100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche ?

Une petite introduction…

Depuis que les énergies fossiles sont passées du statut de « bénédiction » (car elles ont permis la croissance économique (https://jancovici.com/transition-energetique/l-energie-et-nous/lenergie-de-quoi-sagit-il-exactement/)) à celui de « problème », à cause du changement climatique (https://jancovici.com/category/changement-climatique/) évidemment, un certain nombre de scénarios « 100% renouvelables » ont vu le jour. Si le nucléaire n'est pas présent non plus dans ces scénarios, alors que cette énergie n'engendre pas d'émissions significatives de gaz à effet de serre, c'est qu'ils sont en général promus par des entités qui n'aiment pas plus l'atome (https://jancovici.com/category/transition-energetique/nucleaire/) que le carbone (https://jancovici.com/category/changement-climatique/).

Ces scénarios peuvent porter sur toute l'énergie ou juste sur l'électricité, mais dans tous les cas de figure ils supposent que cette dernière est aussi 100% ENR. En général, les deux énergies renouvelables qui dominent dans ces scénarios, pour la partie électrique, sont l'éolien et le solaire.

Un avenir 100% ENR, nous sommes tous pour, a priori. Ou plus exactement nous sommes tous pour si « tout le reste est comme aujourd'hui » : on s'est débarrassé des combustibles fossiles, du nucléaire, et par ailleurs personne n'a froid l'hiver, ne manque de carburant pour se déplacer, ou ne voit son usine, son train ou son bureau à l'arrêt faute d'électricité pour que les machines fonctionnent, et tout cela ne coute pas plus cher. Qui serait contre ?

Or, quand une histoire est si séduisante, comment savoir si elle crédible, ou si elle relève du conte de fées ? C'est là que les ennuis commencent : en une heure de temps, c'est hélas impossible. Les trajectoires proposées reposent sur des modèles qu'un observateur externe ne peut ni analyser ni valider sans s'être plongé dedans de manière approfondie. Or, sans cette étape, il est impossible de savoir dans quelle mesure ils sont susceptibles de fonder une politique publique.

Personne ne sait, sans y passer la nuit (au sens propre), si ces scénarios ne supposent pas une disponibilité en ressources (par exemple des métaux de toute nature pour faire les panneaux ou les éoliennes, les éléments de réseau, et les dispositifs de stockage) qui ne peut être assurée, ou si ils supposent d'investir chaque année une fraction excessive du PIB (lequel dépend par ailleurs de l'énergie disponible (https://jancovici.com/transition-energetique/l-energie-et-nous/lenergie-de-quoi-sagit-il-exactement/) !) dans le système électrique, ou de mettre au travail 60% de la population dans la filière énergétique…. ce qui empêche, du coup, d'avoir des gens pour faire quoi que ce soit d'autre !

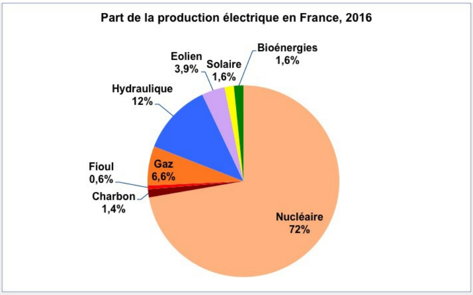
L'exercice que je vous propose ci-dessous consiste non point à regarder quelle trajectoire permet d'arriver à une électricité 100% ENR, mais tout simplement combien d'argent il aura fallu investir une fois que l'on y sera, à consommation électrique inchangée. Disons que c'est un petit calcul pour donner un ordre de grandeur, sans plus de prétention, mais qui est quand même largement suffisant pour forger quelques conclusions fortes à la fin.

NB : le calcul ci-dessous est fait en supposant la consommation d'électricité en France constante. Que ce soit pour le nucléaire ou pour éolien et/ou solaire, le résultat final sera proportionnel, en première approche, à la quantité d'électricité consommée dans l'année. En valeur absolue, les investissements peuvent donc être inférieurs à ce qui est calculé ci-dessous si nous réduisons la consommation électrique. Mais le rapport entre les deux (entre ce qu'il faut pour nucléaire et ce qu'il faut pour éolien et/ou solaire) est, en première approximation, indépendant du niveau de consommation.

NB2 : le débat nucléaire vs ENR est bien un débat **à côté** de la question climatique. Remplacer une énergie sans émissions significatives de CO2 (le nucléaire) par une autre énergie sans émissions significatives de CO2 (les ENR) ne change rien aux émissions de gaz à effet de serre. J'y reviens dans la 2è partie de cet article.

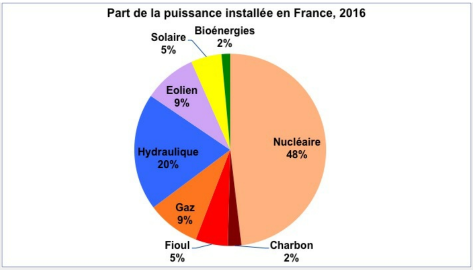
De quoi partons-nous ?

Nous partons de la situation actuelle de la France, où l'essentiel de la production est faite par le nucléaire (environ les 3/4).



Décomposition de la production électrique en France en 2016. L'ensemble représente 531 TWh (1 TWh = 1 milliard de kWh). Source : RTE.

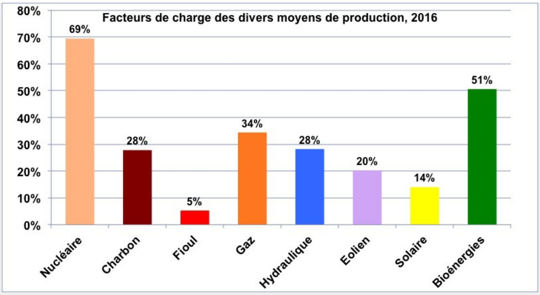
Pour autant, le nucléaire ne représente pas du tout les 3/4 de la puissance installée, mais bien moins, parce que son « facteur de charge », c'est à dire la proportion du temps où il produit à pleine puissance dans l'année, est bien supérieur à celui des autres moyens de production.



Décomposition de la puissance électrique installée en France en 2016. Source : RTE. L'ensemble représente 131 GW (1 GW = 1 million de kW, et 1 kW, c'est la puissance d'un fer à repasser, ou un peu moins que celle d'un lave-vaisselle).

Côté production, la puissance électrique installée par Français est donc d'environ 2 kW, alors que côté consommation, la puissance d'un abonnement domestique ordinaire – avec 2,3 personnes par foyer en moyenne – est plutôt de 6 kW, donc environ 3 kW par personne. Si on rajoute les puissances installées pour l'industrie, les immeubles tertiaires, les collectivités (éclairage), les transports (train et métro), les parties communes des immeubles résidentiels (ascenseurs, éclairage…) on augmente d'un facteur 1,5 à 2.

Cela signifie que si chacun avait son « autonomie électrique », dimensionnée sur son usage de pointe, et capable de couvrir tous les usages actuels, il faudrait probablement tripler la puissance installée dans le pays, sans parler des éléments évoqués ci-dessous.



Facteurs de charge de chaque moyen utilisé en France en 2016. Ce facteur représente le « pourcentage moyen de la puissance utilisée ». Ainsi, pour le fioul, sa production à la fin de l'année est la même que si il était constamment réglé pour produire à 5% de sa puissance installée (qui est de 7,14 GW à fin 2016) toute l'année.

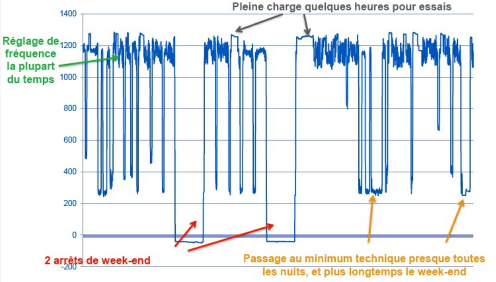
De même, pour l'hydroélectricité, sa production à la fin de l'année est la même que si elle était constamment réglé pour produire à 28% de sa puissance installée (qui est de 25,8 GW à fin 2016). Calculs de l'auteur sur données RTE.

On voit que pour le solaire, le facteur de charge est de 14%, et de 20% pour l'éolien, soit respectivement un cinquième et un petit tiers de ce qu'il est pour le nucléaire. Or ces deux premiers moyens produisent « autant qu'ils peuvent » : comme ils sont prioritaires sur le réseau, leur production ne baisse (ou ne s'arrête) que pour une seule raison : pas assez de vent ou de soleil. Si le facteur est bas, ce n'est donc pas parce que nous décidons délibérément de ne pas nous en servir à pleine capacité, mais juste parce que la nature ne permet pas de faire plus.

Comme les graphiques ci-dessus le montrent, les facteurs de charge varient beaucoup d'un moyen de production à un autre. Pour le solaire il est bas parce que mère nature a décidé qu'il n'y aurait pas de soleil la nuit, et qu'il y en aurait peu l'hiver et les jours de pluie. Pour l'éolien, c'est pareil, mère nature ayant décidé qu'il n'y aurait pas de vent optimal en permanence (il y a souvent du vent, mais plus ou moins fort…). Ces premiers moyens sont dits fatals : ils produisent quand les conditions extérieures sont favorables, et donc l'électricité est disponible à ces moments là et pas à d'autres.

Mais l'essentiel de la production vient de moyens dits « pilotables » (ils sont déclenchés à la demande). Certains sont très sollicités (nucléaire), d'autres très peu (fioul), mais ils sont essentiels pour assurer la stabilité du réseau à certains moments, notamment la pointe du soir en hiver quand il fait froid (et à ce moment là il fait nuit, donc le solaire est à zéro, et si il fait froid il y a un anticyclone, et le vent est à pas grand chose).

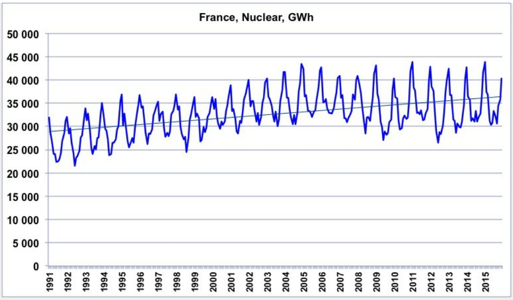
Ces moyens sont l'hydroélectricité pilotable, à partir de barrages (https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/lhydroelectricite-tout-beau-tout-bon-tout-propre/) (environ 15 GW actuellement, le reste est du fil de l'eau qui produit en permanence), du gaz, du fioul et du charbon. Mais le nucléaire en fait aussi partie désormais : il peut faire varier sa puissance à l'échelle de l'heure, pour suivre la courbe journalière de charge.



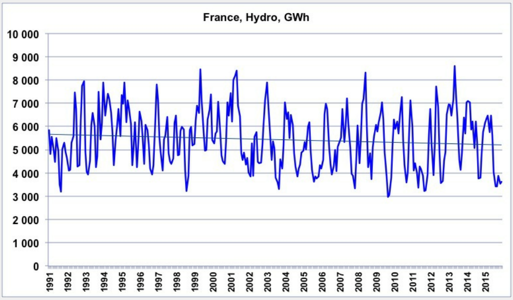
Courbe de charge du réacteur Golfech 2 sur un mois. Source EDF

On constate facilement que le réacteur est capable de grandes variations de puissance, à la hausse comme à la baisse. Il peut donc s'ajuster facilement à la courbe de demande (on parle de suivi de charge). En pratique, une centrale nucléaire peut désormais faire varier sa puissance de 30 MW par minute, ce qui est équivalent à ce que sait faire une centrale à gaz ordinaire (une centrale à gaz très performante peut aller à 50 MW par minute).

Ce même nucléaire assure aussi la moitié ou plus du surplus de production hivernal (il est donc inexact de dire, comme on l'entend parfois, que le chauffage électrique est fait uniquement avec des centrales à charbon « allumées » pour l'hiver).



Production nucléaire mensuelle en France de janvier 1991 à décembre 2015. Le surplus saisonnier du nucléaire est très net, et représente en gros 50 TWh sur l'année. Or le chauffage électrique c'est environ 70 TWh (sans l'eau chaude sanitaire), et ce n'est par ailleurs pas le seul usage qui augmente l'hiver (l'éclairage aussi, parce que les journées sont plus courtes, la cuisson, parce que l'on mange mijoté, le dégivrage des rails, et plein d'autres choses). Un autre contributeur saisonnier significatif est l'hydroélectricité, comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous, avec toutefois une régularité moins nette (source ENTSOE (https://www.entsoe.eu/data/data-portal/Pages/default.aspx) *pour les données des deux graphiques).*



Où allons-nous ?

Nous allons maintenant comparer cette situation – l'actuelle – avec une situation d'arrivée où il n'y a plus que des énergies renouvelables. Comme la régulation par des centrales à gaz ou à charbon n'est plus possible (si on est 100% ENR, il n'y a plus de gaz ni de charbon, par définition !), le pilotage est assuré par du stockage-déstockage. Dans le calcul ci-dessous, j'ai utilisé la seule solution de stockage à grande échelle actuellement disponible dans les réseaux électriques, à savoir des barrages réversibles appelés STEP (https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/lhydroelectricite-tout-beau-tout-bon-tout-propre/).

Par ailleurs, le pays est supposé capable de subvenir à tout moment à ses besoins sans importations. Nous raisonnons donc sans « exportateur miracle », qui serait là précisément quand on a besoin de lui, avec une électricité elle aussi 100% décarbonée (alors que ce genre de tour de passe-passe existe dans plusieurs scénarios nationaux « 100% ENR »…). Cela correspond bien à la situation européenne, où il fait nuit à peu près partout au même moment, et où c'est l'hiver pour tout le monde en même temps (il n'y a donc pas de solaire chez les autres quand il fait défaut chez soi), et où il y a une dépression – donc du vent – ou pas sur l'essentiel de la zone au même moment.

La situation d'arrivée est donc très proche de celle décrite par certains scénarios 100% ENR (à la question des importations près). Le but de l'exercice qui va suivre est de capturer, en ordre de grandeur, le cout complet en capital d'un système « autosuffisant » et 100% éolien ou PV + stockage. Dit autrement, on va chercher à savoir combien il aura fallu dépenser en investissements pour en arriver là, et comparer à ce qui est nécessaire pour refaire le système actuel à neuf.

En termes économiques, se livrer à cette approche présente les avantages suivants :

- cette approche s'affranchit de la description du chemin précis à suivre pour la transition : elle explicite avant tout une des contreparties de la situation d'arrivée, ce qui permet de se forger une opinion sur sa vraisemblance (c'est bien ca le but !), et donc l'intérêt qu'il y a à « essayer pour de vrai » (car si on pense que la situation d'arrivée est totalement improbable, alors ca pose la question de la pertinence d'essayer…),
- en pensant d'abord « système physique », elle englobe par construction tous les investissements nécessaires. Quand on extrapole des couts microéconomiques actuels, sans passer par la physique, on « rate » potentiellement des investissements qui sont inutiles ou marginaux avec des productions intermittentes faibles, mais deviennent significatifs, voire prépondérants, quand ces productions dominent.
- en particulier, elle ne compte pas sans le dire sur une flexibilité qui serait amenée gratuitement et sans limite quantitative par les échanges aux frontières (alors que les calculs microéconomiques sont actuellement faits sans poste de cout pour cette flexibilité)
- de même, l'approche choisie ici permet d'expliciter les couts de stockage, qui ne sont pas à la charge du producteur, et donc invisibles dans la « baisse du cout de production » qui actuellement est au coeur des discours des partisans du solaire et de l'éolien (ce discours qui ignore les couts système induits par l'intermittence mais qui ne sont pas à la charge du producteur)

Comme on le verra, il s'avère que le résultat qui suit est très proche de ce qui s'est constaté chez les Allemands (https://jancovici.com/transition-energetique/choix-de-societe/vers-quoi-lallemagne-transitionne-t-elle-exactement/).

Combien de puissance installée ?

La première étape du calcul consiste à calculer la puissance à installer en éolien ou PV pour produire la même chose sur une année que les 63 GW de nucléaire installés en France (ordre de grandeur).

Avec un facteur de charge de 75% environ (ce qui signifie qu'à la fin de l'année la production est la même que si la puissance installée produisait en permanence à 75% de sa puissance), ces 63 GW de nucléaire produisent 414 TWh dans l'année, soit : 63 (GW)*8760 (heures dans l'année)*75% (facteur de charge).

Si nous remplaçons ce nucléaire uniquement par de l'éolien à terre, qui possède un facteur de charge de 15% à 25% selon la localisation et l'année, la puissance à installer pour obtenir la même production annuelle brute serait 3 à 5 fois plus importante. Si nous prenons 20% de facteur de charge moyen (en Allemagne, ce facteur va de 15% à 20% selon les années selon les statistiques de BP), cela fait 236 GW (pour la suite on arrondira à 240).

Si nous avions juste des panneaux solaires, dont le facteur de charge est d'environ 10% en Allemagne, et de 14% en France (en 2016), c'est environ 340 GW de puissance qu'il faudrait installer pour une même production brute annuelle.

Quid du réseau ?

Mais, avec une puissance installée qui passe de 110 GW (dont 63 de nucléaire) à 236 GW ou 338 GW (et en fait encore plus comme nous le verrons plus bas), et qui va parfois (rarement certes !) s'approcher de sa pleine puissance, il faut renforcer le réseau. Il faut d'abord raccorder tous ces moyens diffus, ce qui consomme bien plus de câbles et de travaux publics que pour la même puissance en centralisé : pour poser 1000 câbles de 1 MW, on consomme bien plus de matériaux et de bulldozers que pour 1 câble de 1 GW ! Ca coute donc plus cher.

Par ailleurs, avec une puissance de pointe multipliée par 2 à 3 côté production, il faut aussi renforcer le réseau de transport (la partie du réseau qui est à une tension supérieure à 90.000 volts). Même si la puissance maximale d'un parc éolien dispersé n'est jamais de 100% de la puissance nominale totale, cela peut monter à 70%, et il faut donc que le réseau puisse à ce moment là « évacuer » tout ce qui est produit. A l'échelle française, il faut donc que le réseau de transport puisse, en première approximation, « supporter » 260*0,7 ≈ 200 GW, soit 2 fois plus que ce que le réseau actuel sait transporter en France (≈ 100 GW).

Les données actuellement disponibles sur le cout de renforcement du réseau montrent que ce dernier est plus rapidement croissant que la part des ENR intermittentes et fatales dans la production (https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf). Avec 15% de production issue de l'ensemble « éolien+solaire » dans la production électrique, le renforcement du réseau demande déjà de rajouter au moins 15% à l'investissement direct dans les moyens de production. En Allemagne, et avec 30% de pénétration de sources intermittentes et fatales, il faut carrément doubler le prix de production (https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf).

Avec 100% de production issue de ces moyens, il semble donc raisonnable de considérer que pour 1 euro investi dans une éolienne ou un panneau solaire, il faudra compter environ un euro supplémentaire pour les investissements dans « l'environnement électrique » au sens large, c'est à dire toutes les adaptations qui prennent place en amont du raccordement de l'éolienne ou du panneau solaire (outre la publication de l'OCDE (https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf), des discussions avec des techniciens du secteur laissent penser que c'est un ordre de grandeur acceptable).

Il n'y a pas de raison particulière de penser que les facteurs d'échelle s'appliqueront aux coûts d'environnement électrique en cas de développement du solaire ou du PV, car la multiplication de ces raccordements représente une multiplication de petites opérations (tranchées, poses de câbles, pose de postes source, etc), sans effet d'échelle.

Il faut du stock !

Avec des moyens intermittents et fatals, une large fraction de cette électricité devra donc être stockée a minima sur la journée, et pour une partie sur plusieurs semaines, voire plusieurs mois. Le soleil – par définition ! – ne brille pas la nuit, et la production solaire est en moyenne 4 ou 5 fois plus importante en juillet qu'en décembre ou janvier. De même, le vent souffle préférentiellement l'hiver. En face, la consommation a lieu la nuit et le jour, l'hiver et l'été, et il faut donc disposer de moyens de stockage, aptes à assurer à la fois le stockage journalier mais aussi intersaisonnier.

Les études disponibles montrent que ce qui dimensionne la puissance de stockage (en GW) est essentiellement la puissance de production (la puissance de stockage est donc un pourcentage de la capacité installée en moyens de production, qu'ils soient éolien ou solaire). Par contre, la capacité de stockage (en GWh) est elle fonction de la longueur des épisodes de faible vent et/ou soleil.

Pour information, la puissance actuelle de la totalité de stockage en France – via des barrages réversibles qui s'appellent des STEP – est de 5 GW (donc 5% du parc installé), et la capacité de stockage – qui vient de tous les lacs de barrage réunis – est de 3,5 TWh (donc environ 2 jours de consommation).

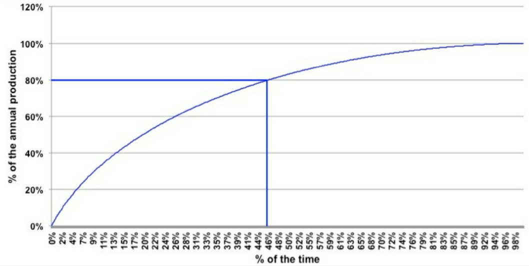
Nous allons faire l'hypothèse (à nouveau caricaturale,mais ca permet de sentir les ordres de grandeur) que nous souhaitons récupérer tout kWh produit par une éolienne quand il y a du vent, ou tout panneau solaire quand il y a du soleil, et calculer en ordre de grandeur la puissance de stockage et la fraction de l'électricité qui doit faire l'objet d'un stockage.

La puissance appelée au point bas de la nuit par le réseau français peut descendre à 50 GW en hiver, et 30 en été. Si on récupère tout ce qui est produit par le parc au-dessus de ce qui est consommé, cela signifie qu'il faut prévoir une puissance de stockage qui soit capable d'absorber la différence maximale possible entre consommation et production. Avec de l'éolien, la puissance maximale du parc installé est statistiquement de 70% de la puissance installée, soit, dans notre calcul, 70% de 240 GW = environ 200 GW. Si l'on veut récupérer tout ce que le parc produit quand le vent souffle fort une douce nuit d'hiver, il faut donc installer 200-50 ≈ 150 GW de puissance de stockage en ordre de grandeur.

Le même raisonnement effectué avec un parc 100% solaire conduirait à dimensionner un stockage pouvant accueillir tout ce qui est produit à midi un Dimanche d'été (340 GW) moins ce qui est consommé à ce moment là (environ 30 GW), soit 300 GW en ordre de grandeur.

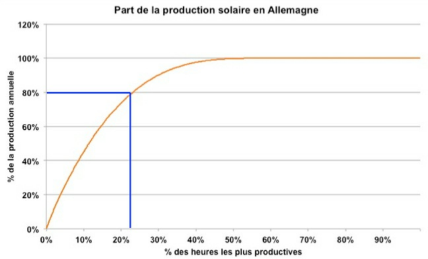
Si on regarde maintenant la quantité d'électricité à stocker, on peut s'appuyer sur l'observation suivante :

- pour l'éolien, 80% de la production annuelle a lieu sur 50% du temps,
- pour le solaire, 80% de la production annuelle a lieu sur 20% du temps.



Le graphique ci-dessus donne la production cumulée de l'éolien allemand (en pourcentage du total annuel) sur les 8760 heures de l'année, en rangeant les heures par ordre décroissant de production. 80% de la production annuelle a donc lieu sur un peu moins de 50% du temps (et 50% de la production sur 20% des heures), alors que pour la consommation il n'y a pas à ce point une concentration sur un petit paquet d'heures dans l'année.

Source des données brutes : site de Paul-Frederik Bach (http://pfbach.dk/)



Le graphique ci-dessus donne la production cumulée du solaire allemand (en pourcentage du total annuel) sur les 8760 heures de l'année, en rangeant les heures par ordre décroissant de production. 80% de la production annuelle a donc lieu sur un peu moins de 25% du temps (et 60% de la production sur environ 15% des heures).

Source des données brutes : site de Paul-Frederik Bach (http://pfbach.dk/)

On peut donc partir sur l'hypothèse simple que si nous avons un système 100% l'éolien, la moitié de ce qui est produit sur l'année devra faire l'objet d'un stockage à l'échelle de la journée au moins, et possiblement à l'échelle de la semaine ou plus, et si nous avons un système 100% solaire il faut stocker 80% de ce que l'on produit en moyenne sur l'année, là aussi possiblement à l'échelle de la semaine ou plus pour une part notable. NB : l'hypothèse sur la durée de stockage ne change pas la puissance installée, mais « juste » la taille du réservoir.

A cette échelle, le stockage le plus économique reste la station de pompage (en abrégé STEP), espèce de barrage réversible (https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/lhydroelectricite-tout-beau-tout-bon-tout-propre/) qui est constituée d'un barrage normal, auquel on adjoint un bassin de retenue en aval (donc on garde l'eau sur place une fois turbinée). Quand il y a un excès d'électricité produite sur le réseau, cette électricité actionne une pompe qui remonte l'eau (à partir de la retenue aval) dans la retenue amont. Cette eau pourra alors être à nouveau turbinée vers l'aval pour produire de l'électricité (et conservée dans la retenue aval après turbinage).

La puissance installée en STEP aujourd'hui en France est de 5 GW environ. Nous avons vu plus haut qu'il faudrait la passer à 150 GW (en pompage, en turbinage on peut se limiter à la puissance maximale appelée, soit environ 100 GW, mais cela ne change pas beaucoup les ordres de grandeur) si nous avons un système 100% éolien, et à 300 GW avec un système 100% solaire.

Cela suppose de construire des retenues amont et aval dans des reliefs. On peut imaginer faire plein de retenues amont au-dessus du Léman, ou des retenues en bord de mer pour pomper de l'eau salée en altitude (dans le Mercantour et les Alpes Maritimes !), etc.

Evidemment ces STEP conduiront à noyer, avec de l'eau douce ou de l'eau salée, l'écosystème pré-existant dans les bassins de retenue, et nous pourrions affecter une externalité à cette « destruction ». Cela ne sera pas inclus dans les calculs ci-dessous, pas plus que ne sont inclus les couts d'expropriation, de maintien de l'ordre pendant la construction (Sivens a montré ce qu'il en est !), ou de perte de valeur pour les territoires disparus.

Si nous nous limitons au seul cout de construction, construire une STEP en partant de rien demande d'avoir à la fois une retenue amont (un « barrage » classique), la turbine qui permet de produire l'électricité quand l'eau descend, mains aussi une retenue aval qui recueille l'eau après turbinage sans la laisser filer ailleurs (cette retenue aval pourrait être la mer ou le Léman), et une pompe de forte puissance pour remonter l'eau en altitude dans la retenue amont quand on a de l'électricité à « stocker ».

Dans les pays de l'OCDE, cet ensemble vaut 5000 à 6000 euros du kW installé, et la durée de vie de l'investissement correspondant sera supposé être le siècle. Mais le stockage ne coute pas que cela. Il va falloir compenser les pertes. En effet, quand on stocke de l'électricité en remontant de l'eau en altitude, on perd une partie de l'électricité initiale : on perd tout d'abord 4% dans le réseau électrique pour aller d'une éolienne à une STEP, et 7% quand la production est faite par un panneau solaire (car la tension de départ est plus basse et les pertes de remontée en tension plus élevées).

A cela il faut ajouter les pertes dues au pompage, d'environ 25% dans les installations existantes, ce pourcentage pouvant descendre à 20% dans les installations modernes, mais avec des STEP de faible dénivellation en bord de mer, ou de haute chute mais avec le pompage qui parcourt des dizaines ou centaines de km de la côte à la montagne, ce % sera supérieur (d'aucuns avancent 40% ou plus).

Cette électricité perdue au moment du stockage, il faudra la produire quand même. Il faut rajouter très exactement 40% (soit 1÷0,7) d'éoliennes ou de panneaux en plus pour produire l'électricité qui sera perdue lors du stockage, avec les investissements correspondants.

Cela signifie qu'avec de l'éolien, 50% de la production doit provenir d'un parc surdimensionné de 40%, et avec du solaire 80% de la production doit venir d'un parc surdimensionné de 40%.

Notons que les autres moyens de stockage parfois mis en avant occasionnent des pertes supérieures. Avec du *power to gas to power* (méthanation ou électrolyse), la perte globale dépasse 70%, et il faut donc sur-dimensionner d'un facteur 4 le parc de production qui fournira l'électricité stockée puis restituée.

Avec des batteries, la perte du au stockage-déstockage, combinée à la perte due à la fabrication des batteries, est du même ordre qu'avec des STEP (20% à 30%), par contre, comme nous le verrons plus bas, question investissement ce n'est pas la même chose !

On respire une première fois

A ce stade du raisonnement, nous pouvons donc dire que :

- hors stockage, le passage du nucléaire (≈75% de facteur de charge) à l'éolien (≈20-25%) suppose d'avoir 3 à 4 fois plus de puissance installée pour produire la même quantité d'électricité sur la même période, et avec du PV (≈10-15% de facteur de charge) c'est 6 à 7 fois plus,
- avec de l'éolien, ~50% de la consommation doit être stockée à un moment ou à un autre, et avec du solaire c'est ~80%. Pour cette fraction, il faut augmenter la production de 40% environ pour tenir compte des pertes liées à ce stockage. Avec de l'éolien, cela conduit donc à une augmentation de 50% x 40% ≈ 20% de puissance installée en plus, soit 50 GW en plus, ce qui nous amène à environ 300 GW installés (il y avait 240 au titre du calcul ci-dessus)
- avec du solaire c'est 80% x 40% ≈ 30% de puissance installée en plus qu'il faut, et donc 100 GW supplémentaires, ce qui nous amène à presque 450 GW de puissance totale.
- ce stockage sera fait avec des STEP
- enfin le réseau doit pouvoir « encaisser » les 300 à 450 GW totaux vs les 110 actuels, et cela conduit à doubler la mise sur les couts d'infrastructure.

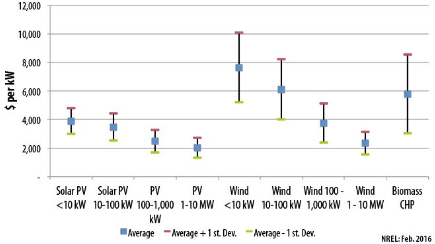
On rejoue combien de fois ?

Mais tout n'a pas encore été pris en compte dans la comparaison : il faut aussi tenir compte de la différence de durée de vie des moyens de production dans les deux options comparées. En effet, si un moyen A possède une durée de vie 2 fois inférieure à celle d'un moyen B, alors recourir à A sur une période donnée suppose d'investir deux fois plus souvent que si on recoure à B sur la même période.

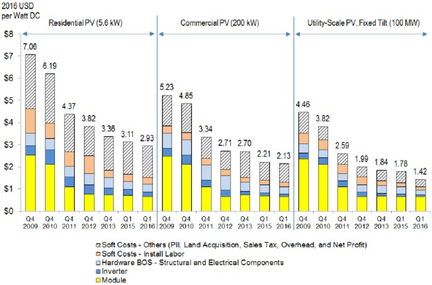
Comme une éolienne est donnée pour 20 à 30 ans (avec, il est vrai, assez peu de recul…), et le nucléaire 40 à 80 (aux USA, tous les réacteurs en fonctionnement – une centaine environ – ont obtenu l'autorisation de fonctionner 60 ans, et un certain nombre envisagent 80), il faudra donc remplacer les installations deux à trois fois plus souvent si l'on utilise de l'éolien que si on utilise du nucléaire.

Par contre les couts d'installation des divers moyens ne sont pas les mêmes. Pour notre exercice de comparaison, les hypothèses centrales sont les suivantes :

- dans l'hypothèse d'une (re)construction en série (donc sans faire un gros dérapage sur chaque chantier !), le nucléaire demandera environ 5000 euros par kW installé (soit l'EPR de série à 8 milliards environ), avec 60 ans de durée de vie (pour info en Chine les EPR de Taishan seront construits pour environ 4 milliards de dollars l'unité, il y a donc de la marge pour faire mieux…), ce à quoi nous rajoutons 500 euros du kW installé pour tenir compte du démantèlement (les coûts constatés pour les réacteurs complètement démantelés dans le monde sont de cet ordre, et, plus largement, les couts de démantèlement des grosses unités industrielles contenant des produits toxiques – raffineries, usines chimiques, etc – sont toujours de l'ordre de 10% du cout de construction),
- l'éolien à terre coute 1500 euros du kW installé, avec 20 à 30 ans de durée de vie annoncée (nous prendrons 25 en hypothèse centrale).
- le photovoltaïque coute aussi 1500 euros du kW installé (ce qui correspond, en ordre de grandeur, aux données basses publiées par l'AIE ou NREL, voir ci-dessous), avec 25 ans de durée de vie,
- pour l'éolien comme pour le PV, avec un très fort taux de pénétration, 1 euro investi dans le dispositif de production demande environ 1 euro dans « l'environnement électrique » (investissements dans le réseau, les postes de transformation, etc, qui sont pour une large part à la charge des collectivités locales et des gestionnaires de réseau, donc invisibles dans le « cout de production »). Nous ajoutons donc 1500 euros du kW installé pour les couts réseau liés à l'éolien, et 1500 euros par kW installé pour le PV, avec 50 ans de durée de vie de ces investissements (NB : rappelons que ces couts sont croissants avec le pourcentage de pénétration, de quasi-nuls au début de la pénétration des modes intermittents à majeurs en fin de parcours)
- pour l'éolien offshore, le cout réseau a été un peu augmenté par rapport à l'éolien terrestre, pour tenir compte du raccordement entre l'éolienne et la côte (qui coute à lui tout seul plusieurs centaines d'euros par kW installé)



Couts d'investissement pour le solaire et l'éolien, en dollars par watt de puissance nominale, en fonction de la puissance totale de l'installation. Source National Renewable Energy Laboratory (https://www.nrel.gov/), 2016. On constate que pour le solaire 1,5 $/watt est plutôt un bas de fourchette, atteint dans de bonnes conditions, et que pour l'éolien on est généralement au-dessus.

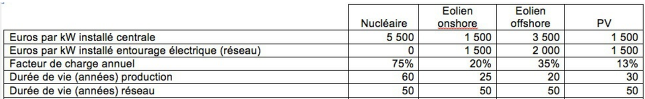


Evolution du cout d'investissement du solaire, en $ par watt de puissance nominale. Source National Renewable Energy Laboratory (https://www.nrel.gov/), 2016. On constate que le cout du module a tendance à se stabiliser et c'est sur « le reste » que les couts continuent à baisser, mais moins rapidement.

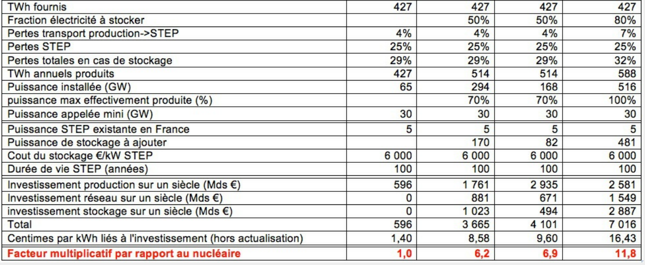
Au résultat !

Avec les hypothèses « centrales » ci-dessus, nous pouvons désormais comparer, en ordre de grandeur, l'investissement total sur un siècle nécessaire à l'approvisionnement électrique avec un système « 100% nuke » (considéré comme un proxy acceptable du système existant, dans la mesure où l'absence de barrages pourrait être pour une large partie compensée par du nucléaire à suivi de charge rapide) et un système « 100% éolien » (avec deux variantes : 100% à terre, ou 100% offshore), ou un système « 100% solaire ».

Dans les cas des ENR, il y a bien entendu le cout de surdimensionnement du réseau, et celui du stockage-déstockage sur STEP.



	Nucléaire	Eolien onshore	Eolien offshore	PV
Euros par kW installé centrale	5 500	1 500	3 500	1 500
Euros par kW installé entourage électrique (réseau)	0	1 500	2 000	1 500
Facteur de charge annuel	75%	20%	35%	13%
Durée de vie (années) production	60	25	20	30
Durée de vie (années) réseau	50	50	50	50



TWh fournis	427	427	427	427
Fraction électricité à stocker		50%	50%	80%
Pertes transport production->STEP	4%	4%	4%	7%
Pertes STEP	25%	25%	25%	25%
Pertes totales en cas de stockage	29%	29%	29%	32%
TWh annuels produits	427	514	514	588
Puissance installée (GW)	65	294	168	516
puissance max effectivement produite (%)		70%	70%	100%
Puissance appelée mini (GW)	30	30	30	30
Puissance STEP existante en France	5	5	5	5
Puissance de stockage à ajouter		170	82	481
Cout du stockage €/kW STEP	6 000	6 000	6 000	6 000
Durée de vie STEP (années)	100	100	100	100
Investissement production sur un siècle (Mds €)	596	1 761	2 935	2 581
Investissement réseau sur un siècle (Mds €)	0	881	671	1 549
investissement stockage sur un siècle (Mds €)	0	1 023	494	2 887
Total	596	3 665	4 101	7 016
Centimes par kWh liés à l'investissement (hors actualisation)	1,40	8,58	9,60	16,43
Facteur multiplicatif par rapport au nucléaire	**1,0**	**6,2**	**6,9**	**11,8**

détail des calculs avec les hypothèses ci-dessus

On constate que le système « 100% éolien + stockage » ou le système « 100% PV + stockage » demandent des investissements totaux qui sont un ordre de grandeur au-dessus de ce que demande un système centralisé classique. Dit encore autrement, là où 600 milliards d'investissements sont suffisants pour fournir à la France sa consommation d'électricité actuelle pendant un siècle si le choix se porte sur le nucléaire, il faut investir environ 4000 milliards d'euros sur un siècle (soit deux années de PIB actuellement) avec un système 100% éolien+stockage, et 7000 milliards sur un siècle (soit 3,5 années de PIB actuellement) avec un système 100% PV+stockage.

Les Allemands, qui n'en sont pour le moment « que » à 20% d'électricité intermittente et fatale dans leur production (dont, soit dit en passant, une partie génère des exportations fatales et n'est pas consommée chez eux), ont déjà investi plusieurs centaines de milliards d'euros dans l'affaire (300 selon mes estimations (https://jancovici.com/transition-energetique/choix-de-societe/vers-quoi-lallemagne-transitionne-t-elle-exactement/), 500 disent d'autres), ce qui est cohérent avec l'ordre de grandeur ci-dessus.

Ce premier calcul simple réfute une thèse couramment avancée, qui est que décentraliser l'électricité permet d'en diminuer – ou même d'en maintenir – le cout global. A l'évidence, la « décentralisation » fait fortement augmenter le montant des investissements, et au final le cout de la fourniture. En effet, tant pour le nucléaire que pour éolien et PV, l'essentiel du coût réside dans deux éléments :

- les investissements (les coûts d'exploitation sont faibles dans les deux cas de figure)
- le « cout du capital », c'est à dire la rémunération qu'il faut verser aux actionnaires et/ou banquiers pour avoir disposé de l'argent permettant l'investissement

Avec un rapport de 1 à 6 ou 10 pour le montant des investissements, l'option « ENR+stockage » donnera donc, en première approximation, une électricité 6 à 10 fois plus chère (en fait un peu moins car le cout du capital est actuellement plus bas pour les ENR, le nucléaire bénéficiant – si l'on peut dire – d'un « effet trouille » qui fait monter le cout de l'argent qui s'y applique)

Actuellement, l'électricité coute 3% de leur revenu aux ménages, mais dans cet ensemble la production stricto sensu ne représente que le tiers. Si nous appliquons un facteur 10 à cette production (et au renforcement du réseau associé), cela ferait passer la facture à 15% en direct. Mais il faudra aussi payer le (sur)cout de l'électricité pour les industriels, qui doit actuellement représenter 1% à 2% du revenu des ménages, et qui est incluse dans les couts de production, donc le prix des produits. Comme cette électricité supporte proportionnellement moins de couts annexes (taxes diverses, cout d'acheminement, etc), on peut imaginer que cela monte aussi à environ 15% du revenu des ménages. Voir la facture électrique « globale » passer à 25% ou 30% de ce que les gens gagnent, voire plus si on applique la même augmentation aux taxes proportionnelles sur l'électricité, voici qui leur ferait tout drôle !

On constate aussi que, dans le cas d'un système basé sur les ENR intermittentes, le seul cout du stockage excède le cout de la reconstruction à neuf du parc nucléaire. Or ni le cout du stockage ni le cout de renforcement du réseau ne sont à la charge du producteur. Cela explique cet apparent paradoxe, qui est que le cout de production « brut » en sortie d'éolienne ou de panneau ne cesse de baisser, et pourtant le cout de l'électricité pour le consommateur final, dans les pays qui développent ces modes, ne cesse d'augmenter.

C'est tout simplement lié au fait que le consommateur final doit payer pour l'ensemble du système, pas juste pour la production (alors que le producteur, lui, ne voit que le cout de production). On voit bien, avec le petit calcul ci-dessus, que de se limiter au seul cout de production quand on compare un mode pilotable (la puissance varie quand on le décide) avec un système fatal (la puissance varie quand les événements extérieurs le décident) est illégitime (et donc trompeur sur le cout total pour la collectivité). En fait il n'y a que deux bonnes manières de comparer les deux :

- soit on conserve le mode pilotable en plus du mode fatal, pour garantir l'approvisionnement à tout moment (y compris quand il n'y a ni vent ni soleil). A ce moment le mode fatal ne permet « que » d'économiser le combustible dans le mode pilotable. Avec du nucléaire, ce cout de combustible est de 5 euros par MWh. En France, il faut donc que le cout de production complet de l'éolien ou du PV descende en dessous de 5 euros le MWh pour que cela vaille la peine de développer ces modes (qui, par ailleurs, ne permettront pas d'économiser un gramme de CO2, puisque le nucléaire n'en fait pas plus que l'éolien, et en fait moins que le photovoltaïque). Et, dans ce même cas de figure, le développement des modes fatals ne permet pas de diminuer la puissance installée en modes pilotables (et donc en nucléaire), mais fait juste baisser le facteur de charge (on s'en sert moins souvent).
- soit on supprime des modes pilotables, et alors il faut développer du stockage et renforcer le réseau, et inclure les couts correspondants dans le calcul, ce qui nous renvoie au tableau ci-dessus. Notons que le renforcement du réseau est facturé au consommateur via le tarif d'acheminement.

Stockons sur batteries, alors, dont le cout ne cesse de baisser ? Calculons ! Il faut a minima pouvoir stocker une journée de consommation du pays, pour un jour d'hiver presque sans soleil, et sans vent (comme la journée qui déprime tout le monde, avec une belle couche de stratus bien gris au-dessus de nos têtes, et pas de vent pour les chasser !). A ce moment le parc de batteries doit pouvoir « fournir » au moins 80% de la consommation d'une journée, soit un peu plus d'un TWh (un milliard de kWh).

Même avec un cout de stockage qui descendrait à 100 euros le kWh (aujourd'hui il est à 300), cela représente plus de 100 milliards d'euros pour avoir le parc de batteries correspondant, pour avoir « juste » une journée de sécurité. Si nous voulons avoir plutôt une grosse semaine, et avec une durée de vie des batteries de 10 ans, il faut compter 10.000 à 12.000 milliards d'euros par siècle pour gérer ce stockage. A titre de comparaison, le patrimoine immobilier des français – qui « dure » lui aussi un siècle, en ordre de grandeur – vaut 7000 milliards d'euros !

Dit autrement, si on intègre le cout de la sécurité d'approvisionnement, le rêve « rifkinien » de « chacun vit heureux chez soi et avec le confort moderne et avec juste son panneau solaire et sa batterie » est la solution de l'hyper-hyper-riche, et donc d'un monde sans limites, et pas du tout la solution du pauvre, c'est à dire d'un monde contraint ! Le facteur 10 – ou plus – de différence sur les investissements montre que le système centralisé restera bien moins cher, car il permet d'avoir un facteur de charge plus élevé, et des investissements réseau moindre. C'est du reste la raison pour laquelle il s'est développé en premier partout dans le monde.

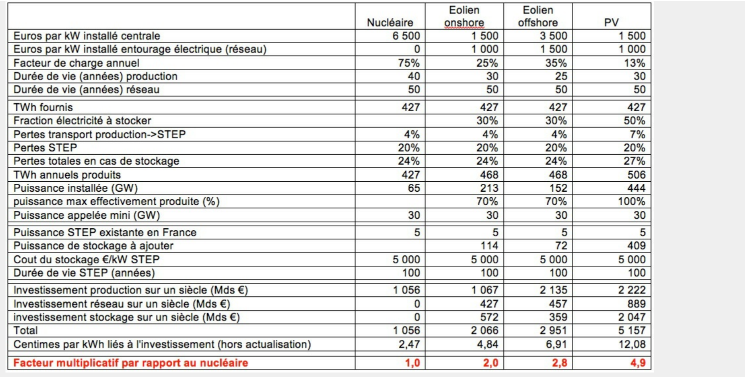
Soyons « optimistes » !

Pour tester la sensibilité du résultat aux hypothèses, nous allons maintenant supposer que nous sommes dans le contexte le plus favorable possible aux ENR :

- le stockage n'est nécessaire que pour la moitié de la production pour le PV,

- les investissements dans l'environnement réseau ne représentent que les 2/3 des investissements dans les moyens de production
- la durée de vie des éoliennes est passée à 30 ans (25 ans pour l'offshore pour tenir compte des conditions plus rudes en milieu marin),
- la durée de vie du nucléaire est abaissée à 40 ans, et son cout monté à 6500 euros du kW de série, démantèlement compris
- les pertes des STEP sont abaissées à 20%, et le cout au kW installé (des STEP) abaissé à 5000 euros.

Avec ces hypothèses, les résultats se présentent comme suit.



	Nucléaire	Eolien onshore	Eolien offshore	PV
Euros par kW installé centrale	6 500	1 500	3 500	1 500
Euros par kW installé entourage électrique (réseau)	0	1 000	1 500	1 000
Facteur de charge annuel	75%	25%	35%	13%
Durée de vie (années) production	40	30	25	30
Durée de vie (années) réseau	50	50	50	50
TWh fournis	427	427	427	427
Fraction électricité à stocker		30%	30%	50%
Pertes transport production->STEP	4%	4%	4%	7%
Pertes STEP	20%	20%	20%	20%
Pertes totales en cas de stockage	24%	24%	24%	27%
TWh annuels produits	427	468	468	506
Puissance installée (GW)	65	213	152	444
puissance max effectivement produite (%)		70%	70%	100%
Puissance appelée mini (GW)	30	30	30	30
Puissance STEP existante en France	5	5	5	5
Puissance de stockage à ajouter		114	72	409
Cout du stockage €/kW STEP	5 000	5 000	5 000	5 000
Durée de vie STEP (années)	100	100	100	100
Investissement production sur un siècle (Mds €)	1 056	1 067	2 135	2 222
Investissement réseau sur un siècle (Mds €)	0	427	457	889
investissement stockage sur un siècle (Mds €)	0	572	359	2 047
Total	1 056	2 066	2 951	5 157
Centimes par kWh liés à l'investissement (hors actualisation)	2,47	4,84	6,91	12,08
Facteur multiplicatif par rapport au nucléaire	**1,0**	**2,0**	**2,8**	**4,9**

Même dans ces conditions, le nucléaire reste 2 fois moins demandeur d'investissements que la moins chère des possibilités ENR pour produire une électricité décarbonée avec la sécurité d'approvisionnement. Et, avec un système « solaire+batteries », il y a encore un facteur 10 avec l'option nucléaire.

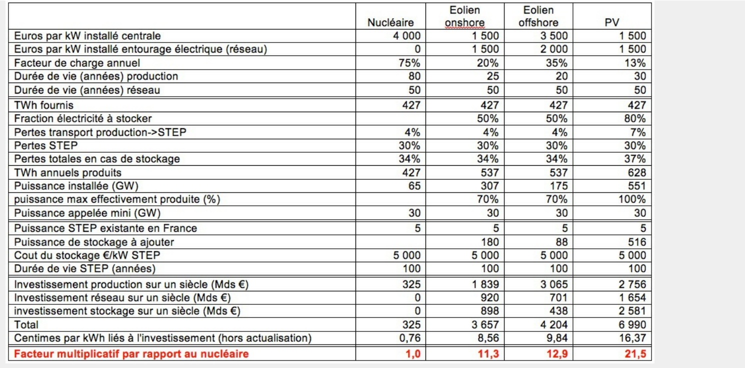
En fait, on constate sur le tableau ci-dessus que, même si le panneau ou l'éolienne étaient gratuits, la partie « réseau+stockage » associée aux modes intermittents couterait plus cher que la totalité de l'investissement dans le nucléaire.

Soyons « optimistes » ! (mais pas de la même manière)

A contrario, nous pouvons aussi prendre des hypothèses plus favorables au nucléaire :

- cout du kW installé du nucléaire descendu à 4000 euros tout compris, soit 3000 de construction (ce qui reste plus qu'à Taishan), 500 de grand carénage et 500 de démantèlement,
- durée de vie du nucléaire passée à 80 ans (cf USA),
- facteur de charge de l'éolien à terre maintenu à 20%,
- pertes des STEP + acheminement réseau montées à 35% (pour tenir compte d'emplacements moins favorables, d'un réseau sous-optimal, etc)

L'application de ce jeu d'hypothèses donne le résultat suivant :



	Nucléaire	Eolien onshore	Eolien offshore	PV
Euros par kW installé centrale	4 000	1 500	3 500	1 500
Euros par kW installé entourage électrique (réseau)	0	1 500	2 000	1 500
Facteur de charge annuel	75%	20%	35%	13%
Durée de vie (années) production	80	25	20	30
Durée de vie (années) réseau	50	50	50	50
TWh fournis	427	427	427	427
Fraction électricité à stocker		50%	50%	80%
Pertes transport production->STEP	4%	4%	4%	7%
Pertes STEP	30%	30%	30%	30%
Pertes totales en cas de stockage	34%	34%	34%	37%
TWh annuels produits	427	537	537	628
Puissance installée (GW)	65	307	175	551
puissance max effectivement produite (%)		70%	70%	100%
Puissance appelée mini (GW)	30	30	30	30
Puissance STEP existante en France	5	5	5	5
Puissance de stockage à ajouter		180	88	516
Cout du stockage €/kW STEP	5 000	5 000	5 000	5 000
Durée de vie STEP (années)	100	100	100	100
Investissement production sur un siècle (Mds €)	325	1 839	3 065	2 756
Investissement réseau sur un siècle (Mds €)	0	920	701	1 654
investissement stockage sur un siècle (Mds €)	0	898	438	2 581
Total	325	3 657	4 204	6 990
Centimes par kWh liés à l'investissement (hors actualisation)	0,76	8,56	9,84	16,37
Facteur multiplicatif par rapport au nucléaire	**1,0**	**11,3**	**12,9**	**21,5**

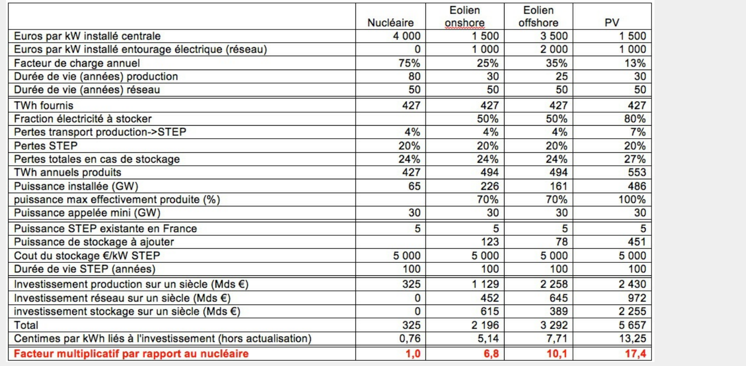
Cette version « nucléaire optimisé » vs ENR « progressivement désoptimisées » est, sans surprise, encore plus favorable à l'atome. Est-elle foncièrement irréaliste ? Pas nécessairement :

- en caricaturant à peine, le cout du nucléaire est à 30% un « cout technique » (la fabrication des constituants indispensables pour que le système produise de l'électricité : la cuve, le générateur de vapeur, les tuyauteries, les alternateurs, etc), et à 70% le « cout de la précaution » (ce que d'aucuns pourraient appeler le « cout de la trouille ») : redondance des systèmes, sur-épaisseur des protections en béton, délais allongés tout le temps pour tout vérifier 3 fois, etc. Le cout historique de construction du parc actuel a été de l'ordre de 1500 euros du kW : le fait de passer à 4000 – dans la version « nucléaire optimal » ci-dessus – est déjà une énorme augmentation, qui n'est pour l'essentiel due qu'à l'augmentation du « cout de la précaution ». La présente page n'a pas pour objectif de discuter de la pertinence de ce cout, mais juste de faire remarquer que 4000 euros du kW reste un niveau très « confortable » pour y loger toute la sûreté nécessaire, et donc qu'un débat dépassionné sur l'arbitrage cout-bénéfices justifierait tout à fait de s'arrêter à ce niveau,
- les éoliennes et panneaux solaires demandent bien plus de métaux et matériaux que le nucléaire (de 10 à 50 fois plus par kWh produit selon ce que l'on regarde). Et, pour l'heure, ces matériaux sont disponibles pour pas cher… grâce aux énergies fossiles ! Ces énergies fossiles permettent de mettre en oeuvre des engins de mine, des hauts-fourneaux et fonderies, des transports internationaux, des laminoirs et des usines chimiques, et encore tout un tas d'autres bricoles qui sont indispensables pour la fabrication des dispositifs ENR. Dans l'hypothèse où tout devient 100% ENR, comment faire fonctionner la mine, le four à nickel, le porte-conteneurs, et la cimenterie qui fournira de quoi faire le béton de l'embase ? On peut certes faire fonctionner tout cela avec du solaire et du stockage… mais en pareil cas, je doute que le prix du panneau solaire reste aussi bas !
- enfin avec un déploiement massif du solaire ou de l'éolien, il est probable que le rendement des derniers panneaux installés, ou des dernières éoliennes installées, ne soit pas aussi bon que celui des premier(e)s : les bons emplacements sont pris en premier, souvent, et plus on ira installer ce genre de moyens dans des endroits « malcommodes », plus les investissements seront élevés ou les rendements en baisse.

Il est important de se rappeler, dans ce genre de comparaison, que l'avenir peut certes être plus favorable, mais il peut aussi être plus défavorable. Ne pas l'imaginer est une erreur.

Soyons équitables !

Enfin nous pouvons terminer cette comparaison en faisant du « favorable à tous » mélangeant les valeurs optimistes pour tous les modes.



	Nucléaire	Eolien onshore	Eolien offshore	PV
Euros par kW installé centrale	4 000	1 500	3 500	1 500
Euros par kW installé entourage électrique (réseau)	0	1 000	2 000	1 000
Facteur de charge annuel	75%	25%	35%	13%
Durée de vie (années) production	80	30	25	30
Durée de vie (années) réseau	50	50	50	50
TWh fournis	427	427	427	427
Fraction électricité à stocker		50%	50%	80%
Pertes transport production->STEP	4%	4%	4%	7%
Pertes STEP	20%	20%	20%	20%
Pertes totales en cas de stockage	24%	24%	24%	27%
TWh annuels produits	427	494	494	553
Puissance installée (GW)	65	226	161	486
puissance max effectivement produite (%)		70%	70%	100%
Puissance appelée mini (GW)	30	30	30	30
Puissance STEP existante en France	5	5	5	5
Puissance de stockage à ajouter		123	78	451
Cout du stockage €/kW STEP	5 000	5 000	5 000	5 000
Durée de vie STEP (années)	100	100	100	100
Investissement production sur un siècle (Mds €)	325	1 129	2 258	2 430
Investissement réseau sur un siècle (Mds €)	0	452	645	972
investissement stockage sur un siècle (Mds €)	0	615	389	2 255
Total	325	2 196	3 292	5 657
Centimes par kWh liés à l'investissement (hors actualisation)	0,76	5,14	7,71	13,25
Facteur multiplicatif par rapport au nucléaire	**1,0**	**6,8**	**10,1**	**17,4**

La conclusion forte de ces tests de sensibilité est que, si nous prenons en compte tous les couts système (et encore, il en reste un qui n'est pas pris en compte, voir plus bas), le nucléaire reste imbattable comme mode de production d'électricité décarbonée face aux modes « décentralisés ». La seule ENR qui peut rivaliser, parce que justement elle est centralisée et pilotable, c'est l'hydroélectricité (https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/lhydroelectricite-tout-beau-tout-bon-tout-propre/).

Mais, et l'accident, me dira l'adversaire du nucléaire ? En prenant une valeur (qui refléterait un cout de panique bien plus qu'un cout de dommages réels (http://www.unscear.org/unscear/en/chernobyl.html)) de quelques centaines de milliards d'euros, en avoir un par siècle ne suffit pas à faire basculer l'arbitrage en faveur des ENR si nous prenons une approche strictement économique.

A l'inverse, nous n'avons pas tenu compte des couts d'expropriation et de compensation écologique si ce sont des STEP qui sont déployées massivement sur le territoire (200 GW de capacité de stockage, c'est 500 barrages de Serre-Ponçon à construire, ca occupera la télé un moment avec les zadistes !).

Nous n'avons pas non plus tenu compte des coûts d'expropriation et les coûts de transaction pour construire les lignes électriques associées (il faut au minimum 10 ans pour construire une ligne actuellement).

Ca va mieux

Tout ce qui précède n'a pas « exploité » une complémentarité – réelle – entre solaire et éolien : le solaire est plus important en été, quand par contre l'éolien est plus faible, et ce même solaire est plus important en période anticyclonique, quand il n'y a pas de vent. Avoir une combinaison d'éolien et de solaire conduirait assurément à une optimisation du système qui fera baisser les couts d'investissements pris en compte ci-dessus. Il reste à savoir de combien, ce qui dépasse le calcul en ordre de grandeur proposé ici, mais on peut quand même donner des indications :

- le premier écart entre nucléaire et éolien+solaire vient de la grosse différence sur le facteur de charge. Or solaire (13%) et éolien (20%) sont l'un et l'autre loin du nucléaire (75%)
- le deuxième vient de l'augmentation de la puissance installée, qui conditionne elle-même les couts de réseau. Cette augmentation reste très significative dans le cas d'une combinaison éolien+solaire
- la troisième vient de la différence de durée de vie (voisine de 30 ans pour éolien et solaire, voisine du double pour le nucléaire)
- enfin le dernier point majeur vient de la puissance de stockage, car il restera un besoin de stockage-déstockage, pour les nuits sans vent et les jours d'hiver avec peu de vent. Or

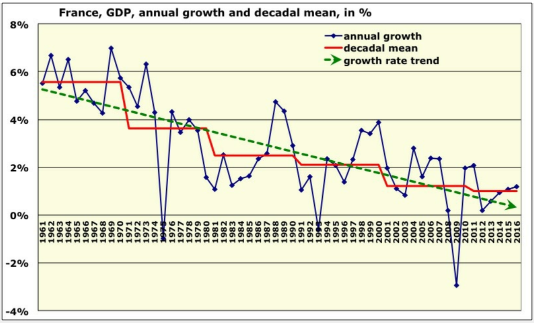
cette puissance dépend avant tout de la puissance installée en production, qui sera de toute façon massive par rapport à un mode centralisé.

Et donc, autant il est vraisemblable que de panacher éolien et solaire permet des optimisations, autant il est peu vraisemblable que cela suffise à rattraper le petit facteur 10 qu'il y a avec un système « massivement nucléaire » (et rappelons que l'exercice ici consiste à comparer deux systèmes « décarbonés » !).

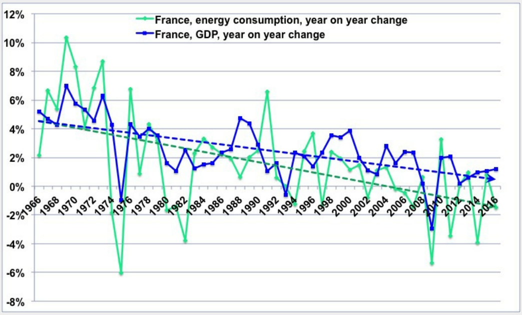
Ca va moins bien une première fois

A ce stade du raisonnement, le partisan des ENR va dire la chose suivante : ce n'est pas très grave qu'il y ait un facteur 10 entre le nucléaire et les ENR. Il suffit d'investir plus, et puis le tour est joué. Et de l'argent, il y en a chaque année un peu plus, puisque l'économie est en croissance !

Or c'est là que les ennuis commencent : l'essentiel du déploiement d'un système 100% ENR, pour un pays comme la France, devrait se faire… dans une économie plutôt en contraction.



Taux de croissance du PIB en France depuis 1960 (données primaires Banque Mondiale). On constate que pour chaque décennie la croissance est plus faible, en moyenne, que pour la décennie qui a précédé. Cette évolution est la conséquence directe de la tendance sur l'approvisionnement énergétique du pays (https://jancovici.com/transition-energetique/l-energie-et-nous/lenergie-de-quoi-sagit-il-exactement/) (ci-dessous).



Variation annuelle du PIB en France depuis 1965 (en bleu, données primaires Banque Mondiale) et variation annuelle de la quantité d'énergie « consommée » (données primaires BP Statistical Review, traitement par votre serviteur). L'écart entre les deux tendances est le fameux « gain d'efficacité énergétique de l'économie », qui découple un peu, mais pas de manière fondamentale, la dépendance de l'économie à l'énergie (https://jancovici.com/transition-energetique/l-energie-et-nous/lenergie-de-quoi-sagit-il-exactement/).

Pour des raisons « physiques », les tendances à l'oeuvre sur les graphiques ci-dessus devraient se prolonger dans les prochaines décennies (https://jancovici.com/transition-energetique/choix-de-societe/quelques-reflexions-sur-la-transition-energetique/), et ce raisonnement est valable pour l'Europe dans son ensemble (https://jancovici.com/transition-energetique/series-longues/europe/). Dans ce contexte, et sachant que nous sommes dans une course contre la montre pour le changement climatique, est-il sérieux de commencer par aller au plus cher pour résoudre un problème (la décarbonation de l'électricité), au lieu d'aller au moins cher ?

Et, en France, serait-il sérieux de dépenser plusieurs milliards d'euros, dans une économie qui va bientôt passer en récession structurelle, pour éviter un risque (le risque nucléaire), qui reste de second ordre tant que les cigarettes, l'alcool, les voitures, les produits trop gras et trop sucrés, et les escaliers (les accidents domestiques font des milliers de morts par an) sont en vente libre ? Et ce n'est pas moi qui le dis (que le risque nucléaire est de second ordre), ce sont les Nations Unies (http://www.unscear.org) ! Les mêmes qui nous alertent autrement plus fortement sur le changement climatique (http://www.ipcc.ch)…

Ca va moins bien une deuxième fois

Par ailleurs, dans tout ce qui a précédé, nous avons fait une hypothèse « non dite » mais essentielle : que l'électricité fournie par les éoliennes et panneaux solaires était d'aussi bonne qualité que celle fournie par les moyens centralisés, y compris ENR (hydroélectricité) ou nucléaire.

Malheureusement, c'est une hypothèse qui, pour le moment, n'est pas valable. Et la raison, c'est que notre électricité n'est pas fournie en courant continu, mais en courant alternatif, réglé très précisément sur 50 Hz, pas plus, pas moins (ou plus exactement la tolérance est de 0,05 Hz). Ce réglage très fin est désormais indispensable pour ne pas griller l'électronique que nous trouvons partout, dans nos toasters comme les ascenseurs, dans les trains comme les fraiseuses industrielles, dans les scanners (à l'hôpital) comme les chaudières, et avant tout… dans les systèmes de gestion du réseau électrique lui-même.

Le maintien de cette fréquence est tellement indispensable que des automatismes sont prévus pour que, si ladite fréquence baisse ou monte un peu trop (de 1 Hz), des automatismes enclenchent des délestages, et donc la fin du fonctionnement normal du réseau, qui peut, dans les mauvais cas de figure, se terminer par un black-out généralisé avec des écroulements en cascade.

Avec les modes centralisés actuels, ce réglage est « facile à faire », grâce à un asservissement automatique des alternateurs – on parle de « machines tournantes » – que l'on trouve partout. En effet, avec les centrales « thermiques », qui représentent 80% de la production électrique mondiale, on commence par produire de la chaleur – avec du charbon, du gaz, du pétrole ou du nucléaire – qui produira de la vapeur qui fera tourner un alternateur.

Avec l'hydroélectricité (15% de la production mondiale), c'est l'eau qui arrive sur la turbine qui fait tourner cette dernière, laquelle est couplée à un alternateur. Dans tous les cas de figure (thermique ou hydroélectrique), le système est fait pour que la fréquence de rotation de l'alternateur soit calée sur 50 Hz. Et si jamais la fréquence baisse un peu sur le réseau, un ordre est automatiquement transmis (sans besoin d'intervention humaine) par le gestionnaire du réseau à une centrale électrique (ou plusieurs) pour ouvrir un peu plus les vannes d'admission de vapeur (car il y a toujours une petite marge), ou le débit de la chute d'eau.

A ce moment, le couple augmente, la vitesse de rotation aussi, et la fréquence du réseau remonte, en l'espace de quelques dizaines de secondes. A l'inverse, si la fréquence est devenue trop haute, le gestionnaire du réseau envoie – tout aussi automatiquement – l'ordre de diminuer un peu la vapeur ou l'admission d'eau là où il faut, et la fréquence revient à la bonne valeur. Ces mécanismes d'asservissement sont très faciles à mettre en oeuvre parce qu'il y a ces fameuses « machines tournantes ».

Mais voilà, avec le solaire, il n'y a rien qui tourne, que l'on pourrait faire tourner plus ou moins vite selon la fréquence du réseau : un panneau solaire produit du courant continu, qu'ensuite un onduleur transforme en courant alternatif avec de l'électronique de puissance.

Et avec l'éolien, certes il y a une rotation du rotor, mais pas toujours à la bonne vitesse. Du coup, même une éolienne passe par la case « courant continu », qui sera ensuite transformé par un onduleur en courant alternatif à 50 Hz, avec de l'électronique de puissance.

Et l'électronique de puissance est bien moins performante qu'un rotor d'alternateur pour « rattraper » un petit décalage de fréquence qui commence à apparaître sur le réseau. C'est ce qui fait dire à certains spécialistes que, même si nous avions la possibilité physique et économique de multiplier les investissements par 10 comme évoqué ci-dessus, nous aurions l'impossibilité physique d'assurer la stabilité du réseau avec uniquement ce genre de modes de production, voire même de dépasser quelques dizaines de %.

Rappelons que l'Allemagne est à 20% « seulement » pour éolien et solaire combinés, et qu'elle a déjà besoin des voisins pour son réglage en fréquence. Le Danemark, qui est facialement encore au-dessus, n'est en fait pas une ile électrique : ce pays exporte l'essentiel de sa production additionnelle dès que le vent souffle ! Ce sont les barrages norvégiens et suédois qui assurent l'équilibrage de l'ensemble. Bref rien n'est simple…

Et donc…

L'ordre de grandeur auquel nous parvenons, donc, c'est qu'une électricité décarbonée produite essentiellement à base d'éolien et de photovoltaïque demande en gros 10 fois plus de capitaux que si elle est produite à partir de nucléaire. En France, pour conserver une électricité décarbonée une fois les réacteurs actuels mis hors service (ce qui finira bien par arriver, que ce soit au bout de 40 ans, de 60, de 80 ou de 67,4), la meilleure idée est donc… de refaire du nucléaire.

Mais nous pouvons tirer de ce « facteur 10 » une autre conclusion intéressante : avec une somme donnée qui peut être investie chaque année dans le système électrique mondial, il faudra 10 fois plus de temps pour le décarboner totalement si nous souhaitons le faire avec un ensemble solaire+éolien (et stockage) que si nous le faisons avec du nucléaire.

Or, nous sommes dans une course contre la montre, puisque pour limiter à 2°C la hausse de la température planétaire entre 1850 et 2100, il faut que les émissions planétaires deviennent nulles entre 2050 et 2080. La production d'électricité doit donc devenir totalement décarbonée le plus vite possible, et idéalement dès 2050 (car c'est un des secteurs où c'est le plus facile). Est-ce raisonnable, dans ce contexte, de miser avant tout sur une modalité qui prendra 10 fois plus de temps qu'une autre à investissements annuels donnés ?

Dit autrement, miser avant tout sur les ENR intermittentes et fatales, et non avant tout sur le nucléaire, pour décarboner l'électricité, c'est paradoxalement augmenter la probabilité de perdre la course contre la montre concernant le changement climatique. Est-ce une bonne compréhension des risques respectifs du changement climatique (https://jancovici.com/category/changement-climatique/risques/) et du nucléaire (https://jancovici.com/category/transition-energetique/nucleaire/) ?

50%, alors ?

En France, il existe aujourd'hui une espèce de « consensus » sur le fait que OK, on ne se sépare pas complètement du nucléaire, mais quand même, ca serait malin d'en avoir moins. En route pour les 50% ! Sauf que, depuis que cet objectif a été mis en avant, votre serviteur n'a jamais vu le moindre raisonnement expliquant en quoi on se porte mieux avec 50% de nucléaire qu'avec 75%.

Un risque diminué ?

Mais c'est évident, dira le lecteur : si on passe de 75% à 50% de nucléaire dans la production, alors nous allons diminuer le nombre de réacteurs d'un tiers, et les risques d'autant. Mais qui a dit qu'il existait cette règle de proportionnalité entre baisse de la production et baisse de la puissance installée ?

Tant que la société est organisée de la même manière, avec des usines qui fonctionnent surtout le jour, et plus en semaine que le week-end, avec des gens qui regardent le journal télévisé de 20h à 20h , et pas à 4h du matin, avec des hôpitaux qui opèrent les cas non urgents de jour et pas de nuit, avec des magasins ouverts le jour et pas la nuit, avec des trains qui partent quand ils ont dit qu'ils partiraient et pas 3 heures après, etc, la courbe de demande de l'électricité changera peu.

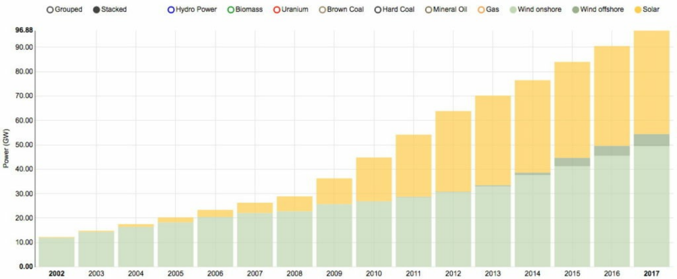
On peut assurément décaler certains usages de quelques heures (par exemple un radiateur électrique peut se décaler d'une heure, une lessive aussi, et un frigo peut rester sans l'électricité une paire d'heures), mais on ne peut pas tout décaler de 24h, ni mettre en été les usages de l'hiver.

Dit autrement, tant que l'organisation sociale ressemble fortement à celle que nous connaissons actuellement, les usages seront similaires, et à certains moment en hiver la demande atteindra presque le maximum de la capacité pilotable, soit environ 100 GW. Cette puissance peut baisser au cours du temps si la consommation baisse globalement, mais c'est bien cela la marge de manoeuvre.

Comme rien ne garantit qu'au moment de l'appel maximal de puissance il y aura du vent et du soleil, il faut donc garder la totalité des moyens pilotables disponibles (ou prévoir que la société s'organise avec des délestages, ce qui est une option, non considérée ici). Cela signifie que la hausse des moyens intermittents et fatals ne conduira pas à supprimer les modes pilotables existants, mais simplement à les utiliser moins, ou pas du tout, quand il y a du vent ou du soleil.

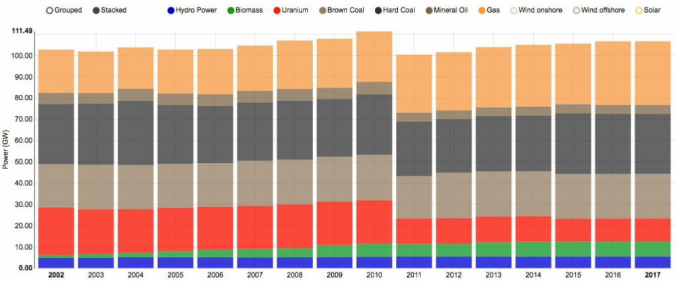
Si nous atteignons « pour de vrai » ces 50% de nucléaire dans la production, en remplaçant le nucléaire par une production éolienne+solaire, nous ne fermerons pas beaucoup plus d'un ou deux réacteurs, mais nous baisserons d'un tiers le facteur de charge des réacteurs existants (ou nous augmenterons la charge des centrales à charbon allemandes !).

L'exemple de l'Allemagne est assez probant à cet égard : ce pays a installé près de 100 GW de moyens éoliens et solaires en 15 ans (97 pour être précis, ci-dessous).

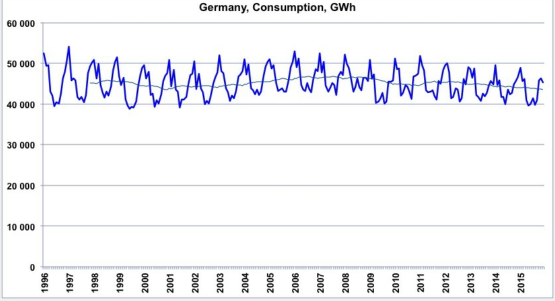


Evolution de la capacité installée en éolien et solaire photovoltaïque en Allemagne, en GW (un GW = un million de kW). Belle ascension ! Source Fraunhofer Institute (https://www.energy-charts.de/power_inst.htm).

Si nous appliquons à ce pays la logique « plus de capacités ENR = moins d'autres capacités », nous devrions trouver que les capacités pilotables ont diminué. Surprise : ce n'est pas vraiment le cas !



Evolution de la capacité installée en modes pilotables en Allemagne. Surprise ! Le total est supérieur aujourd'hui à ce qu'il était avant le début de « l'EnergieWende », alors que la consommation n'a pas augmenté, comme on peut le voir ci-dessous, et que les modes ENR se sont développés. Source Fraunhofer Institute (https://www.energy-charts.de/power_inst.htm).



Consommation mensuelle d'électricité en Allemagne, en GWh, de 1996 à 2015. 2002 était plutôt au-dessus de 2015 que en-dessous… Source *ENTSOE Data Portal* *(https://www.entsoe.eu/data/data-portal/Pages/default.aspx)*.

L'exemple de nos voisins du Nord n'est donc pas spécialement probant sur le fait que de rajouter des éoliennes et des panneaux solaires permettra de fermer massivement des capacités pilotables pré-existantes. Il y a aujourd'hui un peu moins de nucléaire installé, un peu plus de gaz, et la capacité pilotable totale n'a globalement pas bougé avec l'essor des éoliennes et des panneaux solaires.

Chez les Espagnols ou Italiens, c'est pareil : les ENR fatales n'ont pas remplacé des moyens pilotables. Ce qui les remplace, ou plutôt les fait baisser, c'est la contraction économique !

Si, en France, le nucléaire descend à 50% d'une production globalement stable, c'est donc très simple : le facteur de charge des réacteurs baisse d'un tiers. Mais ces réacteurs sont des systèmes à couts fixes : il faut payer la même chose pour leur fonctionnement (amortissement, entretien, personnel, etc) qu'ils produisent 1 milliard de kWH ou 1 seul kWh dans l'année.

Si nous baissons leur charge d'un tiers, il y a deux options :

- soit EDF vend (pour des raisons de concurrence par exemple) le kWh au même prix qu'avant, auquel cas l'exploitant voit ses recettes diminuer d'un tiers, alors que ses couts restent quasiment les mêmes. Avec moins d'argent pour maintenir chaque réacteur, il n'est pas difficile de prédire que ca ne va pas vraiment baisser le risque nucléaire ! Il est même assez facile de prédire que, dans ces conditions, la fin de l'histoire s'appelle des recapitalisations successives, voire un dépôt de bilan…
- soit nous payons le kWh nucléaire 1,5 fois plus cher, pour couvrir ses couts. Dans ce cas le risque est inchangé, et nous avons juste rajouté au cout du parc nucléaire le cout des éoliennes et panneaux solaires (et comme tout cela est à couts fixes ca augmente fortement le cout du kWh pour le consommateur).

Moins de CO2 ?

La réaction nucléaire ne dégageant pas de CO2, le bilan carbone du nucléaire est limité aux émissions qui viennent de la mine, de l'enrichissement du combustible, de la construction de la centrale, de son fonctionnement (déplacements de salariés, chauffage des parties tertiaires, etc), et de la gestion des déchets.

Mais l'énergie nucléaire est tellement dense (fissionner un gramme d'uranium 235 libère autant d'énergie que brûler une tonne de pétrole) que, rapporté à l'électricité produite, le nucléaire émet peu : de l'ordre de 10 grammes de CO2 par kWh électrique. Rappelons que la « fumée blanche » qui s'élève au-dessus des tours de refroidissement ne contient que de l'eau (c'est un petit nuage…), et que les émissions humaines de vapeur d'eau ne contribuent pas au changement climatique (https://jancovici.com/changement-climatique/gaz-a-effet-de-serre-et-cycle-du-carbone/quels-sont-les-gaz-a-effet-de-serre-quels-sont-leurs-contribution-a-leffet-de-serre/).

Ces émissions sont du même ordre que l'éolien, sauf que pour ce dernier il faudra aussi renforcer le réseau et stocker, ce qui va causer des émissions supplémentaires pour construire les STEP et les lignes électriques (ca ne change toutefois pas l'ordre de grandeur).

Par contre, le photovoltaïque est plutôt entre 50 et 100 grammes de CO2 par kWh électrique, parce que fondre du silicium de qualité électronique est très gourmand en électricité, laquelle, pour le moment, n'est pas fournie par d'autres panneaux solaires, mais par… les centrales à charbon chinoises !

Du coup, remplacer du nucléaire par du solaire photovoltaïque augmente les émissions de CO2, et ne les fait pas baisser. Certes, au tout début, les premières installations solaires ou éoliennes ne remplacent pas que du nucléaire : elles remplacent aussi un peu de charbon (il y en a en France) et un peu de gaz. Le « contenu carbone moyen » de ce qui est remplacé est alors un peu au dessus du « contenu carbone » du solaire.

Mais plus le pourcentage de solaire et d'éolien augmente, moins il reste de charbon et de gaz à éliminer. Assez vite, alors, le solaire et l'éolien supplémentaires vont remplacer essentiellement du nucléaire, sans aucun gain en CO2, voire avec une légère hausse dans le cas du solaire.

Plus d'emplois ?

Dernier avantage parfois évoqué dans cette histoire : développer l'emploi. Malheureusement, le bilan net de l'affaire est l'exact inverse de ce qu'il nous faudrait : le développement de l'éolien et du solaire en détruit !

La raison est toute simple : pour produire un MWh de nucléaire (un MWh = 1000 kWh), il faut importer environ 2 euros d'uranium. Avec du solaire ou de l'éolien, il faut importer environ 20 à 30 euros de composants par MWh (l'amortissement dans la durée des composants importés – le module pour le solaire, la nacelle pour l'éolien – coute environ 20 à 30 euros par MWh produit par ces moyens). En passant du nucléaire à l'éolien ou au solaire, on augmente donc les importations à consommation constante, et ce faisant on diminue le PIB, et donc, toutes choses égales par ailleurs, l'emploi.

C'est un peu comme à l'époque de l'essor de la grande distribution, où ses promoteurs faisaient remarquer que dans leurs magasins on créait de l'emploi : dans les hypers, c'était certain. En bilan net dans la distribution, c'était l'exact inverse !

Au bout du bout

Décarboner l'économie est une impérieuse et urgente nécessité. Mais la seule chose qui est certaine, c'est que ce que nous sommes en train de faire en France au système électrique ne peut en aucun cas se revendiquer de ce domaine d'action, ni même d'une quelconque analyse rationnelle des risques. Cette dernière commanderait plutôt d'arrêter demain matin de mettre le moindre euro supplémentaire dans l'éolien et le solaire, qui en France vont déjà nous couter près de 100 milliards « pour rien » avec les installations déjà en place, pour tout mettre dans la « vraie » décarbonation.

Ce qui doit recueillir notre financement, et d'urgence, c'est la rénovation du bâtiment, la modification des systèmes de transport, la baisse et la décarbonation des flux de transformation de matière (ce que l'on appelle « industrie » en général), la modification des systèmes agricoles, ou encore la création d'un enseignement et de règles économiques adaptés au monde en contraction que nous allons avoir, et non au monde infini dont nous rêvons (https://jancovici.com/recension-de-lectures/societes/rapport-du-club-de-rome-the-limits-of-growth-1972/) encore. Il n'y a pas vraiment le luxe de perdre notre temps et notre argent dans des illusions !

ARTICLES CONNEXES

2017-12-30

Vers quoi l'Allemagne transitionne-t-elle exactement ?

CHOIX DE SOCIÉTÉ (HTTPS://JANCOVICI.COM/CATEGORY/TRANSITION-ENERGETIQUE/CHOIX-DE-SOCIETE/)

RENOUVELABLES (HTTPS://JANCOVICI.COM/CATEGORY/TRANSITION-ENERGETIQUE/RENOUVELABLES/)

Publié le 6 novembre 2017
Dernière modification le 11 novembre 2017