



L'ANALYSE

STRATÉGIE POUR UNE ÉLECTRICITÉ BON MARCHÉ, DÉCARBONÉE ET SÛRE

la hausse du prix de l'électricité, un facteur important d'inflation

*Think tank indépendant dédié à la croissance, à la
compétitivité et à la prospérité*

NOVEMBRE 2023

PREFACE

C'est à une incroyable série de décisions depuis 30 ans que nous devons le doublement du prix de l'électricité entre 2006 et 2023 et une grande part de notre inflation. Les erreurs initiales ont été commises sous l'influence des verts. Difficile il faut l'admettre de sortir des orientations prises, alors, tant l'idéologie dominante laissait peu d'espace au débat et à la réflexion : fini le nucléaire, place aux énergies intermittentes sans véritable évaluation. Seuls les faits constatés ces dernières années ont démontré que les énergies intermittentes n'apportaient pas de solutions viables pour notre pays. Par ailleurs, notre intégration dans le système de production Européen se révèle contre-productive du fait de l'iniquité de traitement des différentes énergies. La prospérité de notre grande entreprise nationale n'y a pas résisté. Autant de raison pour remettre en cause une politique désastreuse pour les consommateurs de ce pays. Le virage est urgent.

Comme l'ont signalé trois personnalités dont l'engagement pour la défense de nos intérêts n'est pas discutable, (B. Accoyer, JP. Chevènement et F. Goulard) les conseillers officiels de ceux qui nous gouvernent sont toujours dans le déni, concernant ces erreurs stratégiques et dommageables dans le domaine de la production électrique.

Stupéfiant que l'on ait fermé voici 3 ans de cela Fessenheim ! Une centrale en parfait état de marche alors que la France était menacée d'un black-out. Pour information elle aurait rapporté 3,3 milliards en 2021 ! Etonnant que l'on développe une production d'électricité intermittente, soutenue par des subventions et des garanties de prix, pour décarboner une électricité déjà décarbonée et qui, en outre, produit le moins quand on en a le plus besoin d'électricité avec de graves conséquences sur la hausse du prix du kWh. Nous le répétons c'est un facteur important d'inflation. Cette stratégie ne contribue pas à élever le niveau de vie des Français et rend plus difficile notre projet de réindustrialisation et de décarbonation de notre économie.

SYNTHESE

Evolution des prix de l'électricité : historique et perspectives pour les consommateurs français :

Selon l'académie des sciences, le système électrique est le système le plus complexe jamais créé par l'homme. Dans le contexte européen, cette complexité est considérablement accrue par des politiques énergétiques guidées et construites par l'idéologie. Ce rapport essaye de faire la lumière sur la réalité des prix et des coûts de l'électricité.

1. En France, la baisse tendancielle des prix de l'électricité a été interrompu par le développement des ENR intermittentes4

Alors que la pleine production des centrales nucléaires s'était traduite par une baisse constante des prix de l'électricité pour les consommateurs français à partir de 1985, on observe un retournement à la hausse en 2006 du fait de l'accroissement constant des taxes destinées à financer le développement de l'éolien et du solaire.

2. L'Allemagne a imposé à l'Europe son modèle d'électricité ENR/Thermique : une catastrophe pour la France et l'Europe5

Dans ce modèle, les ENR électriques intermittentes sont érigées en objectifs au lieu de constituer un moyen parmi d'autres de décarboner l'électricité. Le nouvel objectif contraignant de 42,5% de renouvelables dans la consommation d'énergie européenne finale d'ici à 2030 mène à **une proportion de 70 % d'ENR intermittentes dans la production d'électricité en 2030, proportion qui n'a jamais été atteinte nulle part dans le monde et qui multipliera les risques de blackout.**

3. Le cout de production de l'électricité ENR/Thermique allemande est le double du cout du nucléaire français6

« Le coût complet de la production de l'électricité en Allemagne est de l'ordre de deux fois supérieur à la France (la différence essentielle tenant au nucléaire historique). Cette différence ne se traduit pas dans les prix de marché, une partie des coûts se retrouvant dans la fiscalité, concentrée sur les ménages. » Source Bilan prévisionnel RTE 2023 P 67

4. Pourquoi les couts des ENR resteront structurellement élevés en Europe9

De nombreuses régions du monde bénéficient de conditions beaucoup plus favorables pour la production d'électricité renouvelable, en matière de conditions climatiques et de disponibilité du foncier. **Par exemple, le cout de production du photovoltaïque australien est le tiers du cout allemand.**

5. Pourquoi le développement de la production ENR intermittente va détruire la production nucléaire française ?11

Du fait de leurs privilèges (subventions + prix garantis + priorité d'accès aux réseaux), **au fur et à mesure de leur développement, les ENR intermittentes prennent la place des centrales nucléaires en réduisant leur durée de fonctionnement, les reléguant à une place d'énergie d'appoint, comme les centrales à charbon et au gaz en Allemagne.** Quand il y a du vent et du soleil, le nucléaire doit réduire sa production et l'augmenter quand il n'y a pas de vent ou de soleil.

En France le développement des énergies renouvelables n'aboutit qu'à remplacer temporairement et aléatoirement l'électricité nucléaire décarbonée par des électricités ENR décarbonées ! Elles sont donc totalement inutiles dans le contexte français et ne génèrent qu'un surcout pour les consommateurs.

Comme les coûts du nucléaire sont fixes, moins une centrale nucléaire fonctionne à pleine puissance, plus son coût de production est élevé

En fait le nucléaire sera beaucoup plus cher, mais restera tout aussi indispensable pour assurer notre approvisionnement en électricité.

6. Quelles perspectives pour les prix de l'électricité pour les consommateurs français ?14

Si l'on poursuit cette politique, les consommateurs français vont continuer de « payer l'addition » des énergies appelées renouvelables. Ils verront leur facture plus que doubler.

Les prévisions de financement des réseaux de raccordement nécessaires à la production intermittentes en France dépassent largement celui prévu pour les nouveaux réacteurs nucléaires !

7. Un pas vers la décroissance : l'abandon du nucléaire et le choix des ENR intermittentes deux fois plus chères.15

8. Retrouver notre souveraineté électrique pour continuer à faire bénéficier les consommateurs français d'une électricité décarbonée compétitive	16
8.1 Renouer avec la neutralité technologique au niveau européen	16
8.2 La France doit retrouver sa souveraineté électrique pour fournir aux consommateurs français une électricité décarbonée au moindre coût	17
9. Recourir le plus possible aux ENR thermiques pour le chauffage des locaux pour augmenter le « bilan ENR » français	18
La pompe à chaleur étant considérée comme une ENR, il est beaucoup plus utile, dans le contexte français, de les développer pour le chauffage des locaux avec les autres ENR thermiques que de développer des productions électriques intermittentes inutiles.	
10. Quels besoins en électricité pour décarboner les utilisations énergétiques du pays au moindre coût ?	19
Nous devons doubler notre production d'électricité décarbonée.	
11. Quel mix énergétique pour faire bénéficier les Français d'une électricité décarbonée la moins chère possible ?	20
Si l'on applique le principe de neutralité technologique, dans les conditions actuelles techniques et économiques, la part du nucléaire dans le mix électrique de la France devrait à nouveau atteindre 80%. Le nouveau mix français se composerait donc de :	
<ul style="list-style-type: none"> • 80% de nucléaire • 7,5% d'hydraulique • 8% de fossiles gaz avec capture et séquestration du carbone • 4,5 % d'éolien et solaire. 	
12. Comment faire profiter les consommateurs français et les entreprises de la « rente nucléaire »	22
les décisions à prendre par notre gouvernement	24

Evolution des prix de l'électricité : historique et perspectives pour les consommateurs français

1. En France, la baisse tendancielle des prix de l'électricité a été interrompu par le développement des ENR intermittentes

L'évolution comparée des prix de l'électricité avec l'indice des prix permet de distinguer cinq périodes :

① De 1960 à 1973, les gains de productivité d'EDF, grâce auxquels le prix de l'électricité augmente moins vite que l'indice des prix et contribue ainsi à accroître le pouvoir d'achat des ménages.

② De 1973 à 1985, les deux chocs pétroliers font sentir leurs effets du fait de l'importance du parc de centrales au fuel d'EDF : les prix de l'électricité augmentent davantage que l'indice des prix. En réponse Pierre Messmer lance en 1974 un grand plan de construction de centrales nucléaires.

③ A partir de 1985, les bénéfices des centrales nucléaires se font pleinement sentir : les Français bénéficient d'augmentation des prix de l'électricité systématiquement inférieures à l'indice des prix. Les coûts de production de l'électricité française sont désormais déconnectés des fluctuations des cours des hydrocarbures et baissent en euros constants.

④ Mais, à partir de 2006, le choc des renouvelables intermittentes : alors que les consommateurs devaient bénéficier de baisses plus accentuées du prix de l'électricité du fait de l'amortissement des centrales nucléaires, retournement de tendance pour le prix de l'électricité qui augmente beaucoup plus que l'indice des prix à partir de 2009 du fait des taxes (CSPE puis TICFE) qui financent les surcoûts de production des énergies renouvelables et du fait des développements des réseaux électriques rendus nécessaires par leur développement.

⑤ A partir de 2021, explosion des prix du marché européens de l'électricité compensée en partie par des subventions massives aux consommateurs si bien que ni le prix du marché européen de l'électricité, ni les prix payés par les consommateurs ne reflètent désormais les fondamentaux des coûts de production de l'électricité à long terme.

D'un côté, les prix spot sur le marché de l'électricité ont explosé en atteignant 600€/MWh à comparer à un prix moyen de 40 €/MWh en 2019, du fait de l'interruption de la fourniture du gaz russe dont les conséquences ont été amplifiées par les déboires du parc nucléaire français et par les erreurs de l'Etat français qui a fermé de manière irresponsable des centrales pilotables indispensables pour assurer la sécurité de notre système électrique (fermeture de Fessenheim et fermeture de 20 GW de centrales thermiques).

L'évolution du tarif bleu illustre clairement ces ruptures avec le retournement à la hausse du prix de l'électricité en 2008 et l'explosion des prix à partir de 2021 :

Prix de vente de l'électricité

Tarifs bleus résidentiels hors taxes, en euros constants/MWh



SOURCE : CRE

D'un autre côté, les Etats ont massivement subventionné par des mécanismes de plafonnement des prix :

- Pour le plafonnement du prix de l'électricité y compris la subvention pour la stabilisation du tarif du réseau de transport en 2023, 43 Mds€ sont prévus dans le budget prévisionnel de l'État Allemand
- 29,3 milliards d'euros pour le bouclier électrique français en 2023

2. L'Allemagne a imposé à l'Europe son modèle d'électricité ENR/Thermique : une catastrophe pour la France et l'Europe

Dans ce modèle, les ENR électriques intermittentes sont érigées en objectifs au lieu de constituer un moyen parmi d'autres de décarboner l'électricité. Elles ont donc une priorité d'accès au réseau électriques (en cas de contrainte sur le réseau, elles ont priorité sur l'électricité nucléaire) et bénéficient de subventions des Etats sous la forme de tarifs d'achats leur garantissant une recette supérieure à leurs couts quel que soit le prix de l'électricité sur le marché. Ces subventions sont financées directement ou indirectement par les consommateurs.

Un nouvel objectif contraignant de 42,5% de renouvelables dans la consommation d'énergie européenne finale d'ici à 2030 a été entériné en 2023. C'est un bond considérable puisque La directive de 2018 fixait un objectif contraignant de 35% à horizon 2030.

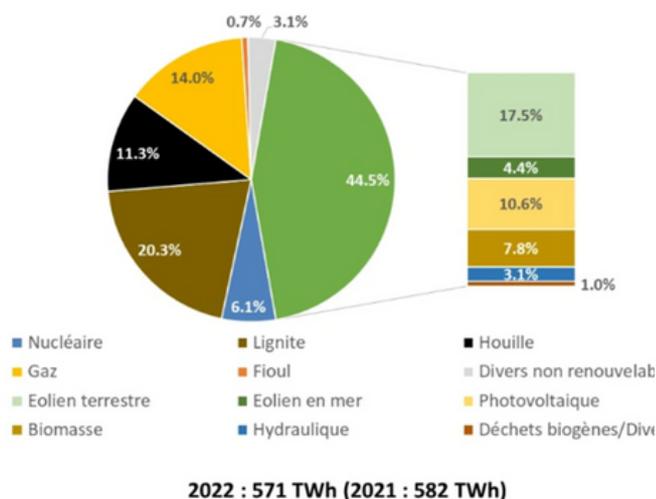
Cette proportion de 42,5 % dans la consommation totale d'énergie correspond à une proportion de 70 % d'ENR intermittentes dans la production d'électricité en 2030. Une telle proportion (irréaliste et inatteignable) n'a jamais été expérimentée dans aucun pays et augmentera fortement le risque de blackout.

Rappelons en effet que la stabilité de nos réseaux électriques repose sur des moyens de production (hydraulique, fossile et nucléaire) qui permettent un contrôle permanent de la fréquence et de la tension du courant en tout point de ces réseaux. Les machines tournantes de ces centrales fonctionnent toutes de manière synchrone à la même fréquence (50 Hertz en Europe et dans la plupart des pays). Elles assurent la stabilité du système électrique, chacune contribuant à l'inertie électromécanique de l'ensemble du système électrique. En cas de changement brutal de charge (par exemple perte d'une installation de production), l'énergie cinétique stockée dans ces machines des centrales classiques est libérée rapidement, en une fraction de seconde, pour restaurer la fréquence du réseau. Parcs éoliens et installations photovoltaïques, en revanche, ne sont pas directement connectés au réseau électrique interconnecté. Ils sont connectés via des convertisseurs de puissance constitués de composants électroniques statiques. Ils ne contribuent donc pas à l'inertie du système électrique et à la stabilité du réseau qui deviennent de plus en plus fragiles avec le développement des ENR intermittentes. Les promoteurs de telles politiques énergétiques ne semblent pas avoir conscience des risques de black-out encourus.

3. Le cout de production de l'électricité ENR/Thermique allemande est le double du cout du nucléaire français

« Le coût complet de la production de l'électricité en Allemagne est de l'ordre de deux fois supérieur à la France (la différence essentielle tenant au nucléaire historique). Cette différence ne se traduit pas dans les prix de marché, une partie des coûts se retrouvant dans la fiscalité, concentrée sur les ménages. » Source Bilan prévisionnel RTE 2023 P 67

Il est évidemment pertinent d'évaluer les coûts de l'électricité du modèle allemand puisque celui-ci constitue l'objectif que nous devons atteindre. Comment expliquer cet énorme écart ?



D'abord il faut avoir en tête que l'Allemagne partait d'une situation de production d'électricité très carbonée, accentuée par la fermeture de ses centrales nucléaires. L'Allemagne s'est donc engagée dans un processus de décarbonation de son électricité thermique (charbon lignite, gaz), essentiellement par le recours aux énergies renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque) :

En 2022, 45 % de l'électricité allemande a été produite à la base de lignite, charbon et gaz (avec des conséquences majeures pour la santé des européens et bien sûr le climat puisque l'Allemagne émet 362 grammes de CO₂ par kWh contre 60 en France) et 32,5 % par l'éolien et le solaire.

Quel est le coût de la production ENR allemande ?

Comme les prix d'achat varient au fil du temps, le meilleur moyen d'évaluer le coût de production est d'additionner au prix de marché moyen sur une année la subvention moyenne :

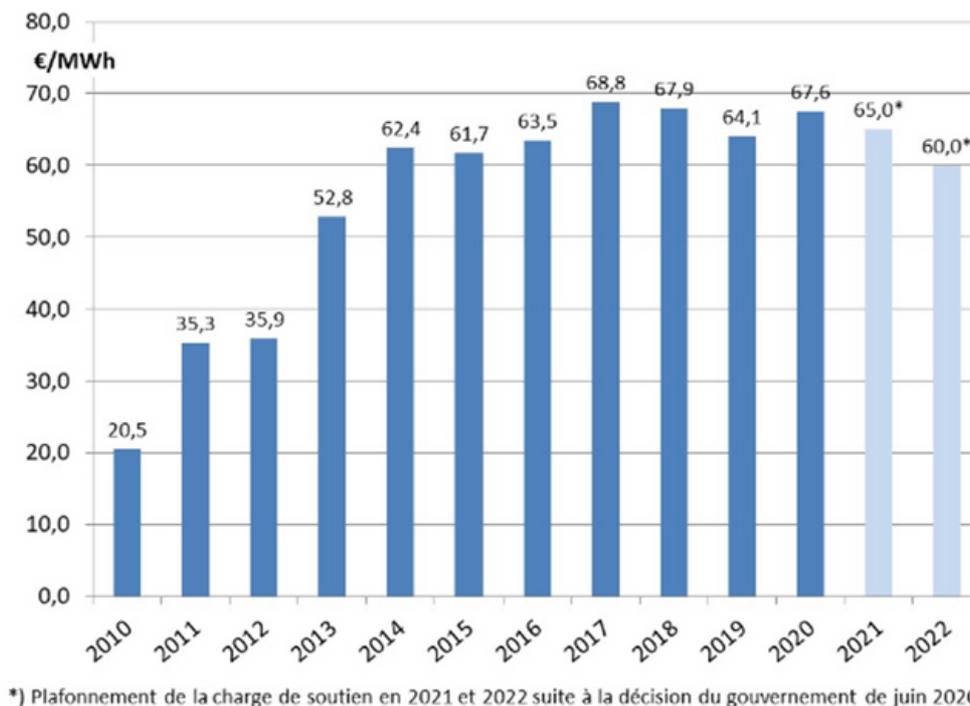


Figure 2 : Évolution des charges de soutien aux énergies renouvelables entre 2010 et 2022 hors TVA

En 2020, dernière année avant plafonnement de la taxe (Le budget allemand a financé ce plafonnement), la taxe de financement des ENR s'élevait à 67,6 Euros/MWh. Elle s'ajoutait au prix du marché allemand de l'électricité de 30,47 Euros/MWh, **soit donc un coût total de 98 Euros/MWh pour la production ENR. Est-ce que ces coûts sont appelés à baisser avec les nouveaux équipements ? Il ne semble pas. On assiste à une très forte augmentation des coûts, de 32 % pour l'éolien depuis 2021 et de 40 % pour le solaire**, selon le rapport publié par la banque Lazard. Dans l'offshore, plusieurs projets, remportés avant l'envolée des coûts, ont été suspendus, comme le Trollvind du norvégien Equinor. Idem pour le suédois Vattenfall et son Norfolk Boreas (1,4 GW) en mer du Nord britannique. Cette dérive des coûts affecte évidemment aussi les cinq fabricants européens de turbines, qui depuis des années sont en pertes. Pour sortir du rouge, ils devront augmenter leurs prix ...

A ce coût de production, il faut ajouter le coût du développement des réseaux électriques nécessité par le raccordement des éoliennes et des parcs photovoltaïques. La comparaison France Allemagne entre les couts du réseau de transport HT et THT permet d'approcher ces surcouts compris entre 11 et 14 Euros/MWh :

Tarifs de transports de l'électricité en Europe – Source ENTSOE

	Allemagne	France
330 kV and above	17.76	3.46
TSO VALUE		
220-150 kV	17.76	6.54

L'Allemagne a par exemple engagé la construction de trois autoroutes électriques nord-sud pour relier les éoliennes de la mer du nord aux zones de consommations pour un investissement de 70 milliards d'euros, lequel ne suffira pas : les besoins en électricité sont tels qu'une quatrième autoroute électrique est déjà nécessaire. Celle-ci devra transporter l'énergie éolienne du Schleswig-Holstein et de la Basse-Saxe vers la Rhénanie-du-Nord-Westphalie à partir de 2030.

Les données pour les réseaux de distribution ne sont pas accessibles, mais elles sont d'un montant au moins égal. On peut considérer que le surcout de raccordement des renouvelable aux des réseaux électriques est compris entre 22 et 28 Euros/MWh.

Coût complet de production de l'électricité renouvelable allemande (Production +Réseaux dédiés) = 120 à 126 Euros/MWh

Coût complet de production du nucléaire = 60,7 €/MWh pour la période 2026-2030, 59,1 €/MWh sur 2031-2035 et 57,3 €/MWh sur 2036-2040 selon la CRE

Les couts de production des ENR allemandes sont bien le double des coûts de production du nucléaire français.

Quels sont les coûts des productions électriques thermiques de complément ?

Sous nos latitudes, les énergies renouvelables produisant le moins quand on en a le plus besoin (l'hiver avec des épisodes anticycloniques, donc sans vent). Il faut donc pouvoir compenser une production renouvelable qui peut tomber à presque zéro à certaines périodes (nuit anticyclonique).

Pour ce faire l'Allemagne dispose d'un parc thermique à flamme dispose d'un total de 82,7 GW qui a assuré 26 % de la production électrique en 2022 et se trouve en mesure de fournir la pointe maximale de 82 GW, **car le gestionnaire de réseau allemand considère à juste titre que la production ENR intermittente peut tomber à zéro.** Ainsi l'Allemagne dispose-t-elle d'un parc de production presque 2 fois plus puissant que le parc français pour une consommation électrique presque égale.

Le prix de cette production de complément thermique varie fortement en fonction du facteur de charge c'est-à-dire de sa durée d'utilisation. Moins on utilise l'équipement, plus son coût de production augmente.

Or, en 2022, le taux d'utilisation du parc thermique allemand s'est élevé à 36 % (production de 258 TWh pour un total productible de 718 TWh), ce qui traduit par un coût de production de 144 Euros/MWh pour le combustible Gaz et 188 Euros/MWh pour le combustible charbon aux prix actuels du CO2 et du combustible.

Coût de production du secours gaz allemand= 144 €/MWh

Coût de production du secours charbon allemand = 188 €/MWh

Quand la production de complément refluera à un taux d'utilisation de 25 % grâce au développement des ENR, ces couts s'accroîtront encore davantage.

C'est le handicap d'un système électrique basé sur les ENR dans le contexte européen : alors que la majorité des observateurs misent sur un cout de production décroissant avec la plus grande diffusion des technologies ENR, en fait le risque est que le cout soit croissant :

- Parce que moins on utilise les productions de complément, plus elles coûtent cher à produire
- Parce que les sites les plus compétitifs pour la production éolienne et la production photovoltaïque ont déjà été utilisés.
- Parce que le développement de ces énergies extensives à faible rendement nécessite des masses de métaux qui poussent à la hausse leurs prix. Leur développement constitue un des facteurs de l'inflation des métaux.

4. Pourquoi les couts des ENR resteront structurellement élevés en Europe

De nombreuses régions du monde bénéficient de conditions beaucoup plus favorables pour la production d'électricité renouvelable, en matière de conditions climatiques et de disponibilité du foncier. En Europe, la ressource solaire est très saisonnière, trop faible en hiver et le développement structurel des grands anticyclones privent régulièrement le continent de vent. Ainsi, en France, malgré une augmentation de la puissance installée qui est passée de 17,6 GW en 2020 à 20,6 GW en 2022, on a assisté à une diminution globale de la production électrique des éoliennes terrestres sur la même période. D'après RTE (Réseau de Transport d'Electricité), on est passé d'une production de 37,9TWh en 2020 à une production de 37,5 TWh en 2022.

L'Australie, certains pays d'Afrique du Nord (Maroc, Égypte), de la péninsule arabe (Arabie saoudite) ou d'Amérique du Sud (Chili) peuvent présenter des facteurs de charge du photovoltaïque de l'ordre de 25%-30% (contre 14% en France) et de l'éolien à 40%-50% (contre 25% en France) et se positionnent d'ailleurs sur la production d'hydrogène et de molécules dérivées (ammoniac, engrais, carburants liquides de synthèse) pour l'export. La comparaison Australie/ Allemagne permet de comprendre ce handicap structurel :

	Allemagne	Australie
Facteur de charge pour l'électricité photovoltaïque	10 %	22%
Densité population en personnes/km²	233	3

Le facteur de charge est le double, ce qui divise par 2 le coût de production australien par rapport au coût allemand. Par ailleurs, la faible densité de population australienne permet d'installer beaucoup plus rapidement et avec un foncier beaucoup moins cher presque partout des parcs photovoltaïques.

Cette faible densité permet de transporter l'électricité avec des lignes aériennes alors que l'Allemagne doit recourir à des lignes de transport en courant continu enterrées qui sont 5 à 8 fois plus chères.

Facteur multiplicatif des coûts d'investissement de l'enfouissement annoncé par des gestionnaires de transport ainsi que par l'ACER*

			
Tension	Coût de l'aérien*	Coût du souterrain*	Facteur multiplicatif
380-400 kV	1 060 919 €/km	4 905 681 €/km	4,6
220-225 kV	407 521 €/km	3 314 047€/km	8,1

C'est un facteur clé souvent ignoré : les énergies solaires et éoliennes sont des énergies clairsemées, extensives, nécessitant donc beaucoup d'espace pour les installer, au contraire des centrales nucléaires ou des centrales à gaz. Elles ne sont pas adaptées à la densité humaine européenne.

5. Pourquoi le développement de la production des énergies intermittentes va détruire la production nucléaire française

Le gouvernement a initié un nouveau tournant dans la politique électrique française en réponse à la crise ukrainienne. Il vise à s'appuyer simultanément sur les énergies renouvelables et le nucléaire. Il souhaite ainsi faire un mix avec les deux grands modèles de production d'électricité européens :

- Le modèle français historique basé sur un socle nucléaire, un complément hydraulique et un appoint de gaz pour faire face aux pointes de consommation, qui procure une électricité décarbonée bon marché, moitié moins chère que l'électricité allemande.
- Le modèle Allemand qui décarbone son électricité thermique (charbon lignite, gaz) par le recours aux énergies renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque). Il fournit une électricité partiellement décarbonée à des prix très volatils négatifs quand la production est surabondante (par exemple à midi) et des prix qui flambent quand il n'y pas de vent et de soleil.

Ces deux modèles sont aux antipodes l'un de l'autre. Il n'est donc pas facile de les combiner. En réalité ce modèle de décarbonation par les ENR intermittentes n'est pas du tout adapté au contexte français pour 2 raisons :

- Tout simplement parce que notre production électrique est déjà décarbonée à plus de 90 %. Autant le bénéfice est réel pour la décarbonation de l'Allemagne qui produit massivement son électricité de manière thermique, (mais... à condition de conserver ses centrales thermiques), autant il est nul en France.
- Parce que l'éolien et le photovoltaïque présentent la caractéristique de produire le moins quand la France a le plus besoin d'électricité : période de froid en hiver donc anticyclonique, donc sans vent et peu de soleil le jour et pas de soleil la nuit. Ainsi, le 26 janvier 2023, jour le plus froid de l'année, à 0 heures, la production éolienne n'a fourni que 1,9 % de la consommation, ce qui a obligé à utiliser massivement les centrales thermiques françaises et allemandes (gaz et charbon) qui ont fourni 24 % de la consommation. Sans le nucléaire, la production aurait été assurée à 91 % par des centrales thermiques émettrices de CO₂, le solde étant produit par l'hydraulique. Ainsi le développement massif des ENR produira une augmentation des émissions de gaz à effet de serre , par les indispensables compléments de production thermiques. Les ENR ne contribuant donc pas à satisfaire les besoins de pointe, **elles n'ont pas de réelle utilité pour approvisionner en électricité les consommateurs français.**

Or, non seulement, elles n'ont pas d'utilité pour le système électrique, mais, de surcroît, l'actuelle politique de subvention des ENR intermittentes va détruire économiquement la production nucléaire et ainsi mettre en danger notre sécurité d'approvisionnement.

En effet, du fait de leurs privilèges (subventions + prix garantis+ priorité d'accès aux réseaux), **au fur et à mesure de leur développement, les ENR prennent la place du nucléaire en réduisant la durée de fonctionnement des centrales nucléaires, les reléguant à une place d'énergie d'appoint, comme les centrales à charbon et au gaz en Allemagne, alors que celles-ci ont besoin de fonctionner en permanence, techniquement et économiquement.**

Quand il y a du vent et du soleil, le nucléaire doit réduire sa production et l'augmenter quand il n'y a pas de vent ou de soleil. **En France le développement des énergies renouvelables n'aboutit qu'à remplacer temporairement et aléatoirement l'électricité nucléaire décarbonée par des électricités ENR décarbonées !** Nous payons en quelques sortes trois fois la décarbonation de notre électricité, d'abord par le financement du parc nucléaire, puis par son remplacement par des ENR deux fois plus chères.

Comme les coûts du nucléaire sont fixes, moins une centrale nucléaire fonctionne à pleine puissance, plus son coût de production est élevé : **le coût du KWh produit par une centrale nucléaire double si sa durée de fonctionnement est réduite de moitié. Les anti-nucléaires ne manqueront pas de pointer la hausse structurelle des coûts du nucléaire. Ils l'avaient bien dit !**

En fait le nucléaire sera beaucoup plus cher, mais restera tout aussi indispensable.

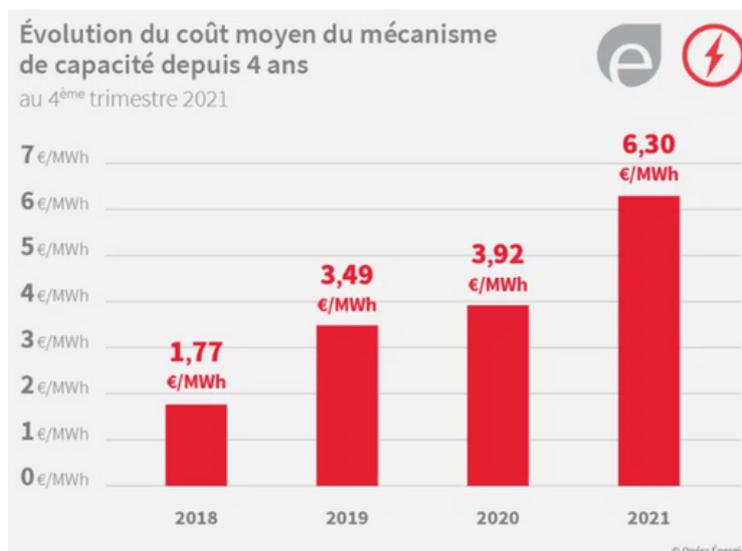
La ruine du nucléaire se produit notamment par les prix négatifs de l'électricité sur le marché (voir annexe 1) dus principalement à la surproduction ENR allemande quand il y a du soleil ou de vent. Comme les centrales nucléaires ne peuvent pas techniquement réduire leur production pour une ou deux heures, elles payent pour pouvoir livrer leurs KWh sur le réseau !

Ainsi, on peut étudier comment une électricité nucléaire moins chère et utile est ruinée par une électricité photovoltaïque plus chère et inutile :

1) Les prix sur le marché de l'électricité sont négatifs entre 12.00 et 15.00 en France, Belgique, Allemagne et Pays Bas parce qu'il y a une trop forte production photovoltaïque dont on ne sait pas quoi faire.

2) Les centrales nucléaires françaises qui produisent à 59 Euros/MWh doivent baisser leur production pour donner la priorité ENR allemandes qui produisent à 120 Euros/MWh. Et comme elles ne peuvent baisser que partiellement leur production, (les centrales nucléaires ne peuvent pas être arrêtées et mises en route « à la demande » sur des créneaux de quelques heures : lorsqu'un réacteur nucléaire est fortement ralenti de manière rapide, il se produit un processus appelé « empoisonnement xénon » qui empêche le redémarrage à pleine puissance dans les heures qui suivent), elles doivent payer pour écouler leur électricité résiduelle, car on en a impérativement besoin entre 17.00 le soir et 10.00 le matin, quand le photovoltaïque ne peut produire.

Comme ce n'est pas supportable financièrement, la logique voudrait que certaines de ces centrales soient définitivement fermées. Mais, comme elles sont indispensables pour notre approvisionnement en électricité, l'Etat les subventionne par le mécanisme de capacité. Ce mécanisme de capacité est un dispositif qui a pour objectif de renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité. Le principe est de donner un revenu supplémentaire aux producteurs d'électricité pour qu'ils maintiennent en fonctionnement les centrales pilotables dont on a absolument besoin pour assurer la fourniture d'électricité lorsque les ENR intermittentes ne produisent pas. Ainsi nous subventionnons un développement désordonné des ENR qui ruine les centrales nucléaires pilotables et comme nous ne pouvons nous passer de ces dernières, nous sommes obligés de les subventionner, elles aussi ! On leur donne un revenu en plus pour les maintenir en fonctionnement. Cela revient à financer le poison et contrepoison... Le coût de ces subventions aux énergies croît évidemment au fur et à mesure du développement des ENR, car moins elles fonctionnent, plus il faut les indemniser :



Les prix négatifs de l'électricité peuvent sembler une bonne affaire pour les consommateurs. Ce n'est pas du tout le cas. Ils les payent. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) évalue le coût de production du parc nucléaire existant d'EDF à 59 euros le mégawattheure : le coût de capacité représente d'ores et déjà une taxe de 11 % que doit acquitter le consommateur.

Le fait qu'il y ait des prix négatifs sur le marché de l'électricité indique tout simplement que le développement anarchique des ENR intermittentes détruit de la richesse aux dépens des consommateurs.

Si l'on va jusqu'au bout de cette politique, on aboutira à une électricité plus chère qu'en Allemagne parce qu'utiliser en France les centrales nucléaires comme secours des ENR est beaucoup plus onéreux qu'utiliser des centrales à Gaz comme en Allemagne, et en fait impossible techniquement en dessous d'un taux d'utilisation de 30 %.

6. Quelles perspectives pour les prix de l'électricité pour les consommateurs français ?

Si l'on poursuit cette politique, les consommateurs français vont continuer de « payer l'addition » des énergies appelées renouvelables. Ils verront leur facture plus que doubler.

L'addition des renouvelables intermittentes pour les consommateurs français =

Comme en Allemagne :

+ subventions des ENR intermittentes

L'exemple allemand montre que ce coût deviendra colossal puisque les seules subventions aux ENR électriques qui complètent le prix de marché (65 euros/MWh) sont supérieures au coût de production du parc nucléaire EDF (59 euros/MWh) !

+ surcoût de développement des réseaux électriques

Le seul raccordement des éoliennes marines coûtera entre 20 et 50 milliards d'euros selon RTE en fonction des scénarios !

Au total, quand on compare les grandes masses, le financement des réseaux dépasse largement celui prévu pour les nouveaux réacteurs nucléaires ! Chez Enedis, on annonce un besoin d'investissements de 96 milliards d'euros d'ici à 2040. Chez RTE, on table sur 33 milliards d'investissements d'ici à 2035. Alors que les six EPR2 qu'EDF doit construire devraient coûter environ 52 milliards d'euros.

+ Subventions des énergies pilotables par les coûts de capacité (nucléaire, gaz) pour les garder en vie

Surcoût spécifique à la France :

+ Renchérissement considérable du coût de production du nucléaire par la moindre utilisation des centrales qui assureront un secours plus onéreux que les centrales thermiques allemandes. En effet les coûts de production du nucléaire sont essentiellement fixes alors que les coûts de production des centrales gaz et charbon sont essentiellement variables. Il est donc beaucoup moins pénalisant pour elles de fonctionner par intermittence en complément des ENR.

Les prix augmentent et augmenteront au fur et à mesure du développement anarchique des ENR intermittentes, sans régulation par le marché. Cette addition sera donc beaucoup plus élevée en France que dans les autres pays car le dommage causé par les ENR intermittentes à la production nucléaire est beaucoup plus important que le dommage causé par les ENR intermittentes à la production thermique (charbon et gaz).

Ces hausses du prix de l'électricité pousseraient encore beaucoup plus loin notre extrême désindustrialisation. Selon une note de la Direction générale des entreprises (DGE), les secteurs de la métallurgie, du papier et du carton ou de la chimie paient déjà, dans l'Hexagone, leur énergie près de deux fois plus cher que leurs concurrents américains. Globalement, la balance commerciale de l'industrie manufacturière s'est ainsi sensiblement détériorée entre 2021 et 2022, passant de -65,9 milliards à -89,8 milliards d'euros. « La répercussion totale des coûts énergétiques dans les prix de vente pourrait se traduire par une perte de compétitivité prix et une baisse des exportations », concluent les auteurs de la note de la DGE, une hausse des prix à l'export de 1 % se traduisant, selon eux, par une chute des quantités exportées de 5 %. Certains des industriels les plus énergivores ont déjà réduit leur production dans l'agroalimentaire, dans la sidérurgie, la métallurgie, la verrerie et la fabrication de matériaux. Un doublement des prix de l'électricité se traduirait par une explosion du déficit de notre balance commerciale et donc de notre balance des paiements qui deviendrait in finançable.

7. Evitons un pas vers la décroissance : l'abandon du nucléaire et le choix des énergies intermittentes deux fois plus chères.

Les nouvelles sources d'énergie ont marqué le début des spectaculaires avancées de nos sociétés. Il est à noter que de Jules César à Napoléon peu de progrès ont été réalisés, les deux se déplaçaient à cheval. Les nouvelles énergies déployées au milieu du XIXe siècle ont déclenché une modernisation rapide et l'élévation du niveau de vie des habitants.

Le rôle, l'accès, donc le prix de l'énergie est aujourd'hui la clé de la prospérité. L'idéologie et la logique électoraliste nous ont malheureusement entraîné vers la décroissance avec en 1997 la grave erreur de l'abandon du surgénérateur « Superphénix » qui permettait d'entrevoir la production d'une électricité décarbonée quasi inépuisable, avec un réacteur aux super-rendements et particulièrement sûr. En contrepartie ce qui nous a été proposé : le développement des éoliennes et du solaire, énergies intermittentes dont nous ne fabriquons pas les éléments, nous rend dépendant des nations étrangères, ce qui contribue à creuser un déficit commercial déjà désastreux. Cette nouvelle trajectoire a été suivie en 2015 par la décision de réduire de 50% la part du nucléaire avant 2025 ! Et en 2020 en toute logique de fermer la centrale de « Fessenheim » Les événements internationaux ont ramené un peu de réalisme et le retour vers le nucléaire sans pour autant, sur le terrain arrêté le dynamisme des promoteurs qui continuent de dévaster nos territoires et notre bord de mer pour implanter des parcs inutiles ! Avec force subventions !

Avec un comme argument un mensonge par omission : le parc d'Etretat fournirait de l'électricité pour 80.000 habitants, le promoteur oublie de préciser : et de 0 habitants quand il n'y a pas de vent !

L'Europe évidemment n'est pas neutre dans ces choix. Y a-t-il une volonté chez les Allemands de torpiller le nucléaire français ? Les habitués de Bruxelles l'affirment. Sans doute pour des raisons diplomatiques, les auteurs du magnifique rapport de la commission d'enquête parlementaire sur « les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France » n'ont pas approfondi cette question.

8.Retrouver notre souveraineté électrique pour continuer à faire bénéficier les consommateurs français d'une électricité décarbonée compétitive.

8.1.Renouer avec la neutralité technologique an niveau européen

Atteindre cet objectif de fournir à moindre coût une électricité décarbonée nécessite de mobiliser les techniques de production électrique décarbonées les moins coûteuses. C'est-à-dire de faire prévaloir le principe de neutralité technologique qui caractérise des lois et des règles qui énoncent les objectifs, les droits et les obligations de façon générique, sans préjuger des moyens technologiques par lesquels sont atteints les objectifs. La loi ne doit pas avantager l'utilisation d'une technologie au détriment d'une autre.

Ce principe est d'autant plus capital que nous vivons une période historique révolutionnaire en matière de technologies et que personne ne sait véritablement qu'elles sont les technologies qui s'imposeront par leur efficacité.

Il faut donc reconfigurer la politique européenne sur ces principes en instaurant une concurrence équitable entre les différentes énergies décarbonées. Il faut prendre en particulier acte que les ENR sont des énergies matures, désormais dominantes sur le marché. Il n'a donc plus lieu de continuer à les subventionner, d'autant plus qu'elles déclarent être moins chères et qu'elles bénéficient d'un prix du CO2 désormais élevé.

Ce prix élevé du CO2 poussera les producteurs d'électricité à recourir aux énergies les moins carbonées les moins chères, ENR intermittentes et/ou nucléaire. En effet les productions d'électricité à base de charbon seront pénalisées par une taxe de l'ordre 100 Euros/MWh soit 0,1 Euros/KWh.

Il ne faut donc pas supprimer le marché européen de l'électricité mais, au contraire, le remettre en ordre de marche en traitant de manière égale toutes les productions d'électricité, donc en supprimant toutes les subventions et tarifs d'achat garantis et toutes les priorités d'accès aux réseaux. **Il faut instaurer une concurrence équitable orientée par le prix du carbone.**

Il faut bien sûr arrêter d'ériger en objectifs les ENR. Elles ne sont qu'un moyen parmi d'autres de décarboner l'électricité.

L'objectif de 42,5% de renouvelables dans la consommation européenne finale d'ici à 2030 ne doit pas être contraignant, mais optionnel. En revanche, les objectifs européens de décarbonation doivent bien sûr demeurer. Malheureusement, il n'y pas de consensus au niveau européen pour le moment pour adopter ces indispensables évolutions.

8.2 La nécessité de la France à retrouver sa souveraineté électrique pour fournir aux consommateurs français une électricité décarbonée au moindre coût

En cas d'absence d'évolution de l'Europe, la France doit utiliser toutes les marges de manœuvre qui sont à sa disposition et s'en créer de nouvelles.

1) Affirmer le principe de neutralité technologique en supprimant en France les subventions actuelles aux nouvelles productions ENR qui sont désormais des technologies matures et qui revendiquent d'être plus compétitives que les autres productions d'électricité.

Cela incitera les producteurs ENR à ne pas produire quand les prix de l'électricité sont négatifs et, au contraire, à développer des moyens de stockage pour mieux valoriser leurs productions et être ainsi véritablement utiles à la satisfaction des besoins en électricité des consommateurs français. Plusieurs pays ont pris cette option de suppression des subventions, comme la Finlande qui vient de mettre en marche un réacteur nucléaire EPR.

Il s'agit pour les ENR de passer d'une production fatale, à une production utile par le couplage avec des moyens de stockage. Ce dispositif permettra de faire émerger le mix énergétique décarboné le plus compétitif pour le pays.

Cela amène donc la France à respecter la finalité européenne de décarbonation de son système énergétique mais à rejeter le mix énergétique pré imposé par la CE à travers le % obligatoire d'ENR intermittentes. Car une proportion de 70 % d'ENR dans le mix électrique doublerait le prix de l'électricité et mettrait en péril la sécurité de notre système électrique. Elle est également incompatible avec une production nucléaire importante.

2) Soutenir le développement des productions d'électricité décarbonées quelle que soit leur nature (photovoltaïque, nucléaire, hydraulique...) par un dispositif unique, un crédit d'impôt de 20 à 30% de l'investissement pour la production d'électricité décarbonée. Ce crédit d'impôt modernisation de la production présente l'avantage :

- D'être neutre technologiquement
- D'être dans la ligne de dispositifs déjà utilisés par le ministère de l'Economie et des Finances (CICE, CIR, Industries vertes).
- D'être compatible avec les règles européennes de la concurrence car il ne désigne pas une entreprise bénéficiaire en particulier.
- D'être « paramétrable » au niveau du taux de crédit, et donc d'être actionné plus ou moins intensément en fonction de l'évolution des besoins en électricité.

3) Responsabiliser les productions ENR existantes pour éviter les prix négatifs de l'électricité qui menacent le bon fonctionnement et la compétitivité des centrales nucléaires. La vente à perte est un délit

4) Arrêter la construction de lignes électriques découlant vers l'Allemagne pour protéger notre système électrique et le bon fonctionnement des centrales nucléaires.

La production nucléaire ne résisterait pas à de tels prix négatifs résultant de subventions publiques aux ENR.

- Construire de nouvelles stations de pompage (STEP), seul véritable moyen de stocker l'énergie sur plusieurs jours et qui permettrait d'absorber en partie les surplus d'électricité renouvelables allemands. Le développement de 1,5 GW de nouvelles STEP est prévu mais tarde à se concrétiser. **Le déblocage de ces dossiers nécessite de transformer le régime de concessions hydrauliques en régime d'autorisations.**
- Utiliser des chauffe-eaux électriques connecté pilotables par le gestionnaire de réseau ENEDIS dans les réglementations thermiques de la construction et de la rénovation des logements. (RE 2020, Diagnostic Performance Energétique). Le moyen le plus compétitif d'utiliser les excès de production d'électricité renouvelable et de prévenir les prix négatifs de l'électricité.
- Utiliser les véhicules électriques comme moyen de stockage. Une voiture est inutilisée 95 % de son temps de vie et l'utilisation moyenne d'un véhicule électrique nécessitera moins de 80 % de la capacité de la batterie pour les trajets quotidiens. Il sera donc possible pendant les périodes où le véhicule sera branché au réseau électrique d'utiliser l'électricité stockée pour l'injecter sur le réseau en période de forte demande ou, inversement, de charger la batterie du véhicule en heures creuses. Il s'agit du concept du « vehicle-to-grid », ou V2G, qui consiste à utiliser les batteries des véhicules électriques comme une capacité de stockage mobile.

9. Recourir le plus possible aux ENR thermiques pour le chauffage des locaux pour augmenter le « bilan ENR » français

Pour atteindre l'objectif de 45 % d'ENR dans le mix énergétique imposé par l'Europe, il existe une alternative au développement de ces coûteuses et inutiles productions ENR électriques intermittentes (Photovoltaïque, éolien).

La pompe à chaleur étant considérée comme une ENR (car elle puise ses calories dans l'air ou dans l'eau), il est beaucoup plus utile, dans le contexte français, de les développer pour le chauffage des locaux avec les autres ENR thermiques (réseaux de chauffage urbain, géothermie, solaire thermique, bois). Ces ENR thermiques apportent une réelle décarbonation en remplaçant du gaz ou du fuel dans le chauffage des locaux.

Alors que, dans le cas des ENR électriques, on ne décarbone pas, on gaspille l'argent des consommateurs et des contribuables en substituant les ENR intermittentes plus chères à une production nucléaire moins chère et on met en danger la sécurité d'approvisionnement électrique du pays.

Ces gisements de décarbonation du chauffage des locaux représentent 278 TWh, 218 TWh dans le résidentiel et 60 TWh dans le tertiaire soit 17 % d'une consommation énergétique totale du pays de 1676 TWh (chiffres CEREN).

Il faut saluer le plan du Gouvernement pour encourager le développement de la production de PAC en France via un crédit d'impôt permettant de subventionner les investissements du secteur à hauteur de 20 à 25 % qui va être intégré dans le projet de loi de finances pour 2024. L'objectif est d'atteindre 2 milliards d'euros d'investissements d'ici fin 2027, ce qui correspond à une dizaine d'usines nouvelles produisant des PAC.

Il faut aller plus loin et être rationnel en réallouant les énormes soutiens financiers publics dédiés aux ENR électriques intermittentes en faveur du développement de cette technologie : le seul cout de raccordement des éoliennes marines de 50 milliards d'euros permettrait de financer intégralement 3 millions de Pompes à Chaleur qui permettraient de décarboner réellement nos consommations d'énergie et procureraient aux consommateurs des économies sur leurs factures de chauffage.

10. Quels besoins en électricité pour décarboner les utilisations énergétiques du pays au moindre coût ?

La décarbonation se réalisera principalement par la substitution de l'électricité décarbonée aux énergies fossiles dans les usages énergétiques. Cela suppose évidemment de produire beaucoup plus d'électricité.

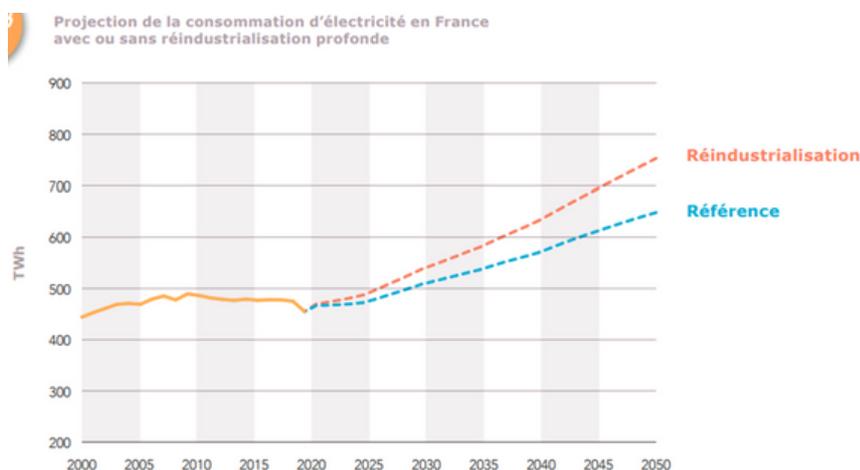
Ainsi, alors que la France consomme actuellement 1242 TWh d'énergie fossile (gaz 430 et pétrole 812) et 468 TWh d'électricité (chiffres 2021) :

- Dans une hypothèse optimiste on peut considérer qu'un KWh d'électricité se substituera à 3 KWh fossiles grâce au bon rendement des voitures électriques et à celui des PAC. Cette substitution nécessitera alors 414 TWh de plus d'électricité par an ($1241/3$), soit une augmentation de 88 % par rapport à la consommation actuelle.
- Dans une hypothèse moyenne, on peut considérer qu'un KWh d'électricité ne se substituera qu'à 2,5 KWh fossiles. Cette substitution nécessitera alors 497 TWh de plus d'électricité par an ($1242/2,5$), soit une augmentation de 106 % par rapport à la consommation actuelle.
- Dans une hypothèse pessimiste, on peut considérer qu'un KWh d'électricité ne se substituera qu'à 2 KWh fossiles. Cette substitution nécessitera alors 621 TWh de plus d'électricité par an ($1242/2$), soit une augmentation de 132 % par rapport à la consommation actuelle.

Cette modélisation simple monte bien que les actuelles trajectoires de production d'électricité sont insuffisantes pour assurer la décarbonation du pays. Nous devons doubler notre production d'électricité décarbonée.

Avec une augmentation de seulement 36% de la production d'électricité, les scénarios de consommation d'électricité retenus par la SNBC (Stratégie National Bas Carbone) apparaissent très insuffisants aussi bien au regard des résultats de cette modélisation qu'en comparaison avec les trajectoires d'autres grands pays comme l'Allemagne et la Grande-Bretagne.

RTE a déjà réévalué fortement à la hausse ses prévisions de demande d'électricité à l'horizon 2050 :



Nous estimons les besoins en électricité à 900 TWh en 2050 si l'on veut réellement décarboner notre système énergétique. Les seuls projets actuels de production d'hydrogène représentent déjà une augmentation de la consommation d'électricité de 10 %.

11. Quel mix énergétique pour faire bénéficier les Français d'une électricité décarbonée la moins chère possible ?

Les besoins en électricité décarbonée sont tellement grands (il faut doubler notre production d'électricité à l'horizon 2050) qu'il y a de la place pour toutes les formes d'énergies. Mais si l'on applique le principe de neutralité technologique, dans les conditions actuelles techniques et économiques, la part du nucléaire dans le mix électrique de la France devrait à nouveau atteindre 80%.

Le nouveau mix français devrait tendre à :

- 80 % de nucléaire**
- 7.5 % d'hydraulique**
- 8% de fossiles gaz avec capture et séquestration du carbone**
- 4.5% d'éolien ou solaire**

Produire 80% de 900 TWh représente une production nucléaire de 720 TWh, soit un parc nucléaire de 114 GW. Le niveau de capacités nucléaires à construire d'ici 2050 découlera des choix qui seront faits en matière de durée de vie des réacteurs existants :

- 98 GW soit 49 réacteurs EPR2 pour une durée de vie de 60 ans ;
- 51 GW soit 31 réacteurs EPR2 pour une durée de vie de 70 ans ;
- 46 GW soit 28 réacteurs EPR2 pour une durée de vie de 80 ans.

Compte tenu de l'expérience américaine et compte tenu de la meilleure qualité des alliages des cuves de nos réacteurs, le prolongement de la durée de vie du parc existant à 80 ans constitue la meilleure option. **Dans cette hypothèse, la construction de 28 réacteurs se situerait à niveau de moitié inférieur comparé au premier programme nucléaire de 56 réacteurs.** Cet effort de construction, somme toute modéré, permettrait de fournir toute l'électricité décarbonée dont a besoin notre économie et la relance de notre industrie. Il permettrait de bénéficier d'un réel effet de série permettant d'abaisser les coûts de production de l'électricité nucléaire. Le principal enjeu réside dans l'accélération de la construction des nouveaux réacteurs pour renouer avec les délais du premier programme : 5 ans.

Quelle que soit la part du nucléaire ou des ENR intermittentes dans le mix électrique, leur capacité à satisfaire les besoins en électricité des consommateurs nécessite le recours à une production d'électricité de complément, mobilisable rapidement que seul le gaz peut offrir : c'est la production la moins coûteuse en investissements et la plus facile à faire démarrer rapidement. Cette part du gaz serait plus forte dans l'hypothèse d'un poids important des ENR intermittentes comme l'indique RTE : « le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques est important si la relance du nucléaire est minimale et il devient massif – donc coûteux – si l'on tend vers 100% renouvelable ».

Le doublement de la production d'électricité nécessite de doubler la puissance des centrales à gaz disponibles (passer de 10GW à 20 GW) pour faire face aux besoins de pointe. Cela nécessite d'investir dans la capture et la séquestration du CO2 pour atteindre une production électrique totalement décarbonée.

Les installations de CSC (capture et stockage de carbone) constituent une nouvelle infrastructure essentielle au même titre que les réseaux électriques, les gazoducs et oléoducs, les autoroutes, les voies navigables, que les pouvoirs publics doivent planifier.

12. Comment faire profiter les consommateurs français et les entreprises de la « rente nucléaire »

Tout d'abord, il est intéressant de constater qu'on ne parle jamais de « rente ENR », tout simplement parce qu'elle n'existe pas...

Le gouvernement veut fixer un cap sur les prix de l'électricité pour faire bénéficier les consommateurs français des prix compétitifs du nucléaire, après l'extinction de l'ARENH en 2025, et nous l'espérons bien avant; cette voie nécessitera sans doute l'accord de nos partenaires européens. En réalité, Cette mise en place peut se faire dès maintenant et sans nécessiter cet accord sans attendre 2025 et sans nécessiter cet accord.

Cela nécessite de faire un rappel historique. Dans le cadre de la directive européenne de 1996 définissant les modalités du marché de l'électricité aux termes de laquelle chaque client final doit pouvoir choisir son fournisseur, la France a commis l'erreur de vouloir maintenir les Tarifs Régulés de Vente de l'Electricité (TRVE) en contradiction avec la réglementation européenne. En contrepartie de quoi, l'administration française a proposé en 2009 qu'EDF cède une partie de sa production à d'autres fournisseurs avec pour objectif d'amorcer une concurrence sur le marché de l'électricité en France. En 2010, la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) introduit l'ARENH (Accès Réglementé à l'Electricité Nucléaire Historique) : EDF doit vendre environ le quart de sa production (100 TWh) au prix fixé de 42 €/MWh. Cela a créé un vrai/faux marché de l'électricité avec l'émergence d'une multitude de revendeurs d'électricité qui ne font que revendre l'électricité que leur fournit EDF sans investir dans des moyens de production.

La nationalisation d'EDF permet de reconfigurer totalement ce système en assurant une maîtrise des prix de l'électricité faits aux consommateurs français :

- Les analyses juridiques montrent que la suppression unilatérale par la France des TRVE, annulerait leur contrepartie qu'est l'ARENH, sans négociation ni démarche auprès de la Commission européenne. La suppression immédiate de l'ARENH renforcerait la liberté d'action d'EDF en matière de prix.
- Les TRVE seraient remplacées par des offres de prix d'EDF compétitives sur des durées de 3 ans pour les consommateurs particuliers et les petites entreprises et sur des durées de 5 ans pour les entreprises moyennes et grandes à un niveau assurant la rentabilité de ses investissements.
- Pour les industriels dits électro-intensifs (acier, aluminium, chimie, batteries, gaz industriels, papier...), pour lesquels l'approvisionnement électrique est un enjeu de compétitivité majeur peuvent être proposés des approvisionnement à long terme (avec engagement d'achat sur plus de 10 ans) accompagnés d'une prime fixe initiale (dite « avance en tête ») versée en début de contrat qui correspond à un investissement de leur part dans les capacités de production et d'un prix du KWh électrique fixe , payé au fur et à mesure de la livraison d'électricité (à l'instar du contrat exeltium).

Les fournisseurs alternatifs resteraient totalement libres de concurrencer les offres d'EDF et pourraient bénéficier de ces contrats de fourniture sur 3 ans ou 5 ans ainsi que des contrats à très long terme.

Au total, si on arrêta le développement anarchique des énergies intermittentes, on parviendrait à stopper la trajectoire de hausse des prix de l'électricité programmée et à renouer avec leur stabilité.

EN RESUMÉ

La France doit arrêter le développement anarchique des E.N.R qui représentent un facteur inflationniste important tant le rôle de l'électricité devient incontournable dans tous les secteurs de la société. Nous le répétons : 80% de nucléaire, 7,5% d'hydraulique, 8% de fossiles gaz avec séquestration de carbone, 4,5% d'éolien et solaire doit être le mix énergétique nous assurant une décarbonation optimale et des prix de l'électricité stables et bon marché pour les prochaines décennies.

C'est le projet nécessaire pour notre prospérité future.

Les décisions à prendre par notre gouvernement

Sous réserve que les directives de la Commission européenne sur la réforme du marché européen de l'électricité, à la suite des délibérations du parlement et des accords entre E. Macron et O. Scholz du 10 octobre 2023 aient abouti aux mêmes orientations pour ce qui concerne l'organisation de la production et la distribution de l'électricité en France.

Nous résumons les décisions qu'un gouvernement français devrait prendre le plus vite possible pour préserver les consommateurs français et l'avenir d'une réindustrialisation décarbonée pour les décennies du XXI^e siècle.

- Sortir de l'ARENH et arrêter le régime de financement des ENR intermittentes et non pilotables.
- Prendre les dispositions pour la réalisation sous l'autorité d'EDF de 28 nouvelles centrales EPR2. Les économies réalisées par le consommateur sur les investissements nécessaires pour le réseau de raccordement des ENR intermittentes (en particulier marines) permettront de financer largement le programme nucléaire.
- Adapter la surveillance et la sûreté de fonctionnement des centrales sur le modèle américain aux fins de porter avec les autorités de sûreté la durée de fonctionnement des centrales existantes à 80 ans.
- Construire les centrales à gaz avec capture et séquestration de carbone en nombre suffisant pour répondre aux pointes de consommation. Ce n'est pas très coûteux et elles ne fonctionneraient qu'en cas de besoin.

Avec ce programme nous serions armés pour l'électrification de notre économie, pour la décarbonation de notre industrie à l'abri d'un blackout et robuste quel que soit la météo !

REMERCIEMENTS

Merci à Philippe Ansel pour avoir été le rapporteur de cette étude.

Les meilleurs spécialistes ont été consultés, André Merlin ancien Président de R.TE, Hervé Machenaud Académie des sciences, Michel Faure et Pierre Dumont, industriels.



*Think tank indépendant dédié à la croissance, à la
compétitivité et à la prospérité*

fondationconcorde.com



17, rue de l'Amiral Hamelin

75116

01 72 60 54 39

info@fondationconcorde.com