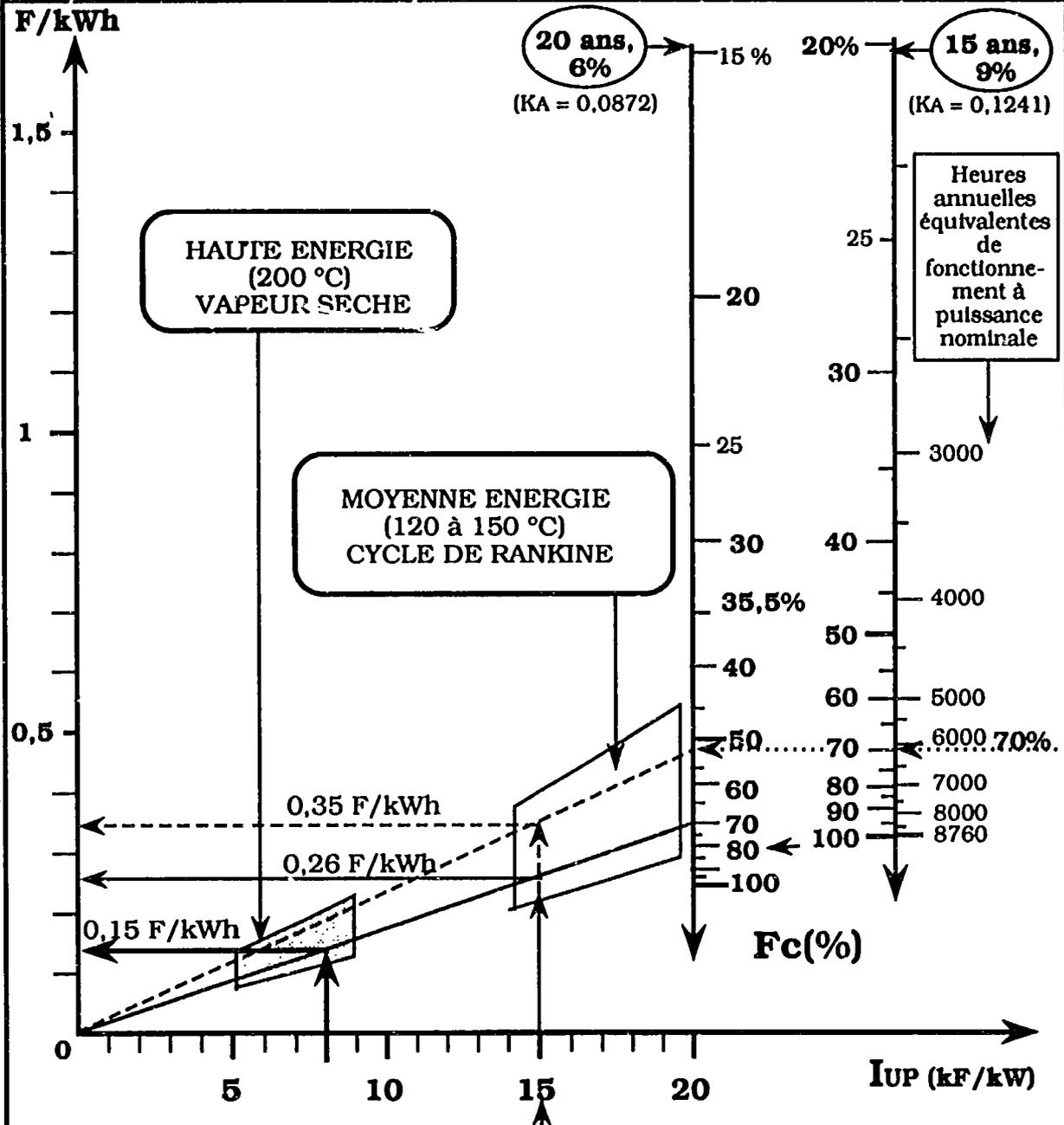
IUP = investissement ramené au kW (F/kW)  
 Fc : Facteur de capacité annuel moyen :  
 $Fc = \frac{\text{Energie annuelle produite}}{8760 P}$

$$KA = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$$

t = taux d'actualisation  
 n = durée d'amortissement

$$KEM = \frac{\text{Dépenses annuelles d'expl. Maint.}}{\text{Investissement total}}$$

(Tracé : KEM = 0,02)



## COUT DU kWh ELECTRIQUE PRODUIT PAR UNE CENTRALE ALIMENTEE PAR DU COMBUSTIBLE EX-BIOMASSE (HORS FRAIS DE COMBUSTIBLES)

$$C = \frac{IUP}{8760 F_c} (K_A + K_{EM})$$

IUP = investissement ramené au kW (F/kW)

F<sub>c</sub> : Facteur de capacité annuel moyen :

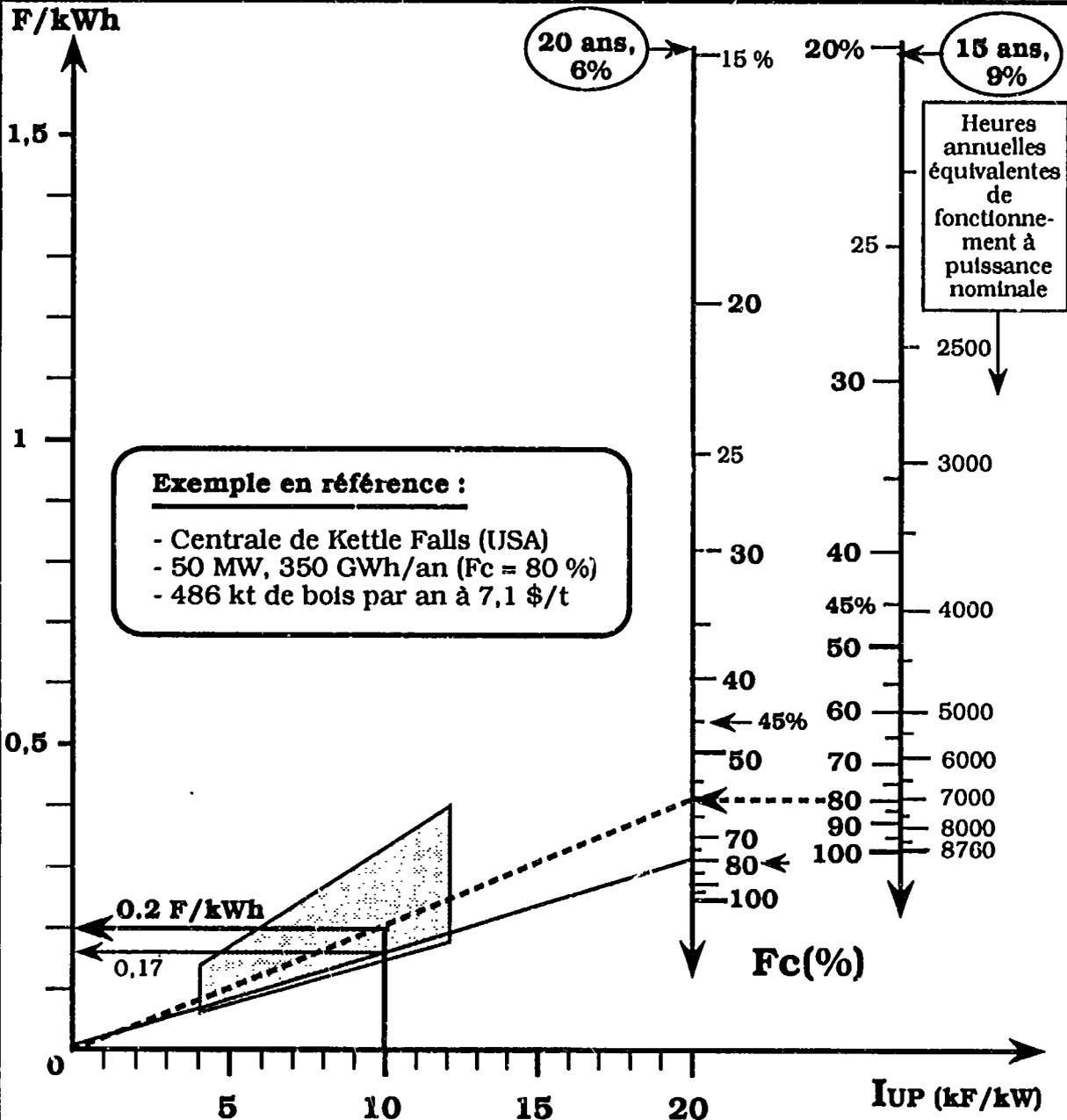
$$F_c = \frac{\text{Energie annuelle produite}}{8760 P}$$

$$K_A = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$$

t = taux d'actualisation  
n = durée d'amortissement

$$K_{EM} = \frac{\text{Dépenses annuelles d'expl. Maint.}}{\text{Investissement total}}$$

(Tracé : K<sub>EM</sub> = 0,02)

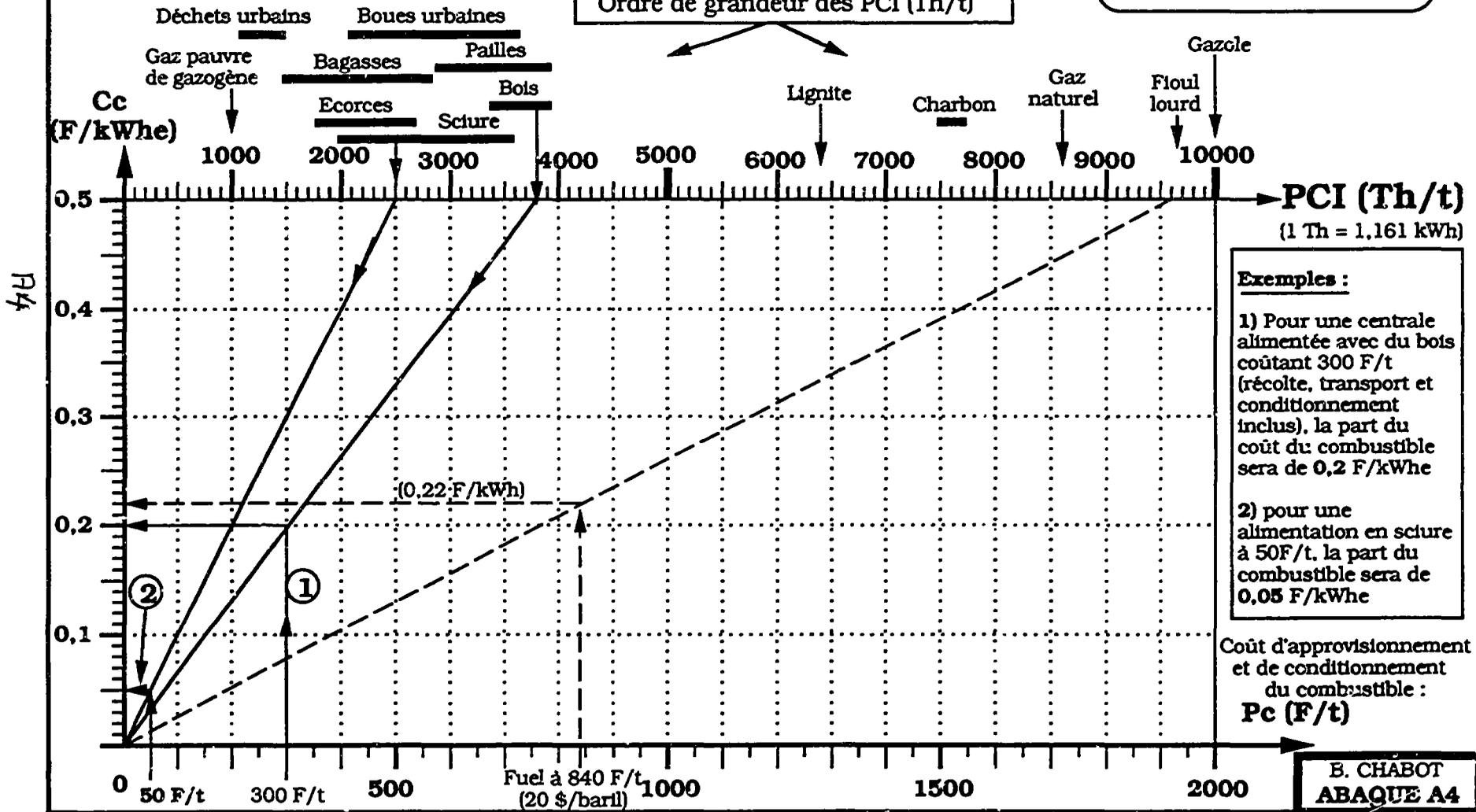


# PART DU COMBUSTIBLE (Cc) DANS LE COUT DU kWh ELECTRIQUE

$$C_c = \frac{0,861}{Rdt \cdot PCI} P_c$$

(F/kWh)                      (F/t)  
(0,35) (Th/t)

Ordre de grandeur des PCI (Th/t)



**Exemples :**

1) Pour une centrale alimentée avec du bois coûtant 300 F/t (récolte, transport et conditionnement inclus), la part du coût du combustible sera de 0,2 F/kWh

2) pour une alimentation en sciure à 50F/t, la part du combustible sera de 0,05 F/kWh

Coût d'approvisionnement et de conditionnement du combustible :  
**Pc (F/t)**

**B. CHABOT  
ABAQUE A4**

# COUT DU kWh EOLIEN (AEROGENERATEUR CONNEXTE AU RESEAU)

$$C = \frac{IUP}{8760 Fc} (KA + KEM)$$

IUP = investissement ramené au kW (F/kW)

Fc : Facteur de capacité annuel moyen :

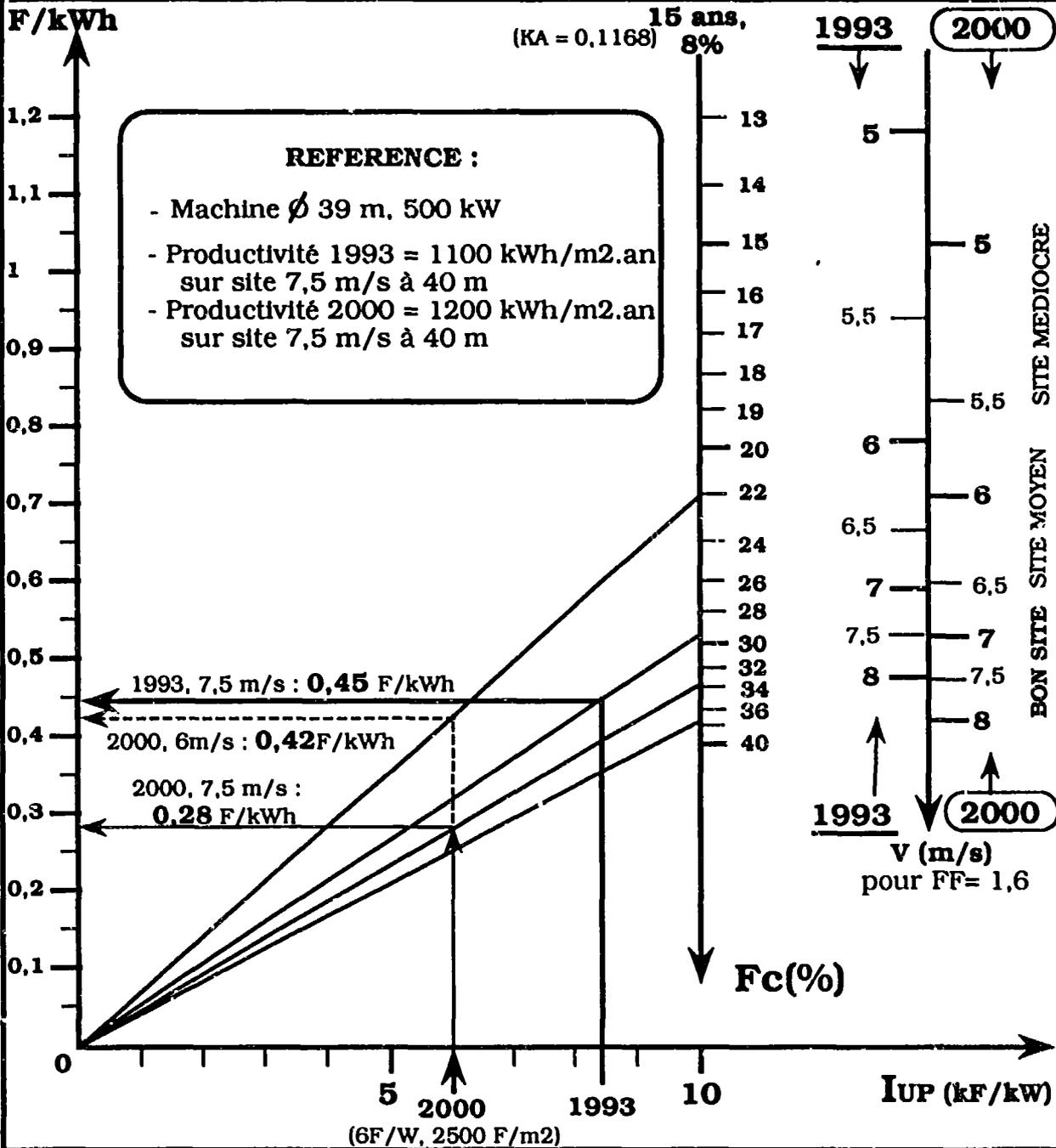
$$Fc = \frac{\text{Energie annuelle produite}}{8760 P}$$

$$KA = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$$

t = taux d'actualisation (8%)  
n = durée d'amortissement (15 ans)

$$KEM = \frac{\text{Dépenses annuelles d'expl. Maint.}}{\text{Investissement total}}$$

(Tracé : KEM = 0,02)



**COUT DU kWh ELECTRIQUE PRODUIT PAR UNE CENTRALE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE**  
(type "LUZ SOLAR", hors appoint gaz, site : 2200 kWh/m2.an)

$$C = \frac{IUP}{8760 Fc} (KA + KEM)$$

IUP = investissement ramené au kW (F/kW)

Fc : Facteur de capacité annuel moyen :

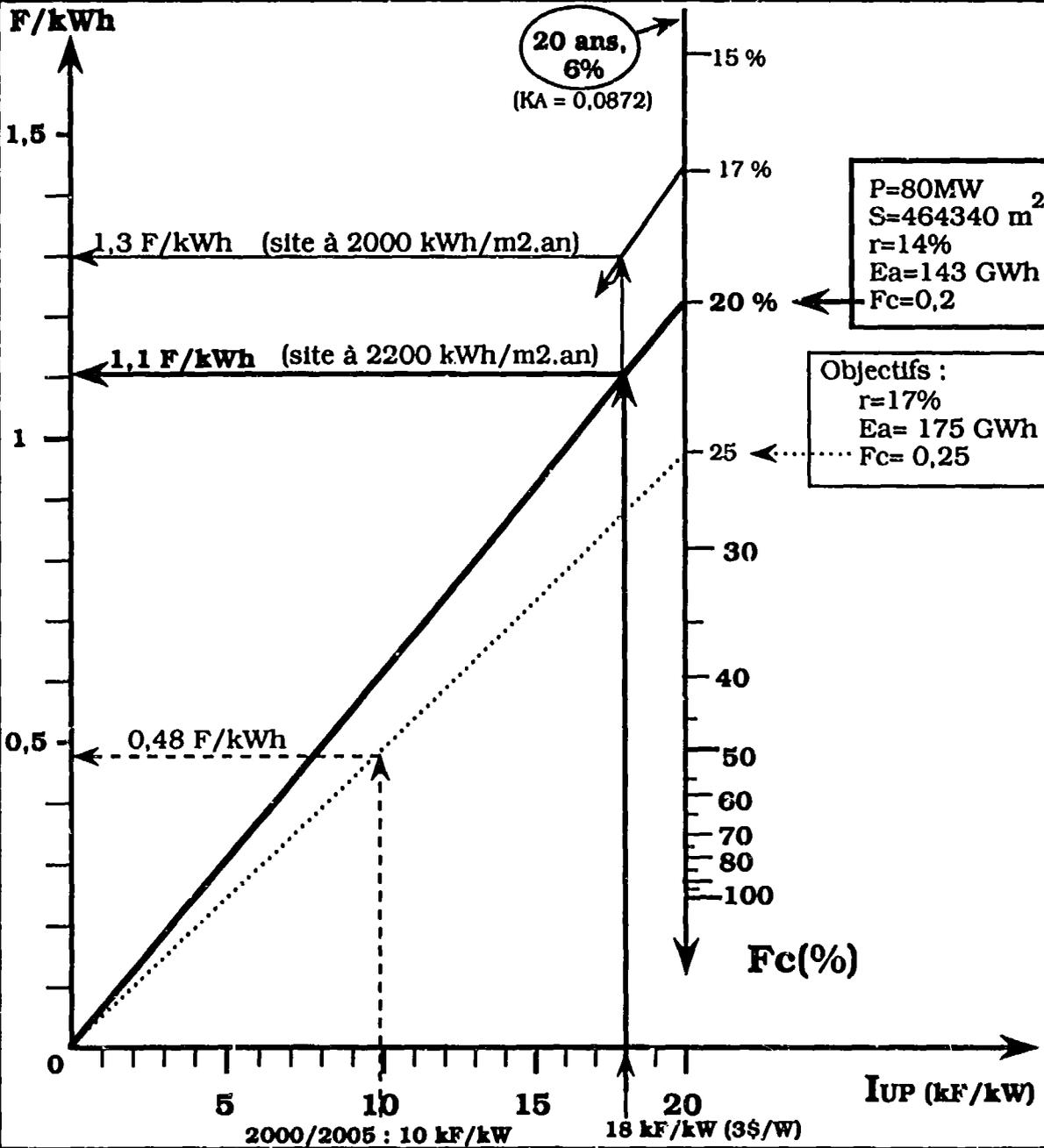
$$Fc = \frac{\text{Energie annuelle produite}}{8760 P}$$

$$KA = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$$

t = taux d'actualisation  
n = durée d'amortissement

$$KEM = \frac{\text{Dépenses annuelles d'expl.Maint.}}{\text{Investissement total}}$$

(Tracé : KEM = 0,02)



# COUT DU kWh PHOTOVOLTAIQUE

## ( centrales reliées au réseau )

$$C = \frac{IUP}{K_p E_i} (K_A + K_{EM})$$

IUP = investissement ramené au kW (F/kW)  
 (P en kW c.a. à 1000 W/m<sup>2</sup> et Ta=20°C, soit P=0.83 Pc)  
 E<sub>i</sub> : Irradiation solaire annuelle dans le plan  
 des modules ( kWh/m<sup>2</sup>.an)

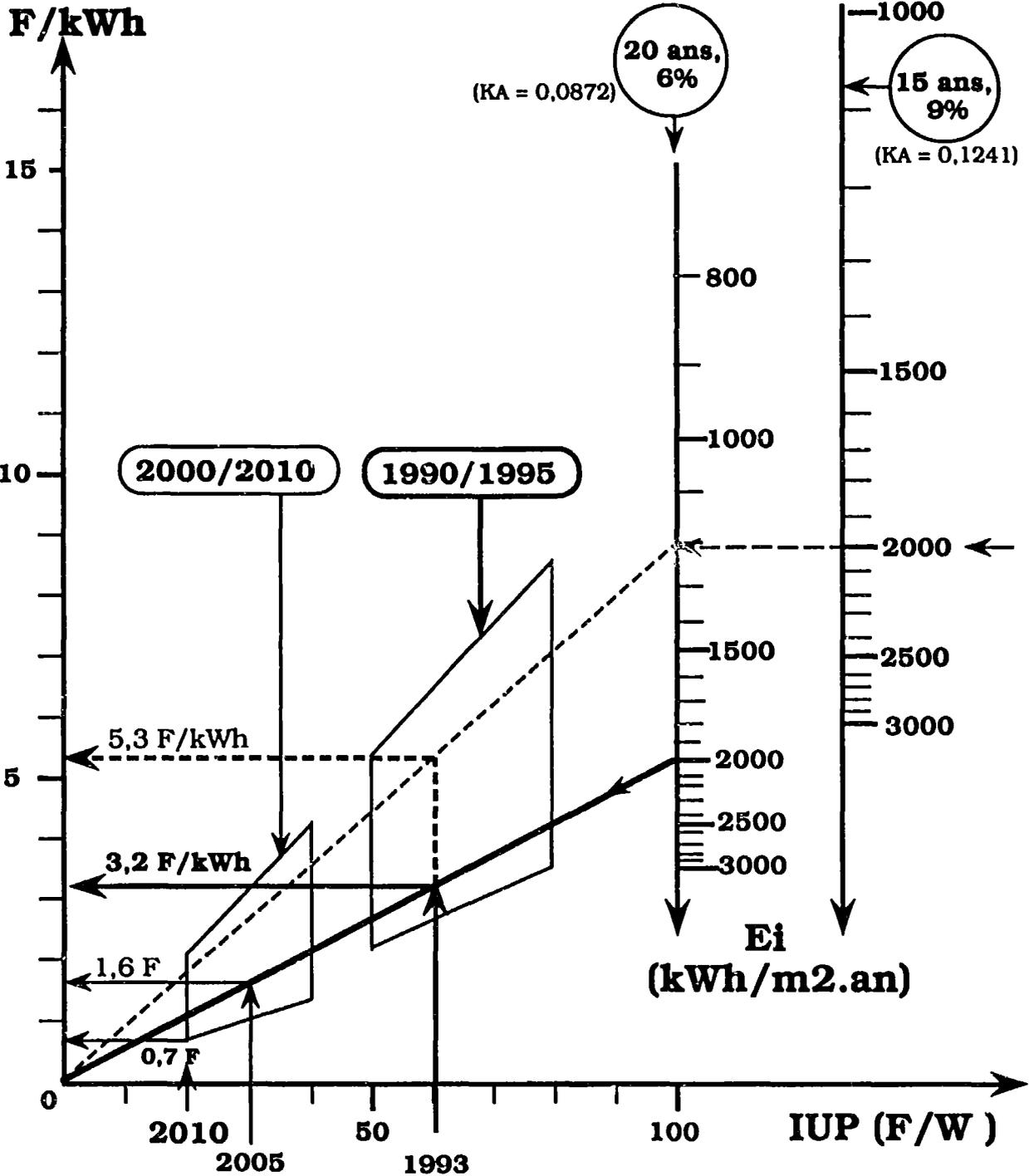
K<sub>p</sub> = Coefficient de productivité = 0,85

$$K_A = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$$

t = taux d'actualisation  
 n = durée d'amortissement

$$K_{EM} = \frac{\text{Dépenses annuelles d'expl.Maint.}}{\text{Investissement total}}$$

(K<sub>EM</sub> = 0,003)



## COUT DU kWh PHOTOVOLTAIQUE ( Systèmes autonomes, 0,5 < Pc < 5 kWc )

$$C = \frac{IUP}{Kp \cdot E1} (KA + KEM)$$

**IUP** = Investissement ramené au kWc ( F/kWc )

**E1** : Irradiation solaire annuelle dans le plan des modules ( kWh/m<sup>2</sup>.an )

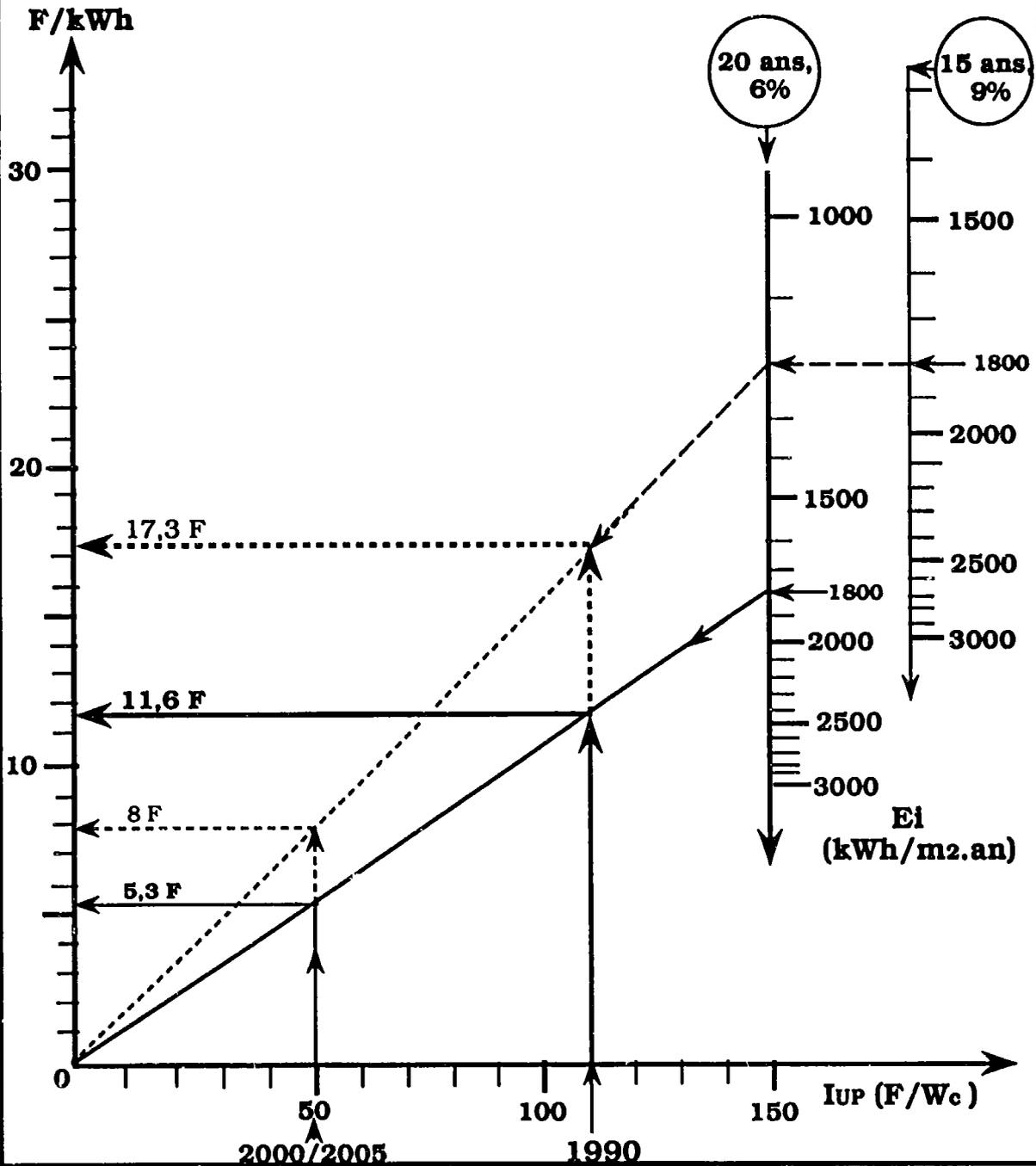
**Kp** = Coefficient de productivité = 0,65

$$KA = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$$

t = taux d'actualisation  
n = durée d'amortissement

$$KEM = \frac{\text{Dépenses annuelles d'expl.Maint.}}{\text{Investissement total}}$$

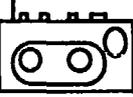
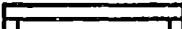
( KEM = 0,134 : intègre 2 changis de batteries )



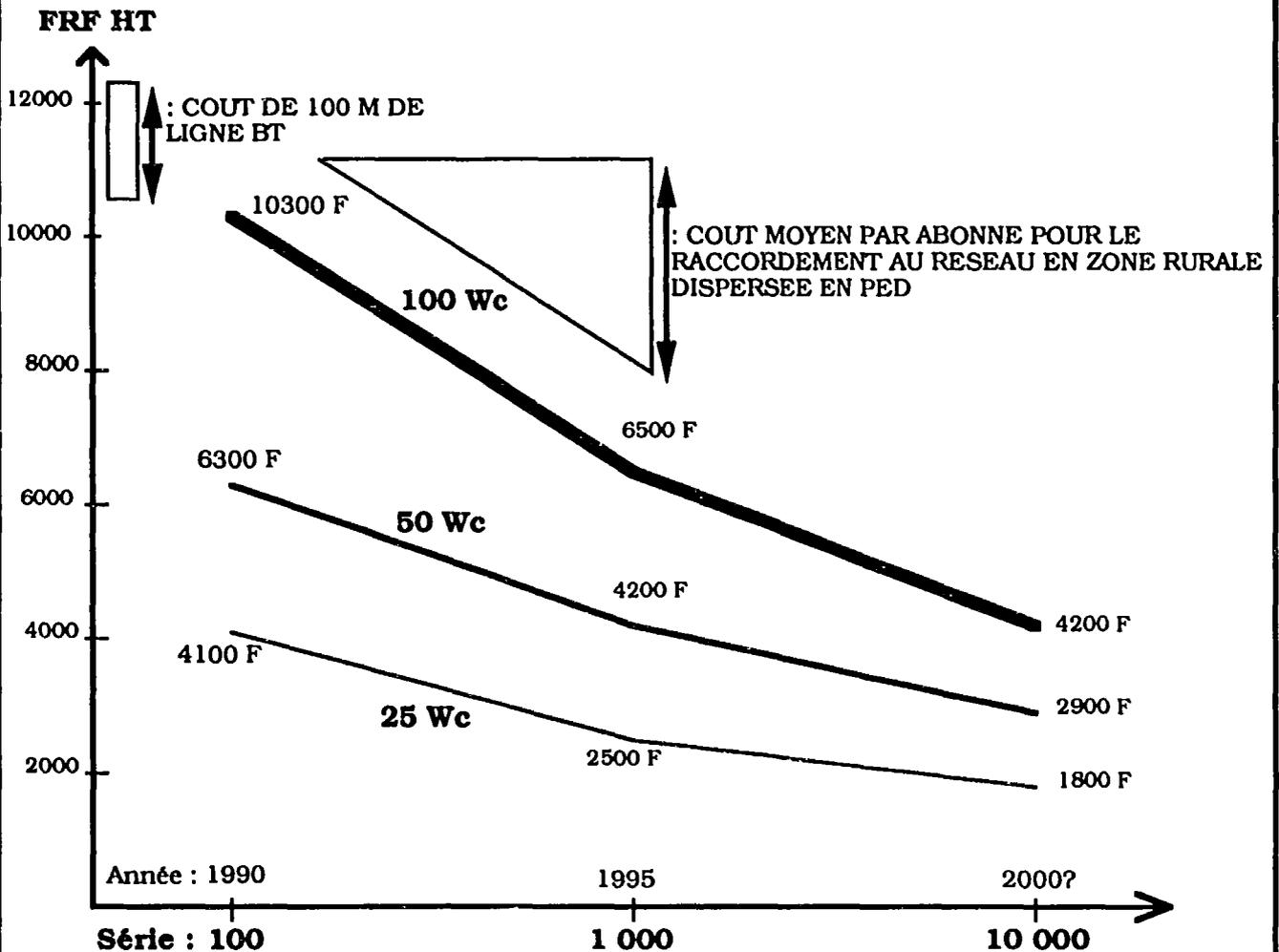
Ademe - DES - Bernard CHABOT

ABAUQUE AS

# PERFORMANCES ET PRIX DES PETITS SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES DOMESTIQUES

Modules	Batteries 12 V	Services rendus (base 4 kWh/m <sup>2</sup> .jour) :				
		Lampe mobile 150 lm	Lampes fixes		Chargeur accus NiCd	Télévision 30 W
			13 W 600 lm	18 W, 1000 lm		
<b>25 Wc</b> 	40 AH	4h 	 3h		 5h	
<b>50 Wc</b> 	100 AH	4h 	 2h	 4h	 6h	
<b>100 Wc</b> 	160 AH	4h 	 2h + 2h	 5h	 6h	 2h

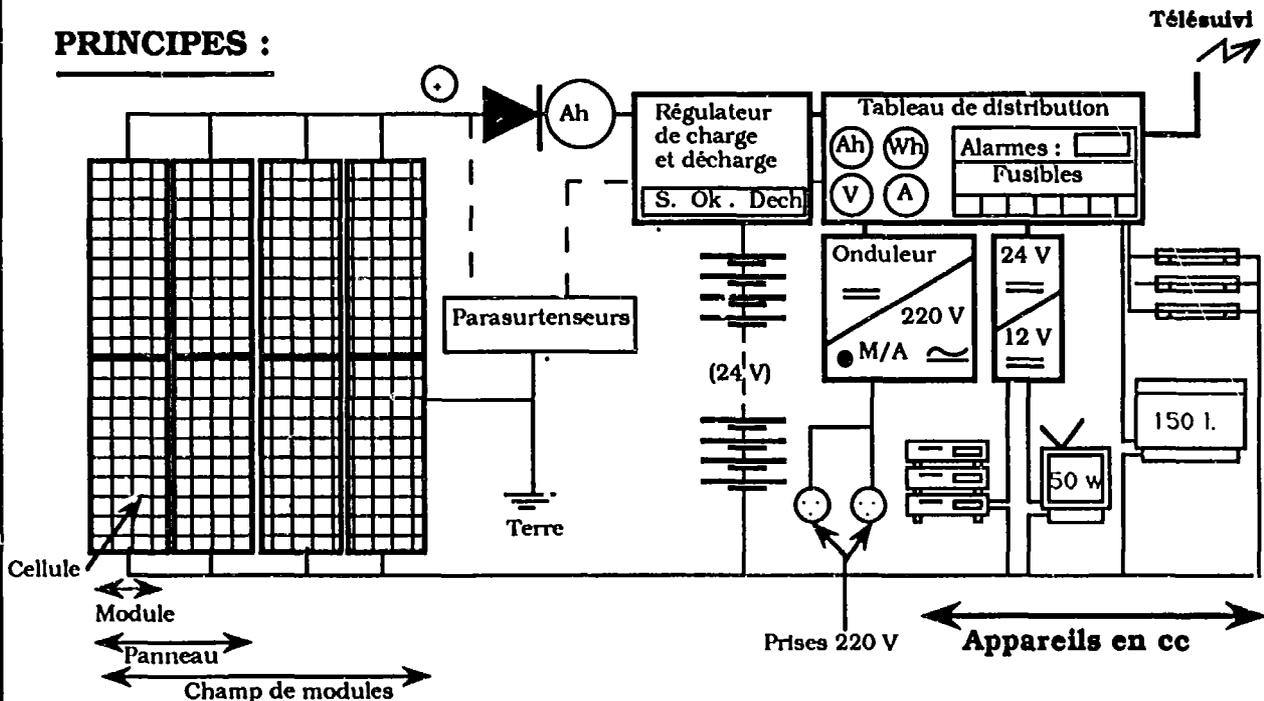
## PRIX HT DES KITS AVEC LES LAMPES ET LE CHARGEUR D'ACCUS NiCd :



# LES MAISONS PHOTOVOLTAIQUES AUTONOMES

Modules (consommations)	Batteries	Exemples de services rendus moyens (base 3,5 kWh/m <sup>2</sup> .j)				
		Lampes fixes		Réfrigérateur	Electro-ménager	Audio visuel
		13 W 600 lm	18 W, 1000 lm			
<b>200 Wc</b> (450 Wh/j) (Σ= 180 kWh/an)	24 V 4 kWh	4 h 4 h 4 h	5 h 5 h			TV 40 w: 3 h Radio-Cassette : 5 h
<b>400 Wc</b> (900 Wh/j) (Σ= 330 kWh/an)	24 V 7 kWh	4 h 4 h 4 h	5 h 5 h	100 l.		TV : 3 h Radio-Cassette : 5 h
<b>800 Wc</b> (cc : 1500 Wh/j) (ca : 230 Wh/j) (Σ= 630 kWh/an)	24 V 12 kWh	5 h 5 h 5 h 5 h	5 h 5 h 5 h	150 l.	Petit électro-ménager Aspirateur M.a.l. 24 V	50 w 5 h 25 W 5 h
<b>1200 Wc</b> (cc : 1600 Wh/j) (ca : 800 Wh/j) (Σ= 800 kWh/an)	24 V ou 48 V 18 kWh	5 h 5 h 5 h 5 h	5 h 5 h 5 h	150 l.	Petit électro-ménager Aspirateur Fer M.a.l. 24 V ou 220 V sur groupe appoint.	50 w 5 h 40 W 5 h

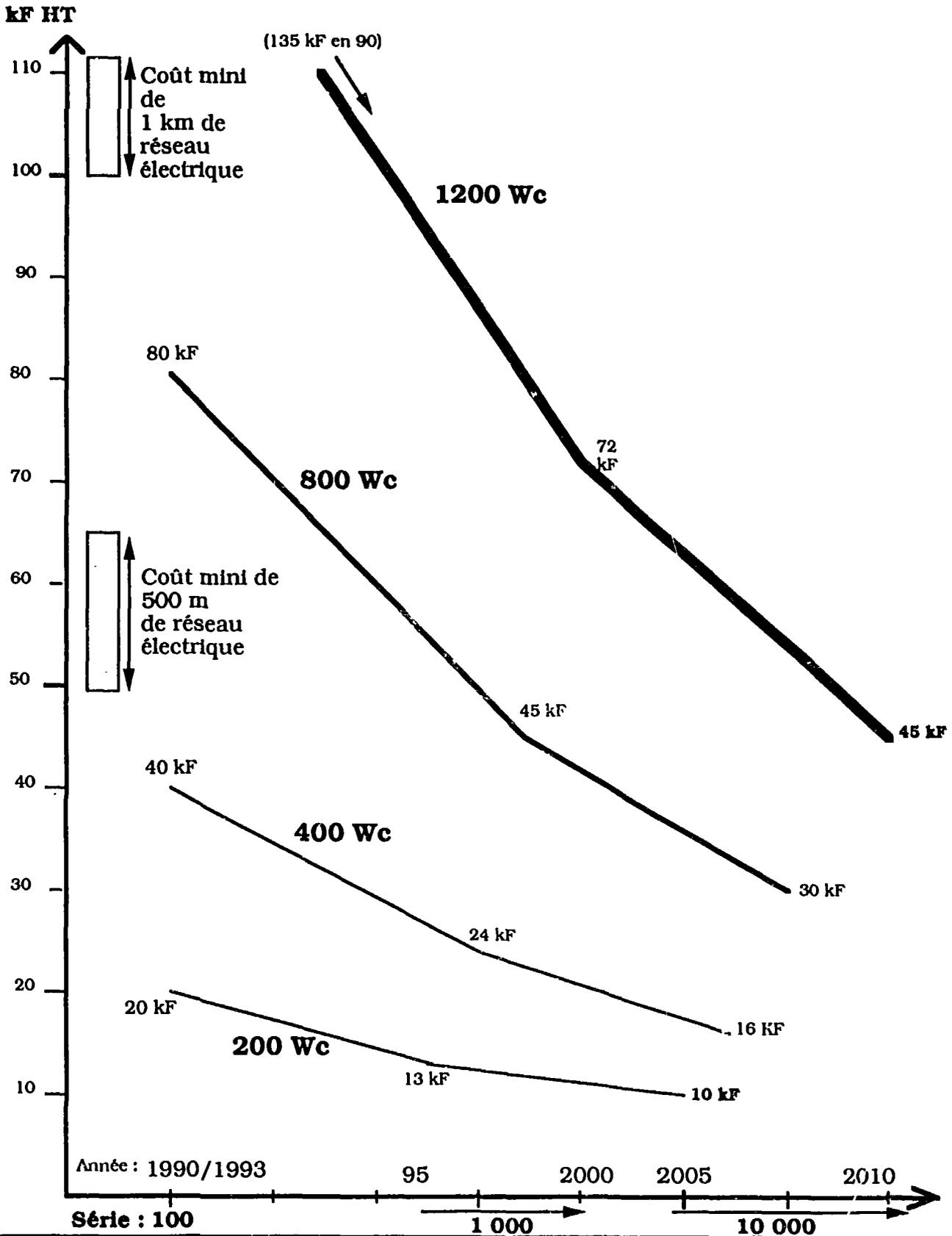
## PRINCIPES :



Ademe - DES - Bernard CHABOT

ABAQUE A10

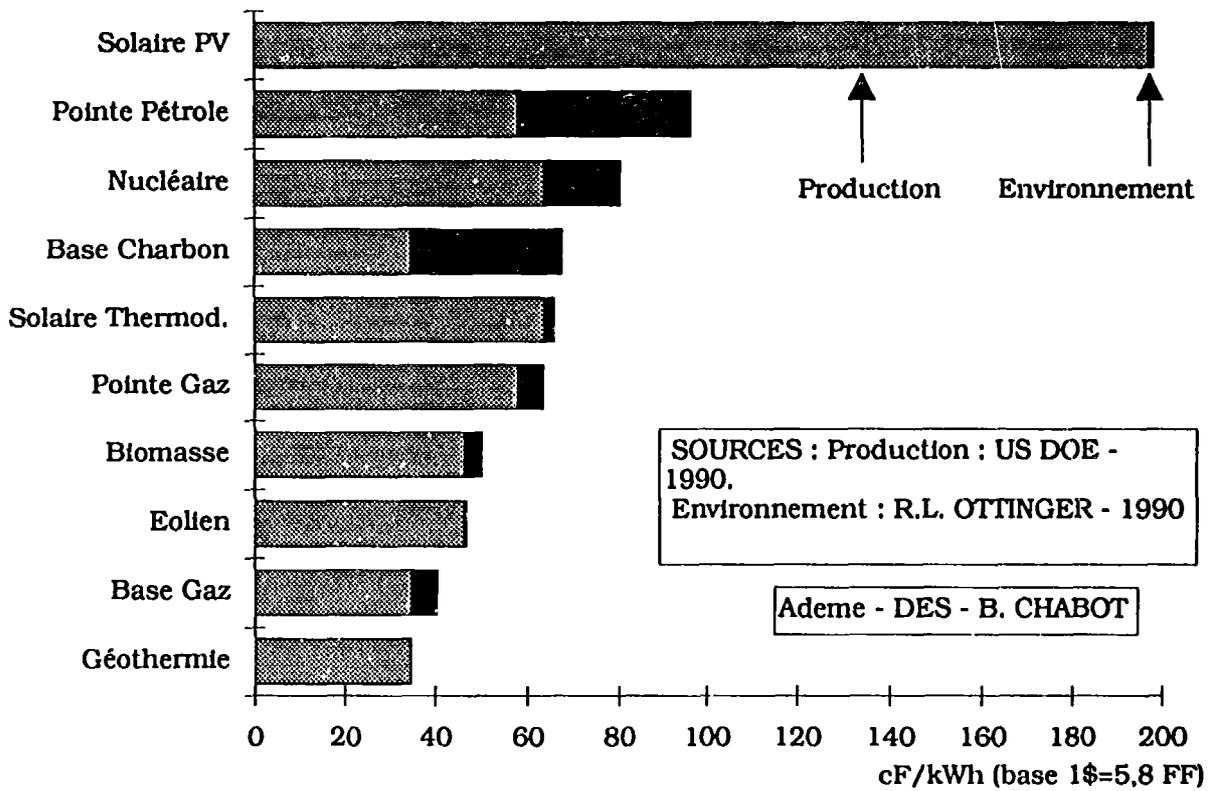
# PREVISIONS DE PRIX DES GENERATEURS POUR MAISONS PHOTOVOLTAIQUES AUTONOMES



LES COUTS CACHES DE L'ENERGIE : LE CAS DE L'ELECTRICITE AUX USA

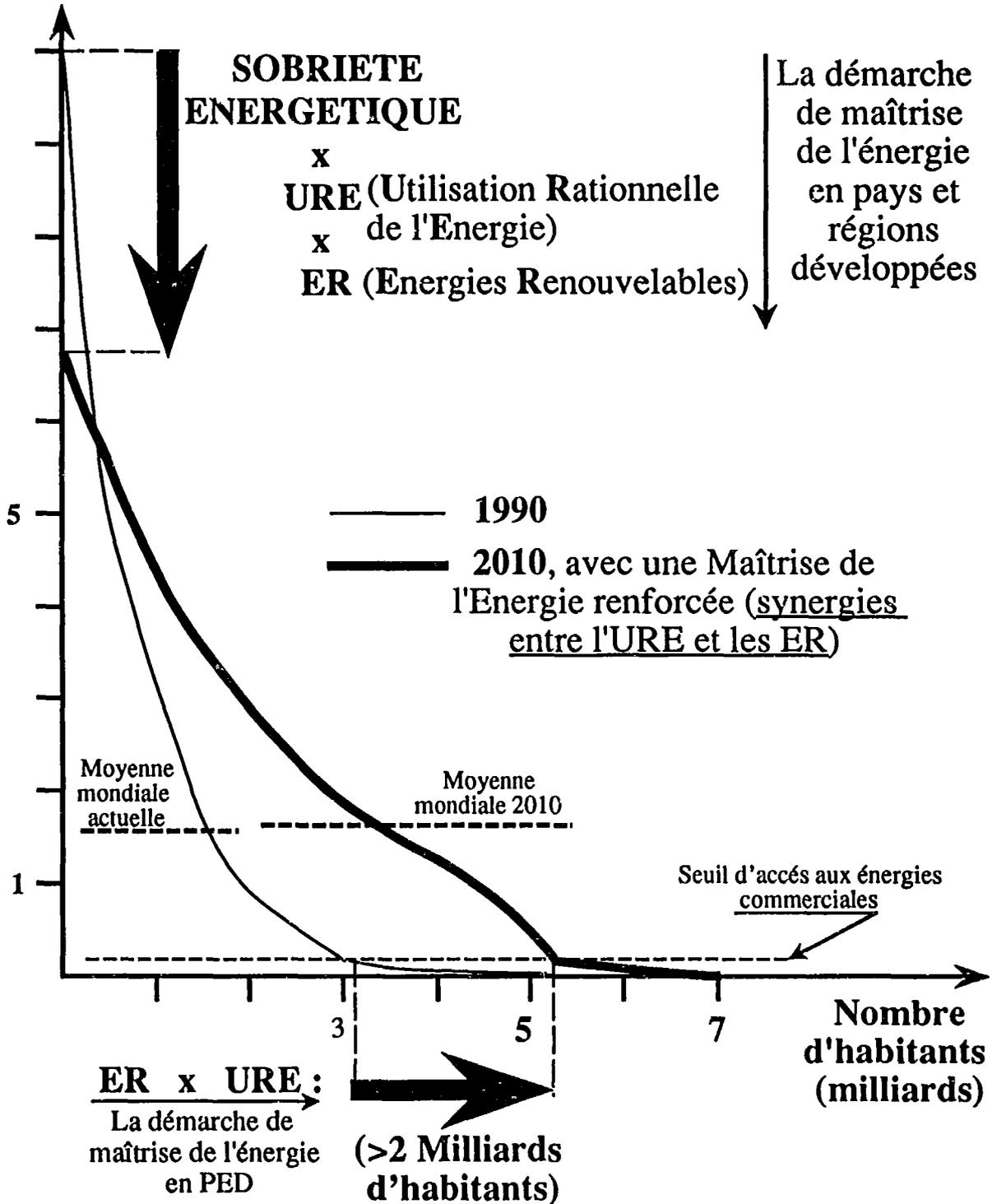
**FIGURE 1**

**COUTS REELS DU kWh ELECTRIQUE AUX USA**  
(Production et coûts pour l'environnement)



**UNE STRATEGIE ENERGETIQUE POUR UN  
DEVELOPPEMENT HARMONIEUX ET DURABLE :  
LA MAITRISE DE L'ENERGIE**

**Consommation d'énergie  
par habitant**  
(Tep/an.habitant ou MWh/an.habitant)



# L'INTEGRATION A LONG TERME DE L'ENERGIE SOLAIRE : VERS LA "FUSION BIEN TEMPEREE" ou "TELEFUSION" ("COOL FUSION")

A 14

