18 novembre 2018

Peut-on parler simplement du prix des énergies intermittentes (solaire et éolien) et de leur capacité à éviter les émissions de CO_2 ?

Le piège des comparaisons des prix directs des divers moyens de production. Le coût de la tonne de CO_2 évitée est-il acceptable en France ?

Jean-Pierre Pervès

La production d'électricité mondiale contribue pour 40 % aux rejets de gaz carbonique dans l'atmosphère. Avec les transports, que les scénarios les plus sérieux envisagent d'électrifier, les émissions s'élèvent à 60 %. **C'est dire l'urgence du développement d'une électricité décarbonée dans le monde, toutes les technologies étant requises (EnR, nucléaire, stockage du CO_2), comme vient de l'affirmer le GIEC**[1] dans son rapport d'octobre 2018. La configuration est cependant très différente selon les pays et la France, avec un socle nucléaire et hydraulique puissant, bénéficie d'une électricité très peu carbonée (environ 93 %). Les deux tiers de ses émissions de CO_2 proviennent des deux secteurs du transport et du bâtiment.

La stratégie de la France pour lutter contre le changement climatique, dans des conditions économiques supportables, doit donc s'adresser prioritairement à ces deux secteurs, et s'adosser à son principal atout, une électricité décarbonée. Le meilleur équilibre économique et social doit être trouvé entre plusieurs moyens d'action pour réduire encore nos émissions : l'efficacité énergétique, la sobriété, les EnR thermiques, les EnR électriques, le nucléaire.

Mais un débat parcourt la société française : faut-il réduire rapidement le rôle du nucléaire pour lui substituer les EnR électriques, solaire, éolienne et biomasse (en sus de l'hydroélectricité) ? Or la Cour des comptes, dans son rapport d'avril 2018 relève que le soutien de l'état est massivement consacré aux EnR électriques (87 %) : « *Ainsi, compte tenu de son profil énergétique peu carboné, si la France avait voulu faire de sa politique en faveur des EnR un levier de lutte contre le réchauffement climatique, elle aurait dû concentrer prioritairement ses efforts sur le secteur des EnR thermiques qui se substituent principalement à des énergies fossiles émissives de CO_2 ».* C'est également notre diagnostic.

D'où trois questions, dans une perspective de réduction au meilleur coût pour la société française des émissions de CO_2 :

- Les subventions aux EnR intermittentes que sont en particulier l'éolien et le solaire sont-elles justifiées d'un point de vue strictement économique. Les annonces répétées de compétitivité de leurs productions sont-elles vérifiées ? Prennent-elles bien en compte leurs caractéristiques : des productions intermittentes et aléatoires ?
- Leurs impacts sur la réduction des émissions de CO_2 sont-ils significatifs et les coûts de la tonne de CO_2 évitée par l'éolien et le solaire sont-ils soutenables ?
- Les technologies futures retenues dans les prospectives 2035/2050 pour un stockage de masse de l'électricité pour compenser l'intermittence des production des EnR sont-elles assurées ?

Nous montrons que, sur ces questions, la réponse est sans appel : cette priorité donnée au soutien des EnR intermittentes, et l'objectif de réduction du nucléaire dans les 15 prochaines années, ne sont pas justifiables. Nous rejoignons le constat de la Cour des comptes : « *La place consacrée aux énergies renouvelables électriques dans la stratégie française répond à un autre objectif de politique énergétique, consistant à substituer les énergies renouvelables à l'énergie nucléaire* ». Il est urgent de modifier cet état de fait et de redonner à la lutte contre le changement climatique une vraie priorité.

[1] GIEC : Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

Les fondements d'un mix énergétique

Le choix d'un mix énergétique se doit de répondre à des principes fondamentaux :

- la sécurité d'approvisionnement: on l'oublie trop souvent parce que cela paraît acquis dans nos territoires, mais il s'agit de garantir l'accès de chacun, à tout moment, à l'énergie dont il a besoin. Il faut répondre, en permanence, à la demande (ceci n'empêche pas, bien entendu, l'efficacité et la sobriété énergétique) ;
- le coût de cette énergie : il s'agit du prix pour les clients domestiques, mais aussi pour les industriels dont l'énergie peut peser dans les prix de revient, et plus globalement du prix pour la société ;
- les caractéristiques environnementales des sources d'énergie retenues : les études scientifiques nous alertent régulièrement sur les enjeux du changement climatique, mais aussi sur la pollution atmosphérique, les pertes de biodiversité et la préservation de la ressources en eau par exemple ;
- l'indépendance énergétique : il s'agit de ne pas trop dépendre de ressources détenues par des pays tiers, même amis ;
- l'impact des différentes filières sur l'emploi ;
- l'acceptabilité des ouvrages.

C'est donc au crible de ces différents principes, dont la hiérarchie peut évoluer en fonction du contexte et des époques (même si les questions de sécurité d'approvisionnement et de coût sont de toutes façons essentielles) qu'il est utile d'examiner les choses.

Plus spécifiquement dans le domaine de l'électricité :

- Les énergies sollicitées contribuent-elles au réchauffement climatique (émissions de gaz carbonique CO_2) ?
- Sont-elles renouvelables ou durables ?
- Sont-elles pilotables ? Sinon quelles sources assurent le Back-up et à quel prix ?
- Dispose-t-on d'un stock d'électricité, ou d'une capacité d'effacement, pour assurer une réponse équilibrée à la demande à tout moment ?
- Quel est leur coût ? Ce coût doit bien sûr comprendre leur prix de vente sur le réseau, mais aussi, pour les EnR intermittentes, le soutien public sous toutes ses formes (financements directs, avantages fiscaux, prêts bonifiés), les moyens de secours à mobiliser en cas de pénurie de vent et de soleil, et l'extension des réseaux de transport de l'électricité résultant de leur plus ou moins grande dispersion.

On voit bien que, compte-tenu de l'obligation, d'ordre physique, d'ajuster en permanence la production électrique, à la minute près, pour qu'elle soit au niveau requis par les besoins des clients, avoir à sa disposition une énergie pilotable (ou un stock disponible instantanément) est essentiel.

Des coûts pour la collectivité : la dimension du problème

Selon le projet de loi de finances pour 2019, la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques) devrait au total rapporter 17 milliards d'euros de recettes à l'État l'an prochain (contre 13,3 milliards d'euros en 2018), soit l'équivalent de 1000 € par famille de 4 personnes. C'est la 4e ressource du budget de l'état après la TVA (130,3 milliards d'euros de recettes envisagées), l'impôt sur le revenu (70,5 milliards d'euros) et l'impôt sur les sociétés (31,5 milliards d'euros). **La hausse de la fiscalité énergétique en 2019 devrait globalement s'élever à 1,9 milliard d'euros pour les ménages et à près de 1 milliard d'euros pour les entreprises.**

Le projet prévoit par ailleurs près de 7,3 milliards d'euros[(2)] d'aides directes aux énergies renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, biogaz, etc.). La CRE pour sa part les évalue à

7,79 milliards d'euros, en croissance de 12 % par rapport à 2018, dont 5,31 milliards pour les seules EnR électriques (éolien et solaire : 3,85 milliards).

Il y a donc un grand écart entre la réalité du coût de l'énergie pour la nation, et les annonces multiples concernant la compétitivité des énergies renouvelables électriques.

Une production très aléatoire : pas de garantie de fourniture

Des périodes peu favorables (pas ou peu de vent et de soleil) conduisent à un appel à des centrales en réserve (le *back-up*). A titre d'exemple la situation du 12 au 18 juillet 2018, avec très peu de vent, était la suivante (source Eco2mix de RTE[2]).

- Les puissances disponibles en juillet étaient de 49 GW pour le nucléaire (14 GW étaient en arrêt pour maintenance et rechargement en prévision de l'hiver). Elles étaient de 14,2 et 8,2 GW respectivement pour l'éolien et le solaire, soit 22,4 GW au total ;
- Les productions ont été de 6,775 TWh pour le nucléaire et de 0,515 TWh pour les intermittentes (seulement 0.2 TWh pour l'éolien ou 8% de sa capacité théorique) ;
- L'intermittence est évidente quand on constate que, cette semaine-là, la puissance totale « éolienne + solaire » disponible a évolué de 0,18 à 5,8 GW sur 22,4 GW (Fig. 1), l'éolien ayant eu un minimum de 0,14 GW (0,98% de sa puissance installée) et le solaire un maximum de 5,79 GW (70,6% de sa puissance installée, ce qui est exceptionnel) ;
- L'hydraulique a été largement sollicitée pour le suivi de charge, malgré une hydraulicité faible : elle a livré au réseau 1,17 TWh avec une puissance qui a évolué de 4,7 à 10,5 GW[3] ;
- Le nucléaire a également assuré son rôle de suivi de charge avec une variation de puissance équivalente, de 5 ,5 GW, soit de 79 à 89% de la puissance opérationnelle. Pour leurs parts le charbon a modulé de 0,3 à 1,6 GW et le gaz de 0,8 à 3,6 GW) ;
- Malgré ce rôle de suivi de charge (adaptation à la demande), non assuré par les énergies intermittentes, **le nucléaire a produit pour chaque GW opérationnel 6 fois plus d'électricité que ces dernières lors de cette semaine du 12 au 18 juillet 2018**.

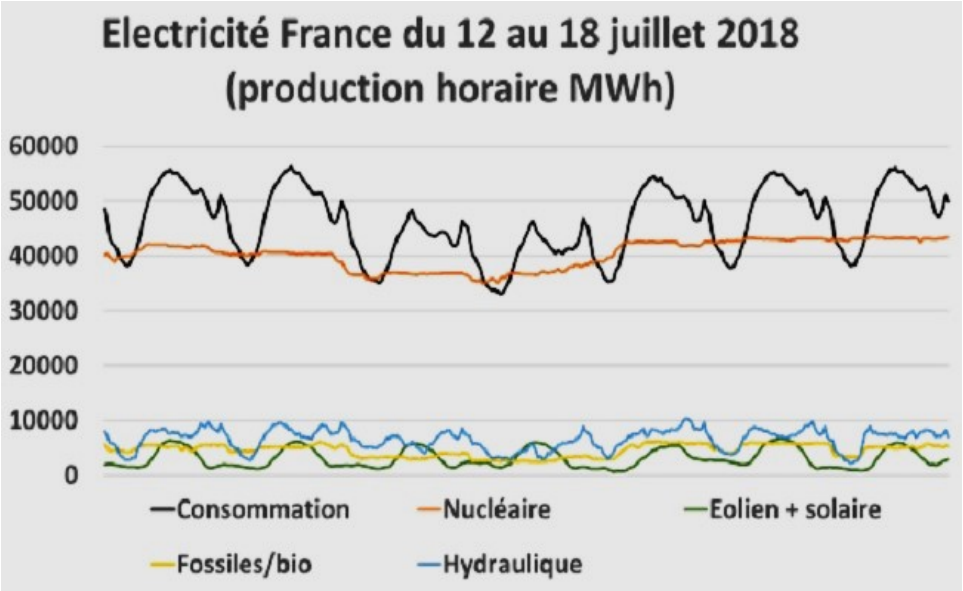


Fig. 1 : Evolution de la production horaire en France du 12 au 18 juillet, au pas de 30 minutes. L'éolien a évolué de 0,8 à 13,8 % de la puissance installée et le solaire a atteint un maximum de 70 % de la puissance installée (source Eco2mix de RTE)

[2] https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix
[3] Le réseau a également alimenté les Stations de transfert d'énergie par pompage au niveau 73 GWh (variations horaires de 0 à 2,6 GW)

On constate que, pendant près de la moitié du temps, la production intermittente était insignifiante (de 0,3 à 3% de la puissance installée). Une puissance équivalente de back-up était donc nécessaire.

Dans le même temps le foisonnement des productions éoliennes européennes a-t-il été efficace ? Comme fréquemment, l'Europe se trouvait dans une bulle climatique assez globale (qu'il s'agisse de situations cycloniques ou anticycloniques). La puissance éolienne n'a évolué qu'entre 6 et 15% de la puissance installée (Fig. 2), qui était de 150 GW dans les 15 pays analysés[4]. La puissance moyenne pendant cette période a été de 11,8% de la puissance installée, inférieure de 10% environ à la puissance moyenne constatée habituellement en cette saison (source ENTSO-E).

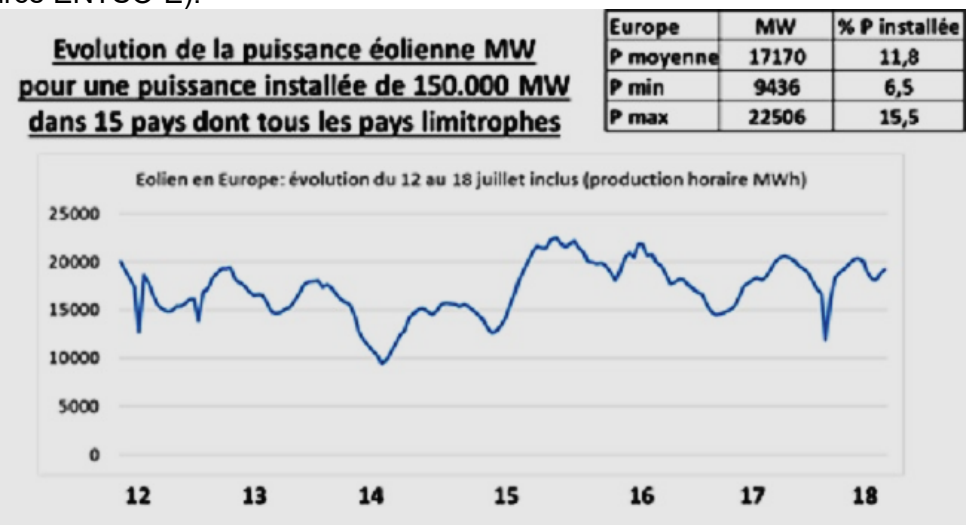


Fig. 2 : Evolution de la production horaire de l'éolien en Europe du 12 au 18 juillet

Les productions solaires ont été globalement simultanées, avec très peu de foisonnement (un ou deux fuseaux horaires). Cette situation a perduré pendant près de deux mois cet été. **Il n'y avait donc quasiment pas de foisonnement sur 15 pays.**

On peut constater également la similitude des productions éolienne et solaire en France et en Allemagne durant cette même semaine du 12 au 18 juillet.

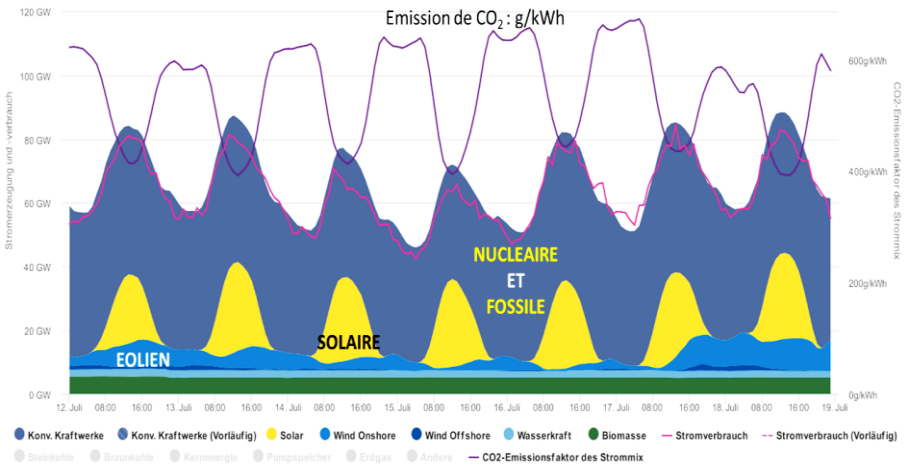


Fig. 3 : Evolution de la puissance électrique délivrée en Allemagne pendant la semaine du 12 au 19 juillet 2018.L'éolien a évolué de 0,8 à 13,8 % de la puissance installée et le solaire a atteint un

[4] Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, UK, Slovénie, Suisse, Tchéquie.

maximum de 62 % de la puissance installée. On constate une remarquable similitude avec l'évolution en France (fig.1). Les productions n'ont donc pas été complémentaires.

Comment faire face et garantir la qualité de fourniture d'électricité ?

La conclusion est claire **: on ne peut substituer avec le mix actuel le parc intermittent à un parc pilotable.** Des pénuries de vent de même ampleur sont régulièrement constatées en hiver en cas de haute pression atmosphérique, à une période où la production solaire quotidienne est 4 fois inférieure à celle de l'été en France**.**

L'expérience allemande *est précieuse en la matière puisque,* ***avec un besoin maximal de puissance voisin de 84 GW en hiver, leur mix mobilise 210 GW de puissance installée fin 2017*** [5]*, ce qui représente un surinvestissement considérable :*

- *Centrales thermiques à flamme 87 GW et centrales nucléaires 10,8 GW, soit 97,8 GW pilotables, auxquels s'ajoutent les contributions de la biomasse (7,8 GW) et partiellement de l'hydraulique (5,6 GW). La puissance pilotable, supérieure à la puissance maximale appelée pour disposer d'une réserve de sécurité*[6]*, est restée au même niveau depuis 2000 (elle était de 105 GW auxquels s´ajoutaient 0,5 GW de biomasse et une part des 4,7 GW de l´hydraulique) ;*
- *De 2010 à 2017 la puissance installée « Éolien + Solaire » a crû de 44,7 GW à 99 GW. Son apport d'énergie est passé de 50,6 à 146,5 TWh par an*[7] *, soit un apport supplémentaire de 96 TWh.* ***Cet apport a compensé essentiellement la baisse du nucléaire, de 140,6 à 76,3 TWh, soit une baisse de 64 TWh, avec un gain CO_2 nul****. La production à base de charbon/lignite a diminué de 23 TWh, de 9 % seulement. Le nucléaire a produit 4,8 fois plus d'électricité par GW de puissance installée en 2017 que l'ensemble » éolien + solaire »*[8]*.*
- *Le prix de l'électricité pour les familles a augmenté dans le même temps de 30%, et il est aujourd'hui supérieur de 65% à celui en France.*

La situation française concernant la puissance pilotable est déjà moins sécurisante avec seulement 82 GW nucléaire et fossiles (dont 3 GW de charbon qui seront arrêtées en 2022), 2 GW de biomasse, et une dizaine de GW hydraulique[9], pour un appel de puissance maximal supérieur à 90 GW en hiver (maximum historique 102 GW). **Les arrêts annoncés du nucléaire en Allemagne d'ici 2022 (9,5 GW), en Belgique en 2025 (6 GW) et en Suisse en 2035 (3GW), associés à l'objectif de réduction de la part du nucléaire en France d'ici 2035 (de 75 à 50 %), devraient considérablement fragiliser l'ouest européen.** Une situation qui préoccupe désormais la Commission européenne ainsi que le Réseau européen des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E).

Quel prix complet attribuer aux énergies renouvelables intermittentes ?

On ne peut raisonner en supposant que les nouveaux investissements renouvelables se substitueront à des investissements antérieurs, qui seraient arrêtés sur décision publique sans

---

[5] https://www.bdew.de/media/documents/20180427_Fakten-Argumente-Kraftwerkspark-Deutschland.pdf

[6] Il faut en effet tenir compte d'arrêts programmés pour maintenance et rénovations, et d'arrêts non programmés (pannes et incidents divers).

[7] https://www.ag-energiebilanzen.de/ . On note de plus que la productivité moyenne, malgré le développement de l'éolien offshore et des progrès technologiques, a plutôt régressé, les meilleurs sites ayant été développés en priorité.

[8] Le nucléaire a produit 76,3 TWh en 2017 avec 10,8 GW de puissance installée, l'éolien 105,6 TWh pour 55,7 GW et le solaire 39,4 TWh pour 43,3 GW. Les productivités relatives de ces sources ont été de 80,6 %, 21,6 % et 10 %.

[9] La puissance installée hydraulique est de 25,5 GW. Sont relativement pilotables, selon l'hydraulicité, 10,2 GW de centrales de « lac » et 4 GW de centrales de type « éclusée ».

compensations financières, avec des dépenses d'investissement et d'exploitation (CAPEX et OPEX) claires et simples.

L'analyse est beaucoup plus complexe. Le développement des énergies intermittentes pèse sur le prix total de l'électricité et ne peut être isolé. **Ce sont des investissements qui s'ajoutent aujourd'hui largement aux investissements pilotables (comme le démontre l'exemple de l'Allemagne),** et auxquels s'ajouteront plus tard les investissements nécessaires au stockage de l'électricité (quand il sera disponible) et aux effacements. De plus ils nécessitent un renforcement du réseau électrique (qui doit être conçu pour la puissance renouvelable maximale, même si le facteur de charge moyen des sources intermittentes n'est que de 15 ou 20 %). **Le prix complet des EnR intermittentes devrait inclure** :

- Le prix direct de vente (incluant les aides et avantages divers) ;
- L'effet d'une moindre production des installations pilotables compte tenu de la distorsion des règles du marché que constitue l'obligation d'achat de l'électricité intermittente. Il s'ensuit une augmentation de leurs coûts unitaires de production. Pour certaines installations (gaz en particulier), l'impact est tel qu'un « mécanisme de capacité », lui-même coûteux, a dû être mis en place pour conserver des moyens de production de secours et éviter des mises à l'arrêt mettant en péril l'équilibre des réseaux en France et en Europe ;
- L'impact de la dispersion des productions conduisant à une extension des réseaux[10] :
  - d'abord celui de la haute tension de RTE pour l'éolien (environ un milliard par an)[11] ;
  - mais aussi du réseau moyenne tension de ENEDIS, qui doit remonter une part importante de la production intermittente vers le réseau haute tension de RTE. ENEDIS doit donc modifier son organisation, d'une architecture arborescente vers une architecture maillée (environ 1 à 1,5 milliard par an).

Seule donc une modélisation[12] complète permettrait d'estimer précisément ce que sera le prix, pour le client industriel ou familial, du développement massif des énergies renouvelables intermittentes.

« Pour évaluer le coût de l'éolien et du photovoltaïque, calculer l'ensemble des dépenses du système de production et de stockage » [13].

Henri Prévôt : *« On ne calcule pas les « coût de l'éolien » en comparant le prix de reprise*[14] *au prix moyen sur le marché de l'électricité. On ne compare pas non plus le prix de reprise au coût de production du nucléaire. On calcule les dépenses de production et éventuellement de stockage du système électrique selon qu'il y a plus ou moins d'éoliennes. Si l'on se contente de comparer les coûts de production de chaque moyen, le nucléaire neuf est plus coûteux que les éoliennes,* a fortiori *plus coûteux que le photovoltaïque au sol, alors que les dépenses avec plus de PV ou d'éoliennes sont supérieures à ce qu'elles sont avec moins de PV ou d'éoliennes ».*

Au-delà de cette approche globale on peut aussi se poser la question de **la pertinence de la politique de développement de l'autoconsommation**, basée essentiellement sur le solaire photovoltaïque sur toitures (résidentiel, toits agricoles, industriels et commerciaux). Comme le montre la figure 4 ci-dessous il est beaucoup plus coûteux que le solaire au sol en grandes

[10] Les chiffres donnés ci-dessous sont indicatifs car aussi bien RTE que ENEDIS n'ont pas souhaité différencier ces investissements des investissements courants.
[11] Par exemple de nombreuses liaisons transfrontalières sont proposées ou en cours de réalisation : France/Italie 1850 MW (1400 M€), France/Angleterre 1000 MW (740 M€), 1400 MW (non RTE) et 1000 MW (580 M€), France/Irlande 700 MW (700 M€), France/Espagne 2200 MW (1550 à 1950 M€).
[12] Seul EDF en France dispose d'une modélisation complète, intégrant les échanges transfrontaliers avec le pas de temps requis et un historique complet.
[13] https://www.hprevot.fr/calcul-parc-prod-electr.html
[14] Le prix de reprise est celui fixé par l'état pour les petites installations, ou celui résultant du complément de rénumération dans les conditions du marché.

installations, et le restera. Par ricochet, il alourdira le prix d'utilisation du réseau par les autres consommateurs, la contribution au coût d'exploitation du réseau étant calculée aujourd'hui en fonction de la consommation et non de la puissance appelée par l'auto-consommateur (en particulier l'hiver quand il n'y a ni vent ni soleil).

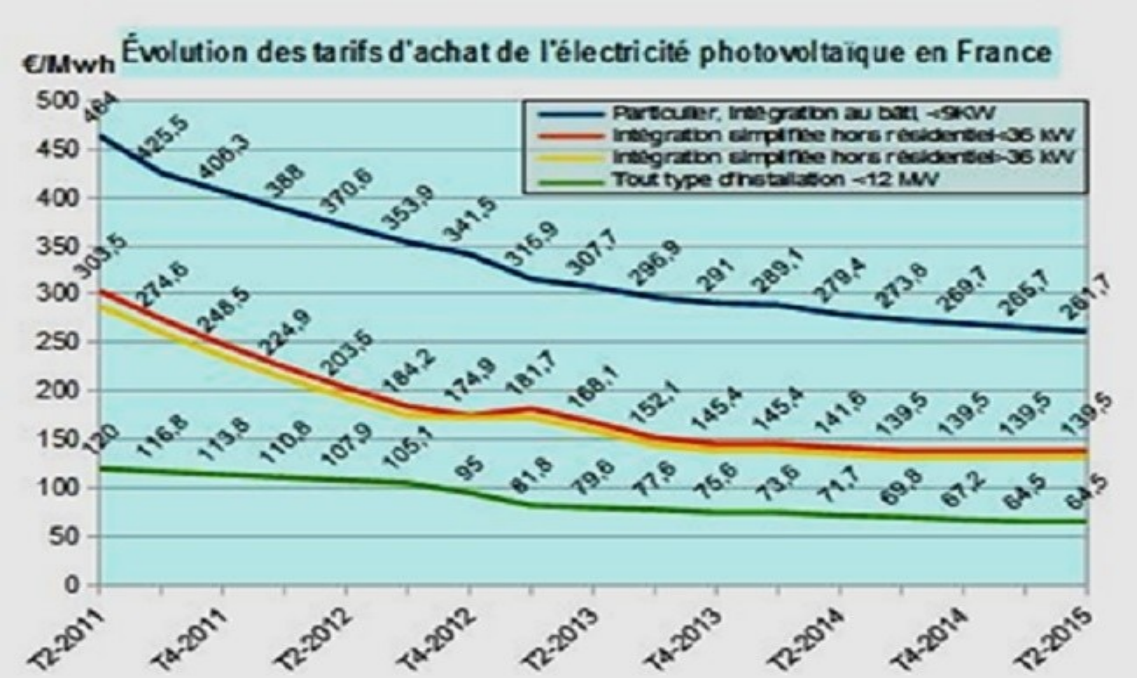


Fig. 4 : Evolution des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque en France de 2011 à 2015(CRE). Fin 2018 les tarifs sont respectivement de 158 à 186 €/MWh et de 112 à 120 €/MWh pour les installations intégrées ou non intégrées au bâti. Pour les installations au sol le dernier appel d'offre, sur 16 projets, a donné un prix moyen de 55 €/MWh. Les dernières grandes installations sur toitures (agricoles et commerciales) ont offert un prix moyen de 77 €/MWh

Où sera la justice sociale et que deviendra la péréquation tarifaire, qui permet à tout Français de payer à son fournisseur son électricité au même tarif ? Pourquoi une facturation à la puissance appelée n'est-elle pas mise en place quand on sait qu'en hiver ces auto-consommateurs (pseudo ?) feront appel massivement au réseau. Un problème soulevé à juste titre par la CRE dans ses délibérations. « *L'autoconsommation ne doit pas être une victoire de l'entre soi, de la peur de l'autre et du refus de l'avenir » énonce Jean-François Carenco*[15]*, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), soucieux du financement du réseau et de la péréquation sur fond de solidarité nationale »*. La CRE a émis en octobre 2018 un avis défavorable sur le dernier appel d'offre sur l'autoconsommation pour des rentabilités excessives et un défaut de concurrence manifeste.

Quel impact sur les émissions de CO_2 évitées ? Quel coût pour la nation

Pour juger des conséquences financières du développement de l'éolien et du solaire en France, une autre approche possible est d'évaluer l'efficacité de leur contribution à la politique de réduction des émissions de CO_2. La Cour des comptes, dans son rapport d'avril 2018[16], observe que l'électricité renouvelable (éolien, solaire et, à un niveau faible, biomasse) a capté 87% des soutiens publics, les énergies renouvelables thermiques (pompes à chaleur, géothermie, biomasse, biocarburants) devant se contenter de 13 % de ces subventions, soit 6,7 fois moins.

[15] Intervention de Jean-François Carenco, président de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en ouverture de la conférence sur l'autoconsommation solaire le 12 septembre 2017 au palais d'Iena à Paris.

[16] https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf

Ces subventions ont-elles été justifiées ? Un examen des productions supplémentaires apportées en 2017 par rapport à 2005 par les EnR[17], soit 6,04 % de notre consommation, montre qu'elles proviennent pour 4,5% des EnR thermiques et seulement 1,5% des EnR électriques, soit 3 fois moins.

Contribution biocarburants	1,14
Contribution pompes à chaleur	1,30
Contribution solaire thermique	0,05
Contribution biogaz	0,35
Contribution bois énergie	1,68
Contribution photovoltaïque	0,38
Contribution éolien	1,15
Total (% de la consommation finale)	6,04

Energie supplémentaire apportée par les EnR, exprimée en % de la production française d'énergie finale, en 2017 par rapport à 2005

Globalement une même quantité d'énergie délivrée par les EnR électriques a bénéficié de 20 fois plus de subventions que celle délivrée par les EnR thermiques. Or ces dernières se substituent essentiellement à des énergies carbonées[18], et évitent le rejet d'une vingtaine de Mteq.CO_2. Elles sont de plus en général pilotables, avec peu de besoin de back-up.

Les émissions de CO_2 du secteur électrique de 2006 à 2016 ont diminué de 47 à 34 Mteq.CO_2. Cette baisse de 13 Mteq.CO_2 résulte[17] :

- Pour une part de la réduction de l'appel aux énergies fossiles et du basculement du charbon (- 3,6 Mtep) et du fioul (- 1,2 Mtep) vers le gaz (+ 3,3 Mtep), soit une réduction de 7 Mteq.CO_2, 54% du total.
- Pour une autre part, soit 6 Mteq.CO_2 :
  - Du biogaz et des déchets renouvelables pour 20% ;
  - De l'éolien et du solaire pour 80%, soit environ 5 Mteq.CO_2.

Deux conséquences :

- Parce qu'elles se substituent majoritairement à des énergies fortement carbonées **les EnR thermiques, sont environ 26[19] fois plus efficaces, par euro subventionné, du point de vue rejets de CO_2, que l'ensemble « éolien + solaire » dans notre mix énergétique !!!** Est-ce raisonnable de tant privilégier les EnR électriques par rapport aux EnR thermiques, alors que notre électricité est très décarbonée ?
- **Le parc « éolien + solaire » déjà opérationnel et autorisé en 2017 coûtera en subventions, d'après la Cour des comptes, environ 126 milliards**[20]. A mix énergétique

[17] http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/document..

[18] En effet les EnR thermiques (biomasse solide, biogaz, biocarburants, …) se substituent directement à des énergies fossiles (fioul, gaz, essence) avec des rendements sensiblement équivalents à ceux des énergies fossiles, ou récupèrent directement sur l'environnement de l'énergie (solaire thermique, pompes à chaleur, géothermie).

[19] 87 % de subventions pour 5 Mteq.CO_2 d'une part, et 13 % pour 20 Mteq.CO_2 d'autre part soit un facteur 26,8

[20] La Cour des comptes a évalué ce coût à 141 milliards, dont nous avons soustrait la baisse de 15 milliards des projets offshore qui aurait été obtenue lors de la renégociation des contrats en 2018.

2017 constant et pour une durée de vie de 30 ans, les émissions évitées s'élèveraient à environ 150 Mteq.CO_2, d'où un prix de la tonne évitée proche de 900 €[21].

Un niveau acceptable du prix de la tonne évitée de gaz carbonique[22] par l'électricité intermittente (100 et même 150 € la tonne ?) restera largement hors de portée dans un pays comme le nôtre, bénéficiant déjà d'une électricité très peu carbonée, si on tient compte de leur impact réel sur le prix de l'électricité.

Quelle technologie permettrait de substituer un stockage au nucléaire ?

Le seul stockage d'électricité de masse disponible aujourd'hui dans le monde est hydraulique, essentiellement sous forme de Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP). Les réserves des barrages sont aussi considérées comme un stockage, mais elles ont prioritairement un rôle saisonnier, et n'ont pas l'avantage essentiel des STEP, qui sont des stockages réversibles et pilotables dans les 2 sens.

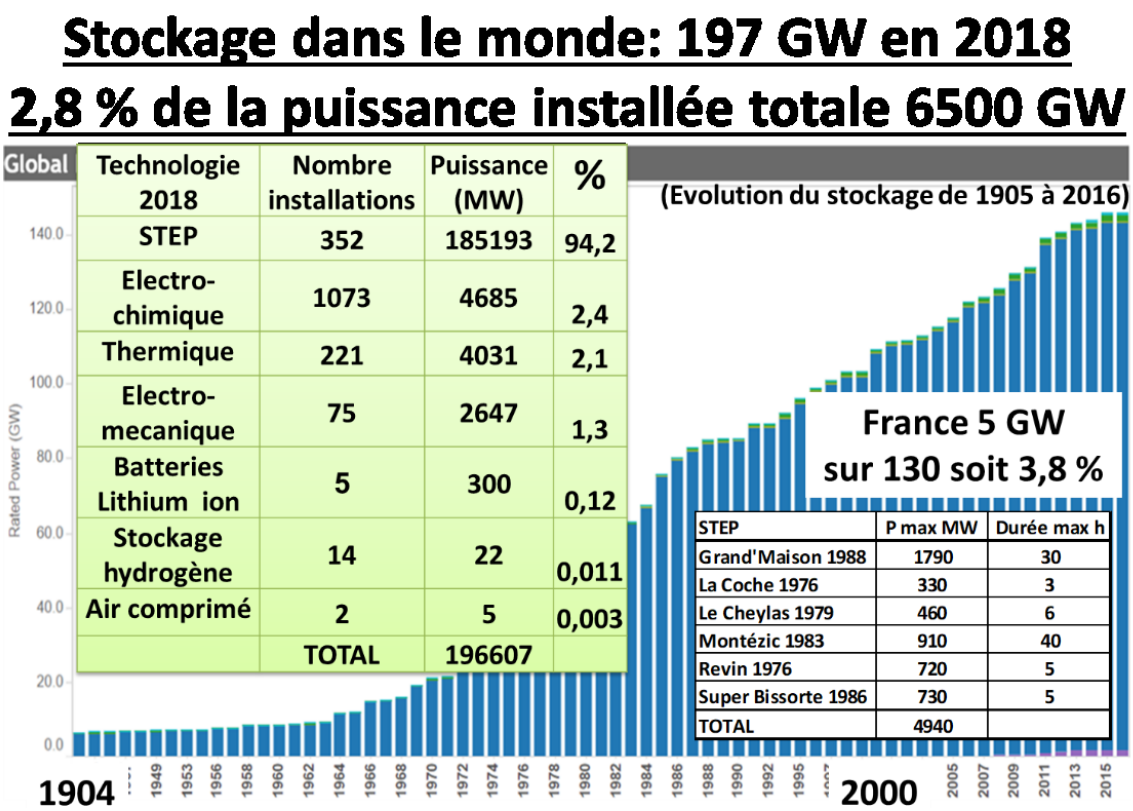
Comme le montre la figure 5 les STEP représentaient 94 % du stockage mondial en 2018, l'essentiel du reliquat, soit 5 % provenant de stockages électrochimiques, thermiques et électromécaniques.

Le stockage hydraulique est bien implanté en France et est déjà utilisé pour compenser les variations de consommation quotidiennes et hebdomadaires. Les lacs de barrage contribuent au suivi saisonnier. Les STEP datent toutes d'il y a plus de 40 ans. La PPE 2018/2023 propose le développement de 2 GW supplémentaires entre 2025 et 2030[23].

[21] Ce chiffre est à comparer à la taxe carbone en France, qui est de 44,6 €/tonne CO_2 en 2018. Il est clair que si, pour assurer le suivi de charge de l'éolien et du solaire, on faisait appel plus systématiquement à une minimisation de l'appel aux centrales à charbon et à gaz, en sollicitant moins à la baisse le nucléaire et l'hydraulique, on pourrait améliorer ce résultat, mais seulement à la marge.

[22] En novembre 2018 la tonne de pétrole vaut environ 400 €. La combustion d'une tonne de pétrole produit environ 3,2 tonnes de CO_2. Dépenser 125 € pour éviter l'émission d'une tonne de CO_2 coutera autant que le coût du pétrole brut.

[23] La construction de barrages, comme de STEPs, est bridée par des considérations écologiques (consommation d'eau, débits réservés, biodiversité, zones humides), alors qu'ils produisent une électricité renouvelable.



Technologie 2018	Nombre installations	Puissance (MW)	%
STEP	352	185193	94,2
Electro-chimique	1073	4685	2,4
Thermique	221	4031	2,1
Electro-mecanique	75	2647	1,3
Batteries Lithium ion	5	300	0,12
Stockage hydrogène	14	22	0,011
Air comprimé	2	5	0,003
	TOTAL	196607	

STEP	P max MW	Durée max h
Grand'Maison 1988	1790	30
La Coche 1976	330	3
Le Cheylas 1979	460	6
Montézic 1983	910	40
Revin 1976	720	5
Super Bissorte 1986	730	5
TOTAL	4940	

Fig. 5 : Capacité mondiales de stockage d'électricité dans le monde en MW et nombre d'installations, et de STEP en France en 2018

Leurs apports restent cependant limités quand on les compare aux besoins journaliers, de 2.000 GWh par jour en hiver et de 1.000 GWh en été en France :

- le fonctionnement à pleine puissance de tous les barrages en France (10,2 GW), hypothétique, ne pourrait produire que 1.714 GWh en une semaine, mais réduirait d'autant le potentiel de suivi des variations journalières et saisonnières,
- tandis que l'eau stockée dans les STEP ne représente que 100 GWh. D'où leur utilisation essentiellement en période de pointe du matin et du soir,
- deux STEP, Grand'Maison et Montézic représentent à elles seules 90 % du total.

A titre d'exemple supposons 86 GW éolien et solaire en 2035, comme proposé dans certains scénarios[24]. En hiver un épisode d'une dizaine de jours de vents calmes, avec un temps couvert, relativement fréquente, se traduirait par un déficit de puissance d'une dizaine de GW en moyenne. Déterminer le besoin de stockage nécessaire pour compenser cette pénurie demande un examen complexe de la souplesse globale de notre mix et de la situation dans les pays voisins.

En première approche, dans la mesure où la souplesse du mix (essentiellement l'hydraulique et les centrales fossiles) pourrait assurer l'essentiel du complément de back-up, ce qui est optimiste en cas de grand froid, une capacité de stockage de 2 GW seulement sur une semaine pourrait être suffisante, soit 336 GWh stockés.

La batterie Li-ion installée par Tesla en Australie occidentale, très médiatisée, avec une puissance de 0.1 GW, n'offre que 0,13 GWh de stockage et a coûté 25,8 millions $ ou 22,2 millions €.

[24] RTE : le scénario Volt propose 86 GW et le scénario Ampère 100 GW

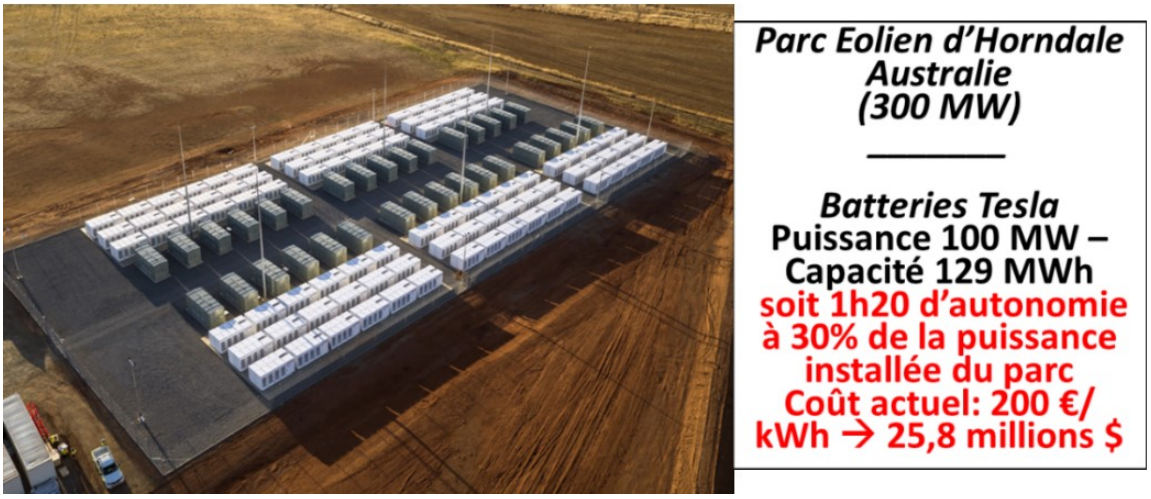


Fig. 6 : Stockage d'électricité avec des batteries Li-ion de Tesla (2017)

Il en faudrait 2580, soit un investissement de 28 milliards € en supposant une baisse d'un facteur 2 de l'investissement par kWh. Un investissement considérable pour une puissance crête de 2GW seulement et une production annuelle faible et très épisodique.

Les batteries Li-ion actuelles ou équivalentes peuvent avoir un usage pour l'accompagnement des sources intermittentes, par exemple pour un stockage « rapide » pour assurer la réserve de fréquence ou pour atténuer des variations de puissance brutales, de quelques minutes à quelques dizaines de minutes. Un stockage plus massif serait trop couteux : un parc éolien de 12 MW représente un investissement de 14 millions €. Stocker 10 h de production seulement avec des batteries Li-ion, soit 120 MWh, en supposant une diminution d'un facteur 2 de l'investissement par rapport à l'installation TESLA, doublerait l'investissement global du parc éolien. Ce n'est aujourd'hui envisageable que pour des réseaux isolés, avec des coûts de production élevés (centrales à fiouls).

Quant aux voies hydrogène et méthanation, prometteuses en théorie, leurs efficacités globales restent à démontrer et leurs prix et leurs impacts sont encore très mal évalués[25]. Le déploiement à marche forcée des énergies intermittentes dans certains pays, exigerait un développement considérable de ces technologies, comme présenté à la figure 7.

[25] Une question importante, car elle va avoir un impact majeur sur le niveau d'investissement, est celle du rendement global du système énergétique. Une STEP a un rendement voisin de 80 %. L'ensemble hydrolyse de l'eau (rendement 50 à 70 %) + compression/stockage + pile à combustible (rendement 50 % ?) affiche un rendement voisin de 25 à 35 % dans la littérature, mais à petite échelle. Si on prend également en compte la productivité de l'ensemble « éolien + solaire » en France, 20 % environ, il faudrait, via un stockage d'hydrogène, 13 GW de puissance installée intermittente pour produire autant d'électricité qu'un GW nucléaire ou fossile en base.

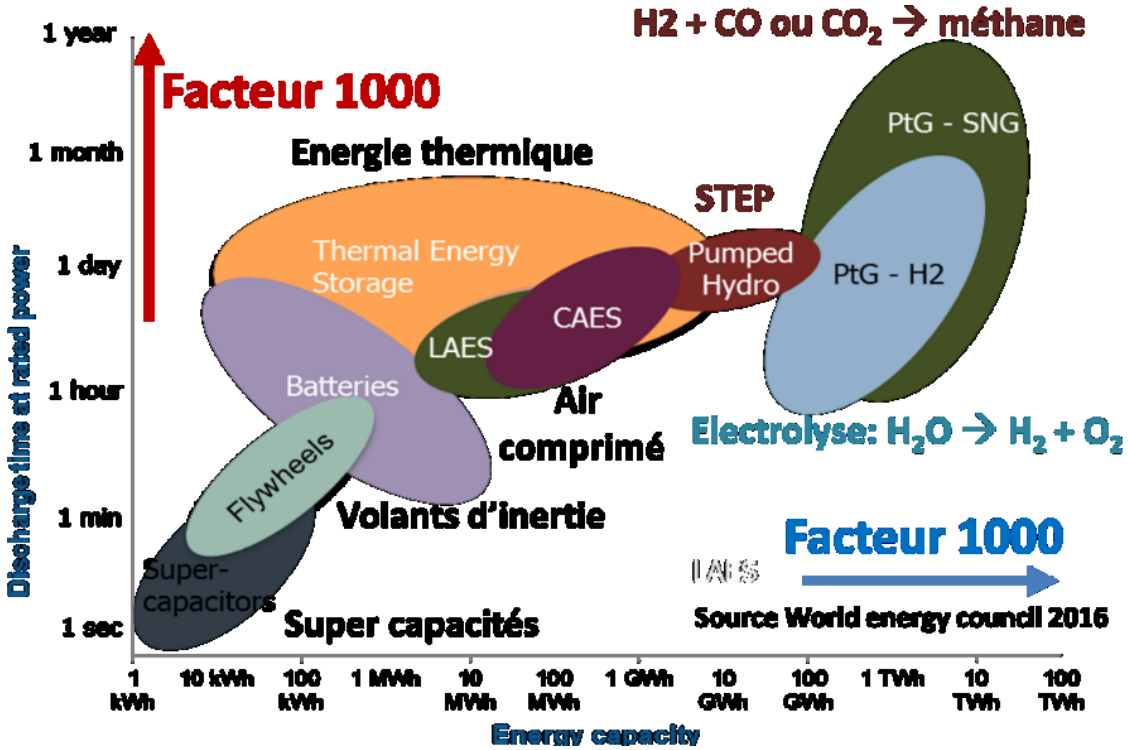


Fig. 7 : Performances des moyens de stockage de l'électricité actuels ou envisagés. En abscisse la quantité d'énergie stockable (de 1kWh à 100 TWh), et en ordonnée la durée de décharge à puissance nominale (de 1 seconde à 1 année). Les échelles sont logarithmiques : les flèches bleue et rouge représentent respectivement un facteur 1000 sur la capacité de stockage d'énergie d'une part, et de temps de décharge du stockage à puissance nominale d'autre part.

Si les STEP sont déjà matures et largement développées, les voies hydrogène, présentées comme les plus prometteuses, n'en sont qu'à des démonstrations à petite échelle, sans encore d'évaluations économiques crédibles. On ne peut espérer leur déploiement massif à moyen terme (15/20 ans).

Conclusion

La *parité client de l'électricité intermittente,* celle qui n'entraine pas de surcoût pour les clients, sera atteinte quand des fournisseurs, comme EDF ou ses concurrents, achèteront la production des énergies renouvelables sans y être contraints, ni par des obligations d'achat (les EnR bénéficient de fait d'un coût marginal faible), ni à des prix imposés, ni même par des « compléments de rémunération » par rapport au marché. Eolien et solaire devraient de plus contribuer à leurs niveaux à l'équilibre du réseau. Ce n'est pas encore le cas en France, les contrats actuellement signés portant jusqu'en 2038.

Le déploiement en France continentale de centrales éoliennes et solaires, technologies déjà matures, essentiellement importées, devraient obéir aux conditions du marché. Une vraie compétitivité des énergies intermittentes électrogènes dépendra alors de véritables progrès sur un stockage d'électricité de masse, encore largement hors de portée, techniquement comme économiquement.

Les apports de l'électricité renouvelable intermittente pour réduire les émissions de gaz à effet de serre resteront marginaux dans des mix électriques peu carbonés, comme en France, voire négatifs si le back-up devait basculer de productions non carbonées comme le nucléaire vers des centrales à gaz. Il est clair que cette observation ne s'applique pas à des pays (ou territoires isolés) dont l'électricité est majoritairement d'origine fossile.

Le coût de la tonne de CO_2 évitée en France par les énergies intermittentes électriques restera élevé, très supérieur à celui qu'on peut attendre des EnR thermiques, des procédés

les plus efficaces d'isolation, du remplacement des chaudières fioul et gaz par des pompes à chaleur.

Un échec dans le développement, raisonnablement compétitif, d'un « système » éolien/solaire s'appuyant sur un stockage de masse rendrait nécessaire, au niveau de la planète, le recours à des centrales à combustibles fossiles, avec récupération du gaz carbonique pour un stockage géologique de celui-ci (ce que dit le GIEC dans son dernier rapport).

Ceci ne fait que renforcer, pour la France, l'intérêt de prolonger le parc nucléaire[26], aussi longtemps qu'il sera jugé sûr par l'Autorité de sûreté[27], et de préparer son renouvellement. Le développement du solaire et de l'éolien, nécessaire dans les zones non connectées (essentiellement des iles éloignées du continent)[28], ne devrait répondre en France continentale qu'à des besoins supplémentaires liés à la croissance de l'appel à l'électricité, dans les transports et le bâtiment en particulier.

La modification de l'équilibre du mix électrique dans notre pays ne devrait pas être une priorité, mais résulter, au rythme utile, de l'évolution des parcs nucléaire et fossile au fur et à mesure de leurs obsolescences et du développement de technologies plus compétitives et efficaces.

[26] Il est incompréhensible de voir le gouvernement s'obstiner à arrêter la centrale de Fessenheim alors même qu'elle à un rôle important dans l'équilibre du réseau du Grand Est, qu'elle a été présentée par la Président de l'ASN en octobre 2018 comme la plus sûre de sa génération, et qu'elle pourrait éviter pour 10 ou 20 ans de plus l'émission de 5 à 6 millions de tonnes de CO_2 par an.

[27] La durée d'exploitation de centrales du même type que les nôtres est déjà portée à 60 ans aux USA (et peut-être 80 ans) mais également au-delà de 50 ans dans des pays comme la Suède, les Pays-Bas, la Suisse et bientôt le Japon. Ce dernier, malgré l'accident de Fukushima a déjà autorisé le redémarrage de 12 réacteurs.

[28] Délibération de la CRE sur le stockage d'électricité dans les zones non interconnectées : https://www.cre.fr/Documents/Presse/Communiques-de-presse/Le-stockage-centralise-d-electricite-dans-les-ZNI-une-solution-forte-pour-diminuer-les-couts-de-production