



Antoine Bonduelle (E&E Consultant sarl), est ancien journaliste technique et expert-réviseur pour le GIEC.

Il contribue aux débats sur les climats et la transition énergétique. Il intervient en écoles d'ingénieurs (IMT, ICAM) et dans des universités (ULCO, UNICE).

Antoine Bonduelle

Mel : contact@ee-consultant.fr

Site :

<https://www.ee-consultant.fr/>

L'EPR2, symbole d'une France marginalisée

L'Europe choisit les Renouvelables.

Les pays riverains de la Mer du Nord s'engagent sur l'objectif considérable de 300 GW d'éolien offshore au total, signé à Oostende en 2023 [1]. Cette région très densément peuplée investit dans des eaux peu profondes et très ventées. L'éolien y remplace l'exploitation du pétrole et du gaz. A l'horizon de 2030, nos voisins belges visent 6 GW et 8GW en 2040 soit entre le tiers et la moitié de leur électricité produit en mer. Déjà ils relient leur pays à une première île artificielle pour les raccordements et la maintenance. Plus étonnant, la Pologne s'est lancé en grand. Elle lance son troisième appel d'offre pour atteindre 11GW d'éolien offshore en 2027 ! La Grande-Bretagne vise un objectif considérable de 50 GW en 2030 dont 5 GW d'éolien flottant, pour produire d'ici une dizaine d'années la majorité de son courant. L'Allemagne, de son côté, a atteint l'an passé 58% d'énergie renouvelable dans son approvisionnement électrique. L'effort important engagé sur l'éolien offshore (30 GW en 2030 et 40 GW en 2035 voire 70 GW à l'horizon 2045) lui permettra de boucler prochainement à 100% son bilan électrique à base d'énergie renouvelable. A cette échéance, l'offshore éolien allemand dépassera la production nucléaire française, avec ou sans les EPR2 (350 TWh). Parmi les autres pays européens, on peut aussi citer pour 2030 le Portugal (10 GW en cours d'enchères), l'Irlande (6 GW), ou encore le Danemark (13 GW).

[1] <https://diplomatie.belgium.be/fr/politique/themes-politiques/sous-la-loupe/le-sommet-de-la-mer-du-nord-organise-ostende-jette-les-bases-de-la-plus-grande-centrale-denergie-verte-au-monde>



A cet horizon très court destiné à respecter les engagements collectifs européens, ces pays produiront une majorité de leur électricité en mer. Mieux, les Pays-Bas ont programmé 22 GW pour 2030 mais visent aussi 50 GW en 2040 voire 70 GW en 2050 pour se placer comme « hub » de production au cœur de la mer du Nord. Les Bataves ont ainsi désormais un objectif pour leur mix de 75% d'éolien offshore.

Cette montée de la production renouvelable s'accompagne d'une série d'investissements dans les réseaux transfrontaliers. L'innovation radicale que constituent les liaisons à haute tension en courant continu (525 kV voire plus) permet désormais de multiplier la contribution éolienne en se plaçant au large des côtes, à cheval sur plusieurs pays. Le courant continu permet à la fois de transporter bien plus de courant à distance, d'économiser le cuivre, et de créer un réseau à moindre pertes. Ces câbles sont maintenant munis de rupteurs innovants qui permettent de multiplier la contribution des éoliennes placées en mer. La capacité de flexibilité et de stockage est aussi multipliée par la liaison avec la Scandinavie, très riche en lacs de retenues. La Norvège (81 700 GWh) et Suède (33 000 GWh) possèdent une capacité de stockage dans leur système hydro-électrique supérieur au total des autres pays européens [France 400 GWh soit 250 fois moins]. Les liaisons dans le reste de l'UE augmentent aussi fortement, favorisant ainsi un meilleur étalement de la demande électrique et de la production éolienne.

Ajoutons que les zones d'éolien de la mer du Nord (production >50% du temps) sont très décorréées de celles de l'Atlantique (production >55% du temps) et que bien sûr la Méditerranée. Ces couplages des productions éoliennes dotées de régimes de vent différents permettent de créer un ruban quasi-continu de production. Au final, les besoins en stockage sont alors limités dans ce réseau européen, pour aboutir à un système à la fois sûr de fonctionnement et moins cher.

BIENTÔT NUMERO 1

Les alternatives renouvelables poursuivent leur domination croissante sur le secteur de l'électricité dans le monde. Ainsi, la Chine a ajouté dans la seule année 2023 à son parc électrique l'équivalent de la production de tout le parc nucléaire français (380 TWh) ... mais en éolien et en solaire.

En 2024, c'est 210 GW de puissance solaire qui a été ajoutée dans ce pays, soit cent fois plus que la puissance nucléaire neuve ! Si on regarde les investissements dans le monde, le lancement de nouveaux projets renouvelables représente plus de trente fois celui investi dans le nucléaire, ce qui assure à ces énergies solaire et éolienne des baisses de coût encore renouvelées dans les prochaines années.

Un réseau à 100% renouvelable pouvait être un rêve il y a trente ans. Désormais, c'est la littérature scientifique la plus sérieuse qui les décrits. Le GIEC dans son 6ème rapport estime qu'un système à très haut taux de renouvelables et même à 100% est tout à fait faisable, dans le cadre d'une transition à haut taux d'électrification [2]. De son côté, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) publie désormais des feuilles de route pour détailler les étapes qu'il va falloir mener pour aller vers ce 100% renouvelable.

[2] 6ème rapport du GIEC wg. 3 ch.6 Energy Systems box 6.8

UNE FRANCE TIMIDE

Lors de discours de Belfort -remarqué pour ses annonces nucléaires- Emmanuel Macron s'est engagé au nom de la France à l'horizon de 2050 sur l'éolien offshore, soit un total de 45 GW. La taille du domaine maritime et la présence de trois mers dont les vents sont très complémentaires donnent un important atout à notre pays pour s'approvisionner avec l'éolien marin.

La France a aussi un réseau de transport d'électricité très maillé, puissant autour de Paris, et orienté Nord-Sud, trois qualités qui faciliteront la pénétration du courant éolien européen devenu bientôt majoritaire dans l'UE.

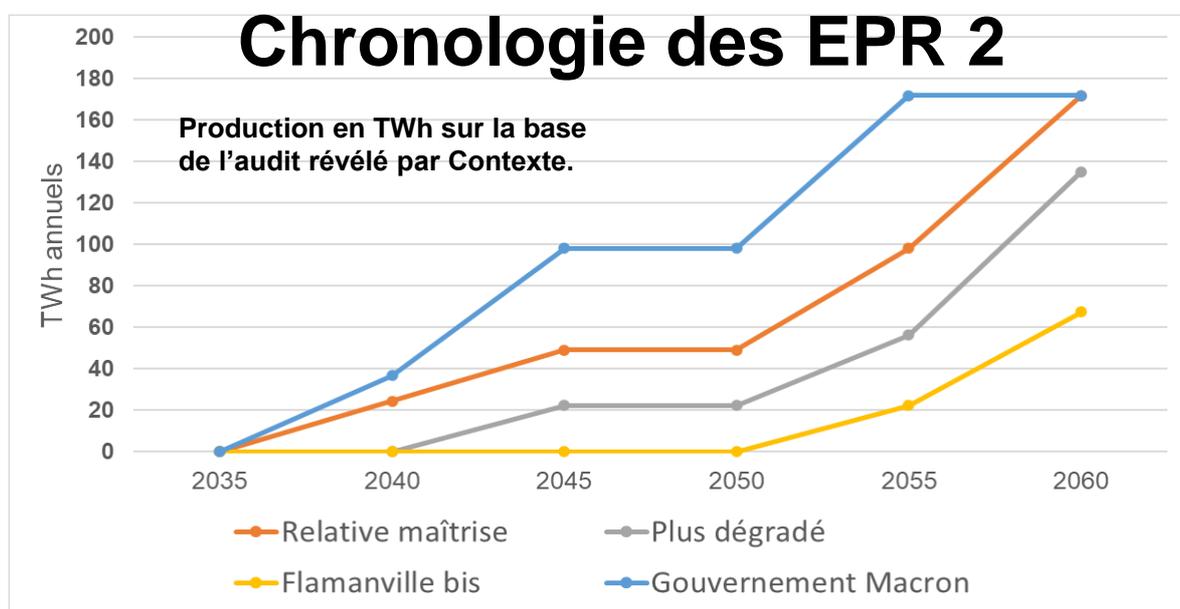
Même avec cet objectif plus timide et lent que ses voisins, à cet horizon la France aura une production éolienne terrestre et maritime de l'ordre de 290 TWh. Cette production -soit un peu plus de 40% de l'alimentation électrique si la demande atteint 700 TWh- sera très supérieure aux 180 TWh des 6 EPR2 en débat.

Pourtant, les interventions de l'Etat et de l'EDF au débat public CNDP-Gravelines [par ex. au débat de Calais de décembre 2024] montrent que tant l'Etat que l'EDF semblent privilégier voire imposer le « quoi qu'il en coûte » en faveur du nucléaire, même subventionné.

Risque croissant pour l'alimentation de la France

Selon une note d'audit du programme EPR révélée par Contexte et selon la cour des comptes, l'EPR2 arrive pourtant très tard, trop tard même pour contribuer aux engagements climatiques de la France à l'horizon 2030-2040. Même une chronologie optimiste du projet des 6 réacteurs s'éloigne très au-delà de 2050 (notre graphe ci-dessous)

Ainsi, EDF n'a pour l'instant réalisé qu'un à deux million d'heures sur vingt prévues pour la mise en place de l'EPR2



[Production estimée des EPR2. Graphe E&E 2024 source Contexte et Cour des Comptes]

Il est donc probable que le dessin va encore évoluer au fil des dialogues entre les autorités de sûreté et le constructeur. L'expérience de la construction d'un réacteur nucléaire avec changement des plans en cours de route a pourtant été l'une des raisons des dérives de coût de la construction à Flamanville 3 (Normandie), à Oylokuoto (Finlande) et Hinkley Point (Grande-Bretagne).

Dans le rapport Folz [4] (du nom de l'ancien patron de Peugeot) qui a disséqué le chantier de l'EPR normand, on trouve bien sûr la perte de compétence, la taille et l'exigence du chantier. Mais un point essentiel est une « confusion entre les rôles majeurs dans la gestion d'un projet, maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'oeuvre, qui sont dans les faits tous les deux assumés par la direction des études » d'EDF ». Rien n'a changé.

[4] Jean-Martin Folz « La construction de l'EPR de Flamanville » <https://www.economie.gouv.fr/rapport-epr-flamanville>

La dérive des coûts

Désormais l'Union Européenne ne compte plus que 100 réacteurs nucléaires dont les deux tiers sont en France. La part du nucléaire va stagner dans l'UE même si la construction des EPR2 se produisait suivant le calendrier prévu, soit désormais entre 2045 et 2055.

La sortie du pétrole et surtout du charbon dans le monde a débuté sous nos yeux. Elle est portée par l'éolien et surtout par le solaire. Le nucléaire arrive dans tous les cas après la bataille du climat.

Ainsi, la Cour des Comptes suggère en janvier 2025 [5] que les incertitudes sur le financement et la conception sont telles sur l'EPR2 qu'il vaudrait mieux mettre le programme en pause. Selon la Cour, la nouvelle estimation du coût des six EPR2 par EDF fin 2023 est de 67 milliards. La note « pourrait dépasser les 100 milliards avec les intérêts » soit bien loin des indications du proposant. Ce coût important est proche de celui désormais estimé pour le projet Hinkley Point en Grande-Bretagne en cours de construction, déjà supérieur à 34 milliards de livres (40 Mds €) pour deux EPR. Ce dernier chiffre est aussi celui du chantier de Flamanville 3, qui n'a donc plus rien d'exceptionnel dans ses dérives extravagantes.

De façon étonnante, le dernier pays à construire des centrales nucléaires -la Chine- montre aussi les limites de cette technologie : la durée de construction des centrales -très liée à leur coût d'investissement initial- a doublé depuis dix ans en Chine [6].

[5] Cour des Comptes 2025

[6] World Nuclear Industry Status Report (WNISR 2025)

<https://www.worldnuclearreport.org/The-Annual-Reports>

DE NOUVEAUX OUTILS POUR DECARBONER

Des modèles de nouvelle génération, construits notamment par le KIT de Karlsruhe [un ancien laboratoire de recherches nucléaires] intègrent dans leurs calcul la capacité du réseau de transport électrique sur 28 pays dont la Norvège et la Grande-Bretagne. Cela permet d'inclure l'impact de l'éolien offshore et flottant, les échanges et les capacités massives de stockage nordiques.

[<https://pypsa-eur.readthedocs.io/en/latest/publications.html>]

La NASA met à disposition des données « réanalysées » sur une grille d'environ 50 X 50 km à l'échelle de toute l'Europe, y compris loin au large dans l'océan. Ces bases énormes de données sur 30 ans incluent en base horaire la température, l'ensoleillement, le vent... justement les trois variables centrales pour aller vers le 100% renouvelable. Un tel calcul permet de représenter avec certitude le comportement d'un réseau comprenant une grande majorité de ressources variables.

Construire le réseau à 100% ENR est désormais un « problème d'ingénieur » : ce n'est pas une question théorique ou de recherche, selon Robin Girard, enseignant-chercheur à l'Ecole des Mines de Paris. Il s'agit désormais de fiabiliser et optimiser un système dont nous savons qu'il est réalisable et meilleur marché.

<https://twitter.com/i/status/135437861764>

Les coûts en fonctionnement

L'écart de coût est devenu tel entre le nucléaire et ses alternatives que l'on doit désormais se poser la question du prolongement des centrales existantes au-delà d'une durée de vie de 40 ou 50 ans.

En effet, les centrales anciennes subissent un vieillissement important et même des pannes inquiétantes : ce fut le cas des corrosions sous contraintes, qui ont mis à l'arrêt près de la moitié du parc nucléaire en 2022 (52% de taux de charge), au pire moment de la guerre d'Ukraine. Les pertes de production sur le parc nucléaire ont été de 150 TWh puis 110 TWh soit plusieurs dizaines de milliards d'Euro de manque à gagner sur deux ans.

Au-delà de la maintenance lourde, c'est le coût récurrent, en particulier le combustible, qui devrait poser la question du maintien du parc vieillissant. La Cour des Comptes avait déjà donné un coût bien supérieur aux 10% souvent cités. Cette fois c'est RTE-EDF qui nous donne un chiffrage dans son ouvrage sur l'économie du système électrique. Selon l'électricien, aux frais variables du combustible s'ajoute en effet le coût du retraitement et l'exploitation, quasiment autant que le combustible lui-même, et bien sûr le coût d'exploitation en personnel.

Le tableau suivant présente ces coûts selon la production nucléaire française :

Coûts récurrents du nucléaire ancien				
Production totale (TWh)		380	330	290
	M€/GW	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Combustible	-	5,8	5,8	5,8
Retraitement	32	5,2	6,0	6,8
Exploitation	110	17,8	20,5	23,3
Total	-	28,7	32,2	35,9

En € 2022 avec RTE 2024 pour un parc de 61,4 GW incluant Flamanville 3

[*Economie du système électrique (RTE 2023 p.13). Calculs E&E 2024*]

Ainsi donc, officiellement, les frais variables du kWh dépassent -et de très loin- le coût du MWh des appels d'offres récents pour du solaire photovoltaïque au Portugal ou en

Arabie Saoudite, respectivement de 15 et de 12 €/MWh. La justification économique du « Grand Carénage » [c'est-à-dire le passage à 50 voire 60 ans de durée de vie des réacteurs] devient ainsi de plus en plus problématique face à cette concurrence.

La France prend pour acquis que le nucléaire ancien restera opérationnel. Elle mise aussi sur un EPR2 déjà obsolète et cher, qui arrive dans tous les cas après la bataille du climat. Elle néglige le chantier essentiel de l'éolien offshore. Celui-ci devrait concentrer le gros des moyens en production électrique et en réseau pour tenir ses engagements climats et pour rester dans la course industrielle mondiale avec ses partenaires européens. Au final, notre pays se marginalise en poursuivant coûte que coûte une technologie et dépassée.

Conclusion

L'Europe et le Monde ont choisi les énergies renouvelables, désormais beaucoup moins chères que le nucléaire. Le réseau de transport d'électricité européen, centré sur la mer du Nord et appuyé sur la production de l'éolien en mer, a désormais la capacité d'approvisionner notre continent. Hélas, la France porte encore la majorité de ses ressources sur un projet, l'EPR2, bien trop tardif pour contribuer à résoudre la crise climatique, et même met un risque sur notre approvisionnement électrique.

Loin d'être un point fort pour notre pays, le choix nucléaire induit un écart croissant de compétitivité avec le reste du monde.

