

# Séminaire « Soutenabilités »

## Contribution - Covid-19 : pour un « après » soutenable

**Nom :** Dujardin

**Prénom :** Bernard

**Institution ou entreprise :** Century Flyer SARL

**Axe(s) :**

- Quelle voie pour une économie soutenable ?

**Intitulé de votre contribution :** Projet Guadeloupe Éolien Offshore (GEO) de la FTPE

**Résumé de votre contribution :**

Je vous ai fait parvenir le 2 avril un résumé du projet d'exploitation de l'énergie éolienne de la ZEE de Guadeloupe dans des conditions économiques en contrepoint de celles posées par la LTECV accompagné d'un article d'Alan Nagam, président de la FTPE Guadeloupe. La loi LTECV propose une réduction globale de la consommation d'énergie pour diminuer la consommation de produits carbonés qui pénalise une population ultramarine qui vit déjà pour la moitié dans une situation de précarité. GEO ouvre sur une tout autre perspective porteuse d'espoir : l'énergie éolienne exploitée massivement sur des espaces maritimes contrôlés par l'État peut faire de la France au XXI<sup>e</sup> siècle un pays producteur d'énergies de substitution afin de répondre à la soif d'énergie d'un Monde qui s'exerce à sortir de la précarité. Le plan de relance et de « relocalisation de l'industrie sur le sol national » annoncé par le Ministre de l'économie Bruno LEMAIRE est l'occasion pour la Guadeloupe de montrer l'exemple. GEO est un projet phare du plan de relance. Il s'inscrit dans les projections de la stratégie de bassin maritime des Antilles. Passer d'une politique de décroissance énergétique de la demande (PPE) à une politique de croissance énergétique de l'offre ne peut se faire brutalement. Le changement indispensable de paradigme énergétique nécessite le temps d'une réflexion sur la nouvelle politique. Ce temps est celui des deux premières phases du projet GEO et éventuellement d'autres projets similaires.



Réf. : CF 1301



Baie Mahault, le 14 mai 2020

## **Crise économique et nouveau paradigme énergétique Une réponse : Guadeloupe Éolien Offshore**

La crise sanitaire du Covid19 a pour conséquence une grave récession économique. Un plan de relance est annoncé. L'axe de ce plan doit reposer sur une croissance économique réelle, à savoir la création de richesses et la croissance associée de l'emploi et non sur la croissance des rentes. La croissance alors financera la relance et payera la dette.

La stratégie de relance ne peut pas rester prisonnière d'habitudes mentales et de concepts idéologiques déconnectés de la réalité. Face à un cataclysme imprévisible, deux comportements décisionnels opposés sont possibles : le premier compte sur le mouvement et l'initiative, c'est-à-dire la prise de risque comme règle d'action ; le second table sur des mesures prudentielles certes rassurantes mais génératrices d'un marasme qui, comme après la crise de 29, est fatal à une Nation, signant une déroute en 40. Seule la première option est à retenir pour prévenir une violente crise sociale après la crise sanitaire.

La stratégie bas carbone de la politique énergétique ne peut plus reposer sur un dispositif de soutien aux énergies intermittentes décarbonées garantissant une rente de droit public à ses producteurs, aubaine pour l'investisseur avisé. Ce luxe n'est plus possible. Les temps sont venus d'écarter les fausses « bonnes idées climatistes » des minorités qui conseillent sans payer et exigent des pouvoirs publics qu'ils dépensent dans l'urgence un argent public rare sans rechercher l'efficacité optimale dans la lutte contre une menace à long terme, les plaçant dans l'incapacité de répondre à une catastrophe naturelle qui survient à l'improviste.

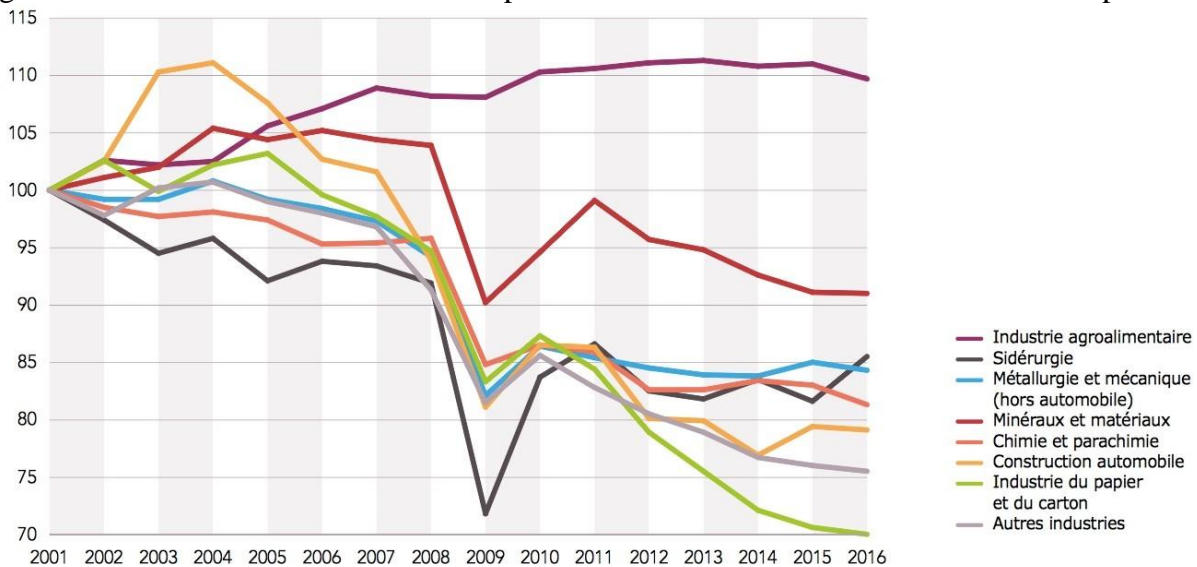
### **Les données de base**

De 2000 à 2018, la part industrielle du PIB passe de 17 à 12 %, la part des prélèvements obligatoires de 43,2 à 44,8 %, le plus élevé des taux de l'Union européenne. La croissance anémiée de la France depuis 2000, toujours inférieure à 1,5 % est principalement composée de rentes foncières dans les villes métropoles. Elle ne crée ni richesse réelle, ni valeur réellement ajoutée. Elle est incapable de réduire le chômage structurel induit en métropole et encore moins outre-mer dont les jeunes n'ont que le choix entre l'inemploi ou l'exil. Les « quarante piteuses » voient la démographie industrielle perdre 2,7 millions d'emplois directs. L'alourdissement ininterrompu des charges fiscales et sociales et les réductions du temps de travail se révèlent les « taxes carbone » les plus efficaces. La fuite des capitaux transfère à l'étranger le contrôle de la chaîne de valeur. Des pans entiers du secteur manufacturier dans l'industrie textile et l'habillement, dans la machine-outil, dans la construction navale, dans l'industrie nucléaire qui peine à retrouver son savoir-faire...

disparaissent. Le mythe d'une société postindustrielle capable de créer des richesses avec des subprimes est l'axe politique consacré en 1997 par la suppression du Ministère de l'Industrie. Une organisation institutionnelle en millefeuille, génératrice d'une explosion des règles normatives et des très chers métiers de leur contrôle en est le berceau. Résultat, la France reste désarmée, démasquée, sans outils basiques pour lutter contre un virus à faible pouvoir létal. Les activités tertiaires censées se substituer aux activités secondaires en voie de disparition sont abusivement qualifiées d'industrielles. « L'industrie touristique » est le principal poste positif de la balance des paiements. De Paris, trop d'experts considèrent qu'elle est la seule vocation des régions d'outre-mer.

Le covid19 révèle la dépendance, la fragilité, la précarité et la non-durabilité d'un appareil de production soumis à une intense surenchère sociale alors qu'il est plongé dans un monde ouvert au vent de la compétition industrielle. Le partage international du travail est un leurre tragique dès lors que l'angélisme fait face à la raison du plus fort. Dans le domaine des énergies renouvelables, l'industrie photovoltaïque européenne dont la capacité de lutte contre l'effet de serre laisse sceptique, a été emportée par la force de frappe chinoise. La France est un modèle historique de Nation en voie de désindustrialisation rapide que la crise sanitaire aggravera s'il n'y est pas mis fin. La révolte des gilets jaunes ou l'attraction des suffrages par les extrêmes sont les symptômes sociaux les plus visibles du cheminement vers la régression économique.

Le graphique des « évolutions comparées de la demande électrique des grandes branches industrielles » du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – 2017 publié par RTE illustre cette tendance au XXI<sup>e</sup> siècle. L'industrie textile a disparu de la liste des grandes branches industrielles. Elle est pourtant essentielle dans une lutte contre une épidémie.



Une réelle souveraineté économique et sanitaire est à rétablir comme l'a appelée de ses vœux, le 31 mars 2020, le Président de la République à Saint-Barthélemy d'Anjou : « *Le jour d'après ne ressemblera pas aux jours d'avant. Nous devons rebâtir notre souveraineté nationale et européenne. Il nous faut aujourd'hui avant toute chose, produire davantage en France, sur notre sol. Produire plus sur le sol national pour réduire notre dépendance et donc nous équiper dans la durée.* »

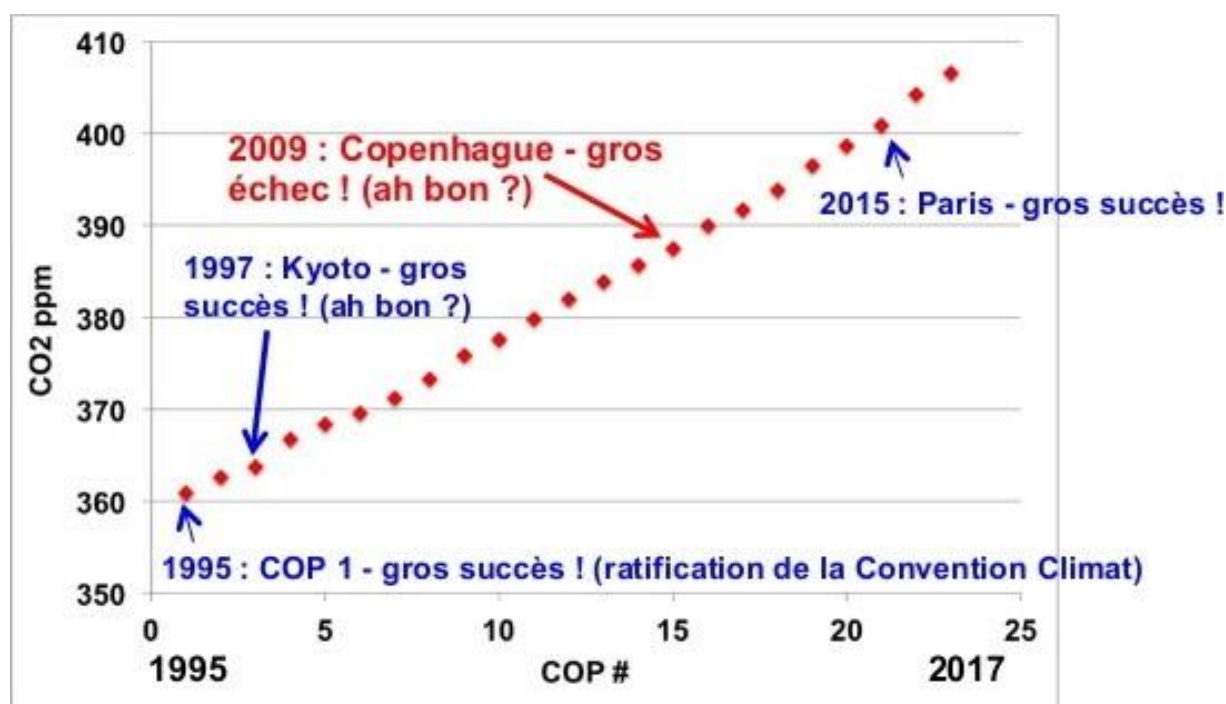
La remise à niveau prioritaire de la santé publique coûtera cher alors même que l'effort de remise à niveau de l'économie durement touchée exigera un sursaut de la Nation. Les comptes publics et la balance des paiements, déjà mal-en-point avant la crise sanitaire, seront à la peine, le contribuable

et le consommateur également. La politique énergétique prioritaire exige un effort pour « *produire plus sur le sol national pour réduire notre dépendance et donc nous équiper dans la durée.* » Le Président complète le 13 avril cette ambition par la stratégie climatique incontournable de la « *sobriété carbone* ».

La mise à jour du « *contrat social* » passe par une réindustrialisation décarbonée. La sécurité de la Nation se reconstruira avec un seuil minimal élevé d'indépendance industrielle. Il est impératif de renouer avec une croissance durable pour répondre aux urgences, y compris à l'urgence climatique, n'en déplaise aux théoriciens de la décroissance.

### La « *sobriété carbone* » n'est pas la « *sobriété énergétique* »

Jean-Marc Jancovici pointe dans le graphique ci-dessous l'absence de signal visible sur l'évolution du taux de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, des COP successives.

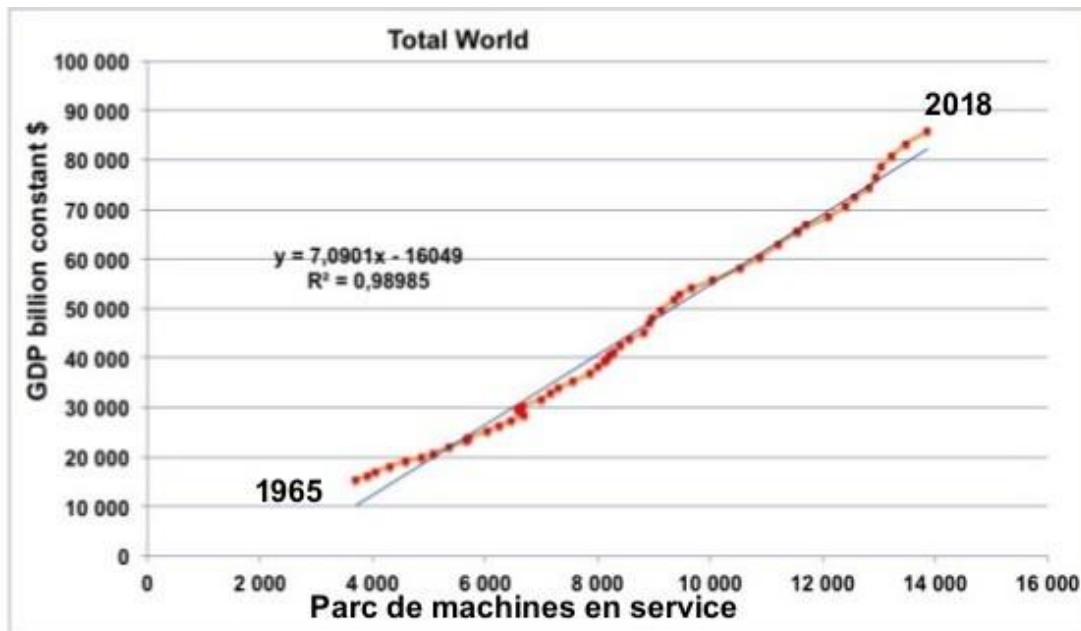


**Concentration atmosphérique en CO<sub>2</sub> mesurée à chaque Conférence des Parties. Jancovici, d'après données NOAA ESRL.**

Le temps de la « *sobriété carbone* » mondialisée reste à venir. Il est impossible de réduire le taux de CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Il est seulement possible d'en arrêter la croissance. Un prix du carbone peut être institué sur un marché cerné par des frontières, non sur l'ensemble du globe. L'objectif zéro carbone fossile est commun à toutes les Nations, mais les pays en voie d'émergence le répètent à chaque COP : les pays développés doivent supporter seuls le coût de la défossilisation de l'économie mondiale. Si la France veut réellement que les engagements de la COP21 soient tenus, une conclusion s'impose : « *L'énergie est indispensable pour sortir le Monde de la pauvreté ; les énergies de substitution aux carbones fossiles sont à produire en masse au coût du marché international de l'énergie pour fournir à la population mondiale les ressources énergétiques en quantité suffisante à leur développement.* » L'exploitation des ressources de substitution aux combustibles fossiles se fera si l'équilibre économique de la production est atteint au prix du marché. Les subvention versées par le contribuable et le consommateur - pour l'approvisionnement en électricité, par combinaison prix garanti / achat obligé des énergies renouvelables intermittentes

– ne sont plus de mise (voir Annexe 2 : La contribution publique à l'énergie éolienne intermittente est-elle utile ?).

Les trajectoires socio-économiques les plus documentées estiment qu'en 2100, les besoins annuels d'énergie du Monde auront doublé<sup>1</sup>. Cela correspond à 5 % près au doublement du PIB mondial qui est l'objectif que se sont fixées les Nations Unies pour sortir les populations déshéritées de la précarité. La crise pandémique risque seulement de ralentir cette tendance. Le graphique ci-dessous de Jean-Marc Jancovici illustre la corrélation entre croissance économique et sociale et consommation d'énergie.



**Energie consommée (en abscisse) et PIB en dollars constants (ordonnée) pour le monde. Données primaires World Bank pour le PIB et BP stat pour l'énergie**

La demande d'énergie sera satisfaite avec des énergies de substitution aux fossiles dès lors que seront exploitées, à conditions économiques identiques, les ressources décarbonées dont la planète regorge : vents marins des ZEE, matières fissiles surgénératrices et deutérium fusible de l'hydrosphère<sup>2</sup>. L'efficacité énergétique chargée de faire baisser la consommation énergétique<sup>3</sup> est un mythe contre-intuitif, paradoxe de Jevons (1865) aidant, confirmé par le postulat de Khazzoom-Brookes (1992). L'effet rebond est son moteur. Plus l'homme économise de l'énergie, plus il en dispose pour en consommer plus. Constante d'homo sapiens « qui ménage sa monture », l'efficacité énergétique est le servomécanisme de la révolution industrielle et le financier de l'État providence. Bien qu'elle ne soit pas un outil de lutte contre l'effet de serre, il faut l'encourager : en accroissant la productivité de l'appareil économique, elle accroît la production de richesses à distribuer, la capacité de l'organisation sociale à éradiquer la pauvreté et... abaisse le coût de l'énergie.

L'unique facteur de « verdissement » du mix énergétique français est le fruit d'une « sobriété énergétique » fatale : la fermeture des usines par défaut de politique industrielle. L'arasement des barrages hydroélectriques de l'Avranchin en 2019 et 2020 et la fermeture de Fessenheim 1 début 2020, sont les instruments contre-indiqués d'une stratégie bas

<sup>1</sup> N. Bauer et al. : « Shared socio-economic pathways of the energy sector - quantifying the narratives. *Global Environmental Change* 42 » (2017).

<sup>2</sup> Projet de surgénérateur Astrid et développement du tokamak ITER

<sup>3</sup> Engagement de la LTECV 2015.

carbone. Ils sont, sous pression de minorités, le fait d'arbitrages qui privilégient l'effet d'aubaine des contrats publics d'achat garanti d'énergies électriques non pilotables, sur la vente au coût marginal de kWh pilotables décarbonés produits avec des générateurs amortis. En 2020, après un quart de siècle de politique orientée bas carbone, aucun audit n'est en mesure de chiffrer son incidence sur l'effet de serre. Le déterminant coût efficacité de l'action publique est absent de la décision politique par défaut d'instrument de mesure de son efficacité réelle. Le seul effet observé est l'inflation des prix des énergies au compteur et à la pompe, prédatrice du niveau de vie des populations les plus vulnérables et génératrice de bonnets rouges et de gilets jaunes. La politique non motivée de dénucléarisation de l'énergie électrique<sup>4</sup>, énergie décarbonée bien moins dangereuse que l'hydraulique de retenue (Malpasset - 1959, 423 victimes), ne se justifie que par le bruit médiatique de groupes de pression minoritaires, jouant sur la peur et le sophisme<sup>5</sup>.

La récession attendue commande de gérer les finances publiques en concentrant sur l'essentiel, l'effort du contribuable consommateur d'énergie alors que les prélèvements obligatoires sont, de nos jours, inextensibles. S'inscrivent dans cette perspective, parmi bien d'autres mesures :

- à court terme, la remise en service de la centrale Fessenheim 1, arrêtée sans justification technique ou économique et le maintien en service de Fessenheim 2 qu'il est prévu ante-covid19 de mettre à l'arrêt en juin 2020 ;
- à moyen terme, une politique énergétique de l'offre « *sobriété carbone* », se substituant à la politique énergétique de la demande de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adoptée par décret le 21 avril 2020<sup>6</sup>, sans prendre en considération la crise post-covid19. « *L'objectif de réduction de la consommation finale d'énergie par rapport à 2012 de moins 7,5 % en 2023 et de moins 16,5 % en 2028, »* qui y est inscrit, est un facteur récessif supplémentaire qui ne peut qu'aggraver la récession attendue.

## La stratégie de l'éolien marin

La « *sobriété carbone* » contraint de substituer des combustibles décarbonés aux combustibles fossiles dans les transports<sup>7</sup>, le chauffage, les industries à haute densité énergétique, l'agriculture et la pêche, le sport, les loisirs et le tourisme. Dans le quart de siècle à venir, pour répondre à cette urgence, une seule énergie de substitution au carbone fossile est disponible. L'énergie marine renouvelable (EMR) éolienne est mature et en quantité extractible suffisante de gisements de taille économique pour être convertie en énergie stockable et transportable (voir Annexe 3 : Les conditions d'une stratégie industrielle éolienne).

Les lobbys des énergies renouvelables sont attachés à la stratégie de la demande de la PPE. Ils ne veulent pas que le postulat d'une EMR éolienne, destinée aujourd'hui à alimenter les réseaux électriques soit remis en cause : par principe, la consolidation de la rente veut que l'éolien ne soit pas capable de produire de l'énergie primaire, uniquement de l'électricité pour la consommation finale. La politique énergétique actuelle soumise à l'influence des groupes de pression intéressés est soutenue par l'idéologie écologiste du *small is beautiful*, du « à chacun son panneau photovoltaïque

---

<sup>4</sup> Aucun débat n'évoque la peur de dangers fantasmés (effet panique) pour la justifier. Confer « Arrêtons d'avoir peur ! » de Maurice Tubiana, professeur de cancérologie, agrégé de physique médicale, – 2012 (Éditions Michel Lafon)

<sup>5</sup> Le séisme de magnitude 9,0 qui génère un violent tsunami le 11 mars 2011 au Japon, détruit le barrage agricole Fujinuma Damu qui provoque une dizaines de victimes et un entrefilet dans la presse. On guette impatientement les premières pertes humaines occasionnées par la centrale nucléaire de Fukushima.

<sup>6</sup> Ce décret devait être dans le circuit des signatures ministérielles avant le 17 mars 2020.

<sup>7</sup> Le transport aérien sera le dernier servi en raison de la difficulté à remplacer le kérosène par un carburant ayant une densité et un pouvoir énergétique équivalents.

sur son toit et son éolienne au fond du jardin », abusivement considéré comme un geste civique alors qu'il ne sert pas l'intérêt général d'un service de l'énergie bon marché pour tous.

En métropole, l'interconnexion (voir Annexe 1 : L'énergie éolienne intermittente) est un plus pour la gestion des réseaux des États membres sous réserve que les subventions versées aux énergies intermittentes ne s'évaporent pas hors des frontières. Elle ne met pas pour autant le réseau national à l'abri d'une défaillance. La sécurité électrique ne nécessite pas de dépenses d'investissement supplémentaires. Il s'agit de mieux employer l'existant. En premier lieu, il s'agit d'augmenter les disponibilités des énergies pilotables en améliorant le facteur de charge du parc nucléaire, aujourd'hui dégradé par l'injection d'énergies prioritaires non pilotables et de revenir sur l'arrêt de la centrale de Fessenheim. En second lieu, il s'agit de plafonner l'injection d'énergies intermittentes dans le réseau et de réorienter leur production en énergie primaire à convertir, en un mot, de les assimiler à un substitut de pétrole brut et non de produits raffinés.

Les gisements éoliens de la ZEE française sont en mesure de produire massivement une EMR intermittente primaire à convertir via les technologies power-to-gas. Outre-mer en l'absence de nucléaire, l'énergie extraite est capable d'alimenter le réseau, partiellement en primaire non pilotable et surtout en secondaire pilotable thermique, après conversion en gaz de synthèse H<sub>2</sub>. Dans cette configuration, l'autonomie électrique des zones non interconnectées (ZNI) est réellement accessible. Faut-il encore que ce schéma soit équilibré économiquement.

En Europe continentale, le seuil capacitaire d'une centrale éolienne marine capable de fournir une énergie compétitive<sup>8</sup> de substitution aux combustibles fossiles, tenant compte du prix carbone, est de 10 GW soit 40 TWh de production annuelle (de l'ordre de 3,5 Mtep). Le projet NorthH2 en développement par Shell, Gasunie et Groningen Seaports en ZEE de la mer du Nord repose sur ce principe. Il « implique la construction d'un parc éolien offshore de 10 GW spécialement conçu pour produire de l'hydrogène vert à l'échelle industrielle »<sup>9</sup>.

L'EMR éolienne intermittente, non capable de répondre à la demande d'un réseau électrique, est à utiliser en énergie primaire convertie en énergie transportable et stockable sous forme d'hydrogène HP ou H<sub>2</sub>L et/ou en biens à fort contenu énergétique : acier électrique en partie auto-consommable pour produire les aérogénérateurs flottants nécessaires<sup>10</sup>, électrométallurgies... Les gisements potentiels sont situés à l'écart de toute voie maritime commerciale régulière, et compatibles avec l'exercice des droits de pêche historiques gérés ou non par la politique commune de la pêche (PCP). Pour que l'équilibre économique d'un gisement éolien soit atteint, la puissance installée minimale est de 30 GW. La superficie de l'aire marine de la ZEE allouée à l'éolien flottant est d'au moins 5 000 km<sup>2</sup>, balayée par un vent d'une vitesse moyenne sur l'année, supérieure ou égale à 9 m/s à 100 m d'altitude. Une exploitation économique et écologique de la ressource énergétique est alors possible sans le concours de contraintes publiques. Le producteur d'énergie peut se passer d'une obligation d'achat de sa production à prix garanti et de la protection d'une taxe carbone.

En Nouvelle Zélande, le plan éolien<sup>11</sup> de l'agence de développement régionale Venture Taranaki met à l'étude un projet conforme à ces contraintes : « Avec des éoliennes flottantes, 14 000 km<sup>2</sup> de zone appropriée exploitable pourraient fournir jusqu'à 90 GW au réseau néo-zélandais. Cette capacité est considérablement supérieure aux prévisions d'approvisionnement dont la Nouvelle-Zélande aura besoin en 2050. Un gisement à une telle échelle ouvrira des opportunités

---

<sup>8</sup> Compétitivité assurée au sein du marché intérieur de l'UE.

<sup>9</sup> GWEC global wind report 2019 (mars 2020).

<sup>10</sup> Permettant de réduire drastiquement leur signature carbone.

<sup>11</sup> Rapport : *Offshore Wind – An Energy Opportunity for Taranaki* - 8 avril 2020.

*d'exportations importantes d'énergie (par exemple sous forme d'hydrogène vert produit en utilisant de l'électricité renouvelable par électrolyse de l'eau) tout en réduisant les émissions mondiales de GES. »*

## **Le modèle Guadeloupe Éolien Offshore (GEO)**

Au vent de la Guadeloupe, la ZEE de plus de 70 000 km<sup>2</sup> est soumise au régime régulier des alizés de l'Atlantique nord. Bien que traversée sur l'axe nord-sud par les migrations de pélagiques, la configuration est-ouest de la ZEE ne permet pas une exploitation rationnelle de la ressource halieutique. Aucune voie de navigation permanente ne traverse la zone. Plus de 60 000 km<sup>2</sup> d'aire marine sont disponibles pour exploiter l'énergie éolienne en dehors de la mer territoriale hors de vue des littoraux de l'archipel. Les fonds abyssaux demandent de mouiller les éoliennes avec les techniques grande profondeur de l'offshore dont l'industrie parapétrolière française a acquis la maîtrise dans le golfe de Guinée.

Le projet Guadeloupe Éolien Offshore (GEO)<sup>12</sup> vise à exploiter ce gisement pour fonder une industrie, facteur de prospérité pour la population. Sa finalité est d'extraire cette région française du non-développement et de la précarité endémique d'une grande partie de sa population. L'INSEE devrait achever ses travaux sur le seuil de pauvreté en 2020 pour éviter d'en fausser la mesure en utilisant une norme de niveau de vie inférieure à celle de la métropole. D'ores et déjà, il est possible d'estimer en 2016 le taux de pauvreté à plus du double de celui de la métropole (14 %), de l'ordre de celui de la Martinique (29,8 %). Autre signal, la démographie est en baisse annuelle de 0,4 % (2018), causée par l'exil des jeunes sans emploi. Le chômage structurel à deux chiffres, jusqu'à 30 % dans certaines communes du Comité d'agglomération Nord – Grande Terre, est le stigmate d'une économie de comptoir dont la valeur ajoutée manufacturière est inférieure à 5 % de la valeur ajoutée globale générée.

Le volet industriel de GEO s'établit à Port Louis, commune de Grande Terre, excentrée par rapport au cœur économique du département. La ZAC est disponible et le port naturel est inemployé. La rade située à l'ouest du Grand Cul-de-Sac Marin possède des qualités nautiques exceptionnelles : un plan d'eau particulièrement bien abrité qui en a fait le premier terminal portuaire de l'histoire guadeloupéenne, une bathymétrie comparable à celle des fjords norvégiens acceptant les plus grands tirants d'eau. Il est possible de poser un quai sur ducs d'Albe, relié à la terre par passerelle surplombant le platier continental et la zone littorale humide<sup>13</sup>. Port Louis est en mesure d'accueillir un complexe industriel intégré : un chantier naval de construction et d'assemblage d'éoliennes en longue série, une aciérie électrique dès que la capacité opérationnelle de GEO le permettra, un atelier de moulage de pales de rotor en composite carbone, une fabrique de mouillages.

Le principe d'ingénierie retenu est celui de la filière nucléaire civile. Il est basé sur le transfert de technologies matures par achat de licences : flotteurs SPAR ; turbines homologuées ouragan classe 4 ; mouillage de l'offshore pétrolier ; conversion électrolytique power-to-H<sub>2</sub> (modèle Air Liquide).

---

<sup>12</sup> « Vers un modèle de transition énergétique ultramarin : Guadeloupe Éolien Offshore » - Alan Nagam, président de la FTPE - outre-mer et Guadeloupe in *L'ena hors les murs* – mai 2019.

<sup>13</sup> Un marais et non pas la mangrove située plus au sud.



L'étude de préfaisabilité de GEO démontre un équilibre économique atteint sans subvention de fonctionnement (sans achat garanti de la production) et sans taxe carbone<sup>14</sup>. Le volume attendu de production d'énergies de substitution excède les besoins de la demande nationale et oblige à exporter sur le marché de l'énergie fossile. Les hypothèses GEO sont les suivantes : un coût plafond du MWh électrique de 30 € ; un prix du baril de pétrole supérieur ou égal à 50 \$<sup>15</sup> ; une fabrication locale intégrée d'éoliennes ; une conversion de l'énergie produite en acier électrique autoconsommé et exporté et en hydrogène exportable<sup>16</sup>. La puissance minimale de la centrale électrique requise par l'équilibre économique est supérieure ou égale à 30 GW. Elle est composée d'aérogénérateurs de 10 MW ou plus. Le facteur de charge annuel attendu est de 0,43. La production minimale attendue est de 113 GWh, soit 9,7 Mtep. Le projet GEO repose sur une organisation à haute productivité, mobilisant au moins 15 000 emplois dans sa branche guadeloupéenne.

Dans le scénario étudié, le choix technique de l'éolienne flottante s'est porté sur l'ingénierie offshore Technip, difficile sinon impossible à mettre en œuvre sur la façade Manche Atlantique : le tirant d'eau du flotteur d'une centaine de mètres est incompatible avec les bassins portuaires métropolitains<sup>17</sup>. La technologie SPAR (*single point anchored reservoir*) Hywind est mature depuis fin 2017. La construction en longue série est facilitée par déroulage en spirale d'un feuillard d'acier naval et par l'absence de mécanisme de rotation de la nacelle lourd de ~200 tonnes. La SPAR s'oriente dans le vent sur le point de mouillage *single point*. L'aérogénérateur est qualifié ouragan classe 4. Le lest composé en partie de la ligne du mouillage est complété par un ballast mobile à volume constant, ajustant la raideur du flotteur pour limiter le risque cyclonique. L'assemblage est fait avant lancement, à terre, y compris les pales du rotor. Le point d'ancrage est vissé dans le socle subocéanique. L'éolienne est remorquée gréée vers son mouillage où le câblage est réalisé.

Dans les hypothèses du scénario, l'équilibre économique est atteint avec 30 GW occupant 4 500 km<sup>2</sup> de ZEE. Il est certain que le groupe industriel qui aura pris le risque économique devra être en mesure de ne considérer cette exploitation que comme une première tranche. La ZEE dispose de suffisamment de km<sup>2</sup> pour envisager des tranches supplémentaires. Les limites physiques sont le marché mondial de l'énergie et la capacité industrielle de la Guadeloupe, sachant que la durée de vie d'un aérogénérateur marin est de 25 ans et qu'une partie de la production d'éoliennes sera exportée dans la zone mer des Caraïbes / golfe du Mexique.

L'éolien, comme toute industrie lourde visant un équilibre durable, ne se développera que dans un cadre sécurisant ses revenus à long terme. Le paradigme politique et les règles du jeu administratif doivent en conséquence créer l'environnement dans lequel cette activité créatrice d'emplois et de richesse peut s'épanouir. Le soutien politique doit se focaliser sur cet objectif de limitation du risque investisseur des projets structurants à long terme. Les avances remboursables se sont révélées au XX<sup>e</sup> siècle comme l'outil de coresponsabilité privé public le plus efficace en la matière.

## Conclusion

Lancer un projet industriel de l'ampleur de GEO est un défi en France à notre époque. Depuis un quart de siècle, les ambitions industrielles nationales à l'exception des industries d'armement se

---

<sup>14</sup> Dans la période de transition des énergies fossiles aux énergies décarbonées, un prix carbone peu élevé peut apporter une protection temporaire partielle si sa suppression est programmée pour accompagner la baisse des coûts des énergies décarbonées.

<sup>15</sup> Prix inférieur au cours jusqu'au 27 février 2020.

<sup>16</sup> Soit en haute pression (HP) 200 ou 700 bars, nécessitant des réservoirs résistants à la pression plus ou moins volumineux, soit en liquide (H<sub>2</sub>L type spatial) auto-consommant plus d'énergie à refroidir.

<sup>17</sup> Un port flottant en eau profonde serait seul à même de répondre à leur mise à l'eau dans l'hexagone.

sont mises en veille, maintenues en vie par des coopérations internationales dont ITER, Airbus 320 Néo et Ariane VI sont les trois signaux visibles en 2020. GEO soulève en Guadeloupe l'espoir de sortir le département du cercle vicieux du non-développement. La dimension nationale de GEO lui donne une place éminente dans un plan de relance.

GEO, comme tout projet qui implique la puissance publique pour sa coordination et son impulsion, se déroule en trois phases :

- Première phase, un appel d'offres sélectionne le groupe industriel à qui sera attribué le gisement à exploiter. L'étude de pré-faisabilité faite à l'initiative de la Fédération des très petites entreprises de Guadeloupe a déterminé l'état des lieux, les facteurs forces et faiblesses et le diagnostic pour faire une conceptualisation du paradigme. Les conditions de base du projet industriel posées, il reste à détailler méthodologiquement la faisabilité (Annexe 4 - Méthodologie décisionnelle de GEO). Celle-ci consiste à passer en revue l'ensemble des contraintes géophysiques, techniques, sociales, sociétales comprenant les volets anthropologique et écologique, temporelles, financières, administratives et politiques et les moyens alternatifs de les lever. Les options stratégiques sont formalisées en faisant varier les conditions techniques, sécuritaires, sociales, financières, y compris fiscales, en tenant compte des conditions de l'acceptation du projet par la population. Le décideur politique choisit alors parmi les variantes celles qu'il soumet au débat public. Puis, il arrête son choix qui dicte les spécifications du cahier des charges. L'appel d'offres peut être lancé.
- Deuxième phase, le groupe industriel adjudicataire entreprend le développement. Cette séquence de trois à quatre années est accompagnée d'un soutien public remboursable sous condition de bonne fortune. Il s'agit de valider les options techniques optimales ainsi que les liaisons électriques, les outillages de pose, les matériels navigants nécessaires et les modes opératoires nautiques, et de préparer la phase d'industrialisation dont la décision est prise dans les deux dernières années. Les cinq à six éoliennes du parc démonstrateur et l'unité Power-to-H<sub>2</sub> nécessaires au développement sont importées.
- Troisième phase, l'industrialisation concerne la mise en place du terminal portuaire spécialisé, la ligne d'usinage et d'assemblage des éoliennes, les ateliers lignes de mouillage et pales de rotor, la préparation du réseau sous-marin de connexion électrique et des sous-stations de transformation et de conversion. L'aciérie électrique et le terminal vrac lié seront initiés en fonction de l'avancement de la production d'énergie.

Le contrat d'amodiation à durée reconductible de l'exploitation du gisement engagera l'État à concéder à l'opérateur les aires d'exploitation en mesure d'atteindre plusieurs fois la taille critique de l'équilibre économique, jusqu'à saturation des capacités potentielles d'industrialisation.

La LTECV est-elle le fruit d'une politique inconsciente du vouloir bien faire ? Alors qu'elle porte les stigmates d'une régression économique et sociale potentielle, basée sur une vision malthusienne de la consommation énergétique nationale. La sonnette d'alarme des gilets jaunes est le signal avant-coureur de la crise sociale post-covid19 qu'engendrera toute obstination dans cette voie. Une politique énergétique de l'offre s'impose pour rétablir la croissance indispensable au maintien de la paix sociale. La France a la chance de pouvoir devenir au XXI<sup>e</sup> siècle, une Nation exportatrice d'énergie de substitution aux combustibles fossiles grâce à son actif nucléaire et à son patrimoine maritime. Elle peut montrer la voie d'une transition énergétique pour tous. La sortie de la crise économique passe par une stratégie industrielle comparable à celles que la France a conduites au lendemain de la Seconde Guerre Mondiale dans l'aéronautique, dans le spatial, dans le nucléaire et dans le ferroviaire grande vitesse. Le « *nouveau contrat social* » attendu ne saura faire de la « *sobriété carbone* » son idéal qu'avec une industrie puissante de l'éolien marin.

Passer d'une politique de décroissance énergétique de la demande à une politique de croissance énergétique de l'offre ne peut se faire brusquement. Tant d'intérêts sont en jeu. La politique du photovoltaïque initialement mal calibrée a conduit fin 2010, à une baisse brutale des tarifs d'achat d'électricité fournie par ce procédé. L'emploi dans la filière a alors été divisé par deux. Les effets d'aubaine générés par la politique LTECV ont créé une bulle qui si elle éclate, aura des effets sociaux qui ne peuvent être ignorés. Le changement indispensable de paradigme énergétique nécessite le temps d'une réflexion sur la nouvelle politique. Ce temps est celui des deux premières phases du projet GEO et éventuellement d'autres projets similaires.

Bernard Dujardin

## Annexe 1 : L'énergie éolienne intermittente

L'énergie électrique produite avec un aérogénérateur éolien est une énergie primaire, décarbonée, et intermittente. Son caractère renouvelable l'est partiellement tant que la quantité de carbone fossile contenue dans les matériaux de l'éolienne d'une durée de vie de 20 à 25 ans n'est pas réduite à zéro. En raison de sa variabilité, l'énergie du vent ne répond pas à la demande circadienne d'une société humaine. Elle n'est pas pilotable<sup>18</sup>. Pour alimenter un réseau électrique, elle ne peut que compléter l'offre de générateurs pilotables à inertie : thermiques nucléaires et hydroélectriques à retenue sans s'y substituer. Ces derniers sont :

- tantôt chargés de pallier les défaillances des énergies intermittentes en tournant à régime élevé, sauf à déconnecter des usagers (principe du réseau futé<sup>19</sup>) ;
- tantôt contraints de s'effacer au prix d'un sous-emploi sans pour autant éviter les gaspillages de surproduction.

L'OCDE<sup>20</sup> évalue au mieux la valeur d'usage du MWh d'énergie renouvelable intermittente (ERI ou *variable renewable energy* – VRE), éolien ou solaire, au tiers de celle d'un MWh pilotable. L'étude de RTE « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France de 2017 » constate le problème avec une stylistique distanciée dans l'appréciation pour l'évacuer et ne pas le prendre en considération dans ses scénarios 2035 : « *La modélisation économique du Bilan prévisionnel ne nécessite pas d'adjoindre un coût spécifique « back-up » aux énergies renouvelables. Ce poste de coût est parfois ajouté afin de comparer les énergies renouvelables aux autres technologies, sur une base supposément égale afin de tenir compte de leur variabilité. Le « coût de back-up » apparaît généralement dans les exercices de comparaison des coûts complets des différentes technologies, exprimés en €/MWh et ramenant ainsi l'ensemble des coûts, notamment des coûts fixes (investissement et maintenance), à la durée et au taux de charge de l'installation. Il représente ainsi la part des coûts du système électrique nécessaires pour compenser leur caractère intermittent et résulte donc d'une convention, par principe, sujette à discussion.* » Le refus de tenter de résoudre le problème est un aveu d'impuissance. La rigueur qui sied à une étude chargée de conseiller la politique énergétique du gouvernement fait défaut.

RTE constate également la précarité de la fréquence du courant, liée à la part de l'intermittence dans le mix électrique sans pouvoir (ou vouloir ?) en tirer de conclusion : « *Les installations éoliennes et photovoltaïques sont aujourd'hui principalement raccordées via des onduleurs de tension et ne contribuent pas à l'inertie du système. Leur déploiement massif, au détriment de sources de production fournissant de l'inertie (centrales nucléaires, thermiques<sup>21</sup> et hydrauliques) conduit à réduire l'inertie totale, ce qui est susceptible d'avoir un impact sur la qualité de fréquence. La dynamique de variation de fréquence deviendrait alors plus rapide, et pourrait conduire la fréquence à atteindre des valeurs trop hautes ou trop basses avant d'être corrigées. Des variations de fréquence trop importantes engendrent un risque de déconnexion des installations de production, conduisant à une perte de l'alimentation. L'existence d'importantes variations de fréquence peut déjà être observée sur des réseaux plus petits, comme l'Irlande ou la zone nordique, quand ils sont confrontés à des situations où la production synchrone est faible.* »

---

<sup>18</sup> Pour être pilotable, il faudrait stocker la production excédentaire dans des batteries ou des condensateurs. Leur coût économique et écologique est prohibitif.

<sup>19</sup> Le *smart grid* anglo-saxon, avancé comme la solution, ne résout pas le problème de la stabilité en fréquence du réseau.

<sup>20</sup> *The Costs of Decarbonisation - System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables* - OCDE - 2019

<sup>21</sup> L'adjectif « thermiques » est utilisé ici pour les seuls combustibles fossiles ; la fission, la fusion nucléaires et le four solaire sont également des procédés thermiques de génération d'électricité.

Le facteur de charge annuel du parc nucléaire, source pilotable stratégique, est en 2018 de 0,71. La tendance décennale à la baisse constatée vient de l'injection prioritaire des énergies intermittentes dans le réseau qui ajuste à la baisse la productibilité et donc la rentabilité de la filière nucléaire, une cause de la fonte de l'actif d'EDF de 155 à 40 G€ entre 2009 et 2019. Le facteur de charge annuel à plein emploi du parc nucléaire est de 0,9. Dix pour cent des capacités annuelles sont neutralisés pour les opérations de maintenance. L'hydraulique de retenue est l'énergie pilotable des périodes de pointe par excellence. Elle doit être en mesure de se mobiliser pendant de courtes périodes à sa puissance maximale. Avec une production électrique composée de générateurs décarbonés pilotables (nucléaires et hydroélectriques), la sécurité en période de pointe ne nécessite en permanence qu'une surcapacité disponible de 10 % de la puissance capacitaire.

Tout fournisseur d'électricité est soumis à une obligation de capacité proportionnelle à la contribution de sa clientèle à la consommation totale en période de pointe. En conséquence, il doit disposer de garanties de capacité. L'article 4-2 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, conforme à la liberté de circuler des électrons dans l'Union européenne, précise : « *Le mécanisme d'obligation de capacité prend en compte l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens.* » Le « bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France de 2017 » de RTE énonce : « *L'analyse des échanges avec les pays voisins souligne que la sécurité d'alimentation [électrique] de la France n'a de sens que dans le cadre européen.* » Cette disposition du mécanisme vient de perdre tout sens avec le précédent de la crise sanitaire. Elle n'est plus recevable dès lors que la sécurité d'alimentation repose sur des fournisseurs extérieurs qui peuvent faire défaut à un moment crucial. Tout État européen, face à une crise touchant l'ensemble des États membres, qu'elle soit conflictuelle, alimentaire ou sanitaire, prend le droit de réquisitionner ses moyens nationaux de production pour ses propres besoins. La libre circulation des équipements médicaux et de spécialités pharmaceutiques s'est brusquement interrompue pendant la pandémie covid19. Dans chaque État, la sécurité des habitants l'emportera toujours sur la solidarité européenne. « *Libera nos, a bello, a fame, a peste* » exige du principe de précaution que la France dispose de capacités propres de production dont la maîtrise de la chaîne de valeur est assurée, pour répondre à toute situation d'urgence. Mutadis mutantis, cette disposition est d'ores et déjà appliquée dans la distribution de l'énergie électrique qui obéit via le TURPE et la CSPE au principe de la péréquation nationale tarifaire à l'intérieur des frontières, péréquation impossible à réaliser au niveau européen.

RTE dans le « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France de 2017 », décrit ainsi la réalité vue par l'ADEME : « *À titre d'information, des analyses<sup>22</sup> sur les émissions de gaz à effet de serre évitées avaient été réalisées par l'ADEME sur les éoliennes terrestres. Ces dernières indiquaient que lorsqu'une éolienne fonctionnait, son électricité se substituait pour 77 % à de l'électricité produite par des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles situées en France et à l'étranger. Ainsi chaque kWh d'éolien terrestre permettait d'éviter 430 g de CO<sub>2</sub> en France et en Europe.* » Le « en France » est de trop. La France est en Europe. L'expression à utiliser est « en Europe (France exceptée) ». La réalité est dramatique : le consommateur achète au prix fort, compris entre 130 et 150 €/MWh, une énergie inutile au pays et la revend à perte sur le marché européen interconnecté au prix moyen de 36,68 €/MWh (chiffres 2016). Quand cette énergie ne trouve preneur ni sur le marché européen ni sur le marché national, sans usage, pire, elle est proprement gaspillée.

Supportable jusqu'à 10 % de la consommation annuelle nécessaire de la zone non interconnectée (ZNI), l'électricité intermittente ne l'est plus au-delà<sup>23</sup>. Le prix de ce bien de première nécessité

<sup>22</sup> Ces analyses ne semblent pas accessibles au public.

<sup>23</sup> « *Capacity Value of Wind Power: Calculation and Data Requirements* » - IEEE Transactions on Power Systems -

devient alors inabordable aux populations en situation de précarité. Le scénario de l'OCDE à 75 % d'ERI dans le mix électrique conclut à ce que la puissance capacitaire globale nécessaire à la sécurité d'alimentation soit quadruplée. Le facteur de charge annuel moyen du mix énergétique en résultant se limiterait à 0,25. Le coût pour le consommateur bondirait tant du fait du surinvestissement à amortir que du sous-emploi des moyens de production pilotables ou non. Et la sécurité de la fréquence ne serait pas pour autant assurée.

Le coût standardisé (*levelized cost of energy - LCOE*) de l'énergie électrique intermittente livrée comme énergie secondaire est un coût interne qui ne tient pas compte des quatre coûts externes liés à leur injection obligée dans le réseau :

Primo, le coût des énergies électronucléaire et hydroélectrique pilotables, asservies à un approvisionnement aléatoire de la demande, croît du fait de leur sous-emploi, avec l'augmentation des injections d'ERI dans le réseau.

Secundo, de multiples micro- et mini-générateurs d'électricité éoliens ou solaires dispersés sur l'ensemble du territoire et demain sur la mer littorale sont à connecter au réseau. Leurs raccordements sont financés par les clients de RTE et d'EDF-SEI via le tarif administré d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) de la loi pour un « État au service d'une société de confiance » du 10 août 2018. Les investissements de RTE et les pertes de conversion et de transport de l'électricité injectée vers les points de concentration de la distribution grèvent le coût (capex et opex<sup>24</sup>) du système réticulaire et alimentent l'inflation des prix de l'électricité. Pour les premiers parcs éoliens posés en mer, le coût de raccordement est estimé entre 10 et 15 % du coût global d'investissement. Plus les parcs envisagés sont éloignés des côtes, plus ces coûts croissent.

Tertio, pour obtenir la consommation brute d'électricité, la consommation nette nécessite une production majorée de 16 % constituée de l'énergie dépensée pour la collecte et la livraison<sup>25</sup> : pertes de conversions ascendantes puis descendantes du voltage et de transport. Sur 100 kWh d'ERI livrés bénéficiant d'une obligation d'achat, seulement 84 kWh sont vendus. Le coût net, hors taxes et contributions, pour le consommateur de référence du parc éolien marin de Dunkerque pour un prix brut de 44 €/MWh, sera de 51 €/MWh, celui du parc terrestre de Sainte Rose pour un prix brut de 230 €/MWh, est de 274 €/MWh,

Quarto, le réseau futé naît d'une production non pilotable. Son coût doit être pris en considération. L'étude ADEME intitulée « valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents » de juillet 2017 affirme : « À l'horizon 2030, l'ensemble des fonctions smart grids étudiées pourraient apporter à terme des bénéfices nets de l'ordre de 400 M€/an pour la collectivité, dont plusieurs dizaines de M€/an pour le réseau public de transport, auxquels s'ajouteront les bénéfices réalisés par les gestionnaires de réseau public de distribution. » Cette valorisation est accompagnée de précautions (de restrictions) d'usage : « On rappelle ici que les analyses restituées quantifient la valeur économique des solutions smart grids au périmètre de la collectivité sans considérer la répartition de la valeur entre les différents acteurs du système électrique. Les bénéfices identifiés ne doivent donc pas être interprétés comme les revenus que peuvent attendre les acteurs investissant dans ces solutions. »... encore moins comme une baisse espérée des factures d'électricité des usagers. Cette valorisation serait en mesure d'augmenter la valeur d'usage de l'électricité intermittente, sans la mettre au niveau de l'électricité pilotable. Elle a un coût que l'ADEME estime sans le démontrer inférieur au bénéfice. L'effacement de l'énergie produite et non

---

14/08/2009

<sup>24</sup> Les sorties de centrales nucléaires se font entre 400 kV et 800 kV. Le raccordement du parc éolien offshore de Gruissan au réseau RTE se fera à seulement 33 kV.

<sup>25</sup> Source « Les chiffres clés de l'énergie en Guadeloupe - Bilan 2017 - OREC Guadeloupe ».

injectée et la sous-consommation contrainte au nom de la flexibilité de soutirage pénalisent tant la productivité de l'appareil de production énergétique que les activités tolérantes au délestage qui bénéficient d'un abattement tarifaire en compensation et témoignent du trompe-l'œil d'une éventuelle valorisation à 400 M€/an. L'ADEME a conscience du biais scientifique de cette approche. Son étude de mars 2019 « Marchés & emplois concourant à la transition énergétique et écologique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération » évite de prendre le réseau futé en considération comme concourant par sa valorisation à la transition énergétique. Le stockage de l'électricité en batterie est une solution élégante avancée pour répondre à l'intermittence. Il augmente dans de telles proportions le coût de l'énergie produite que sans rupture technologique, il reste à horizon prévisible, utopique pour participer à la fourniture d'une énergie de substitution concurrentielle.

La conclusion à tirer est claire. Les énergies renouvelables intermittentes ne sont pas adaptées à la fourniture d'énergie à un réseau électrique. Elles n'ont en France en raison du parc nucléaire aucune incidence sur le changement climatique, l'énergie produite se substituant à une énergie déjà décarbonée. Elles sont des énergies primaires à convertir pour être transportables et commercialisables dans des conditions de production leur permettant d'accéder au marché à un prix compétitif.

## Annexe 2 : La contribution publique à l'énergie éolienne intermittente est-elle utile ?

Les engagements pris par l'État au titre du soutien aux énergies intermittentes électriques ou « charges de service public de l'énergie » sont financés par les consommateurs ou/et contribuables. Leur montant total au 1<sup>er</sup> janvier 2019, en croissance rapide, est compris entre 106 et 115 G€<sup>26</sup>. La dette, restant à régler jusqu'en 2043<sup>27</sup>, se situe entre 79 et 88 G€. Cette dépense est un luxe en période de crise économique. Elle nourrit une rente versée sans résultat perceptible sur l'objectif final de substituer des énergies décarbonées aux énergies fossiles dans le mix électrique. La signature carbone de la France n'en est pas modifiée dès lors que la filière nucléaire est exploitée rationnellement. Aucune « *sobriété carbone* » n'est attendue des énergies intermittentes subventionnées dans les conditions opératoires de la PPE du 21 avril 2020.

Les combustibles fossiles fournissent l'énergie nécessaire aux secteurs des transports et des travaux publics, du bâtiment, de la chaleur résidentielle et des biens à fort contenu énergétique (métallurgie, cimenterie, textiles, verre, porcelaine...) qu'ils soient usinés localement ou importés dans des semi-produits ou des produits finis. La stratégie nationale de transition énergétique vise la fin de ces usages. GEO est orienté vers ces secteurs pour les marchés extérieurs et guadeloupéens et accessoirement vers l'alimentation du réseau électrique de la ZNI, en substituant l'hydrogène aux énergies fossiles.

Les privilèges que la PPE octroie aux fournisseurs d'énergie intermittente du réseau rendent difficile le choix du chemin vers la transition énergétique « *sobriété carbone* ». Beaucoup d'intérêts influents sont en jeu. Si le paradigme de l'organisation actuelle de la transition énergétique électrique n'est pas un répulsif à CO<sub>2</sub>, il est un attractif pour les chasseurs de prime, les banquiers et les collectivités publiques :

- Chasseurs de prime : un exemple d'aubaine suffit. Le parc de Sainte-Rose<sup>28</sup> de 16 MW (8 aérogénérateurs de 2 MW) a été installé en 2018. Il a coûté 50 M€ soit 3,125 M€/MW avec une obligation d'achat et un prix d'achat garanti par décret de 230 €/MWh pendant les 10 premières années d'exploitation, soit sur cette période 113 M€ de chiffre d'affaires, versés par la péréquation nationale du système électrique. La valeur ajoutée guadeloupéenne évaluée s'établit au maximum à 4 M€ de capex et 7 M€ d'opex<sup>29</sup>, soit un dixième du chiffre d'affaires. 102 M€ feront un aller & retour à partir de la métropole. 102 M€ que la comptabilité publique créditera à la Guadeloupe au titre de l'assistance à la région ! Aucune des éoliennes opérant sur l'archipel n'y a été fabriquée. La valeur ajoutée locale se limite aux travaux de préparation du site et de connexion au réseau, à la manutention portuaire au post-acheminement routier vers le site et à un emploi de surveillant. La croissance verte se traduit par une rente collectée en Aquitaine. Faut-il ajouter que si « *la réduction d'impôt prévue au [titre de la défiscalisation outre-mer] ne s'applique pas aux investissements portant sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil,* » elle s'applique par contre avec plein effet à l'énergie éolienne pour les entrepreneurs faisant un chiffre d'affaires inférieur à 20 M€ : « *Pour les projets d'investissement comportant l'acquisition, l'installation ou l'exploitation d'équipements de*

---

<sup>26</sup> Au 1<sup>er</sup> janvier 2014, la CRE évaluait les surcoûts des obligations d'achat jusqu'en 2025 à 92 G€.

<sup>27</sup> Source : Comité de gestion des charges de service public.

<sup>28</sup> Enquête publique relative à la demande d'autorisation d'exploiter une centrale éolienne aux lieudits « Bellevue » & « Espérance », sur le territoire de la commune de Sainte-Rose par la société Sainte-Rose Énergies, filiale de la société-mère Valorem - Rapport et conclusions du commissaire enquêteur – 29 décembre 2014.

<sup>29</sup> Comprenant les taxes perçues au profit des collectivités locales.



*production d'énergie renouvelable, le montant déductible mentionné à la première phrase du présent alinéa est pris en compte dans la limite d'un montant par watt installé fixé par arrêté conjoint<sup>30</sup> des ministres chargés du budget, de l'énergie, de l'outre-mer et de l'industrie pour chaque type d'équipement. Ce montant prend en compte les coûts d'acquisition et d'installation directement liés à ces équipements.* » Les climatistes bien-pensants encouragent l'enrichissement des nantis suffisamment aisés pour monter des projets éoliens avec les contributions obligées d'économiquement faibles, smicards, retraités... en résumé, encouragent l'injustice sociale. La persévérance dans une politique d'urgence climatique pénalisant toujours plus le niveau de vie du citoyen, ne peut générer que des mouvements sociaux toujours plus graves. « *Dieu se rit des hommes qui déplorent les effets dont ils chérissent les causes,* » proclamait Bossuet.

- Banquiers : le « bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - 2017 » de RTE observe : « *Plus le risque sur les revenus est fort, plus le coût moyen pondéré du capital est important. Les énergies renouvelables qui bénéficient d'un régime de soutien permettant d'insensibiliser le revenu aux variations de prix peuvent avoir accès à un capital peu cher. À l'opposé, les filières dont les revenus sont fortement liés aux niveaux des prix de marché sont exposées à un coût du capital élevé.* » Le banquier prête en minimisant le risque. Il n'a pas d'appétence pour le risque industriel. Dès lors qu'il a le choix, l'appareil bancaire n'est pas disponible pour financer une industrie ouverte au vent de la concurrence et créatrice de richesses. Il l'est par contre pour financer des investissements dont l'équilibre du compte d'exploitation est fait de prélèvements obligatoires constitutifs de rentes<sup>31</sup>. Or le projet GEO repose sur l'assomption du risque industriel, sur un équilibre économique obtenu sans subvention de la production. Le soutien de l'État stratège n'est pas ignoré pour autant. Il se résumera au seul concours d'avances remboursables comme l'a connu, au temps de la planification, l'industrie aéronautique civile dans la seconde moitié du XX<sup>e</sup> siècle.
- Collectivités publiques : les prélèvements fiscaux et domaniaux sur les exploitants de parc éoliens marins en métropole, ne sont pas des facteurs de promotion de la stratégie bas carbone. In fine, ce sont les consommateurs contribuables<sup>32</sup> qui pourvoient les recettes garanties pour que les exploitants puissent les payer. L'objet de ces taxes « affectées » est de distribuer aux potentiels opposants au projet qu'ils soient des collectivités publiques ou des usagers historiques de la mer, quelques retombées pour acheter leur silence.

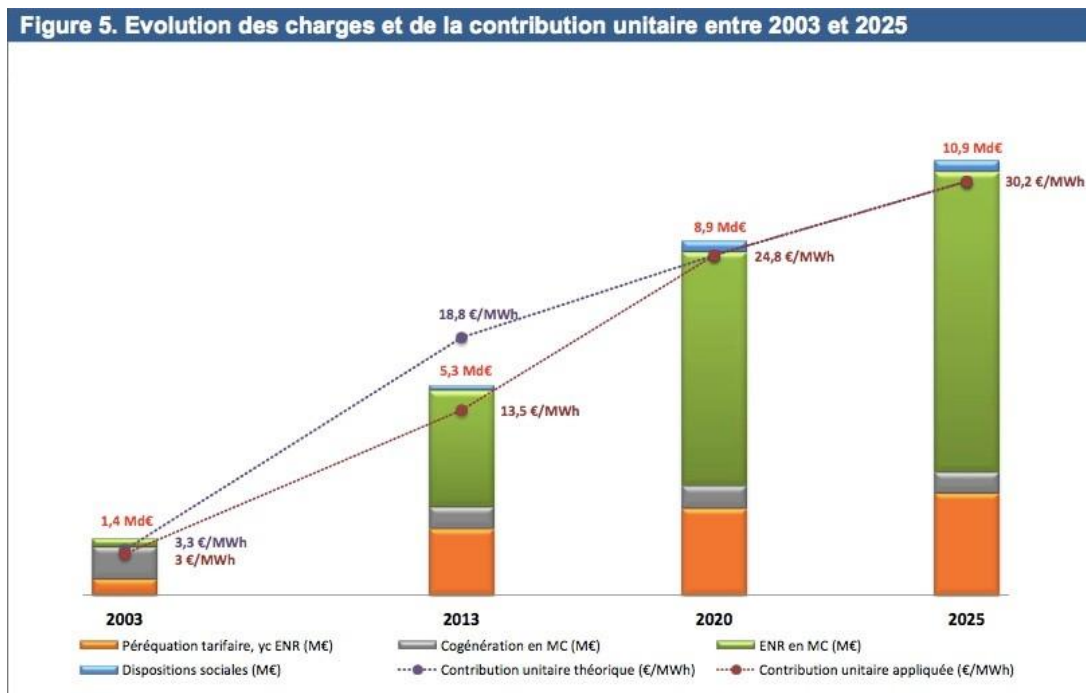
Le graphique ci-dessous extrait du dossier CRE « Mécanisme, historique et prospective de la CSPE » de 2014 illustre l'effet inflationniste d'un soutien qui fait peser sur les générations futures le coût de l'énergie électrique.

---

<sup>30</sup> Cet arrêté ne semble pas avoir été pris à ce jour.

<sup>31</sup> Les bénéficiaires comptables publiés de la Société anonyme d'économie mixte locale Énergie Développement Service du Briançonnais, exploitant de conduites forcées (hydroélectricité non pilotable au fil de l'eau), ne sont composés que de compléments de rémunération versés à l'entreprise chaque année au titre du soutien aux énergies renouvelables (source : comptes publiés).

<sup>32</sup> Le transfert comptable se fait selon une chaîne de prélèvements successifs : consommateur, fournisseur d'électricité, RTE, producteur éolien, collectivité publique.



L'approche avantages inconvénients, propre aux décisions éclairées, est le seul moyen d'orienter une action politique qui a des chances de ne pas être contre-productive. Trop user d'une « *pensée disjonctive et réductrice... en politique et en économie... conduit à des erreurs de diagnostic, de prévention, ainsi qu'à des décisions aberrantes,* » écrit Edgar Morin<sup>33</sup>.

La croissance verte de la LTECV 2015 se révèle-t-elle une croissance ? Combien d'emplois ont été créés par cette politique, pour quelle masse salariale et valeur ajoutée marchande ? Combien d'emplois ont été détruits ? Quel est le taux de la baisse du niveau de vie induite ? Quel endettement supplémentaire ou quel remboursement de dette a-t-elle permis ? Quelle conséquence positive ou négative sur la balance des paiements ? Quelle est la maîtrise nationale du contrôle de la chaîne de valeur<sup>34</sup> qui en résulte ? Les indicateurs économiques ne sont pas à ce jour travaillés pour répondre à ces questions essentielles.

La question de la fiscalité des énergies de substitution aux énergies fossiles est posée. Les porteurs de projet subventionnés ont intérêt à accepter les prélèvements fiscaux qu'ils répercutent sur le consommateur. Les taxes redistribuées aux communes littorales tempèrent les éventuelles capacités de nuisance des magistratures municipales.

Pour produire une électricité à un coût modéré dans les régions d'outre-mer, le fioul fossile destiné à la production électrique est entièrement détaxé. Faut-il vraiment encourager l'administration à se dépenser pour taxer les énergies défossilisées, indispensables à la sauvegarde de la planète ? Ressource affectée, l'imposition des énergies renouvelables sur le territoire fiscal ne respecte pas l'universalité budgétaire. L'objectif de sa redistribution à des collectivités publiques ou corporatives a pour raison d'être de créer un environnement politique favorisant l'acceptabilité sociale des projets qui viennent à perturber la vie et/ou l'activité de certaines catégories de population. Quand l'argumentaire technique et politique est défaillant, il arrive qu'il soit nécessaire de convaincre avec des moyens communs aux pratiques du clientélisme, qui tombent, quand ils sont appliqués en droit du suffrage universel, sous le coup de l'article L106 du code électoral.

<sup>33</sup> In « Un festival d'incertitudes » Tracts Gallimard – 21 avril 2020.

<sup>34</sup> Le *made in China* est un élément central de la chaîne de valeur industrielle de la politique de la demande (PPE).

Une course à l'échalote est engagée entre une taxation carbone sur les énergies fossiles plus ou moins lourde<sup>35</sup>, et une taxation des énergies décarbonées. Qui paye ces taxes ? Comme pour la TVA, les accises sont payées par le consommateur final. La crise économique attendue de l'épisode du coronavirus commande un retour à la raison. Les ressources de la mer ne sont pas des objets taxables. Il n'y a ni péage sur les voies maritimes, ni droit d'accise sur les quotas de pêche, sur les récoltes conchyliques de pleine mer, sur l'eau de refroidissement des centrales nucléaires<sup>36</sup> ou sur le sel<sup>37</sup>, ni droit d'entrée aux « bains de mer ». Les énergies marines défossilisées n'obéissent pas au régime du droit minier. Pourquoi échapperaient-elles au sens commun d'un principe général du droit fiscal en mer ?

---

<sup>35</sup> Le « gaz naturel » importé, méthane fossile, est frappée d'une taxe carbone de 12,24 € par MWh en 2020, bien inférieure aux « charges du service public de l'électricité » qui frappent une énergie défossilisée à plus de 90 % à raison de 22,5 €/MWh en 2018 Guadeloupe (source facture EDF), région qui ne bénéficie pas de la sous-taxation du méthane fossile indisponible sur place

<sup>36</sup> En revanche, les conditions de puisage et d'effluence dans la mer des eaux de refroidissement tout comme celles d'effluence des zones urbaines sont soumises à un contrôle strict de salubrité publique.

<sup>37</sup> À moins de rétablir la gabelle de sinistre mémoire et pourquoi pas, le droit (normand) de varech.

### Annexe 3 : Les conditions d'une stratégie industrielle éolienne

Les études du potentiel techno-économique de l'éolien sont confiées en France au Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement (CEREMA) et à Réseau de transport d'électricité (RTE). Ces deux entités publiques dotées d'une ingénierie de haut niveau dans leur domaine respectif détiennent le monopole de « l'identification de zones favorables pour l'implantation d'éoliennes en mer ». L'administration française marque par là le tropisme de sa vocation continentale et son absence d'appétence pour la « maritimité ». Éric Tabarly disait : « *En France, la mer est ce que l'on trouve derrière soi lorsqu'on regarde la plage.* » L'identification matricée pour 6 % de terres émergées ne prend pas en considération les 94 % de l'espace maritime français<sup>38</sup> invisibles sur l'écran radar. La culture Phares et Balises du CEREMA ne connaît de maritime que les hauts-fonds<sup>39</sup>.

Les deux organismes publics n'ont de compétences en économies maritime et navale ouvertes sur le large qu'à la marge. Leur réflexion reste cantonnée à l'intérieur de frontières terrestres. Leur approche ne cherche pas à identifier les gisements d'énergie de substitution aux énergies fossiles, en mesure de répondre à un marché global (national et international). Elle considère les zones éoliennes marines comme un complément à la satisfaction de besoins électriques limités à ceux du réseau national. Il en résulte que la puissance publique contraint le contribuable consommateur, sujet du jus loci, à surpayer la production électrique de l'aérogénération sans justification climatique. Il n'est pas envisagé d'identifier des zones favorables au mouillage d'éoliennes en mer destinées à une production non subventionnée. L'équation économique d'une énergie primaire et des conditions de sa conversion et commercialisation, permettant d'atteindre équilibre économique, n'est pas posée.

Une industrie éolienne intégrée puissante de niveau mondial peut voir le jour en France alors que le pays dispose de gisements considérables d'énergie éolienne dans sa ZEE. Une stratégie de souveraineté énergétique est possible si des entreprises nationales dont le contrôle de la chaîne de valeur est localisé en France, maîtrisent les éléments clés de la filière de production d'éoliennes marines flottantes à l'image de la filière nucléaire. Une production énergétique subventionnée constituée de parcs éoliens d'un GW maximum dispersés en mer ne permet que de constituer des ateliers de sous-traitance vulnérables, en dépendance de groupes étrangers concepteurs des parties nobles électromécaniques. Le nucléaire civil français s'est développé en achetant des licences chez Westinghouse puis en les améliorant. Le projet GEO reprend le même concept opérationnel.

Une politique de l'offre d'énergie bon marché, à la différence d'une politique nécessairement malthusienne de la demande (PPE), ouvre la voie à l'émergence d'un ou plusieurs majors d'une industrie éolienne marine intégrée. Des concessions sur des gisements extensibles de 1 500 (en métropole) à 5 000 km<sup>2</sup> (outre-mer) minimum en ZEE venteuses sont capables d'équilibrer leurs comptes d'exploitation avec une capacité de production respective de 10 à 30 GW, soit au facteur de charge retenu dans le dossier GEO de 0,43, une production d'énergie de 38 à 113 TWh/an (3,2 à 9,7 Mtep) minimum.

L'estimation administrative d'un coût de parc éolien marin en métropole est, début 2020, « *de l'ordre de 1 à 2 G€ pour 500 MW et d'environ 1,5 à 3 G€ pour 1 GW* » soit de 2 000 à

---

<sup>38</sup> In Revue Maritime : <http://ifm.free.fr/htmlpages/pdf/2007/477-2-espace-maritime.pdf>

<sup>39</sup> Ni le Secrétariat général de la mer (SGMer), ni le Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD), ni le Service hydrographique et océanographique de la marine (SHOM), ni l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER), ni Météorologie France ne semblent invités à participer à cette identification.

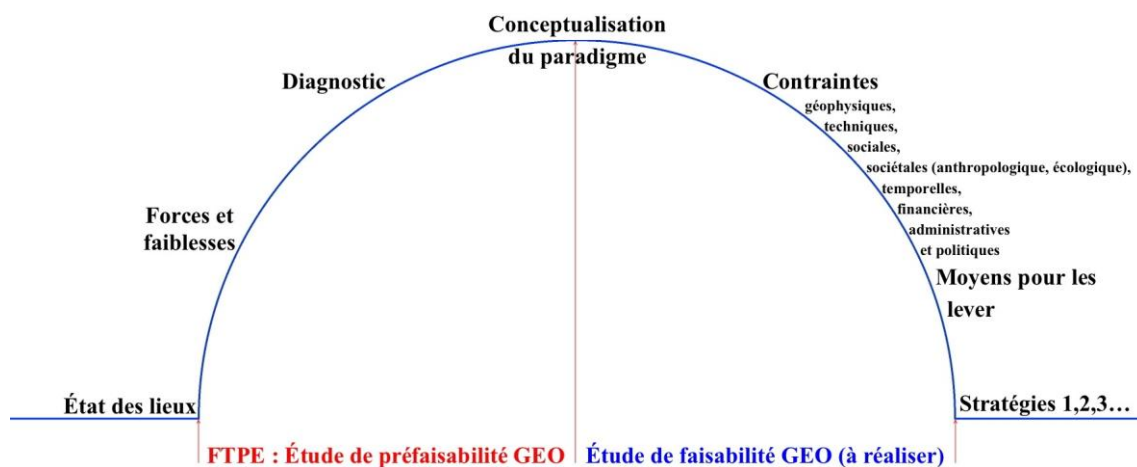
4 000 € / kW pour 500 MW et de 1 500 à 3 000 € / kW pour 1 GW. L'étude GEO montre que l'équilibre économique de l'exploitation d'un gisement en ZEE est atteint avec un capex de 1 000 € / kW pour 30 GW (équivalent à 2 220 € / kW pour 1 GW sur la courbe d'apprentissage). Ce seuil est atteint avec trois milliers d'éoliennes flottantes de 10 MW construites en série in situ.

En France, la récession économique contraint de ne retenir dans le mix énergétique que les seules énergies de substitution aux énergies fossiles produites dans des filières non subventionnées. Les énergies restantes ne sont que deux :

- les énergies stockables et transportables produites avec de l'éolien marin sur flotteurs ancrés, converties en gaz (power-to-gas) et en biens à fort contenu énergétique ;
- l'électricité destinée à un réseau, produite avec du nucléaire de 3<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> générations, pilotable au moindre coût.

La « *sobriété carbone* » et l'autonomie énergétique passe outre-mer par l'éolien marin.

## Annexe 4 : Méthodologie décisionnelle de GEO



Méthode d'analyse de risques dite de « *la courbe du soleil* » (© F & F Conseil) : au levant, l'étude de pré faisabilité réalisée permet de conceptualiser le paradigme ; au couchant, l'étude de faisabilité de la première phase du projet GEO aboutira au cahier des charges de l'appel d'offres.

Cette approche systémique est la seule en mesure de répondre au mieux tant à la complexité de la question de l'éolien marin que des incertitudes d'un projet industriel d'envergure dont les bénéfices sont attendus à moyen, long terme<sup>40</sup>.

<sup>40</sup> Airbus est créé en 1970. Il faut attendre 14 ans pour que l'A320 permette à la compagnie d'apercevoir un horizon de comptes équilibrés. Ce succès, dû à Bernard Lathière, impose un saut technologique dans l'aviation commerciale, les commandes électriques, passant outre aux objections des représentants gouvernements jugeant l'innovation trop risquée. Les 113 TWh (9,7 Mtep) de l'équilibre économique du projet GEO sont accessibles en 12 ans.