Recueil d'expériences européennes

ENERGIE

Predac
European Actions for Renewable Energies

Note au lecteur

De nombreuses informations sur l'Union européenne sont disponibles sur Internet via le serveur Europa (http://europa.eu.int).

L'objectif général de la politique énergétique de l'Union européenne est d'aider à la mise en place d'un système énergétique durable pour les citoyens européens et les entreprises, en aidant et en promouvant une production énergétique sûre, de haute qualité, à des prix compétitifs et compatible avec l'environnement. La direction générale de l'énergie et des transports de la Commission européenne met en œuvre, coordonne et gère les actions de politique énergétique à un niveau transnational dans les domaines suivants: combustibles solides, pétrole et gaz, électricité, énergie nucléaire, sources d'énergies renouvelables et efficacité énergétique. Les actions les plus importantes visent à maintenir et à accroître la sécurité des installations de production d'énergie ainsi que la coopération internationale, notamment en consolidant les marchés énergétiques et en favorisant le développement durable dans le domaine de l'énergie.

Un instrument central de cette politique réside dans le soutien et la promotion de la recherche, du développement technologique et des actions de démonstration (RDT) dans le domaine de l'énergie, principalement grâce au sous-programme Énergie (géré conjointement avec la direction générale de la recherche) inclus dans le programme thématique «Energie, environnement et développement durable» (EEDD) du cinquième programme-cadre de recherche et de développement technologique mis en place par l'Union européenne. Cela contribue au développement durable grâce à des actions cruciales pour le bien-être social et pour la compétitivité économique de l'Europe.

Les autres programmes non technologiques de la direction générale de l'énergie et des transports tels que SAVE, Altener, et Synergy interviennent dans le domaine des systèmes propres et efficaces en énergie par le soutien à des mesures légales, administratives, promotionnelles et structurelles sur une base interrégionale. Parties intégrantes du programme-cadre Énergie, de telles mesures complètent et renforcent l'impact du programme Énergie.

Adresse du site Internet pour le cinquième programme-cadre :
http : //www.cordis.lu/fp5/home.html

Plus d'informations sur les activités de la DG Énergie et transports sont disponibles sur **le site (http://www.europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_fr.html).**

Commission européenne
DG Énergie et transports
Rue de la Loi 200
B-1049 Bruxelles
Fax (32-2) 295 61 18
E-mail: tren-info@cec.eu.int

Investissement local dans
les énergies renouvelables

Recueil d'expériences européennes

Coordination PREDAC
Emmanuel Poussard (France)

Groupe de travail WP1
coordination
Elenn Mouazan (France)
Jacques Quantin (France)

Klaus Grepmeier (Germany)
Jens Larsen (Denmark)
Elena Manolakaki (Greece)
Martin Alan Smith (United Kingdom)
Jochen Twele (Germany)

Nous remercions toutes les personnes
qui ont contribué à la réalisation
de cette publication.

graphisme **Atelier des grands pêchers**

imprimé par **Moutot**

Promouvoir la participation locale en Europe

Ce recueil a été réalisé dans le cadre du projet européen PREDAC (voir en 4e page de couverture pour plus de détails).

Son contenu a été écrit par un groupe de travail spécialisé sur le thème de « l'investissement local dans les énergies renouvelables » (Work Package n°1 – WP1). L'objectif de ce travail est de promouvoir la participation citoyenne dans le financement des énergies renouvelables en Europe, de faire connaître ce mode d'implication pour le développement des énergies renouvelables auprès d'organisations agricoles, de clubs d'investisseurs, d'autorités locales. Trois sources d'énergie renouvelable sont considérées : la biomasse, le solaire photovoltaïque et l'éolien.

L'organisation d'une conférence européenne, le 14 mars 2003, a permis de poursuivre la réflexion et d'échanger sur ce thème.

Avec ce recueil, les actes de la conférence ont constitué la base de rédaction d'un dépliant d'information sur l'investissement local.

En complément de ces actions, un projet ALTENER - WELFI (Wind Energy Local Financing), coordonné par HESPUL, porte plus spécifiquement sur l'investissement local dans l'éolien. Un guide permettant de faciliter le montage de projets éoliens incluant la participation locale sera édité au début de l'année 2004.

Enfin, un autre groupe de travail au sein de PREDAC (WP8) traite d'une thématique partiellement en lien avec l'investissement local : la planification spatiale des projets éoliens. Les partenaires de ces deux groupes de travail échangent des résultats régulièrement pour établir des liens entre leurs deux thématiques.

Vous souhaitez en savoir plus sur ces groupes de travail ?
Consultez le site de PREDAC : **www.cler.org/predac.**
Les documents publiés y sont téléchargeables gratuitement.
N'hésitez pas à nous faire part de votre propre expérience dans le domaine de l'investissement citoyen. Votre contribution sera publiée sur le site de WP1 : **www.cler.org/predac/wp1.**

Emmanuel POUSSARD
Coordinateur projet PREDAC

Introduction générale

Le programme européen PREDAC arrive à un moment décisif en Europe et plus particulièrement en France dans le contexte de décollage des programmes énergies renouvelables. Le respect des engagements pris en application de la Directive européenne de 2001 concernant l'accès des Energies renouvelables – EnR – au marché électrique par l'ensemble des pays membres implique que les barrières au développement des programmes nationaux soient levées mais aussi qu'une adhésion des populations soit acquise s'agissant d'activités de production décentralisées.

Les objectifs du programme PREDAC répondent bien aux préoccupations qui sont les nôtres en France et dans d'autres pays européens : comment associer les populations au développement des projets, comment organiser la planification spatiale et territoriale des activités décentralisées, comment mobiliser les financements publics et privés en pensant à toutes les formes de montages financiers, et, enfin, comment aller au devant des attentes de la population en prenant en compte son environnement quotidien ?

L'idée de mettre en relief des expériences réussies mais aussi des expériences difficilement reproductibles de façon à nourrir la réflexion est essentielle. De la même façon, la mobilisation des milieux financiers traditionnels connaissant mal les enjeux ou les spécificités de ces activités EnR ou des fonds dédiés « éthiques » doit être abordée de façon à pouvoir entraîner des maîtres d'ouvrage de toute nature en pensant en particulier au monde agricole, aux syndicats d'électrification et aux particuliers. En effet, les opérateurs industriels ou énergétiques ont une bonne maîtrise des montages financiers et fiscaux liés aux projets éoliens et attendent peu de choses de la puissance publique. Des initiatives telles que le FIDEME (fonds d'investissement public-privé), qui sont de nature à conforter les fonds propres des porteurs de projet, ont été mises en place récemment à l'initiative de l'ADEME pour apporter une réponse aux projets montés dans un cadre classique (financement de projets) avec des opérateurs qui ont un problème de fonds propres.

L'organisation future de manifestations, dans le courant de l'année 2003, destinées à rassembler un large éventail de partenaires possibles en vue de faciliter le montage de projets et leur acceptation sociale dans le cadre de PREDAC permettra de faire avancer les choses, dans le sens du respect des engagements européens de la France.

Philippe BEUTIN / ADEME
Chef du département Energies Renouvelables de l'ADEME
(Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'énergie)
Sophia Antipolis, 10 janvier 2003

Promouvoir la participation locale en Europe 2

Introduction générale 3

1ère partie
Recueil d'expériences européennes 5

DANEMARK
Contexte national 7
1. **Middelgrunden** ferme éolienne off-shore 10
2. **Sun-300** 300 toits en photovoltaïque 14
3. **Munkesøgård** un ecovillage avec un système de chauffage biomasse 16

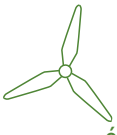
FRANCE
Contexte national 19
1. **Basse-Normandie** chaudières à bois individuelles 22
2. **Butte du télégraphe** projet éolien 24
3. **City of Chambery** projet de bourse solaire 28

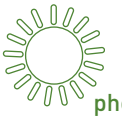
ALLEMAGNE
Contexte national 33
1. **Simonsberg** ferme éolienne 36
2. **Brandenburg Federal State** biopower yield fund 38
3. **Paderborn** ferme éolienne 40
4. **Munich Trade Fair Centre** centrale photovoltaïque 43

2e partie
Discussion & perspectives 59

3e partie
Tableau comparatif 67

Contacts 74


éolien


photovoltaïque

biomasse

Attention

Ce document, ainsi qu'une version en anglais, sont disponibles au format pdf sur le site :
www.cler.org/predac/wp1
La version anglaise présente des études de cas en Grèce et au Royaume-Unis.

1ère partie

Recueil d'expériences européennes

› Présentation des contextes nationaux
› Études de cas dans 3 pays

DANEMARK

1

2

3

1. MIDDELGRUNDEN
FERME ÉOLIENNE OFFSHORE

2. SUN-300
300 TOITS PHOTOVOLTAÏQUES

3. MUNKESØGÅRD
UN ÉCOVILLAGE AVEC UN SYSTÈME DE CHAUFFAGE BIOMASSE

Brève revue du cadre juridique, financier et social de l'investissement local dans les énergies renouvelables

Contexte énergétique

Avant la première crise du pétrole de 1973, les énergies renouvelables (EnR) constituaient moins de 2% de la consommation énergétique intérieure brute. Dès 1999, ce taux atteignait presque 10%. L'objectif officiel concernant la fourniture d'énergie renouvelable est fixé à 20% pour 2003.

- Consommation énergétique intérieure brute en 1999 : 843 PJ
- Production intérieure brute d'énergie renouvelable en 1999 : 83 PJ

Cette croissance est due à la politique EnR progressiste menée dans les années 80 par le gouvernement conservateur/libéral, politique reprise à partir des années 90 par le gouvernement travailliste (social démocrate). Sur l'ensemble de la période, la «majorité verte» présente au parlement a permis de définir et de faire appliquer la réglementation et les mesures d'aménagement nécessaires. Aujourd'hui, les sources EnR les plus utilisées (par ordre de production énergétique) sont les déchets, le bois, la paille et le vent (voir **schéma 1**).

Cadre juridique

Avant 2000 : des lois d'incitation

La principale mesure législative ayant contribué au développement du marché de l'énergie éolienne a été la loi dite «feed-in».

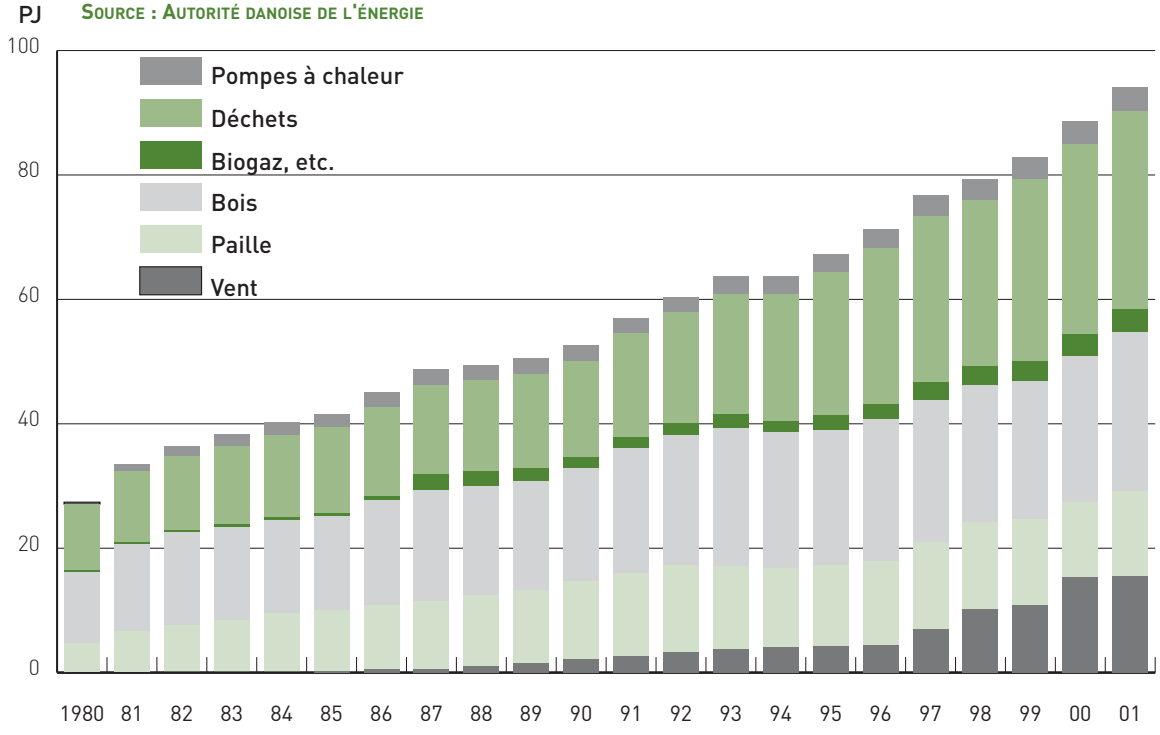
Ces lois ont été en vigueur au Danemark jusqu'au 1er janvier 2000 avec un prix de vente du kWh de 0,60 DKK (0,08 €/kWh).

Elle repose sur deux principes :

1. Prix minimums fixes pour l'électricité
2. Accès garanti au réseau électrique et obligation pour les compagnies électriques d'acheter la totalité de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelable.

Les projets existants conserveront ce prix pour 12 000 heures équivalentes à puissance nominale (approximativement six ans). Au bout d'une période de dix ans, ce prix sera ramené au prix du marché de l'électricité, avec toutefois une majoration correspondant au certificat vert d'énergie renouvelable.

Schéma 1. Production d'énergie renouvelable etc. par source d'énergie
Source : Autorité danoise de l'énergie



2003 : libéralisation du marché de l'énergie

Les prix fixes et l'accès au réseau ont été prolongés pour une période transitoire du 1er janvier 2000 au 1er janvier 2003, date de la libéralisation du marché de l'énergie.
En revanche, de nouveaux tarifs d'achat fixés par le Parlement sont en vigueur le 1er janvier 2003 et s'appliquent à tout projet initié après cette date. Le prix minimum a été fixé à 0,26 DKK/kWh (0,0035 €/kWh) et le prix maximum à 0,36 DKK/kWh (0,0048 €/kWh).

L'impact de la politique d'aménagement du territoire

Au Danemark, les politiques municipale et régionale d'aménagement du territoire ont joué un rôle important dans la promotion et la sécurisation d'espaces dédiés à l'installation d'éoliennes. Cela a notamment permis d'assurer le contrôle et une concentration des aérogénérateurs pour optimiser leur développement. En général, la plupart des municipalités préféraient le principe de la ferme éolienne à l'installation de turbines isolées ou de petits groupes (2 ou 3 éoliennes). C'est pourquoi de nombreux habitants se sont vu refuser le permis de construire lorsqu'il était sollicité pour une turbine isolée.

Cadre financier

L'investissement local est constaté dans tous les secteurs, mais particulièrement dans le domaine de l'énergie décentralisée. Les systèmes décentralisés comprennent l'énergie éolienne, les réseaux d'énergie d'un village ou d'une copropriété, le biogaz, le chauffage solaire, le PV, etc. L'incinération de la paille, des déchets, des granulés de bois entre également dans cette catégorie.
Au Danemark, l'investissement local et collectif est particulièrement observé dans le secteur de l'énergie éolienne. En 2002, la puissance éolienne installée était de 2 465 MW. 58 % des installations appartenaient à des particuliers ou des petites entreprises, principalement des fermes, possédant une éolienne. 26% appartenaient à des coopératives éoliennes et 15% aux compagnies électriques (voir **schéma 2**).
En 2002, la production éolienne couvrait approximativement 14% de la consommation totale d'électricité au Danemark (voir **schéma 3**). Jusqu'en 1995, la majorité des turbines étaient installées par des coopératives. A l'origine elles se constituaient en société à responsabilité limitée. Mais les lois fiscales étant devenues peu favorables à ces dernières, de nos jours la plupart des coopératives sont constituées en sociétés en nom collectif, ce qui signifie que les associés possèdent personnellement les turbines. Par conséquent, les associés ont une responsabilité illimitée, ce qui pose certaines contraintes quant à l'exécution du projet. De nombreuses personnes préfèrent ne pas s'impliquer, inquiètes des conséquences de cette « responsabilité illimitée ». Le risque couru est pourtant minime, puisque la société en nom collectif ne peut contracter de dettes. La réglementation en la matière interdit en effet à la société en nom collectif de contracter des dettes et lui impose d'assurer correctement les aérogénérateurs. Cela implique un coût supplémentaire, mais il est nécessaire de mettre en confiance les investisseurs en réduisant leur part de risque.
L'autorité suprême de la société en nom collectif est l'Assemblée Générale des Membres. Cette structure peut ralentir la prise de décision si les propositions ne sont pas bien préparées.
Après 1995, les promoteurs et les fermiers possédant une seule turbine ont occupé le marché. Les aérogénérateurs avaient des puissances de plus en plus grandes et il était plus facile pour un promoteur de vendre une turbine isolée à un fermier. De plus, le permis de construire était plus difficile à obtenir, ce qui contribua au développement des turbines isolées (voir **schéma 4**).

Schéma 2. Les éoliennes au Danemark ; Propriété en 2001

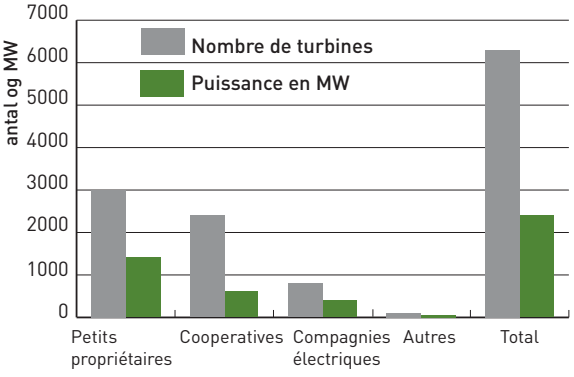


Schéma 3. La puissance éolienne installée au Danemark et son pourcentage dans la consommation globale d'électricité (Source : Autorité danoise de l'énergie, et nos propres calculs en 2002)

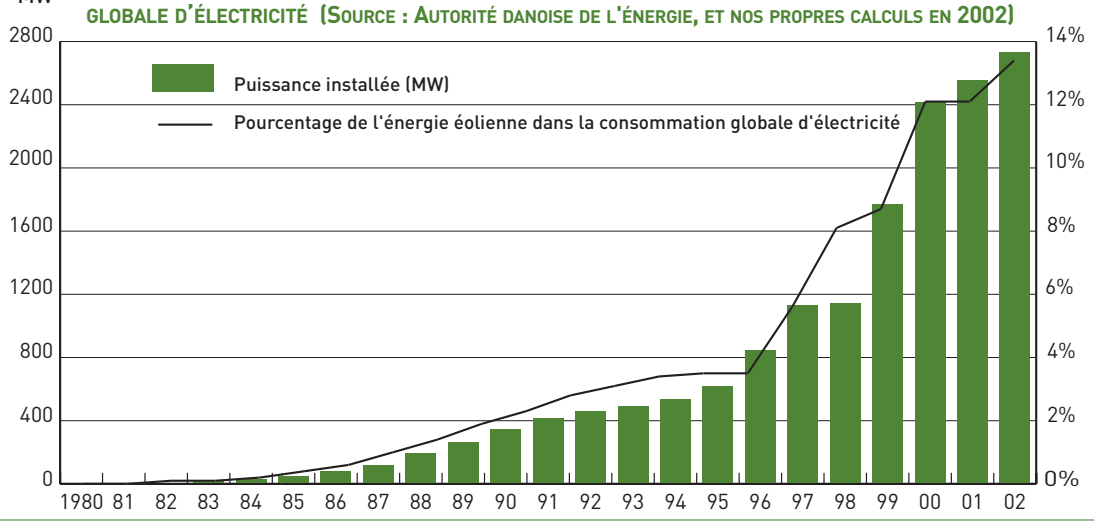
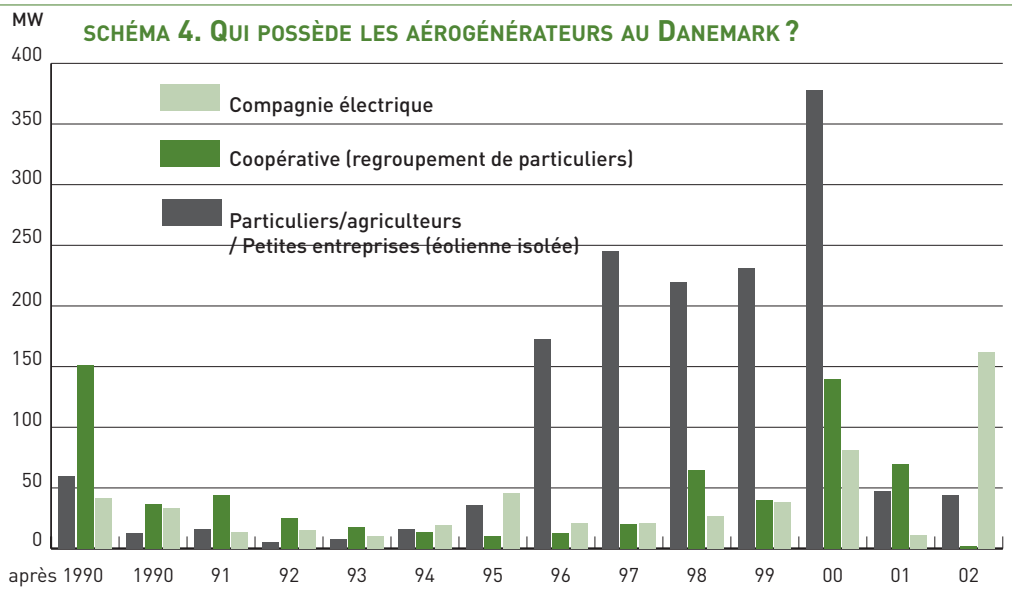


SCHÉMA 4. QUI POSSÈDE LES AÉROGÉNÉRATEURS AU DANEMARK ?



Rares sont les statistiques concernant leur financement. La plupart des turbines semblent avoir été financées par des prêts bancaires ordinaires. Certains projets sont financés par des prêts hypothécaires. De nombreux actionnaires des coopératives d'aérogénérateurs ont payé leur participation au comptant et 10% seulement des actionnaires ont dû contracter un prêt bancaire. La proposition de prêt bancaire aux actionnaires potentiels est une pratique courante au Danemark. Lorsque le système «feed-in», (tarif d'achat élevé, accès facilité au réseau) était en vigueur, le financement de nouveaux projets éoliens ne posait pas de problème. **La libéralisation du marché de l'énergie depuis le 1er janvier 2003 rend beaucoup plus difficile le financement de nouveaux projets éoliens.**

Contexte Social

On peut constater au regard de la politique, de la culture et de l'histoire danoise que la participation et le financement local dans le secteur de l'énergie renouvelable ont généralement été encouragés.

Depuis 1975, la participation locale a été assurée notamment par une stratégie de communication active. Cette information a été relayée par les collèges de la région, les Bureaux locaux pour l'Energie, l'Organisation pour l'Énergie renouvelable (OVE), Folkecenter et les Centrales électriques éoliennes danoises (organisation des propriétaires d'aérogénérateurs) et a été financée par l'Agence danoise de l'énergie.

Historique du mouvement coopératif

NFS Grundtvig, né en 1783, est le père du mouvement coopératif. Grand théologien, auteur et poète, il pensait que chacun pouvait et devait réaliser les choses en accord avec son passé et son histoire.

Selon Grundtvig, il s'agissait d'éveiller la conscience nationale de l'individu et un sentiment d'identité. Ainsi, prenant confiance en lui, il était en mesure d'améliorer ses propres conditions de vie. La construction de lycées dans tout le pays s'est inspirée de cette philosophie. Les fermiers se sont instruits et plus tard, une grande partie de l'agriculture danoise et des industries alimentaires, comme la laiterie, s'est constituée en sociétés coopératives. Voilà ce qui constitue le berceau historique du mouvement coopératif moderne et de l'engagement local dans le secteur de l'énergie éolienne.

L'évolution de l'investissement local dans l'éolien

On distingue clairement cette caractéristique d'engagement local dans le cas des coopératives d'énergie éolienne. Comme nous l'avons expliqué précédemment, **c'est grâce au système de prix minimum garanti que s'est développée la propriété des éoliennes par des entités locales et leur financement au niveau local**. Les premières réglementations s'appuyaient sur deux principes de base : premièrement, que les personnes habitant le voisinage devaient posséder les aérogénérateurs et deuxièmement que les personnes privées ne pouvaient posséder que la part de cet aérogénérateur qui correspondait à leur propre consommation d'énergie. Les fermiers étaient autorisés à installer un aérogénérateur sur leurs terres. Le but était d'allier l'engagement populaire à la propriété locale pour favoriser le développement de l'énergie éolienne danoise.

Aujourd'hui cette perspective ne fait plus partie de la politique danoise. La réforme de l'impôt en 1993 a favorisé les particuliers aux dépens des coopératives. De plus, il est devenu temporairement possible d'acheter la minuscule bande de terrain nécessaire à l'installation d'un aérogénérateur pour l'ajouter à sa propriété, ce qui conduit à assouplir la règle selon laquelle chacun devrait vivre à proximité de son aérogénérateur.

La taille des parts est passée de 9000 kWh par famille à 30000 kWh par personne de plus de 18 ans vivant au foyer. Depuis 2001, aucune règle ne vient restreindre le droit de propriété. Toute personne, y compris les investisseurs étrangers, peut posséder une éolienne au Danemark, conformément à la politique de mondialisation et de libéralisation.

POUR PLUS D'INFORMATIONS, VEUILLEZ CONSULTER
http://www.windpower.darticles/coop.htm

Middelgrunden

Ferme éolienne offshore

1

La ferme éolienne offshore de Middelgrunden a une puissance de 40 MW. Le projet comprend 20 aérogénérateurs de 2 MW chacun. Ils sont installés à 2 km au large du port de Copenhague, en eau peu profonde (3 à 5 mètres de profondeur). La ferme éolienne appartient en co-propriété à une coopérative éolienne et à la compagnie d'électricité de la ville de Copenhague.

Etude préliminaire

Dès le début du processus d'étude, en 1997, il était clair que la proximité de la ville de Copenhague rendait nécessaire l'ouverture d'une analyse préliminaire sur les impacts visuels et environnementaux.

Pour permettre d'initier ces investigations, une subvention de 5,1 millions de DKK (680 000 €) a été versée par l'Agence danoise de l'énergie. Les études ont également permis d'examiner les aspects techniques de l'éolien offshore sur le site pressenti et d'analyser les aspects organisationnels et économiques de la partie du projet appartenant à la coopérative. En effet, les coopératives, par nature, disposent de peu de moyens financiers à ce stade précoce du projet.

Le permis de construire du projet Middelgrunden a été obtenu en mai 1999 et le projet a reçu l'approbation politique formelle de l'Agence danoise de l'énergie en décembre 1999.

La construction a commencé en avril 2000 et les turbines étaient opérationnelles en avril 2001.

Propriété et Organisation

L'implication d'une grande coopérative a été essentielle pour légitimer le projet et pour recueillir un soutien populaire pour un site situé à proximité d'une grande ville.

La coopérative des aérogénérateurs

En 1996, l'Office pour l'énergie et l'environnement de Copenhague (CEEO) a pris l'initiative de proposer et d'organiser le projet. Après avoir cartographié le potentiel éolien de la région de Copenhague, le CEEO a initié un groupe de travail dont la plupart des membres étaient des citoyens de la région intéressés par l'énergie éolienne. Les participants, issus de milieux et de formations divers, étaient unis par le sentiment commun que le projet se traduirait par un succès. Le CEEO faisait partie du groupe de travail dans les premiers temps de l'opération. Aujourd'hui, il n'intervient qu'à titre de consultant pour la coopérative d'énergie éolienne.

Qui pouvait acheter des actions ?

A l'origine, l'achat d'actions était réservé aux habitants de la municipalité. En 1999, l'entrée en vigueur de nouvelles lois a permis à tous les Danois d'acheter des actions. En avril 2000, le parlement danois a éliminé toutes les restrictions de propriété. N'importe qui – même non Danois – pouvait acheter des actions sous certaines conditions. Cette évolution constitue l'un des aspects de la réforme de la politique énergétique du Danemark.

Cet accord a changé le cadre de l'énergie éolienne au Danemark. Un des changements majeurs a été le passage des tarifs d'achat garantis aux tarifs de marché et à l'introduction des certificats verts d'énergie renouvelable.

La compagnie d'électricité

C'est en 1996 que Copenhague Energie (CE) a pris l'initiative d'étudier la faisabilité de la ferme éolienne offshore de Middelgrunden.

La municipalité de Copenhague est propriétaire de CE. Après deux ans de négociations, la coopérative et la compagnie d'électricité sont parvenues à surmonter leurs différences politiques et à se mettre d'accord sur les termes d'un contrat.
Le département «énergie éolienne» de la compagnie d'électricité SEAS intervient à titre de consultant pour CE et dirige l'organisation du projet de réalisation de la ferme éolienne. De notre point de vue, cet accord bénéficie aux deux parties (coopérative et compagnie d'électricité). CE dispose de larges compétences permettant la résolution des questions techniques, et l'organisation de la sous-traitance. La coopérative éolienne apporte des connaissances liées au secteur privé de l'énergie éolienne, ainsi que l'enthousiasme, l'engagement et de meilleurs contacts avec le public et la presse. L'engagement au niveau local et la coopération entre trois institutions – coopérative, compagnie d'électricité locale et municipalité de Copenhague – ont constitué deux pré-requis significatifs pour le développement du projet. **Cette coopération a permis de crédibiliser le projet après du public et des politiques.**

Le financement de la coopérative

La coopérative possède 40 500 actions. Une action représente une production de 1 000 kWh/an et a une valeur de 4 250 DKK (568 €).

Qui sont les actionnaires ?

8 500 actionnaires, essentiellement des personnes privées locales, ont rejoint la coopérative. On y trouve également des sociétés, des syndicats, des ONG et des institutions. Dès le mois d'octobre 2000, toutes les parts avaient trouvé acquéreur. Middelgrunden est la plus grande ferme éolienne au monde basée sur un système de propriété mixte.
Toutes les actions ont dû être payées comptant afin de permettre la constitution de la coopérative.
Une offre de prêt financier a été proposée aux actionnaires potentiels. L'offre de prêt aux actionnaires est une pratique tout à fait courante au Danemark et puisque les lois «feed-in» étaient encore en vigueur, le financement des projets éoliens ne posait jamais de problème.

Financement de la phase de lancement

Pour Middelgrunden, ce fut un peu différent. Au début, la coopérative ne disposait ni des fonds, ni de l'expérience lui permettant de trouver les moyens de financer la phase onéreuse de démarrage. La vente d'options d'achat d'actions de la coopérative a permis de financer cette phase. Le but de ces options d'achat était également de montrer au gouvernement, au conseil municipal de Copenhague, aux différentes administrations et à l'Agence danoise de l'énergie que les habitants de Copenhague soutenaient cette initiative. Sur ce point, ce fut un grand succès. 10 000 personnes ont rejoint le projet et payé chacune 50 DKK (6,7 €). Cette somme de 500 000 DKK (67 000 €) a permis d'organiser la coopérative proprement dite, mais n'était pas suffisante pour financer la phase d'études préliminaires. Nous avons donc effectué des demandes de subventions auprès de l'Agence danoise de l'énergie et de l'union européenne (UE). Après plusieurs tentatives et beaucoup de négociations politiques, nous avons obtenu le soutien politique du parlement : l'Agence danoise de l'énergie a subventionné le projet à hauteur de 5,1 millions DKK (680 000 €) pour l'étude préliminaire. L'UE n'a pas apporté son soutien au projet.

Financement de la phase de construction

Vers la fin de la phase de développement, nous avons commencé la vente d'actions pour financer la construction. Nous avions besoin d'une offre de financement général pour les actionnaires potentiels. Nous nous sommes tournés vers les grandes banques, les établissements de crédit, les fabricants de turbines et les développeurs de parcs éoliens. Sans succès. Toutes les institutions interpellées ont tenu des propos aimables sur notre projet, mais aucune n'a fait de proposition concrète de financement. Les banques estimaient généralement que le projet se situait hors de leur champ d'intervention. Certaines banques avaient une attitude positive, mais ne disposaient pas de la capacité administrative pour gérer un grand nombre de prêts individuels. Les développeurs et les fabricants de turbines auraient participé au financement, mais voulaient qu'en échange nous achetions leurs produits.
Finalement, des banques de taille plus modeste ou spécialisées furent consultées.
Deux banques, la Ringkjøbing Bank et la Fælleskassen Bank, proposèrent des prêts à l'investissement pour la ferme éolienne offshore de Middelgrunden. Elles ne demandaient pas d'autre forme de garantie que le projet en lui-même et l'analyse de sa rentabilité.
Les prêts étaient proposés avec des taux d'intérêts variables de 7,40 à 7,45 %, remboursables sur 10-15 ans, avec des frais de dossier réduits à 300 DKK (40.2 €) par prêt. Approximativement 5 à 10 % des membres ont utilisé cette offre de prêt bancaire. Les autres ont payé comptant.

Les éoliennes

Les éoliennes du projet de Middelgrunden ont été les premières turbines de 2 MW à être installées en offshore. Ces turbines participeront à fixer de nouvelles normes en terme de performance économique de la technologie éolienne off-shore. Nous aurions pu choisir des turbines de plus forte puissance, mais nous avions décidé que les turbines devaient avoir fait leurs preuves pendant au moins

plusieurs mois, ce qui limitait leur taille maximale à 2 MW. C'est le fabricant de turbines Bonus Energy qui a remporté le marché à l'issue de la procédure d'appel d'offres. Le **tableau 1** offre un descriptif du modèle d'éolienne retenu. Pour réduire les frais de maintenance très élevés, les turbines sont construites de façon à ce que les principaux composants puissent être changés sans utiliser une grue extérieure.

Hauteur du moyeu	**64 mètres**
Diamètre du rotor	**76 mètres**
Hauteur totale	**102 mètres**
Production estimée	**89 GWh**
Efficacité du parc	**93%**

Tableau 1. Descriptif de l'aérogénérateur "Bonus" de 2 MW.

L'économie

Le Plan danois pour l'énergie renouvelable danois a concédé les prix suivants pour l'électricité injectée sur le réseau électrique (voir **tableau 2**)

Année	Prix fixe		Prix suppl. énergies renouv.	
	DKK/kWh	€/kWh	DKK/kWh	€/kWh
0-6	0,33	0,044	0,27	0,036
6-10	0,33	0,044	0,1 to 0,27	0,013 to 0,036
10-25	Prix du marché		Certificat Vert négociable	

Tableau 2. Prix de vente de l'électricité fournie par la ferme éolienne au réseau électrique

Les Certificats verts doivent être mis en vente sur le marché libéralisé. Les consommateurs auront l'obligation de se fournir partiellement (normalement à hauteur de 20 %) en électricité verte. L'investissement total lié au projet est indiqué dans les **tableaux 3** et **4.**

Prix de production d'électricité	0,34 DKK/kWh	0,046 €/kWh
Investissement/kW	8,5 DKK/kW	1,14 €/kW
Production annuelle	89 000 000 kWh	

Tableau 3. Chiffres clés

[millions]	DKK [millions]	
Eoliennes	26,11	200
Fondations, y compris les aménagements effectués après l'attribution du marché pour réduire le temps en mer	9,92	74
Connexion de la ferme éolienne au réseau terrestre	non inclus	non inclus
Connexion des éoliennes entre elles	4,56	34
Conception, conseil et études	2,15	16
Coopérative éolienne	0,54	4
Autres coûts	1,61	12
Total	**44,89**	**340**

Tableau 4. Budget de la ferme éolienne (Middelgrunden Vindmoellelaug I/S, 1999)

Bénéfice réalisé par l'actionnaire

Pour ce projet, le prix des certificats verts est garanti pour les six premières années.

Les revenus sont non imposables dans la limite de cinq actions par personne. Après ce seuil, 40 % des revenus restent non imposables.

Exemple : La famille Jacobsen a acheté 1 action pour le prix de 4250 DKK (568 €)
(172 M DKK /40 500 actions = 4 250 DKK)

La production annuelle est de 1 000 kWh pour 1 action

Prix de vente de l'électricité	330 DKK	44,24 €
Certificat Vert EnR*	270 DKK	36,19 €
Revenu annuel	600 DKK	80,43 €
Coût de maintenance	-70 DKK	-9,38 €
Revenu net annuel	530 DKK	71,05 €
Taux 530/4250	12,5 %	
Durée du remboursement net	8 ans	
Durée de vie calculée	20 ans	
Amortissement annuel 5%	212,5 DKK/an	28,49 €/an
Revenu après amortissement	317,5 DKK/an	42,56 €/an
Taux après amortissement 317,5/4250	7,5 %	

Tableau 5. Tableau financier pour l'actionnaire

* Tout consommateur d'électricité danois est dans l'obligation d'acheter des certificats verts d'énergie renouvelable.

POUR PLUS D'INFORMATIONS
http://www.middelgrunden.dk
http://www.windpower.dk/articles/wtmindk.htm
http://www.windpower.dk/articles/coop.htm

1. Plan de situation de la ferme éolienne près de Copenhague
2. Assemblée générale des actionnaires
3,4. Une visite en bateau sur le site
5. Vue aérienne du projet

Sun-300

300 toits photovoltaïques

2

Le projet Sun-300 met en œuvre une installation de centrales PV sur 300 maisons privatives connectées au réseau électrique. Un total de 750 kWc a été installé de 1998 à 2001. Le budget du projet était de 49 M DKK (6 500 k€). Il a été principalement financé par une subvention de 37 M DKK (4 900 k€) du PSO (Obligation de service public) et l'Agence danoise de l'énergie a participé à hauteur de 6 M DKK (804 k€). Le solde, 6 M DKK (804 k€) a été financé par les habitants des maisons sur lesquelles les 300 centrales ont été installées.

Description du projet

Le projet a été mené par la société d'énergie EnergiMidt (anciennement EnCon) en collaboration avec d'autres sociétés de distribution d'énergie. Sun-300 conduit au programme Sun-1000, plus important, qui est encore au stade des délibérations. Le gouvernement ayant retiré tout soutien aux énergies renouvelables, le projet Sun-1000 a lui aussi perdu un important soutien financier.

Les objectifs du projet

- Assurer une réduction significative des prix pour les panneaux solaires connectés au réseau électrique.
- Stimuler le développement de la technologie danoise hors du champ des techniques d'assemblage.
- Participer au développement des plans d'assurance qualité.
- Générer et développer l'engagement du secteur énergétique dans l'énergie solaire en tant que future industrie.
- Améliorer les connaissances sur les technologies de l'énergie solaire.

Les panneaux solaires

Les organisateurs du projet ont signé des contrats avec les fournisseurs de panneaux solaires suivants :

- Shell Solar / Gaia Solar
- BP Solar (Rachell A/S)
- IBC Solar Technick, Scanpocon et OI-Electric

Les dispositifs étaient proposées dans la gamme de puissance suivante : 2 kWc 2.5 kWc 3 kWc et 4 kWc
Si l'emplacement des panneaux est optimal, on estime la production nette du réseau électrique à 875 kWh/kWc par an. La production moyenne est estimée à 800 kWh/kWc par an.

Le financement des toits PV

Obligation de service public (PSO)

Les fonds PSO soutiennent la recherche dans le domaine de la production d'énergies respectueuses de l'environnement. Ces fonds sont financés par les compagnies d'électricité danoises conformément aux lois numéro 375 et 486, et gérés par Eltra, gestionnaire de réseau de l'ouest du Danemark. Les fonds PSO proviennent du consommateur qui paye une somme modique (0,01 DKK/kWh – 0,0013 €/kWh) pour chaque kWh consommé.

L'Agence Danoise de l'Energie

Elle soutenait le projet à hauteur de 804 000 €.

Les propriétaires de maison

Les maisons danoises d'une seule famille ont été la cible principale de Sun-300. 300 maisons particulières ont été sélectionnées dans huit régions différentes. Les propriétaires ont été sensibilisés par des publicités et des réunions organisées par les huit sociétés de distribution d'énergie participant à Sun-300. Ils devaient alors faire état de leur intérêt à participer à Sun-300. Ceci a conduit à une réaction très positive envers l'énergie solaire et PV de la part des familles participantes. Les habitations représentées au sein des différentes régions desservies par les 8 compagnies d'électricité présentent des architectures différentes. Des architectes ont été chargés d'intégrer les panneaux solaires à chaque type de maison.

Le prix total comprenant les panneaux solaires, la connexion au réseau etc., était d'environ 40 DKK/Wc (5,36 €/Wc). Le consommateur a contribué à environ 25 % du prix du système, et le projet Sun-300 a financé 75 % du coût d'installation. Les propriétaires ne devront supporter aucun coût de maintenance pendant les cinq premières années. Il est prévu que la maintenance soit à la charge des fournisseurs tout au long de cette période.

Ce pourcentage de la subvention est calculé de telle manière que l'investissement du consommateur soit rentabilisé au bout d'une période de dix ans.

Pas de taxe sur les panneaux solaires

L'électricité PV dans le cadre de Sun-300 et pour les autres centrales PV au Danemark est actuellement exemptée de taxe en vertu d'une mesure connue sous le nom de « Concession de mesure nette » en vigueur jusqu'en 2003. Conformément à cette loi, le surplus d'électricité produit par les panneaux PV est directement injecté dans le réseau électrique public pour ensuite être injecté aux habitations sans être imposé. Par conséquent, si en tant que consommateur, vous produisez 1 kWh avec votre propre PV, vous économisez le prix à la consommation de 1 kWh. Le prix de consommation d'1 kWh était, en 2002, de 1,40 DKK (0,188 €) pour les particuliers au Danemark. Nous avons demandé au gouvernement qu'il rende cette mesure permanente.

Financement de l'investissement

Dans le cadre de Sun-300, le propriétaire d'une maison individuelle avait le choix entre deux types de paiement :

1. Comptant, en payant la moitié du prix à l'installation du système et l'autre moitié à la fin du projet en 2001
2. Par le biais des factures d'électricité avec un taux d'intérêt fixe et un accord sur le délai de remboursement. Le délai maximum du remboursement est fixé à dix ans. Par exemple, la société énergétique EnergiMidt offrait à ses clients un prêt à 9 % sur une période de 10 ans.

Les utilisateurs ne peuvent vendre leurs installations aux sociétés responsables du projet que pendant les dix premières années, avec une dépréciation de 10 % par an. Les installations sont assurées par les polices d'assurance civiles ordinaires et la majorité des compagnies d'assurance n'imposent pas de primes supplémentaires pour assurer ces systèmes.

Le bénéfice réalisé par les participants

Si une famille achète un module PV d'une taille standard de 3 kWc, l'économie réalisée se présente comme suit : (voir **tableau 1**)

Prix du PV de 3 kWc 3 000 W x 40 DKK/kWc	120 000 DKK	16 085 €
Subventions Sun-300 : 75%=	90 000 DKK	12 064 €
Investissement net du propriétaire	30 000 DKK	4 021 €
Economies annuelles réalisées grâce à la production PV 3 kWc x 800 kWh/kWc x 1,40 DKK	4305 DKK	577 €
Coût annuel pour un prêt de 10 ans, 9% taux d'intérêt, 50% d'impôt 3000 DKK + 3000 DKK x (0,5 x 0,09)	4305 DKK	577 €
Coût net pour une famille durant la première année	**990 DKK**	**132 €**

TABLEAU 1. TABLEAU FINANCIER POUR LES PROPRIÉTAIRES

POUR PLUS D'INFORMATIONS

Pour des informations sur Sun-300 en danois
www.sol300.dk

Pour des informations sur Sun-1000 en anglais
www.sol1000.dk

Pour des informations sur les PSO en anglais
www.eltra.dk/media/1030_14211.pdf

Munkesøgård

un éco-village chauffé à la biomasse

3

Munkesøgård a été construit en 2001 et compte 100 unités d'habitation. Il est situé près de la station Trekroner, aux abords de Roskilde, 30 km à l'est de Copenhague. Le site comprend cinq groupes de 20 résidences familiales chacun. La population totale de Munkesøgård est de 150 adultes et 100 enfants. Trois catégories de propriété sont représentées à Munkesøgård. 60 maisons appartiennent à une société coopérative de logement, 20 résidences appartiennent coopérativement à ses habitants et 20 sont des propriétés privées.

Le projet a été choisi comme étude de cas pour son système de chauffage collectif alimenté par de la biomasse.
Munkesøgård est composé de maisons en terrasse qui utilisent un système de chauffage urbain au combustible biomasse relayé au besoin par une chaudière au mazout. Le système de chauffage solaire fournit l'eau chaude en été. Les maisons disposent d'un compteur destiné à informer régulièrement les résidents de leur consommation de chauffage, d'eau froide et d'eau chaude.
Les autres éléments écologiques sont les constructions en bois, les isolations de murs en fibre de papier, certains murs en argile non cuite, des toilettes avec séparateur d'urine sans connexion avec les systèmes d'égouts publics. L'eau de pluie est recyclée pour les laveries. Les auteurs du projet ont voulu créer un ensemble de logements écologiques ouvert à tous les groupes d'âge.

Le financement de l'éco-village

Une société danoise spécialisée dans le financement à la construction (RealKredit Denmark) a accepté de financer la construction des maisons écologiques, soigneusement planifiée dès 1997.
En ce qui concerne la société de logements coopératifs, il a été difficile de faire approuver les maisons comme bâtiments subventionnés en raison du nombre important de demandes de soutien financier de la part d'autres logements coopératifs. Ce même obstacle s'est opposé à l'obtention de subventions supplémentaires pour d'autres initiatives environnementales, en l'occurence le financement du système biomasse.
Après négociations avec la municipalité, les bâtiments ont finalement été approuvés avec un budget dépassant de 20% les sommes habituellement versées. Toutes les installations communes, y compris le système de chauffage, ont été financées par le budget dédié aux équipements collectifs. Les futurs habitants ont pu exprimer leur opinion quant aux initiatives environnementales qui seraient financées par les 20% supplémentaires. La décision finale a été prise par la municipalité. A titre d'exemple, les résidents ont dû abandonner l'idée de faire un système de compost d'excréments et ont choisi à la place, d'investir dans des chauffe-eau solaires.
Les résidents ont surveillé de près les investissements supplémentaires en équipements. En effet, ces investissements allaient se répercuter sur leurs futurs loyers. Les investissements supplémentaires ont aussi eu par conséquence une augmentation des termes du prêt, jusqu'à 40-50 ans. Les résidents de la société de logements coopératifs et les locataires disposaient de prêts indexés à taux annuel fixe, et un nombre d'échéance variable. Ce système leur a garanti un loyer fixe. En d'autres termes le prix du loyer n'augmenterait pas plus vite que les salaires. Les propriétaires des propriétés privées, en revanche, avaient contracté des prêts individuellement. Ils se trouvaient donc dans une situation différente. Chaque propriétaire a dû contracter un crédit hypothécaire. Les institutions financières se sont montrées réticentes en raison des matériaux insolites qui ont été utilisés dans la construction de certaines maisons et des investissements environnementaux supplémentaires. Elles voulaient s'assurer que les maisons pourraient être vendues correctement dans l'avenir. Les résidents devraient justifier les dépenses supplémentaires pour les installations communes parce qu'elles étaient différentes des pratiques habituelles. Normalement, chaque maison possède une chaudière, mais dans ce cas, chaque habitant disposait simplement d'une part de l'installation collective.
Tous les propriétaires réussirent néanmoins à obtenir

80% de crédit hypothécaire, en raison notamment d'une hausse des prix de l'immobilier au cours de cette période.

Financement du système de chauffage

Les résidents ont opté pour un paiement du nouveau système par le biais de factures de chauffage variable. Le principe s'appliquait aussi à l'eau et aux eaux usées, mais nous ne le décrirons pas ici.

Le **Tableau 1** décrit les coûts des installations et de ses principaux composants :

	DKK (TVA incluse)	€ (TVA incluse)
Chaudière 160 kW	319 750	42 862
Chaudière 60 kW	73 480	9 850
Installation 60 kW	131 250	17 594
Fourneau à mazout	40 000	5 362
Cheminée	93 000	12 466
Automatisme	38 800	5 201
Pompe, filtres, etc.	51 040	6 842
Tuyaux	60 176	8 066
Matériaux d'isolation	50 000	6 702
Conduits de chauffage	893 800	119 812
Ballons d'eau chaude	200 000	26 810
Collecteurs solaires	1 045 409	140 135
Total	2 996 705	401 703

Tableau 1. Investissement dans les installations de chauffage

Le **Tableau 2** indique les dépenses de chauffage.

Coût total pour la période 01/10/00 – 31/12/01	DKK	€
Remboursement	121 534,31	16 291
Mazout	139 906,16	18 754
Copeaux	253 575,43	33 991
Consommation électrique du chauffage central	38 574,00	5 171
Ramoneur	5 024,27	673
Outils et divers	17 162,00	2 301
Assurance	25 411,26	3 406
Total	**601 187,43**	**80 588**

Tableau 2 Dépenses de chauffage en 2001

Le **Tableau 3** montre le prix du chauffage payé par les résidents, qui s'élève à 630,6 DKK/MWh (84,5 €/MWh)

Prix du chauffage	DKK/MWh	€/MWh
Coûts/consommation de chauffage 601 187 DKK / 953,4 MWh	630,56	84,49

Tableau 3. Prix du chauffage basé sur les dépenses et la consommation des ménages sur une année

La consommation de mazout durant cette période a été plus élevée que prévue, et ce pour deux raisons : d'une part, les collecteurs solaires n'étaient pas encore tous installés en 2001, et d'autre part, des problèmes liés à un entrepôt de granulés de bois sont apparus. Ces deux circonstances se sont traduites par une forte hausse de la consommation de combustible, qui bien sûr s'est répercutée sur le prix du chauffage. Le prix du chauffage au mazout tel qu'indiqué dans le **tableau 3** est donc plus élevé que prévu, mais cela ne devrait pas se reproduire dans le futur.
L'équipe responsable du chauffage à Munkesøgård a étudié la consommation réelle de mazout et de granulés de bois pour calculer le prix du chauffage. Le coût du combustible a été estimé à 519 DKK/MWh (70 €/MWh) pour le mazout et 238 DKK/MWh (32 €/MWh) pour les granulés de bois.

Chauffage alternatif

La centrale de chauffage de Roskilde permet de pallier les éventuelles insuffisances énergétiques de Munkesøgård. Les dépenses associées à la connexion à la centrale de Roskilde sont énumérées au **tableau 4**. Le coût variable du chauffage pris indépendamment est estimé à 631 DKK/MWh (84,6 €/MWh).
Il faut y ajouter le coût fixe, qui s'élève à 19,6 DKK/m² (2,63 €/m²).

Coûts variables selon les mesures	630,94 DKK/MWh	84,55 €/MWh
Coût fixe	19,61 DKK/m²/an	2.63 €/m²/an
Coûts de connexion et coût de service des conduits pour une maison isolée	31 875 DKK	427 123 €

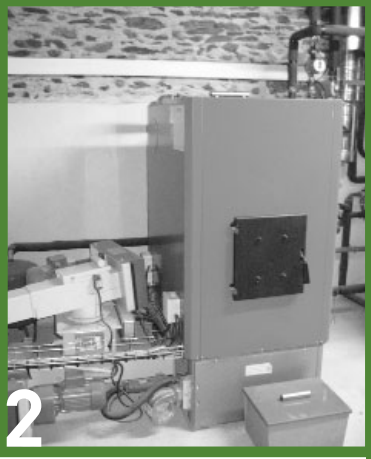
Tableau 4. Le coût de chauffage par la centrale de chauffage de Roskilde

Le chauffage fourni par la centrale revient donc en fait plus cher que le chauffage par biomasse. Cette comparaison ne prend pas en compte les coûts relatifs à la connexion et au service d'entretien des conduites, qui s'élèvent à 31 875 DKK (4 273 €). Ces frais sont réglés au moment de la connexion au réseau de chauffage.
Nous pouvons donc en conclure que l'investissement dans le système de chauffage biomasse a été rentable et a constitué un choix financier sain, qui se traduira à long terme par la baisse des coûts de fonctionnement.

POUR PLUS D'INFORMATIONS
www.munksoegaard.dk/

FRANCE

1



2

visualisation

3

1,2. BASSE-NORMANDIE
ACHAT COLLECTIF DE CHAUDIÈRES À BOIS

3. BUTTE DU TÉLÉGRAPHE
UN PROJET DE FERME ÉOLIENNE

BRÈVE REVUE DU CADRE JURIDIQUE, FINANCIER ET SOCIAL DE L'INVESTISSEMENT LOCAL DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Contexte énergétique

La baisse durable du prix du pétrole au milieu des années 1980 et le développement massif de l'industrie électronucléaire ont réduit l'intérêt des pouvoirs publics français pour le développement des différentes filières énergétiques renouvelables.

Le prix de vente de l'électricité d'origine renouvelable était alors fixé par le Ministère de l'Industrie (jusqu'à la promulgation de la loi de février 2000) et restait bien trop faible pour encourager l'investissement. Les projets restaient cantonnés à des opérations de démonstration.

La prédominance de l'industrie électronucléaire dans le système de production électrique français constitue un obstacle important au développement des énergies renouvelables.

La production d'électricité est excédentaire (540 TWh en l'an 2000 dont 73 TWh exportés) et se répartit entre trois principales sources énergétiques (**figure 1**) : 415 TWh produits par le nucléaire, 73 TWh par la grande hydraulique et 52 TWh par les centrales au fioul et au charbon.

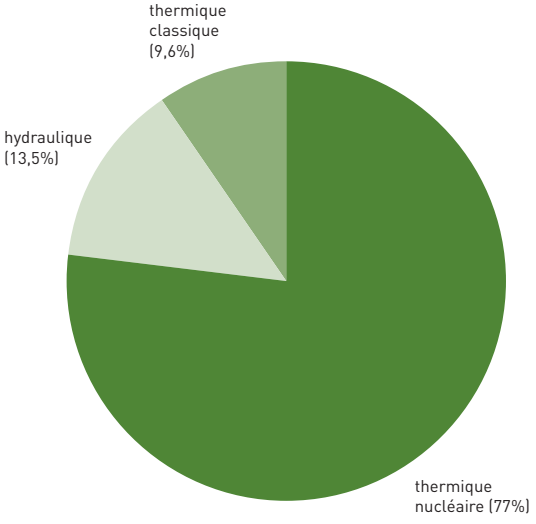


FIGURE 1 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (SOURCE : DGEMP)

La production d'électricité par les énergies renouvelables est encore très modeste si l'on exclue la contribution hydroélectrique. La France se caractérise donc dans le domaine énergétique par :

- la prédominance du nucléaire dans la production électrique ;
- des ressources fossiles (pétrole, gaz, charbon) déstinées à la couverture des pointes de consommation, essentiellement due à une forte pénétration du chauffage électrique dans l'habitat ;
- plus récemment, une amorce de volonté politique, encouragée par les engagements internationaux de la France, de développer les filières énergétiques renouvelables.

Cadre juridique

Entre la loi de nationalisation de 1947 (création d'Electricité de France - EDF) et la loi de février 2000 (ouverture du marché de l'électricité), les sources d'énergie renouvelable n'ont bénéficié d'aucun cadre juridique spécifique qui leur aurait permis de se développer massivement. Cependant, quelques « niches » ont pu être exploitées, permettant à un cercle restreint d'opérateurs de subsister jusqu'à aujourd'hui.

Les petits producteurs d'hydro-électricité, petites communes et entreprises privées, qui avaient échappé à la nationalisation en 1947 ont pu bénéficier à partir de 1955 d'une obligation d'achat jusqu'à une puissance de 8 MW, appliquée à toutes les sources d'énergie. Les tarifs étaient alors fixés par EDF. Ces derniers leur ont tout de même permis de poursuivre leur activité et parfois de réaliser quelques investissements. Aujourd'hui, la puissance installée dans ce secteur est de l'ordre de 3 000 MW.

A la fin des années 80, le mécanisme de financement de l'électrification rurale, basé sur un fonds national de péréquation tarifaire alimenté par un prélèvement sur tous les consommateurs (le FACE) a été ouvert à la possibilité de financer des opérations d'énergie renouvelable en alternative à l'extension du réseau de distribution. Les coûts d'investissement ne devaient pas dépasser 80% du coût de l'extension. Ceci a permis la réalisation de quelques milliers d'installations photovoltaïques individuelles, essentiellement dans les départements d'Outre-mer, et de quelques autres en petit éolien.

En 1994, un « débat national sur l'énergie » a été organisé à l'initiative de Michel Barnier, alors Ministre de l'environnement, prolongé l'année suivante par la mise en place d'un groupe de travail sur les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable.

Ceci a tout d'abord permis aux énergies renouvelables d'échapper à la suppression de l'obligation d'achat appliquée aux autres sources d'électricité.

La seule autre mesure effective issue de ce groupe de travail fut le lancement du **programme « EOLE 2005 »**, en 1996. Ce plan prévoyait d'installer entre 250 et 500 MW éoliens d'ici l'an 2005. A l'issue de trois séries d'appels d'offres, 50 projets représentant une puissance de 360 MW et une production potentielle de 1,04 TWh par an furent ainsi programmés.

Les projets présentés par les développeurs étaient sélectionnés par une commission nationale composée notamment d'EDF, de l'Agence Nationale de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) et du Ministère de l'Industrie. Les projets retenus devaient néanmoins faire l'objet d'une deuxième instruction par les services déconcentrés de l'Etat. Le prix de vente des kWh que les candidats devaient préalablement annoncer constituait un critère majeur de sélection des projets. Le prix de vente des kWh éoliens s'est en moyenne établi à 5,03 c€/kWh et le montage financier de la plupart des projets nécessitait un soutien des collectivités territoriales sous la forme de subventions.

La nécessité par les opérateurs de tirer les prix vers le bas les a aussi poussé à choisir des sites très ventés mais parfois sensibles, sur le plan paysager en particulier. La carence d'information au niveau local provoquèrent les premières réactions d'opposition sociale.

La loi électricité de février 2000 a mis un terme à ce programme. Ce dernier a eu le mérite de mobiliser de nouveaux acteurs (bureaux d'études, industriels) mais également de montrer que le système d'appel d'offres n'était pas adapté à ce stade du développement de la filière éolienne française.

Par ailleurs, en décembre 1999, l'association Hespul a obtenu du Ministère de l'Industrie la mise en place d'un contrat d'achat de l'électricité photovoltaïque sensé régler sous l'angle technique et tarifaire les relations entre les producteurs et EDF, encore gestionnaire du réseau public à cette période. En fait, il se limitait à tolérer la connexion au réseau de systèmes photovoltaïque (PV) de moins de 5 kWc, uniquement dans le cadre de programmes de démonstration financés par la Commission européenne, et sous le régime du «comptage réversible» (*net-metering*). L'existence de clauses encore trop restrictives n'a permis la mise en œuvre que de quelques installations. Plusieurs centaines d'entre elles continuent de fonctionner sans contrat, la plupart dans le cadre de programmes de démonstration européens.

La loi relative à la modernisation du service public de l'électricité du 10 février 2000

Cette loi de transposition de la directive 96/92 relative à l'ouverture du marché de l'électricité (adoptée par la France avec un an de retard sur le calendrier européen) prévoit de «laisser une place aux productions décentralisées, à la co-génération et aux technologies nouvelles». En pratique, cela se traduit par une obligation d'achat pour les sources renouvelables et la co-génération jusqu'à 12 MW, les tarifs devant être fixés par le ministre en charge de l'énergie. Au-delà de 12 MW, il est prévu que le gouvernement puisse lancer des appels d'offres concurrentiels, ceci dans le cadre d'une «programmation pluriannuelle des investissements» (PPI) censée donner des objectifs quantitatifs par filière.

En ce qui concerne l'obligation d'achat, près de deux ans ont été nécessaires pour que les tarifs soient fixés pour toutes les filières (le dernier en date a été le photovoltaïque en mars 2002). Cependant, encore aujourd'hui, toutes les questions administratives (contrats, permis de construire, planification territoriale, etc.) et techniques (accès au réseau) ne sont pas résolues.

Les arrêtés fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant les énergies renouvelables

L'éolien (adopté en juin 2001)

Le tarif éolien est très largement inspiré du «modèle allemand» issu de la loi EEG d'avril 2000, à savoir un tarif unique élevé (8,38 c€/kWh) pendant les 5 premières années de fonctionnement, puis différencié pour les 10 années suivantes.

Afin d'améliorer la répartition territoriale des projets tout en évitant par ailleurs la création de rentes indues pour les sites les plus favorables, le tarif de la 5e à la 15e année suivantes est calculé en fonction de la productivité réelle du site, de façon à ce que la rentabilité moyenne sur les 15 ans de la durée du contrat soit à peu près la même pour l'ensemble des sites.

Le tableau suivant donne les éléments chiffrés :

Durée annuelle de fonctionnement	Tarifs des 5 1res années	Tarifs des 10 années suivantes
2 000 h et moins	8,38	8,38
Entre 2 000 et 2 600 h	8,38	Interpolation linéaire
2 600 h	8,38	5,95
Entre 2 600 h et 3 600 h	8,38	Interpolation linéaire
3 600 h et plus	8,38	3,05

La biomasse

Il existe des tarifs spécifiques pour la biomasse solide, pour le biogaz issu des déchets agricoles et sylvicoles et pour le biogaz de décharge.

Pour ce dernier, le mode de calcul de ce dernier est rendu très complexe par l'introduction de nombreux paramètres tels que la puissance garantie, la disponibilité effective, la date de mise en service ou encore l'existence d'une prime à l'efficacité énergétique.

Toutefois, le tarif du biogaz de décharge permet d'assurer, dans la plupart des cas, la rentabilité des investissements.

Pour les deux autres filières, le tarif de référence est nettement insuffisant (respectivement 4,9 et 4,6 c€/kWh). L'investissement impose dans ce cas la recherche de cofinancements (subventions de l'ADEME ou des collectivités locales).

Le photovoltaïque (mars 2002)

En France continentale, le tarif a été fixé à 0,1525 €/kWh ce qui est très largement insuffisant (d'un facteur 3) pour permettre une rentabilité correcte des investissements.

Dans les DOM et en Corse, le tarif est fixé à 0,3050 €, ce qui reste également insuffisant.

L'ADEME a donc annoncé la mise en place d'un système de cofinancement sous la forme d'une subvention directe à l'investissement de 4,6 €/Wc.

La connexion au réseau

Après de longues et difficiles négociations entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux, les conditions pratiques d'accès au réseau sont à peu près réglées pour tous les niveaux de tension, à l'exception de certains points qui devront probablement être arbitrés au niveau politique, comme la répartition des charges d'extension et de renforcement entre les producteurs et les gestionnaires.

Devant l'afflux très important, dans certaines régions, de demandes de raccordement au réseau pour des installations éoliennes, une « file d'attente », valable pour toutes les sources renouvelables, a été mise en place par les gestionnaires de réseau (ARD, RTE).

Avant le 1er septembre 2002, pas moins de 13 000 MW avaient été enregistrés. Depuis cette date, les opérateurs doivent présenter la notification d'instruction du permis de construire. Cette nouvelle procédure a permis de réduire considérablement le volume des demandes (700 MW actuellement enregistrés) en ne conservant que celles relatives à des projets éoliens réellement en cours de développement.

Par ailleurs, l'arrêté fixant les tarifs de transport de l'électricité paru en juillet 2002 a prévu une exonération totale jusqu'à une tension de 150 kV, ce qui devrait concerner la quasi-totalité des installations renouvelables.

Toutefois, deux questions importantes ayant une forte incidence sur le devenir des projets en termes de délais et de calcul économique, restent en suspend :

- Le mode de calcul de la capacité d'accueil du réseau : Les gestionnaires appliquent unilatéralement et sans réelle justification un plafond de 40 % de la puissance nominale du poste source sur lequel est raccordé l'installation.
- Les modalités de mise en œuvre d'une programmation des travaux de renforcement ou d'extension et du partage des coûts afférents.

Cadre financier

La plupart des investissements destinés aux installations d'énergie renouvelable de production d'électricité (nous ne considérons pas les installations individuelles) concerne la filière éolienne. Ce sont en général des groupes industriels ou des sociétés d'investissement qui interviennent. Ces derniers achètent directement les sociétés d'exploitation élaborées et vendues par des bureaux d'études spécialisés.

La plupart des projets font appel aux crédits bancaires. Dans certains cas, les collectivités territoriales participent au financement sous la forme de subventions.

L'amortissement accéléré est possible et couramment adopté par les sociétés d'investissement dans le cadre des projets éoliens. On dénombre un tout petit nombre de projets qui ont été financés par des particuliers et notamment par des agriculteurs.

C'est le cas de quelques installations de méthanisation ou de chaudières au bois et de deux parcs éoliens en Bretagne.

Pour rentabiliser leur investissement dans l'éolien malgré le faible prix de vente de l'électricité imposé alors par le Ministère de l'Industrie, les porteurs de projets locaux concernés ont acquis des machines reconditionnées, achetées sur le marché européen de l'occasion.

Dans le cas de l'éolien, l'adoption des nouveaux tarifs peut constituer un encouragement à l'investissement des particuliers dans les projets d'énergie renouvelable si des procédures d'implication financière sont clairement établies.

Concernant les filières Photovoltaïque et Biomasse, les tarifs en vigueur restent encore trop faibles pour susciter l'investissement en l'absence de subventions d'Etat et européennes (programme européen « Hip – Hip » dans le cas du solaire PV).

Contexte social

A l'inverse de l'Allemagne ou du Danemark, l'implication financière des particuliers reste encore anecdotique en France.

On constate néanmoins un intérêt croissant des particuliers pour les placements éthiques, répondant aux principes du développement durable.

Nous distinguons, dans le cadre du financement des EnR, deux catégories de particuliers : les investisseurs solidaires et les investisseurs locaux.

Dans le premier cas, il s'agit de personnes n'habitant pas forcément la région où se trouve le projet au financement duquel elles participent.

Pour que ce type de mécanisme d'implication financière s'établisse, il est nécessaire que des organismes bancaires élaborent des fonds de placement spécifiques, bien identifiés.

Les investisseurs locaux résident quant à eux dans un secteur géographique proche du projet.

Leur implication financière apparaît extrêmement importante car elle constitue une implication directe des acteurs locaux dans un projet de territoire. Cela renforce généralement l'appropriation sociale des projets et leur acceptation.

Localement, de nombreux agriculteurs, conscients des enjeux environnementaux et soucieux de diversifier leurs activités, expriment également le souhait de s'engager financièrement dans le développement des énergies renouvelables.

Les collectivités locales, et notamment des syndicats d'électrification, s'intéressent aussi à la possibilité de devenir producteur d'électricité.

Ces initiatives locales peuvent permettre de faciliter l'intégration territoriale des projets, éoliens en particulier, à l'encontre desquels une certaine inquiétude s'exprime parfois.

Basse-Normandie

Achat collectif de chaudières individuelles à bois

1

Initié par un particulier qui souhaitait s'équiper d'une chaudière au bois à alimentation automatique, le projet a progressivement évolué, sous l'impulsion significative de la Délégation Régionale (DR) de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) de Basse-Normandie. Il a finalement permis à une douzaine de particuliers et d'agriculteurs de s'équiper à moindre coût et de réfléchir ensemble aux moyens d'approvisionner efficacement leur nouveau système de chauffage.

Historique du projet

En 2001, un particulier contactait la DR ADEME Basse-Normandie pour s'informer des possibilités de cofinancement par l'ADEME d'une chaudière à bois déchiqueté pour le chauffage de son domicile.

Soucieux de structurer localement des filières d'approvisionnement en combustible, l'ingénieur de l'ADEME en charge du dossier lui suggère de rechercher d'autres particuliers, agriculteurs et non agriculteurs, afin de se regrouper au sein d'une structure associative. L'objectif est de faciliter la recherche de financements, notamment auprès du Conseil Régional de Basse-Normandie, co-financeur potentiel.

La rencontre fortuite entre ce particulier et l'association CIER (Centre d'initiation aux énergies renouvelables) a été déterminante.

Créée en 2001, cette association regroupe des agriculteurs et des particuliers qui souhaitent sensibiliser le grand public aux énergies renouvelables. Les fondateurs, un couple d'agriculteurs biologiques, se sont équipés d'une éolienne de 10 kW qui fournit l'électricité nécessaire à leur exploitation.

Finalement, ce sont douze personnes (neuf agriculteurs et trois particuliers) qui décident de s'équiper d'une chaudière à bois individuelle.

La présence d'agriculteurs permet au groupe de disposer de la ressource nécessaire en bois issue de l'entretien des haies du bocage entourant leurs terrains agricoles. Le petit bois de haie (3 à 6 cm de diamètre), non valorisé et habituellement brûlé sur parcelle, peut en effet être valorisé pour le chauffage après broyage et séchage.

Organisation et utilisation

Les particuliers ont choisi ce mode de chauffage pour leurs besoins privés.

Certains agriculteurs ont choisi d'utiliser cette ressource pour leurs besoins strictement privés et d'autres pour leurs besoins à la fois professionnels et privés.

Le **tableau 1** décrit les différents modes d'utilisation des systèmes de chauffage installés.

	Type	Réseau chaudière	Utilisation chaleur
Agriculteur 1	55 kW	oui	Habitation, eau chaude pour la machine à traire
A 2	35 kW	90 mètres	Habitation, chauffage et eau chaude, eau chaude pour la machine à traire
A 3	35 kW	25 mètres	Habitation
A 4	35 kW		Habitation, remplacement chaudière bois bûche
A 5	55 kW	140 mètres	Habitation, chauffage et eau chaude, eau chaude pour la machine à traire, salle des veaux
A 6	35 kW		Habitation, chauffage et eau chaude
A 7	55 kW	300 mètres	Plusieurs maisons d'habitation (gîtes), 3 ballons de 200 litres
A 8	35 kW		Habitation
A 9	35 kW		Habitation
Particulier 1	35 kW		Habitation, chauffage et eau chaude
P 2	35 kW		Habitation
P 3	40 kW	oui	Habitation

TAB.1. MODES D'UTILISATION DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE INSTALLÉS

Aspects techniques

Le dimensionnement des équipements en fonction des besoins a été réalisé par l'association inter-régionale AILE (Accompagnement d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement).

Chaudières	11 chaudières HARGASSNER (Autriche), 55 et 35 kW et une chaudière BACXY de 40 kW
Alimentation Combustible	Silo central et vis sans fin Plaquettes bocagères + déchets de scieries
Humidité	20 à 30 % maximum sur masse brute

L'approvisionnement en combustible

La transformation du bois en plaquettes est assurée par une broyeuse (marque Jean Pain) financée par quatre des agriculteurs. Le chauffage d'une habitation pendant un an nécessite le traitement de 2-3 km de haies. Un kilomètre de haie équivaut à 12 map (12 m² apparents de plaquettes) soit l'équivalent d'environ 1000 L de fioul. Finalement, les douze chaudières à bois permettent d'éviter l'émission de 30 tonnes de carbone par an.

Trois systèmes de fourniture du bois ont été adoptés :

- **le système d'échange local :** il constitue une entente entre certains acteurs du groupe : échange de service, de matériel et de ressources. Ce sont des échanges non monétaires ;
- pour certains, la **récupération** du bois d'élagage au bord des routes après le passage des services techniques de la DDE et des déchets de bois dans les scieries ;
- **l'achat-vente :** certains agriculteurs collectent le bois, le transforment en plaquettes et le vendent aux utilisateurs de chaudières.

Aspects économiques et financiers

Le regroupement des particuliers et des agriculteurs a permis au groupe de faire appel au Programme Régional de Maîtrise de l'Energie et de Développement Durable (PREMEDD) qui prévoit un accord entre l'ADEME et le Conseil Régional pour co-financer des projets bois énergie. Une subvention conjointe ADEME/Conseil Régional de 40 % a été accordée sur le prix négocié des chaudières et leur connexion. Une subvention de 30 % a été accordée pour le financement des réseaux de chaleur.

Après évaluation de différents devis, des négociations se sont engagées avec les différents fournisseurs, avec l'assistance de l'association CIER. La commande groupée auprès du fournisseur de chaudière retenu a finalement permis de bénéficier d'une réduction de 13 %. (voir tableau 2)

Conclusion et perspectives

Ce projet a permis d'optimiser les capacités de financement de l'ADEME et du Conseil Régional Basse-Normandie. La commande groupée a permis de réduire les coûts d'achat du matériel. Il a aussi permis de resserrer les liens entre les acteurs du monde rural, particuliers et agriculteurs. Ce projet répond clairement aux principes du développement local. Cette première opération a également suscité la mise au point d'un **plan d'action régional**. Il s'organise autour des acteurs suivants :

- **la DR ADEME Basse-Normandie :** pilotage et financement de l'action régionale en partenariat avec le Conseil régional de Basse–Normandie.
- **l'association inter-régionale AILE :** sensibilisation du milieu rural à l'usage du bois d'origine agricole, accompagnement et animation des projets, observatoire et suivi des installations.
- **l'association CIER :** identification des acteurs intéressés, montage des dossiers de financement de chaudière en milieu rural, assistance aux maîtres d'ouvrage.
- **les Coopératives d'utilisation du matériel agricole (CUMA) de trois départements,** Calvados, Orne et Manche : mobilisation de la ressource en bois d'origine agricole, achat et mutualisation du matériel agricole (broyeuses).

La stratégie adoptée consiste à structurer des groupes autour de déchiqueteuses financées par les CUMA. Pour faciliter leur utilisation, une déchiqueteuse ne peut raisonnablement pas être utilisée dans un rayon supérieur à 30-40 km. La filière concerne à la fois les agriculteurs et les particuliers, qu'il ne faut pas oublier. Les statuts des CUMA permettent d'ailleurs l'utilisation du matériel agricole par les particuliers dans la limite de 20% du chiffre d'affaire de la CUMA. Dans certaines régions, des GIE (Groupement d'intérêt économique) ont été créés pour réunir les producteurs de plaquettes utilisant le matériel de la CUMA.

		Prix chaudière	Avec remise constructeur 13% (1)	Raccordement (2)	Réseau de chaleur (3)	Avec subvention 40% sur (1+2)	Avec subvention 30% sur (3)	Coûts finaux
A 1	55 kW	18 684,05	16 255,12	1 113,00	2 570	10 420,87	1 799	12 219,87
A 2	35 kW	16 642,62	14 479,08	0,00	3 650	8 687,45	2 555	11 242,45
A 3	35 kW	17 948,00	15 614,76	2 610,00	1 325	10 934,86	9 27,5	11 862,36
A 4	35 kW	17 948,00	15 614,76	627,00	0	9 745,06	0	9 745,06
A 5	55 kW	20 593,60	17 916,43	837,50	7 517	11 252,36	5 261,9	16 514,26
A 6	35 kW	17 185,95	14 951,78	566,00	0	9 310,67	0	9 310,67
A 7	55 kW	20 133,60	17 516,23	2 496,00	10 493	12 007,34	7 345,1	19 352,44
A 8	35 kW	18 250,44	15 877,88	800,36	0	10 006,95	0	10 006,95
A 9	35 kW	16 642,60	14 479,06	217,00	0	8 817,64	0	8 817,64
P 1	35 kW	17 682,00	15 383,34	466,00	0	9 509,60	0	9 509,60
P 2	35 kW	18 325,00	15 942,75	0,00	0	9 565,65	0	9 565,65
P 3	40 kW	9 627,00	Pas de réduction, fournisseur différent	423,00	2 456	6 030,00	1 719,2	7 749,20
		209 662,86	**174 031,20**	**10 155,86**	**28 011**	**116 288,43**	**19 607,7**	**135 896,13**

Notes : Tous les tarifs sont TTC, en euros • **A** = agriculteurs, **P** = Particuliers

Tableau 2. Aspects Financiers

Butte du télégraphe

Un projet éolien

2

Ce projet consiste en l'implantation de cinq éoliennes de 300 kW à la limite entre deux villages bretons, Pleyber-Christ et Saint-Thégonnec. Il présente la particularité d'être porté par un groupement agricole (GAEC), un entrepreneur local et une trentaine d'investisseurs locaux, des particuliers, regroupés au sein d'une structure d'investissement spécifique.

Historique du projet

C'est en 1999 qu'un groupement d'agriculteurs (Groupement agricole d'exploitation en commun - GAEC) et un entrepreneur local décident de s'impliquer ensemble dans l'élaboration d'un projet éolien. Avec l'appui d'une association régionale (Avel Pen ar Bed – Eoliennes en Bretagne), les porteurs du projet ont très tôt proposé aux élus d'adopter une démarche de consultation publique au cours du processus d'étude, en diffusant régulièrement des informations.

Les élus locaux ont unanimement encouragé la démarche, qui répondait à leur souhait de promouvoir un développement local et durable. Les initiateurs du projet exprimaient la volonté « d'investir au pays ».

La présentation du projet aux conseils municipaux et aux riverains les plus proches du site a été suivie d'une réunion publique d'information. C'est au cours de cette dernière que la création d'un groupe de suivi a été annoncée.

Regroupant les élus, les porteurs du projet et des habitants des deux communes, ce groupe informel d'échange a permis aux habitants concernés d'être régulièrement informés, et cela jusqu'au dépôt de la demande de permis de construire.

Il faut souligner le rôle joué par les élus qui ont fortement encouragé cet exercice de démocratie participative.

Ces réunions ont notamment permis de présenter les résultats de la recherche des sites potentiels d'implantation sur le territoire des deux communes et d'expliquer le choix du site retenu.

L'évaluation de l'impact sonore et le choix du schéma d'implantation (sur la base notamment de simulations visuelles, ex : photo 3, p. 18) ont été particulièrement abordés. Une association locale de protection de l'environnement avait également été sollicitée pour évaluer l'impact potentiel sur la faune et la flore.

Le groupe de suivi recommanda de retenir une option d'implantation comportant cinq machines. Les élus validèrent les options d'aménagement proposées et la demande de permis de construire fut déposé à l'instruction. Il a été accordé en mai 2001.

Si les premiers travaux ont commencé sur le site (mise en place des fondations), la poursuite des opérations est suspendue dans l'attente de la levée de l'incertitude quant aux tarifs. Les investisseurs locaux voudraient bénéficier du nouveau système tarifaire (arrêté de juin 2001) mais EDF refuse pour le moment, considérant que ces machines ont déjà fonctionné.

La propriété et l'organisation

La démarche de consultation adoptée allait susciter une volonté nouvelle d'implication financière locale.
Les initiateurs du projet acceptèrent qu'une des éoliennes soit financée par des particuliers, par l'achat de parts.
Alors que l'élaboration de l'étude d'impact touchait à sa fin, plusieurs personnes participant au groupe de suivi (et notamment des agriculteurs, parmi lesquels l'un des quatre propriétaires des parcelles d'implantation) se déclarèrent en effet intéressées pour financer la cinquième éolienne.
Il faut ici souligner le rôle majeur joué par la démarche de consultation, processus d'apprentissage collectif. Elle a permis l'appropriation du projet par les habitants et facilité la mobilisation des investisseurs locaux intéressés.

Les principes du financement

Au moment où le projet est lancé (décembre 1999), ses initiateurs ne pouvaient plus être candidats au programme Eole 2005 (derniers appels d'offres lancés en octobre 1999). Ils se voyaient alors imposer un prix de vente de l'électricité éolienne fixé à 4 c€ par le ministère de l'Industrie. Dans ce contexte économique, pour espérer rentabiliser leur investissement, ils font alors le choix d'acheter des éoliennes reconditionnées (Windmaster 300 kW) aux Pays-Bas.

Le principe retenu pour le montage financier est le suivant : le coût des études, les aménagements du site (fondations, chemin d'accès) et les équipements de connexion (poste source) sont mutualisés entre les investisseurs au prorata de leur participation financière, mais les dividendes sont calculés sur la base de la production de chaque éolienne alors équipée d'un compteur individuel.
Dans l'esprit de l'entrepreneur local (qui investissait dans deux éoliennes), une panne liée à une machine mal entretenue par son propriétaire ne devait pas pénaliser les autres investisseurs. Il était pourtant possible de disposer d'un contrat de maintenance en commun. Cette volonté d'autonomie était peut-être en partie être liée à la composition du groupe finançant la cinquième éolienne.
L'arrivée des « Cigales » (des groupes d'investisseurs solidaires, voir plus loin) semble avoir été perçue localement comme une sorte d'intrusion. Ces derniers n'avaient pas participé aux réunions du groupe de suivi, n'habitaient pas le territoire concerné et naturellement, posaient beaucoup de questions.
La distribution des dividendes sur la base d'un comptage individuel apparaît pourtant délicate en raison de la lourdeur du montage juridique qu'il impose.

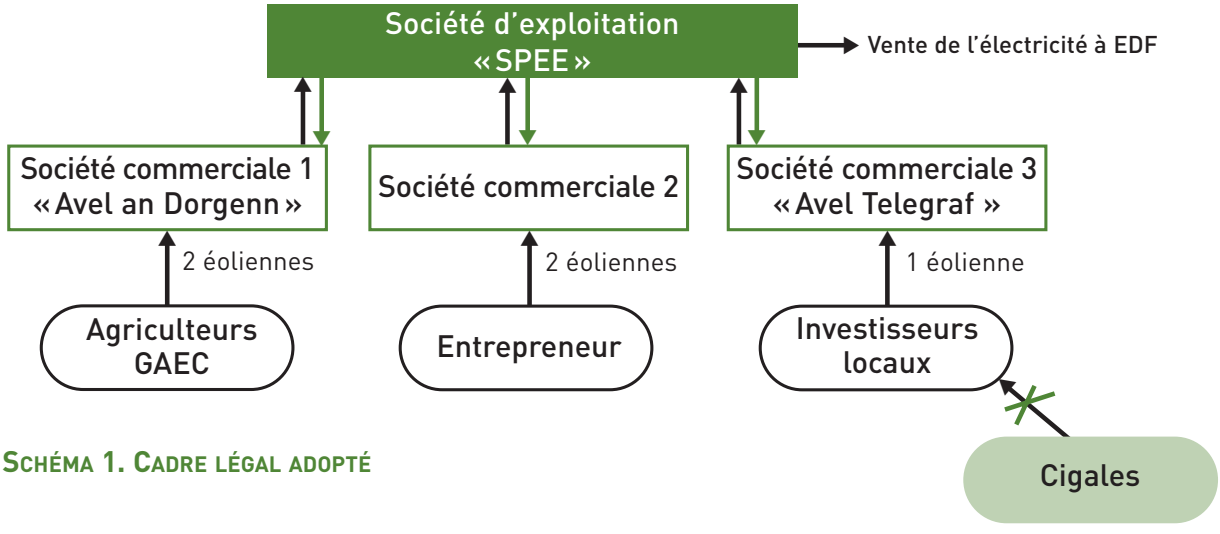


Schéma 1. Cadre légal adopté

Le cadre juridique (voir schéma 1)

La connexion à un point du réseau électrique (géré par le Réseau de Transport et de Distribution - RTE) ne permet pas d'établir plusieurs contrats de vente de l'électricité à EDF.
Pour surmonter cet obstacle, le schéma suivant a été adopté :
Une société d'exploitation nommée SPEE (Saint-Thégonnec Pleyber-Christ Energie Eolienne) vendra l'électricité à EDF. Elle possède le statut de société par action à responsabilité limitée (SARL). Les actionnaires de cette société sont également actionnaires de trois structures commerciales (des SARL également) qui possèdent et louent les éoliennes. Le prix de location correspond alors aux dividendes générés par les éoliennes correspondantes, moins les frais liés au fonctionnement de la société d'exploitation.
Deux Cigales (« Suroît » et « Les mouettes ») regroupant une trentaine de personnes intéressées par le projet proposèrent de participer à l'investissement (les Cigales sont des clubs de particuliers - investisseurs qui choisissent de placer leur argent dans des activités répondant aux principes du développement durable et éthique).
Lors du dépôt des statuts de la SARL Avel Telegraph, le greffe du Tribunal de Commerce contesta la possibilité pour les deux clubs d'investisseurs d'avoir la qualité d'associés « n'ayant pas de personnalité juridique. En effet, au regard des statuts transmis, ces deux clubs sont régis par l'article 1873 du Code Civil qui traite de l'indivision. Chacun des membres le composant constitue une société de fait qui n'a pas la personnalité juridique. La solution la plus simple consisterait pour les membres des deux clubs à se constituer, au plus vite, soit en association déclarée, soit en société civile ».
Le problème fut réglé temporairement par le dépôt des statuts d'Avel Telegraph, sans les clubs Cigales. Il fut alors prévu que ces derniers puissent entrer dans la SARL à l'occasion d'une augmentation de capital si la légitimité des Cigales comme actionnaires pouvait être étayée sans ambiguïté auprès du greffe du Tribunal. Selon ce dernier, l'indivision constituerait en société de fait chacun des membres du club. Pour l'avocate de la Fédération Nationale des Cigales chargée du dossier, l'article 1873 du Code Civil est précisé par les suivants (1873-1 à 1873-15) qui définissent « l'indivision volontaire de personnes physiques » qui est ainsi implicitement fondée à être partenaire d'une société. Sa conviction ne va pas cependant jusqu'à contrer l'argument basé sur un arrêt de la Cour de Cassation qui dit que « chaque indivis a la qualité d'associé ».
L'initiative des clubs Cigales dans le cadre de ce projet a donc mis en évidence l'impossibilité pour ces dernières d'entrer dans le capital de sociétés privées. De nouveaux statuts des clubs Cigales ont été depuis déposés par la Fédération Nationale et l'obstacle juridique constaté a été levé. Les Cigales peuvent dorénavant entrer dans le capital de sociétés privées.
Finalement, les deux Cigales « Suroît » et « Les Mouettes » ont choisi de rester en retrait de ce projet, pourtant sans abandonner l'idée de s'impliquer dans les énergies renouvelables. Elles viennent récemment d'aider à la création d'une nouvelle société spécialisée dans l'accompagnement des projets éoliens portés par des acteurs locaux.

L'économie du projet

Type d'éolienne (reconditionnée) :
Windmaster 300 kW-25
Année de fabrication : 1992
Durée de fonctionnement : 4 ans

Hypothèses de base

Investissement unitaire	457 €/kW installé
Tarif moyen	0,042 €/kWh
Vitesse moyenne du vent	7 m/s
Production annuelle par machine	500 000 kWh
Facteur de charge	1 670 heures (19 %)

Ce faible nombre d'heures de fonctionnement (qui s'obtient en divisant la production annuelle en kWh par la puissance nominale du générateur en kW) est dû à une particularité des éoliennes employées.
Ces machines présentent en effet un diamètre de rotor relativement faible (25 m) par rapport à la puissance du générateur (300 kW). Elles sont conçues pour des sites fortement ventés (9 m/s).
Leur utilisation sur un site moyennement venté (7 m/s) pénalise sensiblement leur production, relativement à leur puissance nominale. Une éolienne de 200 kW et de 28 m de diamètre par exemple (acquise dans des conditions économiques équivalentes) aurait eu une production nettement supérieure.

Paramètres complémentaires

- Part des fonds propres : 100 %.
- Coûts d'exploitation annuels moyens : 22 €/kW installé (opération et maintenance, provisions, location foncier)
- Taxe professionnelle : 3,5% de la valeur ajoutée
- Amortissement : sur 10 ans
- Impôt sur les sociétés : 33%
- Inflation sur les coûts : 2%
- Inflation sur les recettes : 1,2%

Taux de rentabilité obtenu

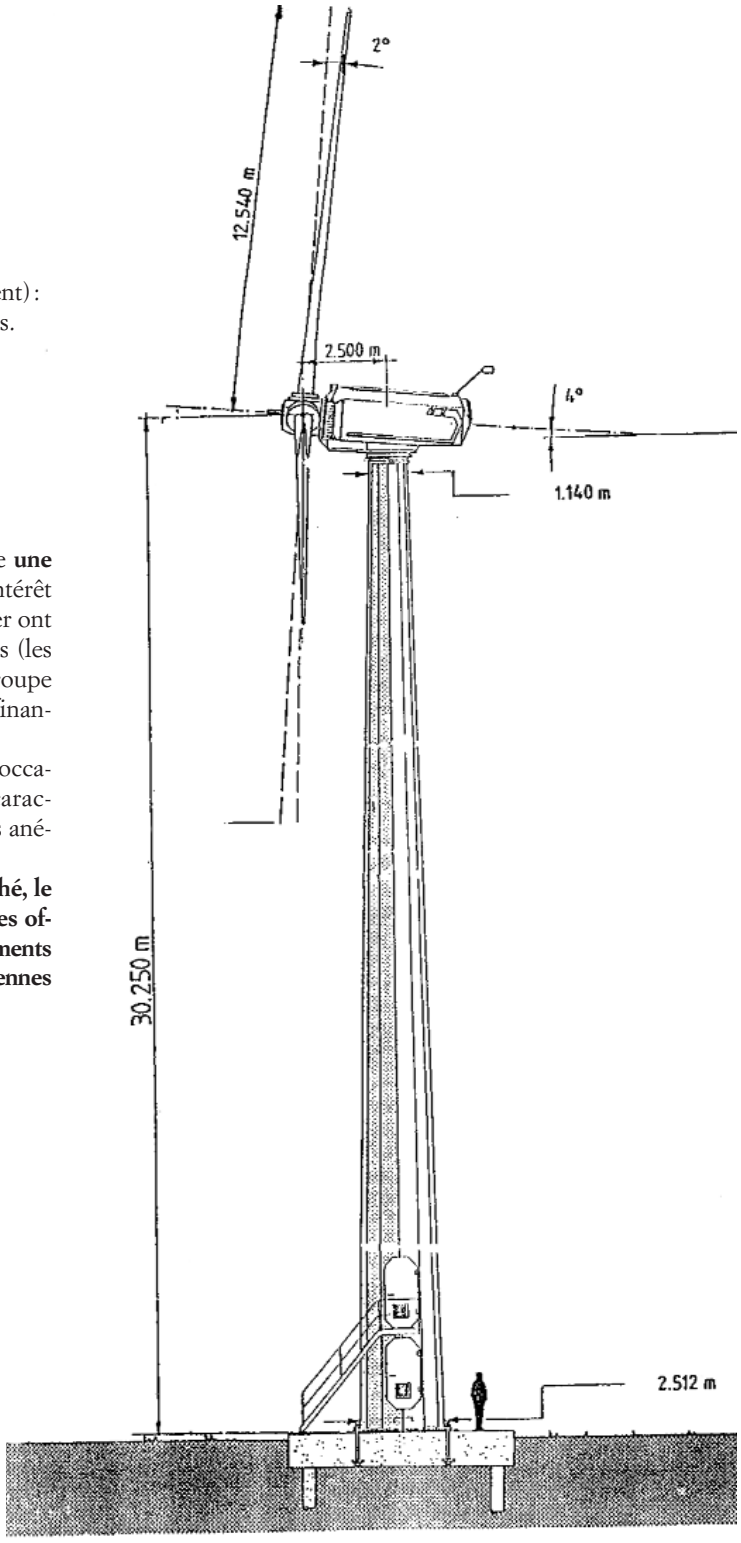
- Taux de rentabilité interne final sociétaire avant impôt (sans réduction d'impôt pour investissement) : 5,7 % par an sur 15 ans ; temps de retour de 9 ans.
- Taux de rentabilité interne final sociétaire avant impôt (avec réduction d'impôt maximale pour investissement) : 8,2 % par an sur 15 ans ; temps de retour de 7 ans.

En conclusion

La volonté des acteurs locaux de mettre en œuvre **une démarche de consultation** confère à ce projet un intérêt particulier. La création de liens et l'échange régulier ont permis de maîtriser l'émergence de conflits stériles (les opposants de la première heure participaient au groupe de suivi). Cela a également facilité la mobilisation financière locale, qui fut très rapide.

En revanche, le choix d'acquérir des machines d'occasion n'a pas permis une bonne adaptation des caractéristiques techniques de l'éolienne aux conditions anémométriques du site.

Les nouvelles technologies disponibles sur le marché, le système tarifaire actuel et les garanties et assurances offerts par l'achat de matériel neuf sont autant d'éléments qui invitent à ne pas encourager l'acquisition d'éoliennes d'occasion.



La ville de Chambery
Un projet de "bourse solaire"

3

Ce projet consiste en la réalisation sur un ou plusieurs sites de centrales photovoltaïques de puissance moyenne (quelques dizaines de kilowatts), financées par l'intermédiaire d'une « Bourse solaire » s'inspirant des exemples de nombreuses villes suisses dans une perspective de « citoyenneté locale ».

Historique du projet

Au printemps 2002, la municipalité chambérienne, souhaitant marquer de manière forte son engagement en faveur du développement durable, a saisi plusieurs opportunités s'offrant à elle pour envisager sur son territoire la réalisation de centrales photovoltaïques de taille relativement importante :

- La mise en place, laborieuse mais finalement effective, des dispositifs nationaux de soutien à la filière photovoltaïque raccordée au réseau (tarifs d'achat et aides à l'investissement de l'ADEME), rendant ce type d'opération économiquement accessible.
- Le rachat à France-Télécom par la Ville de Chambéry d'un terrain enherbé et arboré de plusieurs hectares situé sur les hauteurs de la ville (au lieu-dit « Les Monts »), au voisinage immédiat des deux principaux réservoirs municipaux d'eau potable semi-enterrés. Ce terrain comprenant un ensemble de petits bâtiments mitoyens à usage technique et d'habitation ainsi qu'une tour en béton supportant des antennes en treillis métalliques, est destiné à offrir aux habitants un lieu naturel de loisir et de détente.
- Le projet de restructuration du parking du dépôt des autobus appartenant au syndicat intercommunal des transports (le STAC), et le projet parallèle d'achat de 3 véhicules électriques de 35 places, dont la consommation électrique pourrait être couverte par la production photovoltaïque sur le site.
- Le projet de restructuration du parking du plus grand centre commercial de la Savoie, situé au bord d'une voie rapide conduisant à l'autoroute Lyon-Annecy en périphérie de l'agglomération, appartenant à un groupement de commerçants (le « GIE ChamNord »). Le photovoltaïque serait utilisé en couverture des cheminements piétonniers, de façon à permettre aux clients d'être à l'abri pendant le chargement de leurs véhicules, dans une région aux hivers rigoureux.

Dans sa commande à l'association Hespul d'une étude préalable sur ces trois sites forts différents les uns des autres, la ville de Chambéry a souhaité, outre les aspects techniques et financiers, introduire la faisabilité juridique et économique d'une « démarche citoyenne » permettant d'associer la ville, les entreprises et les particuliers au financement et à l'exploitation des équipements photovoltaïques.

Sur le plan technique, l'étude préalable a conclu à un potentiel total de 290 à 690 kWc, répartis comme suit :

- 100 kWc sur le site « Les Monts », dont 70 sur la toiture terrasse couverte de graviers des deux réservoirs et 30 sur les bâtiments ;

- 90 kWc sur le site du dépôt d'autobus, dont 80 en couverture partielle des zones de circulation pour piétons et 10 sur le bâtiment administratif ;
- 100 kWc sur le parking du centre commercial en couverture des cheminements piétonniers, avec une possibilité d'extension de 400 kWc supplémentaires.

Ce sont donc finalement entre 300 et 700 kWc qui pourraient être concernés par la mise en place de la « démarche citoyenne », ce qui représente plus de 50 % de la puissance totale actuellement installée en France. La centrale photovoltaïque la plus puissante actuellement (35 kWc) est installée sur un bâtiment de bureaux à Grenoble.

Cadre juridique

En droit français, la possibilité d'associer dans une même structure des personnes physiques et morales d'une part, privées et publiques d'autre part, est d'une manière générale plutôt restreinte. Elle est soumise à des règles strictes et à des procédures lourdes et complexes. De plus, le risque juridique lié à de tels montages est vécu, à tort ou à raison, comme extrêmement important par la plupart des élus politiques, du fait notamment d'une série de procès et de jugements retentissants dans les années 90. Ceci impose donc de clarifier de manière très précise les rôles de chacun au sein de l'entité qu'il sera nécessaire de créer.

Après avoir examiné un certain nombre de solutions classiquement utilisées en France (association à but non-lucratif, fondation, société d'économie mixte, groupement d'intérêt économique, etc.) ou d'autres plus innovantes (société coopérative d'intérêt collectif, société par action simplifiée), dont aucune ne répondait à toutes les contraintes pratiques et juridiques, c'est finalement de la Suisse voisine qu'est venue l'inspiration. Dans ce pays le modèle de « Bourse solaire » est de pratique courante dans la plupart des villes et a permis le financement de très belles et très performantes réalisations photovoltaïques.

Le principe de base repose sur la création par la compagnie électrique locale (la Confédération Helvétique compte plusieurs centaines de compagnies de distribution d'électricité) d'un fonds dédié, alimenté par une contribution volontaire qui est proposée à chaque abonné sous la forme de l'achat anticipé au prix de revient du marché, d'un certain nombre de kWh photovoltaïques. Le coût de ces kWh vient par contrat s'ajouter chaque année à la facture habituelle d'électricité. L'affectation précise du fonds, qui ne peut être utilisé que pour le financement d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau dans la zone desservie par la compagnie, est décidée par l'assemblée de tous les contributeurs, qui disposent d'un droit de vote proportionnel à leur contribution de l'année.

Le fondement juridique de cette démarche est une obligation constitutionnelle datant des années 80 pour les autorités cantonales et locales hélvetiques de favoriser le recours aux énergies renouvelables. Mises en place dans un premier temps essentiellement à l'initiative des municipalités exerçant un contrôle direct des compagnies électriques, les bourses solaires font maintenant l'objet de campagnes de promotion auprès de ces mêmes compagnies, de la part des autorités confédérales elles-mêmes. C'est, du reste, sur les conseils d'un technicien chargé d'une mission de cette nature dans la partie francophone de la Confédération que la solution exposée ci-dessous a été élaborée. Bien entendu, une adaptation au contexte juridique, culturel et organisationnel français est nécessaire, en raison notamment de la différence fondamentale du rôle et du fonctionnement des compagnies électriques entre les deux pays.

La solution proposée consiste à créer une association commerciale (baptisée E2S pour « Électricité Solaire de Savoie »), chargée, d'une part, de la promotion de la bourse solaire auprès des particuliers et des entreprises susceptibles de participer en tant que contributeurs, et auprès des maîtres d'ouvrage potentiels, d'autre part de l'exploitation technique et financière des équipements. L'association comporterait un collège de « maîtres d'ouvrage », propriétaires des équipements qui seraient loués à l'exploitant, et un collège des « contributeurs » comportant deux sous-ensembles – les particuliers et les entreprises. La compagnie électrique (EDF-Savoie) pourrait également participer en tant que contributeur, en complément du rôle d'acheteur du courant produit qui lui est dévolu par la loi.

L'organisation générale est résumée dans le **schéma 1**, page 30.

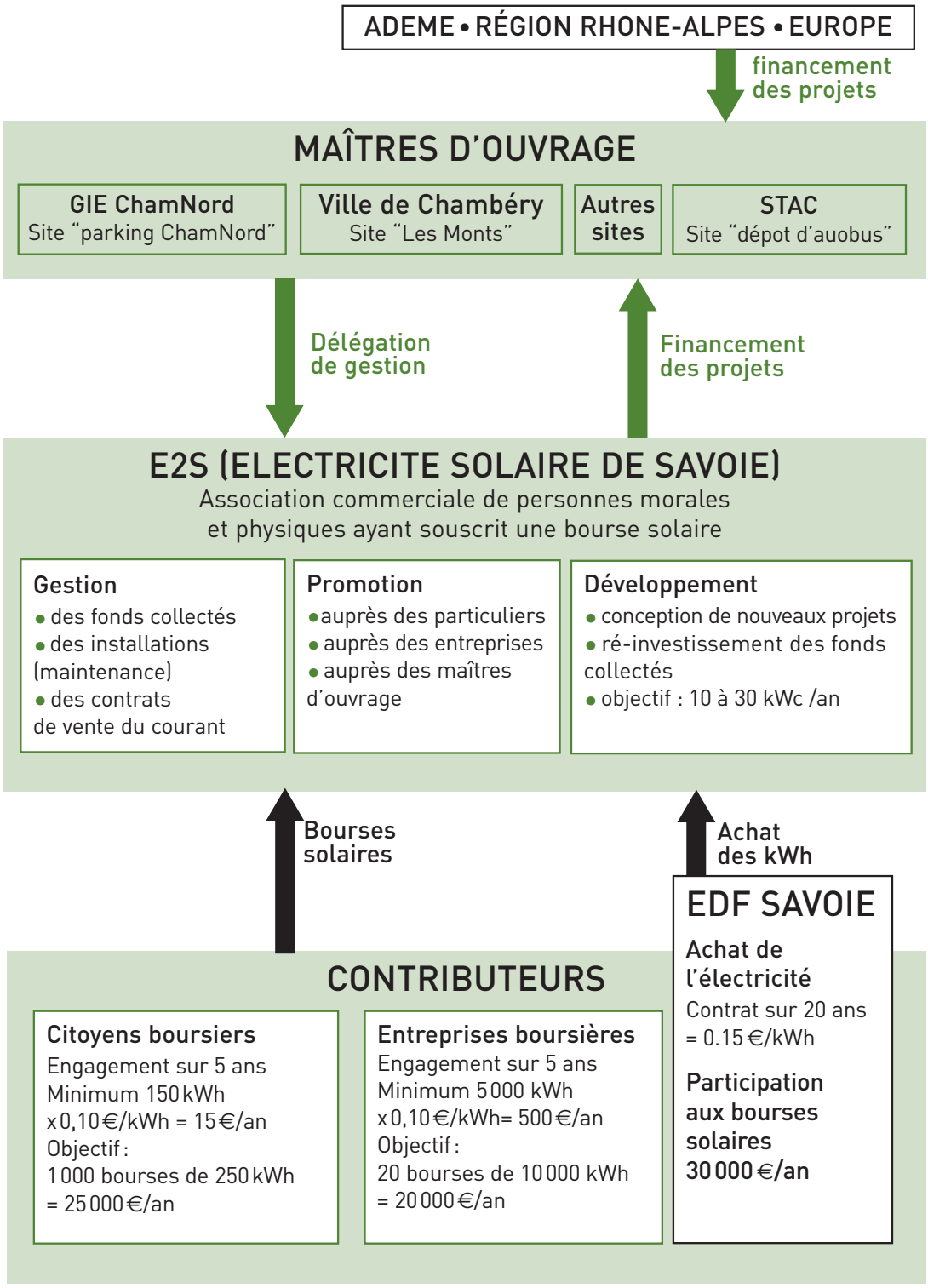


Schéma 1. Organisation générale de l'association commerciale « E2S »

L'économie du projet

Si l'on tente une projection sur le seul site « Les Monts » (100 kWc), en considérant que le loyer perçu par la ville de Chambéry serait valorisé au titre de « Bourse solaire » et qu'EDF Savoie apporterait pour sa part une bourse de 30 000 €, le budget de fonctionnement en moyenne annuelle sur les cinq premières années s'établirait comme suit.

Vente à EDF	110 000 kWh x 0,15 € = 16 500 €
Bourses des particuliers	25 000 €
Bourses des entreprises	20 000 €
Bourse Ville de Chambéry	30 000 €
Bourse EDF	30 000 €
Total des recettes	**121 500 €**

Tableau 1. Recettes

Loyer centrale des Monts	30 000 €
Maintenance et entretien	10 000 €
Gestion administrative	2 000 €
Communication	3 000 €
Assurances	5 000 €
Total des dépenses	**50 000 €**

Tableau 2. Dépenses de fonctionnement

Il resterait donc 71 500 € par an disponibles pour de nouveaux investissements, sur la base d'un financement à 50% de subventions, soit une capacité de 20 kWc supplémentaire chaque année.

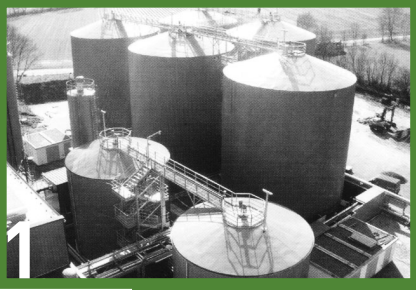
Calendrier

Les études techniques détaillées et la procédure d'approbation par la Ville de Chambéry concernant « Les Monts » devraient s'achever en septembre 2003, ouvrant la voix aux appels d'offres et aux travaux qui pourraient s'achever avant la fin 2003.

Photo Christophe Noisette

Vue du « toit bleu » à Montreuil (93-France)

ALLEMAGNE


1

2

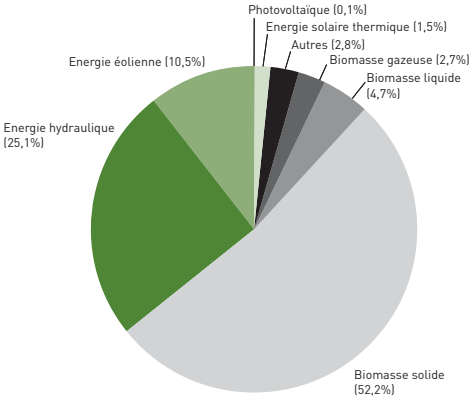
3

1. ETAT FÉDÉRAL DU BRANDENBOURG
   FONDS DE PLACEMENT « BIO-ÉNERGIE »
2. PADERBORN
   FERME ÉOLIENNE
3. CENTRE D'EXPOSITION DE MUNICH
   CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

Brève revue du cadre juridique, financier et social de l'investissement local dans les énergies renouvelables

Contexte énergétique

La consommation d'énergie primaire en Allemagne pour l'année 2000 a été estimée à environ 14 170 PJ. En 2000, 2,2 % de la consommation primaire d'énergie était issue des sources d'énergies renouvelables. La répartition des sources EnR est décrite dans le **graphique 1**.



Graphique 1. La répartition des sources d'énergie renouvelables

Source : Jahrbuch Erneuerbare Energien, 2001

Toutes les formes d'énergies renouvelables sont appelées à connaître une forte croissance dans les années à venir. En Allemagne, le gouvernement a mis en place de nouveaux programmes destinés à promouvoir ce marché, et il est aujourd'hui très fortement impliqué dans son financement. Cependant, à ce jour, la biomasse est une source d'énergie renouvelable encore sous-représentée dans la production d'électricité par rapport aux autres. Il suffit de la comparer avec l'hydraulique et l'éolien pour se rendre compte qu'il y a encore beaucoup à faire dans ce secteur. A ce jour, les énergies renouvelables représentent 2 à 3 % du mix d'énergie primaire consommée, mais la biomasse à elle seule devrait compter pour 8 à 12 % dans le futur. La biomasse solide telle que le bois a joué un rôle minime dans la production d'électricité renouvelable jusqu'en 2000. On l'utilisait principalement pour le chauffage. Aujourd'hui elle est devenue beaucoup plus intéressante économiquement, grâce à la hausse des tarifs d'achat imposée par la loi sur les énergies renouvelables, et aux dispositions du décret de production d'électricité à partir de la biomasse.

A la même époque, l'énergie éolienne allemande était en plein essor : 8753,8 MW de puissance éolienne ont été installés avant la fin de l'année 2001, ce qui représentait à l'époque un tiers de la puissance mondiale. Elle permet actuellement de couvrir 3,5 % des besoins en électricité en Allemagne. Le développement de l'industrie éolienne allemande s'est concrétisé par des fermes éoliennes de taille variable, dispersées dans l'espace et gérées par des petites entreprises et des coopératives.

A ce jour, 90 % des aérogénérateurs allemands appartiennent à des particuliers et plus de 200 000 personnes sont impliquées dans les programmes de coopératives. L'implication à grande échelle de petits investisseurs a contribué, en Allemagne, à un large soutien du public aux projets d'énergie éolienne et a réduit de façon significative le problème de NIMBY («not in my backyard» ou «pas de ça près de chez moi»).

Cadres juridique et financier

Au niveau national, la principale loi qui promeut le développement des énergies renouvelables est la loi pour les énergies Renouvelables (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), qui traite de la production d'électricité par le vent, l'eau, la géothermie, la biomasse et le photovoltaïque. Introduite au printemps 2000, cette loi remplace la «Loi relative à l'alimentation électrique du réseau par des sources d'énergie renouvelable», qui faisait dépendre le prix de l'électricité «verte» du prix moyen de consommation de l'électricité. La nouvelle loi régule la fourniture d'électricité renouvelable sur le réseau, fixe la fourchette de tarif d'achat de la production issue des énergies renouvelables, et oblige les compagnies d'électricité à accepter toute la production d'électricité renouvelable. C'est le gestionnaire du réseau le plus proche du site concerné qui achète l'électricité.

En application de la loi pour les énergies renouvelables, les tarifs d'achat correspondent à un barème de prix dégressif. Ce barème, tel qu'établi au 1er janvier 2002, est reproduit dans le **tableau 1**. L'application des tarifs n'est pas financée par les impôts, mais par le gestionnaire du réseau.

Type d'énergie renouvelable	Tarif d'achat	Note
Eolien terrestre	Prix minimum de 9 c€/kWh pour les cinq premières années, puis de 6,17 c€/kWh	A partir du 1/01/01 les tarifs d'achat minimum diminuent de 1,5% par an pour les nouvelles installations
Eolien off-shore	Pour les turbines installées avant 2006, le tarif d'achat maximum est de 9,0 c€/kWh pour les neuf premières années, puis de 6,17 c€/kWh	
Photovoltaïque	48,1 c€/kWh	
Biomasse ‹500 kW 500 kWw-5 MW 5 MW-20 MW	 10,10 c€/kWh 9,1 c€/kWh 8,6 c€/kWh	Les tarifs d'achat s'appliquent aux installations nouvelles et anciennes. Ils connaissent une baisse de 1% par an et s'étalent sur 20 ans.
Petite hydraulique, installations de gaz d'enfouissement sanitaire, d'extraction et d'épandage ‹500 kW	Taux minimum de 7,67 c€/kWh	
Géothermie ‹20 MW 20 MW	 8,95 c€/kWh 7,16 c€/kWh	

Tableau 1. Tarifs d'achat imposés par la loi relative aux énergies renouvelables

Subventions à l'investissement

Cette section présente les programmes de subventions destinés aux investissements dans les installations d'EnR. Ces programmes ne se limitent pas uniquement à encourager l'investissement dans les énergies renouvelables. Au niveau fédéral, plusieurs programmes soutiennent la percée des EnR sur le marché énergétique. On peut citer le Financement général des énergies renouvelables, programme du Ministère de l'Economie et de la Technologie, le programme pour 100 000 toits photovoltaïques, le Programme d'investissement du Futur (Zukunftsinvestitionsprogramm ZIP) et le programme éolien 250 MW. Nous examinerons ici une sélection des programmes les plus importants.

Le programme de financement général des énergies renouvelables par le ministère de l'Economie et de la Technologie

Ce programme se base sur les «Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien» du Ministère de l'économie et de la technologie. Il a été publié pour la première fois le 1er août 1995. Sa version la plus récente date du 15 mars 2002. Les mesures concrètes prévues dans cette version sont décrites au **tableau 2**.

Le Programme Eolien 250 MW

Ce programme a démarré en juin 1989 sous le nom de «Programme Eolien 100 MW». En février 1991, suite au vote de la Loi relative l'alimentation électrique, le programme Eolien 100 MW a évolué en programme Eolien 250 MW. Il attribuait des subventions destinées à l'implantation et au fonctionnement des aérogénérateurs sur des sites appropriés. La dernière subvention a été attribuée fin 1996. Le programme prévoyait que les éoliennes devaient être installés dans les 18 mois suivant l'attribution de la subvention, ce qui signifie que les derniers aérogénérateurs du programme éolien 250 MW ont été connectés au réseau électrique en été 1998. Le programme comprenait dès le début un plan de soutien dénommé «plan d'évaluation et de mesures scientifiques» qui prévoyait que toutes les turbines ayant reçu la subvention bénéficieraient d'un suivi scientifique pendant dix ans. Les personnes privées, les personnes morales, les sociétés de personnes, les administrations et les institutions publiques étaient éligibles à cette subvention. Les subventions d'investissements accordées ont couvert jusqu'à 25 % du prix des installations, atteignant un maximum de 46 016 €. De plus, le programme offrait une subvention de fonctionnement pouvant atteindre jusqu'à 0,031 € par kWh injecté dans le réseau électrique public.

Le Programme des 100 000 Toits Photovoltaïques

Ce programme, présenté initialement le 23 décembre 1998, est entré en vigueur le 1er janvier 1999 et est géré par l'Institution Allemande de Crédit pour la Reconstruction (Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW). Il soutient l'installation ou l'extension de systèmes photovoltaïques dont la puissance nominale atteint au moins 1 kWc. Pour de telles installations, des prêts à un taux très faible (en-

Table 2. Mesures de soutien du programme de Financement Général des Energies Renouvelables du Ministère de l'Economie et de la Technologie (Source: Financement Général des Energies Renouvelables par le Ministère de l'Economie et de la Technologie)

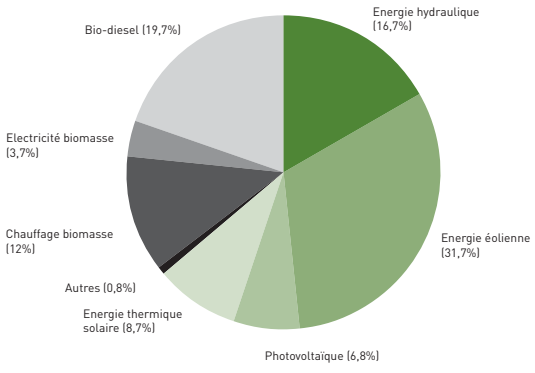
Subventions directes	Prêts à taux d'intérêt spécial accordés par la Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW	Les fonds disponibles depuis le début du programme s'élèvent à :	
Installation et extension de systèmes de chauffage solaire ; installation : 92 €/m² de collecteur, maximum 25 000 €.	Installations biomasse pour une production de chauffage supérieure à 100 kW.	1994	5,11 M€
Installations biomasse pour une production de chauffage de moins de 100 kW : 55 €/kW, 1 500 € minimum par installation.	Installations de géothermie.	1995	15,34 M€
Installation de centrales photovoltaïques dans les écoles 1 kWc: tarif fixe de 3 000 €.	Installations à gaz de fermentation des déchets agricoles.	1996	15,34 M€
	Installation, extension et ré-activation de centrales hydrauliques produisant jusqu'à 500 kW.	1997	10,23 M€
	Cogénération biomasse.	1998	10,23 M€
		1999	102,26 M€
		2000	102,26 M€
		2001	153,39 M€
		2002	204,50 M€
		2003	estimation à 230 M€

viron 2 %) sont accordés, remboursables sur dix ans avec une marge de démarrage (sans remboursement) pouvant atteindre deux ans. Le financement peut atteindre 100 % du coût de l'installation avec un maximum de 500 000 €. Il est possible de cumuler ce prêt avec d'autres programmes de soutien. Les emprunteurs ont l'option de renoncer au paiement final au bout de neuf ans de remboursement, si le système PV fonctionne encore. Les formulaires de demandes de ce prêt doivent être acceptés par la banque, qui recevra l'argent de la KfW et le transmettra ensuite au bénéficiaire. Le programme sera en vigueur de 1999 à 2004. A l'origine, le programme était prévu pour financer 350 MW de puissance photovoltaïque. Cependant, en raison du boom des systèmes PV engendré par la hausse des tarifs de vente en mars 2000, cette capacité d'installation des 350 MW aurait virtuellement pu être atteinte dès 2003. C'est pourquoi le gouvernement a décidé dès juin 2002 d'augmenter ce seuil à 1 000 MW dans le cadre du programme « 100 000 toits PV ».

« European Recovery Programme » (ERP) Programme pour l'Environnement et les Economies d'Energie

Géré par une autre banque fédérale, la Deutsche Ausgleichsbank (DTA), le programme pour l'environnement et les économies d'énergie (ERP Umwelt-und Energieeinsparprogramm) propose des prêts à long terme et à faibles taux d'intérêts pour financer les investissements dans les EnR, tels que la géothermie, le solaire PV, la biomasse, le biogaz, l'énergie hydraulique et l'éolien.
Les prêts peuvent financer jusqu'à 50% de l'investissement total. Les taux d'intérêts se situent aux environs de 5% par an sur une période de dix ans. Les prêts peuvent s'étaler sur 20 ans pour les gros projets, avec une période de démarrage sans remboursement de crédit qui peut aller de deux à cinq ans.
Le montant total des subventions du secteur public pour l'année 2000 s'est élevé à environ 1,17 milliard d'euros. La participation du secteur public en fonction des sources EnR est détaillée avec le **schéma 2**. L'industrie éolienne concentre la plus grande part des aides publiques.

Schéma 2. Participation du secteur public dans les différentes EnR pour l'année 2000
(source : Jahrbuch Erneuerbare Energien, 2001)

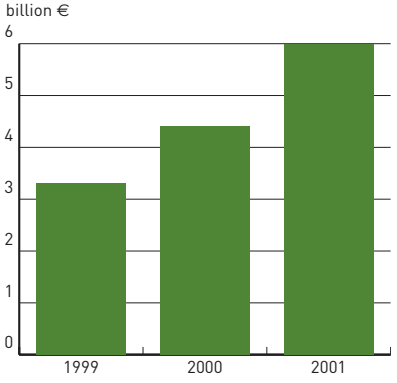


De manière générale, le subventionnement par le secteur public constitue un moyen non négligeable de favoriser le développement et l'utilisation des EnR. De plus, comme la plupart des programmes de subventions ne couvrent pas 100 % des coûts d'investissement, ils encouragent le secteur privé à proposer des solutions de cofinancement.

Investissements du secteur privé

Les foyers privés et entreprises qui désirent investir dans les énergies renouvelables peuvent choisir de financer leur installation par leurs propres moyens. Il existe des solutions alternatives pour ceux qui n'en ont pas les moyens.
Les plus importantes sont les fonds communs d'investissement. En l'espace de deux ans (voir **schéma 3**), les personnes privées ont investi 10 milliards d'euros dans les EnR (vent, eau, soleil, biomasse et géothermie). En 2001, il a atteint un montant record, avec une augmentation de 4,4 à 6 milliards d'euros. Ce sont les petites et moyennes entreprises qui ont le plus tiré profit de cette évolution.

Schéma 3. Evolution de l'investissement privé dans les EnR



Cadre social

En Allemagne, l'investissement du secteur privé occupe une part importante dans le domaine énergétique, et bénéficie principalement aux petites entreprises ou à des foyers privés. Ce sont les compagnies d'électricité, les sociétés productrices de combustible fossile ainsi que les personnes morales et petits fournisseurs spécialisés dans les EnR qui font le plus d'investissements de ce type.
La Loi pour les EnR (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) a encouragé de façon significative l'investissement local dans les énergies renouvelables. Elle a permis à de nombreux investisseurs locaux du secteur privé de devenir eux-mêmes producteurs d'électricité et leur a donné un argument de poids contre les opérateurs hésitants. Ils ont pu ainsi vendre leur énergie propre pour un prix acceptable.
En ce qui concerne la demande d'EnR pour l'année 2002, environ 350 000 consommateurs se sont alimentés en énergie verte auprès des différents fournisseurs allemands. Cela représente une augmentation de 16% par rapport à 2001. Mais malgré l'image positive des EnR qui ressort des études de marché, la plupart des Allemands ne souhaitent pas actuellement, en raison de coûts encore élevés s'approvisionner en l'électricité verte.

Simonsberg
ferme éolienne

1

La ferme éolienne de Simonsberg a une puissance installée de 5,5 MW. Implantée dès octobre 1993, elle a été l'une des installations pionnières du marché allemand. Le projet est basé près de Husum et comprend onze turbines éoliennes Enercon E-40 de 500 kW chacune. La ferme éolienne appartient conjointement à trois personnes privées. Elle constitue un exemple typique des fermes d'initiative privée qui ont été créées dans les années 90.

Introduction

L'énergie éolienne a été locomotive du secteur des énergies renouvelables. Son succès a eu une influence significative sur le débat relatif à la fourniture d'énergie dans l'avenir. Les leçons politiques tirées du développement de l'industrie éolienne s'appliqueront sans doute à d'autres énergies renouvelables dans un futur proche.

En janvier 1991, le tarif d'achat pour l'électricité renouvelable a été introduit en Allemagne. Les fermiers qui se trouvaient sur les sites les plus ventés d'Allemagne, c'est-à-dire en bordure de la mer du Nord, ont commencé à envisager d'utiliser leurs terres pour produire de l'énergie éolienne. Les restrictions en terme de production qui, dans les années 80, limitaient l'utilisation des éoliennes à l'autoapprovisionnement, étaient balayées par la nouvelle loi. Alimenter le réseau électrique par sa propre production d'électricité devenait plus intéressant que de pourvoir à ses propres besoins en électricité. Ces circonstances se sont traduites par l'évolution de la taille des éoliennes et de la taille des projets. Faire une demande d'autorisation de construction ne relevait plus d'une question d'autoapprovisionnement mais d'un investissement privé.

Propriété et Organisation

A cette époque, la plupart des projets a été lancé par des agriculteurs propriétaires fonciers, qui ont organisé tout le processus de planification eux-mêmes. La phase de prospection était caractérisée par l'établissement de relations privilégiées avec l'administration locale et grâce à des échanges fréquents en petits cercles (familaux, amicaux...). Pour les investissements prévoyant l'installation de plus d'un aérogénérateur, comme c'est le cas pour Simonsberg, il était nécessaire de créer une société. Il était assez facile de trouver des partenaires au niveau local. La ferme éolienne de Simonsberg appartient à trois agriculteurs qui vivent dans le même voisinage et qui ont ensemble initié le projet. Pour des projets d'échelle plus modeste, les associés se constituent souvent en sociétés civiles (GbR), et assument tous les risques financiers de façon solidaire.

Le financement de la ferme éolienne

Pour les projets d'initiative privée, comme c'est le cas pour la ferme de Simonsberg, les coûts de développement peuvent être réduits à un minimum. Il n'y a pas de frais d'administration ou d'organisation des actionnaires. L'investissement peut être négocié avec une banque locale. Le **tableau 1** donne une vue d'ensemble de l'investissement total pour les projets de ce type.

Coûts d'investissement		
Aérogénérateurs (11 Enercon-40)	80.6 %	5 753 000 €
Fondations	5.9 %	418 000 €
Station de transmission	0.7 %	50 000 €
Connexion au réseau, y compris station de transformation	8.6 %	615 000 €
Routes	1.1 %	78 000 €
Planification et supervision de la construction	1.8 %	130 000 €
Création de société, conseil fiscal, conseil juridique	0.4 %	25 000 €
Paiement pour l'étude d'impact sur l'environnement	1.0 %	70 500 €
Total des coûts d'investissement	**100 %**	**7 139 500 €**
Coût du kW installé		**1 298 €/kW**

TABLEAU 1. COÛT TOTAL D'INVESTISSEMENT DU PROJET

Les auteurs du projet se sont tournés vers les programmes de subventions des États fédérés pour rassembler une partie des fonds propres nécessaires (voir **tableau 2**). Dans les sites ventés les subventions accordées ne pouvaient pas dépasser 10 % des fonds propres.
Le « European Recovery Programme » (ERP) est traité par la KfW, banque gérée par l'État. Ce programme accorde des prêts à taux d'intérêts d'environ 1,5 % en dessous du taux habituel mais limite leur montant à 50 % de l'investissement total.
La Deutsche Ausgleichs-Bank (DtA), autre banque nationale, prévoit aussi des programmes spéciaux pour les investissements en matière d'environnement. Ses taux d'intérêts sont à peu près les mêmes que ceux de l'ERP, mais elle limite le montant de l'apport à 25 % de l'investissement total. Le cumul des deux prêts est possible. Les deux programmes proposent des prêts remboursables sur une période de dix ans.

Capitaux propres (d'investisseurs privés)	10%	700 000 €
Subventions (accordées par l'Etat de Schleswig Holstein)	2%	150 000 €
Prêt ERP	50%	3 569 500 €
Prêt DtA	24%	1 720 000 €
Prêt bancaire	14%	1 000 000 €
Total du financement	**100%**	**7 139 500 €**

Tableau 2. Financement du projet

Economie

L'économie de la ferme éolienne de Simonsberg est basée sur le système allemand des tarifs d'achat. Dans les premières années de son exploitation, les tarifs étaient déterminés par la Loi relative aux les énergies renouvelables (REFIT). Les prix par kWh atteignaient 90 % du prix moyen national payé par le consommateur. Les tarifs d'achat ont donc varié, de 1993 à 2000, entre 0,082 € et 0,088 €. Depuis avril 2000, la Loi pour les Energies Renouvelables (EEG) remplace l'ancienne REFIT. Les prix sont maintenant fixés indépendamment du prix de l'électricité en général. En ce qui concerne la ferme éolienne de Simonsberg, le tarif d'achat atteindra 0,091 € pendant une période minimum de quatre ans. Pour les années suivantes et jusqu'en 2013, le tarif d'achat baissera à 0,062 €. Le tarif moyen pour la première décennie aura été de 0,087 €. La moyenne du prix sur la durée totale de l'exploitation (20 ans) est de 0,076 €.
Les conditions favorables du site de Simonsberg conduisent à une production annuelle de 14 300 MWh, en prenant en compte les pertes liées aux problèmes techniques, les déconnexions au réseau et la perte de productivité de la ferme. Si l'on se base sur un tarif d'achat moyen de 0,087 € pour les dix premières années, le parc éolien produit un revenu annuel de 1 244 100 € (voir **tableau 3**)

Production d'énergie annuelle	14 300 MWh
Tarif d'achat	0,087 €/kWh
Recettes annuelles	1 244 100 €

Tableau 3. Recettes annuelles

Le **tableau 4** donne une vue d'ensemble des dépenses annuelles. Pendant la première décennie, le revenu annuel doit être consacré au remboursement du prêt et des intérêts. Après dix ans, les paiements à la banque sont terminés. Dans le cas de la ferme éolienne de Simonsberg, les frais d'entretien et de maintenance (O&M) se limitent pratiquement aux frais d'entretien, les associés ayant signé un contrat de service avec le fabricant des éoliennes. Ce contrat (Enercon Partner Concept) couvre tous les frais d'entretien et les services afférents, y compris les pièces de rechange et les principales assurances. Par conséquent, les associés ont moins d'assurances complémentaires à contracter, et n'ont pas besoin d'acheter des pièces de rechange pendant la première décennie. On considère que les frais O&M vont pratiquement doubler durant la seconde décennie, parce qu'il sera nécessaire de changer beaucoup de composants (pales, roulements etc.)

Entretien	161 260 €
Assurance	4 400 €
Location des terres	35 000 €
Electricité et téléphone	8 000 €
Gestion	10 000 €
Frais O&M annuels total	**218 660 €**
Coûts O&M annuels spéciaux (1ère décennie)	0,015 €/kWh
Coûts O&M annuels spéciaux (2nde décennie)	0,030 €/kWh
Coûts de capital (moyenne 1re décennie)	943 272 €
Total des dépenses annuelles	**1 161 872 €**

Tableau 4. Dépenses annuelles

Le coût de production d'électricité par kWh peut être estimé comme suit (voir **tableau 5**)
Si l'on considère que la durée de vie de l'installation est de 20 ans, le coût spécifique de l'investissement revient à environ 0,025 €/kWh. On estime que les coûts O&M doublent pendant la seconde tranche de dix ans (voir ci-dessus) et les intérêts cumulés atteignent un total de 2 517 718 € pendant la période de remboursement des prêts. La production d'électricité coûte donc 0,0565 €/kWh.

Coût spécifique d'investissement sur 20 ans	0,0250 €/kWh
Coût spécifique O&M (20 ans en moyenne)	0,0225 €/kWh
Coût moyen des intérêts bancaires	0,0090 €/kWh
Coûts de production d'électricité	0,0565 €/kWh

Tableau 5. Calcul du coût de production de l'électricité

Il n'est pas facile de chiffrer le revenu par actionnaire, étant donné que l'imposition des bénéfices dépend de la situation financière de chaque associé.

Etat fédéral du Brandenbourg

le fonds de placement « Bio-energy »

2

Le dénommé « Biopower Yield Fund 1 » constitue fait le premier fonds biogaz destiné aux investisseurs privés en Allemagne. Les investisseurs intéressés sont invités à participer à l'implantation de trois sites de cogénération de biomasse, d'une capacité de production totale de 4,55 MW, conçus pour produire du chauffage et de l'électricité à partir du biogaz.

Projet de trois sites de production d'électricité à partir de biomasse

Deux des installations électriques concernées sont situées en Allemagne (à Alteno et Karstädt dans l'Etat fédéral du Brandenbourg). La dernière installation est située à Holsworthy, dans le sud du Royaume-Uni. Les installations électriques sont alimentées en biogaz créé à partir de déchets animaliers et agricoles et de résidus industriels organiques. Elles devraient produire approximativement 32 millions de kWh d'électricité et 35 millions de kWh de chauffage par an. Les trois installations ont été réalisées par la société «farmatic biotech energy ag», qui est également responsable du fonctionnement technique des installations. Les aspects techniques du projet sont décrits dans le **tableau 1**.

L'économie des centrales co-génération au biogaz

L'électricité produite sera vendue au réseau public sur la base des tarifs d'achat fixés par la Loi pour les énergies renouvelables en Allemagne (EEG), et l'Obligation des combustibles non fossiles NFFO (applicable au site du Royaume Uni). Ces deux lois fixent les tarifs d'achat à 0,096 €/kWh et 0,083 €/kWh pour l'électricité produite à partir de biogaz. Le chauffage produit sera vendu aux consommateurs locaux sur la base de contrats de fourniture à long terme.

Propriété et Organisation (voir schéma 1)

La société Schroeder & Co, située à Hambourg, a récemment annoncé l'ouverture du « Biopower Yield Fund 1 », le premier fonds de biogaz destiné aux investisseurs privés en Allemagne. Les investisseurs intéressés participent indirectement aux sites d'implantation en achetant des actions du Biopower Yield Fund, qui est géré par une société commerciale (BioPower Rendite-fonds I Gmbh & Co KG).

Le financement des sites d'implantation (voir tableau 2)

Le volume global du fonds a été calculé pour atteindre environ 5 M€; les actionnaires doivent effectuer un apport minimum de 15 000 € pour participer à ce fonds. Le fiduciaire étudie les demandes des actionnaires et invite ceux-ci à verser la somme correspondante (plus 5 % de prime). Une société d'audit indépendante et certifiée est chargée de vérifier que la gestion est bien conforme aux termes du contrat. La durée de la société gestionnaire du fond n'est pas déterminée. Mais les statuts prévoient qu'elle sera dissoute au plus tôt fin 2016. Les actionnaires pourront alors choisir de vendre leurs actions à l'opérateur « Farmatic » pour un prix équivalent à 30 % du prix d'achat initial. « Farmatic » pour sa part disposera, à l'issue d'une période 15 ans, d'une option d'achat sur les actions des trois sites pour un prix équivalent à 50 % du prix d'achat initial. Le retour sur capital après la période de 15 ans devrait atteindre 225 %, ce qui représente un bénéfice net de 12,4 % par an, en prenant en compte la hausse du taux d'imposition. Ce bénéfice pourrait même être plus élevé si on envisage des revenus générés par le recyclage du chauffage produit (qui n'est pas pris en compte dans le calcul précédent) et la mise en place d'une certification de commerce qui est prévue pour les années à venir. De plus, une nouvelle loi, consacrée exclusivement au biogaz, devrait lui permettre d'alimenter le réseau de gaz, au lieu de produire de l'électricité.

	Alteno	Karstädt	Holsworthy
Processus technique de conversion	Anaérobie simple	Fermentation mésophile	Fermentation mésophile
Débit	Environ 86500 t/a	Environ 80 000 t/a	Approx. 147 000 t/a
Sélection des matières utilisées	Nourriture invendue et nourriture semi luxe ; résidus de conserves, laiteries, industries des édulcorants de fruits, résidus de molasse, déchets de cuisine et cantines	Nourriture invendue ; déchets animaliers ; déchets graisseux ; boues de distilleries ; boues de production de gélatine.	Nourriture superposée : déchets animaliers
Extraction de biogaz	500 Nm^3/h 4,4 Mio. Nm^3/a	410 Nm^3/h 3,6 Mio. Nm^3/a	685 Nm^3/h 6.0 Mio. Nm^3/a
Puissance installée	1,252 kWel	1,202 kW_{el}	2,100 kW_{el}
Production d'énergie annuelle	10,25 Mio. kWh_{el} 12,4 Mio. kWh_{th}	8,15 Mio. kWh_{el} 5,3 Mio. kWh_{th}	13,9 Mio. kWh_{el} 17,3 Mio. kWh_{th}
Consommation d'énergie annuelle	1,1 Mio. kWh_{el} 1,9 Mio. kWh_{th}	0,5 Mio. kWh_{el} 2,1 Mio. kWh_{th}	0,9 Mio. kWh_{el} 3,6 Mio. kWh_{th}

Tableau 1. Details techniques

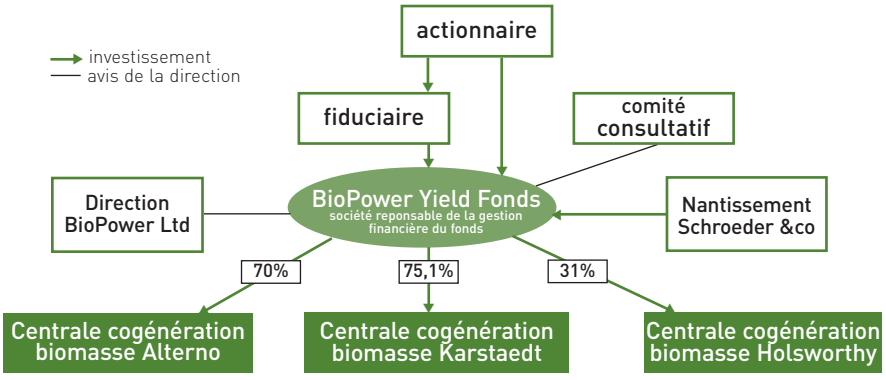


Schéma 1. organigramme

Application du fonds		€	€	%
Achats des intérêts à centrale cogénération biomasse	Alteno 70 % Karstädt 75,1% Holsworthy 31,0%		5 471 000	86,2
Crédit de relais	Crédit de relais d'achat		174 000	2,7
Levée de capital et services externes			596 000	9,4
	•Coût de financement[1]	458 000		
	•Marketing	26 000		
	•Coûts promotionnels	10 000		
	•Conseil	36 000		
	•Phase de gestion préliminaire	39 000		
	•Paiement fiduciaires (phase d'investissement)	27 000		
Réserves de liquidités	Cash reserves		110 000	1,7
Application totale du fonds			**6 351 000**	**100,0**

Source du fonds		€	€	%
Commandite	Commandite Société de Holding Biokraft		1 000 000	15,7
Capital de la société à responsabilité limitée			5 351 000	84,3
	•Participation dans la société à responsabilité limitée SHI[1]	5 000		
	•Participation dans la société à responsabilité limitée Schroeder & Co[1]	20 000		
	•Capital d'émission[1]	5 326 000		
Total des sources du fonds			**6 351 000**	**100,0**

1. Plus 5% de prime

Tableau 2. Financement

Paderborn
Ferme éolienne

3

La ferme éolienne de Paderborn a une puissance d'environ 18,2 MW. Le projet est basé près de Paderborn en Rhénanie du Nord-Westphalie et comprend onze aérogénérateurs VESTAS V-66, de 76 m de haut et d'une puissance de 1,65 MW chacun. Un groupe de promoteurs locaux a initié ce projet éolien qui appartient actuellement à 91 actionnaires. La mise en service s'est faite en novembre 2000. Le contexte économique du projet se base donc sur l'actuelle Loi pour les Energies Renouvelables en Allemagne (EEG).

Introduction

La région de Paderborn est l'un des sites les plus ventés de l'intérieur des terres de Rhénanie du Nord-Westphalie et il existe une forte concentration éoliennes. Les habitants de la région sont bien informés sur l'énergie éolienne et l'acceptation locale est très bonne. L'énergie éolienne est devenue un vecteur économique créant des emplois au niveau local. Les autorités locales ont l'habitude de gérer les procédures de permis de construire des fermes éoliennes.

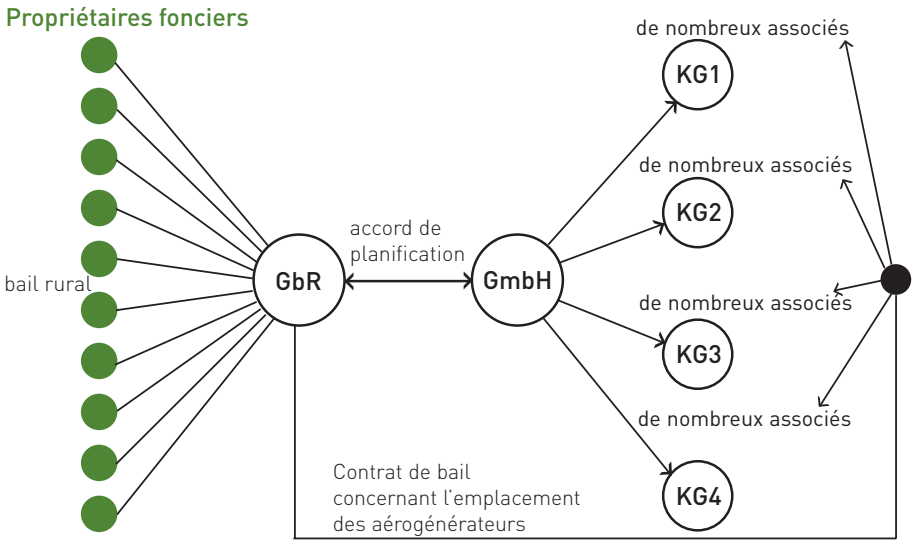
Propriété et Organisation

Avec la croissance de l'industrie éolienne, les parcs éoliens sont devenus plus importants et les personnes impliquées dans l'ensemble de ce secteur plus nombreuses. Ces dernières années, le marché allemand de l'énergie éolienne s'est développé rapidement et on a pu déplorer des dérives de certains bureaux d'étude et développeurs désireux d'argent facile mais peu soucieux des résidents, des agriculteurs, des coopératives et de l'opinion publique.

Afin de limiter les problèmes de procédure, les acteurs économiques du parc éolien de Paderborn ont, dès le début, créé une coopérative de propriétaires fonciers et établi ensemble quelques règles relatives à la participation des personnes impliquées dans ce projet. Le caractère local du projet a un effet très positif sur l'acceptation du public à long terme.

La rémunération équitable des propriétaires fonciers du GbR en fonction de la surface en mètres carrés de leurs terres (voir **schéma 1**) a constitué une étape importante du projet. Elle a permis à chaque propriétaire de percevoir le prix de location de ses terres, indépendamment de l'endroit exact où allaient être érigés les aérogénérateurs. Cela a permis d'éviter les querelles de voisinage. Les propriétaires fonciers ont pris l'initiative de leur propre organisation. Ils ont créé une société civile de propriétaires fonciers (GbR), qui leur a permis de conclure un accord de planification avec le promoteur du projet. Le choix des emplacements a ainsi été discuté dans la transparence. Au moment de l'entrée dans la phase opérationnelle, une société à responsabilité limitée a été créée (GmbH). Cette société a fait appel aux investisseurs privés pour rassembler le capital nécessaire. La plupart des investisseurs ont été trouvés au niveau local. Les propriétaires ont donc pu saisir une seconde opportunité de percevoir des revenus de la ferme éolienne, soit en devenant membres d'une société en commandites (KG), soit en installant leur propre éolienne sur le site.

La société à responsabilité limitée joue un rôle complémentaire dans la structure de l'organisation. Elle est chargée de surveiller la période de construction et de gérer le fonctionnement de la ferme éolienne aux niveaux technique et administratif. Au total, 91 investisseurs privés (Kommanditisten), possédant différents types de participation, sont impliqués dans le financement du parc. La participation des habitants aux bénéfices de la ferme éolienne garantit dans une certaine mesure un accueil favorable du projet au niveau local. Les promoteurs doivent maintenir le montant de la part minimale à un niveau relativement bas, et réserver une part de l'investissement



GbR : Société civile entre les propriétaires fonciers, destinée à fixer le montant net du loyer.

GmbH : Société à responsabilité limitée qui gère la phase « complémentaire » de la planification, ainsi que le fonctionnement de la ferme éolienne

KG : Société en commandite de capitaux qui permet à de nombreux commissionnaires d'acheter des participations dans le parc éolien

Schéma 1. Organigramme de la ferme éolienne

aux acteurs locaux afin de créer un sentiment de solidarité autour de ce projet.

Le financement de la ferme éolienne

Le tableau 1 montre la répartition de l'investissement total. Les coûts additionnels, comme la connexion au réseau ou à la construction de routes d'accès sont relativement plus bas pour les gros projets. Parallèlement, les coûts de la procédure de développement et du travail administratif lié à la société fondatrice etc., deviennent plus élevés pour ce type de projets que pour les projets réalisés par des investisseurs privés au tout début des années 90.

Total de l'Investissement		
Aérogénérateurs (11 Vestas V-66)	86,6%	16 310 200 €
Fondations	3,2%	590 600 €
Station de transmission	0,3%	55 000 €
Connexion au réseau incluant station de transformation	4,3%	815 500 €
Routes d'accès	0,9%	165 000 €
Planification et surveillance de la construction	3,0%	550 000 €
Création de la société, conseil fiscal et juridique	1,0%	187 000 €
Compensation de l'impact sur l'environnement	0,9%	165 000 €
Coût total de l'investissement	100%	18 838 300 €
Coût spécifique d'investissement		**1 035 €/kW**

Tableau 1. Le total des coûts d'investissement du projet

A l'époque du financement de la ferme éolienne de Paderborn, les subventions de l'Etat fédéral n'étaient déjà plus en vigueur. Ces mesures incitatives n'ont existé qu'au lancement des énergies renouvelables sur le marché allemand. Les fonds propres nécessaires (20%) ont été financés par le groupe de sociétés en commandite Kommanditisten (KG) (voir tableau 2).

Le « European Recovery Programme » (ERP) est traité par la KfW, banque gérée par l'État. Ce programme accorde des prêts à taux d'intérêt d'environ 1,5 en dessous du taux habituel mais limite leur montant à 50% de l'investissement total. La Deutsche Ausgleichs-Bank (DtA), banque nationale, prévoit aussi des programmes spéciaux pour les investissements en matière d'environnement. Ses taux d'intérêts sont à peu près les mêmes que ceux de l'ERP, mais elle limite le montant de l'apport à 50 % de l'investissement total. Le cumul des deux prêts est possible. Les deux programmes proposent des remboursements sur une période de dix ans, et doivent être exécutés par l'intermédiaire d'une banque commerciale.

Financement		
Fonds propres (d'investisseurs privés)	20 %	3 767 800 €
Prêt ERP	50 %	9 419 150 €
Prêt DtA	30 %	5 651 500 €
Financement Total	**100 %**	**18 838 300 €**

Tableau 2. Le financement du projet

L'économie du projet

L'économie de la ferme éolienne de Paderborn est basée sur la Loi pour les énergies renouvelables en Allemagne (EEG), en vigueur depuis avril 2000. Les tarifs d'achat de l'électricité sont régulés en deux temps : durant la première phase de l'opération, ils seront fixés à un prix élevé de 0,091 €/kWh. Dans la seconde phase, qui commence après une certaine période calculée en fonction de la qualité du vent sur le site, ce taux sera abaissé à 0,062 €/kWh. Pour les projets lancés après 2002, ces taux seront réduits de 1,5% par an. Les conditions météorologiques de Paderborn conduisent à une production électrique de 31 350 MWh par an.

Paderborn (suite)

Ce chiffre annuel prend en compte les pertes liées aux problèmes techniques, la disponibilité du réseau et le rendement du parc. Avec ces conditions de vent, le deuxième taux devrait être appliqué au bout de 15 ans de fonctionnement. Le prix moyen de l'électricité sur une durée de vie de 20 ans s'élève donc à 0,084 €/kWh.
Le revenu annuel est estimé à 2 852 850 € pour les 15 premières années (voir **tableau 3**)

Production d'électricité annuelle	31 350 MWh
Tarif d'achat	0,091 €/kWh
Revenu annuel	**2 852 850 €**

Tableau 3. Revenu annuel

Le **tableau 4** donne une vue d'ensemble des dépenses annuelles. Pendant les douze premières années, la plus grande part du revenu annuel doit être consacrée au remboursement du capital et des intérêts. Après douze ans, les paiements à la banque sont terminés. Dans le cas de la ferme éolienne de Paderborn, des réserves sont constituées pour l'entretien et la maintenance (O&M). Elles permettront d'une part de compenser une production faible durant les années peu venteuses et d'autre part de payer le remplacement nécessaire de certaines pièces de rechange durant la deuxième décennie de l'installation. Leur montant est calculé sur une base fixe pour toute la durée de vie de l'installation ; en conséquence, il n'y a qu'une augmentation marginale à prévoir pour la seconde décennie. On estime que les coûts O&M spécifiques vont rester au taux de 0,030 €/kWh.

Dépenses annuelles	
Maintenance	88 000 €
Assurance	53 900 €
Location de terres	142 650 €
Electricité et téléphone	15 455 €
Gestion	165 000 €
Réserves	330 000 €
Autres	132 000 €
Total des coûts O&M annuels	927 005 €
Coût O&M spécifique annuels (1re décennie)	0,030 €/kWh
Coût O&M spécifique annuels (2e décennie)	0,030 €/kWh
Coût lié au capital (moyenne sur les 12 premières années)	1 534 500 €
Total des dépenses annuelles	**2 461 505 €**

Tableau 4. Dépenses annuelles

Le coût de production par kWh est estimé dans le **tableau 5**.
Si l'on se base sur une durée de vie de 20 ans, les coûts relatifs à l'investissement s'élèvent à 0,030 €/kWh. Les coûts O&M sont estimés à un niveau de 0,030 €/kWh, ce qui permet d'accumuler un capital permettant la couverture de tous les problèmes techniques éventuels (voir ci-dessus). Les intérêts cumulés s'élèvent à 33 43 3 350 € pour la période de remboursement des emprunts. Ce qui donne un coût de production d'électricité de 0,065 €/kWh.

Coût spécifique de l'investissement sur 20 ans	0,030 €/kWh
Coût spécifique O&M (moyenne de 20 ans)	0,030 €/kWh
Coût moyen d'intérêt des prêts bancaires	0,005 €/kWh
Coût de production de l'électricité	**0,065 €/kWh**

Tableau 5. Calcul du coût de production de l'électricité

Il n'est pas facile de chiffrer le revenu par actionnaire, étant donné que l'imposition des bénéfices dépend de la situation financière de chaque associé.

Munich : Centre d'exposition

Investissement local dans l'énergie solaire

4

Depuis novembre 2002, les toits du centre d'exposition de Munich accueillent la plus grande installation photovoltaïque (PV) du monde. Elle a été partiellement financée par un fonds destiné aux énergies solaires, connu sous le nom de "Phönix SonnenFonds".

L'installation solaire

Cette installation permet d'alimenter le réseau électrique municipal à hauteur de 1 000 000 kWh produits par l'énergie solaire. 7 560 modules solaires de Shell Solar ont été installés sur une surface qui s'étend sur les six halles sud du centre d'exposition de Munich, soit 63 000 m². Ils fournissent une puissance maximale de 1 058 kW. La puissance crête de l'ensemble de l'installation atteint environ 2,1 MW (en 1997, le premier dispositif du centre d'exposition a commencé à alimenter le réseau de distribution public en électricité, avec une puissance de 1 MWc). Elle est maintenant suffisante pour couvrir les besoins en électricité d'environ 700 foyers privés, si l'on considère une radiation moyenne annuelle de 1 132 kWh/m² sur l'ensemble du site.

L'économie du projet

L'électricité produite est vendue au réseau public sur la base de tarifs d'achat fixés par la Loi pour les Energies Renouvelables en Allemagne (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG). Cette loi fixe le tarif de l'énergie PV à 0,481 €/kWh. Cette production d'électricité PV permet d'éviter l'émission annuelle de 2 000 tonnes de CO_2 qui auraient était émis si l'électricité avait été produite à partir de combustibles fossiles.

Le financement des toits photovoltaïques

Le coût de construction de la nouvelle installation PV est estimé à environ 5,55 M€. Il est financé grâce à l'émission d'actions (fonds solaire). Environ 50 % du coût de construction sera financé par des investisseurs extérieurs. Les 50 % restants seront financés par les actifs réels nets du Phönix SonnenFonds.

Phönix Projekt & Service AG (société anonyme), une filiale de Phönix SonnenStrom AG, a pris la direction générale du projet. Elle est responsable du financement et de l'administration du fonds solaire. Les investisseurs intéressés peuvent participer au financement de l'installation en achetant les parts d'une société en commandite. L'apport minimal pour participer à ce fonds est de 5 000 € (plus 5 % de prime).

La durée de vie du fonds solaire est de 22 ans, avec un retour sur capital estimé à 185 % au cours de cette période.

2e partie

discussion & perspectives

Des présentations générales et des études de cas qui précèdent, trois constats peuvent être établis :

- Du point de vue du développement des filières d'énergie renouvelable, les pays partenaires se scindent en deux groupes. D'un côté, l'Allemagne et le Danemark se distinguent par une forte pénétration des énergies renouvelables dans leur bilan énergétique global. A l'inverse, la France possède un fort potentiel insuffisamment exploité pour l'instant. Elle se distingue également par une exploitation fortement développée de ses ressources hydrauliques, héritage de l'immédiat après guerre.
- Dans l'ensemble des pays partenaires, les trois filières d'énergie renouvelable considérées (éolien, photovoltaïque et biomasse) connaissent des niveaux de développement très contrastés, l'éolien devançant très nettement les deux autres.
- L'investissement local a joué un rôle déterminant dans le développement des énergies renouvelables tant en Allemagne qu'au Danemark, même si, entre ces deux pays, la culture politique et entrepreneuriale locale diffère.

En France, certaines contraintes freinent l'exploitation et a fortiori le financement local dans les projets d'énergies renouvelables par des investisseurs locaux.
Au Danemark et en Allemagne, l'investissement dans les énergies renouvelables a été poussé par deux facteurs principaux : la volonté politique et le système de tarifs d'achat.

La volonté politique

Dans un secteur aussi stratégique que l'approvisionnement énergétique, l'intervention publique, directe et indirecte, est une constante historique dans toute l'Europe. Toutes les filières dites conventionnelles actuellement dominantes (charbon, pétrole, gaz, nucléaire et même grande hydraulique de barrages) ont bénéficié de puissants soutiens publics. Géographiquement très concentrées, elles ont nécessité des investissements à la portée seulement des organisations de très grande taille. Le paysage énergétique est partagé entre les États et les établissements publics d'un côté, et les grandes entreprises de l'autre.
Les énergies renouvelables qui, par nature, sont décentralisées, réparties de manière diffuse dans l'espace et dans le temps, et fortement liées au territoire qu'elles alimentent, parviennent à maturité dans un contexte difficile pour deux raisons principales :

- La croissance de la consommation d'énergie est limitée par la conjoncture économique et par les mesures louables d'économie d'énergies dans les pays les plus développés.
- La dimension territoriale des projets d'énergies renouvelables est une source de complication dans les processus de prise de décision, alors que ce sont au contraire des arguments qui devraient plaider en leur faveur, puisqu'elles conjuguent les trois piliers du développement durable : des bénéfices environnementaux, une contribution à la sécurité d'approvisionnement, le soutien à l'économie locale et à la création d'emplois en grande partie non-délocalisables.

Dans ce contexte, seule une ferme volonté politique, s'inscrivant sur une certaine durée, est en mesure de permettre aux énergies renouvelables de prendre toute la place que les impératifs du « développement durable » et les enjeux d'un aménagement équilibré du territoire imposent qu'on leur réserve.

Au Danemark comme en Allemagne, l'établissement progressif d'une réglementation offensive dans le domaine des énergies renouvelables a permis d'établir un cadre adapté permettant leur développement.
Au Danemark, la prise en compte des énergies renouvelables dans la politique énergétique a débuté il y a plus de vingt ans et a été poursuivie par un gouvernement libéral, puis par un gouvernement social-démocrate. Toutefois, le nouveau gouvernement libéral-conservateur, installé à la fin de l'année 2001, a souhaité limiter pour l'instant le soutien public aux énergies renouvelables.

Le succès rencontré en Allemagne, notamment pour la filière éolienne, est plus récent qu'au Danemark. Il est également lié à la mise en place progressive, au cours de la dernière décennie, d'une législation permettant d'encourager l'investissement et d'établir des objectifs ambitieux de développement.
Le décollage de l'Allemagne, au début des années 90, est en grande partie lié à la stratégie énergétique poursuivie dans les années 80. Selon BWE, l'association allemande de l'énergie éolienne, cette période coïncide avec une stratégie énergétique qui était alors basée sur la construction de 20 réacteurs nucléaires (13 ayant été construits entre 1979 et 1989). Toujours selon BWE, le secteur énergétique conventionnel, contrôlant à la fois la production et la distribution de l'énergie, constituait un oligopole (marché où les vendeurs ont le monopole de l'offre) qui, de fait, maintenait les énergies renouvelables dans la marginalité. Ce ne fut qu'au début des années 90 que la montée en puissance de la conscience environnementale a permis d'influer sur le débat énergétique au Parlement allemand et au sein des Länder.
La France est restée globalement favorable à l'énergie électronucléaire en tant que base de la production d'électricité. En France, le changement de gouvernement en juin 2002 ne remet pas en cause les mécanismes récemment mis en place. Il faudra vraisemblablement attendre les conclusions du « débat national sur l'énergie » qui doit être organisé au cours de l'année 2003 et être suivi par une « loi d'orientation », pour avoir une vision plus claire de la politique énergétique française des prochaines années, notamment en ce qui concerne les énergies renouvelables.
Les décisions publiques de soutien aux énergies renouvelables constituent aussi un enjeu social. Les 8753 MW installés en Allemagne à la fin de l'année 2001 couvraient 3,5 % des besoins en électricité de ce pays et ont entraîné la création de 38 000 emplois directs et indirects.

Au niveau européen, bien que les stratégies nationales en matière d'énergies renouvelables diffèrent, il existe un soutien évident en faveur du développement des sources d'énergies renouvelables, notamment dans la mesure où la politique énergétique européenne est liée aux objectifs de Kyoto, aux problèmes de sécurité énergétique, et à la politique d'emploi.
La directive européenne 2001/77/CE pour la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables dans le marché intérieur adoptée conjointement par la Commission, le Conseil des ministres et le Parlement constitue un signal fort adressé à tous les acteurs énergétiques des pays européens.
Elle souligne le besoin d'objectifs nationaux, et implique la nécessaire adoption d'un cadre européen harmonisé en matière de sources d'énergies renouvelables, tout en donnant une période de 7 à 13 ans à chaque État membre pour expérimenter sa propre méthode avant de la comparer aux autres.

Le « Feed-in » system

Le système « *feed-in* » constitue incontestablement la législation à l'origine du développement soutenu des énergies renouvelables au Danemark et en Allemagne, et tout particulièrement de la filière éolienne.
Cette loi est basée sur deux principes : un prix de vente de l'électricité fixe permettant une rentabilité correcte des investissements et la garantie d'accès au réseau électrique avec obligation pour les compagnies électriques d'acheter l'électricité ainsi produite.
La loi sur le système « feed-in » adoptée en 1990 par le Parlement allemand (Bundestag) a encouragé l'industrie éolienne allemande en garantissant la connexion au réseau et un tarif d'achat pour les producteurs d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelable. Selon cette loi, les producteurs d'énergie hydraulique, de biogaz, de gaz de décharge et de biomasse se voient garantir au moins 80% du prix de marché pour l'électricité produite. Les producteurs d'énergies éolienne et solaire quant à eux se voient garantir 90% du prix de vente.
La loi de « feed-in » a surpris de nombreux politiques notamment en raison des effets significatifs et durables sur l'industrie éolienne et l'économie allemande. L'éolien est rapidement devenu la source d'énergie renouvelable ayant la plus forte progression et s'est même développé pendant les périodes de récession économique.
En avril 2000, une nouvelle réglementation fut adoptée. Alors que la loi « feed-in » garantissait un tarif d'achat fixe et unique pendant la durée de vie des aérogénérateurs, la Loi relative aux Energies Renouvelables a mis en place une méthode incitative différant selon l'implantation du site. Cette loi garantit aux exploiteurs d'aérogénérateurs un prix de 0,09 €/kWh pour les cinq premières années d'exploitation. Après cinq ans, la qualité du site est évaluée selon un plafond prédéfini. Si la performance du site est au moins supérieure à 150% du plafond, le prix garanti pour ce site baisse à 0,06 €/kWh. Si le rendement des sites est inférieur à 150%, le taux de 0,09 €/kWh est prolongé de deux mois pour chaque 0,75% du rendement inférieur à 150%.
Les sites moins ventés obtiennent ainsi compensation par le biais d'un taux garantissant leur rentabilité alors que les sites les plus ventés n'en obtiennent pas. Le mécanisme incite ainsi au développement de sites à l'intérieur des terres, dans la mesure où ces deniers bénéficient du taux de compensation supérieur sur une plus longue période.

De plus, pour les développeurs, un tarif d'achat plus élevé signifie une sécurisation des crédits pour les sites à l'intérieur des terres, auparavant plus difficiles à financer.

La France a adopté en juin 2001 pour sa filière éolienne un système tarifaire équivalent à celui de la Loi relative aux Energies renouvelables allemande. Il a clairement permis de relancer les projets d'investissement dans l'éolien après l'expérience du programme Eole 2005.
Les systèmes de quotas, tels qu'ils existaient en France avant juin 2001 ou tels qu'on les trouve au Royaume-Uni, ont quelques problèmes inhérents. Tout d'abord, le système de production déterminé empêche le développement naturel du marché. De plus, le fait que les contrats soient concédés à des intervalles de un ou deux ans crée une discontinuité de marché et rend la participation de petites entreprises et de coopératives difficile.
La preuve la plus convaincante des avantages du système de prix fixe sur le système de quotas peut être faite par la comparaison des capacités installées. Trois pays ayant des systèmes de prix fixe, l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne ont installé respectivement 1568 MW, 313 MW et 391 MW de puissance éolienne. Alors que dans le même temps, la Grande-Bretagne, l'Irlande et la France avaient respectivement installé 20 MW, 0 MW et 3 MW en utilisant des systèmes de quotas. Le cas du Danemark renforce cette impression : en 2001, il est passé du système de prix fixe au système de quotas et entre 2000 et 2001, les nouvelles installations ont baissé de 603 MW à 115 MW.

En revanche, le photovoltaïque et les filières biomasse connaissent un développement plus mitigé dans l'ensemble des pays considérés, sauf en Allemagne et au Danemark qui ont adopté des tarifs adéquats et institué des encouragements bancaires à l'investissement pour ces filières.
En France, pour compenser la faiblesse du tarif de vente de l'électricité d'origine photovoltaïque (15 €/kWh en France contre 46 €/kWh en Allemagne), l'ADEME a annoncé la mise en place d'un système de cofinancement sous la forme d'une subvention directe à l'investissement de 4,6 €/Wc à 6,1 €/Wc suivant les configurations de systèmes.

Le budget total consacré à ce programme est annoncé pour atteindre 1 MWc installée pour la France continentale et 1 MWc pour les DOM et la Corse, en 2003. Il devrait évoluer pour tendre vers 4 à 5 MWc installés d'ici trois à quatre ans (2005).
Le développement de filière biomasse reste également lié aux tarifs de vente de l'électricité et aux mesures d'accompagnement adoptées. Là encore, l'Allemagne a pris des mesures lui permettant d'espérer un développement soutenu des filières biomasse : tarifs de vente élevés et garantis et règles du décret sur la production d'électricité à partir de la biomasse (2001).

Des contraintes : le cas français

Après avoir passé en revue les points forts permettant d'encourager l'investissement (l'Allemagne constitue de toute évidence l'exemple à suivre), un certain nombre de contraintes participant à freiner le développement des énergies renouvelables en France peuvent être mises en évidence.

Les conditions de raccordement au réseau électrique

Les modalités techniques et administratives d'accès au réseau électrique peuvent constituer un frein important au développement des énergies renouvelables.
Deux questions ayant un fort impact sur l'issue des projets en terme de délais et de calculs économiques restent toujours sans réponse :

- la méthode de calcul de la puissance qui peut être acceptée par le réseau électrique ;
- les méthodes de développement d'un programme de renforcement ou d'extension du réseau et le partage des coûts ;

Aucun contrat définitif n'a pu à ce jour être signé par les producteurs qui parviennent néanmoins à se faire rémunérer leur production sur la base de contrats provisoires. Même pour les installations de toute petite puissance comme les toits photovoltaïques individuels connectés au réseau, les procédures administratives sont lourdes, longues et parfois aléatoires.
Le réseau français actuel est inadapté pour absorber l'électricité susceptible d'être produite par les éoliennes dans les secteurs bien ventés. Cela augure de retards importants dans la réalisation des projets, et un possible découragement des investisseurs.

Les lourdeurs administratives

Elles sont très souvent à l'origine de délais notables constatés dans la réalisation des projets.
Un groupe de travail interministériel s'est penché durant l'année 2001 sur la simplification des procédures administratives et a auditionné un certain nombre d'acteurs. Si cela a permis de faire le point de la situation et d'ouvrir des pistes de réflexions pour l'avenir, la circulaire annoncée à l'issue des travaux de cette commission est en attente.

La multiplication des conflits

Par ailleurs, les conflits qui tendent à se multiplier, à l'encontre en particulier de la filière éolienne, peuvent compliquer l'instruction des demandes de permis de construire par les autorités compétentes et retarder de manière significative la réalisation des projets, notamment si des recours administratifs sont déposés. Si beaucoup de ces réactions d'opposition relèvent en réalité de la défense d'intérêts d'individuels ou corporatistes, elles ne donnent pas une bonne image des filières énergétiques concernées, et c'est probablement l'un des buts recherchés par ces opposants.

Les appels d'offre lancés dans le cadre du programme Eole 2005 ont poussé les opérateurs à baisser leur prix de vente du kWh, les obligeant par conséquent à choisir des sites très ventés. Ces derniers, souvent situés dans des lieux sensibles d'un point de vue environnemental et paysager peuvent engendrer des oppositions de la part des habitants et d'ONG environnementales. La carence d'information de la part des opérateurs souvent constatée au début des projets a constitué un bon terreau pour l'émergence de conflits locaux.

Immédiatement après l'adoption en juin 2001 du nouveau système tarifaire pour l'éolien, le nombre de demandes de raccordement a connu une envolée en France (pour près de 13 000 MW). De toute évidence, une grande partie de ces demandes relevait plus d'une forme de spéculation sur des sites potentiels que de projets réels. Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE, membre du groupe EDF mais autonome sur le plan comptable) a récemment mis en place une procédure de «filtrage» consistant à ne retenir dans la file d'attente que les projets dont les opérateurs sont en mesure de présenter la notification du délai d'instruction du permis de construire. Cette procédure permettant de «moraliser» les demandes de raccordement au bénéfice des projets ayant de réelles chances d'aboutir était une urgente nécessité, mais elle ne saurait à elle seule écarter le risque de voir des projets être menés sans concertation suffisante pour permettre localement une bonne intégration sociale. La baisse tarifaire prévue au-delà des premiers 1500 MW pourrait en effet tenter les opérateurs à accélérer la réalisation des études d'impact environnemental.

La programmation spatiale des sites pour faciliter le développement des projets

Face à une multiplication des projets éoliens et aux risques de conflits inhérents, les autorités nationales de certains pays ont engagé une programmation spatiale des sites éoliens. Imposées par le ministère de l'environnement grec, des études de programmation spatiale doivent être réalisées et ceci constitue un prérequis. Ces études sont menées par la préfecture qui identifie les sites permettant l'exploitation éolienne. Les investisseurs doivent alors attendre les réponses, positives ou négatives, aux permis de conduire qu'ils avaient déposés avant l'adoption de la nouvelle régulation en février 2001. Par conséquent, les investissements dans ces zones sont considérés comme des investissements à haut risque en raison des délais interminables.

Il s'agit ici d'une planification administrative imposée, sans concertation avec les acteurs concernés. Elle est vécue comme une contrainte, une lourdeur bureaucratique supplémentaire.

Au Danemark, les politiques municipale et régionale d'aménagement du territoire ont inversement joué un rôle important en délimitant des espaces réservés aux éoliennes. L'objectif était de contrôler et d'harmoniser la répartition territoriale des éoliennes dans une logique d'optimisation. La plupart des municipalités préférait le concept de la ferme éolienne à l'installation d'aérogénérateurs isolés ou en petits groupes de deux ou trois. C'est pourquoi de nombreux habitants de la région se sont vu refuser le permis de construire par l'administration territoriale centrale lorsqu'ils demandaient cette autorisation pour un aérogénérateur isolé.

Il faut noter qu'il s'agit dans ce cas d'une programmation spatiale menée par les municipalités en concertation avec les acteurs locaux. Elle a eu pour effet d'arrêter le mitage de l'espace par des éoliennes individuelles, phénomène qui semble en contradiction avec l'optimisation souhaitable des capacités d'implantation.

En 1996, le gouvernement allemand a encouragé le développement rural par un changement législatif dans le paragraphe 35 du code de la construction. Selon la loi allemande, seulement certaines structures pouvaient être planifiées et érigées dans des zones rurales. Avec la modification de code de la construction, les aérogénérateurs ont été inclus parmi les structures autorisées. Il faut donc aujourd'hui démontrer en quoi les aérogénérateurs ne pourraient pas être autorisés au lieu du contraire. Ce renversement de logique a rationnalisé la procédure de planification et a facilité le développement éolien en Allemagne. Un autre résultat significatif des modifications du code de la construction étaient que les collectivités devaient identifier les meilleures zones pour le développement de l'éolien. Une enquête récente de l'Institut allemand de l'énergie éolienne menée par le biais d'associations régionales de BWE a montré qu'entre 80 et 95 % des communes des

Länder du nord de l'Allemagne avaient identifié ce type de zone. La modification du code de la construction allemand conjuguée à la loi *Feed-in* a contribué au développement de la plupart des sites à l'intérieur de l'Allemagne.
En France, un certain nombre de collectivités locales, sollicitées par plusieurs porteurs de projets, souhaite aujourd'hui initier la mise en œuvre de la programmation spatiale des sites éoliens à l'échelle de territoires intercommunaux. Elles envisagent à terme d'inscrire les schémas d'implantation dans leur futur SCOT (Schéma de Cohérence Territoriale), ou dans leur PLU (Plan Local d'Urbanisme). Il est également envisagé que des recommandations particulières soient attachées à ces futures zones d'implantation, comme par exemple la mobilisation de capitaux locaux pour participer à l'investissement.
On constate finalement que les pays qui connaissent le plus de conflits ne sont pas ceux qui ont connu un fort développement de leurs filières renouvelables. Dans le cas de la France, le manque d'implication locale au cours de la phase d'élaboration des projets semble avoir contrarié leur ancrage territorial.
Le Danemark et l'Allemagne n'ont pas connu ces réactions sociales face aux projets, pourtant très nombreux. On peut observer dans ces deux pays une forte implication financière citoyenne, localement ou à travers la participation à des fonds de placement dédiés. L'implication sociale, locale particulièrement, constitue indéniablement un facteur d'appropriation des projets et, par conséquent d'acceptation.

La participation financière locale

La participation financière locale dans les projets d'énergies renouvelables est apparue dans les pays qui ont suscité la confiance dans ce type d'investissement.
Le tarif d'achat constitue le principal signal économique. Les contrats de vente établis sur des périodes suffisamment longues (10 à 15 ans) permettent de disposer d'une visibilité rassurante.
Au Danemark, l'investissement local et social est particulièrement actif dans le secteur de l'énergie éolienne. En 2002, l'énergie éolienne a atteint une puissance installée totale de 2 465 MW. Elle appartient pour 58% à des particuliers ou petites entreprises, principalement des agriculteurs, qui possédaient un seul aérogénérateur. Les coopératives éoliennes en possèdent 26% et les compagnies d'électricité public 15%.
Le développement éolien allemand est caractérisé par des parcs dispersés de tailles diverses et développés par des petites entreprises et des coopératives. Actuellement, 90% des aérogénérateurs allemands appartiennent à des citoyens et plus de 200 000 personnes sont impliquées dans des coopératives. L'implication massive de petits investisseurs en Allemagne a clairement contribué au soutien public des projets et a ainsi diminué les risques de conflit.

Outre la réglementation en vigueur, plusieurs facteurs ont participé à la mobilisation sociale en faveur des énergies renouvelables. On peut citer :

L'implication des collectivités locales

La participation des collectivités locales aux projets d'énergies renouvelables constitue un encouragement à l'investissement. Les collectivités locales peuvent cofinancer certains projets en attribuant des subventions. Elles peuvent, dans certains cas, participer directement aux investissements dans le cadre de partenariats public-privé. Cette forme de participation n'est toutefois pas possible dans certains pays, comme le Danemark.
Enfin, les collectivités, en dehors de participations strictement financières, peuvent encourager et faciliter la concertation locale sur les conditions de réalisation des projets. Le projet éolien français de Saint-Thégonnec Pleyber Christ (voir page 24) constitue de ce point de vue un exemple certes isolé, mais très emblématique.

Les aménagements fiscaux

Au Danemark, la réforme fiscale de 1993 a favorisé les aérogénérateurs appartenant à des particuliers. Pour les personnes privées ayant des parts dans des aérogénérateurs, un règlement fiscal spécial est appliqué. Une partie des revenus de ces parts, jusqu'à 3000 DKK (environ 400 €), n'est pas imposable. Pour les personnes ayant des participations supérieures à 3 000 DKK, 60% du revenu sont imposables alors que les 40% restants ne seront pas taxés, dans une limite de 18000 DKK. Pour les agriculteurs, les compagnies d'électricité, et les autres investisseurs, il n'y a pas de règlements fiscaux spécifiques pour l'investissement éolien.

En France, l'investissement dans les sociétés non cotées offre la possibilité d'une déduction fiscale de 25 %, jusqu'à un certain plafond, qui dépend du statut de l'investisseur (célibataire, couple,...).

L'intérêt du milieu bancaire

Une proposition de prêt aux actionnaires potentiels est une pratique courante au Danemark. En Allemagne, le Programme pour l'environnement et les économies de l'énergie propose des prêts à long terme et à faibles taux d'intérêts pour financer les investissements dans les énergies renouvelables, telles que la géothermie, l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, la biomasse, le biogaz, l'énergie hydraulique et éolienne (voir partie 1).

En France, la mise en place par l'ADEME et des banques du fonds FIDEME permet d'atténuer le risque financier en complétant de manière sécurisée les fonds propres des investisseurs. Ce dispositif a pour objectif de lever les réticences des banques à intervenir dans des opérations pourtant rentables dans le domaine des énergies renouvelables, mais dont elles méconnaissent le contexte.

La mobilisation de l'épargne

Au Danemark, à l'origine, l'achat d'actions était réservé aux résidents des municipalités concernées. En 1999, l'entrée en vigueur de nouvelles lois a permis à tous les danois d'acheter des actions. En avril 2000, le parlement danois a éliminé toutes les restrictions de propriété.

En France, l'appel public à l'épargne nécessite en préalable d'obtenir une autorisation de la Commission des opérations en bourse (COB). Cette approche longue et complexe, constitue un frein à la création de fonds de placement dédiés à des projets spécifiques.

Mettre à profit une démarche approfondie de concertation locale semble être un bon moyen de mobilisation de capitaux locaux sans pour autant être soumis aux règles insurmontables pour de petits opérateurs de l'appel public à l'épargne. La mobilisation doit alors être effectuée en l'absence de toute publicité.

Une information soutenue

Au Danemark, depuis 1975, la participation locale a été encouragée par une stratégie active d'information. Cette stratégie a été relayée par les collèges de la région, les agences locales de l'énergie, l'Organisation pour l'énergie renouvelable (OVE), les Centrales électriques éoliennes danoises (Organisation des propriétaires d'aérogénérateurs) et financée par l'Agence danoise pour l'énergie.

Perspectives

Ce guide fournit des informations de base sur l'investissement local dans les énergies renouvelables au sein des pays partenaires du projet PREDAC-WP 1. Les pays les moins avancés dans ce domaine peuvent y trouver des pistes d'évolution permettant d'encourager ce mode d'implication locale. Néanmoins, de très nombreuses questions se posent encore :

Quelle communication adopter en fonction des contextes nationaux ?

La diffusion d'informations en direction du grand public et des agriculteurs permet de les sensibiliser aux énergies renouvelables et aux possibilités qu'ils ont d'y investir. On peut également s'interroger sur les limites de l'appel aux fonds des particuliers, qui est strictement réglementé dans certains pays comme la France. La question de la mobilisation financière locale est un point crucial. L'accompagnement et le suivi ultérieurs des porteurs de parts constituent également des points importants à examiner.

Les services bancaires : quelles offres, quelles attentes ?

Dans certains pays, les banques proposent aux particuliers des offres spécifiques d'aide au financement des projets EnR. Une description précise de ces offres et des garanties attendues par les organismes de crédit peut permettre d'encourager des organismes bancaires non impliqués à se positionner sur le secteur des renouvelables.

Comment aider les développeurs à faciliter l'implication financière des acteurs locaux ?

Cela pose la question de la mobilisation de l'investissement local, de la stratégie de communication et du cadre juridique qu'il convient d'adopter.

La planification spatiale : un frein ou un encouragement à l'investissement local ?

Dans quelle mesure la planification spatiale peut-elle constituer un soutien à l'investissement par les acteurs locaux ? Les partenaires du *work package* WP8 de PREDAC, consacré à la planification spatiale des projets éoliens, travaillent également sur cette problématique.

3e partie

tableau comparatif

Allemagne

Production d'électricité totale en 2001 (en TWh)	534,2 TWh
Production totale d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en 2001	17,8 TWh
Part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2001	EnR : 2 à 3 % du bilan énergétique total d'électricité. Les 8 753,8 MW de puissance éolienne installée en Allemagne à la fin 2001 représentaient un tiers du total mondial. Cette puissance représente actuellement 3,5 % de la demande d'électricité en Allemagne.
Objectifs fixés par les directives européennes pour la part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2010	12.5 %
Objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, fixés par le protocole de Kyoto (pour 2010)	- 21 %
Photovoltaïque : puissance installée en 2001	81 MWc nouvelles installations 191 MWc puissance installée
Biomasse : puissance installée en 2001	électricité : 2 TWh chauffage : 52 TWh
Eolien : puissance installée en 2001	Nouvelles installations : 2 659 MW Puissance totale : 8 754 MW
Système de tarifs fixes ou système de quotas	**Système de fixation des tarifs pour toutes les énergies renouvelables :** Tarif d'achat des énergies renouvelables (REFIT) entre janvier 1991 et avril 2000 : le tarif d'achat était lié au prix final moyen de consommation. Il a été fixé à 90% de ce prix pour l'éolien et à 80 % pour la biomasse. Le problème a été la baisse du prix de l'électricité à la fin des années 90, c'est pourquoi la prolongation de cette loi a été discutée. Depuis janvier 2000, la loi pour les énergies renouvelables est en vigueur : **Pour l'énergie éolienne**, deux niveaux de tarifs ont été définis : 0,089 €/kWh au début de la période de fonctionnement et 0,060 €/kWh pour les 20 années de durée de vie. Le changement du tarif haut au tarif bas dépend de la qualité du vent sur le site. Les sites près des côtes comportent des périodes plus courtes de tarif élevé et les sites à l'intérieur des terres des périodes plus longues. Ces deux niveaux sont réduits de 1,5% par an pour les nouvelles installations à partir du 1er janvier 2002. **Pour l'énergie photovoltaïque**, le tarif est actuellement (2003) fixé à 0,457 €/kWh. La réduction annuelle de 5 % pour les nouvelles installations a commencé à partir du 1er janvier 2002. **Pour l'énergie issue de la biomasse**, les tarifs actuels (2003) sont différents selon la taille de l'installation : • 500 kW : 0,100 €/kWh • de 500 kW à 5 MW : 0,090 €/kWh • de 5 MW à 20 MW : 0,085 €/kWh Réduction annuelle de 1 % pour les nouvelles installations à partir du 1er janvier 2002.

	DANEMARK	FRANCE
	36 TWh	540 TWh
	5,4 TWh [sans compter l'électricité produite à partir de déchets]]	environ 80 TWh
	Le parlement a fixé un objectif de 20 % dans la production d'électricité en 2003.	Environ 15 %, principalement grâce à l'hydroélectrique (73 TWh)
	29 %	21 %, les 6% d'augmentation correspondent à une production d'électricité supplémentaire de 40 Twh à partir des EnR. Selon l'ADEME, l'éolien devrait produire 3/4 de cette électricité verte.
	- 21 %	0 %
	Moins de 500 systèmes ; environ 1 000 kW [estimation]	13,8 MWc
	4 2 241 TJ	2 500 MW
	2 556 MW	98 MW (140 MW fin 2003)
	Avant novembre 2001 : système de tarif d'achat garanti, avec prix fixes pour l'électricité. Depuis, il existe un système de bonus pour les énergies renouvelables qui se rajoute au prix du marché. **Eolien :** Prix du marché + 0,0135 €/kWh Le prix maximum est fixé à 0,0485 €/kWh. Si le prix du marché dépasse les 0,035 €/kWh, le bonus est réduit. **Photovoltaïque :** La concession de mesure nette est applicable jusqu'en 2003. Selon cette loi, les surplus d'électricité produits par les installations des particuliers seront entièrement injectés dans le réseau électrique public et ensuite reinjectés sans être imposés. Par conséquent, si un particulier produit 1 kWh avec son installation propre PV, il fait baisser sa facture du prix d'un 1 kWh. Le prix de consommation d'1 kWh était de 0,19 € pour les particuliers au Danemark en 2002. **Biomasse :** L'électricité produite à partir de biomasse devrait probablement conserver son prix de 0,081 €/kWh	Prix fixes pour les énergies renouvelables depuis mars 2002 **Eolien :** Tarif d'achat unique élevé (8,38 c€/kWh) durant les cinq premières années d'exploitation, puis tarifs différenciés durant les dix années suivantes. **Photovoltaïque :** Le tarif d'achat pour la France métropolitaine a été fixé à 0,1525 €/kWh, ce qui constitue un prix nettement insuffisant (facteur de 1 à 3) pour rentabiliser les investissements. En outre-mer (DOM TOM) et en Corse, le tarif d'achat a été fixé à 0,3050 €, ce qui est aussi insuffisant. **Biomasse :** Le tarif d'achat pour le biogaz de décharge assure, dans la majorité des cas, la rentabilisation de l'investissement. Pour la biomasse solide et le biogaz générés à partir de déchets agro-alimentaires et forestiers, les tarifs de référence sont nettement insuffisants (respectivement 4,9 et 4,6 c€/kWh).

Allemagne

Subventions du secteur public	Au début des années 90, les États fédérés accordaient des subventions pour les investissements dans l'énergie éolienne. Celles-ci venaient compléter celles octroyées dans le cadre du programme national des 250 MW. Ces deux programmes de subventions se sont achevés au milieu des années 90. De nos jours, aucune subvention n'est accordée pour l'énergie éolienne. Pour les installations photovoltaïques, le programme des 100 000 toits est toujours en vigueur. Des programmes d'initiative de marché existent encore pour les énergies renouvelables hors énergie éolienne.
Procédure de permis de construire	Les aérogénérateurs doivent être certifiés. Le permis de construire est accordé par les autorités municipales. Les projets comprenant plus de trois aérogénérateurs doivent faire l'objet d'une étude d'impact environnemental.
Aménagement du territoire	Les plans locaux sont réalisés avec les municipalités Ils doivent mettre en évidence des zones d'accueil désignées.
Impôts locaux	Les taxes doivent être payées localement si la compagnie effectuant l'opération a sa résidence sur le site de l'installation : cela est essentiel pour garantir le soutien des autorités locales.
Système bancaire	Le programme « Environnement et Economies d'Energies » offre des prêts à long terme avec des taux d'intérêts bas pour l'investissement dans les énergies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque, la biomasse, le biogaz, la géothermie, l'hydraulique et l'éolien. Les prêts peuvent s'élever jusqu'à 50% du coût des investissements. Les taux d'intérêts sont d'environ 5% par an avec des durées de 10 à 20 ans pour un projet de construction et avec une période sans remboursement de crédit qui peut durer les deux à cinq premières années.

DANEMARK	FRANCE
De 1980 à 1989, étaient accordées des subventions pour la construction d'aérogénérateurs. Les subventions couvraient au départ 30 % de l'investissement total. Elles ont été réduites graduellement à 10 %. De nos jours, les subventions directes n'existent plus au Danemark.	Subventions accordées par certaines autorités locales, en particulier pour l'électricité solaire (photovoltaïque). L'ADEME attribue les aides suivantes (cofinancement d'études) : • Des subventions pour les installations PV isolées (60 à 95%) et pour la connexion au réseau (40 à 80 %) • Des bourses de recherche (jusqu'à 50 %) • Des subventions pour les investissements dans la biomasse (de 15 à 30 % du montant de l'investissement)
Eolien : L'attribution du permis de construire nécessite l'approbation de chaque éolienne par la Windteststation. La Windteststation est une institution publique qui est chargée de contrôler la qualité et la sécurité des aérogénérateurs. La qualité et la sécurité ne sont donc plus à prendre en considération lors de l'attribution du permis de construire, puisque la Windteststation les a déjà contrôlées.	Les demandes de permis de construire pour les projets d'énergie éolienne sont examinées par l'administration et signées par le préfet, représentant de l'Etat dans les départements. Confrontés à la multiplication des projets éoliens, les préfets diffèrent l'attribution des permis de construire. Procédure administrative : longue et complexe. • Nécessité d'un permis de construire si le projet dépasse les douze mètres de hauteur. • Etude d'impact sur l'environnement pour les projets d'une puissance de plus de 2,5 MW. • Enquête publique si le projet dépasse la puissance de 2,5 MW.
Les plans municipaux sont révisés tous les quatre ans. L'énergie éolienne n'est pas incluse dans tous les plans. Les plans locaux sont fait pour des projets éoliens spécifiques de plus de 1 MW.	Quelques expériences en France, à l'initiative de communautés de communes ou de l'Etat, qui se sont trouvés confrontés à la multiplication des projets et à un risque de conflits d'usages.
Actuellement, pas de taxes locales au Danemark. Chaque aérogénérateur ou ferme éolienne doit payer un droit (70 €) à la municipalité pour l'inspection environnementale (bruit).	Taxe professionnelle : 3.5% de la valeur ajoutée. Cette taxe peut être partagée entre différentes communes si elles se sont réunies en communauté de communes et ont adopté ce système. Dans le cas contraire, la commune qui accueille le projet collecte la taxe professionnelle.
De nombreux actionnaires dans les coopératives éoliennes ont payé leurs actions cash et moins de 10% ont contracté un prêt bancaire. Une proposition de prêt pour des actionnaires potentiels est une pratique courante au Danemark.	Des fonds destinés au financement des sources d'énergie renouvelable pourraient faire prochainement leur apparition en France (FIP par exemple).

ALLEMAGNE	
Connexion au réseau	Accès garanti au réseau électrique et obligation pour la compagnie électrique d'acheter toute l'électricité issue des énergies renouvelables. Les coûts de connexion au réseau sont supportés par le propriétaire de l'aérogénérateur. Les coûts de renforcement du réseau sont supportés par le gestionnaire du réseau.
Investissement social	Le montant total des actionnaires privés pour l'année 2000 était de 1,17 milliards d'euros (hors subventions locales).
Acceptabilité sociale	Augmentation du nombre de conflits locaux contre l'énergie éolienne en particulier. L'acceptation sociale peut normalement être favorisée par l'implication locale dans la procédure de planification et le financement local.

DANEMARK	FRANCE
Accès garanti au réseau électrique et obligation pour la compagnie électrique d'acheter toute l'électricité issue des énergies renouvelables. Ces lois ont été en vigueur au Danemark jusqu'au 1er janvier 2000. La nouvelle loi a supprimé l'obligation pour les compagnies électriques d'acheter toute l'électricité issue des énergies renouvelables. La conséquence n'est pas encore connue.	Le réseau est géré par la RTE (Réseau de transport de l'électricité). RTE prépare une première étude, l' « étude exploratoire ». Ensuite, sur la base des informations fournies, RTE prépare le contrat entre RTE et les promoteurs. Cette procédure dure au moins 12 mois. A la fin septembre 2002, les projets prêts atteignaient une capacité de 700 MW. Deux questions importantes restent sans réponse et elles ont pourtant un fort impact sur le projet en terme de délais et de calcul économique : • La méthode de calcul de la puissance que peut accepter le réseau. • Les méthodes de développement du programme de renforcement ou d'extension du réseau et le partage des coûts encourus.
80% de la puissance éolienne sont possédés par des personnes privées. 26% sont possédés par des coopératives éoliennes.	Rare dans le secteur de l'énergie éolienne : moins de cinq projets. Les agriculteurs se montrent très intéressés, particulièrement lorsqu'il s'agit de participer au financement de l'énergie éolienne et des projets biomasse. Besoin d'outils, d'accompagnement et de communication.
Selon une enquête de l'institut de sondage Sonar réalisée en 2001 : 86% des personnes interrogées sont pour l'énergie éolienne, 68% pensent que le Danemark devrait construire plus d'éoliennes, 18% pensent que le nombre d'éoliennes est actuellement suffisant, 7% pensent qu'il y a déjà trop d'éoliennes et 7% n'ont pas répondu.	Augmentation du nombre de conflits au niveau local, en particulier vis-à-vis de l'énergie éolienne. Un récent sondage d'opinion de l'ADEME semble indiquer que l'énergie éolienne est bien acceptée par l'opinion publique. Les résultats montrent que les habitants veulent être consultés localement pour la mise en place de nouveaux projets. Ils désirent aussi être associés au choix des sites.

contacts

Danemark

Copenhagen Environmental and Energy Office (CEEO)
Blegdamsvej 4 B
2 200 N. Copenhagen
Tel. (+45) 353 736 36
Contact : Jens H. Møllgaard Larsen
jens@kmek.dk

France

Comité de Liaison Energies Renouvelables (CLER)
2B, Rue Jules Ferry
93 100 Montreuil
Tel. (+33) 155 868 000
Contact : Emmanuel Poussard
predac@cler.org

Hespul
114, Boulevard du 11 Novembre
69 100 Villeurbanne
Tél. (+33) 437 478 090
Contacts :
Elenn Mouazan
info@hespul.org
Jacques Quantin
infos-etd-energies.fr

Allemagne

Zentrum für rationelle Energieanwendung und Umwelt GmbH (ZREU)
Wieshuberstrasse 3
D-93 059 Regensburg
(+49) 941 464 19 15
Contact : Klaus Grepmeier
grepmeier@zreu.de

BundesVerband WindEnergie e.v. (BWE)
Herrenteichstrasse 1
49 074 Osnabruck
(+49) 302 848 21 05
Contact : Jochen Twele
j.twele@wind-energie.de

Imprimé sur Munken lynx 115 g. papier sans chlore
Janvier 2004 • 1 000 ex.

Cette publication Énergie fait partie d'une collection présentant les technologies énergétiques innovantes non nucléaires ainsi que leur potentiel pour devenir des technologies largement appliquées et pour offrir aux citoyens des services améliorés. Les stratégies de la Commission européenne ont pour objectif d'influencer la communauté scientifique, les ingénieurs, les décideurs politiques et les acteurs commerciaux clés afin qu'ils créent, encouragent, acquièrent et mettent en œuvre les solutions énergétiques les plus efficaces pour leur propre intérêt et pour le développement durable de la société.

Financées par le cinquième programme-cadre de recherche et de développement technologique (RDT) de l'Union européenne, les aides du sous-programme Énergie couvrent la recherche, le développement, la démonstration, la diffusion, l'application et l'introduction sur les marchés — en d'autres termes, le processus complet permettant de convertir des actions nouvelles en solutions pratiques qui répondent à des besoins réels. Les publications Énergie, sous format papier ou électronique, diffusent les résultats des actions engagées sous ce programme-cadre et ses prédécesseurs, y compris les actions Joule-Thermie précédentes. Géré conjointement par la direction générale de la recherche et par la direction générale de l'énergie et des transports, le programme Énergie a un budget total de 1 042 millions d'euros pour la période allant de 1999 à 2002.

Le programme est principalement articulé autour de deux actions clés: les systèmes énergétiques plus propres, y compris les sources d'énergies renouvelables, et une énergie économique et efficace pour une Europe compétitive, au sein de l'action «Énergie, environnement et développement durable», auxquels s'ajoutent des activités de coordination et de coopération sectorielles et intersectorielles. Conformément aux objectifs énoncés par le protocole de Kyoto et les politiques qui y sont associées, les activités intégrées d'Énergie sont concentrées sur des solutions nouvelles qui apportent des avantages directs, environnementaux et économiques aux consommateurs d'énergie et renforcent l'avantage compétitif de l'Europe en l'aidant à occuper une place de leader dans les technologies énergétiques de demain. Les améliorations qui en découlent en termes énergétiques, environnementaux et économiques aideront à garantir un avenir durable aux citoyens européens.

ENERGIE

Avec le soutien de la Commission européenne,
direction générale de l'énergie et des transports

Mention légale
Ni la Commission européenne, ni aucune personne agissant au nom de la Commission n'est responsable de l'utilisation qui serait faite des informations contenues dans cette publication.
Reproduction autorisée
moyennant mention de la source

Produit par
Comité de Liaison
Energies Renouvelables
2B, rue Jules Ferry
(33-1) 55868000
(33-1) 55868001
predac@cler.org

Predac

est un outil pour :

> promouvoir l'efficacité énergétique auprès d'un large public,

> informer les acteurs des énergies renouvelables sur les nouvelles solutions et les bonnes pratiques européennes

Développement local

La participation des acteurs locaux est indispensable pour le bon développement de ces filières énergétiques. Ils ont un rôle incontournable dans le développement durable.

11 groupes de travail,
23 organisations de 10 pays

> Les trois premières actions sont transversales : investissement local dans les énergies renouvelables ; développement des emplois émergents ; fonctionnement des Espace Info Energie

> Cinq autres actions concernent des filières spécifiques : la mise en place d'un label Bioclimatique pour les bâtiments ; la promotion du solaire thermique et photovoltaïque auprès des professionnels du bâtiment ; l'évaluation de l'impact environnemental des centrales hydrauliques et l'amélioration de l'intégration territoriale de l'éolien

> Les dernières actions concernent la communication : la création d'un site internet ; édition d'articles dans la presse européenne et le développement d'un centre de documentation européen en ligne

Contact : **predac@cler.org**

> Plus d'informations, guides téléchargeables gratuitement, centre de documentation en ligne, bourse d'emplois européenne :

http://www.cler.org/predac

graphisme Kim Depret

Financé par l'Union européenne (www.cordis.lu/fp5)
et l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) (www.ademe.fr)
Coordonné par le CLER (www.cler.org)

ENERGIE

ADEME

Cler

couv WP 1 7/02/03 2:34 Page 1

local investment into Renewable Energy

collection of european experiences in local investment

Predac
European Actions for Renewable Energies

couv WP 1 7/02/03 2:34 Page 4

This Energie publication is one of a series highlighting the potential for innovative non-nuclear energy technologies to become widely applied and contribute superior services to the citizen. European Commission strategies aim at influencing the scientific and engineering communities, policy-makers and key market players to create, encourage, acquire and apply cleaner, more efficient and more sustainable energy solutions for their own benefit and that of our wider society.

Funded under the European Union's fifth framework programme for research, technological development and demonstration (RTD), Energie's range of support covers research, development, demonstration, dissemination, replication and market uptake - the full process of converting new ideas into practical solutions to real needs.

Its publications, in print and electronic form, disseminate the results of actions carried out under this and previous framework programmes, including former JOULE-Thermie actions. Jointly managed by the European Commission's Directorates-General for Energy and Transport and for Research, Energie has a total budget of 1042 million€ over the period 1998-2002.

Delivery is organised principally around two key actions, "Cleaner energy systems, including renewable energies" and "Economic and efficient energy for a competitive Europe", within the theme "Energy, environment and sustainable development", supplemented by coordination and cooperative activities of a sectoral and cross-sectoral nature. With targets guided by the Kyoto Protocol and associated policies, Energie's integrated activities are focused on new solutions which yield direct economic and environmental benefits to the energy user, and strengthen European competitive advantage by helping to achieve a position of leadership in the energy technologies of tomorrow. The resulting balanced improvements in energy, environmental and economic performance will help to ensure a sustainable future for Europe's citizens.

ENERGIE

with the support of the European Commission
Directorate-General for Energy and Transport

Legal notice

Neither the European Commission, nor any person acting on behalf of the Commission, is responsible for the use which might be made of the information contained in this publication. The views expressed in this publication have not been adopted or in any way approved by the Commission and should not be relied upon as a statement of the Commission's views.

Reproduction is authorised provided the source is acknowledged.

Printed in France

Produced by
Comité de Liaison
Energies Renouvelables
2B, rue Jules Ferry
(33-1) 55868000
(33-1) 55868001
predac@cler.org

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 1

local investment
into Renewable Energy

collection of european experiences in local investment

PREDAC coordinator
Emmanuel Poussard (France)

WP1 consortium
project coordinator
Jacques Quantin (France)

Klaus Grepmeier (Germany)
Jens Larsen (Denmark)
Elena Manolakaki (Greece)
Martin Alan Smith (United Kingdom)
Jochen Twele (Germany)

We thank all the people who contributed to the realization of this booklet collecting european experiences of renewable energy citizen investment.

graphism **Cédric Rossi**

printed by **Moutot**

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 2

Promoting local involvement in Europe

This booklet is realised within the framework of the european project called PREDAC (see cover page for more details).

This document has been conceived by a working group specialised on the "Local Investment into Renewable Energies" thematic (Work Package n°1-WP1). The objectives of this project are to promote citizen participation in the financing of renewable energies projects in Europe. We also would like to make organisations, investor clubs and local government to be aware of this way of implication into renewable energies development. We have chosen to examine more especially three renewable energy sources are concerned: Biomass, Photovoltaic and Wind.

The next action of this project will be the organization of a European symposium in March 2003 in Paris which will enable a committed reflection.

With this booklet, the proceedings of the symposium will constitute a basis for the development of a methodological guide whose publication is expected at the end of the year 2003.

In addition, an ALTENER project called WELFI (Wind Energy Local Financing), also coordinated by CLER, deals more especially with local financing into Wind energy. It will ensure, before the end of 2003, the elaboration of operational tools in order to facilitate the launching of RE projects implying the local actors.

Finally, a working group (WP8) inside PREDAC project deals with a thematic partly linked with local investment in wind projects: the spatial planning of sites. Partners of these differents projects have regular exchanges on these topics.

You might be interested to know more about these working groups. Please, do not hesitate to send us your own experiences in the field of the citizen investment. Your article will be inserted on the WP1 homepage: **www.cler.org/predac/wp1**

Please, consult the PREDAC internet site: **www.cler.org/predac/**
Any datas concerning the PREDAC thematics will be downloadable for free on it.

Emmanuel Poussard
PREDAC Project Coordinator

Jacques Quantin
WP1 Project Coordinator

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 3

General Introduction

The European programme PREDAC is at a decisive stage in Europe and especially in France within the context of the launch of the renewable energy programmes. The national application of the European Directive of 2001, concerning the access of the Renewable Energies to the electricity market implies that the barriers to the development of national programmes will be raised, but also that the social acceptance of the populations to decentralised production activities will be achieved.

The objectives of the PREDAC programmes respond well to the preoccupations which we have in France and in the other European countries : how can the populations be associated with the development of the projects ? How can the spatial and territorial planning of the decentralised activities be organised ? How can public and private financing be organised being aware of all the forms of financial institutions and finally, how can it be at the forefront of the minds of the population taking into account their daily environment ?

It is essential that the successful experiences are considered as well as the difficult or bad experiences in order to properly adress the relevant issues.

In the same way, the mobilization of the traditional financial circles having a poor knowledge of the stakes or the specifics of these renewable energy activities or of the dedicated ethical funds must be adressed in an open way in order to be dealt with promoters of all types, while thinking in particular about the agricultural world, the electrification bodies and individuals. Indeed, the industrial and energy operators have a good mastery of the financial and fiscal institutions linked to wind projects and need very little from public initiatives.
Initiatives such as FIDEME (a public-private energy investment fund) which by their nature reinforce the capital base of the project organisers have been recently put in place on the initiative of ADEME. This initiative answers the specific needs of projects launched in the classical way (project financing) when operators have a problem of capital stock.

The future organization of an european event, during the first semester of 2003, with the objective to gather a large scope of possible partners in order to facilitate the installation of projects and their social acceptance within the framework of PREDAC will enable proceed ahead in the direction of the respect for the European commitments of France.

Philippe Beutin

Head of Renewable Energies Department of ADEME
(French Agency for Environment and Energy Management)
Sophia Antipolis, January 10th 2003.

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 4

Promoting local involvement in Europe 2

General Introduction 3

part 1
Collection of european experiences 5

DENMARK
National context 7
1. **Middelgrunden** off-shore windfarm 10
2. **Sun-300** 300 PV roofs 14
3. **Munkesøgård** an ecovillage with biomass heating system 16

FRANCE
National context 19
1. **Basse-Normandie** individual wood boilers 22
2. **Butte du télégraphe** a wind farm project 24
3. **City of Chambery** "solar purse project" 28

GERMANY
National context 33
1. **Simonsberg** wind farm 36
2. **Brandenburg Federal State** biopower yield fund 38
3. **Paderborn** wind farm 40
4. **Munich Trade Fair Centre** local investment in solar energy 43

GREECE
National context 45
1. **Lakonia** Wind energy parks 48
2. **Attica** Wastewater treatment plant 50
3. **Sifnos island** Photovoltaic plant 51

UNITED KINGDOM
National context 53
1. **Bro-Dyfi** Community Wind Turbine 56
2. **Cumbria** Baywind energy Co-operative Ltd 58

part 2
Discussion & perspectives 59

part 3
Comparative table 67

Contacts 74

wind

photovoltaic

biomass

Warning

In spite of several readings of this document, errors could remain.
The possible corrections will be given in a ERRATUM to the following Internet adress : www.cler.org/predac/wp1

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 5

part 1

Collection of european experiences

› review of national contexts
› case studies in 5 countries

DENMARK

1

2

3

1. **MIDDELGRUNDEN**
   OFF-SHORE WINDFARM
2. **SUN-300**
   300 PV ROOFS
3. **MUNKESØGÅRD**
   AN ECOVILLAGE WITH BIOMASS HEATING SYSTEM

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 7

BRIEF REVIEW OF LEGAL, FINANCIAL AND SOCIAL FRAMEWORK FOR LOCAL RENEWABLE ENERGY INVESTMENT

Energy context

Before the first oil crisis in 1976, renewable energy (RE) contributed with below 2 % of the gross energy consumption and in 1999, it had increased to nearly 10 %. The official goal for energy supply of renewable energy is 20 % in 2003.

- Gross energy consumption in 1999 : 843 PJ
- Gross renewable energy production in 1999 : 83 PJ

This positive trend is due to a progressive policy towards RE in the eighties and nineties (1980-1999) done by a conservative/liberal government in the beginning and in the nineties by a labour (social democrats) government. In the whole period, there was a "green majority" in parliament to shape and implement the necessary planning and legislation. Today the most used RE sources are (priority after energy) : waste, wood, straw, and wind (see **figure 1**).

Legal framework

Before year 2000 : incentive laws

The major legislation helping the wind energy market to start was the "feed in" laws.

These laws were in action in Denmark until the first of January 2000 and the price was 0.60 DDK/kWh (0.08 €/kWh). They are built on 2 principles :

1. Fixed minimum prices for electricity

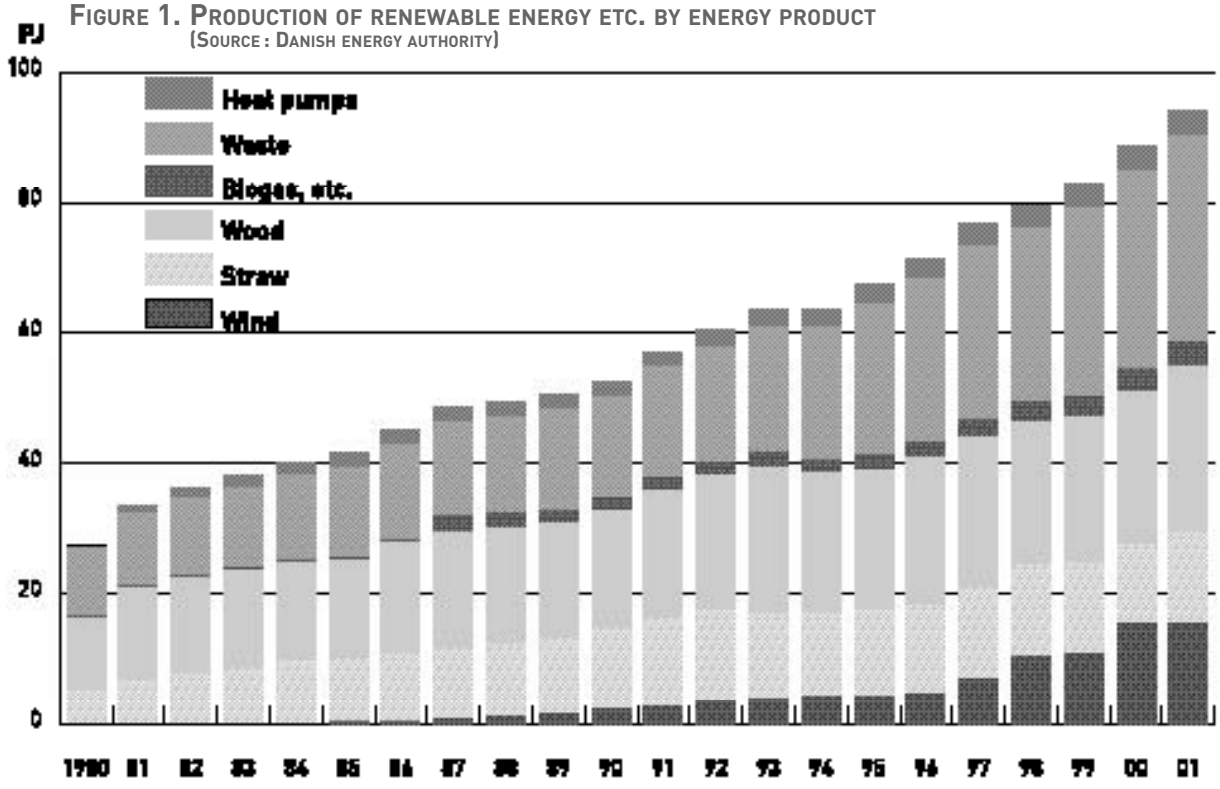
2. Guaranteed access for grid connection and obligation for utility to buy all electricity from renewable energy resources.

The existing projects will maintain this price for 12 000 full load hours (approx. 6 years), and after 10 years the price will consist of a market price for electricity plus a green renewable energy certificate.

Year 2003 : Implementation of the liberal energy market

The 1st of January 2003, the liberal energy market was introduced in Denmark. From the first of January 2000 and up to the first of January 2003, some transaction

FIGURE 1. PRODUCTION OF RENEWABLE ENERGY ETC. BY ENERGY PRODUCT
(SOURCE : DANISH ENERGY AUTHORITY)



agreements have prolonged the fixed prices and access to the grid. But on the first of January 2003, this changed for new projects. The parliament has agreed on a minimum price of 0.26 DDK/kWh (0.0035 €/kWh) and a maximum price of 0.36 DDK/kWh (0.0048 €/kWh) for all new projects starting after the first of January 2003.

Impact of land planning

The municipal and regional planning has played an important role in promoting and securing space for wind turbines in Denmark. One major focus for the planning system has been to control and concentrate the spacing of wind turbines. In general most municipalities wanted windfarms instead of single turbines or clusters (2-3 pieces) of turbines. Due to this, many local people have been turned down by the central planning authorities because they could not get permission for a local turbine.

Financial framework

Local investment is seen in all sectors, but mostly in the decentralised (local) part of the energy sector. Decentralised systems are defined as wind energy, village energy systems, housing co-ops, biogas, solar heat, PV, etc. Straw and waste are also incinerated in central power plants and technology for wood pellets are on their way in central power stations.

The local and jointly social investment is seen most clearly in Denmark in wind energy. In the year 2002, wind energy with a total capacity of 2 465 MW was established. Of this 58 % was owned by individuals or industry mostly farmers owning one turbine. 26 % was owned by wind turbine cooperatives and 15 % was owned by power utilities (see **figure 2**).

Wind turbines cover approximatively 14 % of total electricity consumption in Denmark in year 2002 (see **figure 3**).

Up to 1995, the majority of all turbines were established by wind turbine cooperatives. In the beginning, it was organised as a shareholders company with limited responsibility. Tax legislation made it difficult and most cooperatives today are organised like a partnership, which means the turbines are personally owned by all the shareholders. A partnership has unlimited responsibility, which poses certain demands to carry through the projects. This keeps many people outside because they are worried about the consequence of "unlimited responsibility". The risk is minimized by not being able to contract debt in the partnership. This is ensured in the bylaws, which maintain that the partnership can not contract debt, and that the turbines must be adequately insured. This is a financial restriction, but it is necessary to insure the partners confidence and to reduce their risk.

The supreme authority of the partnership is the partnership assembly. This can give a slowly decision structure if everything is not well prepared.

After 1995, the developers and farmers with single turbines took over the marked. There were several reasons for this. Larger turbines became more feasible and it was easier for a developer to plan and sell a single turbine to a farmer. Planning permission was more difficult to achieve and this also promoted single turbines (see **figure 4**).

Statistics about financial sources are rare. Most turbines seem to be financed by ordinary bankloans. Some projects

FIGURE 2. WINDTURBINES IN DENMARK IN 2001 OWNERSHIP

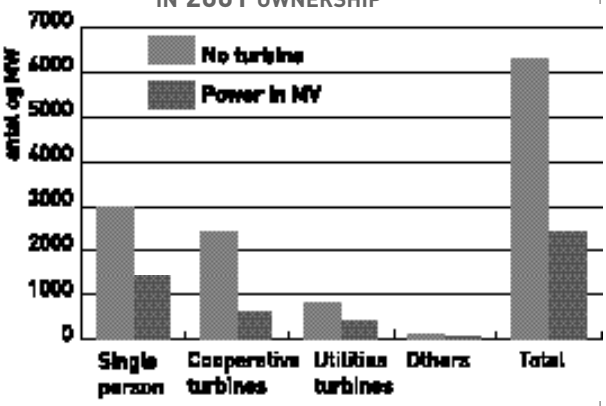


FIGURE 3. DANISH WIND POWER CAPACITY AND PERCENTAGE SHARE OF ELECTRICITY CONSUMPTION (SOURCE: DANISH ENERGY AUTHORITY AND OUR CALCULATION IN 02)

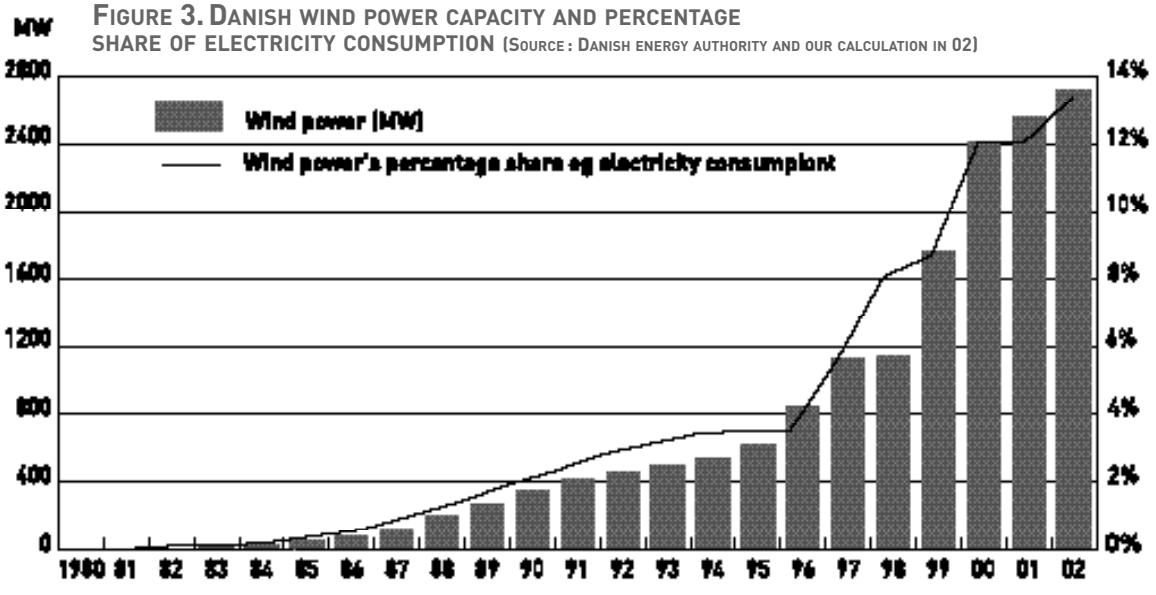
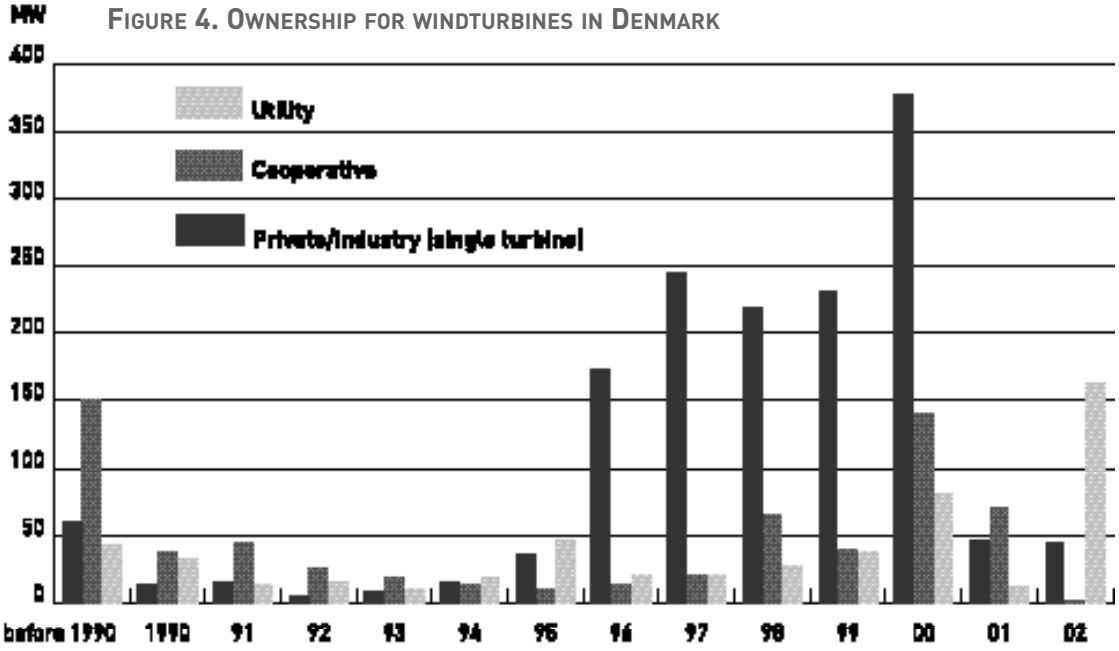


FIGURE 4. OWNERSHIP FOR WINDTURBINES IN DENMARK



are financed by mortgage. Many shareholders in the wind turbine cooperative have paid their share in cash and only 10 % of the shareholders have taken a bank loan. A loan proposal/offer for potential shareholders is normal practice in Denmark. While the feed-in system was in action there was no problem financing new wind energy projects.

The new liberal energy market from the first of 2003 make it much more difficult financing new wind energy projects.

Social Framework

In general, local participation and local financing of renewable energy has been promoted in Danish politics, culture and history.

Since 1975, an active information strategy has played an important role to secure local participation. This strategy originated from county high schools, local Energy Offices, Organization For Renewable Energy (OVE), Folkecenter and Danish Wind Power Stations (Organization for owners of windturbines) has been supported with funds from the Danish Energy Agency.

Historical background of the cooperative movement

N.F.S. Grundtvig, who was born in 1783, is the father of the cooperative movement.

He was an important theologian, author and poet who believed that everyone can and must do things in a way that corresponds with ones background and history. According to Grundtvig's teachings, the point was to arouse an individual's national consciousness and feeling of identity. This will lead to an increase in confidence so that one was able to change his conditions of life. People were inspired by his thoughts to build county high schools all over the country. The farmers got an education and later a big part of the Danish agriculture and supplementary industries such as dairies have been organized as cooperatively owned companies. This is the historical background for the modern cooperative movement and for the local involvement in the windenergy business.

Local investment into wind energy : the evolution

This trait of local invovlment is clearly seen in the case of wind energy and the establishment of windenergy cooperatives. As previously mentioned, **the guaranteed minimum price system was the basic and major reason for the growth of local ownership of windturbines and local financing of windturbines**. In the original legislation, the main principle was primarily that people living in their neighbourhood should own the windmills, and secondly that private individuals could only own shares in windmills corresponding to their household's private consumption. Farmers were allowed to install one windmill at their property. The intention had been to create broad popular involvement and local ownership in the development of Danish wind energy.

Today, this perspective is not a part of the policy in Denmark. The 1993 tax reform favoured mills owned by individuals and gave less favourable conditions to those owned by a community. Furthermore, it became possible for a while to buy a tiny piece of land suitable for windturbines installation and add it to one's own property, resulting in the loosening of the rule saying that you should live near the mill.

The size of shares has been raised from 9000 kWh per family to 30000 kWh per person over 18 living in the household. Since year 2001, there is no regulation of ownership. Anyone, also investors from abroad, may own windmills in Denmark in accordance to globalisation and liberalization policies.

MORE INFORMATIONS CAN BE FOUND ON
http://www.windpower.dk/articles/coop.htm

Middelgrunden

offshore wind farm

1

The Middelgrunden offshore wind farm has a rated power capacity of 40 MW. The project consisting of 20 wind turbines at each 2 MW is situated just 2 km outside the Copenhagen harbor on shallow water (3-5 meters deep). The wind farm is owned fifty/fifty by a wind turbine cooperative and the Copenhagen Utility.

Pre-investigation

The proximity of the site to Copenhagen has called for pre-investigations concerning the visual and environmental impacts right from the beginning of the planning process in 1997.

In order to initiate such investigations, 5.1 million DKK (680 000 €) from the Danish Energy Agency was granted. The purpose of the grant was to investigate the technical and environmental aspects of offshore wind power, on the specific site near Copenhagen. Furthermore, the grant covered an analysis of the organizational and economic aspects of the cooperatively owned part of the project, since cooperatives by nature do not possess any financial means at the early planning stages.

The Middelgrunden project obtained planning permissions in May 1999 and formal political approval from the Danish Energy Agency in December 1999.

Construction began in April 2000 and turbines began commercial production in April 2001.

The ownership and organization

In Denmark (particularly in the Copenhagen area), it is necessary to look for alternative sites for wind farms, if the policy goal concerning future utilization of renewable energy sources in Denmark is to be fulfilled.

The involvement of large-scale cooperatives in this process is essential to legitimate the process and gain public support with a site located this close to a city.

The windturbine cooperative

In 1996, the Copenhagen Environment and Energy Office (CEEO) took the initiative to propose and organize the project. After mapping the wind potential in the area of Copenhagen, the CEEO organized a working group consisting primarily of citizens from the area who were interested in wind energy. Different personal and educational backgrounds were represented with a common belief that the project was going to be a success. CEEO was a part of the working group in the beginning and now serves as a consultant for the wind energy co-operative.

Who Could Buy Shares ?

In the beginning, only people from the municipal area inside Denmark could buy shares. In 1999, new regulation came into effect and all Danish people could buy shares. In april 2000, the danish parlament changed the regulation and removed all restriction on ownership. Anybody (also outside Denmark) could buy it within certain conditions. This was a part of the political energy reform in Denmark.

This agreement changed the frames for wind energy in Denmark. One of the most important change was the swift away from the Feed-In tariffs over to marked oriented tariffs and the introduction of Renewable Energy Certificate.

The utility

Also in 1996, the Copenhagen Energy (CE) took the first step to investigate the feasibility of an offshore wind farm at Middelgrunden.

The Municipality of Copenhagen owns the CE. After 2 years of negotiations and overcoming political differences, a contract between the cooperative and utility was established.

The department of wind power at the utility SEAS acts as consultant for the Copenhagen Utility, and is heading the project organization for the establishment of the wind farm.

It is our evaluation that both parties (Cooperative and Utility) have gained from the arrangement. CE possesses the big organization for questions about technique, contractor work, etc. The wind cooperative has the knowledge from the private wind sector, with enthusiasm and commitment as well as better contacts with the public and the press. The locally based commitment along with co-operation between the cooperative, the local utilities and the municipality of Copenhagen, constituted a significant precondition for the development of the project. **This co-operation has provided credibility to the project in relation to politicians and the public**.

The financing of the cooperative

The cooperative's part consist of 40 500 shares. One share represents a production of 1 000 kWh/year and was sold for 4 250 DKK (568 €).

Who are the shareholders ?

8 500 shareholders, primarily private individuals from the local area, have joined the cooperative. Also companies, trade unions, NGOs, and institutions have joined the cooperative. By October 2000, 100 % of the private shares were sold. The cooperative is the largest wind farm worldwide based on dual ownership.

All shares have to be paid up front in order to follow the constitution of the cooperative.

A loan (financing) proposal/offer was prepared for all potential shareholders but not without problems. This is normal practice in Denmark and while the feed-in system was in action it was no problem financing new wind energy projects.

Financing of the starting up phase

In the case of Middelgrunden it was a little different. In the beginning the cooperative had absolutely no money and no experience how to get finance for the expensive start up phase. We started selling reservations for shares in the cooperative to finance this difficult start up phase.

The purpose of these reservations was also to show the government, the city council of Copenhagen, different authorities and the Danish Energy Agency that the people of Copenhagen supported the idea. In this aspect, it was a great success. 10 000 people joined the project and paid 50 DDK (6.7 €) per share. This amounts to 500 000 DKK (67 000 €) but it was not enough for the pre-investigation phase, but only for organising the cooperative itself. Therefore we applied for grants from the Danish Energy Agency and European Union (EU) for the pre-investigation. After several attempts and a lot of political negotiations, we got political support from the parliament and the project was granted a total of 5.1 million DKK (680 000 €) for the pre-investigation from the Danish Energy Agency. EU did not support the project.

Financing the construction phase

Towards the end of the pre-investigation phase, we began selling shares to finance the construction. We needed a general financing offer for potential shareholders. We asked all major banks, credit institutions, turbine manufacturers, and wind developers. The result was not good. All the asked institutions said nice words about the project, but none of them gave any substantial offer for financing. Some of the reasons given by banks for not participating were often that it was not their area of focus. Some banks were positive but did not have the administrative capacity for making individual loans for so many people. The developers and turbine manufacturers would participate in financing if we bought their product.

The end of this process was to ask the smaller and specialised banks what they could offer. A few banks are specialised in financing shareholders.

Two banks, Ringkjøbing Bank and Fælleskassen Bank offered loans for investment in Middelgrunden Offshore Windfarm. They did not demand any other security than the project itself and carrying forward in running income from electricity production. The loans were offered with a variable interest rate of 7.40 - 7.45 %, a currency term of 10-15 years and a small document fee of 300 DDK (40,2 €) per loan.

Approximatively, 5-10 % of the member have used the offer for loan in banks and the rest have paid cash.

The wind turbines

The turbines installed on Middelgrunden will be the first 2 MW turbines to be demonstrated offshore. The turbines will set new standards in terms of economic performance for wind energy technology. Turbines larger than 2 MW could have been chosen, but a decision that the turbines had to have at least some months proven track record limited the maximum size to 2 MW.
The turbine manufacturer chosen after the tender was Bonus Energy. The turbine data is shown in table 1.
To avoid very high maintenance costs, the turbines are constructed in a way that the main components can be changed without using an external crane.

Hub height	**64 meters**
Rotor diameter	**76 meters**
Total height	**102 meters**
Estimated power output	**89 GWh**
Park efficiency	**93 %**

Table 1. Key data for the 2 MW "bonus" wind turbine

The economy

The Danish Renewable Energy Scheme yields the following prices for electricity delivered to the grid (see table 2):

Year	Fixed		Added price for ren. energy	
	DKK/kWh	€/kWh	DKK/kWh	€/kWh
0-6	0.33	0.044	0.27	0.036
6-10	0.33	0.044	0.1 to 0.27	0.013 to 0.036
10-25	Market price		Green label certificate to be traded	

Table 2. Sales price of electricity delivered to the grid from the wind farm

The green label certificates have to be sold on the free market, where consumers have to buy a certain (typically 20%) amount of their electricity as green-labeled certificate electricity.
The total investment in the project is indicated in table 3 and table 4.

Production price of electricity	0.34 DKK/kWh	0.046 €/kWh
Investment/kW	8.5 DKK/kW	1.14 €/kW
Yearly production	89 000 000 kWh	

Table 3. Key figures after budget
(own calculations; Calculation rate = 5 %, lifetime = 25 years, Service = 0.07 DKK/kWh)

	€ (millions)	DKK (millions)
Wind turbines	26.11	200
Foundations including changes after the tender to reduce the time on sea	9.92	74
Grid connection, from land to farm	not included	not included
Grid connection, off-shore	4.56	34
Design, advice and planning	2.15	16
Wind turbine cooperative	0.54	4
Other costs	1.61	12
Total	**44.89**	**340**

Table 4. Budget of the wind farm
(Middelgrundens Vindmoellelaug I/S, 1999)

Economy for shareholder

For this project, the price of the renewable energy certificates is guaranteed for the first 6 years.
The income is tax free up to buying 5 shares per person. If one owns more, then 40% of the income is still tax-free.

Example : Jacobsen family bought 1 share at a price of the 4250 DKK (568 €)
(172 M DKK/40500 shares = 4250 DKK)
Yearly production is 1000 kWh for 1 share

Selling price of electricity	330 DKK	44.24 €
RE certificate*	270 DKK	36,19 €
Income/yr	600 DKK	80.43 €
Maintenance cost	-70 DKK	-9.38 €
Net income/yr	530 DKK	71.05 €
Rate 530/4250	12,5 %	
Simple pay back time	8 years	
Calculated lifetime	20 years	
5 % yearly depreciation	212,5 DKK/yr	28.49 €/yr
Income after depreciation	317,5 DKK/yr	42.56 €/yr
Rate after depreciation 317,5 /4250	**7.5%**	

Table 5. Economy for shareholder

* All Danish electricity consumers are obliged to buy renewable energy (RE) certificates.

More informations can be found on

http://www.middelgrunden.dk
http://www.windpower.dk/articles/wtmindk.htm
http://www.windpower.dk/articles/coop.htm

1. Situation map of the wind farm near Copenhagen
2. Shareholder's general assembly

3,4. A visit by boat through the offshore windfarm

5. Aerial view of the project

Sun-300

300 photovoltaic roofs

2

The Sun-300 project involves installation of 300 PV plants on 300 private houses connected to the electricity grid. The total of 750 kWp had been installed from 1998 to 2001. The budget of the project was 49 M DKK (6 500 k€). It was mainly financed by 37 M DDK (4 900 k€) from PSO (Public Service Obligation) funds and partially supported by the Danish Energy Agency with 6 M DDK (804 k€). The rest, 6 M DDK (804 k€) were paid by the householders that got the 300 PV plants installed.

Description of the project

The project was carried out by an energy company, EnergiMidt (former EnCon), in cooperation with others energy distributing companies. Sun-300 leads to the bigger program Sun 1 000, which is still under consideration. Since the government have removed all support for renewable energy the Sun 1 000 also lost some financial support.

The project objectives

- To ensure a consistent price reduction for solar panels connected to the grid
- To stimulate the development of Danish technology outside the field of assembling techniques
- To participate in the development of quality assurance solutions
- To generate and develop the commitment of the energy sector to solar energy as a future industry
- To increase the general knowledge of solar energy technology

The solar panels

The project organizers signed contracts with the following suppliers of solar panels:

- Shell Solar/Gaia Solar
- BP Solar (Rachell A/S)
- IBC Solar Technick, Scanpocon & OI-Electric

The systems were offered in the following sizes: 2 kWp, 2.5 kWp, 3 kWp, and 4 kWp. If the placement of the panels is optimal, the net output to the electricity grid is calculated to be 875 kWh/kWp per year. Actual average output is estimated to be 800 kWh/kWp per year.

The financing of the PV roofs

Public Service Obligation (PSO)

PSO funds is supporting research in environmental friendly power production. PSO funds is financed by the utilities in Denmark according to danish law n°375 and law n°486. These funds are administrated by Eltra, which is the transmission company in the west part of Denmark. The PSO funds is coming from the consumers, who are paying a small fee (0.01 DDK/kWh - 0.0013 €/kWh) for each kWh they consume.

The Danish Energy Agency

It supported the project with 804 000 €.

The householders

Danish single-family houses were the main target group of Sun-300. 300 distinctive houses were selected from eight different estates. The house owners were attracted by the publicity and meetings in the eight energy distributing companies who were participating in Sun-300. The house owners should state their interests in participating in Sun-300. This will lead to a very positive attitude towards PV and solar energy from the participating families. Distinctive type of house are represented in the different areas serviced by the eight energy companies. Architects assisted in fitting the solar panels to the houses types.

The total price including the solar energy system, conversion, assembly, grid connection etc. was about 40 DKK/Wp (5.36 €/Wp). The consumers have contributed about 25 % of price of the system, i.e. the project Sun-300 has contributed with 75 % of the construction cost. The house owners have no service cost during the first 5 years, because the suppliers will repair the system as a part of the project.

The percentile of the subsidy is determined so that the consumers' investment is refunded over a period of 10 years (the present value of the net electricity production over a period of 10 years equals the net investment).

No excise taxes on electricity from solar panels

The electricity from PV in Sun-300 and all other PV plants in Denmark is currently exempted from excise tax since the Danish parliament has passed a bill called "The net measurement arrangement", which is effective until year 2003.

The arrangement entails that the excess electricity from the solar panels can be transferred to the public electricity grid and then later transferred back to the houses without being individually measured or taxed. This means that if you, as a consumer, produce 1 kWh on you own PV, you will save the consumer price of 1 kWh. The consumer price for 1 kWh is 1.40 DDK (0.188 €) for households in Denmark in 2002.

An application has been sent to make this arrangement permanent.

Finance of investment

A single house owner in Sun-300 had the opportunity to choose between two types of payment:

1. In cash, so that half of the price is paid at the installation of the system and the rest by the end of the project in 2001.
2. Through the electricity bills with a fixed interest rate and an agreed number of payment terms. The maximum number of terms is 10 years. For example, the energy company EnergiMidt offered to its customers a loan of 9 % over a 10 years term.

The users can only sell their systems to the firms responsible for the project within the first ten years at a depreciated value of 10 % per year. The systems are insured through the ordinary domestic insurance policy and most of the insurance companies have not charged extra premiums to insure the systems.

The economy for Householders

If a family bought a PV plant in a standard size of 3 kWp the economy would look like this (see **table 1**):

Price of 3 kWp PV 3000 W x 40 DDK/kWp =	120 000 DDK	16 085 €
Sun 300 subsidies : 75 % =	90 000 DDK	12 064 €
Netto investment for houseowner	30 000 DDK	4 021 €
Annual savings from PV production 3 kWp x 800 kwh/kWp x 1.40 DDK =	3 360 DDK	450 €
1 year cost for 10 year loan, 9 % interest rate, 50 % tax 3 000 DDK + 3 000 DDK x (0.5 x 0.09) =	4 305 DDK	577 €
Net cost for family in year 1	**990 DDK**	**132 €**

Table 1. Economy for householders

More informations can be found on

About Sun 300 in danish
www.sol300.dk/
About Sun 1000 in english
www.sol1000.dk/
In english about PSO funds
www.eltra.dk/media/1030_14211.pdf

Munkesøgård

an ecovillage with biomass heating system

3

"Munkesøgard"was built in 2001 and consists of 100 housing units. It is situated close to Trekroner station outside Roskilde 30km east of Copenhagen. The estate consists of five groups each containing 20 family units. The total population of Munkesøgård is 150 adults and 100 children. Three ownership schedules are represented in Munkesøgård, 60 houses are owned by a cooperative housing society, 20 are cooperatively owned by inhabitants and 20 are privately owned.

The project was chosen as a case study because of the system with central bio fuel heating and a little central heating boiler which is typical for several similar projects in Denmark.

Munkesøgård consists of terrace houses that utilise a district bio fuel-based heating system with pulse operation and an oil boiler for backup. The active solar heating system provides hot water in the summer. An energy measurement display is installed in each house to show the residents their current consumption of space heating, domestic hot and cold water.

Other ecological elements are wood constructions, paper wool wall insulations, some walls of unburned clay, urine separation toilets with no connection to public sewer systems. Rain water is recycled for the laundromats. The originators of the project came up with the initiative and the vision to create an ecological housing commune with possibilities for all age groups.

The Financing of the ecovillage

A Danish society specializing in construction financing (RealKredit Denmark) agreed to finance the well-prepared project proposal from 1997 to build the ecological houses.

As far as the cooperative housing society is concerned, it was difficult to get the houses approved as subsidized buildings because of the large number of applications from other housing co-operatives for financial support. It also served as another barrier to obtain extra investments in environmental initiatives, e.g. the financing of the biomass system.

After negotiations with the municipality, the buildings were finally approved with a budget of 20 % above the usually given amount of money. All the common systems including the heating system are financed through the budget for general systems. The residents have influence on which environmental initiatives the extra 20 % should be used for, but the final approval has to be done by the municipality. For example, the residents had to give up the idea of making a system for composting excrements and instead decided on investing in solar collectors.

L. Samuelsson, who is Chairman of the board at Munksøgård, said that the buildings cost more than it was approved for. She estimated that the buildings cost more than 25 % above the usually given amount of money.

The residents had closely observed the extra investments in equipment since they had to pay larger instalments through the house rent in the future. The extra investments had also resulted in increasing the terms of the loan up to 40-50 years. The loans for the cooperative housing society and rental houses were index-tied with a fixed yearly rate and variable terms. The private houses loans were individual. The loan for the residents in the cooperative housing society and in rental houses resulted in a fixed rent in the future i.e. the house rent would not increase more than the salaries.

The private houses owners were in a different situation. Each owner had to take a mortgage credit loan. It was difficult to negogiate with the financial institutions due to deviant building materials and extra investments in the environment. The financial institutions wanted a guarantee to ensure that the houses could be sold in the future without a loss. The residents had to explain the extra payments for the common systems, because they differed from the normal practice. Boilers were placed usually

inside one house. However in this case, each household owned a share of the common system.
All owners succeeded in obtaining 80 % of the mortgage credit loan, one of the reason for that being the increase in the prices of houses in this period.

Financing in the heating system

The residents decided that all operation costs and savings to the next system should be paid through the variable heating bills. This principle also included water and waste water but we would not describe it here.
Table 1 shows the costs of the systems divided according to the system components:

	DKK (Incl. VAT)	€ (Incl. VAT)
160 kW boiler	319 750	42 862
60 kW boiler	73 480	9 850
Installation 60 kW	131 250	17 594
Oil furnace	40 000	5 362
Fireplace	93 000	12 466
Automatic	38 800	5 201
Pumps, filter etc.	51 040	6 842
Pipes	60 176	8 066
Isolatingmaterials	50 000	6 702
Heating pipes	893 800	119 812
Hot water container	200 000	26 810
Solar collectors	1 045 409	140 135
Total	**2 996 705**	**401 703**

Table 1. Investment for heating systems

Table 2 shows the total cost of operations including appropriations :

Total costs for the period 01/10/00-31/12/01	DKK	€
Appropriations	121 534.31	16 291
Oil	139 906.16	18 754
Wood chips	253 575.43	33 991
Electricity consumption central heating	38 574.00	5 171
Chimney sweeper	5 024.27	673
Tools and miscellenuous	17 162.00	2 301
Insurance	25 411.26	3 406
Total	**601 187.43**	**80 588**

Table 2. Expenses for the heating supply in 2001

Table 3 shows the price of heating that the residents pay, which is 630.6 DKK/MWh (84.5 €/MWh)

Heating price	DKK/MWh	€/MWh
Costs/heat consumption = 601 187 DKK/953.4 MWh	630.56	84.49

Table 3. The price of heating based on the expenses and consumption in the households in one year

The consumption of oil fuel in the period was more than expected since not all of the solar collectors were installed in 2001. There were also problems with a warehouse for wood pellets. Both of these conditions had resulted in the extraordinary consumption of fuel. The higher fuel consumption means that the calculated price for heating in table 3 is higher than expected, but in the future it will be lower.
Munkesøgård heating team counted the actual consumption of oil fuel and wood pellets and determined the related heating costs. The fuel costs are calculated to 519 DKK/MWh (70 €/MWh) for oil and 238 DKK/MWh (32 €/MWh) for wood pellets.

Alternative heat

A central heating supply from Roskilde is an alternative heating system for Munksøgard. The expenses associated with a connection to Roskilde Central Heating is shown in Table 4. The variable costs of heating as a sole entity is 631 DKK/MWh (84.6 €/MWh). Furthermore, in addition the fast cost is 19.6 DKK/m² (2.63 €/m²).

Variable costs according to measurement	630.94 DKK/MWh	84.55 €/MWh
Fast Costs	19.61 DKK/m²/yr	2.63 €/m²/yr
Connecting costs and service pipe cost for a detached house	31 875 DKK	427 123 €

Table 4. The cost of heating on connection to the Roskilde Central Heating

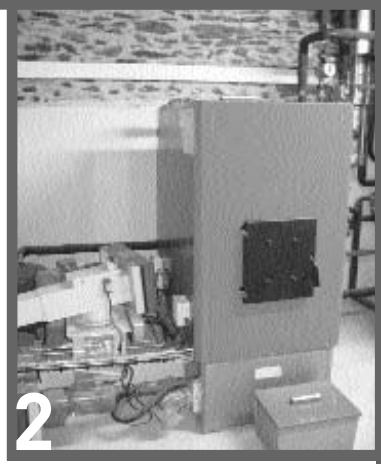
The heating price from the central heating supply is hence higher than the actual heating price from the wood pellets boiler system. In this comparison, the connection and service line sprice of 31 875 DKK (4 273 €) detached house has not been added. This is also paid when connecting to the central heating supply.
Hence, one can conclude that the investment in the biomass heating system at Munksøgård has been profitable and is a sound financial choice which results in lower operational costs in the future.

More informations can be found on

www.munksoegaard.dk/

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 18

FRANCE



1,2. BASSE-NORMANDIE
COLLECTIVE PURCHASE OF WOOD BOILERS

3. BUTTE DU TÉLÉGRAPHE
A WIND FARM PROJECT

BRIEF REVIEW OF LEGAL, FINANCIAL AND SOCIAL FRAMEWORK FOR LOCAL RENEWABLE ENERGY INVESTMENT

Energy context

The lasting decrease in the price of oil in the middle of the 1980s and the massive development of the nuclear energy production industry reduced the interest of the french public authorities in the development of the different renewable energy fields.

The sale price of electricity deriving from renewable sources was then fixed by the Ministry of Industry (until the enactment of the February 2000 law) and remained too low to encourage investment.

The projects remained confined to demonstration operations.

The predominance of the nuclear energy production industry in the French system of electrical production, constitutes a significant obstacle to the development of renewable energy generation.

The production of electricity is in excess compared to the french consumption of electricity (540 TWh in the year 2000 of which 73 TWh was exported) and is distributed between three principal energy sources (see **figure 1**): 415 TWh produced from nuclear energy, 73 TWh by the large hydroelectric dams and 52 TWh by the fuel and coal power stations.

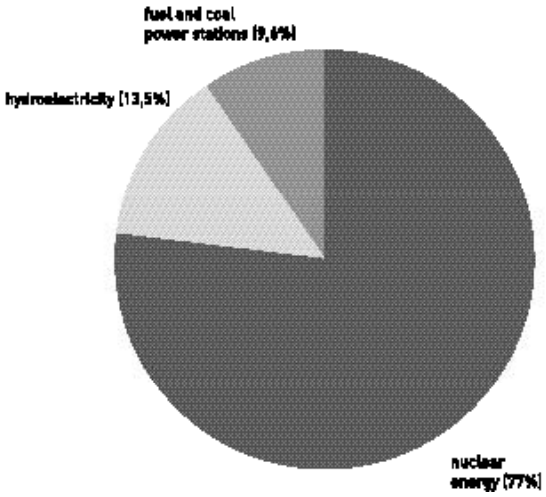


FIGURE 1. PRODUCTION OF ELECTRICITY
(SOURCE : DGEMP)

Production of electricity from renewable energies is still very modest if one excludes the contribution of large hydroelectricity.

France is therefore characterised in the energy domain by:

- the predominance of nuclear energy in its electricity production
- fossil resources (oil, gas, coal) confined to electricity production for peak consumption, essentially due to a strong penetration of electric heating in the home.
- More recently, political will, influenced by the international commitments of France, to develop renewable energy sources.

Legal framework

Between the nationalization law of 1947 (creation of EDF - Electricity of France) and the law of February 2000 (opening up the electricity market), the RES (renewable energy sources) did not benefit from any specific legal framework which would have allowed them to develop significantly.

However, some "niches" could be exploited, allowing a restricted circle of operators to exist until today.

The small hydro-electricity producers, small communes and private enterprises, that escaped the nationalization in 1947 were able to benefit from 1955 from a purchase obligation of upto 8 MW, applied to all sources of energy. The tariffs were then fixed by EDF. The latter allowed them to pursue their activity and sometimes to achieve a return on their investments. Today, the installed power in this sector is of the order of 3 000 MW.

At the end of the 1980s, the mechanism for financing rural electrification, based on a national fund of adjustment, supplied by a contribution from all the consumers (the FACE) was opened to the possibility of financing renewable energy operations, as an alternative to the extension of the electricity distribution network. The investment costs had to not exceed 80 % of the cost of extension. This permitted the realization of several thousand individual photovoltaic installations, essentially in the "remote territories" (Dom-Tom) and several other small windturbines.

In 1994, a "national energy debate" was organised on the initiative of Michel Barnier, then Minister of the Environment, which was continued the following year by the setting-up of a task group on the purchase tariffs of the Renewable Energy.

As a consequence to the debate, the "**EOLE 2005**" **Program** was launched in 1996.

The objective announced, foresaw the installation of between 250 and 500 MW of wind production from the year 2005 on.

At the end of three sets of bids, 50 projects representing a production of 360 MW and a potential production of 1.04 TWh per year, were thus programmed.

The projects presented by the developers were selected by a national commission composed notably of EDF, the ADEME (French Agency for the Environment and

Energy management) and the Ministry of Industry. The projects retained had to be the subject of a second investigation by the decentralized services of the State in regions. The kWh selling price which the candidates had to announce beforehand, constituted a major criteria in the selection of the projects. The sale price of the wind generated kWh settled on average at 5.03 c€/kWh and the financial installation of most of the projects required the support of territorial collectivities in the form of subsidies.
The necessity by the operators to reduce the prices, also pushed them to choose very windy sites, which were sometimes sensitive with respect to the landscape in particular. The deficiencies in terms of information at the local level provoked the first reactions of opposition of the inhabitants. EOLE 2005 Program had the merit of mobilizing new players (consultancies, industrials) but equally it showed that the bid system was not really adapted to this stage of the development of the French wind generation path.

In December 1999, the Hespul Association obtained from the Ministry of Industry the setting up of a photovoltaic electricity purchase contract to regulate sensibly from the technical and tariff angles the relations between the producers and EDF, administrator of the public electric network. In fact, it limited itself to tolerate the connection to the network of PV systems of less than 5 kWc€, solely within the framework of demonstration programs financed by the European Commission, and under the net-metering regime. The existence again of clauses too restrictive only permitted the setting up of a few facilities. Several hundred among them continue to function without contract, the majority within the framework of European demonstration programs.

The law relative to the modernisation of the public electricity service of the 10th February 2000

This law of transposition of the 96/92 EU directive relative to the opening of the electricity market (adopted by France with one year of delay on the European calendar) foresees to "leave a place for the decentralised productions, to the co-generation and to the new technologies". In practice, it results in a purchase obligation for the renewable sources and the co-generation upto 12 MW, the tariffs being fixed by the Minister in charge of energy. Beyond 12 MW, it is expected that the government can ask for competitive bids, these within the framework of a "multi-year program of investments" (PPI), to sensibly give quantitative objectives by path. The text of PPI was under preparation at the end of year 2002.
Between 2001 and 2002, for each RE branches, tariffs were fixed by ministerial decrees in the scope of purchase obligation (the last being the photovoltaic in March 2002). However, even again today, a few administrative questions (contracts, building permits, territorial scheduling, etc) and technical issues (access to the electric network) have not been resolved. These issues are currently under clarification.
Upto today, it has not been possible for the producers to sign any definitive contract.

The decrees fixing the purchase conditions of electricity produced by installations using renewable energy

Wind energy

The wind tariff is very largely inspired by the "German model" resulting from the EEG law of April 2000, giving a single increased tariff (8.38 c€/kWh) during the first 5 years of operation, then differentiated for the 10 years following.
In order to improve the territorial distribution of the projects whilst avoiding on the other hand the creation of unwarranted profits for the most favourable sites, the tariff for the 10 years following is calculated according to the real productivity of the site, so that the average profitability over the 15 years of the duration of the contract is more or less the same for all the sites.
The **table 1** gives the basic figures:

Annual hours of operation	Tariffs of the first 5 years	Tariffs of the 10 following years
2000 h or less	8.38 c€	8.38 c€
between 2000 & 2600 h	8.38 c€	Straight line interpolation
2600 h	8.38 c€	5.95 c€
Between 2600 & 3600 h	8.38 c€	Straight line interpolation
3600 h and more	8.38 c€	3.05 c€

TABLE 1. TARIFFS FOR WIND ENERGY

Biomass

Some specific tariffs exist for solid biomass, for the biogas emitted from agricultural and sylvan waste and for the discharge biogas.
The method of calculation of the latter is made very complex by the introduction of numerous parameters such as the guaranteed power, the effective availability, the date of installation or the existence of a subsidy to the energy efficiency.
However, the tariff of the biogas discharge ensures, in the majority of cases, the profitability of the investments.
For the two other fields, the reference tariffs are distinctly insufficient (4.9 and 4.6 c€/kWh, respectively).
The investment imposes in this case the search for co-financings (subsidies from the ADEME or local collectivities).

Photovoltaic

In continental France, the tariff has been fixed at 0.1525 €/kWh which is substantially insufficient (by a factor of 3) to permit a profitability appropriate to the investments.
In the "remote territories" and in Corsica, the tariff has been fixed at 0.3050 €, which is also insufficient.

ADEME has therefore announced the setting up of a system of cofinancing in the form of a direct subsidy to the investment of 4.6€/Wp.

The connection to the electric grid

After long and difficult negotiations between the producers and the electric network administrators (EDF-ARD, RTE), the practical conditions of access to the electric grid are to be solved in the next few months. Some points should probably be arbitrated at the political level, such as the distribution of the extension loads and of reinforcement between the producers and the network administrators.
Faced with the influx, very significant in some regions, of demands for connection to the network by wind energy installations, a "pending file", applicable to all renewable sources, has been put in place by the network administrators. Before the 1st September 2002, about 13 000 MW were registered in the pending file. After this date, the operators had to present the notification of instruction of the building permit. This new procedure has made it possible to reduce the volume of the demands while only keeping those relating to windfarm projects really in course of development.
The decree fixing the tariffs for transport of the electricity appeared in July 2002 and foresaw a total exoneration of connection costs upto a voltage of 150 kV, which should concern the quasi-totality of the renewable installations.
Since the first of november 2002, in order to facilitate the access to the grid for producers, the french government has established the principle of "shallow cost".
The producer has only to pay the downstream part from his connection to the grid.
However, two significant questions having a strong impact on the outcome of the projects in terms of delays and economic calculations, remain unanswered:

- the method of calculation of the acceptance capacity of the network.
  The administrators are applying unilaterally and with out real justification a ceiling of 40 % of the wattage rating of the station on which the installation is connected.
- the methods of the development of a program of reinforcing work or of extension and of the sharing of the applicable costs.

Financial framework

The majority of the investments intended for Renewable Energy installations of electricity production (we will not consider individual installations) involve wind generation.
Projects are generally managed by specialised firm (consultancies) associated to industrial and supported by private investors.
Most of the projects use bank facilities.
Accelerated depreciation is possible and commonly adopted by the investment trusts within the framework of the wind generation projects.
One counts only a very small number of projects which have been financed by individuals and notably by farmers.
It is the case for several biomass installations involving methane or wood boilers and a few wind farms. To achieve a profit on their investment in wind generation, in spite of the low sale price of electricity imposed then by the Ministry of Industry, the first local investors acquired reconditioned machines, but on the European secondhand market. With the new tariff system, choice of secondhand windturbines seems risky.
In the case of wind generation, the adoption of the new tariffs, ensuring the projects to be more probitable, can constitue an encouragement to the investment of individuals in renewable energy projects, if procedures of financial implication are clearly established and facilitated.

Concerning the photovoltaic and biomass fields, the tariffs currently in force still remain too low to attract investment in the absence of State and European subsidies (Hip Hip European program for PV).

Social framework

Contrary to Germany or Denmark, the financial implication of individuals still remain anecdotal in France.
Nevertheless, one sees an increasing interest by individuals for "ethical investments", answering to the principles of lasting development.

We will distinguish, within the context of renewable energy financing, two categories of individuals: the jointly investors and the local investors.

- The jointly investors refer to people not necessarily living in the region where the project they are financing is based. For this type of financial implication to be set-up, it is necessary that banking organisms elaborate well identified, specific funds for investment.
- The local investors live in a geographic sector near to the project. Their financial implication appears extremely important since it constitutes a direct implication of the local actors in a territorial project. It generally reinforces the social appropriation of the projects and their acceptance. Locally, many agriculturists, conscious of the environmental stakes and anxious to diversify their activities, also express the wish to enter financially into the development of the renewable energies. The local collectivities and notably the "rural electricity unions", are also interested in the possibility of becoming producer of electricity. These local initiatives can facilitate the territorial integration of the projects, wind generation in particular, against which public objections tend to increase.

Basse-Normandie

collective purchase of wood boilers

1

Initiated by an individual who wanted to equip himself with a wood schips boiler with automatic feed, the project progressively evolved under the significant assistance of the Basse-Normandie regional office (DR) of ADEME.

It has finally allowed a dozen individuals and farmers to discuss together ways to supply their new heating system efficiently and to equip themselves at a lowest cost.

Background of the project

In 2001, an individual contacted the DR ADEME in Basse-Normandie to inquire about the possibilities of co-financing a wood schips boiler for the heating of his home. Anxious to structure locally methods of providing fuel, the ADEME engineer, responsable for the case, suggested to him to find other individuals, farmers and non-farmers, in order to group together into an associative structure. The other advantage being to facilitate financing, in particular from the Regional Council of Basse-Normandie.

The fortuitous meeting between this individual and the CIER association (centre d'initiation aux énergies renouvelables) was determining.

Created in 2001, this association groups together farmers and individuals who want to inform the general public about renewable energies. The founders, a couple of bio farmers, equipped themselves with a 10kW wind turbine which supplied the electricity necessary for their farm.

Finally, 12 people (9 agriculturists and 3 individuals) decided to equip themselves with individual wood boilers with automatic feed.

The presence of the farmers allowed the group to have the necessary wood resources originating from the maintenance of the hedges of the grove surrounding their agricultural land. The small wood hedge (3 to 6cm in diametre), of no value and usually burnt, can indeed be valorized for heating after grinding and drying.

Organisation and ownership

The individuals chose this method of heating for their private needs. Some of the agriculturists chose to use this resource only for their private needs and others for both their professional and private heating requirements.

The **table 1** following describes the different methods of using the heating systems installed.

	Boilers Type	Heat network	Use
F1	55 kW	yes	Dwelling, hot water for milking
F2	35 kW	90 m	Dwelling, heating and hot water, hot water for milking
F3	35 kW	25 m	Dwelling
F4	35 kW		Dwelling, replacement of wood log furnace
F5	55 kW	140 m	Dwelling, heating and hot water, hot water for milking, calf room
F6	35 kW		Dwelling, heating and hot water.
F7	55 kW	300 m	Several dwelling houses (gites), 3 hot water tanks of 200 l
F8	35 kW		Dwelling
F9	35 kW		Dwelling
I1	35 kW		Dwelling, heating and hot water
I2	35 kW		Dwelling
I3	40 kW	yes	Dwelling

F = farmers, **I =** Individualist

TABLE1. USING OF THE HEATING SYSTEMS

Technical aspects

The sizing of the facilities according to the requirements was done by the inter-regional association AILE (Accompagnement d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement).

Boilers	11 HARGASSNER (Austria) boilers, 55 and 35 kW and a 40kw BACXY boiler
Supply	Global silo and worm
Fuel	Wood schips + sawmill rubbish
Humidity	20 to 30 % maximum on raw mass

Fuel provision

The transformation of the wood schips is achieved by a schipper (type Jean Pain) financed by 4 of the farmers.
The supply for a dwelling for one year requires the processing of 2-3 km of hedges. 1 km of hedge is the equivalent of 12 map (12 m³ "as viewed" of schips) which is the equivalent of about 1000 L of oil fuel.
Finally, the 12 wood boilers makes it possible to avoid the emission of about 30 tons of carbone per year.

Three systems of wood supply were adopted:

- **the system of local exchange:** it constitutes an understanding between some of the players of the group: exchange of service, of material and of items. These are non-monetary exchanges.
- For some, the **recuperation** of the wood removed from alongside the roads after the passage of the DDE technical services and the wood rubbish from sawmills.
- **purchase and sale:** some agriculturists collect wood, transform it into schips and then sell it to the users of boilers.

Economic and financial aspects

The grouping of individuals and agriculturists allowed the group to call on the "Programme Régional de Maîtrise de l'Energie et de développement durable" (PREMEDD) involving an agreement between ADEME and the Regional Council to co-finance wood energy projects. A subsidy of 40% jointly from ADEME / Regional Council has been granted on the price negotiated for the boilers and their installation. A subsidy of 30% has been granted for financing the heat networks.
After evaluation of the different quotations, negotiations began with the different suppliers, with the assistance of the CIER association.
The block order from the boilers supplier finally gave a discount of 13% (see **table 2**).

Conclusion and perspectives

This project tightened the ties between the participants from the world of farming, agriculturists and individuals. The project clearly responds to the principles of local and sustainable development. It also allowed the optimisation of the financing capacities of the ADEME and the Regional Council of Basse-Normandie. The block order allowed a reduction in the costs of the equipment.

This first operation has also clarified a **regional action plan**.

It organises itself around the following participants:

- **ADEME in Basse-Normandie:** piloting and financing of the regional action in partnership with the Regional Council of Basse-Normandie.
- **Association inter-régionale AILE:** sensitization of the farming environment to the use of wood, accompaniment and animation of the projects, observation and follow-up of installations.
- **Association CIER:** identification of interested participants, creation of financing files for furnaces in rural areas, assistance to the projects initiators.
- **The Coopératives d'Utilisation du Matériel Agricole (CUMA) in three departments** (Calvados, Orne and Manche): mobilisation of the wood resources coming from agricultural sources, purchase and mutualization of the agricultural equipment (grinding equipment).

The strategy adopted consists of structuring groups around schippers financed by the CUMA. To facilitate their use, a shredder cannot be reasonably used within a radius greater than 30-40 km. This energy field involves both agriculturists and individuals who should not be forgotten. The by-laws of the CUMA allow the use of agricultural equipment by individuals to a limit of 20% of the turnover of the CUMA. In certain regions, GIEs (Economic Interest Groups) have been created to unite the users of wood schips, using the equipment of the CUMA.

Table 2. Financial aspects

		Furnace price	With manufacturers Discount 13% (1)	Installation (2)	Heat Network (3)	With subsidy 40% on (1+2)	With subsidy 30% on (3)	Final costs
F 1	55 kW	18 684,05	16255,12	1113,00	2 570	10420,87	1799	12219,87
F 2	35 kW	16 642,62	14479,08	0,00	3 650	8687,45	2555	11242,45
F 3	35 kW	17 948,00	15614,76	2610,00	1 325	10934,86	927,5	11862,36
F 4	35 kW	17 948,00	15614,76	627,00	0	9745,06	0	9745,06
F 5	55 kW	20 593,60	17916,43	837,50	7 517	11252,36	5261,9	16514,26
F 6	35 kW	17 185,95	14951,78	566,00	0	9310,67	0	9310,67
F 7	55 kW	20 133,60	17516,23	2496,00	10 493	12007,34	7345,1	19352,44
F 8	35 kW	18 250,44	15877,88	800,36	0	10006,95	0	10006,95
F 9	35 kW	16 642,60	14479,06	217,00	0	8817,64	0	8817,64
I 1	35 kW	17 682,00	15383,34	466,00	0	9509,60	0	9509,60
I 2	35 kW	18 325,00	15942,75	0,00	0	9565,65	0	9565,65
I 3	40 kW	9 627,00	No discount different supplier	423,00	2 456	6030,00	1719,2	7749,20
		209 662,86	**174 031,20**	**10 155,86**	**28 011**	**116 288,43**	**19 607,7**	**135 896,13**

Notes: All the tariffs are incl. VAT, in euros • **F** = farmers, **I** = Individualist

Butte du télégraphe

a wind farm project

2

This project, under ways, consists of the implementation of 5 wind generators of 300 kW on the border between two Breton villages, Pleyber-Christ and Saint-Thégonnec. It has the peculiarity of being financially supported by an agricultural grouping (GAEC – groupement agricole d'exploitation en commun), a local entrepreneur and about thirty local investors regrouped within a specific investment structure.

Pre - investigation

In 1999, a group of 5 agriculturists (GAEC) and a local entrepreneur decide to become involved together in the development of a wind farm project. With the support of a departmental association (Avel Pen ar Bed), the local investors proposed very early on, to adopt a strategy of public consultation during the study process, regularly distributing information.

The local politicians unanimously encouraged a strategy which resulted in a local and lasting development. For the initiators of the project, it is also about "investing in the locality".

The presentation of the project to the municipal councils and to the local residents nearest to the site, was followed by a public information meeting. It is during this meeting that the creation of a "follow-up group" was decided.

Regrouping the local politicians, the supporters of the project and the inhabitants of the two communes, this informal information exchange group, permit the inhabitants concerned to be regularly informed upto the deposit of the building permit.

The local politicians encourage strongly this exercise in participative democracy.

These meetings in particular permitted the presentation of the results of the research into the potential sites on the land of the two communes and to explain the choice of the site retained.

The assessment of the noise impact and the choice of the design implementation scheme (based on visual simulations, see **picture 3** page 18) were in particular broached.

The follow-up group gave a local nature protection association the task of doing an assessment of the potential impact on the flora and fauna.

The follow-up group finally recommended a reduction in this number to 5 machines.

Then, the local politicians validated the proposed planning options. The building permit was granted in May 2001.

The first building work was started on the site (installation of the foundations). Subsequent operations were suspended waiting for the uncertainty about the tariffs to be resolved.

The local investors want to benefit from the new tariff system (decree of June 2001) but EDF is refusing for the moment, treating the machines as already functionning.

The ownership and organization

The strategy of consultation adopted created a new local desire for financial involvement.
The initiators of the project accepted that one of the wind generators could be financed by individuals by purchase of the parts.
When the impact study reach its end, a number of people involved in the follow-up group, (and in particular the agriculturists including one of the 4 proprietors of the parcels of land) immediately expressed an interest in the proposition to finance the fifth wind turbine.
One must underline here the major role played by the strategy of consultation adopted, a kind of collective training process. It permitted the appropriation of the project by the inhabitants and facilitated the mobilisation of the interested local investors. The fifth wind generator thus became the property of about 30 people, including several farmers.

The principles of financing

When the project is launched (December 1999), the initiators were not eligible for the Eole 2005 Program (last bids were in October 1999).
They saw themselves imposing a sale price for the wind generated electricity fixed at 4 c€ by the Ministry of Industry.
The solution adopted has been to invest in reconditioned wind generators bought in Holland (Windmaster 300 kW).
The principle of financing is as follows:
The cost of the studies, the building works at the site (foundations, access track) and the connection equipment are held mutually between the investors pro rata to their financial participation, but the dividends are calculated based on the production of each wind generator, equipped with an individual meter.
In the opinion of the local entrepreneur (who invested in 2 wind generators), a breakdown linked to one machine badly maintained by its proprietor, should not penalise the other investors.
It was still possible to have a joint maintenance agreement.
This desire for autonomy derived maybe in part from the composition of the group financing the fifth wind generator. The arrival of the "Cigales" (groups of associated investors from outside, see below) seems to be perceived locally as an intrusion. They had not participated in the meetings of the follow-up group, did not live in the area concerned and naturally asked a lot of questions.
The dividends distribution based on an individual metering systems seems delicate in relation with the legal framework required.

The legal framework (see figure 1)

The connection to a point of the electric network did not permit the creation of several electricity sales contracts to EDF (Electricité de France).

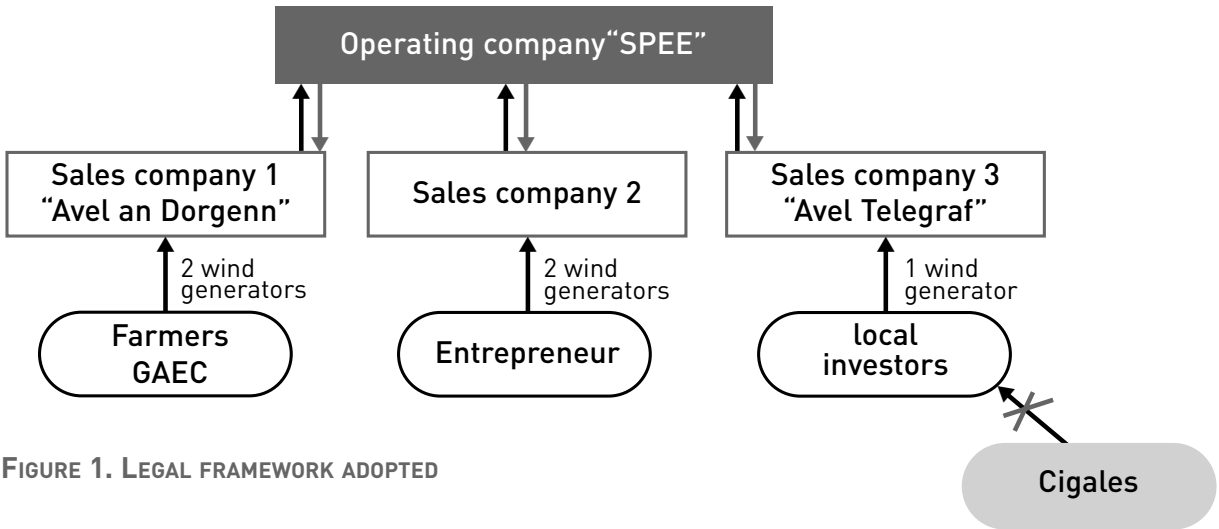


FIGURE 1. LEGAL FRAMEWORK ADOPTED

To overcome this obstacle, the following legal framework had to be adopted:
An operating company called SPEE (Saint-Thégonnec Pleyber-Christ Energie Eolienne) will sell electricity to EDF. It possesses the company status of a SARL (société par action à responsabilité limitée). The shareholders of this company are also shareholders of the 3 sales companies (SARLs also) which possess and rent the wind generators. The rental rate then corresponds to the dividends generated by the corresponding wind generators, less the expenses connected with the functionning of the operating company.
This arrangement appears too complicated to be easily managed.
Two Cigales ("Suroît" et "Les mouettes") regrouping about 30 persons interested in the project, proposed participating in the investment. The "Cigales" are clubs of individuals investors who choose to place their funds in activities in harmony with durable and sustainable development.
When the statutes of the SARL Avel Telegraph, were submitted, the Secretary of the Tribunal de Commerce, refused to allow the 2 clubs of investors to be classed as associates "*not having a legal status. Indeed, referring to the statutes submitted, these two clubs are regulated by article 1873 of the Civil Code which deals with joint ownership. Each of these component members constitutes a 'société de fait' which does not have a legal personnality. The simplest solution would be for the members of the two clubs to constitute themselves, as soon as possible, either as an association déclarée or as a société civile*".
The problem was settled temporarily by the submission of the statutes of Avel Telegraph, without the Cigales clubs. It was expected that the clubs could be involved in the SARL, at the time the capital was increased if the legitimacy of the Cigales as shareholders could be established without ambiguity with the Secretary of the Tribunal. For the avocat of the National Federation of Cigales, the article 1873 of the Civil Code is clarified by 1873-1 and 1873-15, which define "l'indivision volontaire de personnes physiques". His conviction however is not going as far as countering the argument based on a decree by the Supreme Court of Appeals which says that "each individual has associate status".
The initiative of these Cigale clubs, within the context of this project, therefore evidenced the impossibility for them to acquire capital in private companies.
New statutes for Cigale clubs have been submitted by the National Federation of Cigales and the legal obstacle has been removed. The Cigales can in the future acquire capital in private companies.
Finally, the 2 Cigales "Suroît" and "Les Mouettes" chose to not become involved with this project, without abandonning the idea of an involvement with renewable energy. They have helped recently with the creation of a new company specialising in the development of wind generation projects.

The economy of the project

Type of wind generator (reconditioned):
Windmaster 300 kW-25
Year of manufacture: 1992
Duration of operating: 4 years

Basic assumptions

Investment per kW	457 €/kW installed
Average tariff	0.042 €/kWh
Average wind speed	7 m/s
Average production per machine, per year	500 000 kWh
Capacity factor	1 670 hours (19 %)

This low number of hours of operation (which is obtained by dividing the annual production in kWh by the wattage rating of the generator in kW) is due to a peculiarity of the wind generators used.
These machines have a relatively small rotor diameter (25 m) in relation to the power of the generator (300 kW). By design, the machines were primarily intended for windy sites (9 m/s). Their use on a site with only average wind speed (7 m/s) penalizes appreciably their production, relative to their rated power. A wind generator of 200 kW and of 28 m diameter for example, if it had been available under equivalent financial conditions, would have had a distinctly superior production.

Complementary parameters

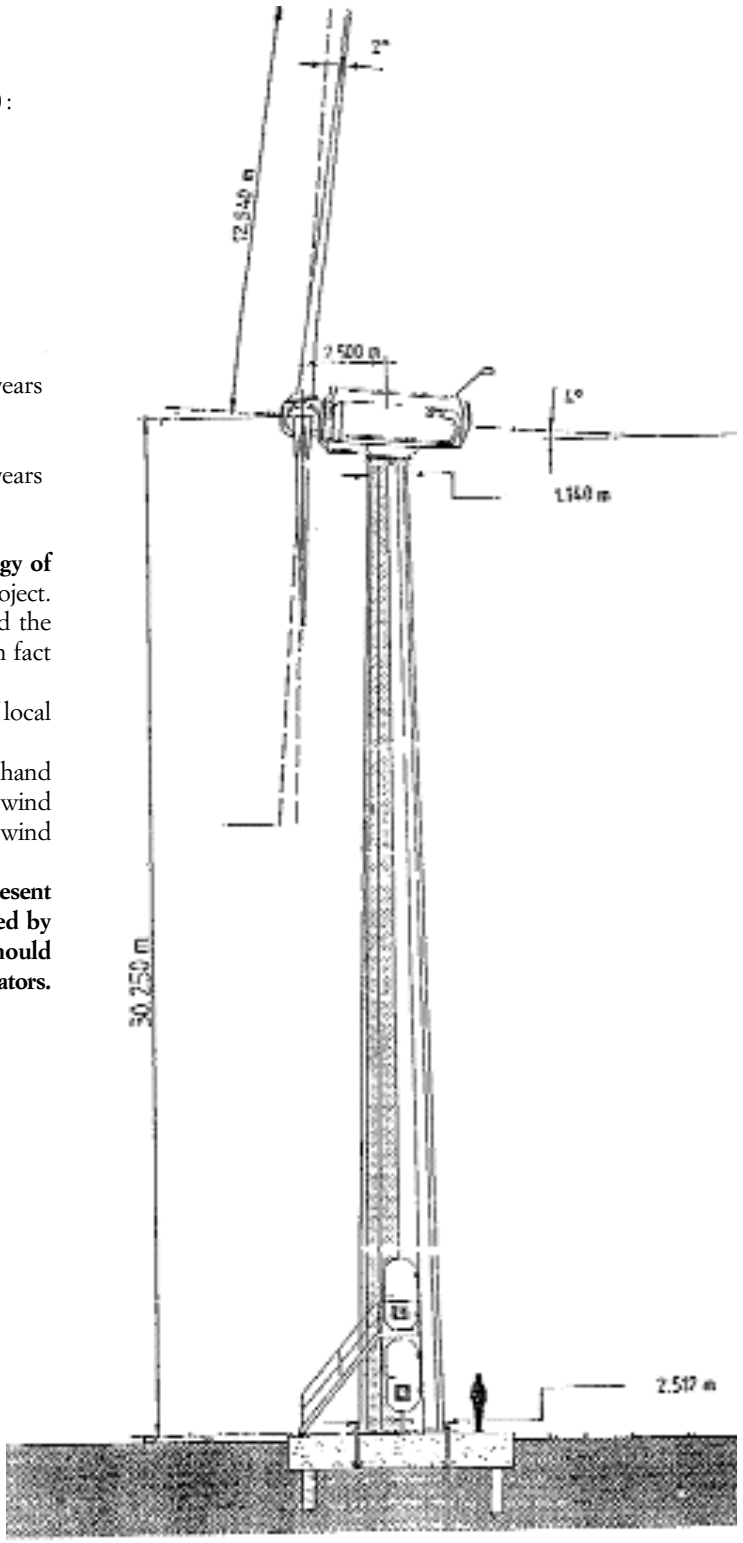
- Proportion of own funds employed: 100 %
- Annual average costs of operation: 22 € /kW installed (operation and maintenance, provisions, land/property rental). In practice, the O&M costs should be more important (second hand machines).
- Tax "professionnelle" (collected by municipality): 3.5% of added value
- Depreciation: over 10 years
- Company taxation: 33 %
- Inflation on costs: 2 %
- Inflation on receipts: 1.2 %

Rate of profitability obtained

- TRI final shareholder before tax (without tax reduction for investment): 5.7 % per year over 15 years, pay back period 9 years
- TRI final shareholder before tax (with maximum tax reduction for investment): 8.2 % per year over 15 years, pay back period 7 years

In conclusion

The desire of the local players to institute a **strategy of consultation** conferred a particular interest to this project. The creation of links, regular exchange, permitted the mastery of sterile conflicts (the initial opponents in fact participated in the follow-up group).
This also very quickly facilitated the mobilization of local finance.
On the other hand, the choice of acquiring secondhand machines did not permit a good adaptation to the wind conditions of the site/technical characteristics of the wind generator.
The new technologies available on the market, the present tariff system and the guarantees/assurances offered by purchase of new equipments are elements which should discourage the acquisition of second hand wind generators.



City of Chambery

"Solar Purse" project

3

This project consists in installation on one or several sites of photovoltaic plants rated at a medium scale nominal power (several tens of kilowatts), financed through a "Solar Purse" in a "local citizenship" perspective, to be implemented following numerous examples of Swiss cities.

Background to the project

In Spring 2002, the Chambéry township, wanting to mark in a significant way its involvement in favour of "durable" development, took advantage of several opportunities to consider in its area the realization of photovoltaic stations of a relatively significant size:

- The setting-up, laborious but finally effective, of national plans for the support of the photovoltaic systems connected to the grid (purchase tariffs and assistance of ADEME towards investment) making this type of operation economically accessible.
- The repurchase from France Telecom by the town of Chambéry of a grassed and forested parcel of land of several hectares situated above the town (known locally as "Les Monts"), in the immediate vicinity of the two principal semi-buried municipal reservoirs of drinking water. This land includes a group of small buildings for technical use and for dwellings as well as a concrete tower supporting some antennas in metallic lattices, and is intended to offer to the inhabitants a natural leisure area.
- The project of restructuring the parking of the bus depot belonging to the intercommunal transport syndicat (the STAC) and the parallel project to purchase 3 electric vehicles with 35 places, whose electrical consumption could be covered by the photovoltaic production from the site.
- The project of restructuring the parking lot of the largest "centre commercial" (hypermarket shopping complex) of the Savoie, situated on a fast road connecting to the Lyon-Annecy motorway by-passing the agglomeration, and belonging to a group of tradesmen (the "GIE ChamNord"). The photovoltaic system would be used to cover the foot ways, permitting clients to be sheltered whilst loading their vehicles in a region which has harsh winters.

In its request to the Hespul association for a preliminary study on the three sites, very different one from the other, the town of Chambéry wished, besides the technical and financial aspects, to introduce the legal and economic feasibility of a "citizen approach" allowing the association of the town, the enterprises and the individuals in the financing and exploitation of the photovoltaic equipment.

In the technical assessment, the preliminary study concluded that there was a total potential of 290 to 690 kWc, distributed as follows:

- 100 kWc on the "Les Monts" site, with 70 on the roofing of the two reservoirs and 30 on the buildings
- 90 kWc on the site of the bus depot, with 80 on

the partially covered zones of circulation for pedestrians and 10 on the administrative building.
- 100 kWc on the parking of the "centre commercial" covering the pedestrian ways, with a possible extension of 400 kWc

There are finally between 300 and 700 kWc which could be installed by setting-up a "citizen approach", which would represent more than 50 % of the total power currently installed in France, knowing that the highest capacity PV station at the moment has 220 kWc on an office building in Montreuil.

Legal framework

In French law, the possibility to associate in the same structure, natural and moral persons on the one hand, private and public on the other, is in a general manner rather restricted, and in any case subject to strict rules and heavy and complex procedures.

Besides, the legal risk linked to such situations is seen, rightly or wrongly, as extremely significant by the majority of politicians, resulting in a series of actions and judgements in the 1990s. It therefore imposes the need to clarify in a very precise manner the roles of each within the entity.

After having examined a certain number of solutions classically used in France (non profit association, foundation, société d'économie mixte, groupement d'intérêt économique) and others more innovative (société coopérative d'intérêt collectif, société par action simplifiée,…), none met the practical and legal constraints. Finally it's from Switzerland that came the inspiration of the "Bourse solaire" model which is in current use in most of the towns and has permitted the financing of very fine and very effective photovoltaic realizations.

The basic principle relies on the creation by the local electricity company (the Swiss Confederation has several hundred electricity distribution companies) of a dedicated fund, supplied by a voluntary contribution which is proposed to every subscriber in the form of the anticipated purchase of a certain number of photovoltaic kWh. The cost of these kWh is added each year to the usual electricity invoice.

The precise affectation of the fund, which can only be used for the financing of a photovoltaic installation connected to the grid in the zone served by the company, is decided by a meeting of all the contributors who have a voting right proportional to their contribution of the year. The legal foundation for this approach is a constitutional obligation dating from the 1980s for the cantonal and local authorities to encourage the recourse of extendable energies. Set-up for the first time essentially on the initiative of the municipalities exercising a direct control of the electric companies, the "Bourses solaires" are now the object of promotion campaigns by these same companies on behalf of the confederal authorities themselves. The solution detailed below has come about as a result of advice from a technician responsible for an assignment in the French speaking part of the confederation. Of course an adaptation to the French legal, cultural and organisational context is necessary, notably because of the fundamental difference in the role and the functionning of the electrical companies in the respective countries.

The proposed solution consists of creating an "association commerciale" (baptised E2S for "Électricité Solaire de Savoie"), responsible for, on the one hand, the promotion of the bourse solaire to individuals and enterprises who might be potential participants as contributors and to the potential promoters, on the other hand, of the technical and financial exploitation of the facilities.

The association would include a group of "promoters", owners of the facilities which would be rented to the operator, and a group of "contributors" comprising two subsets, the individuals and the enterprises. The electric company (EDF-Savoie) could equally participate as a contributor, complementing its role which has been devolved to it by law, as purchaser of the electricity produced. The general organization diagram is provided in **figure 1**.

The economy of the project

If one prepares a projection on the only site "Les Monts" (100 kWc), the operating budget on a yearly average over the first 5 years, would be as follows (see **table 1** and **table 2**) considering that the rent imputed to the town of Chambéry would be valorized to the title of "bourse solaire" and that EDF Savoie would bring for its part a contribution of 30 000 €.

Sales to EDF	110 000 kWh x 0.15 € = 6 500 €
Contributions of individuals	25 000 €
Contributions of enterprises	20 000 €
Contribution town of Chambéry	30 000 €
Contribution EDF	30 000 €
Total receipts	**121 500 €**

TABLE 1. RECEIPTS

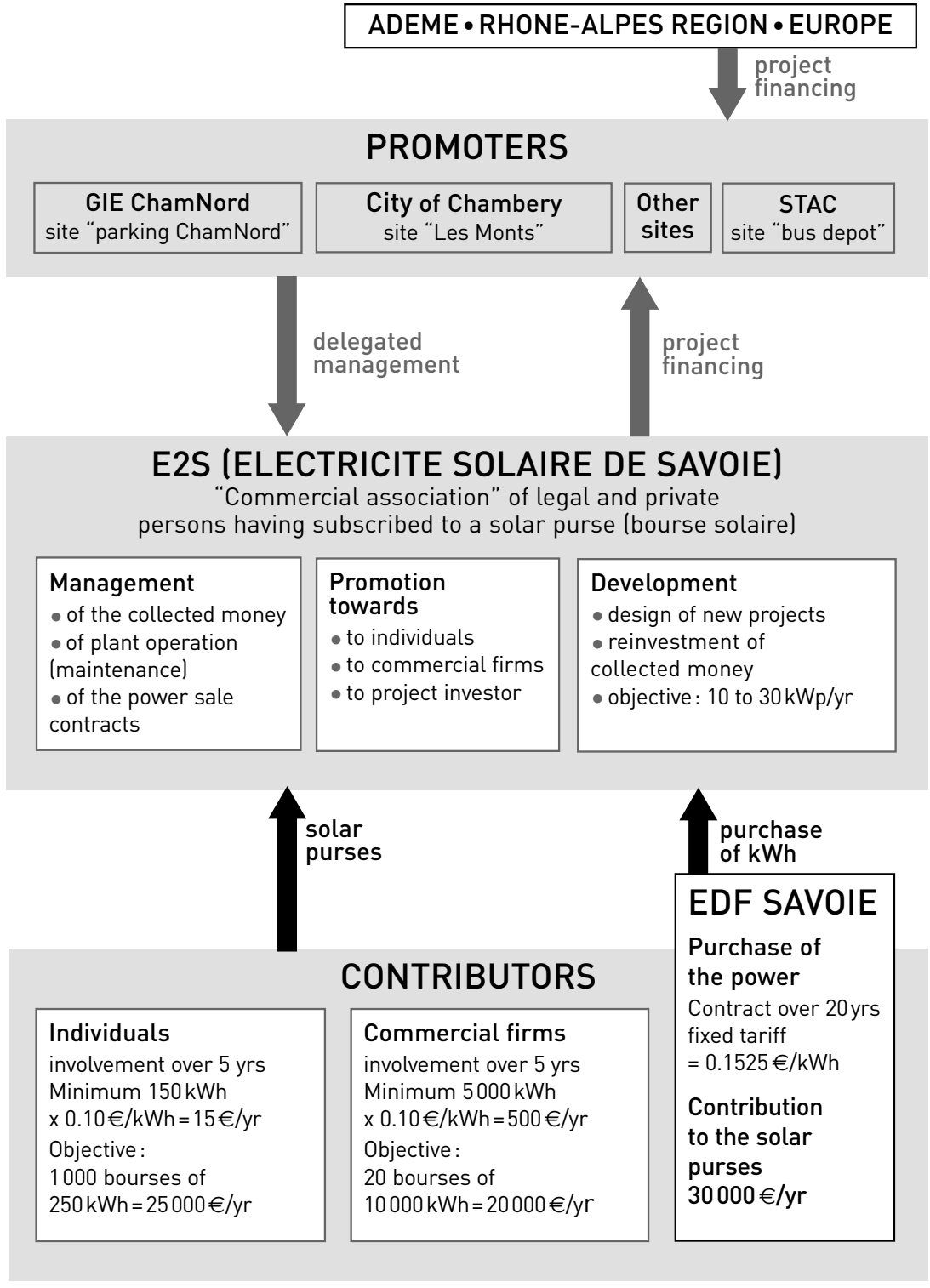


Figure 1. Organization diagram

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 31

Rent of the Monts station	30000€
Maintenance and servicing	10000€
Management & administration	2000€
Communication	3000€
Insurance	5000€
Total costs	**50000€**

TABLE 2. OPERATING EXPENSES

There therefore remains 71500€ per year available for new investment, with financing based on 50% subsidies, a capacity of 20kWp supplementary every year.

Calendar

The detailed technical studies and the procedure of approval by the town of Chambéry concerning Les Monts should be achieved during the first quarter of 2003. The opening of bids and the work could be done before the end of 2003.

A REVISED VERSION OF THIS CASE STUDY IS ALREADY DOWNLOADABLE ON
www.cler.org/predac/wp1/

Photo Christophe Noisette

View of solar plants in Montreuil (93).

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 32

GERMANY

1

2

3

1. BRANDENBURG FEDERAL STATE
BIOPOWER YIELD FUND

2. PADERBORN
WIND FARM

3. MUNICH TRADE FAIR CENTRE
LOCAL INVESTMENT IN SOLAR ENERGY

BRIEF REVIEW OF LEGAL, FINANCIAL AND SOCIAL FRAMEWORK FOR LOCAL RENEWABLE ENERGY INVESTMENT

Energy context

The primary energy consumption of Germany in the year 2000 was estimated to be about 14 170 PJ. In 2000 the share of RES to the primary energy consumption was about 2.2 %. The structure of energy supply from RES in the year 2000 in Germany is shown in **figure 1**.

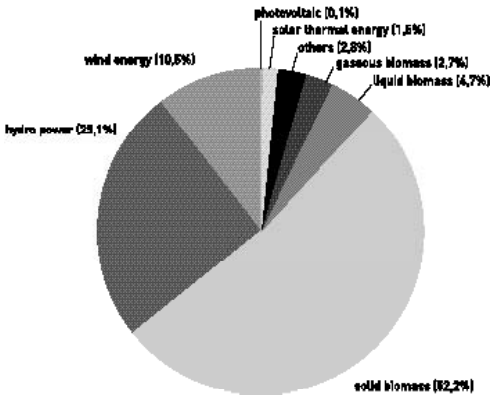


FIGURE 1. STRUCTURE OF ENERGY SUPPLY FROM RES
SOURCE : JAHRBUCH ERNEUERARE ENERGIEN, 2001

All forms of renewable energy will exhibit substantial growth in the years to come. In Germany, the government has introduced new programs to promote this market and today provides the greatest share of available funding.

Anyway, at the presented time, biomass is a form of renewable energy that is still underrepresented in the renewable energy mix. As compared with the use of wind and water to produce electric power, there is still a considerable deficit to be overcome in this area. Renewable energy now accounts for 2 to 3 % of Germany's total energy mix, but bioenergy alone is expected to account for 8 to 12 % in the future. Solid biomass, such as wood, did not play a major role in renewable electricity production until 2000. Solid biomass was mainly used for heat production. On the basis of the higher feed-in tariffs of the RES Sources Act along with the rules of the Ordinance on Generation of Electricity from Biomass, the electricity production from solid biomass has now become much more economically attractive.

Conversely, 8 753.8 MW of wind capacity has been installed in Germany by the end of 2001 represented one third of the world's total. This capacity currently meets 3.5 % of Germany's national electricity need. German wind development, by contrast, has been characterized by geographically dispersed wind farms of various sizes, developed by small enterprises and cooperatives.

At present, 90 % of the turbines in Germany are owned by private citizens and more than 200 000 people are involved in cooperative programs. The large-scale involvement of small-scale investors in Germany has contributed to broad public support for wind energy projects and has significantly reduced the "not in my backyard" problem.

Legal and financial Frameworks

The main financial promotion and stimulation instrument for renewable energy sources (RES) on the national level is the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources – Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energie-Gesetz, EEG), which relates to electricity from wind, water, geothermal sources, biomass and photovoltaics. Introduced in spring 2000, the act replaces the "Act on the Supply of Electricity Generated from RES into the Public Grid - Electricity Feed-In Law" where the price for "green" electricity was connected to the average consumer price for electricity. The Renewable Energy Sources Act regulates the feed-in of electricity, the legal obligation of utilities to take off all electricity generated from RES as well as the scope of prices paid for electricity generated from RES. However, the feed-in tariffs are no longer paid by the utilities but by the grid operators. This obligation applies to the grid operator whose grid is closest to the location of the RES installation.

The scope of prices paid under the Renewable Energy Sources Act is based on a fixed price scheme combined with a degressive price element. As of 1 January 2002 the tariffs paid under this Act are shown in **table 1**. The tariffs paid are not generated from taxes but from the revenues of the grid operators.

KIND OF RENEWABLE ENERGY	TARIFFS	NOTE
Wind energy onshore wind	at least 9 c€/kWh for the first five years; followed by at least 6.17 c€/kWh	As of 1/01/01 the minimum compensation will be reduced by 1.5 % annually for new installations commissioned as of this date
Offshore wind	Turbines installed before 2006 up to 9.0 c€/kWh for the first nine years of operation, followed by 6,17 c€/kWh	
Photovoltaics	48,1 c€/kWh	
Biomass ‹ 500 kW 500 kW-5 MW 5 MW-20 MW	 10,10 c€/kWh 9,1 c€/kWh 8,6 c€/kWh	The guaranteed prices are valid for old and new plants. The guaranteed price will decrease by 1 % per year. The duration is 20 years
Small Hydro, Gas from Landfills, Mines and Sewage Treatment Plants ‹ 500 kW	at least 7,67 c€/kWh	
Geothermal ‹ 20 MW 20 MW	 8.95 c€/kWh 7.16 c€/kWh	

TABLE 1. TARIFFS PAID UNDER THE RES ACT

Investment Subsidies

This section deals with subsidy programmes for investments in RES installations. The aim of the programmes, however, are not always exclusively the fostering of RES investments. In fact, many of the programmes cover more than just one subsection of the paper in hand, e.g. when investments in RES installations are promoted with the aim of market penetration and further dissemination of RES.

At the federal level several programmes support the market penetration of renewable energy sources, such as: General Funding of RES by the Ministry of Economics and Technology, the 100 000 Roof Photovoltaic Programme, Future Investment Programme (Zukunfts-investitionsprogramm-ZIP) and the 250 MW Wind Programme. Following is a selection of the most important programmes.

General Funding for RES by the Ministry of Economics and Technology

The basis of this programme is the "Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien" by the German Ministry of Economics and Technology. This programme was published for the first time on 1 August 1995. The most recent programme was published on 15 March 2002. The concrete measures are detailed in **Table 2**.

The 250 MW Wind Programme

This programme was initiated in June 1989 as a "100 MW Wind Programme". Following the introduction of the Electricity Feed-In Act the 100 MW programme was extended to the 250 MW Wind Programme in February 1991. The programme provided grants for the installation and operation of wind turbines at suitable sites. The last grants were approved by the end of 1996. Since the turbines had to be erected within 18 month after the approval of the grant the last turbines within the scope of the 250 MW Wind Programme had to be connected to the grid by mid 1998. From the beginning of the programme a "Scientific Measurement and Evaluation Programme" was part of the support scheme. All turbines which receive financial support will be scientifically analysed for 10 years. Eligible to apply were private persons, private-law partnerships and legal entities, authorities and public-law institutions. Investment subsidies of up to 25 % to a maximum of 46 016 € were provided. Additionally, the programme provides operation subsidies of up to 0.031 € for every kWh fed into the public grid.

TABLE 2: SUPPORTED MEASURES UNDER THE GENERAL FUNDING OF RES BY THE MINISTRY OF ECONOMICS AND TECHNOLOGY (SOURCE: GENERAL FUNDING OF RES BY THE MINISTRY OF ECONOMICS AND TECHNOLOGY)

As direct subsidies	As loans with special interest rates from the Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW	The available funds since the beginning of the Programme mounted to
Installation and extension of solar heating systems; installation: 92 €/m² collector space to a maximum of 25 000 €	Installation of biomass plants for heat production larger than 100 kW	In 1994 : 5.11 M€
Installation of biomass plants for heat production smaller than 100 kW : 55 € per kW, minimum of 1 500 € per installation	Installation of geothermal plants.	In 1995 : 15.34 M €
Installation of photovoltaic plants in schools 1 kWp : flat rate of 3 000 € per installation	Installation or extension of biogas plants for the energetic use of agricultural waste products	In 1996 : 15.34 M €
	Installation, extension and re-activation of hydro power plants up to an energy output of 500 kW	In 1997 : 10.23 M €
	Installation of biomass plants for combined heat and power production	In 1998 : 10.23 M €
		In 1999 : 102.26 M €
		In 2000 : 102.26 M €
		In 2001 : 153.39 M €
		In 2002 : 204.5 M €
		In 2003 : probably 230 M €

The 100 000 Roof Photovoltaic Programme

This programme was introduced on December 23th 1998. The programme came into effect on first January 1999 and is administered by the German Credit Institution for Reconstruction (Kreditanstalt für Wiederaufbau-KFW). The programme supports the installation or extension of photovoltaic systems with a peak nominal power of at least 1 kWp. For the installation of such systems, there is a special zero-interest loan with a repayment period of 10 years and up to 2 starting years without credit repayment. The possible share of financing is up to 100 % to a maximum sum of 500 000 €. The cumulation with other support programmes is possible. After a repayment period of 9 years it is possible to waive the final payment if the PV systems is still operable. Applications for the loan have to be admitted to one's house bank which will then receive the money from the KFW and will then forward it to the applicant. The programme will run from 1999 until 2004. The original programme included a funding limitation of 350 MW in total installed capacity of PV systems. However, due to the boom of PV systems after the introduction of the higher feed-in tariffs for PV in March 2000 the 350 MW in installed capacity could have been reached as early as 2003. As a result, the government decided in June 2002 to increase the total installed capacity which will be funded through the 100 000 Roof Programme to 1 000 MW.

European Recovery Programme (ERP) - Environment and Energy Savings Programme

Administered by another federally owned bank, the Deutsche Ausgleichsbank (DtA)-Bonn, the Environment and Energy Savings Programme (ERP-Umwelt-und Energieeinsparprogramm) offers long-term loans with low-interest rates for investments in the use of RES such as thermal and PV-use of solar energy, biomass, biogas, geothermal energy, hydro and wind power.

Loans may mount to a 50 % of investment costs. Interest rates are around 5 % p.a. with terms of 10 years, for construction projects up to 20 years and two up to five starting years without credit repayment.

The total amount of public support in the year 2000 was about 1.17 billion € (without support on local level).

The share of public support in terms of technologies is shown in **figure 2**. Support on federal and state level is seen most clearly in Germany in wind energy.

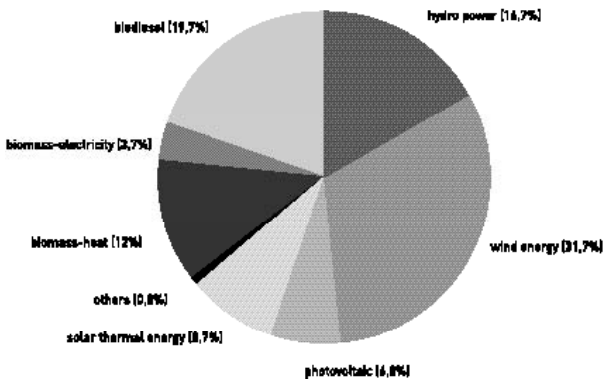


FIGURE 2. SHARE OF PUBLIC SUPPORT IN THE YEAR 2000 IN TERMS OF TECHNOLOGIES (SOURCE: JAHRBUCH ERNEUERARE ENERGIEN, 2001)

In general, subsidising can be an important means of fostering the development and use of RES. Since most subsidy programmes do not cover 100 per cent of the necessary investment costs, they encourage additional investments from the private sector.

Private investments

Beside one's own payment which has to be raised by building an own plant there are a lot of different possibilities for private households and companies to invest into RES.

The most important are: funds, investment financing and the so called "green electricity tariffs". **Within two years private persons invested about 10 billion € in energy generation out of wind and water, sun, biomass and geothermie** (see **figure 3**). With an increase from 1.6 to 6 billion € the investments achieved a new record high. Especially small and middle sized companies made much profit there.

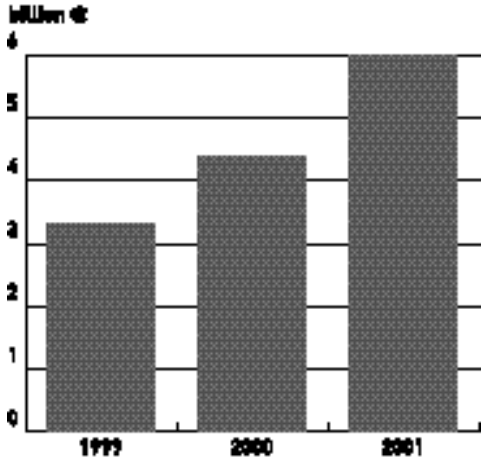


FIGURE 3. EVOLUTION OF PRIVATE INVESTMENT IN RE

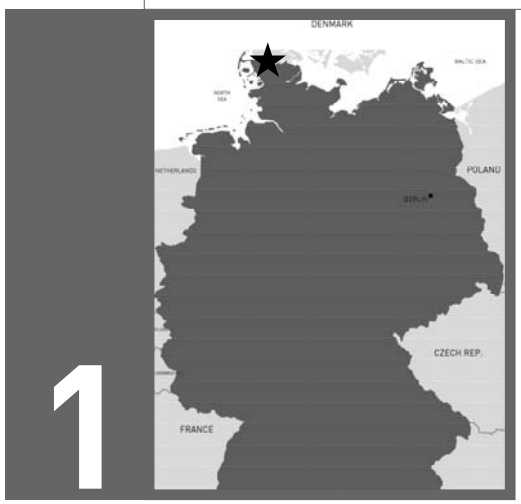
Social framework

In Germany private investment in the energy sector is significant and primarily comprises investments in small scale entities or private households. Such investments are mainly undertaken by electricity utilities and fossil fuel producing companies as well as renewable energy entities and local suppliers.

Germany's most efficient instrument for encouraging local investment into renewable energies is the Renewable Energies Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG). They caused numerous private local investors to become power producers themselves and gave them an effective instrument against reluctant grid operators to get decent prices for their clean energy.

Looking at the demand side in 2002 approx. 350 000 customers were supplied with green energy by the various energy suppliers in Germany which represented a growth of 16 % compared to 2001. Although green energy products get positive feedback in market surveys most of the German customers are not willing to switch to green electricity from RES which is at present a little bit more expensive on average.

Simonsberg wind farm



1

The Husum Wind farm Simonsberg has an installed capacity of 5.5 MW and is one of the earliest installations of the German market in October 1993. The project consisting of 11 wind turbines of ENERCON E-40 at each 500 kW rated power is sited near Husum.

The wind farm is owned by 3 private partners and is one of typical examples of private initiated and owned wind farms in the early 90s.

Pre-investigation

Wind energy, the cheapest and fastest growing of the renewable technologies, has been the frontrunner of the RES sector. Wind energy's successes have had a significant impact on the dialogue about future energy supply. It is likely that many of the policy lessons garnered from the wind industry's development will be applied to other renewable technologies in the near future.

In January of 1991 the Renewable Energy Feed-In Tariff was set into force in Germany. Farmers at the windiest sites in Germany along the coast of the North Sea became into favour to use their land for wind energy application. Limits of self supply, which were restricting the use of wind turbines in the 80ties were overcome. Feeding the produced electricity into the electrical grid was more economically than self supply. This circumstance made a change in the size of the wind turbines and in the size of the projects. Applying for a building permission was not a question of self supply any more but of private investment.

The ownership and organization

Most of the projects at that time were initiated by farmers who owned the land and organized all of the planning procedure by themselfs. The planning period was characterized by a close contact to local authorities and by lots of discussion based on individual relationship. If it was an investment which was above of single wind turbines private partnership was necessary like in Simonsberg. But anyhow partners for investment could be found locally. The windfarm Simonsberg is owned by three farmers who live in neighbourhood and initiated the project jointly. For small sized projects private companies (GbR) with total financial risk of all partners are used.

The financing of the wind farm

In case of private planning, like in Simonsberg, planning costs can be reduced to a minimum. There are no costs for administration and for shareholder organization. The investment was discussed with a locally based bank. **Table 1** gives an overview about the total investment.

Investment costs		
Wind turbines (11 ENERCON E-40)	80.6 %	5 753 000 €
Foundations	5.9 %	418 000 €
Transmission station	0.7 %	50 000 €
Grid connection, incl. tranformer station	8.6 %	615 000 €
Streets	1.1 %	78 000 €
Planning and building supervising	1.8 %	130 000 €
Company founding,		
tax consulting, legal advisering	0.4 %	25 000 €
Environmental impact payment	1.0 %	70 500 €
Total investment costs	**100 %**	**7 139 500 €**
Specific investment costs		**1 298 €/kW**

TABLE 1: THE TOTAL INVESTMENT COSTS OF THE PROJECT

Equity could be established with support of subsidies programmes of the federal states (see **table 2**). On that basis projects at the windiest sites could be financed with a share of equity of only 10 %.

European Recovery Program (ERP) is treated by the KfW, a state owned bank which gives favourable interest rate of app. 1.5 % below normal bank loan conditions but is limited to maximum of 50 % of total investment. Deutsche Ausgleichs-Bank (DtA) is also a state owned bank with special programs focussed on environmetal issues. Interest rates are similar to ERP but loans are limited to 25 % of total investment. A cumulation of ERP and DtA loans is possible. Pay back periods are basically 10 years for both programs.

Equity (from private investors)	10 %	700 000 €
Subsidy (investment grant from Schleswig-Holstein)	2 %	150 000 €
ERP-loan	50 %	3 569 500 €
DtA-loan	24 %	1 720 000 €
Bank loan	14 %	1 000 000 €
Total financing	**100 %**	**7 139 500 €**

Table 2: The financing of the project

The economy

The economy of the wind farm Simonsberg is based on the German fixed price tariff system. In the first years of operation the tariff was regulated by the Renewable Energy Feed-In law (REFIT). Prices per kWh were defined as 90 % of average end consumer prices all over the country. Feed in tariffs fluctuated therefore from commissioning in 1993 until 2000 in the range of 0.082 € to 0.088 €. Since April 2000 the Renewable Energy Sources Act (EEG) substitutes the old REFIT. Prices now are defined independently of general electricity price level. For the Simonsberg wind farm a minimum of 4 years until April of 2004 the high tariff of 0.091 € is to be paid. For the rest of the lifetime until 2013 the low tariff of 0.062 € is fixed. As an average for the first 10 years of operation 0.087 € can be calculated. For the whole lifetime average is approximately 0.076 €.
The favourable wind conditions at the site in Simonsberg lead to a yearly energy yield of 14 300 MWh which includes already all losses of technical availability, grid availability and wind farm efficiency. The yearly income, considering an average tariffe of 0.087 € for the first 10 years, of 1 244 100 € is resulting (see **table 3**).

Energy generation per year	14 300 MWh
Refunding	0.087 €/kWh
Yearly income	1 244 100 €

Table 3: Yearly income

The **Table 4** gives an overview about yearly expenses. Most of the yearly income has to be paid during the period of ten years loan for pay back and interests. After 10 years payments to the bank are done. In the case of Simonsberg wind farm, operation and maintenance costs (O&M) are dominated by maintenance because there is a full service package contracted with the manufacturer of the wind turbines. This package (ENERCON Partner Concept) covers all maintenance and services including spare parts and main insurances. Therefore the share of additional insurance is lower than typically and there are no reserves for spare parts necessary during the first decade. It is assumed that O&M costs nearly double in the second decade caused by necessary change of components (rotor blades, bearings, etc.).

Maintenance	161 260 €
Insurance	4 400 €
Land lease	35 000 €
Electricity and telephone	8 000 €
Management	10 000 €
Total yearly O&M costs	**218 660 €**
Specific yearly O&M costs (first 10 years)	0.015 €/kWh
Specific yearly O&M costs (second 10 years)	0.030 €/kWh
Capital costs (average first 10 years)	943 272 €
Total yearly expenses	**1 161 872 €**

Table 4: Yearly expenses

The production price per kWh electricity can be estimated as follows (see **table 5**):
Assuming a 20 years life time period, the specific investment costs run to 0.025 €/kWh. O&M costs are estimated to double in the second decade (see above) and total interests cumulate to 2 517 718 € during the pay back period of the loans. Electricity production costs of 0.0565 €/kWh are resulting.

Specific investment costs for 20 years	0.0250 € / kWh
Specfic O & M costs (20 years average)	0.0225 € / kWh
Average capital costs for interests of bank loans	0.0090 € / kWh
Electricity production costs	0.0565 € / kWh

Table 5: Key figures after budget

A financial result by shareholder can not be estimated easily because benefits are depending on tax conditions which are linked to the individual income situation of each shareholder.

Brandenburg Federal State
biopower yield fund

2

The so called "BioPower Yield Fund I" represents the first biogas-fund dedicated to private investors in Germany. Interested investors are invited to participate on three biopower-plants with a total rated capacity of 4.55 MW which are designed to produce heat and electricity from the renewable energy source biogas.

A project of 3 BioPower-plants

Two of the concerned power plants are situated in Germany (in Alteno and Karstädt in the Federal state Brandenburg), one plant is situated in Holsworthy in the southern part of England. The power plants which are fuelled with biogas converted from animal waste and agricultural and industrial organic residues are expected to produce approx. 32 million kWh electricity and 35 Million kWh heat per year. All three plants were built up by the company "farmatic biotech energy ag" which is also responsible for the technical operation of the plants. Technical of this project are indicated in **table 1**.

The economy of the BioPower plants

The electricity generated will be sold to the public grid on basis of fixed feed-in tariffs according to the German Renewable Energy Law (EEG) and the Non-Fossil-Fuel-Obligation, NFFO (valid for the UK plant) which foresee to provide a compensation equivalent to 0.096€/kWh and 0.083€/kWh for electricity produced from biogas. The heat produced will be sold to local consumers based upon long-term supply contracts.

Ownership and organization (see **figure 1**)

The issuing company Schroeder & Co. located in Hamburg has recently announced the so called "BioPower Yield Fund I", the first biogas-fund dedicated to private investors in Germany. Interested investors participate indirectly on the power plants by acquiring shares of the Biopower Yield Fund administered by a limited partnership (BioPower Renditefonds I GmbH & Co. KG).

The financing of the plants (See table 2)

The overall volume of the fund is calculated to be about 5 M€; the minimum application for shares is 15 000 € for the participation on the fund. The respective investment (plus a 5% premium) has to be facilitated by the shareholder after acceptance of the application and invitation by the trustee. A certified and independent auditing company was hired in order to monitor the correct administration of the investments according to the contract specifications.
The maturity period of the limited partnership is not determined in general; however the company can be terminated at the earliest in the end of 2016. At that time the investors can take the opportunity to sell their shares to the operator "farmatic" for a price which is equivalent to 30 % of the initial purchase price. "farmatic" for its part has the option to acquire the shares of all 3 plants after a 15 years period for a price equivalent to 50 % of the initial purchase price. The reflux of capital after the 15 years period is estimated to be about 225 % which represents a calculated after tax yield of 12.4 % per year highest progressive taxation assumed. The profitability of the fund can even be increased considering possible incomes from the dispose of the produced heat (which is not considered in the calculations yet) and an emerging emission certification trading scheme which is estimated to be established within the next years. Moreover the profitability of the fund would benefit from a new feed-in law dedicated to gas which would facilitate the direct feed-in of the produced biogas into the natural gas grid instead of producing electricity. Summarising the above mentioned aspects the fund offers an economic and ecological beneficial investment option with a high expected return on capital to potential shareholders.

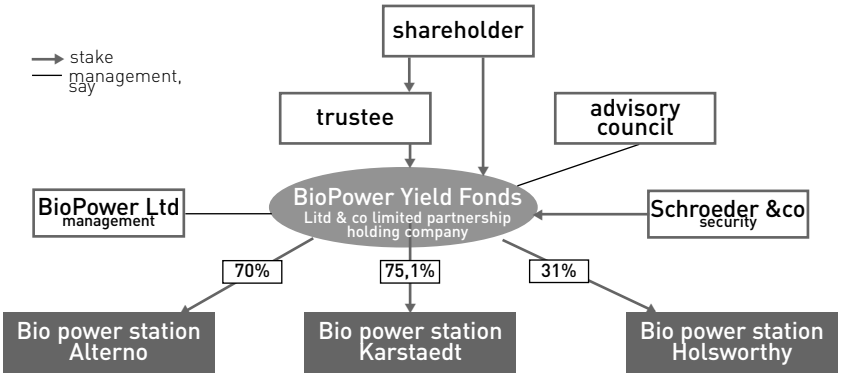


Figure 1. organization diagram

	Alteno	Karstädt	Holsworthy
Technical conversion process	Single-stage anaerobic	Mesophilic fermentation	Mesophilic fermentation
Throughput	Approx. 86 500 t/a	Approx. 80 000 t/a	Approx. 147 000 t/a
Selected input substances	Superimposed food and semiluxury food; residues of canning factories, dairies, fruit sweetener industry; residues of molasses; waste of kitchen and canteen	Superimposed food; animal waste; fat waste; mud of distilleries; mud of gelatine production	Superimposed food; animal waste;
Extraction of biogas	500 Nm^3/h 4.4 Mio. Nm^3/a	410 Nm^3/h 3.6 Mio. Nm^3/a	685 Nm^3/h 6.0 Mio. Nm^3/a
Installed power	1,252 kWel	1,202 kW_{el}	2,100 kW_{el}
Energy generation per year	10.25 Mio. kWh_{el} 12.4 Mio. kWh_{th}	8.15 Mio. kWh_{el} 5.3 Mio. kWh_{th}	13.9 Mio. kWh_{el} 17.3 Mio. kWh_{th}
Energy consumption per year	1.1 Mio. kWh_{el} 1.9 Mio. kWh_{th}	0.5 Mio. kWh_{el} 2.1 Mio. kWh_{th}	0.9 Mio. kWh_{el} 3.6 Mio. kWh_{th}

Table 1. Technical details

Application of funds		€	€	%
Buy of stakes on bio power stations	Alteno 70 % Karstädt 75.1% Holsworthy 31.0%		5 471 000	86.2
Bridging finance	Bridging finance of buy		174 000	2.7
Raising of capital and external services			596 000	9.4
	•Capital procurement costs [1]	458 000		
	•Marketing	26 000		
	•Promotion costs	10 000		
	•Consulting	36 000		
	•Preparatory management	39 000		
	•Trustee payment (investment phase)	27 000		
Cash reserves	Cash reserves		110 000	1.7
Total application of funds			**6 351 000**	**100.0**
Source of funds		**€**	**€**	**%**
Silent partnership	Silent partnership BioKraft Holding Company		1 000 000	15.7
Limited partner's capital			5 351 000	84.3
	•Participation in a limited partnership SHI [1]	5 000		
	•Participation in a limited partnership Schroeder & Co.[1]	20 000		
	•Capital of issue [1]	5 326 000		
Total source of funds			**6 351 000**	**100.0**

1. Plus 5% premium

Table 2. Financing

Paderborn wind farm

3

The Paderborn Windfarm has a rated power capacity of about 18.2 MW. The project consisting of 11 wind turbines of VESTAS V-66, 76 m high, at each 1.65 MW rated power is sited near Paderborn in North-Rhein-Westfalia. The wind farm was initiated locally by a group of developers and is owned by 91 shareholders. Commissioning was in November 2000, therefore the economical background of the project is based on the actual German Renewable Energy Sources Act (EEG).

Pre-investigation

The area of Paderborn is one of the windiest inland sites in North-Rhein-Westfalia.

A high concentration of wind turbines can be found in that region. **Local inhabitants are well informed about wind energy, the local acceptance is high.** Most of the wind turbines and wind farms in the region of Paderborn are developed by local planning consultancies. Wind energy became an economical factor, local employment was initiated. Local authorities are used to handle the planning procedure of wind farms.

The ownership and organization

With the increasing of wind industry, the wind farms became bigger and more people got involved in the whole business of wind energy. In the last years, the German wind energy market expanded rapidly and there were also a few planning offices and engineers which just want to make fast money but don't care about the residents, farmers, co-operatives and the public opinion.

To make a peaceful course possible, the actors of the wind park in Paderborn founded first a co-operative of land owners and created themselves a few rules to consider the matters of everybody who is involved in their project. Local content has a high effect on long term acceptance in the public.

An important step was to organize a fair distribution of the land lease amoung the different land owners rated to the square meters of their ownership GbR (see **figure 1**). In that way every land owner in the designated area of the wind farm can participate in the income from land lease indenpently of the fact on whose specific ground the wind turbines are errected. Neighbourhood fighting was avoided. The process of land owner organization was a self defined procedure. The so formed land owner company (GbR) made a planning agreement with the project developer. Planning procedure was running on a professional basis. For establishing of the operational period a limited company (GmbH) was founded. This company realised the investment by collecting equity of private investors (groups of Kommanditisten KG, see **figure 1**). Most of the private investors are based locally. The land owners got a second chance to participate in the income of the wind farm by becoming members of a KG-group or by errecting a wind turbine by their own in the planned area.

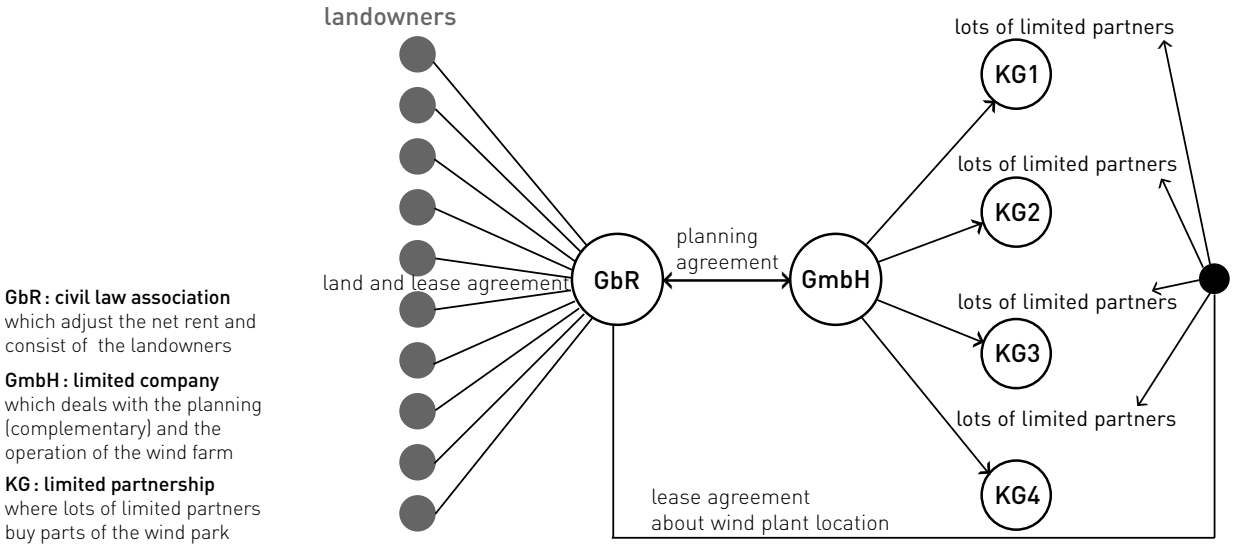


Figure 1. Structure of the wind farm organisation

The limited company is the complementary part in the structure of the organisation, supervised the building period and organises the technical and administrative operation of the wind farm. In total there are 91 private investors (Komanditisten) with different shares who take part in the operation of the wind farm. Local acceptance is more or less guaranteed by local participation of inhabitants in the benefit of the wind farm. To create solidarity with the project, project developers should keep the minimum of shares of investment low and should define part of the investment exclusively for local investors.

The financing of the wind farm

The Table 1 shows the spread of the total investment. Additional investment costs like grid connection and streets cover lower shares beside the wind turbines in bigger sized projects. Planning procedure and administrative work for company founding etc. become more expensive in comparison to privately organised projects of the early 90ties.

Total Investment		
Wind turbines (11 VESTAS V-66)	86.6 %	16 310 200 €
Foundations	3.2 %	590 600 €
Transmission station	0.3 %	55 000 €
Grid connection, incl. tranformer station	4.3 %	815 500 €
Streets	0.9 %	165 000 €
Planning and building supervising	3.0 %	550 000 €
Company founding, tax consulting, legal advisering	1.0 %	187 000 €
Environmental impact payment	0.9 %	165 000 €
Total investment costs	100 %	18 838 300 €
Specific investment costs		**1 035 €/kW**

Table 1. The total investment costs of the project

When the Paderborn wind farm was financed, subdidies of the Federal State were not any more available. This incentive existed only in the start up of the German market. The necessary equity of 20 % was financed by the groups of Kommanditisten (KG) (see table 2).
European Recovery Program (ERP) is treated by the KfW, a state owned bank which gives favourable interest rate of app. 1.5 % below normal bank loan conditions but is limited to maximum of 50 % of total investment. Deutsche Ausgleichs-Bank (DtA) is also a state owned bank with special programs focussed on environmetal issues. Interest rates are similar to ERP program. A cumulation of ERP and DtA loans is possible. Pay back periods are basically 10 years for both programs. Both programs have to be treated via a commercial bank.

Financing		
Equity (from private investors)	20 %	3 767 800 €
ERP-loan	50 %	9 419 150 €
DTA-loan	30 %	5 651 500 €
Total financing	**100 %**	**18 838 300 €**

Table 2. The financing of the project

The economy

The economy of the Paderborn wind farm is based on the German Renewable Energy Sources Act (EEG) which is in force since April of 2000. Tariffs are regulated in two steps, in the first phase of operation a high tariff with 0.091 €/kWh is guaranteed. In the second phase which starts after a certain period of time which is related to the wind quality of the site the tariff is lowered to 0.062 €/kWh. For later projects with a start-up after 2002 both tariffs are reduced by 1.5 % per year.
The wind conditions in Paderborn lead to an energy production of 31 350 MWh per year.

Paderborn (suite)

This energy yield includes all losses of technical availability, grid availabilty and wind farm efficiency. Under these conditions the lower tariff will be relevant after 15 years of operation. Average electricity price for 20 years life time comes to 0.084 €/kWh.
The yearly income can be calculated to 2 852 850 € for the first 15 years (see **table 3**)

Energy generation per year	31 350 MWh
Refunding	0.091 €/kWh
Yearly income	**2 852 850 €**

Table 3. Yearly income

Table 4 gives an overview about yearly expenses. Most of the yearly income has to be paid during the period of 12 years loan for pay back and interests. After 12 years payments to the bank are done. In the case of Paderborn wind farm most of operation and maintenance costs (O&M) are put into reserves because of safety reasons. On one hand, liquidity has to be suficient in years with lower wind speeds and on the other hand, reserves are necessary to cover higher costs for spare parts during the second decade of operation. Reserves are calculated constantly for the whole life time, therefore there is only a marginal increase to be forseen for the second decade. Specific O&M costs can be defined as constant on the level of 0.030 €/kWh and are typically more or less double of those at coastal sites.

Yearly expenses	
Maintenance	88 000 €
Insurance	53 900 €
Land lease	142 650 €
Electricity and telephone	15 455 €
Management	165 000 €
Reserves	330 000 €
Others	132 000 €
Total yearly O & M costs	927 005 €
Specific yearly O & M costs (first 10 years)	0.030 €/kWh
Specific yearly O & M costs (second 10 years)	0.030 €/kWh
Capital costs (average first 12 years)	1 534 500 €
Total yearly expenses	**2 461 505 €**

Table 4. Yearly expenses

The production price per kWh electricity can be estimated as follows (see **table 5**):
Assuming a 20 years life time period the specific investment costs run to 0.030 €/kWh. The O&M costs are estimated at a level of 0.030 €/kWh because of constantly cumulated reserves which cover all technical risks (see above). Total interests cumulate to 33 433 350 € during the pay back period of the loans. Electricity production costs of 0.065 €/kWh are resulting.

Specific investment costs for 20 years	0.030 €/kWh
Specfic O & M costs (20 years average)	0.030 €/kWh
Average capital costs for interests of bank loans	0.005 €/kWh
Electricity production costs	**0.065 €/kWh**

Table 5. Key figures after budget

A financial result by shareholder can not be estimated easily because benefits are depending on tax conditions which are linked to the individual income situation of each shareholder.

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 43

Munich Trade Fair Centre

Local investment in solar energy

4

Since November 2002 the world's largest roof-mounted photovoltaic (PV) plant is in operation on the roofs of the new Munich Trade Fair Centre. It is has been partially financed by a Solar Fund, called "Phönix SonnenFonds".

The solar system

And additional 1 000 000 kWh of solar energy are fed into the grid of Munich's city utility. On an area of 63 000 m², spread over the six southern halls of the Munich Trade Fair Centre, 7560 solar modules from Shell Solar have been installed providing a peak power output of 1.058 MW. The peak power output of the overall plant of around 2.1 MW (in 1997 a first 1 MW plant installed on the roofs of the Trade Fair began feeding electricity into the public grid) is now sufficient to meet the electricity requirements of around 700 private households considering an average global radiation of 1 132 kWh/m² per year at the site.

The Economy

The electricity generated is sold to the public grid on basis of fixed feed-in tariffs according to the German Renewable Energy Law (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) which provides a compensation equivalent to 0.481 €/kWh for electricity produced from PV. In addition to that annual CO2-emissions are reduced by the 2 000 tonnes which would have occurred as a result of energy generation from fossil fuels.

The financing of the photovoltaic roofs

The construction costs for the new PV plant which are calculated to be about 5.55 M€ are financed through an investors' owned concept (solar fund). Around 50 % of the sum required will be raised from outside investment. The remaining 50 % will be raised as equity capital via Phönix SonnenFonds.

Phönix Projekt & Service AG, a subsidiary of Phönix SonnenStrom AG, which has taken over the general management of the project, is responsible for the financing and the administration of the solar fund, the so called Phönix SonnenFonds.

Interested investors are given the opportunity to profit from the yields of the plant in the form of a limited participation partnership. The minimum application for shares is 5 000 € (plus a 5 % premium) for the participation on the fund.

The maturity period of the solar fund is 22 years with an expected reflux of capital during that period of 185 %.

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 44

GREECE

1

2

3

1. LAKONIA
WIND ENERGY PARKS

2. ATTICA
WASTEWATER TREATMENT PLANT

3. SIFNOS ISLAND
PHOTOVOLTAIC PLANT

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 45

BRIEF REVIEW OF LEGAL, FINANCIAL AND SOCIAL FRAMEWORK FOR LOCAL RENEWABLE ENERGY INVESTMENT

Energy context

According to EUROSTAT the gross inland energy consumption in Greece for 1999 was 311,7 TWh out of which 16,8 TWh corresponded to RES. In the same period, gross electricity generation in Greece was 49,9 TWh, out of which 5 Twh were produced by RES. Yet, due to the legislative and financial measures the Authorities implement during the last years, a considerable increase in RES consumption is noted (see **table 1**):

Energy source	Consumption 1999 (TWh)	Consumption 2000 (TWh)
wind	0,15	1,23
geo	0	0
solar	1,44	1,15
biomass	10,61	11,00
hydro	4,6	11,27
Total	**16,8**	**24,65**

TABLE 1. RES CONSUMPTION IN GREECE FOR 1999 AND 2000
(SOURCE: EUROSTAT 1999, HELLENIC MINSTRY OF DEVELOPMENT 2000)

According to our opinion, there are 4 parameters that have defined up to now evolutions and the respective trends for the future, as far as RES generation and consumption are concerned:

- **First,** the sensitisation of the population in general and of the local authorities in particular as far as pollution, environment protection and the impact of RES use on sustainable local development is concerned. This has progressively grown up mainly during the last 15 years and is still increasing.
- **Second,** political will. This has been expressed at various levels. At EU level by the Commission and the European Summits. At the Greek Government level through voting laws and regulations permitting the production of energy by both the private and the social sector of the economy. It has also been expressed by voting laws about organisation and powers of the local authorities. At the local authority level through creation of local development agencies and consortiums where different institutions collaborate in order to promote RES plants projects.
- **Third,** economic factors. Here, on one hand we have the incentives of the Regional Development Law, the existence of EU funds and the willingness of banks to co-finance the project and on the other hand techno-economic factors of the project itself. By techno-economic factors, we mean the cost of the electrical energy produced and the price it can be sold.
- **Fourth**, geographic and socio-economic factors. Greece has many small islands and isolated mountainous areas with much sunlight and wind. The economic activities in these islands are mainly oriented towards tourism. Small RES generation plants are ideal for these cases.

Legal framework

Here are the main legislative measures concerning RES that have been voted during the last 20 years:

1. The first effort to promote RES in Greece was supported by the Law 1559/85, according to which, private individuals and Local Authorities were allowed to produce electrical power, namely up to three times their house power, by using RES. They could sell this energy only to PPC (Public Power Company) at very low prices fixed by PPC every year. This regime caused uncertainty about the viability of the plants and had restricted results. This fact was due on one hand to the problem that the electrical energy producers could not use all of their energy production by themselves and on the other hand it was not economically appealing to sell it to PPC. In other words, this law didn't help the promotion of RES much, due to the low market price of electrical power produced by PPC, as well as the complicated procedures one had to follow in order to obtain the licence for RES implementation.

2. The next important step was the Law 2244/94, which allowed private individuals to develop RES electrical power generation units. Prerequisite for the foundation of these units would be the selling of their production to PPC. Law 2244/94 introduced for the first time:

- fixed market prices for selling energy to PPC
- the possibility of signing 10 years' duration contracts between the producers and PPC
- a number of financial incentives (details are given below in the financial framework part)

In this spirit, Law 2244/94, allowed private individuals to found RES electrical power generation units with sole purpose the selling of their production to PPC, while increasing significantly the electrical power produced via RES for self-consumption. It also fixed market prices for

selling energy to PPC as a remediate action to the disadvantages of the previous law. Another interesting point of this law was that, by giving to the investors the possibility of signing 10 years' duration contracts with PPC, they could estimate their future cash flow. This law, also gave a number of incentives through appropriate funding measures. Yet the procedures to receive the licence for RES establishment remained complicated.

3. In 1995 and 1998, two more related laws were voted:
- L.2244/95, which clarified that the fixed prices given for RES electricity by the previous law, are the higher possible and can be decreased a bit during the licensure, based on a decision of the Ministry of Development, with the consolatory opinion of the Regulatory Authority of Energy (RAE).
- L.2647/98 (Issue 237/22-10/98) transferred to the Local Authorities a number of responsibilities related to RES.

4. The first euphoria created by the prospect of RES development was later moderated considerably due to various factors.

The first major factor was the complex bureaucratic procedures. For instance, the Ministerial Decisions 69269/5387, Issue 678 on 25 October 1990, Hellenic Ministry for the Environment, Physical Planning and Public Works/30557/13.2.96, which present the procedures to get the license for the wind energy Parks often enough created uncertainties and overlapping of responsibilities. This fact created considerable delays for the investors.

Also L. 2244/94 allowed giving licenses to wind energy parks which did not had substantial financial support. The owners of the licenses of these parks later negotiated the selling of it to other investors in high prices.

5. In this climate of uncertainty, the new Law 2773/99 was voted in 1999. Law 2773/99 supporting the liberalisation of the electrical power market previewed also that:
- each RES producer had to pay offset dues to the Local Authorities of the area in which the specific RES unit was founded. Offset dues go up to 2 % of the annual gross RES plant turnover
- RES electricity had to be consumed prior to that produced by other sources.

This law also foresees, in accordance to the European Directive 96/92, the liberalisation of about 28 % of electric production, no matter the fuel used, to private investors.

6. On December 8th 2000, RAE (the national Regulatory Authority for Energy) invited all interested parties to submit their proposals to be accorded Production Licences. These licences were issued in accordance to the "Regulation of Production Licences and Electrical Power Supply Authority", supervised by the Hellenic Republic Ministry of Development and in conformity to the L.2773/99.

It is notable that the Expression of Interest call was proved to be especially popular. Just for the wind energy projects, 696 proposals were submitted, which corresponded to 11325 MW. After the evaluation by RAE, based on the economical viability, the technical completeness of the investment and the seriousness of the investor, Production Licenses were given for 1593 MW (up to the spring of 2002). The main interest of RAE was to choose the right investors in order to avoid the unpleasant phenomena, which appeared the previous years due to the law 2244/94, as we have already described (speculation on licence).

Yet, problems still remained. RES investments in areas of high wind energy potential, like Evia and Lakonia, which ought to be highly promoted, were, often, characterized as high-risk investments. The main raison for this characterization was due to the Land-Planning Study which had not been completed in these areas, although its existence was characterized as a prerequisite. This study is carried out by the Prefecture and records all the appropriate locations for exploitation, so that the production stations are correctly installed. Yet, as the study started after 19 February 2001, the investors were waiting for a positive or negative response to their submitted applications, without being sure if they had planned to invest in an area allowed by the Land-Planning Study, and having already spent significant funds for the planning.

Another serious problem was (and still is) the inadequacy of the electric grid in areas with considerable wind power potential, like Lakonia, Thraki, the islands and Evia. The future development of the electrical grid does not diminish the investors' uncertainty, due to the negative experience of observed delays up till now.

Financial framework

As far as the financing part of RES plants is concerned, there are various financing tools that might be used by RES investors additionally to their own contribution, such as:
- Regional Development Law (first L1892 and then L 2601/98). This law gives economic incentives in form of public subsidies to investments (industries, tourism infrastructure, high technology firms, RES plants) contributing to decentralisation of economic activities and regional development. The subsidy

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 47

depends on the type of activity and the remoteness of the region. It can reach up to a maximum 40 % of the total investment cost, with exceptions when the investment takes place in highly remote areas (see **table 2**).

- Programmes financed directly by the EU, e.g. THERMIE. These programmes demand the participation of companies and institutions coming from more than one EU countries.
- Programmes co-financed by public funds and the European Community Support Framework for Greece through FEDER and Cohesion Fund. Among these programs, we note especially:
  - the "Operational Energy programme" which during 1994-1999, realised two calls for tenders.
  - the "Operational programme competitiveness", which actually takes place, and foresees that 380 million Euro will be spent as public funding to support investments related to the energy sector.
- Bank loans (interest rate about 3,6 %) or mutual funds from Greece or abroad.

As far as the income part of RES investments is concerned, the economic efficiency / efficacity of a RES plant and the viability of its business plan is determined, to a great extent, by the price(s) it can sell its products (in this case the energy produced). The **table 3** indicates the maximum prices paid by PPC according to Law 2244/94. Prices according to the deregulation (liberalisation) of the energy market are negotiable.

Selling Invoice	System not connected to the Grid (€/kWh)	System connected to middle voltage Grid (€/kWh)	System connected to high voltage Grid (€/kWh)
Independent production by RES	0.07491	**Energy** 0.06059 **Power** 1.55540	**Energy** 0.06059 **Power** 1.55540

Table 3. Prices paid by the PPC for buying energy produced by RES plants

It seems that it is not the financing source that hinders the quick implementation of projects, but time consuming administrative requirements and procedures as well as the preliminary phases, which are required as prerequisites.

Social framework

Greek citizens, even in rural areas, want to consume electricity, and are convinced that it is the state's duty to provide them electrical energy, in the cheapest price possible. They are even keen to have e.g. solar energy devices at home. On the other hand they are not especially fond of the idea that an energy producing plant, even a RES one, connected to high voltage grid would be located in their neighbourhood.

Furthermore, the owners of the land where the RES plant would be built have to be expropriated (and are paid a fair price for their land). For these reasons there have been cases where local population tends to react negatively.

Delegation of responsibilities for RES to local authorities and co-financing of respective investments by them have contributed to the decrease of the tension and have positively sensitized people, concerning RES production.

Table 2. Upper limit of public subsidies

SME: Small and medium enterprise

Category of RES investment	Region	Percentage of subsidy for initial investment by a big company or a SME	Percentage of subsidy for additional investment by a: Big company	SME	max
Wind parks	Whole Greece	30 %	100%	100%	30% of the total budget
Geothermal	Whole Greece	40 %	100%	100%	40% of the total budget
Small Hydro	Whole Greece	40 %	100%	100%	40% of the total budget
Biomass	Whole Greece	40 %	100%	100%	40% of the total budget
PV	Thrace	50 %	100%	100%	50% of the total budget
	Attica, Central Macedonia in accordance to L.2601/98	40 %			
	Rest of Greece	45 %			

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 48

Lakonia

Wind energy parks

1

3 wind parks are planned for 2003 in the south of Greece (Lakonia). The involvement of the local authorities in the project is viewed as a guarantee for the viability of the wind park.

Pre-investigation

In the framework of its activities, the company WindSolar Hellas SA is installing three wind energy parks in the Zaraka Municipality in Lakonia Region, in the areas "Tourla", "Koupia" and "Rahi Loutsas". Lakonia is situated in the South of Greece, at the edge of Peloponese. This area has a very low annual rain level and is windy.

The choice of the areas was based on:

- the research and the study of data that concern region's topography, measurements of wind potential performed by CRES (Center of RES, public owned research center under the private law, supervised by the ministry of Development).
- property status in force in certain areas.
- allowed uses of the whole region.

After gathering all the necessary authorizations, applications, documents, contracts, measurements, and various other data required by the responsible and implicated Authorities, RAE gave the license to generate electric energy using the three wind parks. The project aims to be completed by the end of 2003 and, actually, both the preliminary phases and the business plan have been realized.

The ownership and organisation

WindSolar Hellas S.A., a private sector company is the only promoter of the project. It presently investigates the possibilities of collaboration with other companies mainly for the installation of wind generators.

The basic difficulties that came up during the implementation of the park were mainly bureaucratic, due to the implication of many different authorities with overlapping responsibilities, as well as the delays of the Land-Planning study completion. As mentioned above, the Land-Planning Study for this region started after the production license was given by R.A.E. (the national Regulatory Authority for Energy).

Also certain problems derived by the lack of information to the consumers-users concerning the renewable energy sources, which, as usual, evoked moderate reactions of the inhabitants.

Yet in the positive points of this project, we have to note that although, it is a project promoted by a private company, public institutions, local development agencies. The local community are inevitably involved. Local community is an active partner of this project through the

local authorities activities, which have consented in the whole investment and have also contributed by granting to the project the use of land, on which the three plants will be installed.

The most useful conclusion from this experience is that the more and the earlier the local community gets involve with such a project, the better for the final success and viability of it.

Technological parametres used

In addition to the measurements performed by CRES, the company has 3 anemometric measurement installations inside each park for the gathering more specific micro-climatic data.

As there exists a high voltage PPC grid in the area and an electric substation in Molaous, the access to the Grid will be direct. The transfer of electric energy from the wind parks to Molaous (about 35 kms far) will be effectuated through a middle voltage grid. DESMIE, a subsidiary of PPC, is responsible for the management of this grid, but faces several problems as the demand for energy increases while the grid itself is not completed yet.

The economy

The total cost of the project is planned to be 23 million € for the three parks.

The repartition of costs to the different cost categories is showed in **table 1**:

Wind turbines	17.25 M €
Connection	1,15 M €
Electric equipment	2,3 M €
Building-installation	2,3 M €
Total	**23 M €**

Table 1. Repartition of costs

This investment will be co-financed by:

- **bank loans** (40 %). Exact interest rates and duration are not available yet as they are presently negotiated.
- **self-financing** (30 %). A part of the self financing amount is expected to be covered by mutual funds coming from overseas that are interested in participating in the project.
- **public funds** (30 % through the Regional Development Law).

It is interesting to add that by law, 2 % of the gross income of the plan (turnover) will come back as offset dues to finance the development of the local community. This income will last during the whole operational life of the project.

Attica
Wastewater treatment plant

2

Attica is the region of the Metropolitan area of Athens, where about four tenths of the total Greek population and 64% of the countries'economic activities, including industry, are concentrated. The wastewater treatment plant of this area is used to produce Biogas.

Pre-investigation

Attica has a sea front on Saronic bay. Till the first half of the 90's all sewage and wastewater were dropped unprocessed in the sea. This fact had a very damaging effect on the quality of sea water both for sea life and human health and activities related to the sea (fishing, aqua-cultures, tourism, swimming, leasure etc). This situation was all the more serious for the economic activities of the islands in the Saronic bay (Salamis, Aegina, Poros, Hydra).

At the same time, there was a big controversy between local authorities of Athens, Piraeus and the satellite municipalities, because nobody wanted the wastewater treatment plant to be built within one's territory. Another problem faced was with the archeological service, the duty of which is the safeguarding of antiquities, which had to give the autorization for the realisation of the project.

Discussion was lead by the Union of Local Authorities of Attica and the Ministry of Environment. Universities, research institutes and public opinion through articles in newspapers and TV debates played an important role. The solution found was satisfactory for everybody. The uninhabited island of Psytalia, at a distance of about 3 nautical miles from Piraeus, would house the treatment plant, which could be connected to urban area with two underwater pipes.

The ownership and organisation

EYDAP is the responsible company for the treatment of wastewater in Attica.

The development agency of the municipalities of greater Athens area and greater Piraeus area participated from the beginning to the planning and financing of the project.

It is worth-mentioning that this biological wastewater treatment plant has been the subject of many political campaigns in the consecutive elections for city authorities.

Technological parametres of the Biogas producer

The Plant in its first form is operational since 1994.

In the first 7 years of its operation the only process that took place was precipitation of solid elements.

Nowadays, primary sludge is, among else, anaerobically digested.

During the anaerobic digestion, biogas is produced (50 000 cubic meters/day on the average) while the dehydrated sludge has an average production of 280 tons/day.

In the next step, which is going on and is preview to be finished at the end of 2003, there will be biological processing and aerobic fermentation of the resting wastewater, which will produce additional biogas for the energy production.

The economy

In 1998, the construction of a modern electric and thermal energy co-generation unit, operating by using the biogas produced on the site, has begun in Psyttalia. Since 2001 the unit is operational with a total power of 7.4 MW. Up to now it has costed more than 1,1 M€ (50 % financed by the European Union). The European funds for financing the project come from the Cohesion Fund through the third Framework of Support.

As it stands now, with its everyday operation, it generates sufficient thermal and electric energy quantities to cover the whole plant's power needs. Any surplus of electric energy that will be generated by the plant, in the future, will be sold to the PPC.

At the same time, the thermal energy from cooling the biogas engines is planned to be used for the heating of sludge digestors and the drying of the dehydrated sludge, in the future.

Sifnos island

Photovoltaic plant

3

Sifnos is an island belonging to the complex of Cyclades. The aim of the project was the presentation of the advantages of a photovoltaic (PV) station on the Greek islands and the dissemination of the PV technologies through a real application.

Pre-investigation

The island has about 2000 permanent inhabitants. The population in summer reaches the 10000 people. Paros is a neighbouring island. Its permanent population is around 5000 persons and in summer this figure goes up to 40000. Main economic activity in both islands is tourism. We have to note that the pottery workshops need much energy for their furnaces.

Sifnos, as all Cycladic islands presents a high solarity profile, with sun shining around 340 days per year, this natural factor favours the installation of a PV plant. The question was if such an initiative could be viable in an environment of weak and inconsistent energy demand.

The ownership and organisation

The project started in December 1996 and was implemented by CRES (the Greek organisation for the promotion of RES) , PPC and the companies ANIT and SMA. ANIT is an Italian company, which supplies PV frames and SMA is a Germany company, which supplies inverters. The installation of the station was completed in 1999 and after the end of the project (March 2001) the PV station belongs to the PPC. Local community has accepted the project with enthousiasm and contributes to its success in various ways, e.g. by adjusting its devices in a way that the electricity demand does not exceed the energy that can be generated by the RES plant. This goal is achieved for example by programming the alternative operation of pottery furnaces (important energy demanding) in order not to overload the system.

The PV plant

The technology used was PV frames of polycrystalline silicon. The whole project refers to the installation of a PV station with 60 kWp total power connected to the local grid.

The economy

The project was implemented in the framework of the European project THERMIE A (title "Installation of a total of 60 kWp of new type Modular Photovoltaic Systems in the Greek Island of Sifnos") with 40 % funding by the European Union. The total cost of the project was 929108 €. Local and public funds and PPC financed the rest 60 %.

The repartition of costs is indicated in the following table :

Photovoltaic equipment	302136 €
General equipment (wires, Electric connections etc)	20466 €
Installation cost	271035 €
Management/administration	435765 €
Maintenance cost	44000 € per yr.

As a result, the PV station works since October 1999 producing constantly electric energy. By this way it is proved that the operation of PV systems within a framework of weak local grids doesn't present any technical problems. The average annual generation of electrical energy is now estimated around 100000 kWh.

Local population have responded positively to the installation and operation of the PV plant as they consider it to be compatible to the sustainable development activities they are promoting themselves.

Nowadays, the plant is producing energy, covering the needs of the neighbouring islands of Paros and Antiparos. In summer months the plant covers the needs of a population that can reach 90000 persons.

The experience is considered as **a pilot initiative that can be multiplied in islands and isolated mountainous areas**, substituting existing polluting methods of electrical energy production.

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 52

UNITED KINGDOM

1

2

1. CUMBRIA
BAYWIND ENERGY CO-OPERATIVE LTD

2. BRO-DYFI
COMMUNITY WIND TURBINE

BRIEF REVIEW OF LEGAL, FINANCIAL AND SOCIAL FRAMEWORK FOR LOCAL RENEWABLE ENERGY INVESTMENT

Energy context

The commercial development of wind and other forms of renewable energy has been slow compared to other European countries, despite a very strong research and development sector and favourable wind conditions (the UK has over 40 % of the wind resources in Western Europe). Traditionally the generating mix of the UK has been dominated by coal and nuclear, although over the last 15 years a significant gas fired CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) capacity has been installed (principally due to availability of North Sea natural gas).

The UK electricity consumption in 2000 was 338 TWh (source: DTI), which was responsible for the evolution of approximately 45 million tonnes of carbon dioxide emissions. Currently the UK generates approximately 2 % to 3 % of electrical energy requirements from renewable sources, primarily from hydroelecric plant in Scotland (**Table 1** indicates the UK generation mix of the first quarter of 2001).

Type	Capacity %
Coal	37
Gas	36
Nuclear	20
Imports	3
Oil	2
Renewables	2

TABLE 1. UK GENERATION CAPACITIES

The current UK wind generation capacity is 499.29 MW from 950 machines (BWEA). The installed biomass generation requirement is negligible with a single 36 MW straw fired plant and a further 63 MW of poultry litter fired capacity from 4 plants.

The slow development of renewables in the UK has many causes, analysis of which is beyond the scope of this summary. However, inexpensive locally available fossil fuels, public objections to wind developments, the privatisation and deregulation of the electricity industry (during early 1990s) and institutional commitment to nuclear generation in previous decades have been frequently cited.

Privatisation in the early 90s has led to greater opportunities for RE investment, supported by government policies. Through government incentives and low capital costs, a significant new renewable capacity is planned, including a further 100 MW of biomass capacity (including pyrolysis plants). The planned co-firing of large coal fired power stations will significantly add to the biomass generation capacity of the UK. A further 90 MW of wind generation capacity has been confirmed for 2002 and 24 new large off-shore wind farms are in development.

Renewable energy is gaining social and economic acceptance in the UK and enjoys significant political support, but is not generally publicly universally accepted. The UK's renewable energy sector is rapidly changing and major development will be observed in the next 5 years as generators endeavour to meet government targets.

Legal Framework

The following section highlights government legislation, policy and initiatives that impinge on the emerging renewable energy industry.

UK government is committed to reducing carbon dioxide emissions by 12.5 % (compared to 1998 levels) by 2010 and by 20 % by 2020 %.

To achieve these targets, the UK Government has put in place a number of policy mechanisms which are summarised in the following sections. Other policy mechanisms are also cited that are not specifically intended to reduce carbon dioxide emissions but will have a bearing on the development of a bio-energy industrial sector.

Renewables Obligation (RO)

The Renewables Obligation came into force on the first of April 2002. It requires electricity suppliers to source a proportion of their electricity supply from renewable sources. Suppliers who fail to meet this requirement will be subject to a levy (£ 0.03/kWh - € 0.045/kWh) Initially the obligation stands at 3 % of electricity sales rising to 10 % by 2010.

Renewable Energy Obligation Certificates (ROCS) will be issued to suppliers complying with the RO by the industry regulator Ofgem (Office of gaz and electricity market). This office is the UK government body that regulates UK energy market.

Suppliers may meet up 25 % of their RO through the

cofiring of existing fossil fuel power plant with biomass such as willow and waste wood. This activity is permissible up to 2011 with additional restraints being placed in the sourcing of biomass fuel. At least 75 % of the biomass fuel must be from genuine energy crops, such as short rotation willow coppice, by 2006.

The RO has a potentially significant effect on the development of the renewable energy sector in general, as it compels suppliers to purchase suitable plant, such as wind turbines. However, in the short term, bio-energy is at an advantage over other forms of renewable energy due to the interaction of NETA (New Electricity Trading Arrangements).

The RO replaces the NFFO (Non Fossil Fuel Obligation), put in place subsequent to privatisation, to encourage RE investment by giving generators subsidy for generating from renewable sources. The NFFO subsidy allowed generators to meet the higher cost of generating from renewable sources and compete against fossil fuel generation in the electricity market.

NETA

The New Electricity Trading Arrangements (NETA), which came into effect in April 2001, have a significant effect on the generation of renewable energy. NETA is the market system operating in the UK for the sale and purchase of electricity in the UK's deregulated industry, replacing the "Pool" system that had been operating subsequent to privatisation in the early 1990s.

NETA was intended to create stability and competitiveness in the UK electricity market. In general, it has been acknowledged to be a success for conventional forms of power generation. However, due to the emphasis placed on availability prediction for power production, NETA has had an adverse effect on small scale renewable energy suppliers, where the output from wind, solar and CHP plant cannot be predicted. Bio-energy generating systems have a far higher degree of availability prediction than other forms of weather related renewable energy and hence are at a market advantage.

Other governmental and NGO initiatives of potential bio-energy business development interest are:

- The New Opportunities Fund Biomass Scheme
- The New Opportunities Fund of the Social, Economic and Environmental Development Programme (SEED)
- The Countryside Agency Vital Village and Market Town Regeneration Programmes

Climate Change Levy (CCL)

The Climate Change Levy (CCL) is intended as a neutral tax on the commercial use of fossil fuel derived energy. A levy is placed on fossil fuel energy supplied to business, who then receive a National Insurance rebate. This is intended to encourage energy management measures and renewable energy investment. The CCL has a beneficial effect on the emerging renewable energy sector, as carbon neutral fuels are exempted from the levy. Additionally, the use of biologically derived fuels is encouraged through the CHP - Quality Assurance scheme (CHP-QA).

Carbon Trading

UK's Green House Gas Emission Trading (GHGET) programme became operational from April 2002. As with the CCL, the GHGET programme is intended to promote energy management measures and renewable energy investment. The trading mechanisms (Cap and Trade/ Baseline and Credit) are designed for large industrial company trading.

The forthcoming Project Entry trading system may allow renewable energy related enterprises to realise an additional funding stream, through carbon credit sales (except for certain Local Authority projects). The Project Entry trading guidelines are due for publication in 2002. The project entry route will allow and encourage communities to invest in RE, as the sale of carbon credits will improve the economic returns from any project.

The Carbon Trust

The Carbon Trust is a not for profit company established to support low carbon investment, innovation and implementation, by the UK Government. Low carbon correspond to those technologies or methods that reduce or eliminate carbon dioxide emissions due to energy production or consumption, such as energy management, CHP and wind energy. The Carbon Trust is funded through the CCL and became active in early 2002. Of primary interest to the development of an East Midlands bio-energy sector, is the Low Carbon Innovation Fund which will support innovating business developing or implementing low carbon technologies –including renewable energy products and service.

The PIU Energy Review (PIU)

The Performance and Innovation Unit (PIU), attached to the UK Cabinet Office, published the Energy Review document in February 2002. This Energy Review undertook an examination of the UK's future energy needs and supply options. Although the Energy Review Document was intended as an advisory exercise for the UK Government, it is likely to have a major influence on the forthcoming Energy White Paper (expected in 2002 or early 2003) leading to government policy.

The PIU Energy Review highlights the importance of energy efficiency, CHP and renewable technologies in the development of low carbon energy options for the UK and states the substantial role of wind and biomass energy, with other renewable energy technologies. The importance of innovation and research is continually stressed by the PIU Energy Review. Additionally, bio-energy derived from bio-mass waste is viewed as having a limited role.

Energy from waste is considered by the PIU Energy Review and it concludes that due to increased environmental standards and public concern, thermochemical conversion of waste, such as gasification and pyrolysis, will replace current incineration practices.

Grid Connection

Connecting embedded generators to the power grid requires consent and inspection from the local electricity company. This is a particular problem for small-scale generators and is proven to be a barrier in a number of cases. The G59 and G77 regulations dictate the connection of generators to the grid. New regulations are being developed to overcome these issues. The new regulations are being developed by the DTI in consultation with industrial stakeholders (including EA Technology and the CHP – Association).

Financial Framework

The capital investment in UK renewable energy relies on a mix of private finance, grants and financial incentives (ROC and NFFO). A number of larger portfolio and established wind generating companies are able to raise commercial finance. Developments are often supported by regional development funds and in some cases rural diversification grants (depending on the status of the region). Many investors are examining the possibility of realising additional income from the sale of carbon credits under the carbon trading system, particularly with project based entry schemes.

ROCs and the renewables obligation offer a financial incentive for generators to invest in renewable energy systems, by increasing the sale price of renewable electricity. However, issues associated with NETA are causing significant problems for non-portfolio generators is achieving profitability. The DTI and OFGEM are examining these issues.

In a limited number of cases, renewable energy projects are attracting community financial backing, notably the Baywind Energy development (Cumbria, see case study). The Community Renewable Initiative (operated by the Countryside Agency) will stimulate the development of local community owned energy supply companies for the provision of renewable energy from small scale projects.

Social Framework

The UK planning system allows significant participation from local residents and stakeholders. UK planning law for buildings, structures and building modifications (which includes RE systems), takes into consideration the views of local residents to new developments.

PPG (public planning guidance) gives 22 specific guidance on the planning of RES. However, objections are frequently raised against wind turbines (on the grounds of visual intrusion and noise) and biomass plants.

Public objections to terrestrial wind turbine projects are a major barrier to the future development of wind power in the UK. Many developers are examining offshore sites to obviate public objections, although the Ministry of Defence is objecting to a number of these projects.

In a number of cases, communities have been very supportive of wind power projects. In these cases, wind power developers have engaged with the local community at an early stage.

National Wind Power's Wind Works scheme is good example of this approach. The Windworks scheme helps farmers and landowners develop wind farms at no cost to the landowner and provides economic diversification opportunities in rural areas.

Windworks engages with the local community through early public consultation and education.

MORE INFORMATIONS CAN BE FOUND ON

About windworks scheme : www.natwindpower.co.uk/windworks/index.htm
About Ofgem : www.ofgem.org.uk
About PIU energy review : www.piu.gov.uk
About carbone trust : www.c-trust.co.uk

Bro-Dyfi
Community Wind Turbine

1

This project involves a single 75kW Vestas (V17), second hand wind turbine and is located on Mynydd Llwyn-gwern above the Centre for Alternative Technology (CAT) in central Wales.

The project via the mechanisms of a Renewable Energy Investment Club (REIC) has enabled the costs to be shared between a combination of local community members and grants from various organisations.

Project Background

Local residents and CAT conceived the Bro-Dyfi project in October 1999. Initially this partnership, the Dulas Valley Community Wind Partnership as it became to be known applied successfully for a European Regional Development Fund (ERDF) grant to cover 30% of the expected capital costs. In early 2000 the initial Lease and Power Purchase Agreements negotiations took place with the local landowner and CAT.

From this point the following process occurred. A public meeting was held to all areas of concern in May 2000. During the autumn of 2000 the process was further formalised by the establishment of the Dulas Valley Community Wind Partnership (DVCWP). This enabled a bank account to be set up to begin to run the financing of the project such as going through the process of the planning application.

Further open public meetings followed every couple of weeks to discuss all aspects of the project, these included:

- Environmental Impact Assessment
- Legal aspects
- Financial research
- Technical research

With publicity of the project increasing throughout the local community many members joined in. To a point where in this small local community current membership stands at over 70.

Financing of project

In March 2001 after obtaining the ERDF grant further financial arrangements needed to be arranged. It was calculated that the capital costs (see **table 1**) and annual operating costs (see **table 2**) would be as follows:

Due diligence	£1650	2475€
Display & Instrumentation	£1500	2250€
Turbine	£14810	22215€
Construction	£32715	49072,5€
Finance/Legal	£2000	3000€
EIA	£1500	2250€
Connection	£12000	18000€
Contingency	£5000	7500€
Spares	£7390	11085€
Total	**£78565**	**117847,5€**

TABLE 1. CAPITAL COSTS

O&M	£1100	1685€
Administration	£300	460€
Accountant	£100	153€
Filing of accounts	£25	38€
Business rates	£43	66€
Landowner	£250	383€
Insurance	£500	766€
Total	**£2318**	**3551€**

TABLE 2. ANNUAL OPERATING COSTS

The financing of the project is broken down in **table 3**:

ERDF	£23569	36109€
ScottishPower Green Energy Trust	£10000	15321€
Energy Savings Trust	£10000	15320€

TABLE 3. FINANCE SOURCES

The grants mentioned above represent about 55 % of the initial start up costs. The remainder of the finance comes from equity raised by the community members via a Renewable Energy Investment Club (REIC), the Energy Savings Trust conservation fund and the Baywind Co-operative who have strong involvement with community renewable schemes in the UK.

Community Investment

To enable community involvement in the Bro-Dyfi project the REIC was approached early in 2001. This involved the presentation of a business plan and a simplified version of a share offer plan. In October 2001 the REIC invited its members the opportunity to invest in the project. The offer remained open for a month and closed on 16th November 2001. Within this period it was hoped that around £37000 (57000€) could be raised, in fact the project became oversubscribed and £54000 (82700€) was raised in total.

Due to this over-subscription it was decided to make the minimum investment £100 (153€) and the maximum £1000 (1532€) to allow as many people as possible to participate in the investment.

In total there where 50 investors, with the exception of 2 all the investment came from the local area of the Dyfi Valley.

The investment mechanism operates by DVCWP inviting members of the community group to take shares in an Industrial and Provident Society. In doing so they will benefit from the dividends in the sale of clean electricity to a local electricity consumer which in this case is CAT. It is foreseen that net income from the project will be returned to the shareholders in the form of dividend payments over a 15-year period, which is the expected lifetime of the turbine. Projected investment return is in the region of 8.5 %.

Cumbria

Baywind Energy Co-operative Ltd

2

The Baywind Energy Co-operative does not consist of a single wind energy project. However it does provide a mechanism to allow community involvement in wind energy projects. It currently owns 6 wind turbines (500 and 600 kW) on two sites. It has raised over 2 million pounds (3 million €) through share offers and has over 1 300 members currently investing.

Background

The Baywind Energy Co-operative Ltd was created in 1996 to assist the development of renewable energy projects with a community interest. The first two schemes that are the focus of this case study have enabled the local communities of Cumbria to invest in local wind turbines. The Co-operative operates by allowing individuals to buy shares between the values of £300-20 000 (450-30 000 €), £20 000 (30 000 €) being the maximum investment by law a single investor can make and the added advantage being that no individual can have a controlling interest in the project. Another condition of the share offer is that voting amongst the shareholders makes investment decisions. One vote is allocated to each shareholder irrespective of the amount of money invested.

The Projects

1. Harlock Hill Wind Farm, Pennington

The Harlock Hill windfarm (see **table 1**) is Britain's first co-operatively owner windfarm and is situated in Cumbria. Initially, a share offer run by Baywind raised £1.2 million (1.8 million €) to purchase two of the five turbines in 1996/97. However, at the end of 20001 the Baywind co-operative had raised enough capital to acquire the three remaining turbines at the site.

Number of turbines	5
Individual turbine rating	500 kW
Hub height	35 m
Overall height	54 m
Off-set CO2 emissions	5 000 tons pa

Table 1. Technical details

The Harlock Hill windfarm was developed by The Wind Co UK Ltd and construction started in September 1996. The turbines were fully operational by January 1997.

2. Haverigg II Wind Farm

The Haverigg II windfarm near Millom in Cumbria is an extension to one of Britain's first windfarms (see **table 2**). Capital was raised for the building of a single wind turbine via the same mechanism as used for the Harlock Hill windfarm. The share offer in 1998/99 raised £670 000 (1 026 000 €) whilst the developer, the Wind Co UK Ltd in conjunction with a loans company, the "Wind Fund", provided the capital for 3 other wind turbines to be erected at the same time.

Community funded wind turbine details

Number of turbines	1
Turbine rating	600 kW
Hub height	45 m
Overall height	66 m
Off-set CO2 emissions	1 250 tons per yr

Table 2. Technical details

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 59

part 2

discussion & perspectives

From the general presentations and the preceeding case studies, three facts can be established:

- From the point of view of the development of the renewable energy fields, the partner countries divide into two groups.
  On the one hand, Germany and Denmark are distinguished by a strong penetration of renewable energy in their global energy production.

  In contrast, the United Kingdom, Greece and France possess a significant potential for production, which is insufficiently exploited at the moment. France is notable for its significant development of hydroelectric resources, a heritage from period immediately after the war.
- In all the partner countries, the three renewable energy fields considered (wind, photovoltaic and biomass) have very different levels of development, wind significantly in advance of the two others.
- Local investment in the renewable energies has played a determining role in their development as much in Germany as in Denmark even though between the two countries, the local political and entrepreneurial culture differs.

In France, Greece and the UK, some constraints slow down the exploitation and a fortiori the local financing of renewable energy projects by local investors.

In Denmark and in Germany, the investment into RES has been pushed by two main factors: the political will and the feed-in system.

The political will

In a sector as strategic as the provision of energy, the public intervention, direct and indirect, is a historical constant throughout Europe. All the conventional energy sources dominant at the moment (coal, oil, gas, nuclear and also the large hydroelectric dams) have benefitted from strong public support. Geographically very concentrated, they required investments only from organisations of substantial size. The energy industry is shared between the state and the public establishments on the one hand, and the large enterprises on the other hand.

The renewable energies, which by nature are decentralised, distributed in a diffuse manner in space and time, and strongly linked to the land which they supply, arrive at maturity in a difficult context for two principal reasons:

- The growth of energy consumption is limited by the economic conjuncture and by measures to economise energy consumption in the most developed countries.
- The territorial dimension of the renewable energy projects is a source of complication in the decision making processes, whereas these are unlike the arguments which should plead in their favour, since they conjugate the three pillars of renewable development:
  - environmental benefits
  - support of local economy
  - the creation of employment largely non-delocaliseable.

In this context, only a strong political will, is able to allow the renewable energies to take the appropriate place which the imperatives of the "lasting development" and the stakes of a balanced planning of the land require.

In Denmark, as in Germany, the progressive establishment of an offensive regulation in the renewable energy field has allowed the establishment of a framework adapted to permit their development.
In Denmark, the accommodation of renewable energy in the energy politics started more than twenty years ago and was pursued by a liberal government, then by a social democratic government. However, the new liberal government installed at the end of the year 2001 has wanted to limit for the moment the public support for renewable energies.
The success encountered in Germany, notably for the wind generation field, is more recent than in Denmark. It is equally linked to the progressive setting-up, during the last decade, of legislation permitting the encouragement of legislation to encourage investment and to establish ambitious development objectives.

The take-off of Germany, at the start of the 1990s, is in a large measure linked to the energy policy followed in the 1980s. According to BWE, the German association for wind energy, this period coincides with an energy policy which was based on the construction of 20 nuclear reactors (13 having been built between 1979 and 1989). Again according to BWE, the conventional energy sector, controlling both the production and the distribution of energy, constitutes an oligopoly (a market where the sellers have the monopoly of the sale) that maintained the renewable energies in marginality. It was only in the beginning of the 1990s that the rise in power of the environmental conscience influenced the energy debate in the German Parliament and in the Länders.
France and the United Kingdom remained globally favourable to nuclear energy production as a basis for electricity generation. The French governments that followed each other these last years did not abandon the construction of a new nuclear power plant of new generation construction (EPR).

The public decisions in support of renewable energies also constitute a social stake. The 8753 MW installed in Germany at the end of the year 2001 covered 3.5 % of the electricity needs of the country and involved the creation of 38000 direct and indirect jobs.

Though national renewable energy strategies may vary, there is explicit support for renewable energy sources (RES) at the European level where Kyoto targets, energy security worries, and job creation are increasingly guiding energy policy.
The European Directive 2001/77/CE relating to the promotion of electricity produced from RES in the internal market, adopted jointly by the Commission, the Council of Ministers and the Parliament, constitutes a strong signal addressed to all the energy players in European countries. It states the need for national targets and implies the need for a harmonized European RES support scheme, though postponing this harmonisation after a 7 to 13 years period for each member State to experience its own method before comparing results with others.
The Directive enviseages an imperative delay in transposition before the 21 October 2003. It is too early to know precisely the methods and the timetables of transposition for each member state.

It will be necessary to wait for the conclusions of the "national energy debate" which must be organised in the begiining of the year 2003 and followed by a "law of orientation", to have a clearer idea of the french energy politics for the following years, notably with regard to renewable energy sources…

The Feed-in system

The Feed-in system incontestably constitutes the legislation at the origin of the development supporting renewable energies in Denmark and Germany and especially for wind generation.
This law is based on two principles:

- a fixed sale price allowing correct profitability of the investments
- the guarantee of access to the electric network with the obligation for the electricity companies to purchase electricity thus produced.

Pushed through the German Bundestag in 1990, the Electricity Feed-in Law (EFL) ignited the German wind industry by guaranteeing grid connection and a Renewable Energy Feed-In Tariff (REFIT) to RES generators. Under the law, hydropower, landfill gas, sewage gas and biomass producers were guaranteed at least 80 % of the retail consumer price for the electricity they produced. Wind and solar producers, meanwhile, were given a 90 % price guarantee.
The EFL surprised many policy makers with its significant and sustained effects on the wind industry and on the German economy. Wind quickly became Germany's fastest growing energy source and the industry continued to expand even during economic downturns.
In April 2000, a new commitment was adopted. While the EFL provided for a straightforward premium price for wind energy, the REL has an incentive structure that is differentiated according to plant location. The REL guarantees wind turbines a premium price of 0.09€/kWh for the first five years of operation. After 5 years, the site quality is evaluated against a predefined standard of performance. If site yield is at least 150 % of the standard, then the guaranteed price for that site drops to 0.06€/kWh. For sites with yields less than 150 % of the standard, the 0.09€ rate is prolonged by two months for every 0.75 % that the yield is under 150 % of the standard.
Weaker sites are thus compensated at a rate that ensures cost-effective operation, while windier sites are not over compensated. This mechanism provides an incentive for inland site development since weaker wind regimes command the higher compensation rate for longer periods of time. Furthermore, the higher rates mean that developers can more easily secure credit for inland sites that were previously difficult to finance.

France adopted in June 2001, for its wind generation, a tariff system equivalent to that of the German REL. It clearly permitted the relaunch of wind generation investment projects after the experience of the Eole 2005 Program.

The United Kingdom has also adopted a quota system aimed at ensuring the stability and competitiveness of the electricity market. Based on the capacity to predict the production of energy, it is especially interesting for the conventional electricity producers to the detriment of the renewable energies.

Quota systems have several inherent problems.
Firstly, the politically determined capacity amount prevents natural market development.
Secondly, contracts are awarded at one or two year intervals, creating market discontinuities that make it difficult for small firms and cooperatives to participate.

The most convincing proof of fixed price system's advantages over quota systems can be seen through a comparison of installed capacities. Three nations with fixed price systems, Germany, Denmark and Spain, installed 1 568 MW, 313 MW and 391 MW respectively in 1999. Great Britain, Ireland and France, meanwhile, installed 20 MW, 0 MW and 3 MW respectively using the quota system in the same year. The obvious lesson from these figures was reinforced in 2001 when Denmark moved to a quota system. From 2000 to 2001, Denmark's new installations have slowed from 603 MW to 115 MW.

On the other hand, the PV and the biomass production has seen a development more mitigated on the whole in all the countries considered, except for Germany and Denmark which adopted adequate tariffs and introduced bank incentives for investment in these fields.
In France, to compensate for the weakness of the sale tariff of electricity originating from photovoltaic production (15 c€/kWh in France against 46 c€/kWh in Germany), ADEME announced the setting-up of a system of cofinancing in the form of a direct subsidy to investment of 4.6 €/Wp to 6.1 €/Wp according to the configurations of systems. However, the practical conditions of its implementation are ill-defined, more than one year after its announcement. In addition, the total budget dedicated to this program, was announced to be 1 MWc in continental France and 1 MWc for the DOM and Corse, for 2003, and to evolve towards 4 to 5 MW in three to four years (2005).

The development of the biomass production also remains linked to the electricity sales tariffs and to the accompanying measures adopted. There again, Germany took measures permitting it to hope for a supported development of biomass production : elevated and guaranteed sale tariffs and rules of the Ordinance on Generation of Electricity from biomass.

Similar constraints in Greece, France and the United Kingdom

After having reviewed the strong points permitting the encouragement of investment (Germany constituting the obvious example to follow), a certain number of constraints slowing down the development of renewable energies can be referred to.

The conditions for connection to the electrical grid

The technical and administrative modes of access to the electrical grid can constitute a significant brake on the development of renewable energies.

Two significant questions having a strong impact on the outcome of the projects in terms of delays and economic calculations, remain unanswered :

- the method of calculation of the acceptance capacity of the network.
- the methods of the development of a program of reinforcing work or of extension and of the sharing of the applicable costs.

In France, no definitive contract could be signed today by producers who nevertheless succeed in obtaining remuneration for their production on the basis of temporary contracts. Even for the installations of low output, such as the individual photovoltaic roofs connected to the network, the administrative procedures are heavy, long and sometimes uncertain.

In UK, connecting embedded generators to the power grid requires consent and inspection from the local electricity company. This is a particular problem for small scale generators and has proved to be a barrier in a number of cases. The G59 and G77 regulations dictate the connection of generators to the grid. New regulations are being developed to overcome these issues.

In Greece, and it is also the case in France, the electric grid at the moment is not adapted to accept electricity produced by wind generators in its windy regions. This will lead to significant delays in the realisation of projects and a possible discouragement for investors.

Difficult administration

These are very often at the origin of significant delays encountered in the realization of projects.
It is the case in Greece where bureaucratic procedures are very complex. The procedures to obtain the license for wind energy parks often created uncertainties and overlapping of responsibilities. This fact created considerable delays for investors.
In France, an inter-ministerial task group worked during the year 2001 on the simplification of the administrative procedures and auditioned a certain number of players. If this has allowed the point to be made about the situation and to open areas for reflexion, the report to be issued at the end of the work is awaited.

The multiplication of conflicts

Otherwise, the conflicts which tend to multiply notably for wind generation, can complicate the requests for building permission by the competent authorities and generate significant delays in the realisation of projects, notably if administrative recourses are deposited. If many of these reactions in opposition are actually for the defense of individual or corporate interests, they do not give a good picture of the energy source involved and it is probably one of the goals sought by the opposers.

In England, as a result of the price pressures due to the quota system, only large-scale projects in prime locations are usually pursued. The result is that the British market has been dominated by large firms competing to cluster large wind farms on a limited number of often very windy sites. These, sometimes located in sensible areas from an environmental and landscape point of view, can produce opposition from local inhabitants and environmental NGO's.

A similar phenomenon has occurred in France. The tenders launched within the context of the Eole 2005 program pushed the operators to lower their kWh selling price, obliging them as a result to choose very windy sites. The deficiency of information often noted at the start on the part of the operators, has constituted a good "compost" for the emergence of local conflicts.

Immediately after the adoption in June 2001 of the new tariff system for wind generation, the number of requests for connection, rapidly grew in France (for nearly 13 000 MW). Obviously, a large number of these requests were more of the form of speculation on potential sites than real projects. The administrator of the network of electricity transport (RTE, member of the EDF group but autonomous at the accounting level) recently put in place a procedure of "filtering" in order to only retain in a waiting queue the projects where the operators are able to present the notification of delay of instruction of the building permit. This procedure permits the "moralisation" of requests for connection in favour of projects having real chances of success and was an urgent necessity. The lower tariff expected beyond the first 1500 MW could tempt operators to accelerate the realization of environmental impact studies.

In Greece, one origin of conflict appears to be the expropriation of the owners of the land where the RES plant would be built. Nevertheless, delegation of responsibilities for RES to local authorities and co-financing of respective investments by them have contributed to the decrease in tension and to sensitizing people more about RES production.

The absence of visibility given the mulplication of the projects and the inherent risks of conflict have lead national authorities of some countries to realize directly (in Greece) or to promote at the level of the local collectivities (in Denmark and in Germany), the implementation of spacial programming of the wind sites.

Imposed by the Hellenic Ministry for the Environment, the Land – Planning Study has to be completed in these areas and it is characterised as a prerequisite. These studies are carried out by the Prefecture which records all the appropriate locations for exploitation. Investors are then waiting for a positive or negative response to the building permits that they have submitted before the launch of this new regulation, in February 2001. Therefore, RES investments in concerned areas tend to be considered as high risk investments due to the endless delays.
It refers here to an imposed administrative scheduling, without dialogue with the players concerned. It is tolerated like a constraint, a supplementary bureaucratic burden.

On the other hand, in Denmark, the municipal and regional planning has played an important role in promoting and securing space for wind turbines. One major focus for the planning system has been to control and concentrate the spacing of wind turbines. In general, most municipalities wanted wind farms instead of single turbines or clusters (2-3 units) of turbines. Due to this, many local people have been turned down by the central planning authorities if they applied for a building permit for a local turbine.

It is necessary to note that it refers to spatial planning led by the municipalities, in dialogue with the local players. It had the effect of stopping the intensive occupation of the space by individual wind generators, a phenomenon which seems in contradiction with the desirable optimisation of the implantation capacities.

The German government encouraged rural development with in 1996 a change in Paragraph 35 of the Building Code. Under German zoning laws, only certain structures may be planned and erected in the remote countryside. With the change in the Building Code, wind turbines were included among these permitted structures. Evidence now has to be given as to why turbines should not be permitted, rather than the other way around. This reversal significantly streamlined the planning and approval process for wind development across Germany. A second significant result of the change in the code was that cities and communities were obliged to identify local wind resource areas. A recent German Wind Energy Institute survey, conducted through the BWE regional

associations, revealed that between 80 % and 95 % of the communities in the northern Länders have identified their local wind resource.
The result of the Building Code change, in conjunction with the feed-in law, is that almost all of the inland sites identified in Germany have either been developed, are under development, or are in the planning stages.

In France, a certain number of local collectivities, solicited by several projects developers, wish today to initiate the implementation of spacial programming of the wind generator sites to the scale of their intercommunal territories. They enviseage in the future incorporating their implementation schemes in their future SCOT (schéma de cohérence territoriale – diagram of territorial consistency), in their commune PLU (local plan of urbanism). It is also enviseaged that particular recommendations are attached to these future implementation zones and notably the wish to see local capital mobilised to participate in the investment.

Finally, one notes that the countries which experience the most conflicts are not those which have experienced a strong development of their renewable energy generation. In the case of France and the United Kingdom, the lack of local implication during the the development phase of the projects (consultation) seems to have antagonised their territorial anchorage.

Denmark and Germany have not known these social reactions to projects. One can observe in these two countries a strong citizen financial implication, locally or through the involvement of dedicated investment funds. The social implication, particularly local, undeniably constitutes a factor of appropriation of the projects and therefore of acceptance.

The local financial participation

The local financial involvement in the renewable energy projects appeared in the countries which have created confidence in this type of investment. The sale tariff remains the main economic signal. Sale contracts established over sufficiently long periods (10 to 15 years) create a reassuring visibility.

In Denmark and in Germany, the local and cooperative social investment is seen most clearly in wind energy.
In Denmark, in the year 2002, a total capacity of 2 465 MW in wind energy was establised. Of this 58 % was owned by individuals or industry, being mostly farmers owning one turbine. 26 % was owned by wind turbine cooperatives and 15 % was owned by power utilities.
German wind development has been characterized by geographically dispersed wind farms of various sizes, developed by small enterprises and cooperatives. At present, 90 % of the turbines in Germany are owned by private citizens and more than 200 000 people are involved in cooperative programs. The large-scale involvement of small-scale investors in Germany has clearly contributed to broad public support for wind energy projects and has significantly reduced the risk of conflict.

Besides the regulation in force, various factors have participated in the social mobilization in favour of renewable energies. One can cite :

The implication of the local collectivities

The involvement of the local collectivities within the framework of renewable energy projects, constitute an encouragement to investment. The local collectivities can cofinance certain projects while assigning some subsidies. They can in certain cases participate directly in the investments within the framework of public-private partnerships. This form of participation is not however possible in certain countries, such as Denmark.

Finally, the collectivities, outside of strictly financial participation, can encourage and facilitate the local dialogue on the conditions to realize the projects. The French wind generation project of Saint-Thégonnec Pleyber Christ represents an example of this point of view, certainly isolated but very emblematic.

In Greece, based on L.2647/98, a number of responsibilities are transferred to Local Authorities. Delegation of responsibilities for RES to local authorities and co-financing of respective investments by them have contributed to the decrease in tension and to the increased sensitization of people to RES production.

The fiscal amenities

In Denmark, the 1993 tax reform favoured wind turbines owned by individuals and gave less favourable conditions to those owned by a community. For private persons who own shares in wind turbines, a special tax-rule applies that allow them to receive upto 3 000 DKK (402 €) of income from wind turbines without being liable for income tax. For persons who own larger shares in windpower co-operatives, 60 % of the income above 3 000 DKK (402 €) is taxed at income tax rates as for normal income, while the remaining 40 % is tax-free up to a limit of 18 000 DKK (2 413 €).
For farmers, utilities and other investors, there are no special tax rules for windpower investment.
In France, the investment in non-quoted companies enviseages a tax allowance of 25 % up to a certain ceiling which depends on the investor's status (single, couple…)

The interest of the banking environment

A loan proposal/offer for potential shareholders is normal practice in Denmark.
In Germany, the Environment and Energy Savings Programme (ERP-Umweltund Energieeinsparprogramm) offers long-term loans with low-interest rates for investments in the use of RES such as thermal and PV-use of solar energy, biomass, biogas, geothermal energy, hydro and wind power (see part 1).

In France, CDC IXIS and Banca OPI (SanPaolo IMI Group), jointly with ADEME (Agency for the Environment and Energy Management), have launched FIDEME, an environment and energy efficiency investment fund.
This investment fund, a first in France, is made up of both public and private funds to help finance renewable energy and waste recycling projects.
It enables ADEME, a public organization, to invest in a fund jointly with private investors, with the authorization of the European Commission in the context of State aid.
Designed by the CDC IXIS Financial Structuring teams, the fund combines a more global concern for sustainable development with the particular concern of private investors for profitability and security, in a sector in full expansion.
The investment requirements for the next three years are estimated, in France, at 850 M€.
FIDEME provides qualified investors with a privileged access to this sector, secured by public-private partnership. On top of being a genuine financial tool to promote the Environment, FIDEME also enables authorities to control public spending and to benefit from the strong leverage effect to finance renewable energy and environment projects.
Also in France, some banks has for example NEF or Banque populaire du Haut-Rhin are interested with local investment in renewable energies.

The mobilization of savings

In Denmark, in the beginning, only people from the municipal area inside the country could buy shares. In 1999, new regulations came into effect and all Danish people could buy shares. In the year 2000, the Danish parlament changed the regulation and removed all restrictions on ownership (see Middelgrunden case study).

In France, an appeal to the public for investment necessitates first obtaining an authorisation from the Stock Exchange Control (Commission des Operations en Bourse-COB). This approach, long and complex, constitutes a break to the creation of investment funds dedicated to specific projects.
To profit from a deep approach of local dialogue seems to be a good means of raising local capital without being submitted to the insurmountable rules for small operators in raising capital from the public.

Sustained information

In Danemark for example, since 1975, an active information strategy has played an important role to secure local participation. This strategy originated from county high schools, local Energy Offices, Organization For Renewable Energy (OVE), Folkecenter and Danish Wind Power Stations (Organization for owners of windturbines) and has been supported with funds from the Danish Energy Agency.

Perspectives

This booklet constitutes an starting information package on local investment in renewable energies within the partner countries. Nevertheless, the work-package WP1 of the PREDAC project continues.
A European symposium organised in Paris in March 2003 (more information on : www.cler.org/predac/) will enable a committed reflection.
With this compilation of experiences, the proceedings of the symposium will constitute a basis for development of the methodological guide whose publication is expected at the end of the year 2003.

Many questions still remain :

What communication strategy to adopt according to the national contexts ?

The diffusion of information to the general public, agriculturists can sensitize them to renewable energies and to the existing possibilities for investment. One can also consider the limits involved in raising finance from the public, which is strictly controlled in some countries such as France. The question of local financial mobilization is a crucial point.

Bank services : what kind of offers ?

In certain countries, the banks propose to individuals specific offers of assistance in financing renewable energy projects. A precise description of these offers and of the guarantees expected by the credit companies can encourage banking organisations not involved to become involved in the renewable sector.

What assessment of the risk for the investors, for the bankers, for the underwriters companies ?

How to help specialised consultancies which work out the projects, to facilitate the financial implication of the local actors ?

That raises the question of the mobilization of the local investment and then, of the strategy of communication to be implemented.

The spacial planning : a brake or an encouragement to local investment ?

In what extend can the spatial planning constitute a support to the investment by the local actors ?
That questions we have to discuss with the partners of the WP8 team of PREDAC project, focused on the spatial planning of the wind projects.

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 67

part 3

comparative table

	GERMANY	DENMARK
Total of electric production in 2001 (in TWh)	534.2 TWh	36 TWh
Total of electric production from RES in 2001 (in TWh)	17.8 TWh	5.4 TWh (exclusive of waste)
% of electrical energy requirements from RES	2 to 3 % of total energy mix. The 8 753.8 MW of wind capacity installed in Germany by the end of 2001 represented one third of the world's total. This capacity currently meets 3.5 % of Germany's national electricity need.	The parlament have a goal of 20 % RES (exclusive of waste) of electricity production in 2003
UE directive target in 2010	12.5 %	29 %
Kyoto protocole target in 2010	- 21 %	- 21 %
Biomasse : Power installed in 2001	2 TWh Electricity 52 TWh heat	42 241 TJ
PV : Power installed in 2001	81 MWp new installation 195 MWp total capacity	Less than 500 system approx. 1000 kW (estimation)
Wind : Power installed in 2001	2 659 MW new installation 8 754 MW total capacity	2 556 MW
Fix price system or quota system	**Fixed price system for all RE.** Renewable Energy Feed-In Tariff (REFIT) between Jan. 1991 and April 2000 : feed-in tariffs were linked to average end consumer prices. 90 % of this average was fixed for wind energy and PV, 80 % for biomasse. The problem was the falling electricity price at the end of the 90´s, therefore a relaunch of this regulation was discussed. Since April 2000, the RES Act is set into force : **For wind energy** two levels of tariffs are defined with actual (2003) 0.089 €/kWh for the starting period and 0.060 €/kWh for the rest of 20 years lifetime. The change from high to low tariff is depend on the quality of wind conditiond at the site (model of reference energy yield). Sites near the coast have shorter periods and inland sites longer periods for high tariff level. Both levels are reduced by 1.5 % each year for new installations since the first of January 2002. **For PV** tariff is actually (2003) fixed to 0.457€/KWh. Annual reduction for new installation started at the first of January and is 5 %. **For Biomasse** actual (2003) tarfiffs are different for various sizes of installation: • 500 kW (0.100 €/kWh) • 500 kW to 5 MW (0.090 €/kWh) • 5 MW to 20 MW (0.085 €/kWh) Annual reduction for new installation started at the first January and is 1 %.	Before november 2001 : Feed-In law with fixed price of electricity. **Wind:** Market price + 0,0135 €/kWh. Maximum price is set at 0,0485 €/kWh. If market price goes over 0,035 €/kWh the bonus is going down. **PV:** The net measurement arrangement, which is effective until year 2003. The arrangement entails that the excess electricity from the solar panels can be transferred to the public electricity grid and then later transferred to the households without being individually measured or taxed. This mean that if you, as a consumer, produce 1 kWh on you own PV you will save the consumer price of 1 kWh. The consumer price for 1 kWh is 0,19 €/kWh for households in Denmark in 2002. **Biomasse:** Electricity produced from biomasse is expected to continue at a price of 0,081 €/kWh.

540 TWh	50 TWh	334 TWh
Around 80 TWh	5 TWh	10 TWh
Approximatively 15 % Primarily from large hydroelectric dams (73 TWh).	10 %	2 % to 3 % primarily from hydroelectric plant in Scotland.
21 % The 6 % increase correspond to a new RE production of 40 TWh. According to ADEME, wind turbines should supply three – quarter of this electricity.	20.1 %	10 s%
0 %	+ 25 %	- 12.5 %
2 500 MW	558 MW	One 63 MW straw fired plant 63 MW of poultry litter fired capacity from 4 plants.
13,8 MW	2,5 MW	550 kW
98 MW (140 MW at the end of 2003)	270 MW	500 MW from 950 machines
Fixe prices for RES since march 2002 **Wind :** single high tariff (8.38 c€/KWh) during the first 5 years of operation, then differentiated for the 10 years following **PV :** In continental France, the tariff has been fixed at 0.1525 €/kWh which is substantially insufficient (by a factor of 3) to permit a profitability appropriate to the investments. In the "remote territories" (DOM-TOM) and in Corsica, the tariff has been fixed at 0.3050 €, which is also insufficient. **Biomasse :** • discharge biogas : the tariff of the biogas discharge ensures, in the majority of cases, the profitability of the investments. • solid biomass and biogas emitted from agricultural and sylvan waste : the reference tariff is distinctly insufficient (4.9 and 4.6 c€/kWh, respectively).	RE System not connected to the Grid : 0,07491 €/kWh RE System connected to middle voltage Grid Energy : 0,06059 €/kWh Power : 1,55540 €/kW System connected to high voltage Grid Energy:0,06059 €/kWh Power : 1,55540 €/kW	ROCs and the renewables obligation offer a financial incentive for generators to invest in renewable energy systems, by increasing the sale price of renewable electricity. However, issues associated with NETA (New Electricity Energy Trading Arrangements) are causing significant problems for non-portfolio generators in achieving profitability.

	GERMANY	DENMARK
Public subsidies	In the early 90´s subsidies were given by the federal states for investment in wind energy in addition to the national 250 MW programme. Both subsidies ended in the middle of the 90´s. Actually, there are no subsidies for wind energy. For PV, the 100 000 roofs programme is still running. There is still a market initiative programme for renewables excluding wind energy.	In the 1980-89 subsidies were given for construction of turbines. In the beginning 30 % and gradualy reduced to 10 % in 1989. Today there is no direct subsidy.
Building permit procedure	Wind turbines have to be certified (type approval). Building permission is than given by local authority of municipality. Projects with more than 3 wind turbines have to prepare an Environmental Impact Assessment (EIA).	Wind : Most building permit procedures is made according to a system where each turbine have to be approved by the windteststation. In this way building permit is less complex. In Danemark, windteststation is a public institution who should control the quality and safety of the turbines. Building permit procedures should not consider this because the teststation have already taken care of quality and safety of the turbines.
Spacial planning	Local plans are made with the municipalities and have to define designated areas.	Municipal plans are reveised every 4 year. Windenergy is not included in all plans. Local plans are made for specific windproject more than 1 MW.
Local taxes for local communes	Taxes have to be paid locally if the operating company has its residence at the site of the installation. This is essential for support of the local authorities.	No local tax is actual in Denmark. Every tubine or windfarm shall pay a small fee (70 €) for environmental inspection (noise) to the municipality.

By some local authorities, for PV especially. By ADEME (cofinancing of studies) : • Subsidies to stand alone PV (60 to 95 %) and grid connected 40 to 80%) • Subsidies for research (up to 50%) • Subsidies to biomass field (from 15 to 30 % of investment)	There are various financing tools that might be used by RES investors additionally to their own contribution, such as : • Regional Development Law. This law gives economic incentives in form of public subsidies to investments contributing to decentralisation of economic activities and regional development. The subsidy depends on the type of activity and the remoteness of the region. It can reach up to a maximum 40% of the total investment cost. • Programmes financed directly by the EU, e.g. THERMIE. • Programmes co-financed by public funds and the European Framework of Support for Greece through FEDER and Cohesion Fund. During the period 1994-1999 there were two calls under the measure 3.2 of the operational Energy programme.	Support through ROC to encourage RE investment. Carbon Trust funding for the research and development of RES and demonstration projects. DEFRA energy crop scheme to develop the use of bio-mass, by the provision of direct subsidies to farmers growing energy crops. The New Opportunities Fund provides funding for the development of RES.
Building permit for wind energy project are evaluated by State services and signed by the Prefect, the State representative in the department (French territorial division). Confronted with the multiplication of wind projects, Prefects defer their decision of according building permits. Administrative procedures : long and complex. • Building permit if the height is above 12 meters. • Environmental Impact studies for power above 2.5 MW • Public inquiry if the height is above 25 meters.	Heavy administrative procedures for building permit. The consequence is considerable delays. On 8/12/2000, RAE invited all interested parties to submit their proposals in order to obtain Production Licences authorised by the Hellenic Republic Ministry of Development. For Wind projects only, 696 proposals corresponding to 11 325 MW were submitted. After the evaluation by RAE, Production Licenses were given for 1 593 MW (up to the spring of 2002).	RE schemes have to be submitted to the local planning authority for approval. In accordance with PPG 22. If planning consent is rejected appeals can be made at a local and then national level.
A few experience in France, at the initiative of community of communes (local autorities) or State, confronted with the multiplication of projects and risks of conflicts.	In some areas, Land – Planning Study has to be completed. This study is carried out by the Prefecture and records all the appropriate locations for exploitation.	In certain areas within the UK of outstanding natural beauty blanket restrictions are in place to prevent wind turbine installation. This includes national parks and other areas of outstanding natural beauty. Additionally, the architural character of existing buildings and environs must be considered. Buildings which have Listed (protected) status can not be used for RE applications.
Professional tax : 3,5 % of added value. It can be shared between communes if a community of communes exist and has adopted this system. If not, the commune which receive the project collect all the professional tax.	Each RES producer has to pay offset dues to the Local Authorities of the area in which the specific RES unit was founded. Offset dues go up to 2% of the annual gross RES plant turnover.	RES schemes will be subject to the normal "Council Tax" local tax charges.

	GERMANY	DENMARK
Banking system	"Environment and Energy Savings Programme" offers long-term loans with low-interest rates for investments in the use of RES such as solar PV, biomass, biogas, geothermal energy, hydro and wind power. Loans may mount to a 50 % of investment costs. Interest rates are around 5 % p.a. with terms of 10 years, for construction projects up to 20 years and two up to five starting years without credit repayment.	Many shareholders in the wind turbine cooperative have paid their share in cash and less than 10% of the shareholders have taken a bank loan. A loan proposal/offer for potential shareholders is normal practice in Denmark.
Connexion to the grid	Guaranteed access for grid connection and obligation for utility to buy all electricity from renewable energy resources. Costs for grid connection have to be born by the wind turbine owner. Costs for grid reinforcement have to be born by the grid operator.	Guaranteed access for grid connection and obligation for utility to buy all electricity from renewable energy resources. These laws were in action in Denmark until the first of January 2000. The new law will take away the obligation for utility to buy all electricity from renewable energy resources. Consequence is not know yet.
Social investment	The total amount of public support in the year 2000 was about 1.17 billion € (without support on local level).	80 % of wind capacity is owned by private. 26 % is owned by turbine cooperatives.
Social acceptance	ncrease in the number of local conflicts against wind energy in particulary. Social acceptance can be normally reached by local involvment in planning procedure and in local financing.	Sonar (opinionpool Institute) made a opinion poll in 2001 and 86 % was positive towards wind energy. 68 % said that Denmark should build more turbines. 18 % said that the numbers of turbines was enough today. 7 % said that we had allready too many turbines. 7 % didn´t answer.

Funds of saving dedicated to RES financing are begining to appear in France.	Bank loans are available with an interest rate about 3,6 %, as well as mutual funds from Greece or abroad.	Community RES investments have to seek financing from commercial banks and demonstrate a scheme's financial feasibility. The Royal Bank of Scotland is notable for investing in RES projects.
The grid is managed by RTE (Réseau de transport de l'électricité). RTE prepares a first study ("étude exploratoire"). Then, on the base of the administrative informations given, RTE prepares contract between RTE and the developper. Length of this procedure : at least 12 months. By the end of September 2002, about 700 MW projects were ready. Two significant questions having a strong impact on the outcome of the projects in terms of delays and economic calculations, remain unanswered : • the method of calculation of the acceptance capacity of the network. • the methods of the development of a program of reinforcing work or of extension and of the sharing of the applicable costs.	Inadequacy of the Grid in areas with considerable wind power potential, like Lakonia, Thraki, the islands and Evia.	Connecting embedded generators to the power grid requires consent and inspection from the local electricity company. This is a particular problem for small-scale generators and is proven to be a barrier in a number of cases. The G59 and G77 regulations dictate the connection of generators to the grid. New regulations are being developed to overcome these issues.
Rare in wind energy : less than 5 projects. Strong interest of farmers especially, to participate to the financing of wind energy and biomass projects. Need of support, tools, communication,...	The investors are companies either private or established with the support of local authorities. A very few investments (but big in capacity) are realised by big public conpanies.	There is very little direct social investment in the UK for RES schemes, with notable exceptions (Baywind and the Renewable Energy Investment Club). However, a number of banks, including the Tridos Bank and the Co-operative Bank, operate ethical investment funds which may invest in RE.
Increase in the number of local conflicts against wind energy in particulary. A recent opinion studies de l'ADEME seems to indiquate that wind Energy is well accepted by public opinion. Results show that a majority of local people want to be consultated for implementation of projects. They want also to be associated to the choice of sites.	Greek citizens are keen to have e.g. solar energy devices in their homes. On the other hand they are not especially fond of the idea that an energy producing plant, even a RES one, connected to high voltage grid would be located in their neighborhood. Furthermore, the owners of the land where the RES plant would be built have to be expropriated (and paid a fair price for their land). Delegation of responsibilities for RES to local authorities and co-financing of respective investments by them have contributed to the decrease of the tension and to sensitize people more about RES production.	The UK planning system allows significant participation from local residents and stakeholders. Generally this leads to objections causing the delay and cancellation of many wind and bio-energy energy projects. Public objections to terrestrial wind turbine projects are a major barrier to the future development of wind power in the UK.

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 74

contacts

Denmark

Copenhagen Environmental and Energy Office (CEEO)
Blegdamsvej 4 B
2 200 N. Copenhagen
Tel. (+45) 353 736 36
Contact : Jens H. Møllgaard Larsen
jens@kmek.dk

France

Comité de Liaison Energies Renouvelables (CLER)
2B, Rue Jules Ferry
93 100 Montreuil
Tel. (+33) 155 868 000
Contact : Emmanuel Poussard
predac@cler.org

Hespul
114, Boulevard du 11 Novembre
69 100 Villeurbanne
Tél. (+33) 148 583 204
Contact : Jacques Quantin
j.quantin@energies-territoires.org

Greece

Idec
96, Iroon Polytechniou STR.
18 536 PIRAEUS
Tel. (+30) 210 428 62 27
Contact : Elena Manolakaki
Elena@idec.gr

Germany

Zentrum für rationelle Energieanwendung und Umwelt GmbH (ZREU)
Wieshuberstrasse 3
D-93 059 Regensburg
(+49) 941 464 19 15
Contact : Klaus Grepmeier
grepmeier@zreu.de

BundesVerband WindEnergie e.v. (BWE)
Herrenteichstrasse 1
49 074 Osnabruck
(+49) 302 848 21 05
Contact : Jochen Twele
j.twele@wind-energie.de

United Kingdom

Midlands Renewable Energy Technology Transfer Limited (MRETT)
Whittle Hill Farm Building
B 5330 Road
Nanpantan Loughbourough
Leicestershire LE12 9YE
(+44) 509 610 033
Contact : Martin Alan Smith
Mas.mobile@orange.net

interieur WP 1-UneFace 7/02/03 2:22 Page 75

Printed on Munken lynx 115 g. chlorine free paper
January 2003 • 1 000 ex.

couv WP 1 7/02/03 2:34 Page 2

Notice to the reader

A great deal of information on the European Union is available on the Internet. It can be accessed through the Europa server (http://europa.eu.int).

The overall objective of the European Union's energy policy is to help ensure sustainable energy system for Europe's citizens and businesses, by supporting and promoting secure energy supplies of high service quality at competitive prices and in an environmentally compatible way. The European Commission's Directorate-General for Energy and Transport initiates, coordinates and manages energy policy actions at transnational level in the fields of solid fuels, oil and gas, electricity, nuclear energy, renewable energy sources and the efficient use of energy. The most important actions concern maintaining and enhancing security of energy supply and international cooperation, strengthening the integrity of energy markets and promoting sustainable development in the energy field.

A central policy instrument is its support and promotion of energy research, technological development and demonstration, principally through the Energie sub-programme (jointly managed with the Directorate-General for Research) within the theme "Energy, environment and sustainable development" under the European Union's fifth framework programme for RTD. This contributes to sustainable development by focusing on key activities crucial for social well-being and economic competitiveness in Europe.

Other programmes managed by the Directorate-General for Energy and Transport, such as SAVE, Altener and Synergy, focus on accelerating the market uptake of cleaner and more efficient energy systems through legal, administrative, promotional and structural change measures on a trans-regional basis. As part of the wider energy framework programme, they logically complement and reinforce the impacts of Energie.

The Internet web site address for the fifth framework programme is:
http://www.cordis.lu/fp5/home.html

Further information on Energy and Transport DG activities is available at the Internet web site address:
http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_en.html

The European Commission
Directorate-General for Energy and Transport
Rue de la Loi/Wetstraat 200
B-1049 Brussels
Fax (32-2) 2956118
TREN-info@cec.eu.int

couv WP 1 7/02/03 2:34 Page 3

European Actions for Renewable Energies

Predac

gathers actions to :

> promote Energy Efficiency to a diverse public,

> provide sector-employees with relevant information about new solutions and best European practice

Local development

The involvement of local protagonists is highly important for future development in this field, their role in the field of sustainable development is vital.

11 Working Groups, 23 organisations from 10 countries

> The first three actions are cross-subjects :
Local investment into Renewable Energy (RE) ;
Development of emerging jobs ;
Functioning of local energy information centres.

> The next five actions are directed to specific fields :
the implementation of a BioClimatic building label ;
the promotion of solar and photovoltaïc technologies to SMEs ; the evaluation of the environmental impact of Small HydroPower and the improvement of the social acceptance of Wind Power.

> The three last actions concern communication :
the creation of a website, editing articles in the European specialised Press, development of a documentation centre.

Contact : **predac@cler.org**

> More information
downloadable guides and leaflets,
on-line library, European Job bursary :

http://www.cler.org/predac

graphism Kim Depret

ADEME

Also supported by :
ADEME - Commission Nationale des Aides. Website : http://www.ademe.fr