Enquête éolien Bretagne Sud - Observation N° 8
Le bilan financier : un coût incomplet, des avantages non démontrés

1 600 129 975 € annoncés comme comprenant les mesures environnementales, dont aucune ligne n'apparaît au tableau

Objets visés — les deux déclarations d'utilité publique et l'enquête parcellaire.

Références — Pièce 3.3.7 « Appréciation sommaire des dépenses » (juin 2026) ; avis de l'Autorité environnementale ; bilans des garants de la CNDP.

Observation — L'utilité publique s'apprécie au regard d'un bilan. Le dossier n'en fournit ni les coûts complets, ni les avantages (détail en annexes A à G).

Le coût affiché n'est qu'un investissement. La pièce 3.3.7 arrête le coût du raccordement à 1 600 129 975 €, « intégralement pris en charge par RTE », mais ne comporte que des lignes d'études, de foncier, de fournitures et de travaux. Or RTE a, depuis 2017, la charge « de l'exploitation et de la maintenance de l'ensemble du raccordement ». Les documents officiels de l'État situent l'investissement à 72,8 % du coût complet : celui-ci est donc de l'ordre de 2,1 à 2,2 milliards d'euros.

Les mesures environnementales n'y figurent pas davantage. La pièce affirme que ce total comprend « le coût des mesures d'évitement, de réduction et de compensation ». Aucune ligne n'y correspond : le seul poste identifiable est une compensation agricole de 89 975 €, soit 0,006 % du total.

Le démantèlement est budgété à zéro — « Dépose : 0 € » pour les quatre lots — et aucun bilan coûts-avantages n'est produit.

CE QUI FAIT PROBLÈME

1. Le coût est répercuté sur le TURPE, donc sur **tous les consommateurs**, et le dossier n'en présente que l'investissement : ni le coût complet intégrant les charges d'exploitation et de maintenance, ni, encore moins, les externalités négatives.
2. Il est impossible de savoir ce que le maître d'ouvrage consacre à **l'environnement** sur 1,6 milliard d'euros.
3. L'utilité publique est demandée pour deux parcs dont **aucun n'est autorisé** et dont l'un n'a pas de lauréat.
4. Le bénéfice invoqué **n'est pas établi**. La France a produit en 2025 plus de 95 % de son électricité sans carbone, exporté 92,3 TWh et connu 436 heures à prix négatifs : le mégawattheure supplémentaire ne remplace pas une production carbonée — et l'Ae écrit que les émissions évitées ne sont pas calculées de façon vérifiable.

QUESTIONS APPELANT UNE RÉPONSE ÉCRITE DU MAÎTRE D'OUVRAGE

1. Quel montant total est consacré aux mesures d'évitement, de réduction et de compensation ?

2. Pourquoi la ligne « Dépose » est-elle à 0 €, et quelle provision est constituée pour le démantèlement ?

3. Quelles émissions le projet évite-t-il, et sur quelle hypothèse de production substituée ?

4. Quel est le coût complet du raccordement, et son effet sur le TURPE ?

5. Est-il exploité trente ans, ou quarante comme l'écrit deux fois le chapitre 4 ?

6. Quels effets sur le système électrique (prix négatifs, charges publiques, modulation du nucléaire) ont été intégrés ou écartés, et pourquoi ?

7. Un bilan socio-économique a-t-il été établi selon la méthode de référence de l'État ?

Pierre-Emmanuel Picard, au nom du collectif Vent des maires.

Annexe A — Le coût, ligne par ligne

La pièce 3.3.7, « Appréciation sommaire des dépenses », produite au titre de l'article R. 112-4 du code de l'expropriation, donne la répartition suivante.

Poste de dépense	Poste en mer	Liaisons sous-marines	Liaisons souterraines	Poste à terre
Études et maîtrise d'œuvre	30 420 000 €	59 290 000 €	6 890 000 €	13 356 000 €
Acquisition foncière	0 €	0 €	0 €	64 000 €
Compensation agricole	—	—	—	**89 975 €**
Indemnités d'éviction	—	—	—	40 000 €
Fournitures	97 400 000 €	130 980 000 €	81 280 000 €	45 460 000 €
Travaux	340 590 000 €	588 960 000 €	162 390 000 €	42 920 000 €
Dépose	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**
Total par lot	468 410 000 €	779 230 000 €	250 560 000 €	101 929 975 €

Total : 1 600 129 975 €.

A.1 Les mesures environnementales

Le texte de la pièce affirme que ce total comprend « le coût des mesures d'évitement, de réduction et de compensation ». Aucune ligne du tableau ne leur correspond.

Le seul poste identifiable est la compensation agricole, à **89 975 €** — soit **0,006 %** du coût total. Or :

- l'**Autorité environnementale** écrit de cette mesure qu'elle « ne constitue pas une mesure environnementale » ;
- le **CNPN** écrit qu'elle « constitue une disposition relative au droit forestier et n'est pas applicable dans le cadre de mesure de dérogation aux espèces protégées ».

Par ailleurs, le tableau de synthèse du fascicule R-8 chiffre la mesure de compensation environnementale MC02 « **entre 800 € et 3 700 €** » en coûts unitaires.

Annexe B — L'expropriation et l'enquête parcellaire

La pièce 3.3.7 précise :

> « Le raccordement des futurs parcs éoliens flottants au sud de la Bretagne nécessite l'acquisition d'environ **8 hectares** au voisinage du poste existant de PLUVIGNER (56). RTE est déjà propriétaire d'environ un hectare de l'emprise du futur poste. Le reste des parcelles devrait être acquis **par le biais d'une expropriation à la suite du refus des propriétaires d'une cession amiable après une offre à 8 000 € l'hectare**. Le montant définitif d'acquisition des parcelles sera délibéré par le juge de l'expropriation. »

Éléments à retenir :

- l'emprise du futur poste est de **8,4 hectares**, sur la commune de Pluvigner ;
- les propriétaires ont **refusé** la cession amiable ;
- l'offre était de **8 000 € l'hectare**, soit 0,80 € le mètre carré ;
- le budget d'acquisition foncière inscrit est de **64 000 €** — 0,004 % du projet ;
- les indemnités d'éviction sont provisionnées à **40 000 €**, « à titre indicatif ».

L'état parcellaire porte sur trois propriétés agricoles, pour une surface totale de **7,78 hectares**. Le collectif ne reproduit ici aucune information nominative : les personnes concernées sont identifiées au dossier, et il ne lui appartient pas d'en faire état publiquement.

Deux points méritent d'être portés à la commission.

Le premier tient à l'ordre des procédures. La déclaration d'utilité publique vaut arrêté de cessibilité. Elle est demandée pour un poste électrique dont la fonction est de raccorder deux parcs éoliens dont aucun n'est autorisé, et dont l'un n'a pas de lauréat désigné. Trois exploitations agricoles sont donc appelées à être expropriées au bénéfice d'un ouvrage dont l'utilité dépend de décisions non encore prises.

Le second tient au niveau de l'offre. Une offre à 8 000 € l'hectare, refusée par les trois propriétaires, sera tranchée par le juge de l'expropriation. Le collectif observe simplement que le budget correspondant — 64 000 € — représente 0,004 % d'un projet de 1,6 milliard d'euros, et que la commission peut utilement demander sur quelle base cette offre a été établie.

Annexe C — L'absence de bilan, signalée depuis 2021

C.1 Les émissions de gaz à effet de serre

L'Autorité environnementale expose les chiffres du dossier :

> « Les émissions de gaz à effet de serre des travaux du projet sont estimées par l'étude d'incidences à **1 680 000 tCO_2eq**, dont 1 440 000 tCO_2eq pour les parcs éoliens et 240 000 tCO_2eq pour le raccordement. Le fascicule spécifique (n° 5) du raccordement identifie des émissions de 3 100 tCO_2eq pour les travaux du raccordement […] L'exploitation, prévue pendant trente ans, des parcs éoliens devrait, d'après le dossier, émettre 120 780 tCO_2eq, et les raccordements 57 000 tCO_2eq. »

Puis elle les met en cause :

> « Ces nombres sont fournis **sans explication suffisante sur leur calcul**. […] Pour l'Ae, cette présentation **ne permet ni de comprendre la cohérence entre les valeurs issues des différents cahiers du dossier, ni de s'assurer qu'elles sont réalistes**. Par ailleurs, **les émissions évitées, du fait de la production d'EnR en substitution des sources aujourd'hui utilisées, ne sont pas quantifiées**.
>
> **L'Ae recommande de reprendre l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre induites et évitées et d'en expliciter les calculs.** »

Le collectif observe que l'écart entre les 240 000 tCO_2eq attribués au raccordement dans un cahier et les 3 100 tCO_2eq indiqués dans un autre — un facteur 77 — est exactement le type d'incohérence que l'Ae signale, et qu'il n'a pas été corrigé.

C.2 Un bilan jamais établi

L'utilité publique d'une opération s'apprécie au regard d'un bilan entre ses avantages et ses inconvénients — atteintes à la propriété privée, coût financier, inconvénients d'ordre social ou économique, atteinte à d'autres intérêts publics.

Le dossier fournit le coût. Il ne fournit ni l'évaluation des émissions évitées, ni l'évaluation de l'incidence sur l'activité touristique et résidentielle de Belle-Île *(voir observation n° 7)*, ni le chiffrage des mesures environnementales.

Les garants de la Commission nationale du débat public relevaient déjà cette absence, en suggérant qu'un **calcul coûts-bénéfices pour la lutte contre le réchauffement climatique** soit produit. Il ne l'a pas été.

Et la présidente de la CNDP écrivait dès le bilan du débat public que les controverses portaient notamment sur « l'opportunité et le coût de l'éolien en mer, en particulier l'éolien flottant » et sur des « interrogations récurrentes sur le bilan carbone ».

Annexe D — Le coût affiché est un coût d'investissement, non un coût complet

D.1 Ce que contient la pièce 3.3.7, et ce qu'elle ne contient pas

Le tableau de l'annexe A ne comporte que six natures de dépense : études et maîtrise d'œuvre, acquisition foncière, compensation agricole, indemnités d'éviction, fournitures, travaux — plus une ligne « Dépose » à zéro.

Aucune ligne ne porte sur l'exploitation, la maintenance, le renouvellement des équipements, ni les pertes en ligne. Le chiffre de 1 600 129 975 € est donc un coût d'investissement, et le dossier ne le présente jamais comme autre chose.

D.2 RTE assure aussi l'exploitation et la maintenance

Depuis la réforme de 2017, et comme le rappellent les documents officiels de l'État établis pour les débats publics sur l'éolien en mer :

> « RTE a désormais la charge de la construction, du financement, **de l'exploitation et de la maintenance** de l'ensemble du raccordement. »
>
> « Le coût du raccordement est payé par les consommateurs à travers le **tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)**. »

L'Autorité environnementale rappelle par ailleurs que « l'exploitation est prévue pendant 30 ans ».

Le coût supporté par la collectivité n'est donc pas celui d'un chantier de trois ans : c'est celui d'un ouvrage exploité, entretenu et renouvelé pendant trente ans.

D.3 L'ordre de grandeur, établi à partir des ratios officiels

Les fiches du maître d'ouvrage diffusées lors des débats publics décomposent le **coût complet** d'un projet éolien en mer, sur une durée de vie de trente ans :

Poste	Part du coût complet
Investissements — études de conception, fournitures, assemblage, installation, mise en service, assurances	**≈ 72,8 %**
Fonctionnement — maintenance, logistique, exploitation, télécommunications, assurances	**≈ 18,2 %**
Développement — études préalables à la construction	≈ 8,2 %
Démantèlement	≈ 0,8 %

Appliqué au raccordement, ce ratio donne :

	Montant
Investissement affiché au dossier	**1,60 Md€**
Coût complet correspondant (1,60 / 0,728)	**≈ 2,20 Md€**
Dont exploitation et maintenance sur 30 ans	≈ 400 M€, soit ≈ 13 M€ par an
Dont démantèlement	≈ 18 M€ — le dossier inscrit **0 €**

Une seconde approche, par addition, converge : environ 400 M€ d'exploitation et de maintenance sur trente ans, auxquels s'ajoutent les **pertes en ligne** — de l'ordre de 70 à 220 M€ sur la période selon le taux de perte et le prix de l'énergie retenus — soit un coût complet de **2,1 à 2,2 milliards d'euros**.

L'écart avec le chiffre affiché est de l'ordre de **500 à 600 millions d'euros**, soit environ un tiers de plus. Ce n'est pas un ordre de grandeur différent ; c'est un écart substantiel, et il n'apparaît nulle part dans le dossier soumis à l'enquête.

D.4 Un raccordement deux fois et demie plus coûteux que la référence

Les mêmes fiches officielles indiquent une moyenne historique de « 300 millions d'euros par raccordement (hors poste en mer), pour des parcs d'une puissance installée moyenne de 500 MW », soit 0,6 M€ par mégawatt.

Le présent raccordement, hors poste en mer, représente 1 132 M€ pour 750 MW — soit **1,51 M€ par mégawatt, deux fois et demie la référence**. Poste en mer compris, 2,13 M€ par mégawatt.

Les mêmes documents annonçaient que la part du raccordement passerait de « 10 à 15 % » à « 25 à 35 % » des coûts complets pour « les futurs projets éloignés ». Ce projet se situe au haut de cette fourchette, voire au-delà.

Annexe E — Ce que le dossier sait de l'exploitation, et qu'il ne chiffre pas

L'annexe D établit que la pièce 3.3.7 ne contient que de l'investissement. Trois éléments du dossier montrent que cette absence n'est pas un oubli de rédaction.

E.1 Le dossier hésite entre trente et quarante ans

L'Autorité environnementale écrit, d'après le dossier, que « les installations ont une durée de vie de 30 ans ». Mais le chapitre 4 « Facteurs susceptibles d'être affectés de manière notable » (juin 2025) écrit à deux reprises « les 40 ans d'exploitation du raccordement » — une fois pour les ouvrages en mer, une fois pour le poste à terre.

Ce n'est pas une variante de rédaction : c'est l'horizon sur lequel tout coût complet se calcule. Un tiers d'écart sur la durée, c'est un tiers d'écart sur le total. Le dossier ne permet donc pas même de calculer le coût complet qu'il ne fournit pas.

E.2 La maintenance est chiffrée en rotations, jamais en euros

Le même chapitre 4 décrit l'exploitation avec précision :

> « pour le poste électrique en mer, la maintenance représente environ 100 rotations par an hors événement particulier. L'usage d'hélicoptères sera aussi source d'émissions. »

Il ajoute que le poste électrique à terre « contient 284 kg de SF_6 », dont il faut « compter 1 % de pertes en fin de vie et 0,1 % de pertes chaque année ». Sur trente ans, cela fait trois mille rotations maritimes pour le seul poste en mer.

L'étude d'impact connaît donc parfaitement cette exploitation : elle en calcule les émissions, le bruit et les rejets. La pièce financière, elle, n'en connaît pas le coût.

E.3 Le démantèlement n'est pas acquis

La ligne « Dépose » porte 0 € sur les quatre lots. Le mémoire en réponse de RTE en donne la raison :

> « Il convient de rappeler que le démantèlement du raccordement n'est pas automatique. »

RTE précise qu'en l'absence de renouvellement de la concession, il remettra à l'État, au plus tard trente-six mois avant son terme, une étude comparant « le bilan environnemental d'un démantèlement à celui d'un maintien en l'état ». L'Autorité environnementale ajoute que « le démantèlement des ouvrages sous-marins pourrait être partiel » et que « les éléments souterrains du poste en mer ne seront pas démontés ».

Le zéro s'éclaire alors : il n'est pas un oubli, mais une hypothèse — celle où l'on ne démantèle pas. Or les deux branches ont un coût. Démanteler en a un ; ne pas démanteler laisse un ouvrage industriel en mer. Aucune n'est chiffrée, et le public n'est pas informé que l'alternative existe.

E.4 Trois postes imputables au seul raccordement, et absents

Les pertes en ligne. Le raccordement est en courant alternatif à 225 000 volts, sur trois liaisons sous-marines et trois liaisons souterraines. Les pertes par effet Joule sont une consommation d'électricité, payée par les consommateurs à travers le TURPE pendant toute la durée d'exploitation.

La compensation de l'énergie réactive. Une liaison sous-marine en courant alternatif à cette tension et sur cette distance appelle des équipements de compensation, qui ont un coût d'installation, de renouvellement et d'exploitation. Le dossier ne dit pas s'ils sont compris dans les 1,6 milliard.

L'indemnisation du producteur en cas d'indisponibilité de l'ouvrage. Le dossier n'indique ni le régime applicable, ni la provision éventuelle. C'est pourtant une charge attachée au raccordement, non aux parcs.

Annexe F — Le bilan socio-économique, et l'avantage qui n'est pas démontré

F.1 La méthode de référence de l'État

L'évaluation socioéconomique des investissements publics, dont la méthode a été fixée par la mission présidée par Émile Quinet et publiée en 2013, compare une situation avec projet à une situation sans projet, et recense les effets sur l'ensemble des acteurs concernés. Elle est obligatoire, avec contre-expertise indépendante, pour les investissements civils de l'État et de ses établissements publics au-delà de certains seuils.

RTE est une société anonyme et n'entre pas dans ce champ. Mais l'ouvrage est intégralement financé par les consommateurs à travers le TURPE, et la production qu'il transporte est soutenue par des charges de service public. La question se pose donc simplement : pourquoi la méthode que l'État s'impose à lui-même ne serait-elle pas appliquée à un projet qu'il promeut et que le consommateur finance ?

F.2 Le périmètre du bilan a été fixé par le dossier lui-même

Le raccordement, pris isolément, ne dessert personne. Toute l'utilité publique qu'on lui prête lui vient des deux parcs : les 750 MW, les emplois, la taxe. Et c'est le dossier qui a fixé le périmètre, en énonçant au chapitre 0 que les trois composantes forment un seul projet au sens de l'article L. 122-1 III du code de l'environnement, dont les incidences sont appréciées « lors de la délivrance de la première autorisation ».

Il en résulte une contrainte que le maître d'ouvrage s'est imposée : si l'avantage invoqué est celui de l'ensemble, le coût pesé doit l'être aussi. On ne peut pas emprunter l'avantage au tout et n'imputer que le coût de la partie.

F.3 L'avantage climatique n'est pas établi

La justification première du projet est climatique. Pour que des émissions soient évitées, il faut que la production nouvelle se substitue à une production carbonée. Or, en 2025, selon le bilan électrique de RTE :

la production a atteint 547,5 TWh, dont 521,1 TWh décarbonés — plus de 95 % du mix ;

le contenu carbone est tombé à son minimum historique, 10,9 $MtCO_2eq$;

les exportations ont battu un record, à 92,3 TWh, soit 17 % de la production ;

le thermique fossile est à son plus bas niveau depuis soixante-quinze ans ;

et le marché a compté 436 heures à prix négatifs, contre 361 en 2024.

Dans un tel système, le mégawattheure marginal injecté par les deux parcs ne déplace pas du gaz : il déplace une production déjà décarbonée, il s'exporte, ou il arrive à des heures d'excédent. Le principal terme positif du bilan devient alors difficile à établir.

Le dossier le concède indirectement. La foire aux questions de l'État versée à la concertation indique que le contrat de rémunération prévoit :

> « des conditions particulières pour les heures où le prix de marché est négatif, afin de ne pas inciter le producteur à produire pendant ces périodes où la production excède déjà la demande. »

L'État écrit donc, dans une pièce du dossier, que la production excédera la demande.

F.4 Les effets sur le système électrique, que le dossier ne recense pas

Une production supplémentaire non pilotable a des effets sur l'ensemble du système électrique : coûts d'intégration au réseau, heures à prix négatifs, charges de service public, modulation du parc nucléaire. Ils tiennent au caractère variable de la production, donc aux parcs ; et le découpage en trois procédures fait qu'aucune enquête ne les pèsera : celle-ci porte sur le câble, et celles des parcs n'ont pas de date.

Sans préjuger de leur montant, le maître d'ouvrage devrait recenser les effets indirects qu'une production supplémentaire non pilotable peut avoir sur le système électrique — notamment l'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs, la hausse des charges de service public de l'énergie, la modulation accrue du parc nucléaire — et, pour chacun, soit l'intégrer au bilan, soit exposer pourquoi il l'écarte. Le dossier n'en recense aucun.

Annexe G — Portée de l'observation et demandes du collectif

G.1 Ce que le collectif ne soutient pas

Il ne soutient pas que l'omission des coûts d'exploitation entacherait la procédure d'irrégularité. La jurisprudence n'exige pas que l'appréciation sommaire des dépenses soit exhaustive : elle sanctionne l'estimation « manifestement sous-estimée », et l'omission de dépenses « dont la nature et le montant apparaissent limités au regard du coût global » n'est pas de nature à vicier l'enquête.

Il ne substitue pas sa propre estimation à celle du maître d'ouvrage : les ordres de grandeur de l'annexe D, tirés des ratios officiels, situent l'écart ; ils ne prétendent pas le chiffrer.

Il ne conclut pas que le maître d'ouvrage ne consacrerait rien à l'environnement : il observe que le dossier ne permet pas de le savoir, alors que la pièce 3.3.7 est précisément celle qui doit permettre au public d'apprécier les dépenses.

Il ne soutient pas que la méthode d'évaluation socioéconomique de l'État s'imposait à RTE, ni n'impute au raccordement les effets du projet sur le système électrique. Il n'invoque pas davantage la perte de recette d'un producteur existant : une baisse du prix de gros est, pour la collectivité, compensée par le gain des consommateurs.

G.2 Ce qu'il observe

Le dossier fournit un terme du bilan — 1,6 milliard d'euros d'investissement — et aucun autre : ni le coût complet sur la durée d'exploitation, ni le montant consacré aux mesures environnementales, ni les émissions évitées, ni l'incidence sur l'attractivité de Belle-Île, ni les effets sur le système électrique. Le public et la commission sont invités à peser une opération dont un seul plateau de la balance est chiffré, et encore partiellement. **En l'état, les coûts affichés ne permettent pas d'apprécier sincèrement le bilan de l'opération.**

G.3 Ce qu'il demande

1. Que le maître d'ouvrage produise, avant la clôture, le montant total consacré aux mesures d'évitement, de réduction et de compensation, tous ouvrages confondus.

2. Qu'il produise le coût complet du raccordement sur sa durée d'exploitation — trente ou quarante ans, à préciser — en distinguant l'investissement, l'exploitation et la maintenance, les pertes en ligne, les renouvellements et le démantèlement, et qu'il indique l'effet de ce coût sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

3. Qu'il précise la provision constituée pour le démantèlement, et l'étendue exacte de son engagement de dépose.

4. Qu'il reprenne l'évaluation des émissions induites et évitées, comme l'Ae l'a recommandé, qu'il explique l'écart entre 240 000 et 3 100 tCO_2eq, et qu'il indique l'hypothèse de production substituée — ce qui obligera à nommer la production que ces 750 MW remplacent.

5. Qu'il recense les effets de la production supplémentaire sur le système électrique et, pour chacun, l'intègre au bilan ou expose pourquoi il l'écarte.

6. Que la commission d'enquête, dans ses conclusions motivées sur les deux déclarations d'utilité publique, relève que le bilan de l'opération ne peut être établi à partir des seules pièces soumises à l'enquête.