

14. Économie et marché du photovoltaïque

Emmanouil Fylladitakis Brunel University UK

Attendus des résultats

À l'issue de ce chapitre, le lecteur saura :

- Comprendre les indicateurs et paramètres économiques liés aux installations photovoltaïques
- Apprécier la viabilité économique d'un projet photovoltaïque
- Mettre en pratique les bases du marketing des projets photovoltaïques
- Comprendre les critères nécessaires pour définir sa propre stratégie commerciale

Introduction

Le calcul de la rentabilité économique d'une installation photovoltaïque (PV) est la clé pour estimer si un investissement est à la fois faisable et pertinent. Mise à part une étude visant à déterminer si l'installation d'un système photovoltaïque est réalisable et réaliste, une analyse économique est nécessaire pour déterminer si l'investissement financier sur ce système est également économiquement solide.

Généralement, les systèmes photovoltaïques sont caractérisés par d'importants investissements initiaux de capital qui nécessitent une analyse économique et une planification rigoureuse. Le coût d'investissement d'un système photovoltaïque diminue chaque année, non seulement parce que le coût de l'équipement baisse, mais aussi parce que les coûts d'installation et les coûts de maintenance sont moins élevés.

Par exemple, même si le prix des modules photovoltaïques sont demeurés stables de 2004 à 2008, le coût d'investissement dans les installations photovoltaïques a diminué en raison de systèmes PV mieux conçus et de coûts de financement plus faibles [1]. Cependant, même si le coût d'investissement des systèmes photovoltaïques a été considérablement réduit au cours de la dernière décennie, il reste important et constitue le principal frein. D'autre part, le coût d'exploitation et d'entretien est généralement faible et souvent négligeable par rapport au coût d'achat de l'énergie d'un fournisseur d'énergie électrique.

Étant donné que le coût d'investissement initial des installations photovoltaïques est élevé, une analyse économique correcte est d'une importance capitale. Les applications autonomes doivent être dimensionnées avec précision et le rendement des systèmes connectés au réseau doit être correctement estimé, sinon il y aurait des conséquences économiques importantes pour

l'exploitant. Des évaluations économiques simplistes basées sur les seules données économiques actuelles sont insuffisantes, et les approches empiriques sont inexactes et financièrement dangereuses. Cependant, une évaluation économique sérieuse d'un système photovoltaïque n'est pas complexe. Les sections suivantes décrivent les paramètres économiques essentiels pour l'optimisation économique des installations photovoltaïques, une méthode d'optimisation économique et des exemples d'évaluation des systèmes.

14.1 Méthodes d'analyse économique

La méthode d'ingénierie économique que l'on propose d'appliquer aux systèmes PV consiste à réduire tous les flux des recettes futures à leur valeur monétaire actuelle. L'idée clé est que l'argent a une valeur variable dans le temps - un montant donné d'argent vaudra moins dans l'avenir que ce qu'il vaut aujourd'hui. C'est la base des deux méthodes d'analyse économique les plus appliquées : le coût du cycle de vie (Life Cycle Cost : LCC) et les économies sur le cycle de vie (Life Cycle Savings : LCS).

La méthode LCC est la somme de tous les coûts associés à l'installation photovoltaïque sur une période d'analyse, qui est habituellement la durée de vie prévue de l'installation. Tous les coûts sont ramenés à leurs valeurs actuelles, en utilisant un taux d'actualisation et en incluant l'inflation. Tous les principaux flux de trésorerie doivent être évalués, en intégrant tous les éléments significatifs du cycle de vie.

La méthode LCS est simplement définie comme la différence entre le coût du cycle de vie d'une source d'énergie conventionnelle à combustible fossile et le coût du cycle de vie de l'installation photovoltaïque qui va la remplacer totalement ou partiellement.

14.2 Indicateurs économiques de base

La méthode d'analyse économique est basée sur le taux d'actualisation (d). Le taux d'actualisation est utilisé pour convertir un revenu monétaire futur d'un système à sa valeur marchande actuelle. Même s'il est important de choisir un nombre réaliste pour le taux d'actualisation, on peut simplement faire une estimation rationnelle. Pour les systèmes photovoltaïques, il peut s'agir de l'intérêt des comptes d'épargne bancaire ou de l'intérêt du prêt qui a financé le système photovoltaïque.

L'inflation (i) est un autre paramètre économique qui doit être évalué par l'utilisateur, et doit être basé à la fois sur le taux d'inflation actuel et sur les paramètres historiques. Il faut bien être conscient que le taux d'inflation de divers produits et services diffère, donc l'utilisation du taux d'inflation national moyen peut conduire à des résultats erronés. Pour une analyse économique valide, différents taux d'inflation doivent être considérés pour le coût du carburant, des produits et des divers services.

Un taux d'actualisation est nécessaire pour évaluer la valeur des pièces qui peuvent avoir besoin de remplacement après un certain temps, comme les batteries, le coût futur des services, ainsi que la valeur de l'ensemble du système après une certaine période. Cela conduit au coefficient de la valeur actuelle (the Present Value Coefficient : PVC). Si n est l'année considérée, le coefficient PVC est

donné par :

$$PVC = \frac{1}{(1 + d)^n}$$

Le coefficient PVC est utilisé pour convertir la valeur future d'une somme monétaire, qu'il s'agisse de revenus ou de coûts, à sa valeur actuelle. La relation donnant la valeur actuelle (the Present Value : PV) d'une somme monétaire dont sa valeur future (the Future Value : FV) est connue est :

$$PV = FV \times PVC = FV \times \frac{1}{(1 + d)^n}$$

Cette formule peut également être utilisée pour convertir les flux monétaires actuellement connus en valeurs futures.

Par exemple : si les batteries d'un système photovoltaïque autonome doivent être remplacées au bout de sept ans, leur valeur actuelle peut être évaluée en estimant leur coût actuel en supposant un taux d'actualisation. En supposant que le remplacement de la batterie coûterait 10.000 € à l'année n égale à 7, et avec un taux d'actualisation de 5%, alors la valeur actuelle de leur remplacement après sept ans est égale à :

$$PV_b = 10.000\text{€} \times \frac{1}{(1 + 0,05)^7} = 7.106,81\text{€}$$

Le coût total de remplacements des pièces d'un système (Cost of Replacements : CR) est simplement la somme de la valeur actuelle des pièces multipliée par leurs coefficients de valeur actuelle. Lorsque z est la pièce qui nécessite d'être remplacée, et Cz le coût actuel de cette pièce, le coût total CR est donné par la formule suivante :

$$CR = \sum_z PVC_z \cdot C_z$$

Mis à part le coût des pièces de rechange, l'ingénieur doit aussi évaluer le coût d'exploitation et d'entretien. Ce coût est généralement considéré stable chaque année pour la durée de vie de l'installation PV ; mais, comme toutes les sommes monétaires, sa valeur monétaire réelle diminue chaque année. Pour le calcul du coût d'exploitation et de maintenance (Cost of Maintenance : CM), il est nécessaire d'évaluer le coefficient d'actualisation (the Capital Recovery Factor : CRF). Si la durée de vie de l'installation photovoltaïque est N années et i_M , le taux d'inflation des coûts de maintenance et d'exploitation, alors le coefficient CRF des coûts de maintenance et d'exploitation (CRFM / CRFO) sont données par les formules suivantes :

$$CRF_M = \frac{i_M(1 + i_M)^N}{(1 + i_M)^N - 1}$$

$$CRF_0 = \frac{i_0(1 + i_0)^N}{(1 + i_0)^N - 1}$$

Par exemple, si le coût annuel d'entretien d'un système PV est de 500 € et que le taux d'inflation des services de maintenance est de 3%, sa valeur actuelle CM sur une période de 25 ans est :

$$CRF_M = \frac{0,03 \times (1 + 0,03)^{25}}{(1 + 0,03)^{25} - 1} = \frac{0,063}{1,094} = 0,0576/year$$

$$C_M = \frac{500€}{0,0576} = 8680.55€$$

Le coefficient CRF ne se limite pas à l'évaluation des coûts d'entretien et d'exploitation. Il est particulièrement utile pour évaluer tout coût d'amortissement, comme les paiements bancaires annuels. Si le coût d'investissement total (the Capital Cost : CC) d'un système photovoltaïque ou bien les mises à niveau de performance/pièces détachées (comme pour les trackers solaires) sont couverts par un prêt bancaire établi sur Nb années et avec un taux d'intérêt i_b , le coût annuel Y devient :

$$Y = CC \cdot CRF_b = CC \frac{i_b(1+i_b)^{Nb}}{(1+i_b)^{Nb}-1}$$

Par exemple, supposons l'installation d'un tracker qui améliorerait la production d'un système photovoltaïque de 3.000 kWh par an. Le tracker coûte 8.000 € et son achat sera couvert par un prêt bancaire de 8 ans avec un taux d'intérêt de 7%. Donc, nous avons ceci :

$$Y_{ex} = 8.000€ \times \frac{0,07 \times (1 + 0,07)^8}{(1 + 0,07)^8 - 1} = 1339,74€/year$$

Si l'exploitant souhaite couvrir entièrement ce coût par la production d'énergie du système photovoltaïque tout au long de la période de prêt, le prix du kWh pendant cette période devra être supérieur au prix de revient de l'électricité produite (the Electricity Cost : EC) qui est de :

$$EC_{ex} = \frac{1339,74€/year}{3000kWh/year} = 0,44658€/kWh$$

Le coût en capital d'un système photovoltaïque (Capital Cost : CCS) se compose de deux parties : le coût dépendant de la surface des capteurs (CA) et le coût indépendant de la surface des capteurs (CE). Le premier comprend toutes les parties qui dépendent de la surface de capteurs du système PV (par exemple panneaux photovoltaïques, câblage, racks, etc.) et le second, les pièces qui ne dépendent pas de la taille du système photovoltaïque (par exemple les compteurs, les batteries, le coût de connexion, etc.). Lorsque la surface des panneaux photovoltaïques est A, le coût en capital du système est :

$$CC_S = A \cdot C_A + C_E$$

Par exemple, supposons une installation photovoltaïque connectée au réseau qui couvrira 150 m². Le coût des panneaux photovoltaïques est de 300 € pour un panneau de deux mètres par un mètre, panneau de puissance crête de 300Wc. Le coût des supports de montage est estimé à 50 € par mètre carré. En outre, le système nécessite un onduleur approprié et le coût de raccordement unique au réseau est de 2.000 €.

Pour calculer le CCS, nous devons tout d'abord estimer la taille de l'installation. En supposant qu'il n'y a pas d'inclinaison, c'est-à-dire que toute la surface peut être recouverte de panneaux photovoltaïques, 75 panneaux peuvent s'intégrer dans notre zone d'installation. Le coût des

panneaux est de 150 € / m². Un onduleur capable de supporter 22,5 kWc est nécessaire. Un tel onduleur est supposé coûter 6.000 €. Par conséquent, le CCS de ce système est :

$$CC_S = A \cdot (150 + 50) + 6\,000 + 2\,000 = 38\,000 \text{ €}$$

Enfin, si le coût en capital du système est connu, le coût du cycle de vie total (the Life Cycle Cost : LCC) du système photovoltaïque est :

$$LCC = CC_S + C_R + C_M - RV$$

où RV est la valeur résiduelle du système à la fin de sa durée de vie. Souvent, cette valeur est considérée comme nulle.

14.2 Installations photovoltaïques connectées au réseau électrique

Pour l'évaluation des installations connectées au réseau, la méthode LCC permet d'actualiser tous les flux de trésorerie en fonction de leurs valeurs actuelles.

L'avantage économique annuel (AECB) d'un système photovoltaïque raccordé au réseau est la somme des flux de trésorerie nets (revenus moins dépenses) au cours de la période d'analyse économique. Le flux de trésorerie net CF pour l'année N est :

$$CF_N = [ES \times FIT \times (1 + i_{FIT})^{N-1}] - BPP - \left[C_{MN} \times (1 + i_{CMN})^{N-1} \right]$$

où ES est l'énergie vendue au réseau au cours de l'année N ; FIT est le tarif unitaire d'achat de l'énergie, i_{FIT} est le taux d'inflation annuel du FIT ; BPP est l'échéance annuelle du prêt bancaire ; CMN est le coût annuel d'entretien, et i_{CMN} est le taux d'inflation annuel du CMN à l'année N.

D'autres indicateurs, comme le coût d'exploitation ou les remplacements de pièces peuvent également être ajoutés.

Les paiements bancaires annuels BPP pour un prêt LS, sur la période des années LNP et en supposant un taux d'intérêt de prêt i_{bl} sont calculés selon la formule suivante :

$$BPP = LS \times \left(i_{bl} + \frac{i_{bl}}{(1 + i_{bl})^{LNP} - 1} \right)$$

Généralement, le montant du prêt est égal au coût d'investissement du système et la durée du prêt est égale à la durée de vie estimée de l'installation PV.

Enfin, la valeur actuelle nette (Net Present Value, NPV) du système photovoltaïque est égale à :

$$NPV = \left[\sum_1^N \frac{CF_N}{(1 + d)^N} \right] - ICC_S$$

où ICCS est le coût en capital initial du système non couvert par un prêt bancaire.

Par exemple, calculons la NPV d'un système connecté au réseau qui se compose de cinquante panneaux de 300Wp. Chaque panneau coûte 300 €. Les supports pour les panneaux sont estimés à un coût de 100 € par panneau, l'onduleur coûte 3800 € et le coût initial d'installation et de connexion est supposé être de 1500 €. Le coût d'entretien annuel est de 250 € et présente un taux d'inflation de 2%. Le FIT est de 0,3 € / kWh et a un taux d'inflation de 1%. L'investissement initial est couvert par un prêt bancaire sur 25 ans avec un taux d'intérêt de 5,5%. Des simulations montrent

que la production annuelle d'énergie du système serait de 20000 kWh. En supposant un taux d'actualisation de 4% et un cycle de vie de 25 ans, quelle est la NPV du système ?

Le coût en capital du système est le suivant :

$$CC_S = 50 \times (300 + 100) + 3.800 + 1.500 = 25.300\text{€}$$

Ce coût sera entièrement couvert par un prêt bancaire dont les paiements annuels seront égaux à :

$$BPP = 25.300\text{€} \times \left(0,055 + \frac{0,055}{(1 + 0,055)^{25} - 1} \right) = 1886,1\text{€/year}$$

Le flux de trésorerie annuel net CF par an est de :

$$CF_N = \left[20.000\text{kWh} \times \frac{0,3\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,01)^{N-1} \right] - \frac{1886,1\text{€}}{\text{year}} - [250\text{€} \times (1 + 0,02)^{N-1}]$$

Par exemple, pour l'année 8 :

$$CF_8 = \left[20.000\text{kWh} \times \frac{0,3\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,01)^{8-1} \right] - \frac{1886,1\text{€}}{\text{year}} - [250\text{€} \times (1 + 0,02)^{8-1}]$$

$$= 4259,5\text{€}$$

Ici, l'ICCS du système est nul, donc la somme actualisée des flux de trésorerie donne la NPV du système :

$$NPV = \sum_1^N \frac{CF_N}{(1 + d)^N} = \frac{114299,1\text{€}}{(1 + 0,04)^{25}} = 42876,1\text{€}$$

14.3 Installations photovoltaïques autonome ou en auto-consommation

Pour les installations photovoltaïques autonome ou en auto-consommation, la méthode LCS est généralement la plus appropriée, car la faisabilité économique d'un investissement dans l'énergie photovoltaïque doit être comparée à d'autres sources d'énergie. La méthode LCS n'est pratiquement pas différente de la méthode LCC, sauf que le LCC de chaque option doit être évalué, et les résultats économiques sont comparés les uns aux autres.

L'avantage économique annuel (AECB) d'un système photovoltaïque qui viendra en appoint ou remplacera une installation existante reliée au réseau peut être scindé en deux parties ; l'avantage économique direct (DECB) et l'avantage économique indirect (IECB). L'avantage économique direct est, comme son nom l'indique, le revenu monétaire par an. Pour chaque année N, il peut être exprimé comme suit :

$$DECB_N = H_N \times EC_N \times [EPC_N \times (1 + i_{EPC})^{N-1}]$$

où H est le nombre de jours par an au cours desquels le système PV sera opérationnel, EC est le coût d'énergie électrique par kWh, EPC est l'énergie électrique journalière couverte par le système PV, et i_{EPC} est le taux d'inflation annuel de l'énergie électrique.

Par exemple, si un système PV fonctionne 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, et génère 60 kWh / jour, et si le coût de l'électricité par kWh est de 0,015 € / kWh, le DECB pour cette année est :

$$DECB = 365 \times 60 \times 0,015 = 328,5\text{€}$$

L'IECB est une valeur empirique, représentant par exemple le résultat de :

- La réduction des effets environnementaux néfastes engendrés par l'utilisation des sources

d'énergie classiques ;

- L'augmentation des bénéfices sociaux (santé, sécurité, etc.) qui peuvent résulter de la réduction des importations de combustibles fossiles ;
- La baisse du chômage ;
- La réduction de la dépendance énergétique nationale à l'égard des importations.

Souvent, l'IECB est considéré comme la moitié du DECB [2]. Par conséquent, la AECB devient simplement égal à $1,5 \times \text{DECB}$. Cependant, pour les investissements économiques privés, l'IECB n'est généralement pas considéré, et l'AECB = DECB.

Par exemple, comparons les trois options suivantes sur une période de dix années. La charge à satisfaire est supposée être en moyenne de 15800 kWh par an.

4 kW Génératrice alimentée au fioul - Coût d'investissement 5000 €, coût énergétique 0,09 € / kWh.

4 kW Générateur alimentée au gaz - Coût d'investissement 4000 €, coût énergétique 0,11 € / kWh.

12 kWp Système PV autonome - Coût d'investissement 40.000 €, pas de coût d'énergie.

Nous supposons qu'aucune pièce ne doit être remplacée, et que l'inflation du coût de l'énergie est de 6% par an.

Pour le générateur alimenté au fioul, nous avons un coût énergétique de :

$$\sum_{N=1}^{10} 15.800 \times 0,09 \times (1 + 0,06)^N = 20.825,66\text{€}$$

En incluant le coût d'investissement, le LCC du système fioul est :

$$\text{LCC}_0 = 5000 + 20.495,39 = 25.825,66\text{€}$$

Parallèlement, la génératrice à gaz possède un LCC de :

$$\sum_{N=1}^{10} 15.800 \times 0,11 \times (1 + 0,06)^N = 22.908,22\text{€}$$

$$\text{LCC}_G = 4000 + 22908,22 = 26908,22\text{€}$$

Selon ces hypothèses, le système photovoltaïque n'est pas un investissement compétitif, car son coût d'investissement est nettement plus élevé que le LCC des générateurs à combustibles fossiles. Si, toutefois, nous supposons que le système PV vendra l'énergie excédentaire au réseau à un tarif fixe de 0,27 € pour les 10 prochaines années, un taux d'actualisation de 3% et le surplus énergétique annuel est de 6500 kWh, nous avons :

$$\text{DECB}_{PV} = 6.500 \times 0,27 = 1.755\text{€/Year}$$

$$\text{PV}_{PV} = \left[\sum_{N=1}^{10} \text{FV} \times \frac{1}{(1 + d)^N} \right] = 15.419,62\text{€}$$

Par conséquent, le LCC du système PV est :

$$\text{LCC}_{PV} = 40.000 - 15.419,62 = 24.580,38\text{€}$$

Ce qui apparaît maintenant comme un investissement concurrentiel par rapport aux générateurs d'énergie conventionnelle.

14.4 Le Marketing dans le secteur du photovoltaïque

Le marketing est défini comme l'ensemble des mesures prises pour attirer les clients sur les produits et les services d'une entreprise. C'est un sujet très vaste, mais il peut être divisé en trois sections principales : le marketing de base, la planification systématique et le discours de vente.

Le marketing de base implique généralement des actions uniques et non organisées de portée directe ou indirecte. Le discours de vente est la forme la plus directe de contact avec les clients, et est habituellement limité au contact direct ou à la communication téléphonique. La planification systématique est un programme ou une série de mesures stratégiques visant à atteindre un objectif spécifique. Comme la planification systématique dépend du temps, elle est toujours dynamique et se concentre habituellement sur les critères suivants : Des critères économiques (coûts réduits, revenus plus élevés, plus grande valeur économique) ;

Des avantages plus larges (par exemple l'effet sur l'impact environnemental, le chômage) ;

Des améliorations des performances techniques ; Le renforcer l'acceptation sociale.

Il y a eu de nombreuses publications explorant diverses stratégies de marketing photovoltaïque au cours des deux dernières décennies. Certains proposent des stratégies de marketing et de financement [3], d'autres étudient des stratégies de pénétration pour des marchés spécifiques / nouveaux [4-6].

Certains étudient l'impact des problèmes non techniques [7, 8], d'autres analysent le comportement des consommateurs [9, 10]. Un programme de marketing réussi exige la considération attentive de plusieurs paramètres, et l'adaptation de stratégies de marketing multiples aux besoins spécifiques du groupe cible de clients.

Marketing centré sur le client

Afin d'atteindre les résultats attendus, le centre des efforts du marketing doit être le client. Qu'il s'agisse d'une action de marketing unique, de base (par exemple, une annonce) ou d'un programme majeur de marketing, on cherche à comprendre les besoins et les désirs des clients ciblés et s'efforcer de les satisfaire. Chaque groupe de clients peut avoir des besoins différents (par exemple financiers, environnementaux) et, par conséquent, chacun répondra différemment aux actions de marketing individuel. Afin de sélectionner et d'effectuer des actions et des stratégies de marketing, quatre grands paramètres doivent être pris en considération.

Paramètre 1: Emplacement géographique

De toute évidence, les panneaux photovoltaïques ne sont utilisables que dans les zones non ombragées. Cependant, de nombreux autres paramètres doivent également être pris en considération, telles que les données climatiques locales (heures de soleil, rayonnement solaire par mètre carré, vitesse du vent, etc.). Il est impératif qu'au moins les paramètres climatiques de base aient été pris en considération et que des simulations technico-économiques aient été effectuées avant de suggérer d'installer un système photovoltaïque, en évaluant si l'investissement est a priori viable économiquement et techniquement. Les panneaux doivent également être tournés vers le soleil (sud pour les pays de l'hémisphère nord, au nord pour les pays de l'hémisphère sud).

Paramètre 2: Prix

Le prix est le coût total qu'un client paie pour un produit ou un service spécifique. Ce n'est pas seulement un aspect monétaire, mais il comprend également d'autres paramètres, comme le temps et la conscience. Pour l'agent de commercialisation, l'évaluation correcte de ce paramètre est d'une importance capitale, car elle affecte à la fois la compétitivité de la stratégie de marketing, et la survie du vendeur.

Pour le photovoltaïque, il est important de fournir une comptabilité détaillée de tous les flux monétaires tout le long du cycle de vie de l'installation, et pas seulement le coût en capital.

Actuellement, ce coût est généralement élevé et la plupart des investisseurs le verront comme une dépense énorme.

Un marketing efficace doit représenter les gains financiers à long terme, parallèlement à d'autres gains, tels que les gains éthiques.

Paramètre 3: Lieu

Une stratégie de marketing efficace nécessite la connaissance du lieu et vers qui la commercialisation est destinée. Cela conduit à choisir une méthode de distribution appropriée, qui peut être intensive, sélective ou même exclusive (ventes par les pairs). La distribution sélective est souvent choisie par les spécialistes du marketing qui souhaitent attirer des groupes spécifiques d'utilisateurs, tandis que la distribution exclusive est principalement effectuée au niveau des entreprises. La distribution intensive est rarement efficace avec la commercialisation du photovoltaïque, à moins qu'un programme de subvention à grande échelle soit en vigueur.

Paramètre 4: Promotion

La promotion comprend toutes les méthodes de communication disponibles pour le spécialiste du marketing, et qui peuvent être utilisées pour aborder différents groupes d'utilisateurs. Elle est souvent considérée comme la seule partie du marketing, mais cette approche est entièrement erronée.

Les quatre éléments les plus fondamentaux de la promotion sont :

- La publicité, qui couvre toutes les dépenses pour la communication, tels que les publicités et les médias imprimés ;
- Les relations publiques, qui couvre la communication non directement payée, comme les foires commerciales, séminaires et communiqués de presse ;
- l'organisation des ventes, qui identifie et approche chaque groupe de clients potentiels. Fréquemment, la commercialisation du photovoltaïque nécessite des ventes personnelles, ce qui signifie que le vendeur devra souvent rencontrer et comprendre les clients potentiels et leurs besoins.
- la promotion des ventes, qui peut impliquer l'information des clients au sujet des subventions locales ou nationales disponibles, des remises ou des crédits d'impôt, ou toute action qui peut créer une augmentation des ventes à court terme (par exemple des promotions ou des rabais temporaires).

Il convient de noter qu'outre les grandes entreprises et les stratégies de marketing complexes est exigée l'évaluation d'au moins deux ensembles supplémentaires, les consommateurs et les circonstances. Les facteurs liés à chacun de ces ensembles peuvent être synthétisés en quatre directions cardinales, c'est pourquoi cette extension est appelée le «modèle de boussole».

Ces facteurs sont :

Consommateurs	Circonstances
N - Besoins	N - National/International
W - Désirs	W - Météo
S - Sécurité	S – Social / Culturel
E - Education	E - Economique

Contrairement aux quatre P, ces éléments de la stratégie de marketing sont des cibles, pas des tactiques. Quoiqu'il en soit, leur considération est vitale pour les stratégies de marketing à long terme et de grande portée, où les échecs conduiront à un gaspillage important de ressources.

Le marketing doit également évaluer les forces qui sont en dehors du contrôle des décisions de commercialisation. Celles-ci peuvent être :

Environnement : changements climatiques forts, risque de phénomènes météorologiques extrêmes ;

Concurrence : apparition d'autres entités offrant des services similaires ;

Technologique : avancement qui peut affecter la disponibilité et le prix de toute partie liée aux installations photovoltaïques ;

Social : toute modification de la prise de conscience et de la volonté du public concernant le photovoltaïque et les sources d'énergie renouvelables ;

Economique : récession, crises financières et marchés émergents.

Législatif : licences, permis, règlements de sécurité, subventions et toute politique gouvernementale pouvant affecter l'utilisation du photovoltaïque.

References

- [1] M. Bazilian, I. Onyeji, M. Liebreich, I. MacGill, J. Chase, J. Shah, *et al.*, "Re-considering the economics of photovoltaic power," *Renewable Energy*, vol. 53, pp. 329-338, May 2013.
- [2] I. Fragkiadakis, "Photovoltaic systems," *Professor of TEI of Crete, Zito press, Copyright, 2004.*
- [3] T. Nordmann, "Successful Solar Marketing and Financing in Europe: How to get from here to there in Photovoltaics?," *Proc. EUROSUN' 96 Freiburg, 1996.*
- [4] B. Sigrin and E. Drury, "Diffusion into New Markets: Economic Returns Required by Households to Adopt Rooftop Photovoltaics," in *2014 AAAI Fall Symposium Series, 2014.*
- [5] N. Bach, P. Calais, and M. Calais, "Marketing residential grid-connected PV systems using a Balanced Scorecard as a marketing tool," *Renewable Energy*, vol. 22, pp. 211-216, 2001.
- [6] M. Muntasser, M. Bara, H. Quadri, R. El-Tarabelsi, and I. La-Azebi, "Photovoltaic marketing in developing countries," *Applied energy*, vol. 65, pp. 67-72, 2000.
- [7] R. Haas, "RESIDENTIAL PHOTOVOLTAICS APPLICATIONS: THE RELEVANCE OF NON-TECHNICAL ISSUES," *International Journal of Solar Energy*, vol. 20, pp. 37-55, 1998/01/01 1998.
- [8] B. Groenendaal, T. De Lange, P. Lako, J. Van Roosmalen, C. Tool, and D. Wild-Scholten, "Critical Success Factors for the Large-Scale Introduction of Grid-Connected Photovoltaic Systems. A survey focusing on the non-technical aspects," Netherlands Energy Research Foundation ECN, Petten (Netherlands)2000.
- [9] A. Faiers and C. Neame, "Consumer attitudes towards domestic solar power systems," *Energy Policy*, vol. 34, pp. 1797-1806, 2006.
- [10] W. Jager, "Stimulating the diffusion of photovoltaic systems: A behavioural perspective," *Energy Policy*, vol. 34, pp. 1935-1943, 2006.
- [11] N. H. Borden, "The concept of the marketing mix," *Journal of advertising research*, vol. 4, pp. 2-7, 1964.
- [12] J. W. Culliton, *The management of marketing costs*: Division of Research, Graduate School of Business Administration, Harvard Univ., 1948.