

DONNER UN NOUVEAU SOUFFLE À L'ÉOLIEN TERRESTRE

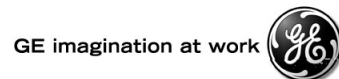
Développement de l'éolien terrestre en France



ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie



DONNER UN NOUVEAU SOUFFLE À L'ÉOLIEN TERRESTRE

Développement de l'éolien terrestre en France

Juin 2004

Le Syndicat des Énergies Renouvelables (SER)

Créé en 1993, le Syndicat des Énergies Renouvelables regroupe, directement ou indirectement, plusieurs milliers d'entreprises, concepteurs, industriels et installateurs, associations professionnelles spécialisées, représentant les différentes filières. Parmi ses adhérents figurent les plus grands énergéticiens mondiaux ou nationaux comme des groupes ou acteurs locaux des énergies renouvelables. Sa vocation est de développer la part des énergies renouvelables dans la production énergétique de la France et de promouvoir les intérêts des industriels et professionnels français du secteur. Il soutient le développement de filières industrielles compétitives, en répondant à la croissance de la demande énergétique par des moyens de production respectueux de l'environnement, économiquement compétitifs et renforçant l'indépendance énergétique française.

Interlocuteur privilégié des pouvoirs publics et force de proposition pour l'ensemble du secteur, le Syndicat intervient auprès des instances françaises et européennes pour faciliter l'élaboration des programmes de développement des énergies renouvelables et leur mise en place. Il organise notamment, depuis 1999, un colloque annuel qui a réuni régulièrement plus de 1 200 participants.

<http://www.enr.fr>

The Boston Consulting Group (BCG)

Pionnier du conseil en stratégie d'entreprise depuis 1963, The Boston Consulting Group en est la référence mondiale. Son expérience et sa compréhension unique des règles du jeu concurrentiel permettent au BCG d'aider avec succès ses clients dans l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies sur les marchés les plus compétitifs. Le BCG est présent dans 38 pays et compte 56 bureaux.

<http://www.bcg.com>

Photo de couverture : NEG Micon

AVANT PROPOS

Dans le contexte de la discussion de la loi d'orientation sur l'énergie, plusieurs grands acteurs de l'éolien en France ont souhaité confier à un cabinet de renommée internationale la réalisation d'une étude sur les perspectives de développement de la filière éolienne en France ainsi qu'une analyse de ses coûts. Ces acteurs comprennent les principaux développeurs de projets, bureaux d'études et constructeurs d'éoliennes. L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie et le Syndicat des énergies renouvelables ont également soutenu cette démarche.

L'énergie éolienne connaît dans le monde et tout particulièrement en Europe une croissance forte et régulière. La France s'apprête actuellement, au travers de la loi d'orientation, à confirmer à nouveau son objectif de faire progresser de 15 % à 21 % d'ici 2010 la part des sources renouvelables dans l'électricité qu'elle produit. Cette ambition ne pourra être atteinte que si un développement résolu de l'énergie éolienne est réalisé, afin que la France compte de l'ordre de 10 000 mégawatts éolien en service en 2010 contre environ 250 aujourd'hui.

Dans ces conditions, il paraissait utile d'examiner en détail les différents moyens à la disposition des pouvoirs publics pour favoriser ce développement, leur coût éventuel pour la collectivité et les avantages attendus d'une telle politique. Telles sont les questions que les acteurs français de l'éolien ont souhaité poser au Boston Consulting Group en lui confiant cette étude.

André Antolini
Président
Syndicat des Énergies Renouvelables

Antoine Saglio
Délégué Général
Syndicat des Énergies Renouvelables

SOMMAIRE

AVANT PROPOS	3
SOMMAIRE	4
1. INTRODUCTION.....	5
2. SYNTHÈSE : LA FRANCE EST-ELLE EN TRAIN DE SACRIFIER L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ?	6
3. ENJEUX DE L'ÉOLIEN POUR LA COLLECTIVITÉ.....	9
3.1. L'ÉOLIEN, PRINCIPAL CONTRIBUTEUR A L'OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE	11
3.2. UNE ÉNERGIE PROPRE ET SÛRE	13
3.3. INDÉPENDANCE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	14
3.4. UNE MAÎTRISE DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION INNOVANTES	14
3.5. COMPÉTITIVITÉ ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE.....	16
4. BILAN DES DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN FRANCE.....	20
4.1. LA FRANCE N'EST PAS SUR LE BON RYTHME	20
4.2. DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES LONGUES ET COÛTEUSES.....	22
4.3. DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT INEFFICACES	24
4.4. DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES DE DÉVELOPPEMENT INADAPTÉES AU BESOIN DE RATTRAPAGE	24
4.5. UN SYSTEME HYBRIDE PÉNALISANT.....	27
5. 3 AXES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN FRANCE.....	28
5.1. AMÉLIORER L'EFFICACITÉ DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES.....	28
5.1.1. Mobilisation des décideurs autour d'objectifs clairs	28
5.1.2. Standardisation et professionnalisation des procédures	29
5.1.3. Simplification des formalités de raccordement	29
5.2. SÉCURISER L'INVESTISSEMENT ÉOLIEN	30
5.2.1. Des prix garantis assurant la rentabilité des projets présents et futurs	30
5.2.2. Favoriser le développement de sites de capacité supérieure	33
5.2.3. Réduire les coûts de raccordement.....	33
5.3. MOBILISER LA COLLECTIVITÉ.....	33
5.3.1. Définir des objectifs régionaux concertés	34
5.3.2. Créer une filière "énergie renouvelable"	34
5.3.3. Communiquer sur les avantages de l'énergie éolienne.....	34

1. INTRODUCTION

Ce rapport présente les principales conclusions d'une étude fondée sur une connaissance solide et approfondie de scénarios présents et futurs concernant le secteur de la production d'électricité éolienne et a pour vocation de définir un cadre pour le développement de la production d'électricité éolienne en France. Il ne constitue en aucune façon une recommandation sur les opportunités d'investissement à titre individuel ou institutionnel dans ce secteur.

Une des originalités de cette étude est qu'elle s'appuie sur une base d'informations internes importantes des principales sociétés du secteur rassemblées au sein du Syndicat des Énergies Renouvelables (développeurs, fabricants, institutions financières, sociétés de services, etc.). Les informations rassemblées et analysées proviennent de sources couvrant la majorité des capacités éoliennes installées en France à la fin de l'année 2003.

Parmi les tâches liées à cette recherche, le Boston Consulting Group (BCG) a pris la responsabilité de coordonner la collecte, la consolidation et l'analyse des données, en garantissant la confidentialité des informations appartenant à chaque participant.

L'analyse des expériences dans des pays voisins s'est aussi révélée particulièrement intéressante. Cette recherche internationale nous a permis de confirmer nos hypothèses concernant les conditions qui doivent être présentes en France afin d'accélérer la dynamique de développement de l'éolien et d'atteindre les objectifs français de production d'électricité et de réduction des émissions polluantes.

Les conclusions de cette recherche sont tirées d'une méthodologie solide et complète appliquée aux informations originales mentionnées ci-dessus. Dans le cadre d'une telle méthodologie, trois grandes directions ont été suivies. Premièrement, une base de données a été créée, contenant des informations provenant de parcs éoliens actuellement en activité ou à l'état de projet en France. La base de données comprend des informations concernant la taille des parcs éoliens, les ressources éoliennes, le détail des investissements, la structure financière, etc. Deuxièmement, un modèle économique et d'évaluation financière a été conçu pour les parcs éoliens. Enfin, une étude comparative des réglementations internationales a été conduite, analysant le cadre légal de la génération d'électricité éolienne dans le but d'évaluer l'impact de différentes mesures sur le développement de l'électricité éolienne dans ces pays.

Fidèle à sa tradition de proposer des solutions applicables et innovantes soutenues par des analyses rigoureuses, le BCG a décidé de partager sa compréhension profonde de cette industrie avec tous les acteurs du secteur éolien. Cette compréhension pourrait faciliter la coordination de futures actions dans un secteur aussi important du point de vue économique, social et environnemental.

Nous souhaitons remercier ici les membres du Syndicat des Energies Renouvelables ayant participé à cette recherche, ainsi que l'équipe du BCG qui a collaboré à l'élaboration de ce rapport : Philippe Kurzweil et Nicolas Comte.

Marc Benayoun
Vice President & Director
BCG Paris
Responsable du secteur énergie & utilités
Benayoun.Marc@bcg.com

Ramon Baeza
Vice President & Director
BCG Madrid
Responsable du secteur énergie & utilités
Baeza.Ramon@bcg.com

2. SYNTHÈSE : LA FRANCE EST-ELLE EN TRAIN DE SACRIFIER L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ?

La stratégie énergétique française qui se dessine au fil des débats législatifs montre un certain nombre de contradictions : l'électricité éolienne est une ressource précieuse pour la France, et pourtant les objectifs de développement annoncés ne seront pas atteints sauf amélioration des conditions administratives d'autorisation des projets (permis de construire...) et du régime de soutien à la filière. Nous proposons ici des mesures permettant un développement de l'éolien en ligne avec les objectifs affichés par le projet de loi d'orientation sur l'énergie (PLOE) et la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI).

Une ressource précieuse pour la France

L'éolien contribue à la diversification du parc de production français, qui est le moins diversifié des pays de l'OCDE. La France a pris à Bruxelles un engagement en ce qui concerne la proportion d'électricité d'origine renouvelable consommée en 2010 : 21%. Au demeurant, ce n'est pas un objectif très ambitieux compte tenu de la bonne position de départ, permise par l'outil de production hydroélectrique développé dans les années 50 et 60. Il faudra donc produire en 2010 106 TWh d'origine renouvelable, contre 71 aujourd'hui, et l'essentiel de cet écart devrait être fourni par l'éolien terrestre, compte tenu du potentiel technique sur le territoire national, de la maturité et du coût des différentes énergies renouvelables. Nous tablons donc sur 25 TWh d'éolien pour atteindre cet objectif, et 10 TWh pour l'ensemble des autres énergies renouvelables. 25 TWh représentent 10 000 MW installés au 1^{er} janvier 2010, soit environ 4 000 machines sur terre et 500 en mer.

L'éolien est une énergie dont le principal impact sur l'environnement est visuel; les études d'impact ornithologique montrent que ce risque est désormais bien maîtrisé. L'impact acoustique est lié à la technologie des aérogénérateurs, et très faible dans la plupart des cas. C'est en outre une énergie extrêmement sûre.

Le surcoût de cette énergie se réduit au fil du temps, du fait de la réduction des coûts des projets (effets d'échelle et d'expérience) et de l'augmentation en cours des tarifs de l'électricité. Le surcoût est de l'ordre de 8 € par foyer et par an dans les 20 ans qui viennent, c'est-à-dire en prenant en compte la durée de vie des éoliennes qui devraient être construites d'ici 2010 pour atteindre l'objectif de 21%. D'ici 10 à 15 ans, par comparaison avec les coûts complets de l'électricité d'origine fossile, externalités comprises, les nouveaux projets éoliens ne devraient plus nécessiter de subventions pour voir le jour ; ceci est notamment dû à la qualité du gisement éolien français. À notre connaissance, à part l'hydroélectricité, l'éolien terrestre est la seule énergie renouvelable à atteindre ce niveau de performance économique à cet horizon de temps, et à pouvoir en même temps prétendre fournir des volumes significatifs (le potentiel technique en France est estimé à 66 TWh).

En conséquence, il n'est pas étonnant que cette énergie ait perdu un caractère anecdotique pour attirer plus de 20% des investissements européens de génération électrique entre 1995 et 2004. Ceci nous amène à évoquer la question de la politique industrielle. La préoccupation de politique industrielle est souvent présente à l'esprit de nos décideurs lorsque l'on parle de politique énergétique. A cet égard, il ne faut pas négliger la filière éolienne, puisque dans les 6 ans qui viennent, ce sont 50 milliards d'euros qui seront investis en Europe dans les aérogénérateurs, s'ajoutant à une base installée de 25 milliards d'euros. Si la France atteint l'objectif qu'elle s'est donné, la puissance installée représentera 13% environ de l'éolien européen. Malheureusement, nous pensons qu'il est peu probable que les capacités françaises

représentent plus de 5% de la production éolienne. Les industriels français de la production et de l'ingénierie électrique, déjà en retard, et privés de marché domestique significatif, auront les plus grandes difficultés à se positionner sur ce marché porteur, sauf opération majeure de croissance externe.

Pourquoi sommes-nous en train de rater la cible ?

Tout d'abord, si l'on projette la capacité éolienne terrestre actuelle, et que l'on fait l'hypothèse, toutes choses égales par ailleurs, d'une croissance exponentielle sur les rythmes allemands et espagnols en partant des projets opérationnels à ce jour, on n'atteint pas 10 000, mais 6 000 MW. Il faudrait donc un soutien particulièrement fort, et coordonné, à ce secteur, pour atteindre l'objectif indiqué. Bien au contraire, l'environnement, qui s'est récemment dégradé en défaveur des développeurs, est beaucoup moins favorable qu'en Espagne, en Allemagne ou au Danemark.

L'obstacle principal au développement de l'éolien en France est le véritable « parcours du combattant » que représente l'adoption d'un projet éolien en France, qui se traduit d'ailleurs par des coûts de développement plus élevés que dans les autres pays européens. Si toutes les étapes ont une légitimité, la loi et le régulateur n'ont pas donné d'objectifs aux décideurs (en termes de capacité régionale par exemple). Ajoutons à cela la méconnaissance de certaines procédures, qui contraignent les développeurs à fonctionner en permanence en mode pré-contentieux avec leurs interlocuteurs, une coopération difficile avec les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, et l'on aboutit à un blocage fréquent des projets éoliens. Pour compléter ce tableau relativement sombre, le nouvel article 8 bis du PLOE voté en première lecture par les Députés le 1^{er} juin dernier, à savoir la délivrance des permis de construire par le maire avec avis conforme de la commission des sites, ajoute une nouvelle barrière particulièrement haute. A titre d'illustration, une commission départementale a donné un seul avis positif sur un total de 20 projets présentés au cours des derniers mois.

La deuxième incertitude tient à l'économie des projets. Les engagements d'achat de l'électricité produite permettent aujourd'hui une rentabilité moyenne convenable pour les développeurs. Celle-ci n'est pas exceptionnellement élevée, contrairement à ce qui a pu être affirmé ici ou là sur la base de calculs théoriques et d'effets de levier très élevés (qui d'ailleurs limitent la portée de la notion de retour sur fonds propres). En effet, les coûts réels des projets sont très rarement conformes aux coûts projetés, et c'est d'ailleurs la justification des primes de risque demandées par les financeurs des projets, qu'il s'agisse de dette ou de fonds propres. Par ailleurs, si les rentabilités étaient aussi élevées, cela se verrait dans les comptes des développeurs ou des équipementiers ; nous n'avons rien constaté de tel. La situation satisfaisante aujourd'hui se compliquera singulièrement avec la baisse programmée des tarifs d'achat à raison de 3,3% par an, qui se cumule avec une réduction de 10% lorsque le seuil des 1 500 MW d'éolien est atteint en France. Nous pensons que les coûts de l'éolien vont baisser, du fait d'effets d'expérience, et de la baisse probable du coût des équipements lié au développement de cette industrie ; toutefois, le rythme de cette baisse ne devrait pas excéder les 2,5% par an, de sorte qu'au-delà des 1 500 MW, qui pourraient être atteints en 2006 ou 2007, la majorité des projets ne seront pas finançables. Dans cette hypothèse, seuls les projets bénéficiant de gisements de vent exceptionnels verraient le jour, d'où notre prévision de 2 500 MW de capacité installée pour l'éolien terrestre.

Nous ne sommes pas certains de l'intérêt pour la collectivité du seuil de 12 MW, au-delà duquel l'obligation d'achat n'est plus valable. Un effet pervers de ce seuil consiste d'ailleurs à

tronçonner les projets, et à générer des coûts additionnels. Dans les pays européens qui soutiennent l'éolien terrestre, il n'est pas rare de voir des projets de plus de 70 MW.

Le PLOE semble enfin souhaiter que l'Etat favorise les mécanismes d'appels d'offres, ce qui supprime une des rares certitudes sur lesquelles un développeur peut s'appuyer : les prix unitaires auxquels il pourra céder sa production. Nous pensons que ce choix ajoute une contrainte additionnelle aux développeurs, et ralentira encore le rythme de développement des projets. Les mécanismes purement fondés sur le marché n'ont d'ailleurs pas prouvé leur efficacité dans l'éolien. Pourquoi ne pas attendre une plus grande maturité du secteur, et une plus grande compétitivité, d'ailleurs programmée, avant de les faire jouer ? Partout dans le monde, les pays ayant développé l'éolien ont retenu des mécanismes de soutien et de régulation de celui-ci.

Comment donner un nouveau souffle à l'éolien ?

Nous avons élaboré, autour de 3 axes principaux, 9 propositions pour « rectifier le tir » et permettre la valorisation du potentiel éolien français :

- Améliorer les procédures administratives
 - mobiliser les décideurs autour d'objectifs bien définis et qui les engagent
 - standardiser et professionnaliser les procédures administratives
 - rendre les formalités de raccordement plus simples et plus transparentes
- Sécuriser l'investissement éolien
 - pérenniser le système de prix d'achat garanti en adaptant les tarifs pour assurer une rentabilité suffisante au financement des projets
 - encourager le développement de parcs de capacité supérieure à 12 MW
 - réduire les coûts de raccordement
- Mobiliser la collectivité
 - décliner l'objectif national en objectifs régionaux
 - aider à la création d'une filière « énergie renouvelable »
 - communiquer autour des avantages et des enjeux de l'énergie éolienne

3. ENJEUX DE L'ÉOLIEN POUR LA COLLECTIVITÉ

Dans cette section, nous évaluons les enjeux de l'éolien pour la collectivité en fonction des priorités fixées dans le cadre la politique énergétique française (figure 1). L'évaluation, conduite à l'aune de ces priorités, qualifie l'éolien terrestre comme un moyen de production de choix contribuant à la réalisation des objectifs de la politique énergétique française.

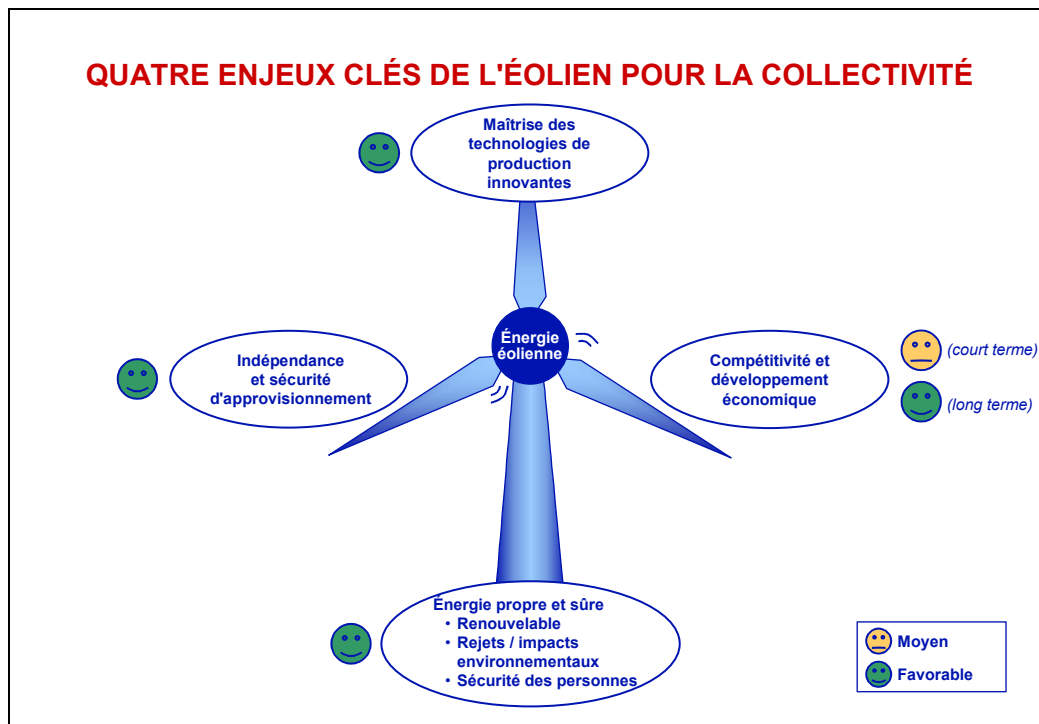


Figure 1

Il n'existe pas de moyen de production idéal. L'analyse comparée de l'éolien terrestre avec les grands moyens de production déployés en France révèle, pour l'éolien, une palette de caractéristiques attractives et complémentaires à celles des grands moyens de production. (figure 2). En cela, l'éolien terrestre apparaît comme un moyen de production indispensable à la diversification du portefeuille de production électrique.

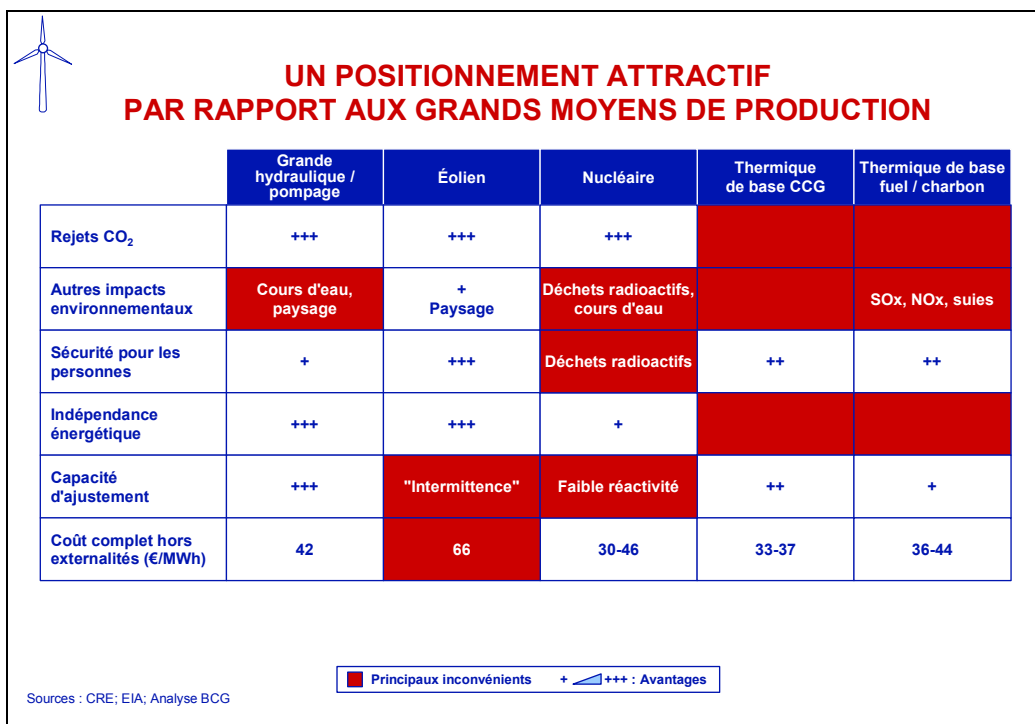


Figure 2

Les principaux atouts de l'éolien sont l'absence d'émission de gaz à effet de serre, la sécurité pour les personnes et sa contribution à l'indépendance énergétique du pays.

Le coût complet de l'éolien, supérieur aujourd'hui à celui des autres grands moyens de production, doit être mis en perspective. En effet, il s'agit du coût de production d'une technologie en plein développement, comparé ici à des moyens de production éprouvés et qui ont bénéficié d'importants effets d'expérience au cours des dernières décennies.

Le caractère intermittent de la production, fonction des conditions de vent, apparaît également comme un point faible de l'éolien. Néanmoins, il faut noter que cette caractéristique est d'importance relative compte tenu du faible taux de pénétration de la production éolienne, actuellement de l'ordre de 0.1% de la consommation électrique française. En 2010, ce taux ne devrait pas dépasser 5%. Dans ces conditions, un « électron éolien » injecté dans le réseau, sera toujours une opportunité de substitution à des électrons thermiques ou hydrauliques, ce qui représente un gain au plan environnemental et une optimisation des capacités d'ajustement du réseau. En outre, des régions telles que le Danemark, où le taux de pénétration de l'éolien est de l'ordre de 20%, ou la Navarre où ce taux atteint 60%, ont démontré la capacité à intégrer de façon efficace une production intermittente.

Pour se convaincre de l'absence de moyen de production idéal, il est utile de considérer les principales caractéristiques des grands moyens de production déployés en France. Ainsi, la grande hydraulique apparaît comme un moyen de production particulièrement attractif, tant au plan économique qu'au plan environnemental. Mais l'essentiel du potentiel hydraulique français est déjà exploité. La production d'énergie nucléaire se distingue par sa compétitivité économique, l'absence d'émission de gaz à effet de serre et sa participation à l'indépendance énergétique de la France. Néanmoins, elle présente également des faiblesses sur le plan environnemental (réchauffement des cours d'eau et nécessité de traitement des déchets) ou de la sécurité des personnes, elle repose dans le cadre de la technologie actuelle sur une ressource minière épuisable à horizon inférieur à 100 ans et ne contribue guère plus que

l'éolien à l'équilibrage instantané du réseau, compte tenu de son fonctionnement plus approprié comme outil de base. Les moyens de production thermiques, cycle combiné gaz et thermique de base fuel ou charbon sont des outils performants sur le plan économique et indispensables à l'équilibrage du réseau. Néanmoins, à des degrés divers, ces outils participent aux émissions de gaz à effet de serre, aux rejets atmosphériques et à la dépendance énergétique de la France.

Dans ce contexte, plutôt que d'argumenter sur la supériorité de tel ou tel moyen de production afin de lui donner la prédominance, il est légitime de faire une place à chacune de ces technologies, pour être en mesure de faire évoluer ensuite ce portefeuille en fonction des retours d'expérience ou évolutions de l'environnement.

3.1. L'ÉOLIEN, PRINCIPAL CONTRIBUTEUR A L'OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE

Dans le cadre des engagements européens de développement des énergies renouvelables, la France s'est fixé un objectif de 21% de production renouvelable dans sa consommation électrique intérieure à horizon 2010. Compte tenu du « mix » électrique français actuel, cet objectif, réaffirmé dans le projet de loi d'orientation sur l'énergie, nécessite le développement d'environ 35 TWh de nouvelles capacités de production d'origine renouvelable d'ici 2010 (figure 3).

Cet objectif de 35 TWh repose sur deux hypothèses principales :

1. Une croissance de la consommation intérieure de 1,4 % sur la période 2002-2010
2. Le maintien de la production hydroélectrique à un niveau au moins égal à celle de 2002

Il est particulièrement sensible à chacune de ces hypothèses. Ainsi, la production hydraulique peut varier d'environ 10 TWh d'une année sur l'autre, en fonction des conditions climatiques ou même être modifiée de façon structurelle en raison de nouvelles contraintes réglementaires sur l'utilisation des cours d'eau. De la même façon, si la consommation intérieure venait à croître à un rythme plus soutenu, par exemple 2,5% (par exemple en cas de fréquence des épisodes caniculaires, et du développement de la climatisation) au lieu de l'hypothèse de 1,4% retenue par le RTE, l'objectif de nouvelles capacités de production d'origine renouvelable serait porté à 45 TWh au lieu de 35 TWh.

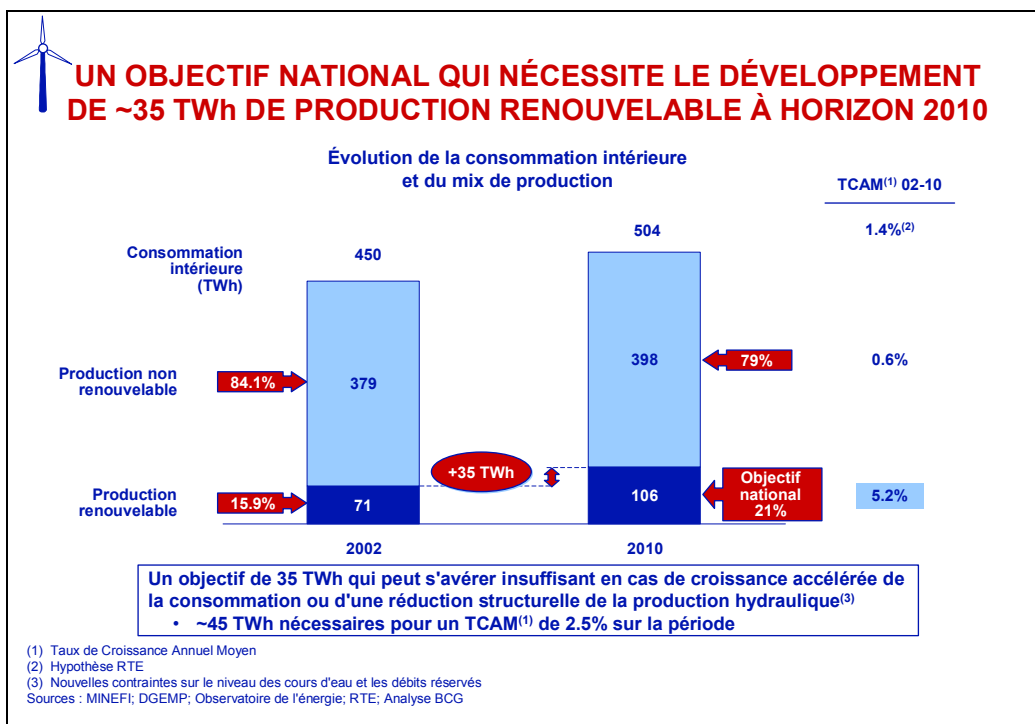


Figure 3

L'étude de la compétitivité et du potentiel technique des différents moyens de production électrique renouvelable permet de décliner l'objectif de 35 TWh (figure 4). Cette étude définit un objectif cible de 25 TWh pour l'éolien en 2010, dont 20 TWh terrestres et 5 TWh offshore. Cela correspond à de nouvelles capacités à installer de l'ordre de 10 000 MW, dont 8 000 MW terrestres et 2 000 MW offshore. En cela, l'éolien est un contributeur essentiel à la réalisation de l'objectif 2010. Au-delà de l'éolien, la biomasse en cogénération et la petite hydraulique devraient permettre de développer environ 9 TWh. Les autres types de production ne pourront contribuer que marginalement à l'objectif à hauteur de 1 TWh. En effet, la géothermie présente un faible potentiel de développement, l'essentiel du potentiel de la grande hydraulique est déjà exploité et le coût de l'électricité d'origine photovoltaïque restera élevé sur la période, limitant le développement à grande échelle de cette technologie durant la décennie actuelle.

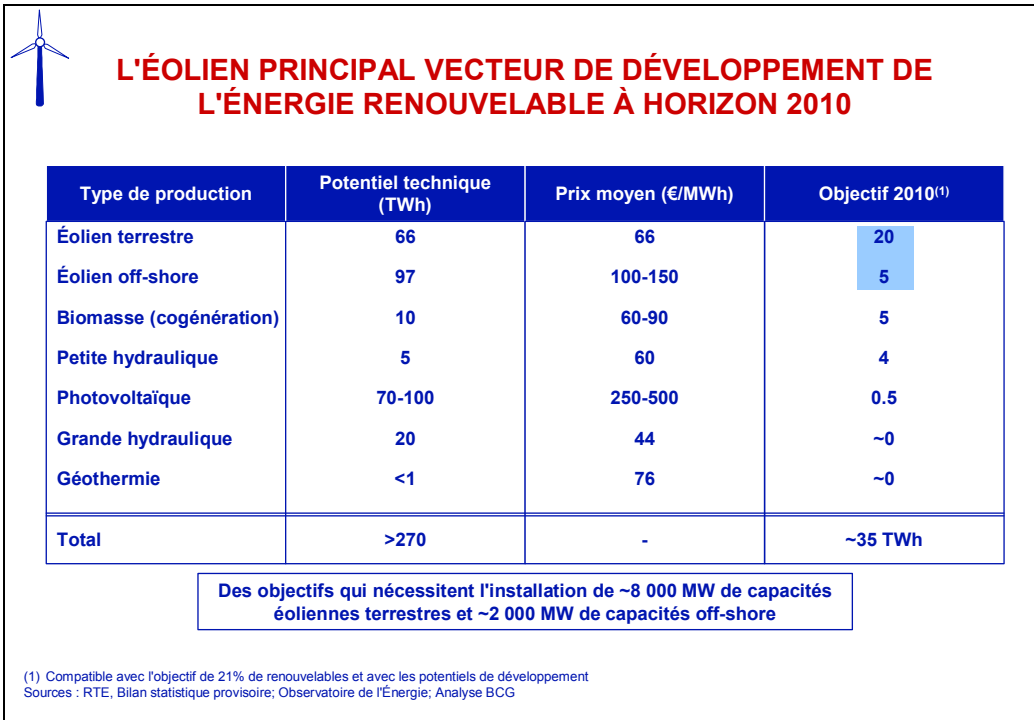


Figure 4

Notons par ailleurs que l'atteinte des objectifs de développement des autres énergies renouvelables est subordonnée, comme pour l'éolien, à l'amélioration du dispositif de soutien (autorisations, tarifs...).

3.2. UNE ÉNERGIE PROPRE ET SÛRE

La production éolienne se distingue également en cela qu'elle n'émet ni déchets ni gaz à effet de serre. Ainsi, la production de 25 TWh éoliens, objectif fixé à l'horizon 2010, permettrait une réduction d'environ 9 millions de tonnes des émissions de CO₂, soit 30 % de l'objectif de réduction des émissions CO₂ pour le secteur de la production électrique¹. Cette réduction est déterminée en considérant que la production éolienne vient en substitution de moyens de production thermique, par exemple des centrales à cycle combiné gaz (CCG). En valeur, ceci représente une contribution qui peut être valorisée à 180 M€/an².

L'éolien est un mode de production sûr. Une récente étude de RTE (2012) estime que la production éolienne en France pourrait atteindre 120 TWh par an à l'horizon 2020, soit une contribution de 12 % à la production électrique nationale.

3.3. INDÉPENDANCE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Les énergies renouvelables, et l'éolien en particulier, constituent un réservoir pour consolider et diversifier l'indépendance énergétique de la France. Ainsi, l'objectif de 25 TWh en 2010 correspond à un gain d'environ 1 point du taux d'indépendance énergétique du pays. Le taux d'indépendance énergétique de la France est estimé à 50.5 % en 2003. Il dépend à 84% de la production nucléaire, à 13% de la production renouvelable (électrique et thermique) et à 3% de la production fossile (figure 5). Notons par ailleurs qu'1 point d'indépendance de source éolienne équivaut à 3 points d'indépendance de source nucléaire. En effet, la production nucléaire prise en compte dans le calcul du taux d'indépendance comptabilise la totalité de l'énergie produite, soit 1/3 d'énergie électrique pour 2/3 d'énergie thermique non valorisée.

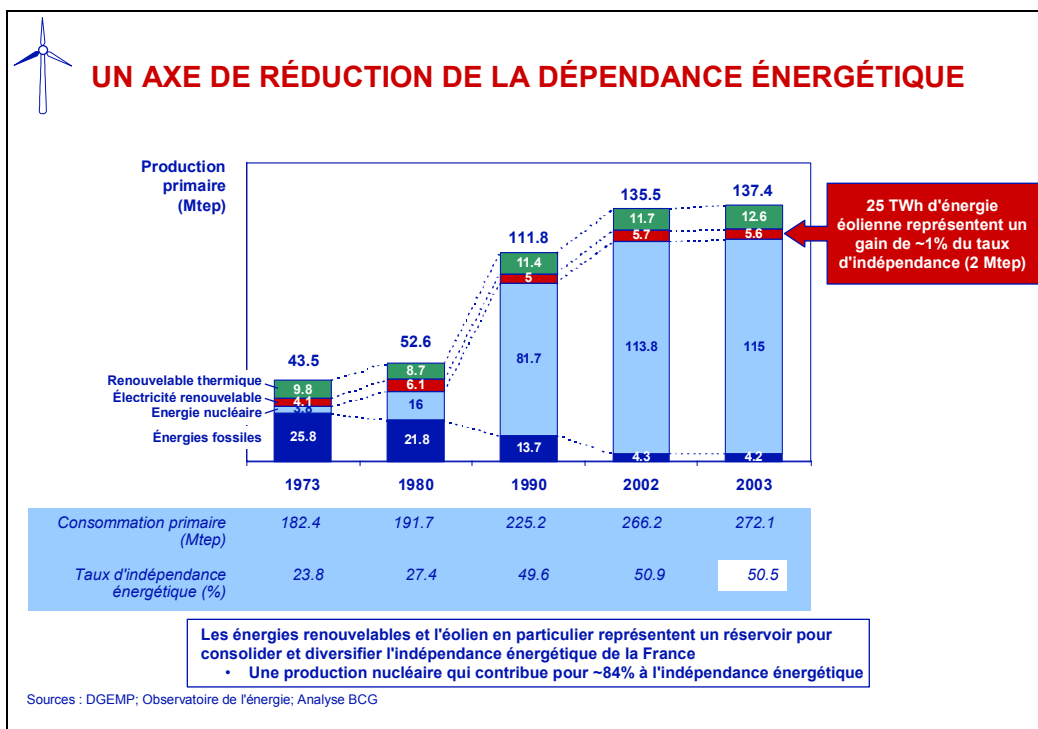


Figure 5

Cet enjeu d'indépendance énergétique, significatif à l'échelle de la France, est en outre particulièrement sensible pour les zones non interconnectées telles que la Corse ou certains DOM. L'énergie éolienne y vient en effet en substitution d'une électricité d'origine thermique, produite à partir de ressources fossiles importées.

3.4. UNE MAÎTRISE DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION INNOVANTES

L'industrie éolienne est en train de devenir une industrie importante au niveau mondial. On prévoit qu'au seul niveau européen, environ 50 milliards d'euros seront investis dans le secteur d'ici 2010. Selon les programmes de développement mondiaux, BTM Consult estime que l'investissement annuel de 8 milliards d'euros en 2003 devrait doubler d'ici 2010, atteignant un niveau équivalent aux investissements nucléaires, estimés entre 10 et 16 milliards d'euros par an en moyenne d'ici 2030. Pour bénéficier de cette industrie, potentiellement créatrice d'emplois et de valeur ajoutée pour le pays, il est important de maîtriser un certain nombre de techniques propres à la production éolienne.

L'installation en France de 10 000 MW de capacités de production éoliennes à horizon 2010 est cohérente avec le développement de la filière attendu au niveau européen (figure 6). Elle amènera la France à une part de 12,7% des capacités éoliennes installées dans l'Union Européenne des 15 (UE 15), en ligne avec le poids économique de la France. L'installation de 10 000 MW de capacités représente un investissement d'environ 10 milliards d'euros et la création d'environ 16 200 emplois à horizon 2010. Actuellement, la France est sous critique avec une part de 0,8% des capacités éoliennes installées dans l'UE 15. Dans les conditions actuelles de développement, on peut estimer en tendance une capacité installée d'environ 2 500 MW en 2010 (cf hypothèses au paragraphe 4.1), soit seulement 3,5% de la capacité de l'UE 15. Des choix doivent être faits aujourd'hui pour éviter que la France ne reste durablement à l'écart de ces développements et de ces technologies.

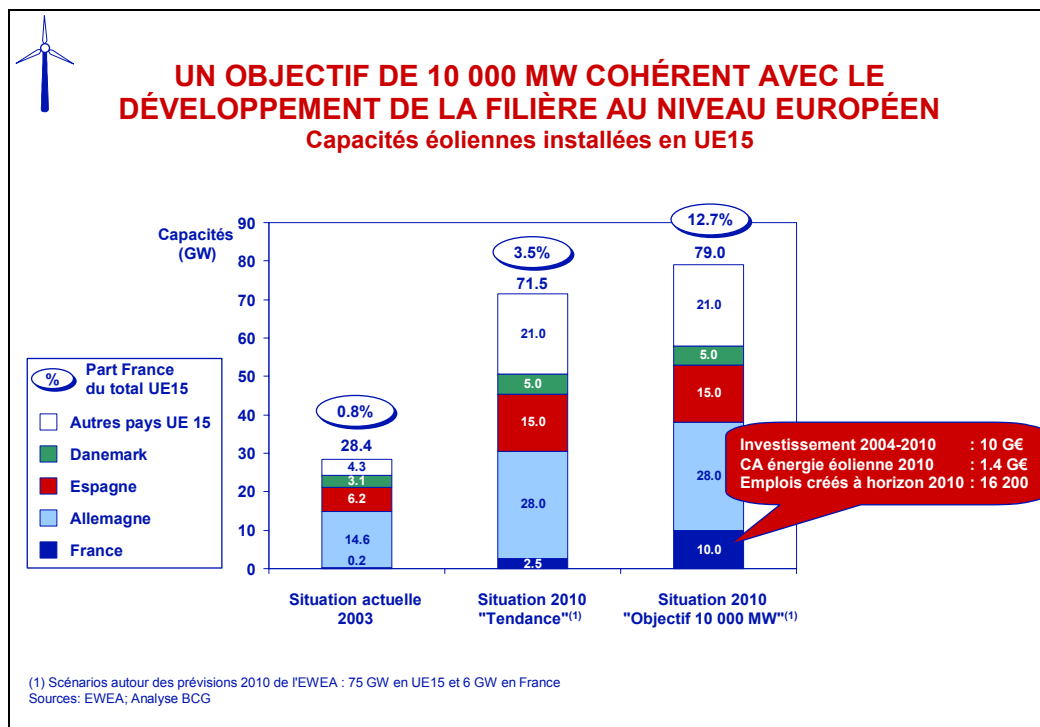


Figure 6

Les énergies renouvelables et la gestion de moyens de production décentralisés représentent des techniques de plus en plus importantes pour l'Europe de l'électricité. Rester à l'écart serait manquer une double opportunité pour nos équipementiers et pour le gestionnaire du réseau d'électricité.

Historiquement, la production d'équipement électrique représente un atout national. Pourtant, les industriels français sont aujourd'hui peu présents dans le secteur éolien. Ceci peut s'expliquer par l'analyse des nouvelles capacités installées en 2000, qui montre que l'existence d'un marché domestique important et en développement est un facteur clé de succès pour les industriels de l'éolien. En effet, les coûts logistiques représentent une part significative de l'investissement total, ce qui donne un avantage concurrentiel fort aux acteurs nationaux de ce secteur. Ainsi, seul un développement important de l'éolien en France pourra permettre un développement significatif d'acteurs français positionnés pour devenir des champions de ce secteur, tels que Alstom, Areva, Leroy-Somer, Rollix ou Vergnet (figure 7).

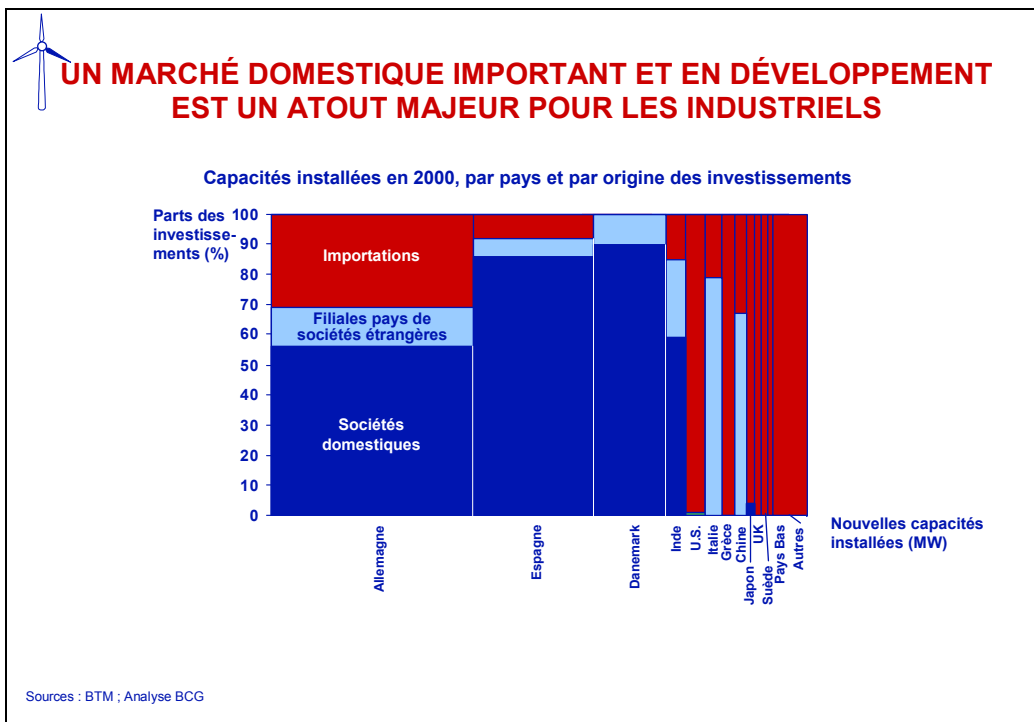


Figure 7

Le savoir-faire lié à la gestion de la production décentralisée et de « l’intermittence » est indispensable au développement de ces moyens de production. Les gestionnaires de réseau de nombreux pays européens ont aujourd’hui fait le choix d’investir dans cette voie afin de développer ce savoir-faire pour optimiser les coûts spécifiques à ce type de production. Un choix contraire en France pénaliserait fortement la compétitivité de ces nouvelles filières de production et limiterait par ailleurs la capacité du gestionnaire de réseau à mener des développements à l’international. En outre, la gestion de l’intermittence éolienne participe également au développement de modèles météorologiques de prévision des vents. L’amélioration des prévisions des vents permettant d’optimiser la production et de définir au plus juste les besoins d’ajustement.

Ainsi, le développement de capacités significatives de production éolienne, environ 10 000 MW, s’accompagnera d’un développement industriel et de savoir-faire qui constitueront une option pour déployer rapidement et au meilleur coût des technologies de production décentralisées, en cas d’impératif de réorientation de la politique énergétique.

3.5. COMPÉTITIVITÉ ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

On ne doit pas s’étonner que le coût complet de l’éolien terrestre soit supérieur aujourd’hui à celui des autres grands moyens de production qui ont bénéficié d’importants effets d’expérience au cours des dernières décennies. Néanmoins, ce surcoût s’estompe et il est appelé à disparaître à l’avenir à mesure que l’industrie continuera à parcourir la courbe d’expérience. Ainsi, en tenant compte des externalités, nos analyses montrent qu’à partir de 2013, le coût complet de l’éolien terrestre peut devenir inférieur au coût complet de l’électricité produite par une centrale à cycle combiné gaz (CCG).

Nous avons modélisé deux scénarios qui conduisent à un impact annuel par foyer compris entre un surcoût de 8 euros et une économie de 3 euros sur la période 2004-2025 (figure 8).

Notons que certains observateurs ont largement surestimé ce surcoût en comparant le coût complet de l'éolien au coût marginal des sources alternatives ou en ne prenant pas en compte les coûts externes. Ainsi, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) évalue le surcoût annuel de l'éolien à 46 euros par foyer sur la période 2004-2025, en comparant le tarif d'achat prévu par l'arrêté du 22 juin 2001 au coût marginal du MWh d'électricité nucléaire.

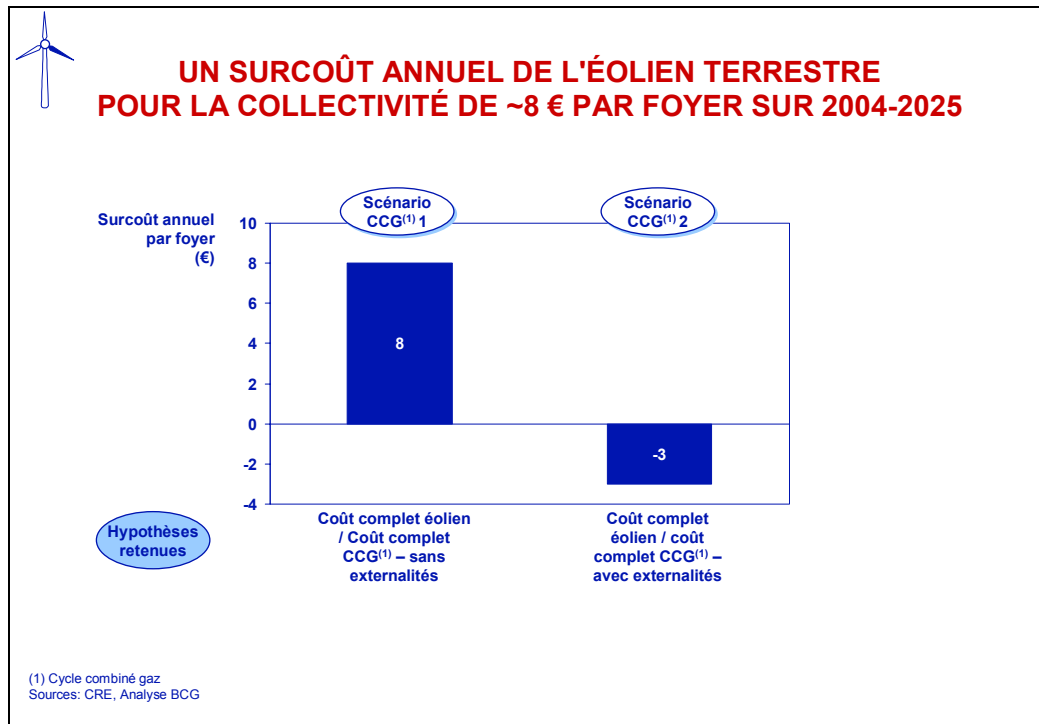


Figure 8

Pour évaluer le surcoût de l'électricité éolienne, nous nous référons au décret n° 2001-410 du 10 mai 2001. Ce décret précise que « les tarifs d'achat de l'électricité fournie sont égaux aux coûts de production, incluant investissement et exploitation, évités sur le long terme au système électrique, auxquels peut s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs de la politique énergétique ».

L'éolien, mode de production de semi-base, doit donc être comparé aux modes de production de type semi-base qu'il est appelé à remplacer « sur le long terme », tels que les centrales à cycle combiné gaz (CCG) ou les centrales thermiques fuel / charbon. En outre, les études prospectives montrent que le prix de marché européen tend vers le coût complet d'une centrale CCG, sans quoi les investissements nécessaires à la satisfaction de la demande ne seront pas réalisés. Nous retenons donc comme référence de coût évité le coût complet du MWh produit par une centrale CCG.

Compte tenu de la difficulté à anticiper avec précision les coûts externes, nous avons modélisé deux scénarios pour évaluer l'impact de la « rémunération supplémentaire » au sens du décret (figure 9). Le premier scénario CCG1 considère des coûts externes nuls. Le second scénario CCG2 valorise la production de gaz à effet de serre en considérant un quota de 50% et une valeur de 20 euros par tonne de CO₂. Les autres externalités sont valorisées à 11 euros par MWh, conformément à l'étude ExterneE.

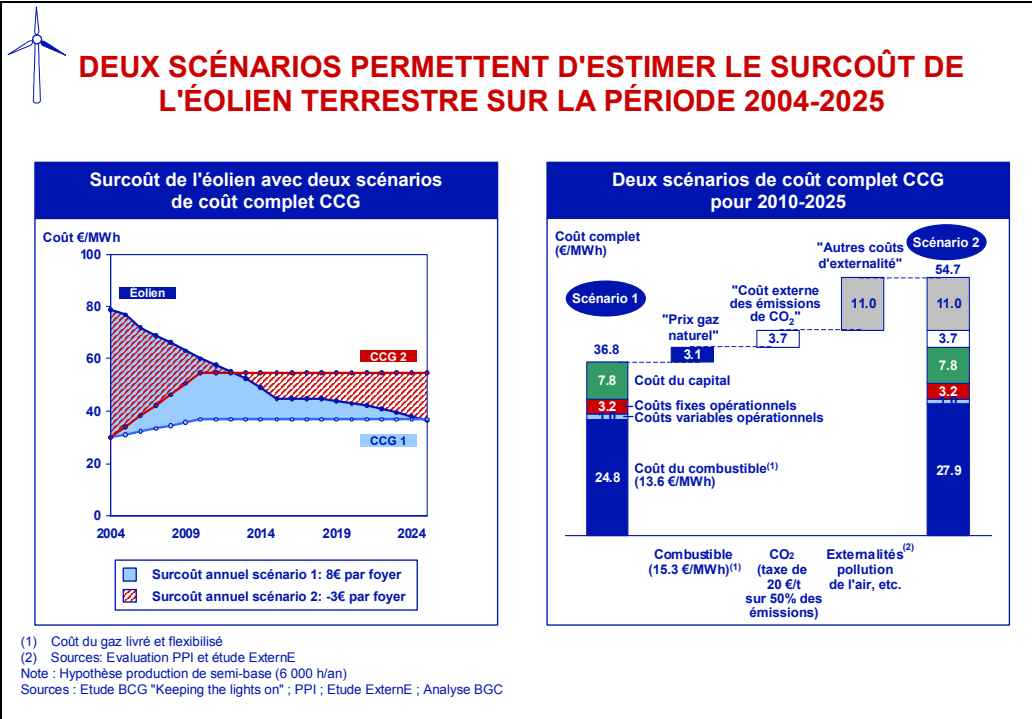


Figure 9

L'intermittence caractérisant la production éolienne génère des coûts spécifiques qui restent modérés, de l'ordre de 4 euros par MWh, soit environ 6% du coût complet de l'éolien (figure 10). Ces coûts sont de deux natures : un coût de capacités de réserve pour couvrir les besoins de pointe et un coût d'équilibrage. Notons que le coût d'équilibrage, qui représente 70% du surcoût d'intermittence sera sensiblement réduit grâce à l'amélioration des prévisions de vent.

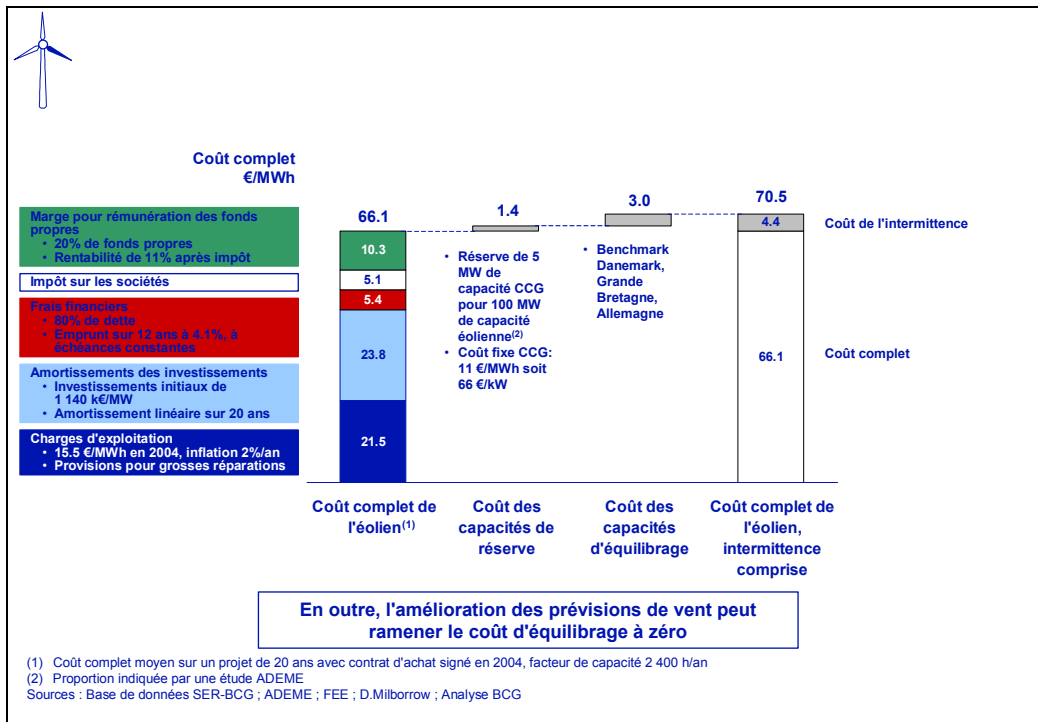


Figure 10

Cette estimation du coût de l'intermittence est confirmée par les contrats proposés actuellement par la Bonneville Power Administration aux producteurs d'énergie éolienne aux Etats-Unis, valorisant entre 4 et 6 \$/MWh le « stockage » d'électricité éolienne dans des réservoirs hydroélectriques, permettant de garantir une puissance disponible ultérieurement. Cette pratique illustre également la bonne complémentarité entre les ressources hydroélectriques et éoliennes, particulièrement précieuse pour la France, qui possède des capacités de pompage importantes.

4. BILAN DES DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN FRANCE

Dans cette section, nous dressons le bilan des développements éoliens en France. Ce bilan, pour le moins mitigé, révèle que dans le contexte administratif et économique actuel de développement, il ne sera pas possible de réaliser l'objectif de 8 000 MW d'éolien terrestre en 2010 (le complément à 10 000 MW pouvant provenir de l'éolien offshore, en fonction des conditions d'autorisation des projets).

4.1. LA FRANCE N'EST PAS SUR LE BON RYTHME

L'Allemagne, de 1989 à 2000 et l'Espagne, de 1992 à 2003, ont mené, avec succès, des politiques de développement volontaristes de l'éolien terrestre. En cela, ces pays constituent des références intéressantes pour prévoir le rythme de développement français (figure 11).

Le rythme de développement des capacités éoliennes en France de 1999 à 2003 est en léger retrait par rapport à celui de l'Allemagne et de l'Espagne sur leurs périodes respectives de forte croissance.

En théorie, si la France maintenait cependant un rythme de développement comparable à celui de ces pays, on pourrait envisager une capacité installée en 2010 de l'ordre de 6 000 MW en 2010, ce qui serait déjà en net retrait par rapport à l'objectif de 8 000 MW.

En pratique, le rythme de développement de la France devrait rester en retrait sensible par rapport aux rythmes allemand et espagnol, conduisant au mieux à 2 500 MW de capacités installées en 2010. En effet, les conditions de développement actuelles (conditions économiques satisfaisantes et conditions administratives difficiles) permettent d'envisager 1 200 MW de capacités installées à fin 2006, une valeur sensiblement en deçà de l'objectif bas de 2 000 MW fixé dans le cadre de la PPI³. Au-delà, la dégradation des conditions économiques, avec en particulier la baisse de 10% du tarif d'achat au-delà de 1 500 MW installés, entraînera une décélération du rythme de développement. Ce ralentissement permet d'anticiper une croissance à un rythme dégradé, conduisant au mieux à 2 500 MW en 2010, loin de l'objectif de 8 000 MW. Les appels d'offres tels qu'ils sont menés, principalement favorables aux moins-disants (et entraînant un taux de chute très élevé) ne semblent pas en mesure de modifier substantiellement cette prévision.

³ L'arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité prévoit une capacité éolienne installée au 1^{er} janvier 2007 comprise entre 2 000 et 6 000 MW.

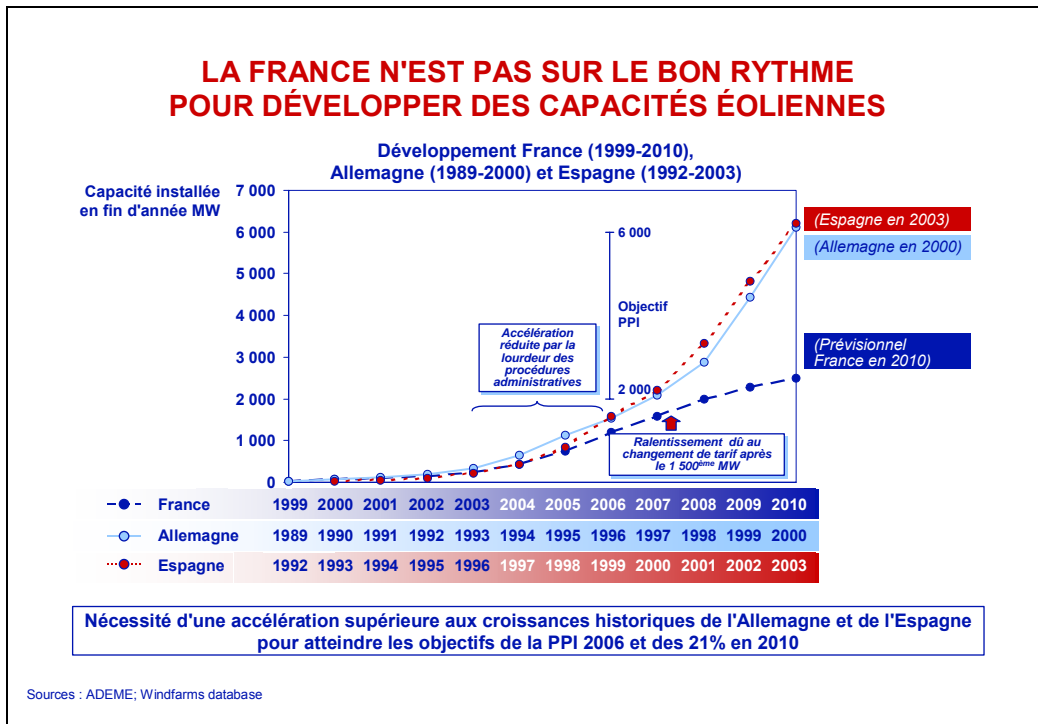


Figure 11

Quelles sont les contraintes qui empêchent un développement de l'éolien terrestre à un rythme compatible avec l'objectif de 8 000 MW ou 20 TWh? Nous avons identifié quatre contraintes principales, administratives et économiques, qui transforment le développement de nouvelles capacités en un véritable parcours du combattant (figure 12). Les paragraphes qui suivent apportent un éclairage sur ces différentes contraintes.

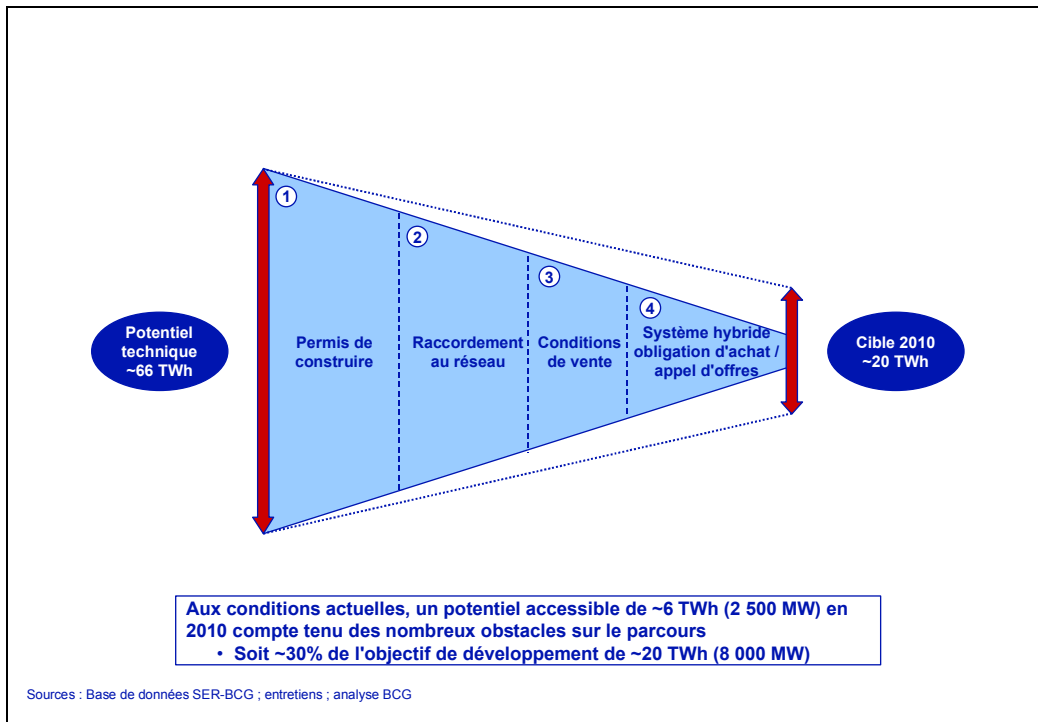


Figure 12

4.2. DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES LONGUES ET COÛTEUSES

Bien entendu, les procédures administratives, et en particulier la demande de permis de construire, sont indispensables au bon développement de la filière. Néanmoins, on constate que l'application de ces procédures et l'obtention des différentes autorisations constitue aujourd'hui une véritable course de haies et ralentit fortement le rythme des développements.

L'analyse menée sur une centaine de projets éoliens, à différents stades de développement, a permis d'identifier un cercle vicieux administratif qui explique en partie les délais et surcoûts de développement engendrés par ces procédures (figure 13).

Ce cercle vicieux est initié par l'absence d'objectifs de développement aux niveaux décisionnaires, et une certaine méconnaissance de l'éolien et des textes de loi applicables.

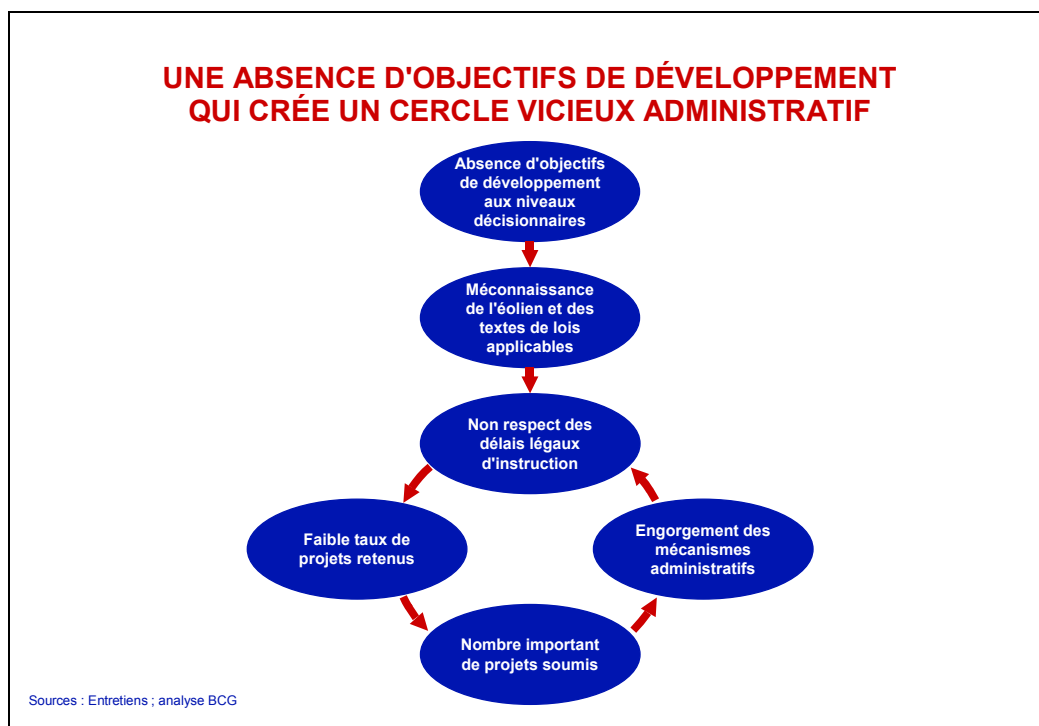


Figure 13

Ainsi, les 27 services de l'État consultés dans le cadre d'une demande de permis de construire se montrent particulièrement prudents. Ils multiplient les demandes de pièces complémentaires (études ornithologiques ou acoustiques de plus en plus lourdes, prises de vues paysagères depuis 20 emplacements...) parfois non réglementaires et utilisent fréquemment leur capacité de blocage.

D'autre part, les autorités compétentes affichent une méconnaissance étonnante des textes de loi applicables ou en effectuent des lectures personnelles. Ainsi, il est fréquent que les services de la DDE instruisent les demandes de permis de construire avant de procéder à la notification du délai d'instruction. Ceci est contraire à la loi et conduit à des dépassements quasi-systématiques des délais légaux de notification et d'instruction des permis de construire (figure 14).

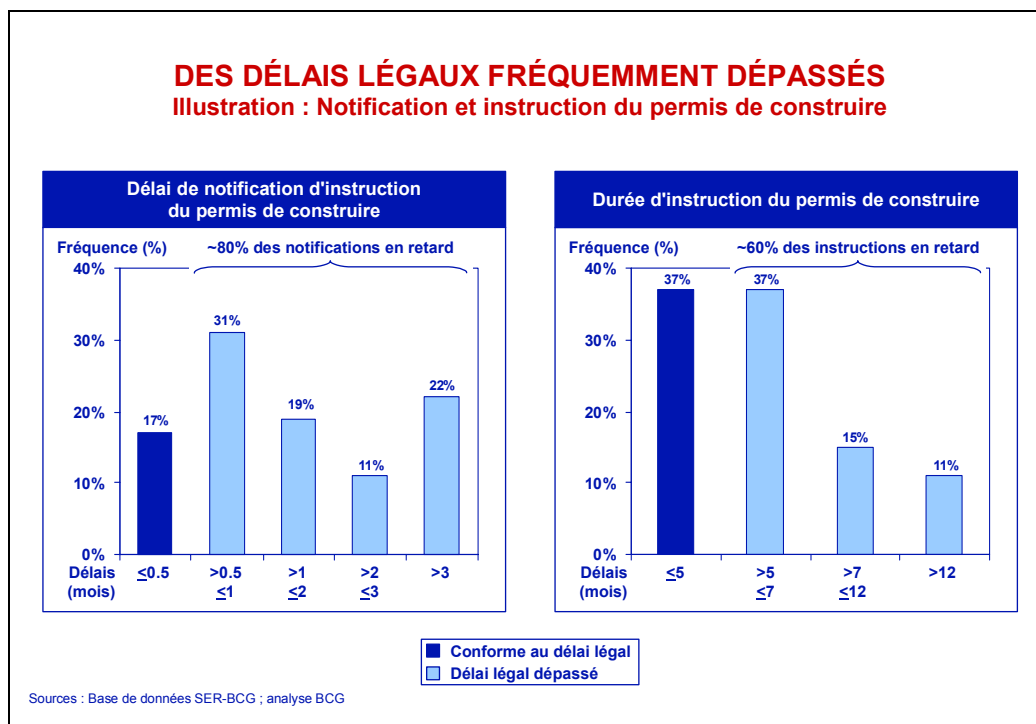


Figure 14

Cette lourdeur administrative se traduit par des coûts de développement très importants qui représentent de 4% à 15% de l'investissement total, soit 0.4 à 1.5 M€ pour un parc éolien de 12 MW. Par exemple, les seuls frais de reprographie des dossiers de demande de permis de construire peuvent atteindre 3 000 €. Ces dossiers ne sont d'ailleurs pas toujours étudiés et les développeurs reçoivent des demandes complémentaires souvent satisfaites dans les dossiers déposés. En outre, les retards administratifs peuvent entraîner la perte du raccordement au réseau électrique ou la perte du tarif d'achat de l'année prévue avec un impact voisin de 0.5% sur le TRI projet⁴. Par ailleurs, les administrations exigent parfois de réduire le nombre ou la puissance des éoliennes prévues ou imposent un nouveau site d'implantation alors que les études sur le site initialement retenu sont finalisées.

Pour maximiser leurs chances de succès, les développeurs mènent des démarches proactives auprès des administrations en amont des procédures officielles afin de les sensibiliser et d'initier un dialogue pour mieux comprendre leurs préoccupations et leurs attentes. Ceci a pour effet d'augmenter encore les délais et les coûts de développement, sans pour autant garantir le succès des procédures.

Le nouvel article 8 bis du PLOE voté en première lecture par les Députés le 1^{er} juin dernier, à savoir la délivrance des permis de construire par le maire avec avis conforme de la commission des sites, ajoute une nouvelle barrière particulièrement haute, et potentiellement hétérogène entre les départements. A titre d'illustration, une commission des sites a donné un seul avis positif sur un total de 20 projets présentés au cours des derniers mois.

⁴ Réduction des revenus sur les 15 années de la vie du projet impactant le taux de rentabilité interne

4.3. DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT INEFFICACES

Le système de demande de raccordement n'est pas adapté aux impératifs de développement de l'éolien. En effet, les délais d'instruction par le gestionnaire de réseau et les propositions de réalisations contribuent à éliminer un nombre important de projets. En outre, le gestionnaire de réseau tend à considérer le raccordement de capacités éoliennes comme une « nuisance » et refuse dans certains cas le raccordement au motif de la sécurité du réseau, sans toutefois fournir d'éléments objectifs sur les contraintes du réseau.

Ainsi, le délai de réponse pour une proposition technique et financière peut actuellement atteindre un an, ce qui retarde d'autant la mise en service du parc et pénalise la rentabilité du projet. Le système de demande de raccordement fonctionne selon un principe de file d'attente, et tout projet qui ne peut remettre sa notification de délai d'instruction de permis de construire (NDIPC) dans les 4 mois suivant son entrée dans la file y perd sa place. Ceci est fréquent du fait des retards quasi systématiques des délais de notification (cf. paragraphe 4.2).

Au-delà du délai d'instruction, le délai de réalisation annoncé par le gestionnaire de réseau dans la proposition de raccordement peut parfois atteindre 5 à 8 ans, entraînant l'abandon pur et simple du projet. Sur le plan financier, les propositions de raccordement, dont le gestionnaire de réseau a la maîtrise d'ouvrage exclusive, présenteraient couramment un surcoût voisin de 200 k€⁵, soit 30 à 50%, du fait des procédures de marché mises en œuvre et des spécifications exigées (d'après les développeurs, et sur base de propositions concurrentes).

4.4. DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES DE DÉVELOPPEMENT INADAPTÉES AU BESOIN DE RATTRAPAGE

Aux contraintes administratives s'ajoutent des contraintes économiques. La rentabilité des projets actuels permet tout juste leur financement, mais les conditions futures ne permettront pas de financer le développement des parcs éoliens au rythme nécessaire pour réaliser l'objectif de 8 000 MW en 2010. En effet, le tarif connaît une diminution sensible dans le temps. Par ailleurs, ce tarif d'achat est favorable aux sites les plus ventés alors que l'essentiel des développements menés dans les années à venir devront exploiter des gisements moins ventés. Enfin, la limitation de puissance à 12 MW limite fortement les économies d'échelle et les gains de productivité.

Les conditions tarifaires pour l'éolien terrestre, imposent une baisse annuelle de 3.3% du tarif d'achat et une baisse de 10% au-delà du 1 500^e MW installé. Ceci implique une baisse des tarifs supérieure aux gains de productivité, hypothéquant la rentabilité des projets au-delà de 2005, comme le confirme l'analyse de rentabilité menée sur un échantillon statistique de 28 projets à différents stades de développement. (figure 15).

⁵ Les investissements tels que le poste de transformation ou la ligne de raccordement sont supportés par le développeur

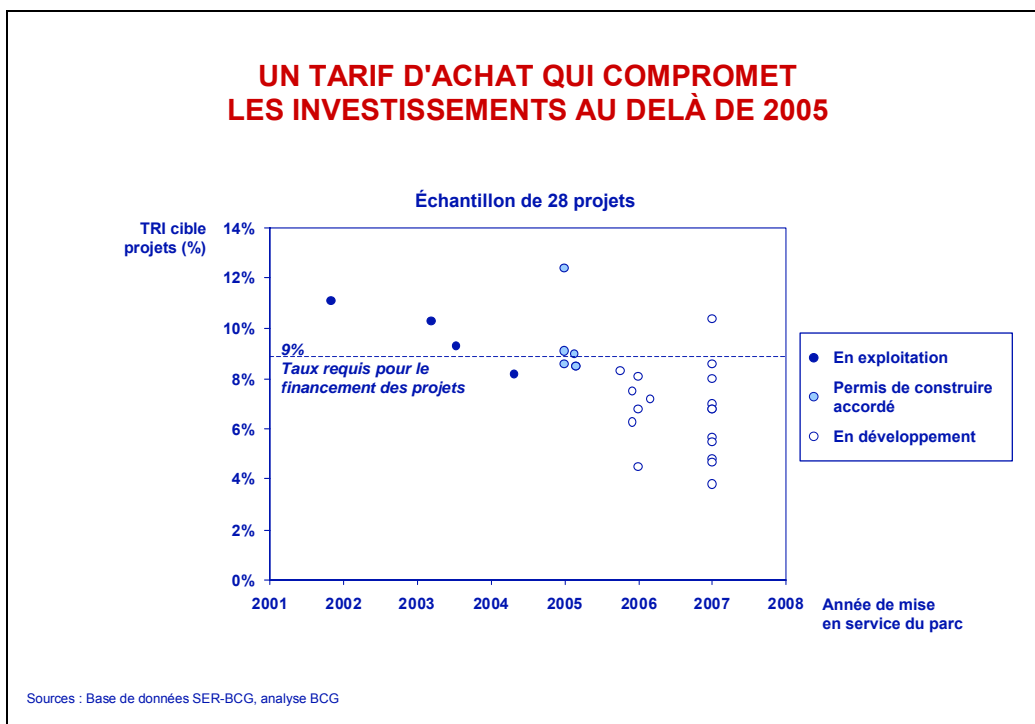


Figure 15

En outre, le tarif d'achat, qui dépend du facteur de capacité du parc (durée annuelle de fonctionnement), offre une prime aux sites les plus ventés. En effet, ceux-ci ont un meilleur TRI projet, un meilleur TRI fonds propres et permettent un retour sur investissement plus rapide. Il n'offre qu'une faible rentabilité aux sites peu ventés, qui représentent la majorité des sites à équiper à l'avenir.

L'analyse des portefeuilles projets des développeurs participant à l'étude permet de dresser l'empreinte du potentiel éolien du territoire français. Cette analyse, fondée sur un échantillon représentant environ 2 400 MW, montre que la proportion de sites très ventés déjà en exploitation est significative, et que l'essentiel des nouveaux parcs à installer pour atteindre l'objectif 2010 sont peu ventés. Il est donc nécessaire que les parcs peu ventés (~2 200 heures par an) puissent dégager une rentabilité qui permette de les financer (figure 16).

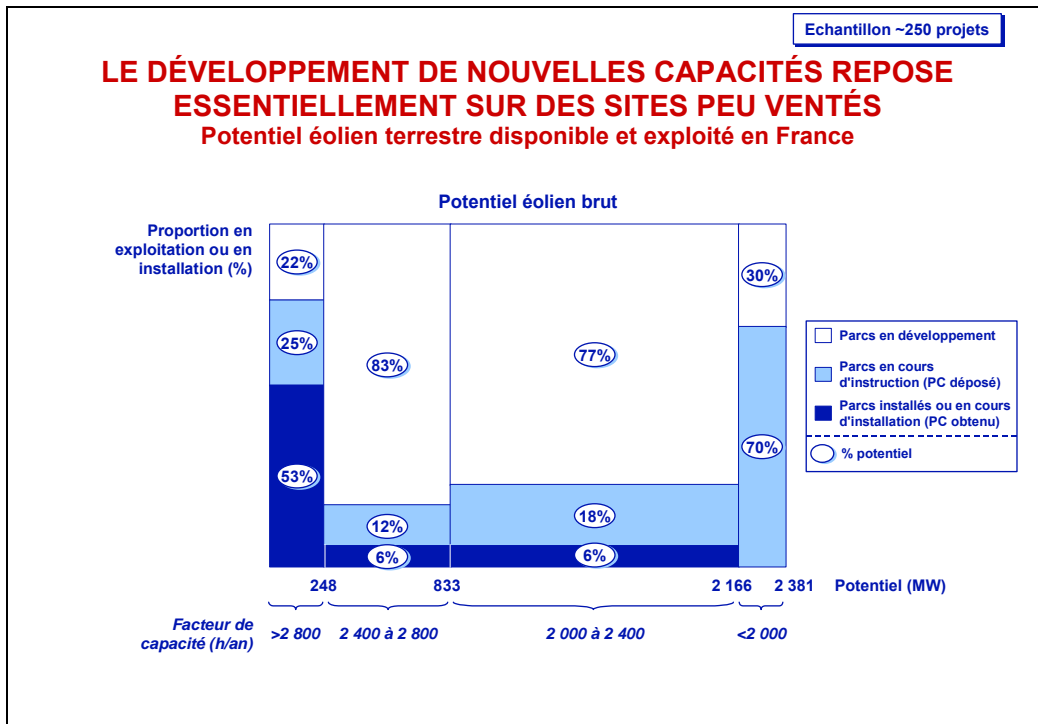


Figure 16

Le système d'obligation d'achat est réservé aux parcs de puissance inférieure à 12 MW. Cette limitation empêche les projets éoliens de bénéficier d'effets d'échelle dans le cadre du mécanisme incitatif d'obligation d'achat. Or, il existe des effets d'échelle significatifs sur la construction, le transport, la connexion au réseau, la maintenance et l'achat d'aérogénérateurs. Ainsi, des projets de forte capacité bénéficient d'investissements unitaires significativement réduits (figure 17). La limitation de capacité entraîne par ailleurs un engorgement des administrations par des projets petits et nombreux.

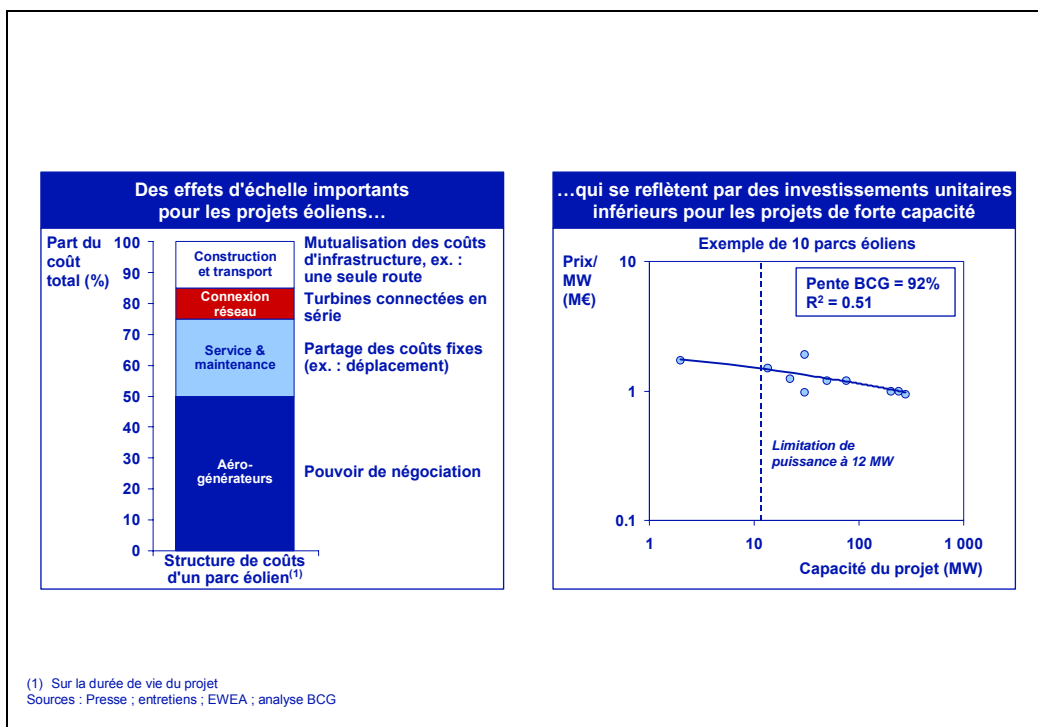


Figure 17

4.5. UN SYSTEME HYBRIDE PÉNALISANT

Le système hybride obligation d'achat / appels d'offres, suivant que la puissance des parcs est inférieure ou supérieure à 12 MW, a plusieurs effets néfastes sur le développement de l'éolien terrestre.

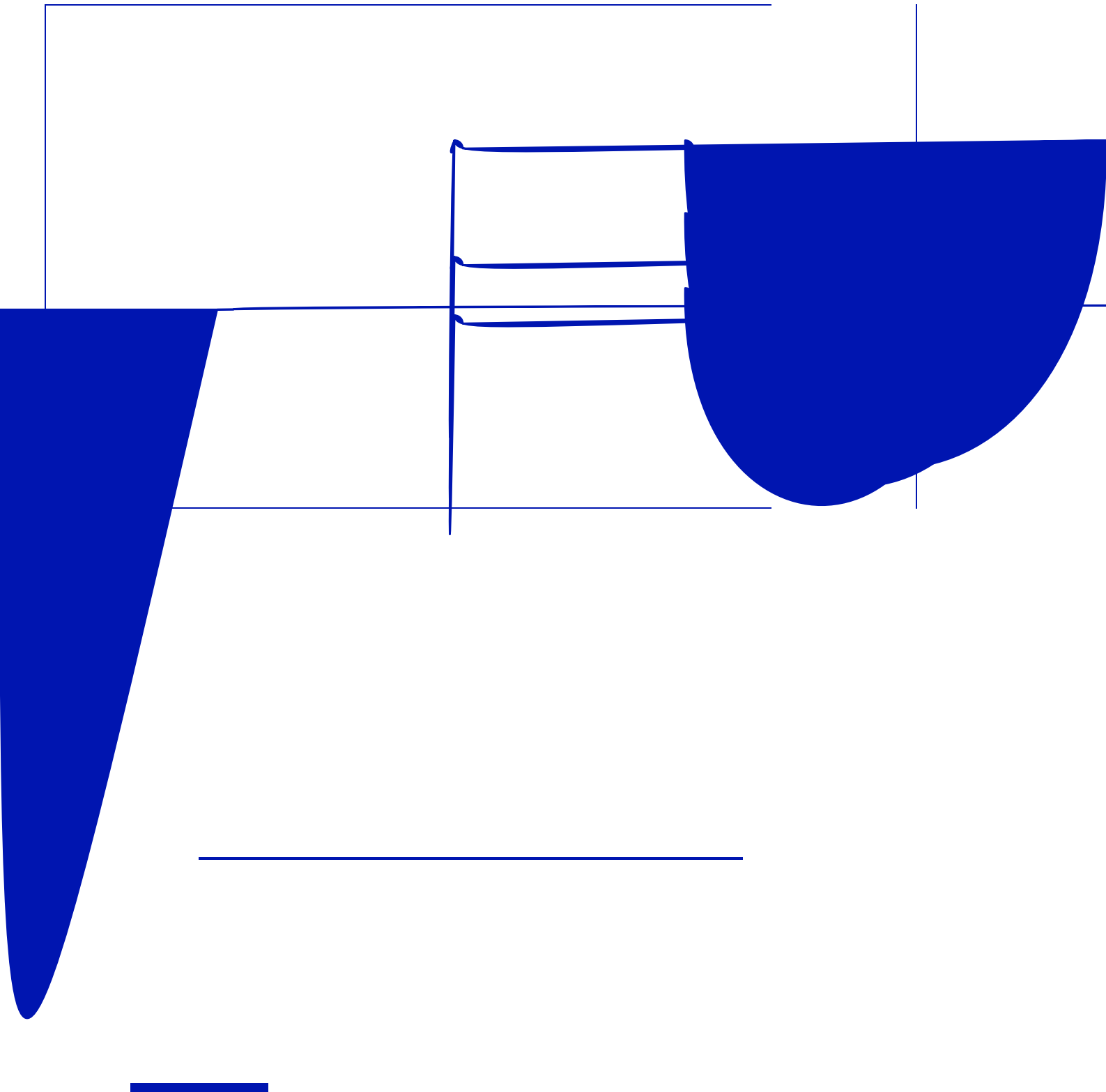
Il crée d'abord, lors du développement, des incertitudes sur les conditions d'exploitation. La limitation à 12 MW conduit en effet, pour conserver une option d'obligation d'achat, à scinder les sites de potentiel supérieur à 12 MW en plusieurs projets, ce qui engendre des surcoûts, multiplie la complexité administrative et réduit l'optimisation économique de l'exploitation des gisements.

Il entraîne ensuite une duplication partielle des réseaux d'instruction et de décision, ce qui a pour double effet un manque de coordination pour le traitement des dossiers et des difficultés à prioriser des projets provenant de deux réseaux différents.

En outre, ce système hybride mobilise de nombreuses ressources. En particulier, des compétences rares pour le développement sont mobilisées par des démarches administratives, et les coûts de développement augmentent sensiblement.

5. 3 AXES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN FRANCE

Dans cette section, nous développons les 9 propositions qui permettront de donner un nouveau souffle à l'éolien terrestre en France. Ces propositions s'articulent autour de 3 axes : améliorer les procédures administratives, sécuriser l'investissement éolien et mobiliser la collectivité (figure 18).



important de confirmer l'objectif de 8 000 MW de capacités éoliennes terrestres pour tenir les engagements européens et assurer une place significative pour la France au sein de la filière éolienne. Une première déclinaison régionale de l'objectif pourrait également être réalisée à partir d'études menées par l'ADEME et annexées à la PPI. Bien entendu, ces objectifs locaux devront être concertés. Nous y reviendrons par la suite.

L'absence d'objectifs de nouvelles capacités clairement définis contribuerait à freiner le rythme de développement et à marginaliser l'éolien en France.

5.1.2. Standardisation et professionnalisation des procédures

Conformément à la directive européenne de septembre 2001, les procédures d'autorisation doivent être standardisées et leur traitement professionnalisé. Nous avons évoqué les divers dysfonctionnements administratifs qui paralysent les développements.

Il est indispensable de sensibiliser les services de l'État pour qu'ils veillent à homogénéiser l'instruction et à alléger les demandes complémentaires. Ainsi, il serait souhaitable d'établir une « charte de développement de l'éolien » à l'usage des différents services de l'État pour définir un cadre d'instruction clair et éviter les interprétations parfois personnelles des textes applicables. Ceci faciliterait grandement le travail des différentes administrations et contribuerait à réduire sensiblement les coûts de développement et les délais d'instruction.

Par ailleurs, il est indispensable de pouvoir garantir le respect des délais légaux d'instruction. Pour cela, la mise en place du principe d'accord tacite dans le cas où aucune réponse ne serait apportée dans les délais légaux semble souhaitable. Cette disposition encouragerait le respect des délais par les administrations et permettrait, pour les développeurs, une meilleure maîtrise des investissements de développement.

5.1.3. Simplification des formalités de raccordement

Les formalités de raccordement doivent devenir plus efficaces. Ceci suppose la simplification d'une procédure lourde qui comprend aujourd'hui un contrat d'achat, une convention de raccordement et un contrat d'accès au réseau.

En tant que décideur dans la chaîne de développement de l'éolien, le gestionnaire des réseaux publics d'électricité doit également être tenu à des objectifs de développement des énergies renouvelables. Aujourd'hui, il est essentiellement contraint par des objectifs de sécurité du réseau. Ces objectifs, parfaitement légitimes, le conduisent néanmoins à privilégier les sources de production existantes et à refuser le raccordement de nouvelles sources de production décentralisées. Une validation de ses études de risques par un intervenant externe permettrait de contre-expertiser des calculs de risques souvent défavorables aux énergies renouvelables et inciterait le gestionnaire de réseau à leur laisser une place plus grande.

Il est important qu'il soit tenu à des délais d'instruction et de réalisation compatibles avec le calendrier des projets. Il est également souhaitable d'instaurer, dans le cadre des missions du gestionnaire, la notion de « priorité à la production renouvelable ». L'Italie a précisément fait ce choix en instaurant par décret cette notion de priorité de raccordement. Une décision analogue serait de nature à promouvoir des sources de production d'énergie non polluantes et de coût marginal nul et contribuerait au développement au sein du gestionnaire de réseau de nouvelles compétences nécessaires à un développement international par exemple.

5.2. SÉCURISER L'INVESTISSEMENT ÉOLIEN

L'accélération du développement de l'éolien passe par la sécurisation des investissements dans la filière. Le moyen incontournable pour y parvenir est de pérenniser le système actuel, reposant sur un prix d'achat garanti, en adaptant les conditions tarifaires de façon à assurer une rentabilité suffisante au financement des projets. Par ailleurs, il faut également adapter le système d'obligation d'achat pour encourager le développement de parcs de capacité supérieure à 12 MW. Enfin, il faut assurer des conditions qui permettront de réduire les coûts de raccordement.

5.2.1. Des prix garantis assurant la rentabilité des projets présents et futurs

Pérennisation d'un système à prix garanti

Parmi les différents modèles économiques incitatifs pour développer l'éolien, le système de prix garanti est incontournable pour accélérer le rythme d'investissement dans l'éolien. En effet, ce système permet de sécuriser les investissements tout en assurant un niveau de rentabilité acceptable pour les financeurs et les producteurs (figure 19). Tous les pays qui ont développé des capacités significatives dans l'éolien ont fait le choix de ce système. C'est le cas en particulier de l'Allemagne et de l'Espagne.

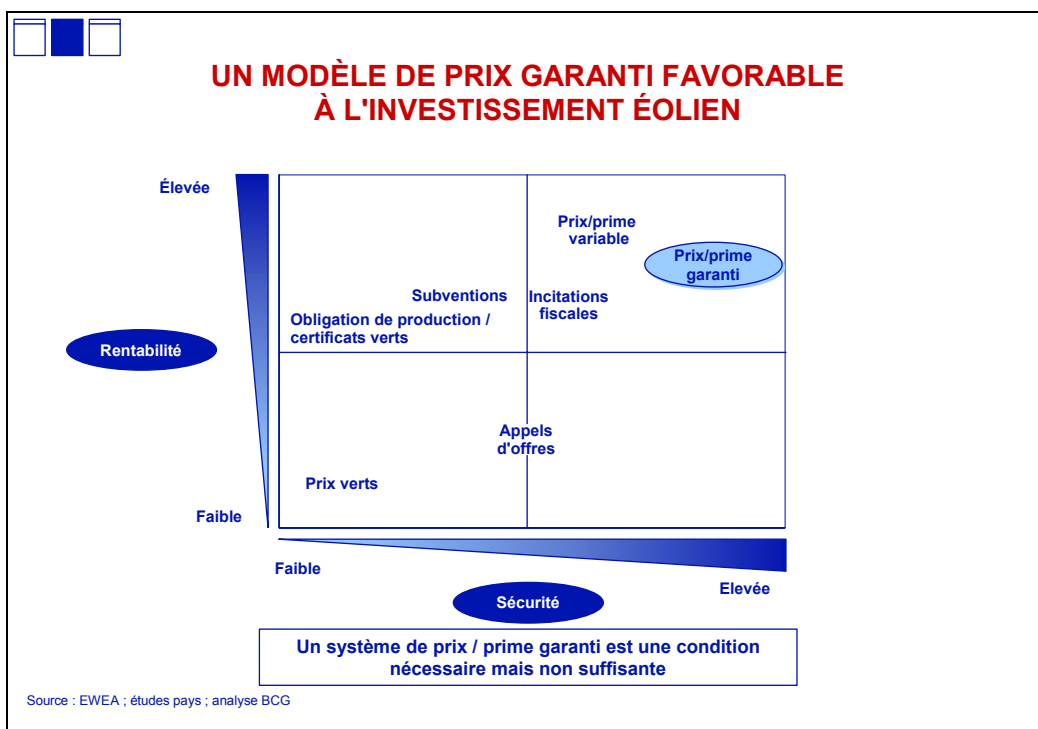


Figure 19

L'exemple français est également intéressant pour comparer l'efficacité du système de prix garanti et du système d'appel d'offres. En effet, avant d'adopter, en 2001, un régime tarifaire reposant sur un système à prix garanti, la France a expérimenté un système d'appel d'offres avec le programme EOLE 2005. De façon très nette, le système à prix garanti a permis d'accélérer le rythme de développement qui stagnait dans le cadre du système d'appel d'offre EOLE 2005. Ainsi, la capacité moyenne annuelle installée a bondi d'environ 15 MW / an de 1996 à 2000 à environ 90 MW / an de 2001 à 2004. Au global, le programme EOLE 2005

s'est soldé par l'installation de 68 MW entre 1996 et 2000, loin de l'objectif visé de 250 à 500 MW (figure 20).

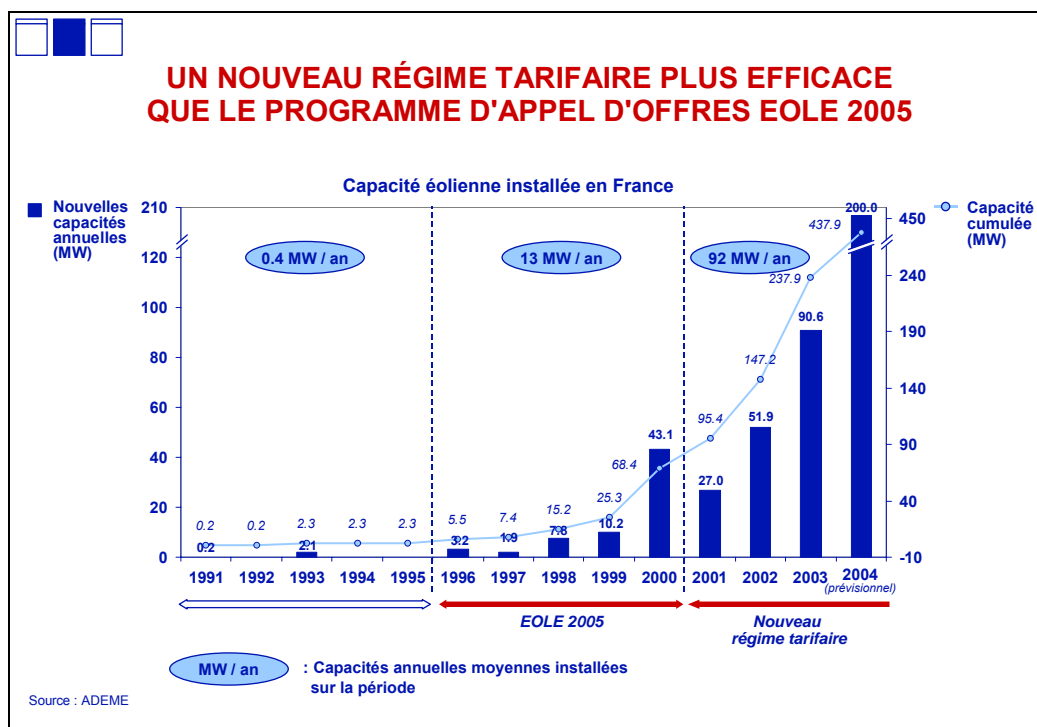


Figure 20

D'autres pays, tels que le Royaume-Uni avant 2002 (NFFO, Non Fossil Fuel Obligation), l'Irlande et la Turquie ont également expérimenté le système d'appels d'offres. Ces pays ont été attirés par les avantages théoriques de ce système : maîtrise du rythme de développement, stimulation de la concurrence et gains de compétitivité de la filière. Cependant, les développements conduits dans ces pays n'ont pas permis de réaliser les objectifs fixés. En effet, le système d'appel d'offres a incité certains développeurs retenus à retarder les développements pour rétablir leurs marges, et a donné lieu dans certains cas à la constitution d'oligopoles voire de tentatives de corruption. En outre, le système d'appel d'offres crée un risque défavorable à la constitution d'une classe d'actifs reconnue par les financiers.

Le système reposant sur les quotas de production / d'achat couplés à un mécanisme de certificats verts est également attractif d'un point de vue théorique. En effet, il permet la maîtrise du rythme de développement et l'utilisation de l'efficacité des marchés pour définir la juste prime à l'énergie éolienne grâce au mécanisme des certificats. Mais ce système, utilisé par le Royaume Uni depuis 2002 (ROC, Renewable Obligation Certificate), le Danemark, l'Italie et la Hollande, présente également des limites. D'une part, l'équilibrage de l'offre et de la demande a nécessité une intervention du régulateur dans les pays qui l'ont expérimenté. D'autre part, il s'accompagne de lourdeurs administratives, de fortes incertitudes et de délais importants de mise en place. Enfin, il est difficile, dans ce système, de différencier les énergies renouvelables.

Révision de la dégressivité du tarif d'achat

La rentabilité des projets, aujourd'hui satisfaisante, tend à se dégrader sensiblement dans le temps (pour les nouveaux projets). L'analyse de la base de données constituée dans le cadre de cette étude montre ainsi qu'avec les conditions tarifaires en vigueur à ce jour, les TRI

(Taux de Rendement Interne) cibles projets (sans prise en compte de l'effet de levier) sont en moyenne de 9,5% pour les projets réalisés et chutent à 6,7% pour les projets en développement.

Or une rentabilité projet cible de 9% est un minimum pour le financement de tels projets. Les fermes éoliennes sont des projets industriels qui présentent des risques de gisement, des risques techniques et des risques juridiques. En outre, les technologies employées sont récentes et le retour d'expérience est limité. Ainsi, l'exigence par les financeurs d'une prime de risque est parfaitement légitime et explique le TRI cible minimum de 9%. À titre de comparaison, les projets de centrales à cycle combiné gaz retiennent typiquement des TRI cibles projets de 12%. En outre, le montant des investissements en jeu, de l'ordre de 8 milliards d'euros à horizon 2010, exclut un financement exclusif sur fonds propres. En effet, seuls quelques « majors » pourraient assurer de tels financements sur fonds propres, ce qui limiterait le nombre d'acteurs. Les projets sont typiquement financés à 20% sur fonds propres et à 80% par de la dette, et les investissements ne pourront se réaliser qu'à condition qu'une rentabilité minimum soit garantie.

En principe, l'évolution du tarif dans le cadre du système de prix garanti doit assurer une rentabilité cible acceptable pour les projets actuels et futurs. Ceci n'est pas le cas dans le cadre de la réglementation actuelle qui prévoit une baisse annuelle de 3,3% des tarifs d'achat et une baisse additionnelle de 10% lorsque le 1 500^e MW est installé. Ces baisses se justifient parfaitement en considérant que l'éolien parcourt une courbe d'expérience classique qui conduit à des gains de productivité. Cependant, lorsque l'arrêté tarifaire est paru en 2001, il prévoyait un développement nettement plus rapide que la réalité observée depuis. Ainsi, la décroissance des tarifs prévue est devenue excessive et décalée par rapport aux gains de productivité de la filière en France. Pour rétablir une rentabilité acceptable des projets futurs, cette réglementation doit être adaptée en assujettissant la baisse du tarif à la réalisation de capacités. Ainsi, nous proposons d'appliquer une décroissance du tarif de 2,5% par seuils de 1 500 MW. Ceci permettra de mieux synchroniser la décroissance avec la baisse des coûts des investissements et des charges d'exploitation (figure 21).

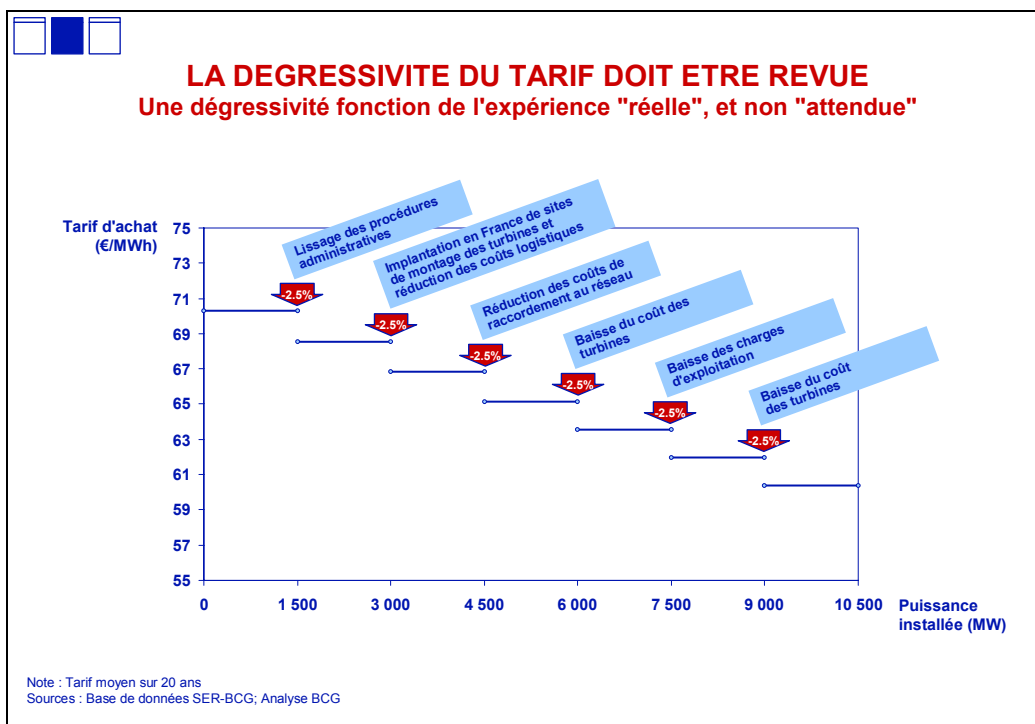


Figure 21

5.2.2. Favoriser le développement de sites de capacité supérieure

La réglementation réserve l'obligation d'achat aux sites de puissance inférieure à 12 MW. Ceci a pour effet de pénaliser les développements de sites importants, qui pourraient bénéficier d'économies d'échelle significatives tout en limitant l'impact paysager de l'éolien. Nous préconisons de lever cette limitation de puissance qui existe d'ailleurs dans très peu de pays européens, ou à des niveaux très supérieurs.

5.2.3. Réduire les coûts de raccordement

Les propositions financières émises par le gestionnaire de réseau pour le raccordement doivent gagner en transparence. Pour cela, nous proposons d'autoriser les développeurs et producteurs à faire réaliser les travaux par l'entreprise de leur choix ou à obtenir un avis indépendant sur les travaux demandés ainsi que la publication des résultats des appels d'offres lancés par le gestionnaire de réseau. Tout ceci contribuerait à renforcer la compétitivité des travaux de raccordement des parcs éoliens au réseau électrique.

5.3. MOBILISER LA COLLECTIVITÉ

Le développement des énergies renouvelables en général, et de l'éolien terrestre en particulier, ne pourra se faire qu'en créant des conditions favorables pour mobiliser la collectivité autour de cet enjeu national énergétique. La mobilisation de la collectivité passe par la déclinaison de l'objectif national en objectifs régionaux, les aides à la création d'une filière « énergie renouvelable » et une communication de masse autour des avantages et des enjeux de l'énergie éolienne.

5.3.1. Définir des objectifs régionaux concertés

L'objectif national de 8 000 MW d'éolien terrestre en 2010 doit être décliné au niveau régional pour que les élus locaux se l'approprient et s'en sentent responsables. Nous proposons d'annexer une première déclinaison de ces objectifs à la prochaine PPI, prévue à l'automne 2004. Bien entendu, ces objectifs régionaux devront être concertés pour assurer l'adhésion des décideurs chargés de les réaliser.

De la même façon, il faut envisager de fixer des objectifs régionaux de raccordement aux gestionnaires de réseau.

5.3.2. Créer une filière "énergie renouvelable"

La France est en retard par rapport à ses principaux voisins en matière de dépenses publiques de recherche et développement (figure 22). Le faible niveau des investissements de recherche est incohérent avec la volonté affichée de développement des énergies renouvelables.

Il est nécessaire d'accorder des aides publiques pour favoriser la création d'un tissu industriel de production et de recherche dans le domaine de l'électricité renouvelable, et en particulier dans l'éolien. La France, historiquement leader dans la production d'équipement électrique, pourrait ainsi contribuer à faire émerger des champions nationaux de ce secteur tels que Alstom, Areva, Leroy-Somer, Rollix ou Vergnet.

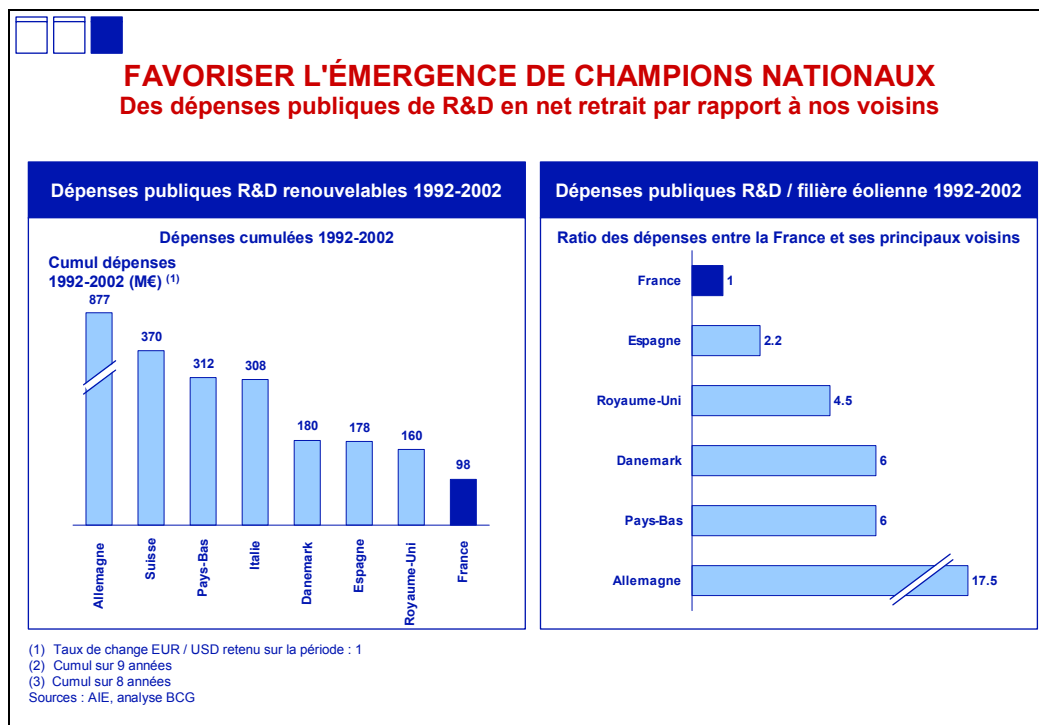


Figure 22

5.3.3. Communiquer sur les avantages de l'énergie éolienne

Les atouts de l'énergie éolienne sont indiscutables... Pourtant, la communication de masse est largement dominée par ses détracteurs. Ainsi, il est nécessaire d'accompagner le

développement volontariste de nouvelles capacités par des campagnes de communication des pouvoirs publics qui permettent de sensibiliser la collectivité aux enjeux et aux avantages de cette énergie. Comparée à son coût, l'efficacité d'une telle mesure est potentiellement très élevée.