



L'ANALYSE

STRATÉGIE POUR UNE ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE ET BON MARCHÉ POUR LE XXI^e SIÈCLE

**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*

JANVIER 2024

PREFACE

Il est naturel qu'une entreprise privée opérant dans les énergies renouvelables profite pour son développement du désordre que l'on constate dans l'organisation des moyens de production de l'électricité en France.

Cependant, il n'est pas acceptable de tromper l'opinion en critiquant le nucléaire dont les insuffisances actuelles ne résultent que d'un abandon officialisé à de nombreuses reprises par plusieurs gouvernements depuis 1997, dont la fermeture de 14 centrales avant ? Depuis l'entrée en jeu des énergies intermittentes pour remplacer les centrales le prix du KWh a doublé.

Les critiques ignorent qu'entre 1946 et 2000 grâce au programme nucléaire les prix du KWh sont restés stable, souvent au-dessous de l'évolution de l'indice des prix !

Rien d'étonnant, une centrale moderne peut produire en continu une électricité décarbonée désormais pendant 60 ans et demain sans doute pendant 80 ans comme aux Etats-Unis.

En tirant les leçons des différentes expériences nationales et internationales, les meilleurs experts proposent pour l'avenir un mix énergétique composé comme suit :

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

Ce mix énergétique permettra de garantir aux Français en toute sérénité une électricité décarbonée, bon marché, nous donnant un avantage compétitif sur nos principaux concurrents pour les prochaines décennies.

Les nouveaux E.P.R.2

L'E.P.R de Flamanville comme celui de Finlande conçus par le duo Siemens/Areva, trop compliqués, ont donné l'exemple du type de centrale à ne pas construire.

L'E.P.R.2 est à la fois plus simple, plus facile à réaliser et tout aussi sûr. On estime son coût moyen sur une dizaine d'exemplaires à 6 milliards. La construction en série permet d'améliorer les "process" et de diminuer les coûts. A la fois pour notre réindustrialisation, pour nos consommateurs, pour notre indépendance énergétique, sans ignorer que le nucléaire redeviendra inévitablement l'énergie de l'avenir, notre pays devra lancer la construction des E.P.R.2. Il est évident que cette relance nécessitera des financements importants, toutefois moins que le coût des nouveaux réseaux que nécessitent l'implantation des énergies intermittentes.

Dans une tribune récente trois personnalités politiques respectées, JP Chevènement, F. Goulard et B. Accoyer demandait au Président de tourner la page des énergies intermittentes et de renoncer à écouter ses conseillers sous influence qui restent dans le déni.

L'enjeu n'est pas mince il s'agit de prospérité et d'indépendance. Il s'agit aussi de mettre un terme aux agressions contre la nature que sont l'installation des parcs éoliens et d'interrompre le scandale environnemental que représentent les parcs « offshore ». L'histoire retiendra les responsables de ces saccages sans utilité pour les Français.

Contribution à la consultation publique sur la Stratégie française énergie-climat

Ce rapport investit l'angle mort de la Stratégie française énergie-climat : le coût de l'électricité (absent du rapport) qui découlera du mix électrique proposé, coût qui conditionne le bien-être de nos concitoyens, la compétitivité de nos entreprises, avec la possibilité ou non d'une réindustrialisation, et plus globalement la transition climatique : un coût de l'électricité trop élevé empêchera la substitution des énergies fossiles par l'électricité décarbonée (via les pompes à chaleur, les véhicules électriques,...).

Notre rapport montre que :

- plus la part du nucléaire est importante dans le mix électrique, plus le coût de l'électricité est faible. C'est ce que confirme RTE dans son rapport Futurs énergétiques 2050 : « l'analyse en mix optimal confirme l'avantage économique des scénarios avec le nouveau nucléaire même dans le cas où ceux-ci se comparent avec des mix de production renouvelable totalement optimisés sur le plan économique »
- plus la part d'électricité renouvelable intermittente est importante, plus le coût de l'électricité est élevé, de même que le risque pour la sécurité d'approvisionnement électrique. En effet, le profil de la demande d'électricité en France est tel que les ENR intermittentes produisent le moins quand on en a le plus besoin d'électricité (Période hivernale anticyclonique). Développer des ENR intermittentes contraint donc à recourir à des centrales thermiques de secours ou, dans un monde parfait, à des centrales à hydrogène à un coût faramineux. C'est ce qu'indique également 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 ».

Pour évaluer les conséquences sur les prix de l'électricité du mix électrique proposé par la nouvelle Stratégie française énergie-climat, nous disposons d'une référence précieuse, le coût de production de l'électricité allemande qui est actuellement le double des coûts de production français comme nous l'indique RTE : « *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.* Or, le mix proposé par la Stratégie française énergie-climat aboutit en 2035 à une proportion d'ENR intermittentes supérieure à celle du mix électrique allemand actuel 36% contre 32,5 %.

Les décideurs doivent donc avoir conscience qu'ils engagent le pays dans une politique qui va doubler le prix de l'électricité avec d'énormes conséquences économiques, sociales et écologiques pour les prochaines décennies.

Alors que la majorité des observateurs misent sur un coût de production décroissant des ENR avec leur plus grande diffusion, plusieurs facteurs tendent à augmenter les prix de l'électricité issue de ce modèle ENR/Thermique allemand :

- Parce que moins on utilise les centrales électriques nucléaires, charbon, gaz qui assurent le secours et le complément des ENR intermittentes, plus leurs kWh sont chers
- Parce qu'il y a tout simplement de moins en moins de vent en Europe, sans que l'on sache encore si cela résulte du changement climatique (rapport européen Copernicus)
- Parce que les sites les plus compétitifs pour la production éolienne et la production photovoltaïque ont déjà été utilisés. Ainsi selon RTE, « le facteur de charge des éoliennes installées sur les années les plus récentes semble stagner ou diminuer ».
- Parce que le développement de ces énergies extensives, à faible rendement nécessite des masses de métaux qui poussent à la hausse leur prix.

Au contraire, le nucléaire bénéficie à plein de l'effet de série : construire dans des délais rapides 28 EPR à l'horizon 2050, soit la moitié de notre premier programme nucléaire de 56 réacteurs, permet de viser un coût de production de 70 Euros/MWh.

Cette question des délais de construction est cruciale :

- Après le choc pétrolier de 1974, lancement du programme nucléaire : les premières centrales nucléaires entrent en production en 1980, **soit 6 ans après la décision politique.**
- Relance de la construction de centrales nucléaires en 2022 par Emmanuel Macron : les premiers réacteurs nucléaires n'entreront en fonctionnement au mieux qu'en 2037, **soit 15 ans après la décision politique.**

C'est la première tâche à laquelle doit s'attaquer l'Etat, car ce plus que doublement des délais de construction d'une centrale nucléaire hypothèque la réussite de la transition climatique et, au-delà, menace la confiance des Français dans nos institutions tant il illustre la nouvelle impuissance publique qui règne dans notre pays.

Pour faire émerger le mix énergétique décarboné le plus compétitif pour le pays, nous préconisons de remplacer toutes les aides actuelles par un dispositif de soutien unique au développement des productions d'électricité décarbonées quelle que soit leur nature (Eolien, photovoltaïque, nucléaire, hydraulique...) via un crédit d'impôt à l'investissement pour la production d'électricité décarbonée compris entre 20 et 30 %. Ce crédit d'impôt présente l'avantage d'être neutre technologiquement et d'inciter ainsi chaque technologie, photovoltaïque, éolien, nucléaire à réaliser ses meilleurs efforts pour se valoriser au mieux sur le marché de l'électricité, donc à produire quand les besoins sont présents. Il s'agit en particulier pour les ENR de passer d'une production « brute », fatale, à une production utile par le couplage avec des moyens de stockage.

Précisons que les rédacteurs de ce rapport ne sont nullement hostiles aux ENR intermittentes. Ils constatent tout simplement que ce sont des énergies extensives, clairsemées, donc exigeant d'énormes installations de production et de transport, beaucoup de matériaux et d'espace et qu'elles sont donc incompatibles avec de fortes densités de population et que, par ailleurs, les ressources en vent et en ensoleillement sont trop faibles en Europe. Seule la péninsule ibérique est à même d'utiliser de manière profitable cette ressource renouvelable. En Australie le coût de l'électricité ENR est le tiers du coût allemand. Si la Fondation Concorde était un Think Tank australien, elle recommanderait sans hésitation un déploiement maximal de parcs éoliens et de parcs photovoltaïques couplés à des batteries de stockage de l'électricité.

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 technologies, Michel Faure et Pierre Dumont, industriels.

TABLE DES MATIERES

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 interrompue par le développement des ENR intermittentes	6
2. Quels seront les prix de l'électricité ENR/Thermique imposé à l'Europe par l'Allemagne ?	7
3. Le coût de production de l'électricité ENR/Thermique allemande est tout simplement le double du coût du nucléaire français	7
4. Pourquoi les coûts de l'électricité ENR intermittentes resteront structurellement élevée en Europe ?	10
5. Pourquoi le développement de la production ENR intermittente va détruire la production nucléaire française.	10
6. Le "en même temps ENR/Nucléaire" : coûteux et inadapté au contexte français	13
7. Un enjeu primordial : accélérer la construction des nouvelles centrales nucléaires	14
8. Comment échapper à l'imposition de quotas de production électrique ENR par l'Europe	16
8.1. Appeler l'Europe à renouer avec le principe de neutralité technologique	16
8.2. Recourir le plus possible aux ENR thermiques pour le chauffage des locaux pour augmenter le "bilan ENR" français	17
9. Comment se protéger des prix faibles ou négatifs de l'électricité découlant des surproductions ENR allemandes qui menacent la sécurité de notre système électrique et le bon fonctionnement et la compétitivité des centrales nucléaires ?	18
10. Quels besoins en électricité pour décarboner les utilisations énergétiques du pays au moindre coût ?	18
11. Quel mix énergétique pour faire bénéficier les Français d'une électricité décarbonée la moins chère possible ?	20
12. Comment faire profiter les consommateurs français et les entreprises de la "rente nucléaire"	21
Les décisions à prendre par notre gouvernement	22

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'augmentations 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. Il 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.

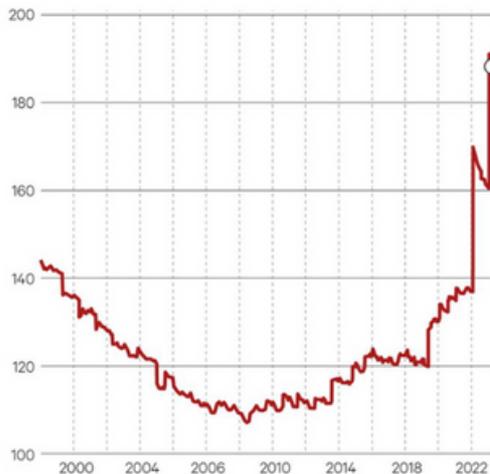
⑤ A partir de 2021, explosion des prix du marché européens de l'électricité compensée en partie par des subventions massives aux consommateurs si bien que ni le prix du marché européen de l'électricité, ni les prix payés par les consommateurs ne reflètent désormais les fondamentaux des coûts de production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

Cette hausse de prix entame le pouvoir d'achat des Français, pousse l'inflation à la hausse et constitue un obstacle majeur à la réindustrialisation du pays.

2. Quels seront les prix de l'électricité produite par le modèle de production d'électricité ENR/thermique imposé à l'Europe par l'Allemagne ?

Il est évidemment pertinent d'évaluer les coûts de l'électricité du modèle allemand puisque celui-ci constitue l'objectif que les pays européens doivent atteindre.

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 se développent grâce aux subventions des Etats sous la forme de tarifs d'achat leur garantissant une recette supérieure à leurs coûts 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 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.

D'abord, un risque important de blackout

Cette proportion de 42,5 % dans la consommation totale d'énergie correspond à une proportion de 70 % d'ENR dans la production d'électricité en 2030. Une telle proportion est en fait irréaliste et inatteignable : elle n'a jamais été expérimentée dans aucun pays et pour des raisons techniques augmentera fortement le risque de blackout.

3. Le coût de production de l'électricité ENR/Thermique allemande est tout simplement le double du coût 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

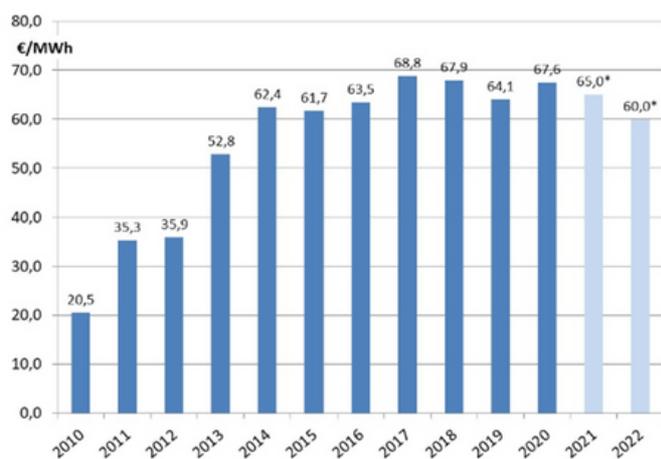
Comment expliquer cet énorme écart ?

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 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 allemande



*] Plafonnement de la charge de soutien en 2021 et 2022 suite à la décision du gouvernement de juin 2020

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.

A ce coût de production, il faut ajouter le coût du développement des réseaux électriques nécessités par le raccordement des éoliennes et des parcs photovoltaïques.

La comparaison France Allemagne entre les coûts du réseau de transport HT et THT permet d'évaluer ces surcoûts 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
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. Sa construction a pris énormément de retard et, si elle aboutit, ne suffira pas : les besoins en électricité sont tels qu'une quatrième autoroute électrique s'avérerait 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 supérieur. On peut considérer que le surcoût de raccordement des renouvelables aux réseaux électriques est compris a minima entre 22 et 28 Euros/MWh.

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

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 la 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 se 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

Au fur et à mesure de la baisse de la production de complément, du fait du développement des ENR, ces coûts s'accroîtront.

Au total :

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 coûts de production de l'électricité ENR/Thermique allemande sont bien le double des coûts de production français.

4. Pourquoi les coûts de l'électricité ENR intermittente resteront structurellement élevée en Europe ?

Est-ce que ces coûts sont appelés à baisser avec la courbe d'expérience ? Il ne semble pas. On assiste actuellement à une très forte augmentation des coûts de production des ENR intermittentes, avec la hausse des taux d'intérêts et matières premières, de 32 % pour l'éolien depuis 2021 et de 40 % pour le solaire, selon le rapport publié par la banque Lazard, de 50 % pour l'éolien off-shore selon Bloomberg. Dans l'offshore, le dernier appel d'offres remporté par RWE aux Etats-Unis a fixé un prix de 141 dollars par MWh et 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 plusieurs années sont en perte. Pour sortir du rouge, ils devront augmenter leurs prix ...

Alors que la majorité des observateurs misent sur un coût de production décroissant des ENR avec la plus grande diffusion de ces technologies, plusieurs facteurs tendent à augmenter les coûts de l'électricité à l'avenir :

- **Parce que moins on utilise les productions de complément charbon, gaz et demain peut-être hydrogène, 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. Ainsi selon RTE, « le facteur de charge des éoliennes installées sur les années les plus récentes semble stagner ou diminuer ».**
- **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.**

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 37,9 TWh en 2020 à une production de 37,5 TWh en 2022.

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

Du fait de la politique de subventions par des prix garantis en toutes circonstances, **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, 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 quelque sorte trois fois la décarbonation de notre électricité, d'abord par le financement passé 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.

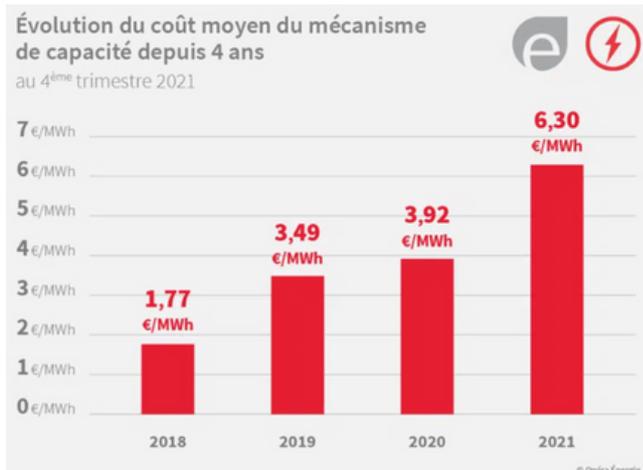
La ruine du nucléaire se produit notamment par les prix négatifs de l'électricité sur le marché dus principalement à la surproduction ENR allemande quand il y a du soleil ou de vent. Comme les centrales nucléaires ne peuvent pas techniquement réduire leur production pour une ou deux heures, elles payent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

Ainsi, on observe 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 12h00 et 15h00 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 au maximum leur production pour donner la priorité ENR allemandes qui produisent à 120 Euros/MWh, mais qui bénéficient d'une garantie du prix même si le prix de marché est négatif. Et comme les centrales nucléaires françaises 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 17h00 le soir et 10h00 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 rémunère 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 rémunérer, elles aussi !** On leur donne un revenu en plus pour les maintenir en fonctionnement. Cela revient à financer le poison et le contrepoison... Le coût de cette rémunération de la sécurité d'approvisionnement croît évidemment au fur et à mesure du développement des ENR, car moins elles fonctionnent, plus il faut les rémunérer :



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 adopte cette politique, on aboutira à une électricité plus chère même 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

les consommateurs français vont « payer l'addition » des énergies renouvelables. Ils verront leur facture plus que doubler.

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 %.

L'addition des renouvelables intermittentes pour les consommateurs français = Comme en Allemagne :

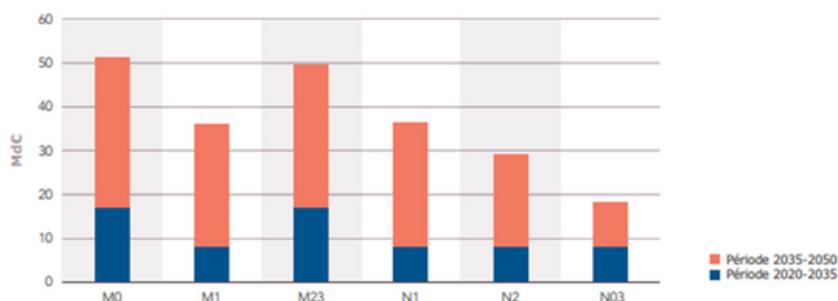
+ subventions des ENR intermittentes

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 :

10.18 Coût de raccordement des énergies marines



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

Surcoûts spécifiques 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.

+ Prix négatifs de l'électricité que doit acquitter le nucléaire qui ne peut pas s'arrêter pendant deux heures et repartir. Par exemple, le 2 juillet 2023 le prix du MWh allemand sur le marché était à - 500 Euros entre 13h00 et 15h00 ! Quand ces prix négatifs parviendront en France avec le développement des réseaux de transport et le développement du solaire, le prix de production du nucléaire français sera sur cette période horaire : 59 + 500 à payer pour écouler son électricité = 559 Euros/MWh !

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).

6. Le « en même temps ENR/Nucléaire » : coûteux et inadapté au contexte français

Le gouvernement a initié un nouveau tournant dans la politique électrique française en réponse à la crise ukrainienne en prônant un mix ENR/Nucléaire. En réalité ce recours important aux ENR intermittentes n'est pas du tout adapté au contexte français. En effet, le principal risque pesant sur notre sécurité d'approvisionnement en électricité est constitué par la pointe de consommation hivernale, la consommation électrique française étant fortement thermosensible en raison de la part importante du chauffage électrique, pointe qui devrait à nouveau s'accroître avec le développement massif des pompes à chaleur pour le chauffage : la consommation augmente alors d'environ 2,4 GW en puissance par degré Celsius en moins. Or l'éolien et le photovoltaïque présentent la caractéristique de produire le moins pendant ces périodes pendant lesquelles la France a le plus besoin d'électricité : les périodes de froid en hiver donc anticycloniques, c'est-à-dire 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.**

Plus elles seront importantes en proportion, plus il faudra développer des moyens de flexibilité et des moyens de secours au gaz et au charbon ou alors à l'hydrogène mais alors avec des coûts extravagants, plus de 600 Euros/MWh selon RTE « Futurs énergétiques 2050 ».

A contrario, plus on recourt au nucléaire, moins l'électricité sera chère. C'est ce qu'affirme RTE dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 » p 618 : « *l'analyse en mix optimal confirme l'avantage économique des scénarios avec le nouveau nucléaire même dans le cas où ceux-ci se comparent avec des mix de production renouvelable totalement optimisés sur le plan économique* » ... « *Le résultat se justifie sur le plan économique du fait qu'il soit pilotable et qu'il permette ainsi de réduire le besoin de flexibilité du système électrique européen interconnecté.* »

7. Un enjeu primordial : accélérer la construction des nouvelles centrales nucléaires

L'intérêt de l'électricité nucléaire est désormais de plus en plus clairement perçu. Nous sommes passés d'une situation dans laquelle on programait de fermer de manière anticipée 14 réacteurs nucléaires existants (Fessenheim en a fait les frais !) à la relance de la construction de nouvelles centrales nucléaires. Une forme de rationalité reprend ses droits : le nucléaire est à la fois pilotable et moins cher que les ENR qui, elles, sont intermittentes. A travers ce rapport on constate que l'adoption de la politique électrique allemande doublerait les prix de l'électricité.

De ce fait, les défenseurs des intérêts des producteurs d'électricité renouvelable mettent en avant un nouvel argument : la construction de nouvelles centrales nucléaires demandant beaucoup de temps, il faut donc développer des productions d'électricité renouvelable beaucoup plus rapides à installer.

Ils n'ont pas tort :

- Après le choc pétrolier de 1974, lancement du programme nucléaire : les premières centrales nucléaires entrent en production en 1980, **soit 6 ans après la décision politique.**
- Suite à la guerre en Ukraine, Emmanuel Macron décide de relancer le nucléaire en février 2022 (après avoir fermé Fessenheim) : les premiers réacteurs nucléaires n'entreront en fonctionnement au mieux qu'en 2037, **soit 15 ans après la décision politique.** Leur entrée en service était prévue en 2035, mais déjà les retards s'accumulent : l'Autorité environnementale souhaite que l'étude d'impact pour la construction des deux premiers réacteurs sur le site existant de Penly prenne en compte la remise en état du site si le projet n'aboutissait pas..., le projet de financement des centrales nucléaires par des « contrats pour différence nécessite l'accord de l'autorité de concurrence européenne qui n'a pas encore été sollicitée alors que son délai de réponse intervient dans un délai de 12 à 18 mois...En un an, nous avons déjà perdu deux ans !

Mais plutôt que de recourir à la mauvaise solution des ENR intermittentes, nous préconisons de renouer avec l'efficacité et la rapidité d'exécution des années 70... **Alors que les enjeux sont encore plus importants qu'en 1974, puisque la disponibilité en électricité décarbonée conditionne la transition climatique, comment peut-on accepter de tels délais de construction, si importants qu'ils peuvent ébranler la confiance des Français dans nos institutions tant ils illustrent la nouvelle impuissance publique qui règne dans notre pays ?**

La loi du 22 juin 2023 facilite les procédures administratives pour accélérer la construction de nouveaux réacteurs de type EPR2, prévus sur des sites nucléaires existants, mais manifestement, elle est insuffisante...

Nous proposons :

- De nous inspirer de la loi olympique qui a permis de réaliser 64 ouvrages en cinq ans.
- De mettre en place deux procédures uniques accélérées, l'une pour l'environnement, les règles de d'aménagement et de construction, l'autre pour la sécurité et la sûreté des installations nucléaires.
- De concrétiser le projet du gouvernement qui vise à répartir les compétences de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), chargé de l'expertise de la sûreté nucléaire au sein de trois institutions publiques : l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), en charge de la sûreté nucléaire civile, la DSND son équivalent dans le monde militaire et le CEA chargé de la recherche. La réunion des compétences techniques d'expertise de l'IRSN et avec celles de l'ASN, le gendarme du nucléaire doit permettre d'éliminer les lourdeurs administratives lors de l'examen des dossiers. Cela permettrait de mettre l'ASN au même niveau que le régulateur nucléaire aux Etats-Unis.
- De nommer un chef de projet « construction des nouveaux EPR » au sein de l'administration qui aura la charge de trouver des solutions pour contracter les délais administratifs et réglementaires.
- De recourir à une alternative au financement envisagé des nouveaux EPR par les « contrats pour différence » à travers **un dispositif de soutien unique du développement des productions d'électricité décarbonées quelle que soit leur nature (Eolien, photovoltaïque, nucléaire, hydraulique...) par un crédit d'impôt à l'investissement pour la production d'électricité décarbonée compris entre 20 et 30 %**. Ce crédit d'impôt présente l'avantage :
 - d'être neutre technologiquement et d'inciter chaque technologie, photovoltaïque, éolien, nucléaire à réaliser ses meilleurs efforts pour se valoriser au mieux sur le marché de l'électricité, donc à produire quand les besoins sont présents. Ce remplacement des prix d'achat garantis par une aide à l'investissement incitera les producteurs d'ENR intermittentes 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. **Il s'agit pour les ENR de passer d'une production « brute », fatale, à une production utile par le couplage avec des moyens de stockage.**
 - d'optimiser les investissements à consentir avec probablement beaucoup moins d'investissements dans les réseaux électriques si le nucléaire fait valoir ses avantages.
 - 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.** Ce dispositif permettrait de gagner les presque 2 ans d'instruction d'une demande d'aide d'état pour les contrats pour différence. Un tel délai, s'il était perdu, augmenterait sensiblement les coûts de production des premiers EPR.
 - 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.

Au total, ce dispositif permettra de faire émerger le mix énergétique décarboné le plus compétitif pour le pays. Il entrainera probablement un plus grand développement du nucléaire ce qui permettra d'économiser beaucoup sur le développement des réseaux et sur les subventions aux ENR intermittentes.

Cette bataille des délais de construction est vitale pour pouvoir disposer rapidement des volumes d'électricité décarbonée nécessaires à la transition climatique. C'est également le facteur qui détermine le plus les coûts de production des nouvelles centrales nucléaires avec le nombre de réacteurs construits. L'Agence internationale de l'énergie atomique évalue ainsi que les coûts financiers peuvent représenter plus de 50 % du coût total du projet dans certains cas, selon les délais de construction. **Les coûts du nouveau nucléaire seront compris entre 70 et 140 Euros par MW/h selon les hypothèses de nombres d'EPR construits (l'effet de série) et de délais de construction.**

8. Comment échapper à l'imposition de quotas de production électrique ENR par l'Europe

Chaque État membre doit contribuer à l'atteinte de l'objectif commun de 42,5 % d'ENR dans le bilan énergétique européen, soit 70 % d'ENR intermittentes dans la production d'électricité.

La méthode de calcul et la clef de répartition de cet effort entre États restent à adopter. Pour la France comme pour les autres pays, le principe est que la contribution nationale est calculée en fonction du PIB, d'une contribution forfaitaire, du potentiel de développement des ENR sur le territoire national et du niveau d'interconnexions avec les pays voisins. **Avec ces modalités de répartition, le quota d'ENR dévolu à la France serait incompatible avec une présence forte de nucléaire dans notre mix énergétique.**

8.1. Appeler l'Europe à renouer avec le principe de neutralité technologique

Atteindre l'objectif de fournir à moindre coût une électricité décarbonée en volume suffisant pour réaliser la transition climatique nécessite de mobiliser les techniques de production électrique décarbonées les moins coûteuses. Cela nécessite 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. Alors, autant laisser la compétition s'installer entre les différentes technologies.

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 de manière préférentielle, 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 Euro/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, c'est-à-dire en supprimant les tarifs d'achat garantis. **Il faut instaurer une concurrence équitable orientée par le prix du carbone. Si aide il doit y avoir, elle ne peut se faire que par une aide à l'investissement accessible à toutes les productions d'électricité décarbonée.** 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. Il y a une bataille politique à mener qui pourra peut-être s'appuyer sur une nouvelle majorité à l'issue des élections européennes.

8.2. 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).

Cette orientation figure dans le projet Stratégie française énergie-climat. Il faut également saluer le plan du Gouvernement de 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 coût de raccordement des éoliennes marines de 50 milliards d'euros permettrait de financer intégralement 3 millions de Pompes à Chaleur et ainsi de décarboner réellement nos consommations d'énergie et procureraient aux consommateurs des économies sur leur factures de chauffage.

9. Comment se protéger des prix faibles ou négatifs de l'électricité découlant des surproductions ENR allemandes qui menacent la sécurité de notre système électrique et le bon fonctionnement et la compétitivité des centrales nucléaires ?

Nous proposons de :

- **Arrêter la construction de nouvelles lignes de transport d'électricité vers l'Allemagne**, tant que la politique européenne ne responsabilisera pas les productions renouvelables en revenant à une égalité de traitement de toutes les énergies sur le marché européen de l'électricité et en conférant un caractère non contraignant aux objectifs d'énergies renouvelables.

Par exemple si le transport de l'électricité était complètement fluide entre la France et l'Allemagne, le 2 juillet 2023, Edf aurait dû payer - 500 Euros par MWh au lieu de -55 Euros pour écouler son électricité entre 12h00 et 15h00 alors que l'on a absolument besoin de ces centrales.

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 français de concessions hydrauliques en régime d'autorisations.**
- Inciter à l'utilisation des chauffe-eau électriques connectés 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). C'est 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
- Interdire aux installations ENR actuelles de faire des offres à 0 euros ou à des prix négatifs ce qui constitue une vente à perte au regard du droit de la concurrence (article 131-38 du code pénal). Ce délit est d'autant plus grave qu'il est commis grâce à des subventions publiques massives.

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.

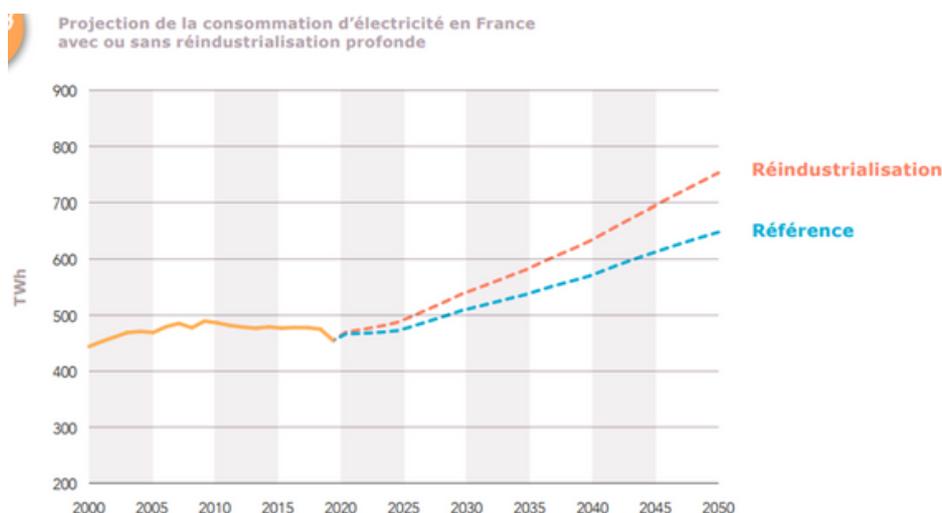
Ainsi, alors que la France consomme actuellement 1242 TWh d'énergie fossile (gaz 430 et pétrole 812) et 468 TWh d'électricité (chiffres 2021) :

- 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 ($1242/3$), 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 Nationale 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 mix se composerait donc de 80% de nucléaire, 7,5% d'hydraulique, 8% de fossiles gaz ou charbon avec capture et séquestration du carbone, 4,5 % d'éolien et 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 des réacteurs existants ;
- 51 GW soit 31 réacteurs EPR2 pour une durée de vie de 70 ans des réacteurs existants ;
- 46 GW soit 28 réacteurs EPR2 pour une durée de vie de 80 ans des réacteurs existants.

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 sensiblement inférieur au premier programme nucléaire de 56 réacteurs : la moitié.** 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.** C'est toute la différence entre l'énergie nucléaire et les ENR intermittentes : plus on construit de centrales nucléaires, plus les coûts baissent alors qu'en Europe du Nord, plus on installe d'éoliennes et de centrales photovoltaïques, plus les coûts de l'électricité augmentent.

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 ».*

Or, les derniers gouvernements ont initié une politique électrique irrationnelle qui accélère le développement de l'électricité renouvelable et, dans le même temps, ferme le parc de centrales thermiques charbon qui pouvaient assurer le secours de la production intermittente éolienne et photovoltaïque ainsi que les pointes de la demande que la production d'électricité nucléaire ne peut assurer.

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...

Nous ne pensons pas que le Gouvernement ait opté pour la meilleure formule avec la mise en place d'un système de taxation des profits d'EDF générés par la vente de la quasi-totalité de son électricité nucléaire sur les marchés de gros, quand ces derniers dépassent certains seuils, avec reversement aux consommateurs. Ce mécanisme est extrêmement complexe et donc génère une trop forte incertitude pour que les industriels grands consommateurs d'énergie continuent à investir sur le territoire français.

Par ailleurs, le maintien des tarifs réglementés aux ménages et leur extension aux très petites entreprises, ne peut qu'inciter l'autorité de concurrence européenne à exiger des compensations comme cela a été le cas dans le passé avec l'ARENH.

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'électricité (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 le système de tarifs et de prix en assurant une maîtrise des prix de l'électricité faits aux consommateurs français :

- Les TRVE seraient remplacées par des offres de prix d'EDF compétitives indexées sur les coûts de production prévisionnels des nouveaux EPR en construction 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. Ce niveau assurerait la rentabilité des nouveaux investissements d'EDF.
- 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 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 d'EDF 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 par leur propre production ou en bénéficiant de ces contrats de fourniture sur 3 ans ou 5 ans ainsi que des contrats à très long terme.

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 XXIe 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 !



*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