|  |  |
| --- | --- |
|   | **CAHIER D’ACTEUR****PIEBÎEM**  |
| NOM DE VOTRE STRUCTURE : PIEBîEMCONTACT : pebiem56@gmail.comhttps://piebiem.webnode.frPrésentation de la structure :PIEBîEM *(*Préserver l’identité environnementale de la Bretagne sud et des îles contre l’éolien en mer*)* entend mobiliser les habitants et tous les amoureux du littoral breton contre l’ensemble des projets d'éoliennes en mer, dont le parc industriel offshore flottant Bretagne-sud, et défendre l’identité marine, l’environnement et les activités traditionnelles de la Bretagne. Un patrimoine que nous voulons transmettre aux générations futures | Synthèse de la contributionPIEBIEM (Préserver l’Identité Environnementale de la Bretagne sud et des Îles contre l’Eolien en Mer) a pour but de garantir la transmission aux générations futures de paysages, d'une nature et d'une biodiversité préservées, la préservation de la pêche et du nautisme, mais aussi la défense économique des habitants, consommateurs, contribuables, artisans, industriels et des services publics contre les effets de l'éolien maritime. Nous souhaitons garantir une électricité abordable pour tous et une transition énergétique économiquement soutenable et socialement acceptable.Par conséquent, PIEBîEM entend alerter sur les coûts non maitrisés de l’éolien en mer, particulièrement de l’éolien flottant, et plus particulièrement sur les coûts liés à l’investissement dans les ports et le fort risque de coûts échoués, si, comme il est probable, de nombreux projets éoliens en mer, en particulier pour l’éolien flottant, ne voyaient finalement pas le jour. *1) L’éolien en mer, des difficultés structurelles - 2) Les difficultés spécifiques de l’éolien flottant - 3) Commission d’Enquête sénatoriale sur le coût de l’électricité : l’éolien en mer, un pari très risqué - 4) Explosion des prix négatifs : un modèle économique intenable - 5) Fin des privilèges pour les Energies Fatales Intermittentes - 6) La demande d’électricité révisée à la baisse d’ici 2035.*Pour toutes ces raisons, PIEBÎEM estime que les risques de coûts échoués dans l’aménagement des ports sont très importants et insoutenables et appelle à un moratoire. |

**1) Les difficultés de l’éolien en mer ne sont pas conjoncturelles mais structurelles**

L’année 2023 a été, pour l’éolien en mer, une longue litanie d’appels d'offres infructueux (UK, Allemagne, USA,) de renonciations de contrats, ou de demandes pressantes de renégociations, de pertes records des industriels impliqués. En 2024, les appels d‘offre reprennent, mais à quels coûts : USA : 75-149 $/MWh pour l’éolien posé, 123 - 278 $/MWh pour l'éolien flottant ; Italie - éolien flottant à 185€/MWh., avec des éoliennes chinoises et l'implantation de fabricants chinois ; Royaume-Uni : éolien flottant à 230 € /MWh. Nous sommes très loin des bases sur lesquelles ont été décidé ces programmes.

Ce retour partiel à la réalité montre, s’il en était encore besoin, qu'il y a eu beaucoup de mensonges et d'illusions sur la réalité des coûts de l'éolien en mer. Encore faut-il constater que les tarifs de ces appels d’offre ne reflètent que les coûts d’investissement, de production et une certaine marge, et qu’ils sont ***très loin des coûts totaux***. Il faut en effet y ajouter les coûts d’extension et de stabilisation du réseau, de stockage, les coûts de profil (périodes de production à perte voire à prix négatifs, de plus en plus nombreuses au fur et à mesure que le pourcentage de productions fatales augmente) et les externalités négatives sur les moyens de production pilotables (notamment l’utilisation du nucléaire en suivi de charge de la production renouvelable, particulièrement erratique avec de fortes variations pour l’éolien en mer).

A cela s'ajoutent de **fortes incertitudes techniques,** dont par exemple la **surestimation de la durée de vie** des installations en milieu marin et celle de la production (**facteur de charge**), les problèmes d'usure des câbles, une **course mal maitrisée à la puissance et à la taille des éoliennes dont s’inquiètent les assureurs**. La France en a connu une conséquence emblématique **avec le plan social annoncé par General Electric- Vernova** à Montoir de Bretagne et Nantes, suite aux défaillances à répétition de l’Haliade X (ruptures de pales sur Vineyard Wind et Dogger Bank) et plus généralement aux difficultés de GE à développer des éoliennes de fortes puissances jugées indispensables à la rentabilité de l’éolien en mer.

Il faut encore mentionner la **très forte dépendance en matériaux et métaux critiques** de cette technologie de production électrique avec les risques financiers et géostratégiques (cuivre, cobalt, terres rares) associés. Même pour un matériau banal comme l’acier, au niveau mondial, la demande pour l’éolien en mer représenterait l’équivalent de la demande actuelle pour l’automobile, si cette technologie devait être choisie pour les socles (*audition OPECST, 2 février 2023*).

**2) les difficultés spécifiques de l’éolien flottant**

En ce qui concerne spécifiquement l’éolien flottant, les incertitudes technologiques sont en effet immenses : les postes électriques flottants, qui conditionnent l’éloignement aux côtes, ne sont pas encore techniquement matures (devant l’OPECST, RTE a annoncé 2040 pour une solution industrielle), le choix des socles industrialisables (acier ou béton) n’est pas réglé, les coûts de production sont impossibles à estimer ( « Estimer les coûts de construction d’une filière qui n’est pas mature sur une période de 8 à dix ans ; impossible c’est une boule de cristal »- Grégoire de Saivre, Total Energie), des problèmes de vibrations et de résonnances des installations restent à résoudre, la nature et la résistance des câbles flottants dynamiques sont des problèmes non résolus, et plus encore que l’éolien posé, l’éolien flottant doit affronter la problématique d’une course au gigantisme mal maitrisée, qui conditionne son éventuelle rentabilité.

Or, beaucoup de ces problèmes techniques non résolus ont une incidence forte sur la faisabilité même des programmes éoliens flottant, mais aussi sur les aménagements nécessaires dans les ports ; ainsi les socles en acier semblent impliquer un montage dans les ports et les socles en béton un montage en pleine mer.

**3) Commission d’Enquête sénatoriale sur le coût de l’électricité : l’éolien en mer, un pari très risqué**

La Commission Sénatoriale d’enquête sur la production, la consommation et le prix de l’électricité aux horizons 2035 et 2050, par laquelle nous avons été auditionné, a consacré dans son rapport (juillet 2024) une part importante à l’éolien en mer : elle y considère notamment que l’éolien en mer constitue un pari risqué, compte tenu des coûts réels de ces technologies, de leurs difficultés d’acceptabilité et de la faible maturité technique de l’éolien flottant et qu’en conséquence, le programme de Belfort (45 GW d’éolien en mer) sera impossible à tenir et qu‘à tout le moins, les objectifs 2035 (#18GW) devraient être décalés à 2050- et, par conséquent, ceux de 2050 (45 GW) abandonnés. L’équation économique de l’éolien est intenable.

**4) Explosion des prix négatifs : le modèle économique est intenable**

Dans son rapport trimestriel sur les marchés de l’électricité (2nd semestre 2024), la Commission Européenne est bien obligée de constater un dysfonctionnement majeur : l’explosion du nombre d’heures de prix négatifs pour l’électricité. C’est, en Europe, 4166h, soit un quasi-triplement (+189%) par rapport à la même période l'année précédente ! Ce phénomène, particulièrement prégnant en Allemagne commence à toucher significativement la France. Nous devrions vraisemblablement finir l'année avec plus de 400 heures en prix négatifs, alors qu'avant on ne dépassait pas les 50 heures » (soit +700%)… et ceci ne concerne que les prix négatifs, même pas les prix nuls et ceux en-dessous du coût de production. *(La Tribune, Prix Négatifs de l’Electricité , 29 oct24)*

Comment s‘étonner que l’électricité atteigne des coûts insupportables pour le particulier, pour les artisans, pour les industriels quand Saint-Nazaire produit de l’électricité à 143,6 €/MWh et Saint-Brieuc tout juste inauguré à 180 €/MWh que l’Etat leur achète à ce prix même lorsque la valeur de l’électricité générée est nulle voir négative, parce que personne n’en a besoin ?

Les « prix négatifs » (il faudrait plus justement parler de « valeurs négatives ») ne reflètent donc nullement une baisse des prix de production, et encore moins une baisse des prix pour les utilisateurs, mais de plus en plus de productions fatales, décorrélées de toute demande et dont personne n’a besoin. Et logiquement, cette décorrélation augmente avec le taux d’Energies Fatales Intermittentes sur le réseau.

La politique de promotion des ENR nous emmène dans un cercle vicieux qui se constitue ainsi : 1) Le caractère fatal et intermittent des ENR et leur « cannibalisation » provoque une explosion des périodes de prix négatifs (et plus généralement production à perte) ; 2) Ces pertes qu'il faut compenser renchérissent le coût de l'électricité ; 3) Des industriels électrointensifs ferment leur production et partent, diminuant encore la demande ; 4) Cette diminution de la demande entraîne une augmentation des périodes à prix négatifs des ENR qui deviennent de moins en moins rentables.

Il est donc assez compréhensible que de plus en plus d’acteurs financiers se montrent réticents à investir dans ce domaine, tant l’absurdité et la dangerosité du système deviennent de plus en plus évidentes. De toute évidence, ce modèle n’est pas durable !

**5) RTE et la CRE l’annoncent : fin de l’ « open bar » pour les Energies Fatales Intermittentes**

Le Syndicat des Energies Renouvelables ne s’en est pas vanté, mais l’intervention du patron de RTE lors de son XXVème colloque (septembre 2024) a été un véritable pavé dans la marre, Les exigences de sécurité d’alimentation ne sont tout simplement pas compatibles avec un pourcentage trop élevé d’Energies Fatales Intermittentes et l’économie du système n’est plus soutenable, notamment en raison du manque de corrélation entre la demande et la production, qui se traduit notamment par l’explosion des productions à prix négatifs. RTE déplore le manque de transparence des producteurs renouvelables et prône la fin des contrats avec obligations d’achats et prix garantis, une généralisation des contrats des contrats à compléments de rémunération, qui incitent à ne pas produire en cas de surproduction et l’imposition d’écrêtements en cas de surproduction.

Cela ne suffit pas à garantir la stabilité du réseau en cas de chutes rapides de production qui se multiplieront en fréquence et en amplitude avec les Energies Fatales Intermittentes. RTE demande donc que les ENR participent aux services réseau (stockage, maintien de la fréquence et de la tension, mécanismes d’ajustement…)

La conclusion : «  Les ENR sont devenues un acteur majeur du système électrique, il faut que demain, elles aient les mêmes droits et les mêmes devoirs que les autres moyens de production ». Ce qui signifie tout bonnement la fin de l’ « open bar » pour les ENR, la fin de leurs privilèges, l’obligation de payer pour les externalités négatives. Se rapprocher ainsi de la vérité de leurs coûts changera beaucoup de choses – notamment de grosses difficultés pour l’éolien en mer, la méthode la plus coûteuse de production électrique.

**6)** **La demande d’électricité révisée à la baisse d’ici 2035- nous pourrons nous passer d’éolien en mer !**

Dans une note publiée le 23 octobre 2024 et qui constitue une véritable retournement, la DGEC reconnait enfin l’évidence  *: « L’électrification de l’économie française pourrait s’avérer plus lente que prévu, entraînant une hausse de la consommation d’électricité moins importante qu’anticipé d’ici 2035*… Ce qu’on voit, c’est qu’en termes de consommation d'électricité, on est plutôt en dessous du scénario central qu’on avait publié en 2023, qui était le 580-640 TWh par an ». En cause, selon la DGEC, la transition des véhicules vers l’électrique, le rythme d’installation des pompes à chaleur dans les bâtiments « notamment plus lent que « les trajectoires qu’on souhaiterait ». Et surtout « *le directeur de la flexibilité de RTE note également un retard dans le développement de l’hydrogène*, qui devait constituer le plus gros facteur de hausse de la demande d’électricité, avec une consommation de 24 TWh environ en 2030 puis de 65 TWh en 2035, contre 38 TWh par exemple pour les voitures électriques.

En fait deux facteurs se conjuguent. *D’une part, une demande augmentant moins vite que prévu*, parfois pour de bonnes raisons (augmentation plus vite que prévu de l’efficacité énergétique, retour à la réalité dans le domaine de l’hydrogène et de l’électrification de la mobilité) et pour d’autres plus inquiétantes (sobriété subie ou même précarité énergétique, choix fiscaux encourageant peu le passage à l’électricité, retards dans la réindustrialisation). Globalement, le coût, les conséquences sociales (automobile) et les difficultés de la transition énergétique ont été sous-évalués. *D’autre part, une production augmentant plus vite que prévu* : sous-estimation de la production nucléaire et de ses possibilités d’évolution, prolongation plus importante et plus systématique des centrales nucléaires existantes, solaire). Enfin, les solutions énergétiques non électriques (solaire thermique, géothermie…) semble avoir été sous-évaluées.

***En conclusion, tout pointe vers des besoins électriques nettement moindres que prévus d’ici 2035…et donc à l’inutilité de l’éolien off shore, en dehors même de ses inconvénients pour le littoral, la vie marine et l’identité même de la Bretagne, ce qui est une bonne nouvelle ! Après 2035, le nucléaire pourra prendre le relais pour une transition énergétique réussie, soutenable économiquement et socialement, et plus respectueuse de l’environnement***.

Pour toutes ces raisons, PIEBÎEM estime que les risques de coûts échoués dans l’aménagement des ports sont très importants et même insoutenables et appelle à un moratoire.