

Eole ou Pluton ?

Introduction

1. L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	3
1.1. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	3
1.2. SOUTIENS ET SUBVENTIONS AUX ÉNERGIES EN FRANCE	4
1.3. ETAT DU PARC ÉLECTRIQUE FRANÇAIS	4
1.4. COÛTS DE RÉFÉRENCE DE L'ÉLECTRICITÉ	5
1.4.1. Coûts de l'électricité nucléaire	5
1.4.2. Coût de l'électricité éolienne	7
2. LE PROJET EPR (EUROPEAN PRESSURISED REACTOR)	9
2.1. HISTORIQUE	9
2.2. CARACTÉRISTIQUES DU RÉACTEUR EPR	10
2.3. LES CONTRAINTES AU DÉVELOPPEMENT	11
2.4. INCIDENCES ÉCONOMIQUES	12
2-4-1 Les hypothèses DIGEC	12
2-4-2 Les hypothèses DETENTE	12
2-4-3 Coûts annexes	15
2-4-4 Emplois de la filière nucléaire	16
3-EOLIEN	17
3.1. LES POTENTIELS	20
3.1.1. Le potentiel terrestre	20
3.1.2. Potentiel off-shore	21
3.2. LES CONTRAINTES AU DÉVELOPPEMENT	22
3.2.1. Identification des différentes procédures et contraintes administratives	22
3.2.2. Identification des contraintes techniques	22
3.2.3. Identification des contraintes d'acceptabilité	23
3.2.4. Contraintes économiques	24
3.3. INCIDENCES ÉCONOMIQUES	25
3.3.1 Le coût de l'éolien	25
3.3.2 L'emploi dans la filière éolienne	26
4 BILAN COMPARATIF	28
4-1 LA FILIÈRE EPR	28
4.2 LA FILIÈRE ÉOLIENNE	28

Conclusion

Annexes

Tableau 1 : Coûts d'investissement pour un programme EPR

Tableau 2 : Calendrier des investissements pour un programme EPR de 4 tranches

Tableau 3 : Planification des investissements éoliens

Eole ou Pluton ?

Dans les années qui viennent, le Gouvernement français devra fixer des orientations et prendre des décisions importantes en matière d'énergie et notamment d'électricité, et ce dans un contexte en pleine mutation.

La libéralisation du marché européen est un des éléments nouveaux dont il devra tenir compte, ainsi que du net recul du nucléaire européen et des exigences environnementales croissantes de l'opinion publique.

Le rapport « Eole ou Pluton ? » a pour objectif d'estimer l'avancement que pourrait atteindre la filière éolienne en France en supposant des moyens financiers similaires à ceux qui seraient mis en place dans un programme EPR. Le but n'étant pas de proposer le « tout éolien » en substitution du « tout nucléaire » mais bien de marquer les esprits par les sommes mises en jeu dans un programme tel que celui de l'EPR et de montrer ce qu'il serait possible de faire, avec les mêmes moyens, en développant une filière propre sans déchets ni effet de serre.

Le choix de l'éolien se justifie du fait de l'émergence de la filière au niveau mondial et des fortes perspectives de développement avec, notamment, l'arrivée des technologies off-shore. La France ayant le deuxième potentiel éolien européen est particulièrement bien placée pour développer cette filière.

Il faudra néanmoins garder en mémoire que les deux filières étudiées ne sont pas développées par des entreprises de taille équivalente, et qu'elles n'ont également pas bénéficié des mêmes subventions à la recherche et développement. Il conviendra par conséquent de garder des réserves sur leur comparaison.

1. L'électricité en France

1.1. Production d'électricité en France

L'ensemble des données présentées dans ce paragraphe correspondent à celles de l'année 97 et proviennent des statistiques officielles publiées par l'Observatoire de l'Energie.

La production totale brute d'électricité en 1997¹ était de 503,6 TWh.

Production brute d'électricité :

503,6 TWh dont 67,8 TWh hydraulique
395,5 TWh nucléaire
40,3 TWh thermique classique

Production nette d'électricité :

L'électricité réellement disponible à la sortie des centrales était de 481 TWh en 1997. L'autoconsommation des unités de production représentait donc 22,6 TWh (dont 19,5 TWh pour les seules centrales nucléaires) soit 4,5 % de la production brute. Il est important de noter que l'autoconsommation des centrales nucléaires représente 19,5 TWh à elle seule, soit plus de 86% de l'autoconsommation totale.

Echanges d'électricité :

En 1997 la France a importé 4,2 TWh d'électricité et en a exporté 69,5 TWh. Les exportations nettes représentaient donc 65,3 TWh , soit 13,6 % de la production nette nationale.

Consommation nette d'électricité :

Production nette : 481 TWh
- 65,3 TWh d'exportations nettes
- 29,8 TWh de pertes en réseau
- 5,2 TWh d'énergie de pompage

Consommation nette d'électricité : 380,7 TWh en 1997.

La consommation nette d'électricité ne représente donc que 80% de la production nette et 75,6 % de la production brute française.

Si l'on ajoute que le seul cycle du combustible nucléaire a consommé 17 TWh, on peut évaluer la consommation nationale réelle à environ 364 TWh, soit 72% de la production brute.

Production d'électricité par énergies renouvelables (hors hydraulique) :

Une étude d'Observ'ER² indique des productions d'électricité de 1995 :

	Production en TWh	Production en Mtep
Géothermie	0	0
Eolien	0.0009	0.0002
Biomasse	2,10	0.47
Solaire et autre	0.0065	0.014

Il est à noter qu'il n'existe pas de statistiques officielles pour la production d'électricité d'origine renouvelable en France.

¹ Source : Observatoire de l'Energie

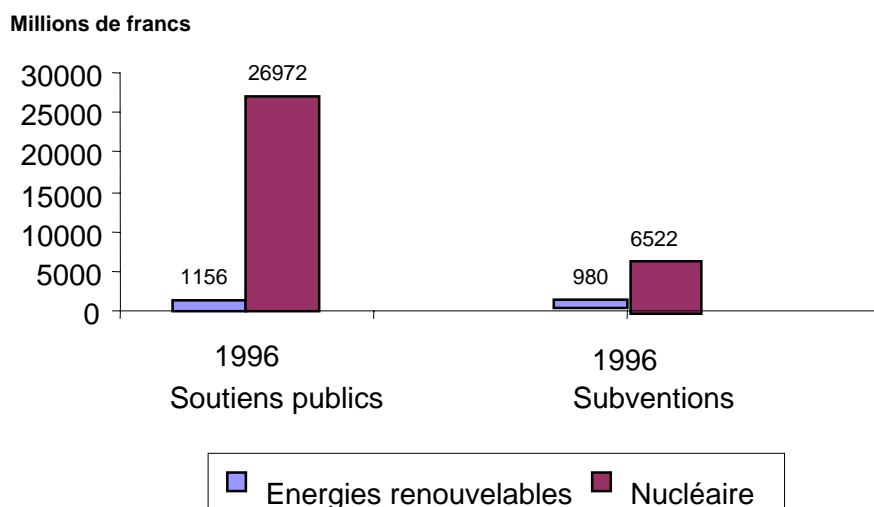
² Observ'ER, EDF, « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde – Premier inventaire », Systèmes Solaires, janvier 1999.

1.2 Soutiens et subventions aux énergies en France³

Sont comptabilisées dans cette étude les subventions budgétaires aux activités liées à l'énergie (comme la recherche) et les subventions indirectes (comme la prise en charge des dépenses de sûreté nucléaire ou l'imposition aux établissements publics de choix peu économiques).

Les coûts externes (santé, risque d'accident, environnement, ...) ne sont pas pris en compte. Leur estimation est en effet difficile mais ne ferait qu'accroître le déséquilibre.

Nucléaire et renouvelables : Subventions et soutiens publics en 1996 (MF)



En définitive, ce sont plus de 26 milliards de francs qui sont orientés vers le nucléaire contre seulement un milliard vers les énergies renouvelables.

1.3. Etat du parc électrique français

EDF assure 95 % de la production comme de la distribution d'électricité. La production est assurée en majorité par un parc de 58 réacteurs nucléaires fonctionnant en base, et par des centrales hydrauliques et thermiques classiques fonctionnant en semi-base et en pointe.

Des centrales hydrauliques

La filière hydraulique est une des plus développées au monde. En France, elle compte pour 13 % dans la production nationale avec une capacité de 25,1 GWe. Ceci s'explique notamment par l'efficacité des turbines hydrauliques : 90 % de l'énergie mécanique est transformée en électricité. Le grand hydraulique ne connaîtra vraisemblablement plus de développement en France, son potentiel étant déjà très largement exploité et en raison de son impact sur l'environnement (modification importante du paysage et des écosystèmes). Ainsi, aucune nouvelle construction n'est envisagée en France et la production par la filière du grand hydraulique est supposée rester constante sur les années à venir.

³ Rapport réalisé par A. Bonduelle, S. Fenet, F. Tuillé, INESTENE pour Greenpeace-France, décembre 1998. Téléchargeable à partir du site web de Greenpeace : www.greenpeace.fr.

La microhydraulique quant à elle représente environ 1300 installations et près de 1% de la production nationale. Bien que son impact environnemental soit mineur, elle connaît actuellement de graves difficultés de développement.

Un parc de centrales nucléaires

La puissance du parc nucléaire d'EDF s'établissait au 31 décembre 1999 à 63 GWe avec 58 réacteurs à eau sous pression (REP) : 34 tranches de 900 MWe, 20 tranches de 1300 MWe et 4 tranches de N4 de 1450 MWe.

La durée de vie « comptable » d'une tranche nucléaire est de 30 ans.

La question du prolongement de la durée de vie des centrales⁴ a été évoquée dans l'optique de maximiser l'amortissement des investissements réalisés sur ces programmes, et de différer les nouveaux investissements nécessaires pour répondre aux besoins électriques français. Cependant, les mesures réalisées à Tricastin⁵ (qui arrive à 20 ans de fonctionnement) révèlent des fissures plus importantes que prévu dans la cuve de confinement. Ce vieillissement prématuré pourrait alors remettre en question le prolongement de la durée de vie des tranches nucléaires pour des questions de sûreté des installations. De plus, outre l'augmentation des risques d'accidents, le maintien en activité prolongée entraînerait une forte augmentation des coûts de maintenance et d'exploitation.

Des centrales thermiques classiques

Contrairement à une tranche nucléaire, une centrale thermique classique présente l'avantage d'avoir une courte inertie de mise en service et hors service. Aussi, elles sont utilisées pour les pointes de consommation, alors que le nucléaire est utilisé en base (fourniture régulière et quasi permanente⁶).

Le parc thermique classique français représente une puissance totale de 25,8 GWe dont 10,8 GWe charbon, 7,2 GWe fioul et 7,8 GWe répartis entre divers combustibles (gaz naturel, gaz de haut fourneaux...).

1.4. Coûts de référence de l'électricité

Nous nous baserons dans cette partie sur les coûts de référence décrits par la DIGEC⁷ dans la version 1997. Ces coûts de référence seront analysés, discutés et critiqués dans la deuxième partie de ce rapport.

1.4.1. Coûts de l'électricité nucléaire

De manière générale, les estimations officielles du coût de l'énergie nucléaire sont réalisées par des organismes internationaux tels que l'Agence de l'Energie Nucléaire (AEN), l'OCDE, ou les ministères nationaux (Ministère de l'Industrie pour la France).

La DIGEC n'a pas établi de véritables coûts de référence pour l'EPR mais a seulement effectué quelques extrapolations par rapport au palier N4. La DIGEC estime en effet que le manque d'éléments précis et les grandes incertitudes sur les caractéristiques de ce réacteur empêchent tout établissement de coûts de référence.

⁴ EDF envisage de porter leur durée de vie à 40 ans. La décision sera prise au cas par cas après autorisation de la DSIN (Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires).

⁵ Complexe nucléaire de Pierrelatte-Tricastin (Drôme) proche de Montélimar et de Orange.

⁶ Taux de disponibilité du nucléaire 1998 : 81,1 %.

⁷ "Les coûts de référence de la production d'électricité", version mise à jour le 16 avril 1997, Ministère de l'Industrie, de la Poste et des Télécommunications, Direction Générale de l'énergie et des matières premières, Direction du gaz, de l'électricité et du charbon.

1.4.1.1 Un coût d'investissement .

Le coût d'investissement comporte le coût de construction, les frais de maîtrise d'œuvre, les intérêts intercalaires, les frais de pré-exploitation, les aléas sur planning et les provisions pour démantèlement.

- Le coût de construction dépend étroitement du programme mis en œuvre (nombre de tranches, rythme d'engagement). Les dépenses de développement d'un nouveau palier devant être amorties sur un nombre suffisant de tranches réalisées. Les coûts indiqués correspondent à une hypothèse normative de 10 tranches réalisées à raison d'une par année. Pour le palier N4 (type Civaux) le coût de construction est estimé à 7040FF/kWe et pour l'EPR⁸ un surcoût de 10% est envisagé.
- Les frais de maîtrise d'œuvre dépendent peu du nombre de tranches réalisées et sont estimés à 11% du coût de construction.
- Avec un taux d'actualisation de 8%, les intérêts intercalaires dépendent de la durée de construction de la tranche entre la date de commande et la mise en service initiale. Une durée de 69 mois est prévue pour le palier N4 et une durée de 66 mois est l'objectif à atteindre avec l'EPR.
- Les frais de pré-exploitation sont estimés à 8% du coût de construction.
- Les aléas de planning sont estimés, pour le palier N4, à 9% de la somme des frais de maîtrise d'œuvre, des intérêts intercalaires et des frais de pré-exploitation. Ils seront réduits (sans précision) pour l'EPR.
- Le coût du démantèlement proposé par la DIGEC est de 15% du coût complet d'investissement. Cette dépense, supposée concentrée 10 ans après l'arrêt définitif, est actualisée à la mise en service initiale avec le même taux d'actualisation de 8%.

Globalement la DIGEC espère pour l'EPR un surcoût d'investissement global de 3% par rapport au palier N4 (type Civaux).

1.4.1.2 Un coût d'exploitation

Le projet EPR prévoit une amélioration des performances par rapport au palier N4 grâce à une disponibilité qui pourrait atteindre 90% (au lieu de 84% théoriques) pour le palier N4. Les charges fixes de fonctionnement par kWh produit seraient ainsi diminuées (gain annoncé de 0.5 cF/kWh¹). De plus l'EPR fonctionnerait en base uniquement, sans suivi de charge⁹, ce qui simplifierait son pilotage et réduirait les frais d'exploitation. La puissance thermique serait la même mais avec un nombre d'assemblages plus grand dans le cœur (241 au lieu de 205) et un taux de combustion moyen poussé à 60 000MWj/t qui permettraient une durée plus longue de fonctionnement (24 mois) entre deux rechargements et donc une amélioration de la disponibilité.

Dans l'hypothèse d'une durée de fonctionnement qui pourrait atteindre 40 ans, les frais de maintenance qui augmentent très rapidement avec l'âge pourraient affecter lourdement la compétitivité du kWh nucléaire. Mais nous manquons d'expérience sur ce point, aucune centrale française n'ayant aujourd'hui atteint cet âge.

1.4.1.3 Le cycle du combustible

Le cœur du réacteur EPR pourrait être prévu pour une utilisation pouvant aller jusqu'à 50 % et même 100% de MOX ce qui, d'après certains économistes¹⁰ devrait entraîner un surcoût de 5 cF/kWh. La DIGEC prévoit néanmoins qu'avec l'augmentation du taux

⁸ Pour les précisions sur le projet EPR voir le §2.

⁹ Le suivi de charge consiste à adapter la puissance de sortie du réacteur à la demande d'électricité. Sans suivi de charge, le réacteur fonctionne en permanence à pleine puissance, son pilotage en est alors simplifié mais ce type de réacteur ne peut assurer que la partie permanente de la demande (fonctionnement en base).

¹⁰ E. Launet dans Libération du 14 octobre 1997.

d'irradiation et l'amélioration du rendement du turboalternateur, le coût du cycle du combustible pourrait être réduit de 10% soit un gain de 0.5 cF/kWh par rapport au palier N4. Il est important de noter qu'un taux de combustion moyen de 60 000 MWj/t paraît difficilement compatible avec une utilisation de 50 à 100% de MOX.

Avec ces hypothèses EDF espère atteindre un coût de 18 cF/kWh qui permet d'envisager la compétitivité avec le gaz.

1.4.2. Coût de l'électricité éolienne

Il s'agit ici de préciser les hypothèses de travail retenues dans les coûts de référence 1997 de la DIGEC¹¹. La technologie éolienne évoluant très rapidement, les hypothèses considérées ici sont à manipuler avec précaution. Une évaluation actualisée des coûts est présentée dans le Chapitre 3 de ce rapport.

Deux types d'installations sont considérés : les équipements arrivés aujourd'hui à un stade de maturité industrielle (10 aérogénérateurs de 600 kW avec une hauteur au moyeu de 40 mètres et un diamètre de pales de 39 mètres) et les équipements susceptibles d'être disponibles à l'horizon 2005 (10 aérogénérateurs d'une puissance unitaire de 1500kW, de 66 mètres de diamètre et de 60 mètres de hauteur au moyeu).

Précision sur les caractéristiques des équipements considérés

	Equipements actuels 10 x 600 kW	Equipements 2005 10 x 1 500 kW
Hauteur du moyeu	40 m	60 m
Diamètres des pales	39 m	66 m
Vitesse moyenne du vent au moyeu	7.5 m/s	7.5 m/s
Productible annuel net	1 333 kWh/an/m ²	1 341 kWh/an/m ²
Facteur de charge net	30.3 %	34.9 %
Durée de vie	15 ans	15 ans
Coût d'investissement	7 000 F/Kw	5 500 F/Kw
Charges annuelles d'exploitation	3 % d'investissement	3 % d'investissement

Source : Coût de référence DIGEC 1997

Le coût de production du kWh éolien est estimé dans les deux cas en prenant en considération les coûts d'investissements, les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que le facteur de charge net.

Les coûts d'investissements sont répartis entre la turbine et les autres postes : études, génie civil, accès, connexion réseau, etc. La turbine est supposée représenter 70 à 75 % de l'investissement total ce qui correspond plus particulièrement à des installations terrestres. Il semble que les réalisations off-shore, pour lesquelles cette part représente moins de 50%, ne soient pas prises en compte. La British Wind Energy Association (BWEA)¹² met par exemple en avant un chiffre moyen de 64 %.

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont estimés à 3 % de l'investissement.

Le facteur de charge net correspond à la quantité moyenne (en %) de puissance développée par la machine considérée avec une répartition « standard » de la vitesse du vent autour des

¹¹ "Les coûts de référence de la production d'électricité", version mise à jour le 16 avril 1997, Ministère de l'Industrie, de la Poste et des Télécommunications, Direction Générale de l'énergie et des matières premières, Direction du gaz, de l'électricité et du charbon.

¹² From "Dissecting Wind Farms Costs", by David Milborrow, WIND STATS NEWSLETTER, summer 1998.

7,5 m/s, à laquelle on affecte un coefficient de perte¹³ (indisponibilité, pertes de transformation, autoconsommation de la machine) et un coefficient de pertes par effets de sillage dans le cas de fermes éoliennes¹⁴. Ce facteur de charge net peut servir à définir la puissance garantie de l'installation.

La durée de vie économique est supposée de 15 ans alors qu'il est généralement admis par les professionnels et experts du domaine qu'une durée de vie de 20 ans est acceptable.

Les résultats obtenus sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Coût actualisé de production (c/kWh)

	Equipement actuel 10 x 600kW	Equipement 2005 10 x 1 500 kW
Actualisation à 8 %	39.6	27.0
Actualisation à 5 %	34.5	23.5

Source : Coût de référence DIGEC 1997

Il apparaît que des variations de la durée de vie ou de la vitesse moyenne du vent font varier sensiblement le coût de production :

Analyse de sensibilité (actualisation 8%)

	Equipement actuel 10 x 600kW	Equipement 2005 10 x 1 500 kW
Durée de vie 20 ans	35.6	24.3
Vitesse moyenne du vent de 8 m/s	35.5	24.4

Source : extrait du tableau d'analyse de sensibilité des coût de référence DIGEC 1997

¹³ Fixé à 10% pour le 600 kW et 8 % pour le 1500 kW.

¹⁴ fixé à 5%.

2. Le projet EPR (European Pressurised Reactor)

2.1. Historique

- Pour remplacer les centrales de première génération, harmoniser et standardiser leur production, Framatome et Siemens créent en 1989 une filiale NPI (Nuclear Power International). NPI, EDF et les producteurs allemands projettent de construire des réacteurs à eau pressurisée de 1450 MW avec une sécurité renforcée, une meilleure compétitivité et la possibilité d'être facilement exportables.
- NPI prend en charge le projet EPR en 1992.
- En février 1995, EDF et 9 producteurs allemands approuvent le lancement de l'avant projet détaillé « basic design ».
- Le dossier préliminaire d'analyse de sûreté est soumis aux autorités françaises et allemandes en 1998.
- Les milieux de l'industrie nucléaire espéraient une décision¹⁵ pour la construction du prototype (REP 2000) en 2000, le début des travaux dès 2002 et une mise en service vers 2008.
- Dans un rapport de janvier 1999¹⁶ EDF imagine, en 2050, que le remplacement des réacteurs actuels serait assuré par 35 réacteurs de type EPR de 1750 MW.
- Sous l'effet conjugué de difficultés politiques, économiques (pas de besoin d'une production supplémentaire d'ici 2010 au moins) et financières, la décision de lancement d'une tête de série prévue en 2000 est considérée par EDF et Framatome comme non nécessaire avant 2002¹⁷.
- Fin 1999 on observe les grandes manœuvres pour la mise en place d'un pôle mondial dans le nucléaire :
 - Le 9 juillet 1999 signature d'un accord entre EDF, Framatome et Siemens pour renforcer leur coopération dans le projet EPR (accord subordonné à une restructuration du capital de Framatome).
 - 29 juillet 1999. Le gouvernement annonce que le contrôle de l'Etat dans le capital de Framatome passe de 51% à 80% avec 20% de participation directe. La COGEMA (combustible) prenant une participation de 34% en rachetant des parts d'Alcatel. Cet accord est censé permettre à Framatome d'envisager la possibilité financière d'une « traversée du désert » de 15 ans sans construction nouvelle.
 - Le 6 décembre 1999, signature d'un accord de principe¹⁸ (réalisable fin 2000) entre Framatome et Siemens (KWU) pour fusionner leurs activités dans le domaine nucléaire, 66% du capital pour Framatome et une minorité (34%) de blocage pour Siemens. Ce groupe avec 13.100 salariés et 93 des 442 réacteurs construits dans le monde sera alors (si l'accord se réalise) au premier rang devant le britannique BNFL-Westinghouse et l'américain General Electric. Il sera le groupe industriel leader pour : le parc installé de réacteurs (20%), le marché des services, la fourniture de combustible (35%). Il sera de plus capable d'intervenir sur les deux principales filières (eau pressurisée pour Framatome et eau bouillante pour Siemens).

¹⁵ Rapport sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires. N° 971, tome 1, page 101.

¹⁶ Rapport du CNE, N° 5 de juin 1999, qui cite l'intervention de M. Estève de janvier 1999.

¹⁷ Colloque des « Echos » du 13 octobre 1999

¹⁸ Article du « Monde » du 7 décembre 1999

2.2. Caractéristiques du réacteur EPR

Caractéristiques techniques

Il s'agit d'une forme évoluée des réacteurs à eau pressurisée (type N4 pour Framatome) mis en service à Chooz et Civaux, avec quelques innovations.

Le projet recherche une version standardisée susceptible d'être facilement exportée et plus rapidement construite grâce à des éléments qui pourraient être préfabriqués. C'est un des éléments destiné à améliorer la compétitivité de cette filière.

La cuve aurait une durée de vie de 60 ans (40 ans sans dépenses de jouvence, 60 ans avec). La prolongation de la durée de vie à 60 ans nécessite des dépenses importantes dans l'avenir, difficiles à apprécier aujourd'hui, et qui ne seront pas prises en compte dans les investissements envisagés.

Le cœur du réacteur serait plus grand avec 241 assemblages 17x17 (205 pour le N4), des rechargements espacés de 18 à 24 mois, des arrêts annuels pour inspection, maintenance et recharge de 25 jours par an au plus.

La sûreté est le poste sur lequel sont attendues les innovations les plus notables par rapport aux réacteurs N4.

L'objectif est double : d'une part réduire la probabilité d'occurrence d'accidents graves et d'autre part s'assurer que même un accident très improbable ne nécessiterait pas de mesures de déplacement de population sauf au voisinage immédiat du site.

En cas de fusion du cœur du réacteur, un dispositif de récupération du corium (cœur fondu) est prévu.

Les enceintes externes doivent pouvoir résister à la chute d'un avion militaire et l'enceinte interne doit pouvoir résister à une éventuelle explosion d'hydrogène.

Un socle unique pour l'îlot nucléaire doit lui permettre de résister aux tremblements de terre.

Place dans le cycle du combustible

Le cœur serait conçu pour une utilisation pouvant recevoir 100% de combustible MOX avec un taux d'irradiation élevé pour augmenter la disponibilité du réacteur et réduire les coûts de fonctionnement.

Quoiqu'il en soit, dans le rapport n°5 de la CNE précédemment cité, le compte rendu de l'audition de Mr Estève, directeur EDF, en charge du cycle du combustible est très clair sur l'utilisation du MOX : EDF envisage au maximum de poursuivre avec les EPR le programme MOX assuré aujourd'hui par les REP 900, c'est à dire qu'à terme le parc d'EPR serait moxé à seulement 15%.

D'autre part, la production de MOX est nettement plus coûteuse que celle du combustible standard et rend le fonctionnement des réacteurs plus compliqué. Le surcoût associé serait compensé par un taux d'irradiation plus important et une augmentation significative de la quantité de plutonium consommée. Néanmoins le rapport Curien constate **« que l'utilisation du combustible MOX dans les REP ne peut que ralentir de 30 à 40% la croissance actuelle du stock de plutonium, sans parvenir à le stabiliser et encore moins à le faire décroître »**. De plus le retraitement du MOX irradié pose de nombreux problèmes auxquels la Commission Nationale d'Evaluation n'a pas reçu de réponse satisfaisante¹⁹.

¹⁹ « contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires » compte rendu de l'audition du 4 mars 1998 par l'OPECST (Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques).

Force est de constater que l'EPR ne permet pas de progresser sur le plan de l'aval du cycle. Même s'il vise une amélioration sensible sur le plan de la sûreté, il ne propose aucune amélioration sur le plan des déchets. L'EPR ne remplit donc pas les conditions de son acceptabilité, même sur le papier.

2.3 Les contraintes au développement

Le lancement par la France d'un programme EPR nécessiterait un investissement de plusieurs dizaines de milliards de Francs. Investissement énorme qu'il faudrait faire en partie entre 2000 et 2010 ne serait-ce que pour entretenir le savoir faire d'un outil industriel dans une période où nous n'aurons pas besoin de l'électricité produite à cause de la surcapacité importante du parc nucléaire actuel et alors que le contexte d'ouverture à la concurrence oblige EDF à renforcer sa compétitivité sans que l'Etat puisse, théoriquement, subventionner un programme d'équipement (sous peine de condamnation pour entrave à la concurrence au niveau européen).

Cette compétitivité impose à la fois que le projet EPR bénéficie de l'effet de série (programme de référence de 10 tranches) sans entraîner une surcapacité de production qui imposerait un fonctionnement en semi-base.

La DIGEC annonce que pour un programme de 10 tranches avec un facteur de charge de 85%, le coût du kWh est compris entre 16.7 et 21.2 cF. Pour un programme de 4 tranches avec un facteur de charge de 70% le prix du kWh est compris entre 20.8 et 26.8 cF. Or le programme EPR n'est considéré comme compétitif que pour un coût du kWh inférieur à 18 cF. D'autre part, la perte de confiance de la population française en la technologie nucléaire semble condamner tout lancement d'un nouveau programme. Cette perte de confiance tient beaucoup au fait que le lobby n'a pas été capable de trouver une solution pour la gestion des déchets nucléaires. L'acceptabilité du nucléaire dépend désormais de sa capacité à proposer une solution de gestion de l'aval du cycle du combustible. L'EPR n'amène rien de tel.

La capacité d'exporter cette technologie est donc un élément essentiel pour résoudre ce problème. Or le marché de la construction nucléaire est actuellement inexistant dans les pays industrialisés et très réduit dans les pays émergents dont la plupart ne peuvent envisager de tels investissements et n'ont pas les réseaux de distribution capables de recevoir des puissances aussi élevées.

La réalisation d'une tête de série devrait de toute façon être locale pour servir de vitrine commerciale à l'exportation. Or elle est politiquement non envisageable en Allemagne et devrait donc être réalisée sur un site français. Il existe çà et là en France quelques sites où il reste de la place (Penly par exemple où deux tranches seulement sont réalisées aujourd'hui, Creys-Malville pour remplacer Superphénix, Flamanville, le Carnet, Bugey...). Là encore, l'implantation d'un nouveau réacteur rencontrera certainement une forte opposition de la population française.

2.4. Incidences économiques

2-4-1 Les hypothèses DIGEC.

Les Hypothèses DIGEC²⁰ pour l'EPR sont les suivantes :

Durée de vie : 40 ans
Puissance : 1450 MWe
Taux d'actualisation : 8%
Durée de construction : 66 mois
Coût de construction + 10% par rapport au palier N4
Démantèlement prévu 50 ans après la MSI (15% du coût de construction)

Le surcoût de construction de l'EPR par rapport au palier N4 est estimé à 10% par la DIGEC. Or les modifications apportées à l'îlot nucléaire proprement dit sont importantes puisque la durée de vie des éléments ne pouvant être remplacés (la cuve du réacteur par exemple) doit être portée à 60 ans et que le reste doit avoir une durée de vie de 40 ans sans dépenses de jouvence. De plus si on considère les contraintes de sûreté connues à ce jour²¹:

-Les systèmes affectés aux fonctions de sûreté sont divisés en quatre exemplaires alimentés séparément.

-L'ensemble des bâtiments est supporté par un même radier pour résister aux éventuels tremblements de terre.

-Les bâtiments sont bunkérisés et certains renforcés pour résister à la chute d'un avion militaire lourd.

-Le puit de cuve est aménagé pour recevoir le cœur fondu (corium) en cas d'accident.

-Le contrôle commande est prévu pour minimiser les erreurs humaines .

La durée de construction des quatre réacteurs du palier N4 était prévue de 69 mois. En réalité elle a été de 8 ans pour deux d'entre eux et de 10 et 12 ans pour les deux autres. L'hypothèse d'une durée de construction de 66 mois pour l'EPR paraît donc difficilement atteignable sur les premières tranches et une durée de 8 ans semble plus réaliste.

Avec ces contraintes supplémentaires de sûreté et l'allongement de la durée de construction, l'hypothèse DIGEC de 10% d'augmentation paraît bien optimiste et l'hypothèse d'un surcoût de 20% ne semble pas excessive.

2-4-2 Les hypothèses DETENTE

En nous appuyant sur les analyses du rapport de l'IPSEP²² et sur les constatations faites sur les centrales existantes (en particulier celles du palier N4) **nous examinerons deux ensembles d'hypothèses :**

1-Un programme de référence de 10 tranches effectivement réalisées (puissance unitaire 1450 MW) à raison d'une tranche tous les deux ans, une durée de construction de 8 ans conforme aux observations faites sur le palier N4, un taux d'actualisation de 8% et un coût de

²⁰ "Les coûts de référence de la production d'électricité" Ministère de l'industrie de la poste et des télécommunications mise à jour d'Avril 1997.

²¹ "contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires" rapport de l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques (OPECST) juin 1998

²² IPSEP "le coût de l'énergie nucléaire en Europe occidentale" dans "Les politiques énergétiques et l'effet de serre", tome 2, partie 3^E, 1994.

démantèlement égal à 25% du coût de construction (hypothèse basse de l'IPSEP). Nous retenons, par rapport au palier N4, un surcoût de construction de 20% .

2- Un programme limité à 4 tranches à raison d'une tranche tous les trois ans. Les autres hypothèses restent les mêmes.

Dans un premier temps nous étudions l'hypothèse 1 d'un programme de référence de 10 tranches effectivement réalisées pour voir ensuite comment évolue le coût d'investissement si on limite ce programme à la construction de 4 tranches (hypothèse 2).

Dans le tableau récapitulatif (en fin d'étude) nous avons porté dans la première colonne les chiffres DIGEC pour le palier N4, dans la deuxième les prévisions DIGEC pour l'EPR et dans les colonnes suivantes les coûts avec les hypothèses DETENTE et quelques variantes de sensibilité sur le taux d'actualisation et le coût de démantèlement.

Hypothèses DETENTE pour l'EPR :

Durée de vie 40 ans
Puissance 1450 MW
Taux d'actualisation 8%
Durée de construction 8 ans (96 mois)
Coût de construction +20% par rapport au palier N4
Démantèlement prévu 50 ans après la MSI, (25% du coût de construction)

Coût de construction

Avec la valeur de 7040FF/kW comme coût de construction pour le palier N4 cela donne pour l'EPR, avec le surcoût de 10% prévu par la DIGEC, 7744FF/kW et 8448 FF/kW pour DETENTE (surcoût de 20%).

Les frais de maîtrise d'œuvre

Estimés par la DIGEC à 11% du coût de construction dans l'hypothèse de la réalisation de 10 tranches. Mais ces frais sont peu dépendants du nombre de tranches réalisées.

Dans le cas de la réalisation de 10 tranches cela correspond (hypothèse DIGEC) à 852FF/kW et (hypothèse DETENTE) à 929 FF/kW.

Dans le cas de la réalisation de n tranches, on aurait alors (Hypothèse DIGEC) 852 x n/10 FF/kW et, hypothèse DETENTE, 929 x n/10 FF/kW.

Les intérêts intercalaires²³

Avec un taux d'actualisation r, un coût de construction C et des emprunts réalisés régulièrement pendant la durée T des travaux, les intérêts intercalaires sont donnés par la formule :

$$C\left(\frac{1}{T} \sum_{n=1}^T (1+r)^n - 1\right)$$

Avec l'hypothèse DIGEC et une durée de construction arrondie à 6 ans, ces intérêts se montent à 2482 FF/kW.

Avec l'hypothèse DETENTE et une durée de construction de 8 ans, les intérêts intercalaires se montent à 3683 FF/kW.

²³ Les formules utilisées dans ces § permettent par ailleurs de retrouver les valeurs données par la DIGEC pour le palier N4 2ème train et N4 amélioré. Voir pour cela « les coûts de référence » déjà cité.

Frais de pré-exploitation

Estimés par la DIGEC à 8% du coût de construction. Cela donne comme frais de pré-exploitation 620 FF/kW dans l'hypothèse DIGEC et 676 FF/kW dans l'hypothèse DETENTE

Aléas sur le planning

La DIGEC les estime à 9% de l'ensemble des frais de maîtrise d'oeuvre + intérêts intercalaires+ frais de pré exploitation.

Cela donne, 356 FF/kW dans hypothèse DIGEC et 476 FF/kW dans l'hypothèse DETENTE

Démantèlement

Il est estimé à 15% du coût complet de construction ce qui, au regard de l'expérience américaine paraît largement sous estimé. Le démantèlement sera plus vraisemblablement compris entre 25% et 50% de ce coût (hypothèses basse et haute de l'IPSEP).

L'hypothèse de la DIGEC est celui d'un versement effectué lors la MSI et rapportant 8% l'an jusqu'à son utilisation considérée 10 ans après l'arrêt définitif soit 50 ans après la MSI.

L' Investissement D à effectuer pour le démantèlement est alors donné par la formule :

$$D \times (1 + r)^{50} = 15\% \times C$$

Dans l'hypothèse DIGEC, le coût complet C_t de construction (somme du coût de construction, des frais de maîtrise d'oeuvre, des intérêts intercalaires, des frais de pré-exploitation et des aléas sur le planning) est égal à 12053 FF/kW ce qui donne pour le démantèlement une somme totale de 1808 FF/kW et une somme $D = 39$ FF/ kW à inscrire en investissement.

Dans l'hypothèse DETENTE :

$$D \times (1 + r)^{50} = 25\% \times C$$

$C_t = 14212$ F, soit $D = 76$ FF/kW pour un coût de démantèlement de $25\% \times C_t$ et $D = 152$ FF/kW si ce coût est $50\% \times C_t$.

Cas de la réalisation de n tranches

Dans l'analyse des coûts de référence DIGEC il est prévu un surcoût d'investissement de 15% dans le cas de la réalisation de 4 tranches seulement au lieu de 10. C'est une façon d'intégrer dans la prévision des coûts une fonction d'apprentissage²⁴ du type :

$$C_N = C_0 A^{\text{Log}_2(N)}$$

Où N est la fraction réalisée du programme de référence (ici 10 tranches) $N = 0,4$ pour 4 réacteurs réalisés seulement, A est un coefficient d'apprentissage (aussi appelé facteur de progrès), C_N est le coût d'investissement /kW dans le cas de la réalisation de N tranches et C_0 ce même coût dans le cas de la réalisation du programme de référence. $\text{Log}_2(N) = \log(N)/\log 2$.

Cette loi exprime le fait que le coût d'investissement/kW est multiplié par A pour $N = 2$ (un doublement de la puissance installée et donc du nombre de tranches).

²⁴ "Evolution des coûts des technologies" A. Bonduelle. INESTENE octobre 1999

Le surcoût de 15% prévu par la DIGEC dans l'hypothèse de la réalisation de 4 tranches correspond implicitement avec cette formule à un coefficient d'apprentissage (ou facteur de progrès) $A = 0,9$ bien optimiste et qui ne correspond pas à une expérience réelle.

Les tableaux suivants donnent l'évolution du coût d'investissement/kW pour deux valeurs du facteur de progrès A (0.9 et 0.85). C'est la valeur de 0,85, plus réaliste, que nous retiendrons dans les hypothèses DETENTE.

Calcul implicite du coût d'investissement pour l'EPR pour $A = 0,9$								
$A = 0,9$								
nombre de réacteurs	20	10	8	6	4	3	2	1
production relative cumulée (N)	2	1	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1
Log(N) en base 2	1,000	0,000	-0,322	-0,737	-1,322	-1,737	-2,322	-3,322
C(N)/C(0)	0,900	1,000	1,035	1,081	1,149	1,201	1,277	1,419
Investissement (en FF/kW)	12938	14375	14871	15536	16523	17262	18359	20399
Investissement total en Milliards de FF	375	208	173	135	96	75	53	30
Calcul implicite du coût d'investissement pour l'EPR avec $A = 0,85$								
$A = 0,85$								
nombre de réacteurs	20	10	8	6	4	3	2	1
production relative cumulée (N)	2	1	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1
Log(N) en base 2	1,000	0,000	-0,322	-0,737	-1,322	-1,737	-2,322	-3,322
C(N)/C(0)	0,850	1,000	1,054	1,127	1,240	1,326	1,458	1,716
Investissement (en FF/kW)	12219	14375	15147	16204	17820	19064	20965	24665
Investissement total (milliards de FF)	354	208	176	141	103	83	61	36

2-4-4 Coûts annexes

On pourra rappeler que les coûts de référence présentés dans l'exercice 1997 ne prennent pas en compte l'ensemble des afférents.

Selon Florentin Krause²⁵, les hypothèses retenues pour l'estimation des coûts de l'électricité nucléaire ont tendance à 'favoriser' cette filière. En effet, de nombreux biais ont pu être mis en évidence concernant notamment la sous estimation des frais de fonctionnement :

- Le coût de retraitement, conditionnement et stockage des déchets issus de la production électronucléaire mais aussi les coûts relatifs au traitement des déchets du démantèlement des installations nucléaires.
- Le coût du cycle du combustible.
- Les frais d'entretien et de combustible

Concernant l'investissement, on remarque que :

- Les coûts de construction et de démantèlement sont souvent sous-estimés.
- La durée de vie des réacteurs, leur disponibilité et les facteurs de charge sont quant à eux surestimés.

La comparaison des hypothèses retenues dans le calcul des coûts et des données pratiques et empiriques sur les réacteurs existants met en avant le fait que les estimations officielles minimisent systématiquement les coûts et optimisent les performances techniques. Dans les cas où les estimations utilisent des données empiriques, seuls les réacteurs les plus performants sont retenus, ce qui n'est pas statistiquement significatif.

²⁵ Florentin Krause, Directeur de recherche "Le coût de l'Energie Nucléaire en Europe Occidentale", IPSEP, 1994.

De même, F. Krause souligne que certains paramètres comme la durée de vie des réacteurs, les coûts d'amélioration de sûreté, les coûts de démantèlement sont choisis de façon optimiste sans faire preuve de prudence.

2-4-5 Emplois de la filière nucléaire

Là aussi il est difficile de comparer selon que l'on considère les emplois directs (employés pour le fonctionnement des centrales), les emplois indirects (chez les sous traitants) et les emplois induits par les taxes professionnelles versées aux communes par exemple.

Selon les sources EDF, l'exploitation des 58 réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement s'appuie sur 20 000 agents d'EDF et sur 20 000 intervenants d'entreprises extérieures. En moyenne, EDF annonce 600 emplois pour le fonctionnement d'un réacteur. Selon les mêmes sources, le chantier de construction d'une centrale mobilise 4000 employés pendant sa durée.

Il faudrait également tenir compte du fait que simultanément à la construction des centrales de deuxième génération, il faut envisager la fermeture et le démantèlement de celles qui sont arrivées en fin de vie. Les données sur l'emploi correspondant manquent. Les chiffres indiqués dans le tableau comparatif représentent uniquement les emplois créés pour la construction et le fonctionnement des nouvelles centrales. Ils ne tiennent pas compte des emplois perdus lors des fermetures et de ceux créés par le démantèlement. Cela se traduit par une chute des emplois vers 2020 qu'il faut comprendre à la lumière de ces inconnues.

La centralisation de la production d'électricité nucléaire a également comme caractéristique une grande centralisation des emplois créés.

3-Eolien

La filière éolienne connaît depuis une dizaine d'années une forte progression au niveau mondial, .

La capacité de production électrique par la filière éolienne a été estimée à 13356 MW à la fin de l'année 1999²⁶. La croissance a atteint 38,2 % en 1999.

	Puissance fin 1998 MW	Puissance fin 1999 MW	Croissance 98/99 %
France	19	24	26,0
Europe	6461	9182	42,8
Monde	9661	13356	38,2

Le développement de l'éolien en France est soumis à l'heure actuelle à un plan national basé sur l'appel à proposition : *Eole 2005*. Ce plan prévoit l'installation de 250 à 500 MW d'ici 2005. Il est coordonné par EDF. L'ADEME, le Ministère de l'Environnement et celui de l'Industrie en assurent le suivi et participent à la sélection des candidats.

Ce plan Eole 2005 apparaît bien modeste en comparaison des réalisations observées en 1999 en Allemagne (1565 MW installés) ou en Espagne (644 MW installés). Le tableau ci-dessous montre clairement la faiblesse de nos investissements dans cette filière.

En effet, la France et l'Angleterre ont opté pour un système d'appel d'offre avec un faible prix de rachat du kWh (entre 30 et 40 centimes) qui ne favorise pas l'offre et entraîne un nombre de kW installé très faible. Cette offre peu soutenue ne permet pas l'émergence d'une filière nationale économiquement viable ; seules quelques initiatives régionales se sont avérées concluantes.

Par comparaison, l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne ont opté pour des prix de rachat bonifiés fixés par le gouvernement. La filière nationale a pu alors se constituer dans de bonnes conditions, dans les 10 plus importants constructeurs mondiaux on trouve 4 constructeurs danois, 1 allemand, 1 danois/allemand, 3 espagnols et un américain (USA).

On comprend donc l'influence des politiques nationales sur le développement de la filière. Les différentes politiques européennes sont exposées dans l'encadré : *Des exemples de politiques européennes volontaristes*.

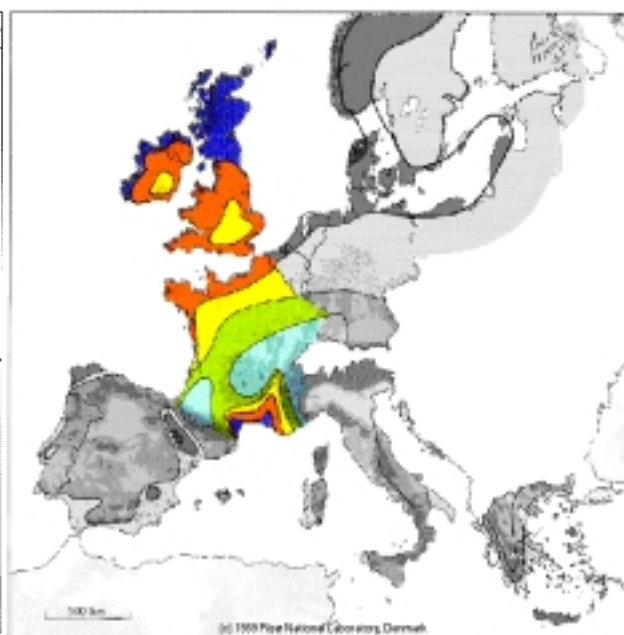
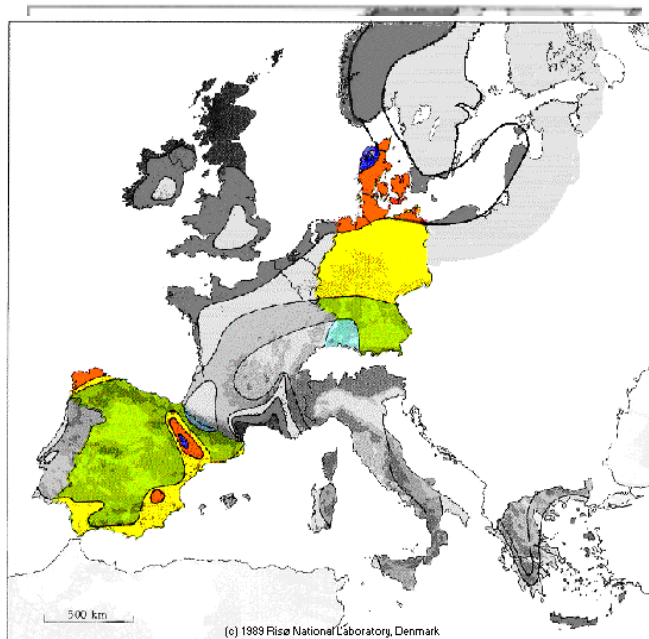
²⁶ "Systèmes solaires" janvier-février 2000.

Puissance éolienne installée dans l'Union Européenne fin 1999 (en MW)

Pays	1998	1999	Croissance en 99	Croissance 98/ 99 en %
Allemagne	2875	4440	1565	54
Danemark	1450	1761	311	21
Espagne	834	1478	644	77
Pays-Bas	363	406	43	12
Royaume-Uni	334	351	17	5
Italie	180	227	47	26
Suède	150	197	47	31
Irlande	63	73	10	16
Portugal	60	60	0	0
Grèce	39	79	40	103
Autriche	30	33	3	10
France	19	24	5	26
Finlande	17	38	21	123
Belgique	8	6	-2	-25
Luxembourg	5	9	4	80
Total UE	6427	9182	2755	42,8

Source BTM Consult

t



Espagne, Danemark & Allemagne

Capacité totale fin 1999 : **7679 MW**
Installation 1999: **2520 MW**

France & Angleterre

Capacité totale fin 1999 : **375 MW**
Installation 1999 **22 MW**

Des exemples de politiques européennes volontaristes

La Commission Européenne a arrêté des objectifs ambitieux pour favoriser le décollage des énergies renouvelables. Dans un contexte de libéralisation du marché de l'électricité, certains des pays membres ont mis en place un programme de développement. Ces différents programmes ont permis d'identifier des modèles de référence (Selon une étude préparée par Sud Consulting):²⁷ :

1. Modèle de prix fixe : système allemand « Fixed feed-in tariffs ».

Les facteurs de développement de la filière éolienne s'appuient sur la loi cadre de 1991 « Electricity Feed in Law ». En février 2000, une nouvelle loi est venue confirmer l'engagement allemand. Les différents facteurs de développement sont les suivants :

* *une volonté politique partagée* : on assiste à un véritable engagement de l'Etat Fédéral pour encourager les énergies renouvelables qui s'associe à un engagement des länder, le montant des subventions d'investissements varie de 14% à 50 % des coûts selon le Land.

* *un équilibre économique favorable aux opérateurs privés* : un prix d'achat élevé imposé aux utilisateurs, environ 0,166 DM par kWh.

* *des mesures d'accompagnement* : un programme d'aide à la Recherche et Développement du Ministère Fédéral de la Recherche et de la Technologie qui propose une prime à la productivité de 0,08 DM/kWh pour la première tranche de 100 MW, et 0,06 DM/kWh pour la seconde tranche de 250 MW pour des périodes de 10 ans.

2. Allocation de primes par type de technologies ENR s'ajoutant à des prix fixés par le marché : programme Espagnol « Fixed Premium Scheme »

3. Appels d'offre compétitifs ouverts : système Anglais avec la procédure Non Fossil Fuel Obligation (NFFO) de 1989.

Hormis une ressource exceptionnelle (premier gisement éolien d'Europe) et un début de programme volontariste (prix d'achat parmi les plus élevés en Europe soit £ 0.11/kWh pour NFFO2), le programme anglais comporte quelques dysfonctionnements qui freinent le développement de la filière :

* *une volonté politique ambiguë* : NFFO étant initialement orientée sur le développement nucléaire, les deux premières tranches ont été timides (40 et 70 MW).

* *la procédure d'appel d'offre au « moins disant »* entraîne une compétition trop forte (67 projets pour 497 MW sur NFFO3 et un prix de rachat de 0.043£/kWh).

Programme Eole 2005 : système français développé dans cette étude.

4. Marchés régis par des quotas obligatoires et l'émission de certificats verts, négociables sur le marché : système retenu au Danemark et aux Pays Bas.

Les facteurs de développement au Danemark s'intègrent dans la Loi cadre : Energy 2000. Le système danois a été favorisé par une politique d'incitation adaptée et évolutive appuyée sur :

* *un contexte culturel favorable* : 77% des Danois sont prêts à payer l'électricité 10 % de plus si elle est produite par des aérogénérateurs.

* *une intimité entre constructeurs, utilisateurs et « opérateurs »* : leur proximité géographique permet aux constructeurs d'assurer la maintenance et d'améliorer constamment leurs machines ; un danois sur 20 a des parts dans les coopératives éoliennes regroupées dans l'association Danske Vindkraftvaerker qui conduit régulièrement des enquêtes de satisfaction des utilisateurs.

* *une politique inscrite dans la durée* : la constance est préférée à la précipitation : dans les années 80, le Danemark a installé de 30 à 50 MW par an.

²⁷ Propos de Gil AYACHE "Les facteurs du développement de l'éolien" Sophia Antipolis 24 juin 1999

3.1. Les potentiels

Un potentiel est une évaluation de la puissance qui peut être installée sur un site ou un territoire.

Le potentiel **théorique** mondial de l'éolien est estimé supérieur à la consommation mondiale d'électricité. Cependant, la nécessité de prendre en compte les contraintes terrestres, économiques et techniques ramènent ces données à des échelles plus modestes ; on parle alors de potentiel **équipable**.

3.1.1. Le potentiel terrestre

L'estimation d'un potentiel est basée à la fois sur la capacité des éoliennes et sur les caractéristiques du site exploité (vent, topographie, etc.). Les capacités des machines et leur productivité évoluant très rapidement, les valeurs des potentiels doivent être considérées avec précaution.

Dans le rapport Wind Force 10 cité plus haut, le potentiel terrestre français est évalué à 42,5 GW, soit un gisement de 85 TWh/an²⁸. Cette valeur est amenée à évoluer rapidement avec la productivité croissante des machines.

3.1.1.1 Le Vent

L'estimation d'un potentiel est, dans un premier temps, basée sur la connaissance des régimes de vent sur le territoire considéré. Cette phase est déterminante car la puissance fournie est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Un certain nombre d'outils performants de pré-analyse, comme les atlas éoliens régionaux (Atlas Géowind), permettent d'évaluer en tout point la ressource en vent disponible.

Pour une évaluation complète de la ressource éolienne d'une région, les campagnes de mesures sur sites s'avèrent indispensables en complément des outils de pré-analyse. Un mât de mesure est implanté sur le site, les anémomètres et girouettes fournissent les données de direction et d'intensité de façon permanente pendant un an environ. Cette phase de terrain est nécessaire car le vent dépend également de la distance du moyeu de l'hélice au sol, de la rugosité du paysage, c'est à dire de paramètres locaux spécifiques à chaque installation. L'évaluation du régime des vents au cours de l'année²⁹ permet une bonne prévision de la fourniture d'électricité et de la disponibilité de la fourniture. On appelle facteur de capacité le rapport entre l'énergie produite annuellement et l'énergie qui serait produite annuellement pour un fonctionnement à la puissance nominale. Ce facteur de capacité, variable d'un site à l'autre en fonction du régime annuel des vents, est actuellement de 28% en moyenne en France sur les sites terrestres, les 30% devraient être atteints très rapidement. On espère atteindre plus de 35% sur les sites off-shore.

3.1.1.2. Les éoliennes

Une fois les cartes des vents précisément définies, le potentiel exploitable peut être estimé en tenant compte du type d'éoliennes (diamètre des pales, capacité nominale) et de leur espacement.

Le diamètre des pales a une influence importante puisque le multiplier par deux multiplie par quatre la surface balayée et donc la puissance. On justifie ainsi les programmes de recherche et développement dans la résistance des matériaux, les matériaux composites, etc.... qui

²⁸ Bases d'évaluation : 71 000 km² avec une vitesse de vent supérieure à 6 m/s, 100 m² de surface balayée par hectare et utilisation de 10% du terrain disponible.

²⁹ vitesse moyenne sur 10 minutes, écart type de cette vitesse sur les 10 minutes, vitesse maximale sur les dix minutes.

permettent d'augmenter la taille des pales et donc la puissance des éoliennes tout en diminuant le nombre d'éoliennes pour une même quantité d'énergie produite.

Après son passage à travers l'éolienne, le vent a un écoulement tourbillonnaire qui perturbe le fonctionnement des éoliennes situées en aval. Il est donc nécessaire de les espacer suffisamment.

Le tableau ci-dessous³⁰ indique, selon l'arrangement des turbines, les facteurs à appliquer aux puissances pour prendre en compte ces effets de turbulence (effet de sillage).

Arrangement des turbines	Espacement des éoliennes		
	5 fois le diamètre des turbines	7 fois le diamètre des turbines	9 fois le diamètre des turbines
4 lignes de 4	0.76	0.87	0.92
10 lignes de 10	0.63	0.79	0.87

3.1.2. Potentiel off-shore

3.1.2.1. Le vent

D'après la revue WINDPOWER³¹, les possibilités offertes par les vents dans les eaux peu profondes des mers qui bordent l'Europe pourraient théoriquement couvrir et même largement dépasser la consommation électrique européenne.

La qualité du vent est supérieure en mer. Il y est d'intensité plus forte, ce qui induit des puissances plus importantes, et les turbulences dues à la rugosité faible de la surface de l'eau sont moindres, ce qui réduit les charges de fatigues sur la turbine. Ainsi, une éolienne exploitée à 1,5 MW sur terre peut l'être à 2 MW en mer sur une durée de vie plus longue.

3.1.2.2 Le Potentiel français

Le potentiel de l'éolien off shore dépend essentiellement de la profondeur à laquelle la technologie permet d'installer les éoliennes (possibilités physiques et économiques) et de la distance de la ferme à la côte (pour des raisons de raccordement au réseau).

Ainsi, dans une bande limitée à 10 Km des côtes et dont la profondeur n'excède pas 10 mètres, la Commission Européenne³² a estimé en 1994 le gisement à 97 TWh/an soit 46,14 GW³³, avec un facteur de capacité de 38% ce potentiel off-shore peut être réévalué à 150 TWh/an.

Dans une bande limitée à 30 km de la côte et à des profondeurs inférieures à 40 mètres, le potentiel atteint 477 TWh/an (440 pour l'Atlantique, 37 pour la Méditerranée) soit une puissance installée de 143.29 GW³⁴.

477 TWh c'est plus que la consommation nationale française enregistrée en 1998.

Potentiel physique terrestre et maritime

Potentiel terrestre	85 TWh
Potentiel maritime	150 TWh ³⁵ dans une bande limitée à 10 Km des côtes et dont la profondeur n'excède pas 10 mètres 477 TWh dans une bande de 30 km de la côte et à des profondeurs inférieures à 40 mètres ³⁶

³⁰ Grubb and Meyer in Johansson et al., eds. 1993, page 172.

³¹ WIND POWER automne 1997

³² "The European Renewable Study", DG XVII, Commission Européenne, 1994.

³³ En considérant un facteur de capacité de 24 %.

³⁴ Garrad Hassan et Germanischer Lloyd, Joule de 1995, (Surface utile : 37 706 km², Puissance installée : 6 MW/km² à 60 m de hauteur). avec un facteur de capacité de 38%.

³⁵ Facteur de capacité pris égal à 38%.

3.2. Les contraintes au développement

3.2.1. Identification des différentes procédures et contraintes administratives

La législation et les réglementations existantes en France ont été normalisées dans le cadre du programme EOLE 2005. L'implantation d'éoliennes sur un site nécessite la prise en compte des contraintes d'aménagement du territoire. La question des éoliennes en mer soulève alors le problème lié à l'absence d'aménagement du territoire maritime.

L'implantation d'une ferme éolienne est bien entendue soumise à une étude d'impact classique. De plus, le Ministère de l'Environnement a mis en place un diagnostic environnemental qui prend en compte les impacts sur le paysage, la faune et la flore. Cette procédure doit garantir l'acceptabilité environnementale de chaque projet.

La taxe professionnelle

L'un des avantages lié à la mise en place d'une centrale éolienne réside dans le montant de la taxe professionnelle versée à la commune. Le montant de la taxe est fonction de l'investissement initial et des divers modes de calcul locaux. Cette taxe qui peut s'avérer très importante pour la commune a fait l'objet de nombreux contentieux avec les communes voisines qui supportent l'inconvénient du projet (intrusion visuelle, voies d'accès) sans en percevoir les bénéfices. La création de communauté de communes permet de résoudre les difficultés rencontrées pour la répartition de cette taxe.

Le problème est encore plus accentué pour l'éolien off-shore. En effet, même si le problème du partage de la taxe professionnelle ne se pose pas pour les projets au delà de 1 km des côtes (on considère que la mer n'appartient plus à personne), la zone légalement affectée à telle ou telle commune en deçà du kilomètre n'est pas clairement définie et reste contestable.

3.2.2. Identification des contraintes techniques

La principale contrainte technique est liée au réseau de distribution national d'électricité pour trois raisons principales : le raccordement lui même, la nécessité de garantir une puissance minimum et la gestion locale d'un réseau basé sur des productions centralisées.

* Les conditions de raccordement au réseau électrique sont à envisager pour l'étude de faisabilité d'un projet éolien. L'éloignement du réseau existant est un facteur limitant puisque les coûts élevés du raccordement peuvent faire basculer la rentabilité économique du projet.

* La puissance garantie détermine la puissance P disponible en permanence pour N aérogénérateurs répartis sur un territoire. Un aérogénérateur isolé ne possède pas de puissance garantie puisqu'il peut être victime d'une pénurie de vent. A partir d'un certain nombre d'installations, il existe une mutualisation de ces pénuries permettant d'obtenir une puissance minimale disponible. La connaissance du régime des vents sur les sites équipés par les N aérogénérateurs pourrait permettre de déterminer cette puissance garantie. Les coûts de référence de la DIGEC ne considèrent, au niveau national, aucune puissance garantie. Cependant, celle-ci est généralement estimée à 40 % voire 50 % de la puissance installée pour une ferme éolienne.

³⁶ The European Renewable Study ", DG XVII, Commission Européenne,1994. La Commission Européenne a estimé le potentiel dans une bande limitée à 10 Km des côtes et dont la profondeur n'excède pas 10 mètres à 97 TWh/an et dans une bande de 30 km de la côte et à des profondeurs inférieures à 40 mètres, à 477 TWh/an.Le facteur de capacité retenu est 38 %.

* Les problèmes de gestion du réseau peuvent provenir :

- soit d'une saturation locale, notamment avec l'émergence de fermes off-shore de plusieurs dizaines de MW (nécessité de construction de nouvelles lignes).
- soit d'une trop faible fourniture locale : le dimensionnement des transformateurs ne permettant pas de descendre au dessous d'un seuil de puissance, il est nécessaire de gérer les montées en puissance par des créneaux : aucun courant distribué au réseau avant un seuil prédéterminé.
- soit du caractère aléatoire de l'approvisionnement éolien. C'est par exemple le cas de la Corse où 50 à 100 MW³⁷ interconnectés au réseau peuvent poser des difficultés de gestion. Aussi, une interconnexion du réseau avec la Sardaigne, dont la consommation d'énergie est 8 à 9 fois celle de la Corse, pourrait permettre la stabilité de l'approvisionnement. Cette interconnexion, plus qu'un risque de voir la Corse dépendante du réseau Sarde, pourrait être négociée comme un échange à l'intérieur d'un réseau commun. La Sardaigne peut en effet, du fait de la nature même de son système de production, assurer de manière privilégiée la fourniture en base, et la Corse la fourniture en pointe, voire la semi-base.

Afin de pallier aux éventuels problèmes liés au réseau national, il est nécessaire de définir une modélisation fine des comportements à court et moyen terme sur le réseau et d'envisager des solutions au niveau local. En conclusion on estime qu'une pénétration de 20% d'électricité d'origine éolienne est possible sur le réseau

3.2.3. Identification des contraintes d'acceptabilité

L'éolien est très souvent méconnu ce qui entraîne des phénomènes de réticence locale. Ces phénomènes n'ont bien entendu pas l'ampleur ni les mêmes motivations qu'un mouvement de refus d'implantation d'un site nucléaire, mais certains arguments reviennent si souvent que nous les traiterons ici.

Les expériences étrangères laissent penser que la majeure partie de ces difficultés sont essentiellement dues à la méconnaissance que l'on a de cette technologie et qu'elles s'atténuent naturellement avec le développement de la filière.

3.2.3.1. L'intégration dans le paysage et la Protection des milieux naturels

L'intrusion dans le paysage et l'impact visuel des éoliennes reste un sujet de fortes polémiques. A cet effet, les différents rapports de l'ADEME permettent de discerner quelques tendances sur les facteurs d'appréciation suivants :

- *la forme de l'éolienne* : les machines à trois pales donnent l'effet d'une rotation plus harmonieuse que les machines à deux pâles.
- *L'emplacement des éoliennes* : la disposition d'aérogénérateurs sur une crête est à proscrire si l'éolienne se détache sur un fond de ciel.
- *le type de paysage* : les endroits les plus ventés bénéficient souvent d'attraits esthétiques et paysagers importants. La présence humaine y est peu marquée et toute intrusion technologique risque d'être contestée.
- *des effets d'optique* certains effets stroboscopiques, de réflexion ou d'ombres portées ont été perçus comme gênants par les riverains

En matière d'impact sur le paysage, Jacques Quantin³⁸ précise que "*aucun autre impact ne suscite autant de critiques vis à vis de l'énergie éolienne*". Selon Augustin Berque³⁹, "*les valeurs attribuées au paysage témoignent de variations conjoncturelles et locales qui interdisent de le considérer comme une valeur stable de notre environnement*".

³⁷ Prévisions Eole 2005

³⁸ Association Avel Pen Ar Bed – Eoliennes en Bretagne.

³⁹ Augustin Berque, « Les raisons du paysage », éd. Hazan, 1995.

Ainsi, il semble qu'aucune étude ne pourra garantir l'adhésion de l'ensemble des groupes sociaux concernés, à moins que ces derniers soient associés dès les premières phases du projet et qu'ils s'expriment non pas individuellement mais au sein d'une collectivité.

On peut également faire remarquer qu'avec des éoliennes de 1MW et dans l'hypothèse d'un potentiel terrestre complètement équipé, cela représenterait environ 3500 éoliennes soit 8% du nombre des pylônes existants sur les lignes THT (400k V) et 1.5% des pylônes pour les lignes HT (> 63 kV).

3.2.3.2. *Le bruit :*

Lors de l'émergence de la filière éolienne, les aérogénérateurs n'ont pas été construits en fonction du critère bruit si bien que les premiers prototypes atteignaient des niveaux sonores proches des 115 dB(A) et étaient audibles jusqu'à 2 km. De nos jours, les progrès réalisés sur le profil des pales, sur les organes de transmission internes et sur les génératrices ont permis d'abaisser le niveau sonore à 50 dB(A) à 150 m.

Le niveau sonore diminue lorsque l'on s'éloigne de la source et sa perception dépend du bruit de fond. Ainsi le bruit des aérogénérateurs se remarque le plus souvent lors de vitesse de vent faibles (autour de 5m/s) car le bruit de fond est alors minimal.

Quoiqu'il en soit, la réputation d'être bruyante pèse encore sur l'acceptabilité de l'éolien.

3.2.3.3. *L'avifaune :*

Des études radar néerlandaises réalisées sur le site de Tjaereborg dans la partie ouest du Danemark, où une turbine de 2 MW et 60 m de diamètre a été installée, montrent que les oiseaux ont tendance, de jour comme de nuit, à dévier leur vol 100 à 200 m avant la turbine, pour passer ainsi en sécurité au dessus d'elle.

De plus, une étude d'implantation de ferme éolienne prend en considération les axes de migration des oiseaux, bien que les études réalisées sur le territoire du Yukon montrent que les oiseaux migrateurs ne rentrent pas en collision avec les éoliennes.

3.2.3.4. *L'éolien off shore et les associations de pêcheurs*

Les pêcheurs ne veulent pas être mis à l'écart de projets qui, selon eux, pourraient nuire à leurs activités. En particulier les projets éoliens en mer. Les éléments avancés par les associations ou comités de pêcheurs (difficultés de navigation, déplacement des poissons vers d'autres zones) ou bien se sont révélées infondées (les poissons colonisent au contraire les fondations des machines) ou bien n'ont pas été expérimentées car les aires d'implantation actuelles en eaux peu profondes ne sont pas fréquentées par les pêcheurs.⁴⁰ Leurs craintes mettent néanmoins en relief l'effort de communication à réaliser avec les acteurs directs et indirects du projet.

3.2.4. Contraintes économiques

Elles font la viabilité d'un projet et constituent la condition nécessaire à sa mise en place. Elles dépendent cependant de nombreux critères décrits tout au long de ce rapport : politiques locales, nationales et internationales de développement de la filière, degré d'avancement technologique, maturité industrielle de la filière, confiance des investisseurs, etc.

Potentiel équipable

La filière éolienne ne peut pas être développée au-delà d'une certaine limite (le potentiel équipable). Cette limite constitue tout le jeu de prédiction à plus ou moins long terme des potentiels installés et des coûts qui en résultent. L'avis des spécialistes diverge. Pour l'Allemagne par exemple le potentiel terrestre a été révisé d'un facteur 5 à la hausse.

⁴⁰ "Systèmes Solaire" janvier-février 2000

Mais ils s'accordent à dire que 10 % du potentiel physique de l'éolien peut être installé (ce pourcentage dépend du relief, de l'urbanisation et de l'acceptation des projets par la population).

Potentiel équipable terrestre et maritime en TWh

	15%	20%	25%	30%
Potentiel terrestre	12.7	17	21.2	25.5
Potentiel maritime	86.1	114.8	143.5	172.2
total	98.8	131.8	164.6	177.7

Dans l'hypothèse d'une très forte volonté politique, on estimera dans cette étude que le potentiel équipable représente 15% du potentiel physique.

3.3. Incidences économiques

3.3.1 Le coût de l'éolien

Les coûts de l'électricité fournie prennent en compte les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement. Selon M. J.Germa de la Compagnie du Vent, on peut répartir les investissements en plusieurs lots :

	Pourcentage de l'investissement total du parc éolien
Nacelles et pâles	65 %
Lot électricité (pour raccordement)	12 %
Tours (mâts et supports)	10 %
Génie Civil	8 %
Ingénierie (conception et contrôle travaux)	5 %
TOTAL	100 %

Pour l'off shore, les forts coûts de construction et de connexion au réseau terrestre sont largement compensés par des vents plus favorables (régularité, force), des coûts d'acquisition du site plus faibles et des impacts environnementaux réduits.

Pour l'off-shore, il est courant de retenir des coûts d'installation répartis en : 40% pour l'éolienne, 20 à 25 % pour les fondations et le reste pour le raccordement. Il est à noter que les travaux en mer et la location des berges sont chers. Il vaut donc mieux installer de grosses éoliennes et ne surtout pas prendre de retard dans la phase de montage (on compte généralement 1 à 1,5 jour par éolienne).

Il faut également préciser que la France possède le savoir faire dans les câbles, les fondations et l'ingénierie. Pour l'installation même, la France compte encore du retard par rapport aux Pays Bas, actuellement à la pointe de ce savoir faire.

La maintenance off-shore ne coûte pas nécessairement plus cher : des traitements anti-corrosion efficaces existent et la fatigue due à la turbulence du vent est moindre. De plus, il paraît probable que la surveillance à distance sera privilégiée. On peut doubler, tripler les capteurs, laisser une machine arrêtée si elle tombe en panne et restreindre les interventions sur site à une fois par mois.

Le coût mondial de l'électricité éolienne terrestre est estimé à 29,15 centimes⁴¹ dans le rapport « Wind Force 10 ». Certaines estimations françaises considèrent un coût de presque 38 centimes dans le cadre d'Eole 2005. Cet écart peut s'expliquer par le retard de la filière éolienne en France. Une évolution possible, fonction de l'apprentissage technologique de la filière, est à envisager en France et se met actuellement en place.

3.3.2 L'emploi dans la filière éolienne

Les retombées des projets d'investissement énergétiques en matière d'emploi sont difficiles à appréhender et les résultats souvent contestés. On estime cependant que le contenu en emploi par unité d'énergie produite est supérieur de deux à quatre fois pour les énergies renouvelables que pour les autres sources d'énergie⁴².

Ceci est dû au caractère majoritairement national des dépenses consenties, mais aussi aux branches professionnelles concernées, qui ont des concentrations en emplois différentes selon les chiffres d'affaire.

Les emplois indirects dans l'économie se situent dans les mêmes proportions mais doivent être appréciés sur une base globale de scénarios. Une telle approche a été utilisée par exemple aux Etats-Unis par le Tellus Institute pour montrer qu'une politique volontariste contre l'effet de serre produirait plus de 800000 emplois dans ce pays avant 2010⁴³.

Dans le cas de l'éolien en Europe et du nucléaire, les emplois directs peuvent être mesurés à partir des situations réelles, ce qui évite ces discussions sans fin entre les économistes.

La filière éolienne française compte entre 150 et 200 emplois à plein temps répartis entre constructeurs (Vergnet SA), industriels (Jeumont Industrie, Leroy-Sommer, Sime Industrie, Norélec, Eole Industrie, Cégelec, ATV, CMD Transmission), bureaux d'études (Compagnie du Vent, Espace Eolien Développement, Eole Technologie) et personnels de gestion et d'exploitation des fermes.

Dans le cas de l'éolien, si l'entretien et la maintenance assurent très peu d'emplois, c'est le développement industriel local (par exemple par la fabrication des composants) qui est créateur d'emploi : l'argument favorable en matière d'emploi permet de mettre en avant la volonté des régions de développer des filières locales de sous-traitants. C'est le cas de la Région Nord-Pas de Calais où 40 % des composants des éoliennes ont été fabriqués dans la région.

Le consultant éolien Philippe Bruyère⁴⁴ estime de 10 à 15 le nombre d'emplois permanents créés par MW installé par an. Ce rapport rejoint l'exemple Californien⁴⁵ où 13 000 turbines, produisant 3 TWh électrique par an, soit une puissance avoisinant les 1000 MW, génèrent 10000 emplois dans l'Etat sans parler des autres bénéfices économiques importants comme la diminution des émissions, une création d'emplois décentralisée etc....

Selon l'étude TERES (The European Renewable Energy Study) effectuée pour le compte de la DGXVII, les emplois liés à la construction et à l'installation d'un MW éolien sont compris entre 16 et 27 hommes-an auquel il faut ajouter entre 120 et 200 hommes-an par TWh produit.

Pour 790 MW installés en 1998 en Allemagne, il y a eu 13000 emplois créés (16,3 emplois/MW) .

⁴¹ 4,71 cents US\$ avec un \$ à 6.1883 FF.

⁴² Obsev'ER, Systèmes Solaires n°129, janvier-février 1999, 'On embauche aux ateliers du vent', p29.

Erreur! Source du renvoi introuvable.

⁴⁴ Espace Eolien Développement (SARL, Lille)

⁴⁵ Selon Bil Eggertson, Canadian Association for Renewable Energies.

Pour 264 MW installés au Danemark en 1998 il y a 12000 emplois créés dont 10800 pour la construction, 650 pour l'installation et la maintenance et 350 pour la R&D. Ce cas est exceptionnel et s'explique par des exportations importantes qui créent de l'emploi national sans se traduire par des MW installés localement.

Pour la France, nous avons retenu, pendant la période de structuration de la filière industrielle (jusqu'en 2005), le chiffre de 20 emplois-an par MW installé. Ensuite nous avons considéré que les gains de productivité devraient s'accompagner d'une diminution régulière des emplois créés par MW installé pour atteindre 15 emplois-an en 2015 (en s'appuyant sur l'exemple allemand). Nous avons retenu également 120 emplois par TWh produit (en restant dans l'hypothèse basse de l'étude TERES citée plus haut).

4- Bilan comparatif

Le bilan porte sur une comparaison entre le développement que pourrait atteindre l'une ou l'autre filière à investissement égal. Cet exercice qui consiste à ne faire varier que le seul paramètre de l'investissement dans un système énergétique figé par ailleurs est évidemment théorique, mais les deux hypothèses retenues et les résultats obtenus permettront d'alimenter le débat. Les répercussions de la mise en place de l'une ou de l'autre option ont pu être mises en évidence dans la présentation des deux filières mais seront rappelées ici, en tenant compte des spécificités des choix proposés.

4-1 La filière EPR

Le choix de la filière EPR demande des investissements variables selon le nombre de tranches nucléaires réalisées. Les hypothèses de calcul d'investissement sont détaillées dans le paragraphe « coût de la filière EPR ».

Le tableau ci dessous rappelle l'investissement total à réaliser selon le nombre de tranches prévues.

	Investissement unitaire(milliards FF)	Total programme (milliards FF l)
Prototype (P)	36	36
P + 3 réacteurs	25,8	103
P + 10 réacteurs	20,7	207

Investissement

Nous faisons l'hypothèse d'un programme de 4 tranches avec lancement de la première tranche en 2002. Le programme s'effectue à un rythme d'une tranche mise en chantier tous les 3 ans avec une durée de construction de 8ans pour chacune. L'investissement total est de 103 milliards. Nous avons fait le choix d'un programme de 4 EPR qui paraît le moins "irréaliste" dans le contexte actuel de surproduction, de libéralisation du marché européen et de prolongation de la durée de vie des réacteurs existants.

Production d'électricité

Le taux de disponibilité est pris égal à 80%. Hypothèse assez favorable.

Emplois

Conformément aux valeurs déterminées dans le chapitre EPR de ce rapport, le nombre d'emplois est calculé comme suit :

- 4000 emplois par tranche en construction ;
- 600 emplois par réacteur en service.

4.2 La filière éolienne

Investissement :

Nous partons de l'hypothèse que les investissements dans l'éolien sont identiques à ceux que nous avons envisagés pour le programme EPR. Cela nous donne un calendrier des investissements.

Puissance installée

On considère le point de départ du programme en 2002. Nous ne prenons pas en compte ici le programme Eole 2005 et son objectif de 500 MW en 2005.

Production d'électricité

Dans le tableau récapitulatif nous envisageons une progression régulière du facteur de capacité de 28% en 2005 (installations terrestres principalement) à 33% vers 2010 et 38% vers 2015 (installations off-shore essentiellement).

Coûts

Dans le tableau récapitulatif pour les investissements éoliens nous avons adopté en 2000, un investissement de 6200F/kWh pour l'éolien terrestre et 12400 F/kWh pour l'éolien off-shore. Avec une diminution régulière des coûts qui divise par un facteur 2 les coûts d'investissement sur 20 ans. L'installation off-shore ne commence qu'en 2005 et sa part relative augmente progressivement pour atteindre 65% en 2020.

Emplois

Nous avons retenu ici le chiffre de 20 emploi-an par MW installé en début de période pour atteindre 15 emploi-an en 2015 suivant une progression régulière. A ce chiffre on ajoute 120 emplois par TWh produit.

En considérant la période 2005-2020, nous obtenons le tableau récapitulatif suivant :

	EPR				Eolien			
	2005	2010	2015	2020	2005	2010	2015	2020
Investissement cumulé (milliards F)	16,1	54,7	93,4	103	16,1	54,7	93,4	103
Puissance installée (MW)	0	1450	2900	5800	1639	9267	16594	18183
Production d'électricité (TWh/an)	0	10,5	20,3	40,6	4	26,8	45,2	48,7
Emplois	8000	8600	9200	2400	24200	26300	22300	5800

On voit bien ici, qu'à investissement strictement égal, la production d'électricité serait supérieure avec la filière éolienne qui atteindrait même le double de la production EPR en 2015.

Un effort financier identique permet donc, pour une production d'électricité supérieure, d'éviter la production, le traitement et la surveillance de déchets nucléaires pendant des décennies.

La dispersion sur le territoire national de la production éolienne limite les pertes dues au transport et correspond à un crédit de capacité d'environ 20% .

Effet secondaire important, la filière éolienne génère plus d'emplois, répartis sur tout le pays, ce qui est un élément essentiel à l'aménagement du territoire. La diminution du nombre d'emplois en fin de période n'est pas significatif car il faudrait tenir compte à ce moment du remplacement des éoliennes parvenues en fin de vie.

Techniquement les objectifs fixés ne sont pas irréalistes puisque les puissances éoliennes installées ne dépassent pas 1800 MW/an (1600MW installés en Allemagne en 1999). D'autre part, le potentiel équipable évalué à 98,8 TWh par an est loin d'être dépassé par le programme puisqu'on arrive à 48,8 TWh par an en 2020.

L'étude de BTM consult APS⁴⁶ de 1998 montre qu'un objectif de 10% de la consommation de courant électrique en 2020 est atteignable sur la base des technologies actuelles. Le résultat obtenu de près de 50 TWh par an de production éolienne correspond à la déclinaison de cet objectif pour la France si l'on considère une croissance régulière de la consommation. Dans l'hypothèse d'un ralentissement voire d'une diminution de la consommation grâce à d'efficaces programme des maîtrise de la demande, l'éolien pourrait représenter plus de 10 % de la consommation française en 2020.

⁴⁶ "ten percent of the world energy consumption from wind energy, is that achievable ?" BTM Consult for forum for energy and development (FED)

Conclusion

Les résultats obtenus dans cette étude peuvent surprendre tant ils sont en contradiction avec les idées les plus répandues.

Si le rapport « Eole ou Pluton ? » ne peut-être considéré comme un scénario énergétique, il permet au moins de fixer des ordres de grandeur utiles à une meilleure compréhension des enjeux d'un choix tel que celui de l'EPR.

103 milliards de Francs, c'est l'investissement nécessaire pour construire quatre réacteurs EPR pour une puissance totale de 5800 MW et produire 40 TWh par an d'électricité. Mais 103 milliards de francs, c'est aussi un parc de plus de 17 000 MW éoliens, une production de 50 TWh par an d'électricité parfaitement écologique et le développement en France d'une filière industrielle nouvelle et créatrice d'emplois plus nombreux et mieux répartis sur le territoire.

Peut-on continuer à considérer le nucléaire comme la seule filière de production électrique sérieuse quand on voit qu'à investissement identique, on peut obtenir une production électrique plus importante, en créant plus d'emplois et sans accumuler de déchets radioactifs ingérables ?

Avec « Eole ou Pluton ? », Greenpeace France et l'association Détente espèrent amener des éléments nouveaux à un débat déjà ancien mais plus que jamais d'actualité.

ANNEXES

Tableau 1 : Coûts d'investissement pour un programme EPR

Tableau 2 : Calendrier des investissements pour un programme EPR de 4 tranches

Tableau 3 : Planification des investissements éoliens

coûts d'investissement du programme EPR							
Hypothèses							
durée de vie économique	40	ans					
date démantèlement après arrêt	10	ans					
programme de référence	10	tranches					
puissance unitaire	1450	MW					
frais de maîtrise d'oeuvre	11%	du coût de construction total					
coût de constr. de base du N4	7040	FF/kW					
coefficient d'apprentissage	0,9	0,9	0,9	0,85	0,85	0,85	0,85
durée de construction(en années)		6	6	8	8	8	8
taux d'actualisation intérêts intercalaires		8%	8%	8%	5%	8%	5%
taux d'actualisation long terme		8%	8%	8%	5%	8%	5%
démantèlement en % de constr.		15%	15%	25%	25%	50%	50%
surcoût de construction EPR		0%	10%	20%	20%	20%	20%
		palier N4	EPR DIGEC	EPR Hypothèses DETENTE			
coût en FF/kW							
coût de construction de base		7040	7744	8448	8448	8448	8448
frais de maîtrise d'oeuvre		774	852	929	929	929	929
intérêts intercalaires		2256	2482	3683	2140	3683	2140
frais de préexploitation		563	620	676	676	676	676
aléas sur planning		323	356	476	337	476	337
démantèlement		76	39	76	273	152	546
total par kW' pour 10 tranches		11033	12091	14288	12803	14363	13077
total par kW' pour 4 tranches		12682	13898	17712	15872	17806	16211
total par kW' pour 1 tranche		18930	20746	24515	21968	24645	22437
total invest. pour 10 tranches (en GF)		160	175	207	186	208	190
total invest. pour 4 tranches(en GF)		74	81	103	92	103	94
invest pour 1 prototype (en GF)		27	30	36	32	36	33

Investissements EPR Pour un programme de 4 tranches

Année	nombre de centrales en construction	investissement annuel (en milliards de F)	investissements cumulés (en milliards de F)	nombre de réacteurs EPR en service	puissance installée (en MW)	énergie produite en TWh	nombre d'emplois
2005	2	6,4	16,1	0	0	0	8000
2006	2	6,4	22,5	0	0	0	8000
2007	2	6,4	29,0	0	0	0	8000
2008	3	9,7	38,6	0	0	0	12000
2009	3	9,7	48,3	0	0	0	12000
2010	2	6,4	54,7	1	1450	10,2	8600
2011	3	9,7	64,4	1	1450	10,2	12600
2012	3	9,7	74,0	1	1450	10,2	12600
2013	2	6,4	80,5	2	1450	20,3	9200
2014	2	6,4	86,9	2	2900	20,3	9200
2015	2	6,4	93,4	2	2900	20,3	9200
2016	1	3,2	96,6	3	2900	30,5	5800
2017	1	3,2	99,8	3	4350	30,5	5800
2018	1	3,2	103,0	3	4350	30,5	5800
2019	0	0,0	103,0	4	4350	40,6	2400
2020	0	0,0	103,0	4	5800	40,6	2400

Planification des investissements éoliens

année	nombre d'EPR en construction	Investiss. annuel programme EPR	Investiss. cumulé programme EPR	% de l'investiss. en éolien terrestre	coût unitaire d'investiss. éolien en FF/kW	puissance éolienne installée (en MW/an)	puissance éolienne cumulée (en MW)	facteur de capacité	énergie produite (en TWh/an)	nombre d'emplois
2005	2	6,4	16,1	100%	5425	1187	1639	28%	4,0	24217
2006	2	6,4	22,5	99%	5298	1215	2854	29%	7,2	24559
2007	2	6,4	29,0	98%	5179	1243	4097	30%	12,2	25080
2008	3	9,7	38,6	97%	5069	1905	6002	31%	17,5	37338
2009	3	9,7	48,3	96%	4968	1944	7946	32%	21,2	37529
2010	2	6,4	54,7	95%	4875	1321	9267	33%	26,8	26325
2011	3	9,7	64,4	90%	4972	1942	11209	34%	32,4	36901
2012	3	9,7	74,0	84%	5138	1880	13089	35%	36,1	35345
2013	2	6,4	80,5	78%	5320	1210	14299	36%	39,8	24136
2014	2	6,4	86,9	72%	5513	1168	15467	37%	43,4	23313
2015	2	6,4	93,4	66%	5709	1128	16594	38%	45,2	22345
2016	1	3,2	96,6	60%	5902	545	17140	38%	47,0	13548
2017	1	3,2	99,8	54%	6086	529	17669	38%	48,7	13251
2018	1	3,2	103,0	48%	6254	515	18183	38%	48,7	12795
2019	0	0,0	103,0	42%	6398	0	18183	38%	48,7	5846
2020	0	0,0	103,0	36%	6512	0	18183	38%	48,7	5846