



PIEBÎEM

Préserver l'Identité Environnementale
de la Bretagne Sud et des Îles contre l'Eolien en Mer

Les prix négatifs de l'électricité : un phénomène hors de contrôle qui nous coûte de plus en plus cher ; une seule solution, moins d'énergies fatales dans le mix électrique !

Aout 2024

Résumé

Un point de PIEBÎEM sur les prix négatifs de l'électricité. En France, environ 1 300 MW de puissance éolienne ont dû être mis à l'arrêt la nuit entre jeudi 8 août et vendredi 9 août, suite à un épisode de prix négatifs. Ces phénomènes de prix négatifs s'étendent dans toute l'Europe et déstabilisent l'économie de l'électricité ; et surtout ne pas croire que prix négatifs signifie une électricité à meilleur coût - c'est exactement le contraire, il s'agit de production à perte qu'il faut indemniser ! L'éolien est surabondant en Europe, et plus il est surabondant, plus il coûte cher. La stabilité du système électrique se trouve menacée, l'équation économique de la production d'électricité devient intenable. Nous n'avons aucun, aucun besoin de 45 GW d'éolien en mer ! Il faut arrêter cette folie.

Pourquoi des prix négatifs et pourquoi ils sont en explosion dans toute l'Europe (en intensité et en durée) ; Les prix négatifs sont des productions à perte qu'il faut compenser ; Surproduction l'été, sous production l'hiver- les ENR fatales jamais en phase avec la demande ; Les externalités négatives sur les coûts du nucléaire ; Un déséquilibre majeur -le réseau électrique ne peut pas jouer au yoyo ; Le cercle vicieux prix négatifs - augmentation des coûts- désindustrialisation ; La cannibalisation des ENR fatales et le recul des investissements ;

Les solutions ? Aucun moyen intelligent économiquement et mature technologiquement de contrecarrer les effets négatifs massifs de l'introduction d'une part croissante d'ENR fatales dans le réseau électrique ; La tarte à la crème de la flexibilité et de la sobriété ; Le miracle hydrogène n'aura pas lieu ; Et celui du stockage par batterie non plus ! ; Fin de l'âge d'or des ENR fatales, restrictions volontaires et imposée de production – les prix négatifs peuvent disparaître, mais pas les surcoûts ! ; Arrêts volontaires de production et contrats de rémunération ; Arrêts imposés de production.

Conclusion : Les décideurs politiques doivent se rendre à l'évidence : il n'y a aucun moyen intelligent économiquement et mature technologiquement de contrecarrer les effets négatifs massifs de l'introduction d'une part croissante d'énergies non pilotables dans la grille électrique... La seule solution consiste à limiter le développement des ENR fatales dans le mix électrique et à augmenter celui des énergies pilotables, dont, au premier plan, le nucléaire !

Sources : GreenUnivers *L'obligation d'achat mise en cause par les prix négatifs*, [lien](#) Les marchés de l'électricité sont-ils devenus fous ? Dominique Finon [lien](#) ; RTE, bilan du fonctionnement du système électrique premier semestre 2024 ; Connaissance des Energies, *Pourquoi les prix de l'électricité*

sont-ils parfois négatifs ? [lien](#); Bursts of Free Power Raise Red Flags for Green Tech Investors, Bloomberg, [lien](#) ; Et un très grand merci à V Benard pour ses fils twitter très pédagogiques [lien](#)

Pourquoi des prix négatifs et pourquoi ils sont en explosion.

Plus on ajoute au réseau électrique des capacités de production intermittentes non pilotables (on devrait plutôt dire aléatoires, chaotique, fatales), plus on multiplie les heures où la production de ces engins aboutit à une quantité globale d'électricité produite supérieure à la demande sur l'ensemble des réseaux interconnectés. Les prix du marché spot, qui reflètent la valeur de l'électricité produite au moment où elle est produite baissent donc fortement, voire deviennent négatifs. Les producteurs en excédent devraient donc diminuer leur production ; mais soit ils ne le peuvent pas, soit cela leur coûterait plus cher que de payer pour écouler leur électricité. C'est typiquement le cas des ENRi (Energies Variables Intermittentes) qui ne peuvent pas moduler finement leur production et doivent la couper, puis la rétablir ce qui induit des surcoûts à la fois techniques et administratifs élevés.

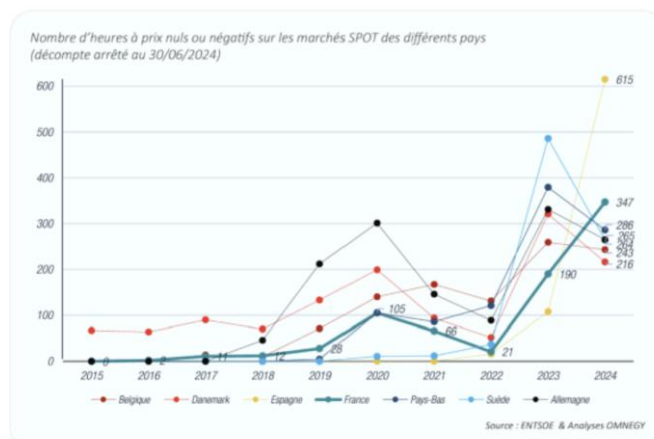
Les « prix négatifs » (il faudrait plus justement parler de « valeurs négatives ») ne reflètent donc nullement une baisse des prix de production, et encore moins une baisse des prix pour les utilisateurs, mais de plus en plus de productions fatales, décorréées de toute demande et dont personne n'a besoin.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

Ainsi, pour la France, selon RTE, fin juin 2024, la France a connu **235 heures** de production électrique à prix négatif (**soit + de 5% du temps**) surpassant déjà le record de 2023 (147 heures).

L'Allemagne en 2023 a connu **301 heures à prix négatif** (6,5 % contre 147h pour la France), le record de 2020 est battu alors que la demande était extrêmement faible en 2020. (si la demande est faible, les heures de surproduction d'énergies fatales augmentent également)

Cas d'école, en Australie du Sud (**70 % de productions ENR** avec un énorme système de stockage par batterie mais dont le bilan carbone du mix électrique est finalement **quatre fois plus élevé que la France**), les prix négatifs représentent **20% du temps** depuis 2023 !

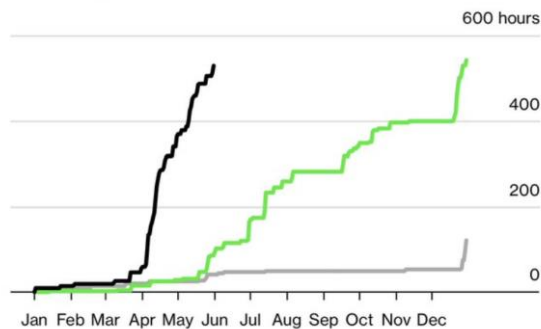
En Europe en général et en France en particulier, les heures de production à prix négatifs sont logiquement en explosion, avec l'accroissement des productions fatales et une demande électrique qui augmente peu (cf. courbes ci-jointes). Et c'est aussi le cas au Royaume-Uni, où le régulateur a établi des prévisions jusque 2027. Et c'est peu dire que cette évolution vers un dérèglement complet du système électrique inquiète les régulateurs.



Europe Is Having Record Levels of Negative Energy Prices

Sum of negative hours, year-to-date, cumulative

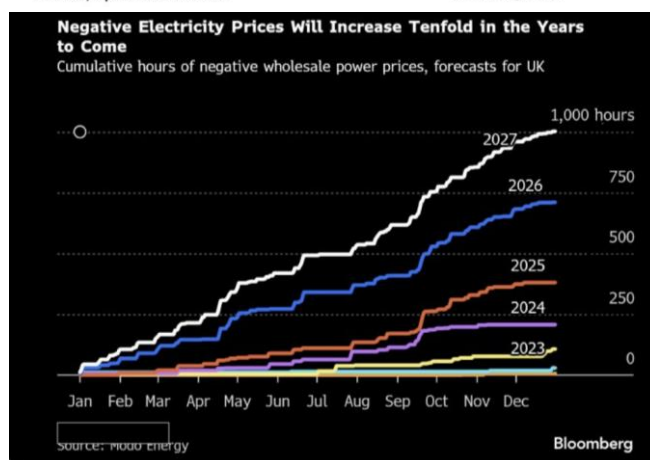
2024 2023 2022



Source: EEX

Note: Data includes the total hours across Germany, France, Spain and the UK

Bloomberg Green



Les effets des prix négatifs- et au-delà : cherté de l'électricité, déséquilibre économique cannibalisation des ENR, cycle vicieux prix négatifs- désindustrialisation

Par convention et parce que c'est spectaculaire, on se fixe sur les prix négatifs (en laissant même parfois de côté les prix nuls mais en réalité ce qu'il faudrait considérer ce sont les heures de production en-dessous du coût de production. Si l'on ajoute les prix inférieurs à dix euros, pour la France, **on obtient pour la France 750h au lieu de 235, soit 2 h par jour !** Et donc, en forte explosion, ça va encore augmenter !

D'où plusieurs conséquences :

- **Les prix négatifs sont des productions à perte qu'il faut compenser !** Pendant au moins deux heures par jour, les ENR sont très loin d'amortir les investissements et produisent à perte ; des pertes qu'il faut combler ! En fait, ces prix négatifs doivent être compensés par des "sur-marges" lors des périodes plus normales, sans quoi les producteurs feraient faillite ! D'où l'explosion de mécanismes de compensation très créatifs, qui peuvent différer d'un pays à l'autre. En France, ce sont plutôt des taxes spéciales sur l'électricité (CSPE) qui permettent de financer ces compensations - surveillez les lignes correspondantes sur votre facture !

- **Surproduction l'été, sous production l'hiver- les ENR fatales jamais en phase avec la demande !** : Cette inadéquation production ENR/demande électrique due à l'insertion en trop grande quantité d'ENR « fatales » sur le réseau se double d'une inadéquation saisonnière. En été, une plus faible demande (pas de chauffage) entraîne des périodes en prix négatifs plus fréquentes. Mais lorsqu'en hiver,

le surcroît de demande lié au chauffage pourrait permettre aux producteurs d'ENR de se refaire, le nord de l'Europe est souvent frappé par des périodes de "Dunkelflaute", périodes "sans vent ni soleil" qui peuvent durer plusieurs semaines pendant lesquelles l'argent ne rentre pas. ***D'où la nécessité d'augmenter encore les prix pour que les ENR restent rentables.***

- **Les externalités négatives sur les coûts du nucléaire** : Les centrales pilotables (en France nucléaire) se voient obligées de réduire leur production, ce qui leur coûte cher et surenchérit encore le coût de l'électricité- et encore bien davantage si les centrales nucléaires doivent être arrêtées, ce qui arrive de plus en plus fréquemment. Là du point de vue économique et même du point de vue technique (influence sur la durée de vie des centrales), on « entre en domaine inconnu » (Luc Rémont devant la Commission Sénatoriale d'Enquête Prix de l'Electricité). ***Les centrales pilotables doivent donc intégrer dans leur modèle économique l'augmentation de ces prix négatifs dus aux ENR*** et sont donc obligés de les répercuter sur le client final. Il faut bien que quelqu'un paie...

- **un déséquilibre majeur -le réseau électrique ne peut pas jouer au yoyo** : Ainsi se met en place un système de plus en plus déséquilibré oscillant entre des périodes de prix négatifs, où personne ne veut de l'électricité produite, et des périodes de demande forte, où, par nécessité de rééquilibrer les coûts, les prix deviennent stratosphériques. Ni les consommateurs industriels, ni les particuliers ne peuvent se satisfaire d'un tel système. D'autant qu'avec l'augmentation des ENR fatales dans le mix électrique, ces périodes de déséquilibres deviennent de plus en plus fréquentes, les prix négatifs de plus en plus négatifs et les prix stratosphériques de plus en plus spatiaux. Tout le monde est bien conscient qu'on ne peut plus continuer ainsi – et en premier lieu, RTE et la CRE.

- **Le cercle vicieux prix négatifs - augmentation des coûts- désindustrialisation** : Le coût réel de l'électricité augmente donc, ce qui enclenche un cercle vicieux. En effet, ces prix négatifs sont dus à l'inadéquation entre la production fatale type éolienne et la demande. Plus il y a de productions fatales, plus le nombre de périodes où cette inadéquation se manifeste augmente aussi. Mais plus la demande diminue, plus il augmente aussi. Or en élevant le coût de l'électricité, l'insertion en masse des énergies fatales entraîne la fermeture de nombreuses industries "énergie intensives", notamment en Allemagne...ce qui réduit la demande totale d'électricité...et augmente donc encore les périodes de prix négatifs et, in fine, le coût de l'électricité

- **La cannibalisation des ENR et le recul des investissements** : Des éoliennes de plus en plus coûteuses et nombreuses doivent se disputer les marges positives sur des plages de temps de plus en plus réduites tout en supportant des coûts de production à perte ou des arrêts de production de plus en plus fréquents, parfois imposés (« curtailment »). La concurrence existe aussi avec le soliel, au point que Wind Europe, le lobby éolien s'en plaint : « En Grèce, l'autorisation de grands volumes de projets solaires photovoltaïques a conduit à un mix de production déséquilibré... ***la production élevée d'énergie solaire pendant les heures ensoleillées empêche l'intégration d'un plus grand nombre de parcs éoliens. C'est également devenu un problème en France, en Roumanie et en Espagne.*** » Wind Europe, Grid access challenges for wind farms in Europe, June 2024)

Ajoutons à la situation la hausse des taux d'intérêt, qui renchérit le coût d'investissement, et on arrive à une situation où même le niveau actuel de subventions ou prix de rachat garantis très généreux ne suffit plus à garantir la rentabilité des investissements dans les Energies Variables Intermittentes. Les investisseurs dans les renouvelables *deviennent toujours plus frileux, malgré des subventions toujours plus élevées*, d'où les innombrables annonces de "coupes" dans les objectifs ENR. Cela au moins est une conséquence dont PIEBIEM ne se plaindra pas

Les solutions ? Aucun moyen intelligent économiquement et mature technologiquement de contrecarrer les effets négatifs massifs de l'introduction d'une part croissante d'ENR fatales dans le réseau électrique.

La tarte à la crème de la flexibilité et de la sobriété : Il n'y a qu'à rendre plus flexibles les usages électriques des particuliers et des industriels et engager une raie évolution vers la sobriété.

Oui, mais ! En ce qui concerne la sobriété une étude réalisée par Ipsos pour RTE en juin 2023 (*Conditions clés pour relever les défis de la transition énergétique*) montrait que s'il y avait un accord de principe sur le développement de la sobriété, « cette déclaration de principe ne se confirmait pas pleinement dans les questions thématiques au niveau individuel » selon la très diplomatique formule de RTE.

La flexibilité des particuliers est déjà bien développée en France par des systèmes de tarification qui pourraient être ajustés en fonction des nouvelles données, mais il ne faut en aucun cas en attendre de miracles. Comme l'explique Dominique Finon dans un article remarquable, « Le danger est de faire croire qu'en augmentant la flexibilité du système électrique on va arriver à ajuster la consommation avec la production en fonction des prix. Cette croyance omet que pour changer les comportements humains il faudra mettre en place des mesures liberticides aux allures de bienveillance. On va quitter une société libre pour se diriger vers une société liberticide. » (*Les marchés de l'électricité sont-ils devenus fous ?* Dominique Finon [lien](#))

La flexibilité des industriels ; la très grande majorité de ceux pour qui un certain degré de flexibilité est compatible avec leur processus de production l'utilisent déjà- l'augmentation des prix les y a fortement incités. Mais le lobby éolien a une autre solution...

Le miracle hydrogène n'aura pas lieu : Les associations des producteurs de renouvelables pressent fortement l'Union Européenne ou les gouvernements locaux d'investir à fond perdus dans la production d'hydrogène éolien. Seul problème : cette filière est également immature est incroyablement coûteuse. Toutes les autorités scientifiques, industrielles, économiques (*Académie des Technologies, Académie des Sciences, Cour des Comptes Européennes pour les plus récentes*) ne cessent de le marteler : les électrolyseurs doivent, pour être rentables et pour conserver leurs performances, fonctionner en continu et ne peuvent s'accommoder d'une alimentation intermittente et aléatoire. Le soufflé médiatique autour de l'hydrogène retombe douloureusement... et les ambitions européennes avec. La Cour des comptes européenne a reproché en juillet 2024 à la Commission européenne d'avoir fixé des objectifs irréalisables en matière de production et d'importation d'hydrogène pour 203 : « l'Union a mis à jour cette stratégie, avec le plan REPowerEU. Via cette feuille de route, elle a misé sur l'hydrogène pour remplacer les flux de gaz russes d'ici 2030, fixant des objectifs de production et d'importation de 10 millions de tonnes respectivement d'ici cette date...Quatre ans après la publication de la stratégie pour l'hydrogène, nous demandons [à la Commission de faire face] à la réalité », a déclaré Stef Bloc, membre de la Cour des comptes européenne » ([lien](#))

Et celui du stockage par batterie non plus ! Le lobby renouvelable presse également l'Europe d'investir dans des solutions de stockages, lesquelles ne sont pas du tout, mais alors pas du tout de l'ordre de grandeur nécessaire et sont d'un coût exorbitant.

Première limitation, physique : cette solution n'est éventuellement techniquement adaptée que pour gérer des pointes de 1 à 4 heures.

Prenons l'exemple de Pillswood dans le Yorkshire. Cette batterie très performante peut stocker 196 Mwh soit la consommation domestique (et rien d'autres) de 200.000 foyers pendant deux heures. Elle a coûté 75 Millions d'euros, ce qui correspond à **474\$ /440 € du kWh**, en phase avec les coûts indiqués par le Département de l'Energie (DOE) des USA en 2018 dans un document de synthèse comparant divers types de technologies de stockage.

Si l'on ajoute à cela la hausse vertigineuse du coût des matériaux nécessaires à la fabrication des batteries et les pénuries sur les matériaux critiques, les prix ne sont pas prêts de s'effondrer, bien au contraire. L'Union Européenne vise 200 GW de stockage en 2030, c'est là encore un coût vertigineux, de l'ordre de 150 à 200 milliards d'euros, à supposer même que ce ne soit pas totalement irréaliste. Et là encore un coût dont nous n'aurions pas besoin sans le développement hors de toute rationalité des ENR fatales intermittentes.

Ajoutons que pour l'Australie du Sud, qui a déjà un énorme système de stockage par batterie, et pour laquelle les ENR représentent 70% de la production électrique, les prix négatifs représentent 20% du temps depuis 2023 et il a paru nécessaire de garder une centrale à charbon et d'investir dans des centrales en gaz (*L'Australie prévoit de recourir au gaz naturel au-delà de 2050, Connaissance des Energies, 9 mai 2024*)

Face à cette impasse des prix négatifs et à la désorganisation générale de la fourniture d'électricité, gestionnaires de réseau et autorités de régulations en France en Europe cherchent à sortir de l'impasse mortifère et proposent des solutions qui reviennent volontairement ou non, à « effacer » les énergies fatales renouvelables pendant les périodes de prix négatifs.

Fin de l'âge d'or des ENR fatales, restrictions volontaires et imposée de production – les prix négatifs peuvent disparaître, mais pas les surcoûts !

La fin de l'âge doré des ENR et des obligations d'achats : Que ce soit RTE, EDF, la CRE (Commission de Régulation de l'Energie en France) et l'ensemble des régulateurs en Europe, tous réalisent que l'on ne peut continuer ainsi. Luc Rémont s'en est récemment pris ainsi à l'obligation d'achat : « On peut commencer à challenger les raccordements de projets solaires sous obligation d'achat car il faut se poser la question du coût complet de ce qu'on achète » ; et c'est vrai aussi pour cette technologie massivement fatale et au coût astronomique qu'est l'éolien en mer ! RTE et la CRE partagent cette analyse et remettent de plus en plus en cause l'obligation d'achat et veulent obliger les ENR à moduler leur production- c'est-à-dire en fait à l'arrêter.

Arrêts volontaires de production et contrats de rémunération : RTE, dans son premier bilan semestriel du système électrique 2025 considère que les modifications désormais rapides des modes de fonctionnement du système électrique, et les projections réalisées pour les prochaines années plaident pour que les nouvelles installations soient désormais développées en priorité sous le régime du « complément de rémunération » – qui prend en compte le phénomène des prix négatifs en incitant les parcs à s'arrêter – et pour que les installations de grande taille sous obligation d'achat "soient également incitées à moduler leur production en fonction des besoins (*Green Univers, L'obligation d'achat mise en cause par les prix négatifs, 30 juillet 2024*) Lien <https://www.greenunivers.com/2024/07/lobligation-dachat-mise-en-cause-par-les-prix-negatifs-363078/>

Cela semble en effet la solution préconisée en France : ces contrats garantissent un revenu par MWh quand les prix spot sont en dessous d'un revenu fixé dans le contrat (par exemple 70 €/MWh) et deux dispositions incitent les producteurs à s'écarter dès lors qu'il y a des prix négatifs : le complément n'est

pas payé quand le prix est négatif ; de plus il existe une prime à la non-production pendant les heures où les prix sont négatifs. Au moins le réseau n'a plus à gérer les afflux désordonnés des ENR fatales et les prix négatifs diminuent ; par contre les producteurs d'énergie fatales sont payés pour s'effacer, ce qui effectivement ne fera pas diminuer le coût de l'électricité.



Actualités ▾ Datas ▾ Événements ▾ Offres d'emploi

Recherche

Accueil ▸ A la Une ▸ L'obligation d'achat mise en cause par les prix négatifs

A la Une Energies renouvelables Solaire

L'obligation d'achat mise en cause par les prix négatifs

Par **Jacopo Landi** - 30 juillet 2024

Print PDF

Au premier semestre 2024, les marchés *spot* européens de l'électricité ont enregistré 1 600 heures de prix nuls ou négatifs, signale le cabinet de conseil Omnegy. L'essentiel, environ 40%, provient de la production solaire espagnole, alors qu'en France le total s'établit à 347 heures. L'augmentation est impressionnante par rapport à 2023, quand "seulement" 700 heures de prix nuls ou négatifs avaient été enregistrées au premier semestre sur le Vieux Continent.



(Crédit : Pexels-Kelly)

Arrêts imposés de production : C'est le cas le plus courant en Europe, et notamment en Allemagne. Le Gestionnaire de réseau commande l'écêtement de producteurs éoliens ou solaires pour éviter les congestions du réseau de transport qui entraîne l'impossibilité d'évacuer les surplus de production EnRi dans une région vers d'autres zones. C'est très clairement le cas en Allemagne, où faute de la construction d'un réseau pourtant indispensable qui a pris plus de 7 ans et 6000 km de retard, les éoliennes dans le nord du pays et en Mer du nord ne sont ps reliées aux centres industriels du sud. Les écêtements en 2023 se sont traduits par une perte de 19 TWh produits par des éoliennes, soit 4% de la production totale du système allemand. La perte de revenus des producteurs leur a été compensée pour plus **d'un milliard d'euros** par les trois gestionnaires de réseau. En même temps ceux-ci ont supporté un surcoût **d'au moins trois milliards** pour ce « re-dispatching » qui impose de mettre en service des équipements conventionnels dans d'autres zones. L'ensemble a été payé par les consommateurs par une hausse du prix du service de transport. (Les marchés de l'électricité sont-ils devenus fous ? Dominique Finon, 20 juin 2024 [lien](#))

Donc oui, les solutions existent pour faire disparaître les prix négatifs...mais elles ne contribueront sûrement pas à faire baisser le prix de l'électricité !

Conclusion : Les décideurs politiques doivent se rendre à l'évidence : il n'y a aucun moyen intelligent économiquement et mature technologiquement de contrecarrer les effets négatifs massifs de l'introduction d'une part croissante d'énergies non pilotables dans la grille électrique. Les ENR fatales sont d'ores et déjà un cas d'école de mal-investissement massif financé par la contrainte publique, sous la pression des lobbys qui ont structuré leur modèle économique autour de ce racket. Une fuite en avant dans les ENR ne fera qu'augmenter les charges pesant sur les ménages et les industries, jusqu'à l'effondrement final. La seule solution consiste à limiter le développement des ENR fatales dans le mix électrique et à augmenter celui des énergies pilotables, dont, au premier plan, le nucléaire !

Rappel : et en plus le réseau ne suit pas !

Le bilan de l'Energiewende en matières de réseau est particulièrement éclairant : selon le rapport 2024 de la Cour Fédérale des Comptes, c'est sept ans et 7000km de retard, la production fatale du nord n'est toujours pas reliée aux centres industriels du sud. Plus une énergie est diffuse, plus elle exige de réseaux, ce qui accroît son coût et diminue son acceptabilité ; les citoyens ont de plus en plus de mal à supporter les éoliennes, et on s'est bien gardé de leur expliquer qu'il faudrait en plus beaucoup de lignes Haute Tension. En France, le coût de développement du réseau lié aux énergies fatales a été estimé à 100 milliards d'euros pour RTE (Haute tension) et 100 milliards pour Enedis (distribution) (Mme Pannier-Runacher, devant le Parlement) ; de plus, la CRE a appelé RTE à ne pas sous-estimer le coût des liaisons pour l'éolien offshore.

Les objectifs de développement du réseau de transport sont loin d'être atteints



Grafik: Bundesrechnungshof. Quelle: BNetzA: Monitoringbericht 2010, Netzausbaumonitoring 2013 – 2023.

Figure 3 : Ecart entre le développement planifié et réalisé du réseau de transport au 3e trimestre 2023

PIEBÎEM

Préserver l'Identité Environnementale de la Bretagne sud et des Îles contre l'Eolien en Mer

Rappelle son opposition à un programme insensé d'éolien en mer climatiquement nul voire négatif, électriquement inepte car dangereux pour la sécurité d'alimentation électrique, au coût de production exorbitant et économiquement non soutenables, néfaste pour l'économie locale, ravageur pour nos paysages littoraux et leur riche biodiversité

Contacts : pebiem56@gmail.com

<https://www.facebook.com/groups/pebiem>

<https://pebiem.webnode.fr>

Siret : [924 059 678 00012](https://pebiem.webnode.fr) ; RNA: [W563011048](https://pebiem.webnode.fr)