

REUSSIR LA TRANSITION ÉLECTRIQUE

Voies et moyens, difficultés et obstacles d'une transformation du système électrique



Jacques Rigaudiat

Paris, vendredi 25 février 2022

PRÉAMBULE

Cette note est le résultat, non prémédité, de demandes successives qui m'ont été adressées par certains de mes amis ; ils savaient que j'avais eu à traiter professionnellement de la transition énergétique et souhaitaient que je leur fournisse mon analyse du scénario négaWatt. De tous les scénarios existants de transition écologique appliquée à l'énergie électrique, le scénario négaWatt est, en effet, le plus connu et le plus populaire –au sens de diffusé et dont les résultats, réaffirmés au fil du temps depuis la première publication, ont été appropriés par le public qui s'intéresse d'un peu près à ces sujets-.

Cette tâche accomplie, leur demande s'étendit alors, d'abord aux scénarios de l'ADEME, qui s'inscrivent eux aussi dans une continuité certaine depuis la première publication de « *Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050* » en 2014 ; ensuite, au travail d'optimisation conduit au Cired, dont les résultats venaient alors d'être publiés, et auquel une tribune de ses auteurs dans un grand quotidien du soir était venue donner une certaine visibilité. Tel est donc mon point de départ : l'analyse de trois regards différents et experts posés sur la transition électrique.

Il m'est toutefois vite apparu qu'au-delà de cette analyse détaillée, il restait à donner une vision synthétique des problèmes ainsi mis au jour et, donc, des difficultés pratiques qui seront rencontrées par la transition écologique appliquée à la production d'électricité. Cette note est le résultat de cette mise en perspective. Je remercie l'Institut F. Mitterrand d'accueillir cette réflexion.

Les récentes, - et à ce jour (fin-février 2022) encore très incomplètes -, publications des données des nouveaux scénarios négaWatt, ADEME, RTE comme celle d'un rapport de la Cour des comptes sur les coûts du système électrique, m'ont conduit à actualiser mon travail en y incorporant certaines des informations nouvelles ainsi apportées.

SOMMAIRE

Introduction

1/ Le point de départ : transformer quoi ?

1.1. La place de l'électricité.

1.2. Le mix électrique français et celui des autres.

1.3. Le coût de l'électricité.

2/ Les EnR et les autres : questions pour la transition.

2.1. Les coûts de production.

2.1.1. Éléments de cadrage.

2.1.2. Des EnR désormais compétitives et concurrentielles.

2.2. La question du facteur de charge.

2.2.1. Les EnR, des sources à faible facteur de charge.

2.2.2. Le déclassement du facteur de charge des sources autres que les EnR : le « merit order ».

2.3. Les EnR, des sources décentralisées : repenser les réseaux.

2.3.1. Décentralisation des sources et inversion de la logique des réseaux.

2.3.2. Des sources sans inertie : assurer la stabilité de fréquence.

2.4. Des énergies intermittentes, variables et subies : la nécessité de flexibilités nouvelles.

2.4.1. Le foisonnement : nécessaire, mais insuffisant.

2.4.2. Optimiser le mix d'EnR.

2.4.3. L'urgence de nouvelles flexibilités.

3/ Les adaptations nécessaires : les moyens de la transition.

3.1. Les flexibilités.

3.1.1. Les stockages.



3.1.2. Le « power-to-gas » (P2G) : hydrolyse et méthanation, l'avenir est dans l'hydrogène et le méthane ?

3.1.3. Minimiser le besoin de stockage : interconnexions et effacement de la demande.

3.1.4. Ecrêter la production excédentaire ?

3.2. L'adaptation des réseaux.

3.2.1. Les réseaux, un coût très important.

3.2.2. Les coûts d'adaptation du réseau de transport RTE : le SDDR 2019.

3.2.3. L'adaptation du réseau de distribution Enedis et ses coûts.

3.2.4. Le coût d'adaptation des réseaux et le consommateur.

Conclusion : Les chemins de la transition.

Introduction

Il ne sera ici question que de transition électrique. Elle est nécessaire. Du dôme de chaleur qui a accablé le Canada à l'été 2021, à la fonte « sans précédent » des glaces de l'Arctique constatée chaque année après l'autre, les catastrophes auxquelles nous sommes confrontés ne permettent, en effet, plus de douter ni de la réalité du réchauffement climatique, ni de son origine anthropique. La question n'est plus là.

Il faut donc réduire au plus vite les émissions de gaz à effet de serre et cela passe évidemment par la décarbonation des économies. Bref, réaliser dans les faits la transition écologique est une urgence.

Sans doute, la décarbonation ne recouvre-t-elle pas l'entièreté de ce qui est à accomplir, car dans l'approche holiste qui doit être la sienne, la question écologique englobe aussi bien d'autres sujets : l'épuisement de la biodiversité et des ressources naturelles, l'eau, l'air, les sols leur artificialisation et leur pollution, la déforestation, l'acidification des océans... Il n'en demeure pas moins qu'elle constitue un sujet en soi, qu'il est essentiel et que la question énergétique y est centrale. Pas de décarbonation possible sans abandon des énergies fossiles thermiques, qui aujourd'hui servent de base à nos économies. On sait le lien organique qui a jusqu'à présent et de tous temps relié la croissance économique, l'utilisation de l'énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Aussi, sauf évidemment à promouvoir la décroissance, faut-il s'exercer à construire ce qu'il est désormais convenu d'appeler la déconnexion entre croissance, usage de l'énergie et émission de gaz à effet de serre. Toutes les études existantes montrent que le lien entre croissance et usage de l'énergie est étroit ; aussi, la seule issue est-elle dès lors dans l'abandon des sources thermiques fossiles et leur remplacement par l'utilisation massive de sources décarbonées ; dans la déconnexion aussi totale que possible entre énergie et émissions, donc.

Dans cette lutte, l'électricité, dont seule il sera ici question, n'occupe *a priori* qu'une place limitée, sinon modeste ; en France, sa production mobilise en effet seulement la moitié des ressources énergétiques primaires utilisées et ne représente aujourd'hui que moins du quart de la consommation finale d'énergie. C'est, certes, déjà un sujet en soi. Mais, décarboner la production d'électricité, ce n'est pas seulement cela ; c'est aussi ouvrir la voie à la décarbonation de l'économie, celle des secteurs autres que celui de l'énergie, dès lors du moins que ce mouvement s'accompagnerait des larges transferts d'usage qui d'ores et déjà s'esquissent, voire s'engagent : passage des mobilités du thermique fossile à l'électricité, voire, graal annoncé de l'avenir, à l'hydrogène issue de l'électrolyse de l'eau, etc. C'est pourquoi, la transition électrique est un enjeu essentiel des années à venir.

Cette transition est un chemin qui reste à accomplir, et si l'on sait certes d'où l'on part en France, – un mix où le nucléaire a la part, 70%, la plus importante au monde dans la production d'électricité-, on ne sait toutefois pas encore exactement où l'on va, pas même n'a-t-on encore véritablement décidé où l'on veut aller. C'est même une question, LA question, qui surplombera cette note : 100 % de sources renouvelables, ou pas ? À quelle vitesse et selon quel rythme et quel mix ? Sans oublier, bien sûr, la question du nucléaire, qui ouvre à toutes les passions : quelle place lui laisser, ou ne plus lui faire ?

Ce sont là des choix qui restent à faire, car rien aujourd'hui n'est encore véritablement décidé et surtout pas dans la durée longue qui doit être celle des choix énergétiques, tant du fait de l'ampleur des investissements qui sont à réaliser que des transformations profondes, sociales et économiques, qu'ils requièrent et qui doivent les accompagner. Ces choix sont politiques au sens plein de ce terme et supposent évidemment un débat citoyen démocratique. Et pour l'être véritablement, démocratique, encore faut-il qu'il soit pleinement et contradictoirement informé. La seule et unique ambition de cette note est de contribuer de manière la plus complète possible à cette information.

Il s'agira donc ici non de proposer un N + unième chemin de transition, mais d'explicitier les difficultés et les obstacles auxquels, quel qu'il soit, celui-ci sera confronté du seul fait des contraintes technico-physiques inhérentes aux réalités du fonctionnement d'un système électrique complet ; celui qui va de la production jusqu'au consommateur et à la satisfaction de ses besoins énergétiques. Car le système électrique est d'abord et avant tout une réalité physique : un flux d'électrons se déplaçant à la vitesse de la lumière, dans des conditions strictes de tension et de fréquence, sur des routes et des autoroutes de cuivre qui parcourent l'ensemble de la « plaque européenne » désormais interconnectée ; des flux qui doivent, au demeurant, être ajustées en quantité et en instantané au plus près des besoins des consommateurs, faute de quoi c'est, en retour, la stabilité d'ensemble du système qui est quasi immédiatement mise en difficulté. Le système électrique est géré en fonction de cette instantanéité native, due à la vitesse de circulation des électrons. A cela, il n'est rien à faire, ce sont là des contraintes qui, par la force des choses, s'imposeront, nécessairement.

Or, l'arrivée des énergies renouvelables (EnR) vient profondément perturber cette organisation, telle qu'elle a été construite depuis ses origines.

Comme tous les autres, le système électrique français est, en effet, historiquement construit autour de grosses unités de production -des « centrales » -, utilisables de façon modulable en fonction des besoins, – « pilotables » -, d'où l'électricité est conduite, d'abord par un réseau de transport, puis, étant « descendue » en tension, par le réseau de distribution, jusqu'au consommateur final. De surcroît, par rapport aux autres, le mix électrique français (chapitre 1) possède une spécificité redoutable : la part du nucléaire (70% de la production électrique) y est la plus forte au monde. On en sait les lourds dangers : risque d'accident majeur, problèmes posés par le démantèlement des centrales et inconnue de la gestion de déchets dangereux dans la très longue durée. Cette situation, la place faite en France au nucléaire, est un fait, et cette spécificité va contraindre, il faut en prendre la pleine conscience, les évolutions à venir. Car si tous les possibles quant au point d'arrivée sont et demeurent, *a priori*, ouverts, et ressortissent de choix strictement politiques, le chemin qui sera emprunté devra, lui, continuer de respecter les contraintes d'ensemble de fonctionnement du système. Étant désormais centrale dans le quotidien de la vie sociale et essentielle au fonctionnement de l'économie, destinée à le devenir plus encore demain, l'électricité devra pouvoir continuer à être fournie en continu et sans accident notable à ses consommateurs au fil du temps de la transition.

Or, les EnR viennent profondément perturber cet équilibre historique mais néanmoins déjà, en soi, fragile à préserver au quotidien. Leurs caractéristiques propres (chapitre 2) en font des sources qui, à l'inverse de ce qui est bien établi et autour duquel le système existant est organisé, sont à faible production au regard de la puissance installée -le « facteur de charge » -, sans inertie, décentralisées et non pilotables.

Autant dire que cette transition, dont il doit être entendu ici qu'elle est dans tous les cas de figure imaginables synonyme d'un développement d'ampleur des EnR qui aboutit à les rendre dominants dans le mix, n'est pas simplement substitution d'un type de sources de production à d'autres, destinées à s'effacer ou à disparaître. Elle sera aussi nécessairement transformation d'ensemble du système (chapitre 3). Il faudra donc que celui-ci puisse s'adapter. L'inventaire des moyens de cette adaptation : la recherche de flexibilités -interconnexions, stockages, pilotage de la demande ou écrêtement de l'offre surnuméraire-, et la transformation du réseau, notamment de distribution, montre que ces moyens existent, dans la mesure, du moins, où ils ont tous été imaginés. Il reste que tous ne sont pas encore disponibles, que beaucoup sont pour l'instant coûteux et que pour tous une offre en vraie grandeur reste à organiser. Qu'il soit celui de leur développement, de leur industrialisation, ou plus banalement de leur installation, par la force d'inertie des choses, tout cela prendra du temps.

Si le point d'arrivée désirable de la transition électrique relève seulement d'un choix politique, que l'on peut espérer démocratique, le chemin, lui, est d'abord tributaire du point de départ, -et celui-ci ne se choisit pas, il est- ; et il se devra, ensuite, d'être effectivement praticable. Dans tous les cas de figure, il sera coûteux.

Chapitre 1.

LE POINT DE DÉPART : TRANSFORMER QUOI ?

1.1. La place de l'électricité.

L'électricité, une moitié de l'énergie primaire utilisée, le ¼ de l'énergie consommée.

Le débat public sur la transition énergétique est, en France, en très large partie focalisé sur les places respectives que devraient, demain, occuper le nucléaire et les énergies renouvelables intermittentes (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et offshore) (EnR) ; le développement, en cours ou à venir, de celles-ci doit leur permettre de venir se substituer à celui-là. Il est ainsi celui du « mix énergétique » en matière d'électricité.

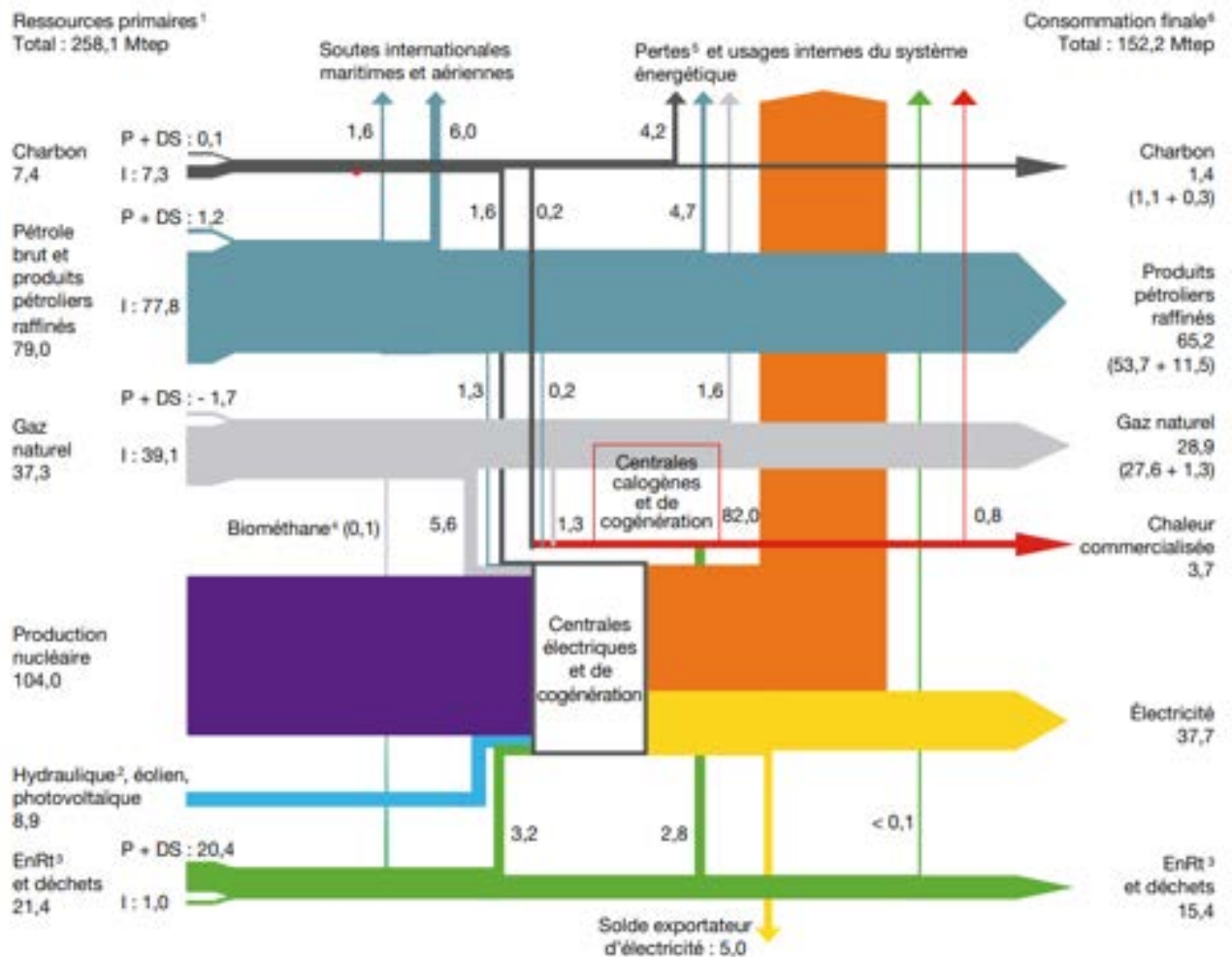
Mais, avant que de pleinement entrer dans cette interrogation, qui est l'objet même, de cette note, il faut d'abord rappeler que ce débat qui va nous retenir n'est que partie de l'un des problèmes essentiels pour lequel cette transition est requise : celui du réchauffement climatique lié aux émissions de gaz à effet de serre du fait de l'utilisation anthropique de l'énergie. Or, -et il convient de le marquer d'entrée-, les modalités de la production/consommation d'électricité dont il sera ici exclusivement question ne sont que l'un –certes important- des éléments des transformations à accomplir dans le domaine de l'énergie.

C'est ce que montre clairement le graphique ci-dessous, dit « *diagramme de Sankey* » (Cf. Figure 1.1.), qui présente de façon synthétique le processus de mobilisation et d'utilisation de chacune des différentes sources d'énergie en France, en 2019, et permet de resituer en liminaire, la place, somme toute limitée, occupée par l'électricité dans la mobilisation des sources et l'utilisation des formes de l'énergie.

Il montre, entre autres, deux choses essentielles :

- D'abord, que, avec 124,6 Mtep (millions de tonnes d'équivalent pétrole) toutes sources confondues, l'électricité mobilise un peu moins de la moitié (48,3 %) de l'ensemble des ressources énergétiques primaires utilisées.
- Ensuite, à l'autre bout du processus, qu'avec 37,7 Mtep, l'électricité utilisée ne représente qu'un peu moins de ¼ de la consommation finale d'énergie.

Figure 1.1. Bilan énergétique de la France en 2019 (Mtep)



Source : CGDD, « Bilan énergétique de la France en 2019. »

Les EnR électriques, 1/3 des EnR.

Symétriquement, s'agissant cette fois-ci des seules ressources énergétiques renouvelables (cf. Figure 1.2., ci-dessous), leur mobilisation pour la production d'électricité est bien loin de résumer la place qu'elles occupent dans le système énergétique. En effet l'électricité n'y représente que 41 % (y compris utilisation des EnR thermiques pour produire de l'électricité) de la production primaire et 34 % de la consommation finale.

C'est assez dire que la production d'électricité ne représente, pour faire simple, que de l'ordre d'un gros 1/3 de l'utilisation des sources renouvelables d'énergie ; l'usage thermique des EnR est –reste pour l'instant– de très loin leur première utilisation : 58 % de l'énergie renouvelable primaire, 46% de leur consommation finale. Plus particulièrement, le « bois-énergie » demeure la première utilisation des EnR prises dans leur ensemble (cf. Figure 1.3.).

Figure 1.2. Bilan énergétique des énergies renouvelables en 2019

En TWh

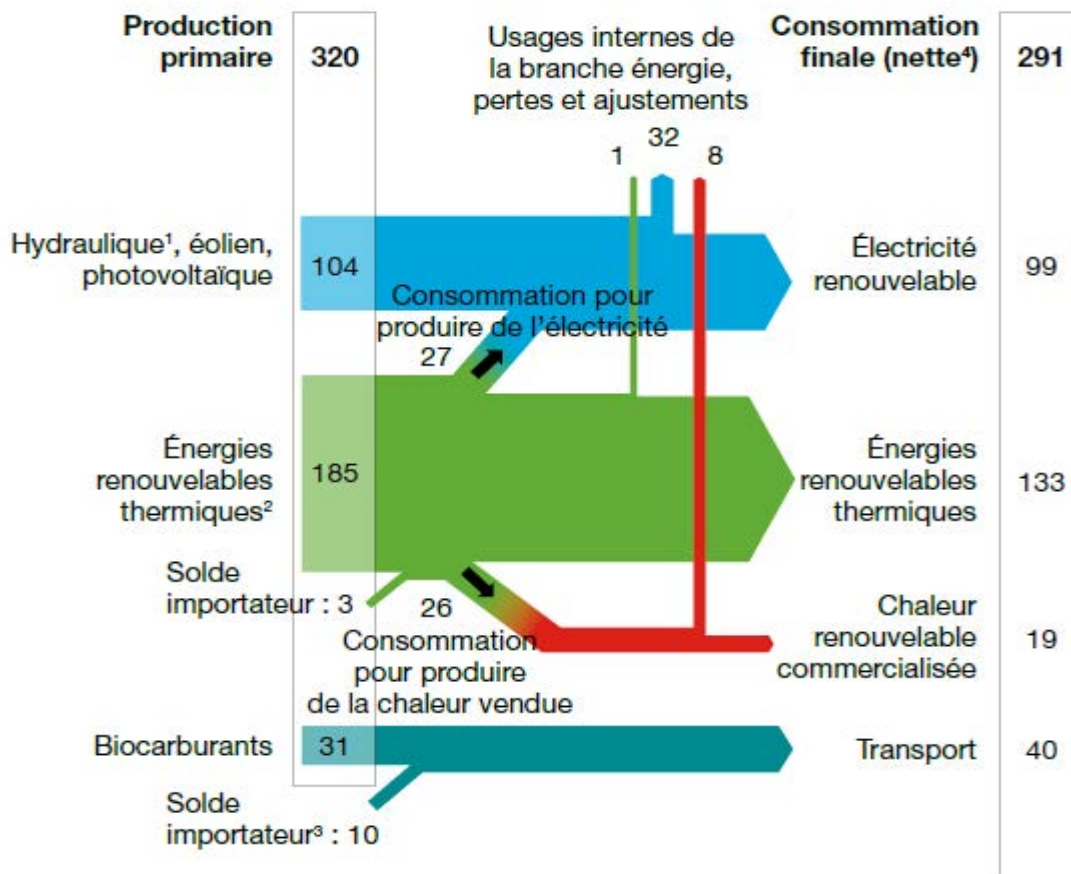
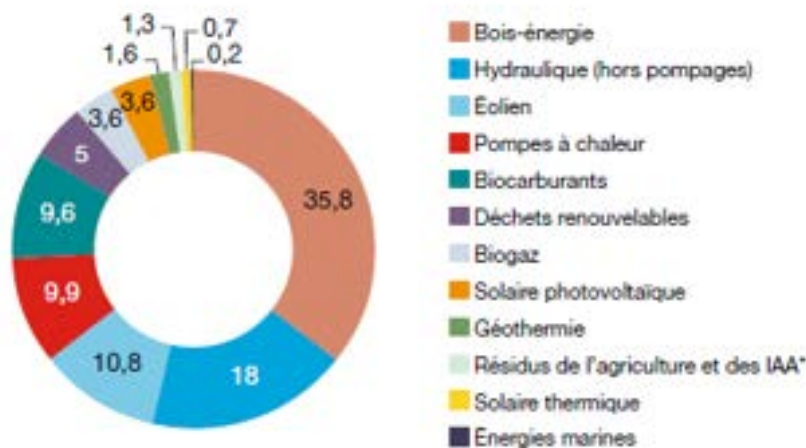


Figure 1.3. Production primaire d'énergies renouvelables par filière en 2019.

TOTAL : 320 TWh

En %

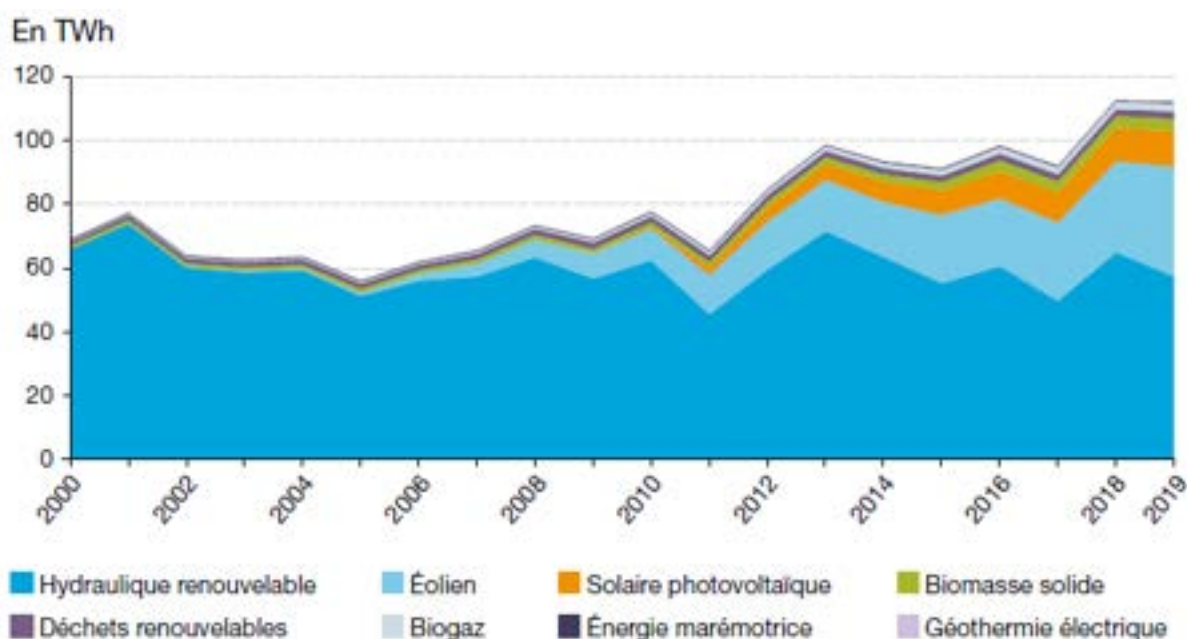


Source : CGDD, « Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2020 »

Les EnR électriques : encore, d'abord l'hydraulique.

En dépit de la montée, d'ailleurs récente, des autres EnR électriques, avec 60 TWh, soit 53,4% de l'électricité renouvelable produite (cf. Figure 1.4.), l'hydraulique continue de s'y tailler la part principale. Certes la montée de l'éolien – pour l'instant uniquement terrestre- lui permet de produire 32,3 TWh, soit 28,6 % des 113 TWh de l'électricité d'origine renouvelable, quand le solaire PV avec 11,4 TWh n'en représente encore que 10%. Quant aux autres filières, elles demeurent marginales, même si la biomasse avec 6,2 TWh connaît un essor relatif récent.

Figure 1.4. Évolution de la production brute d'électricité renouvelable par filière.



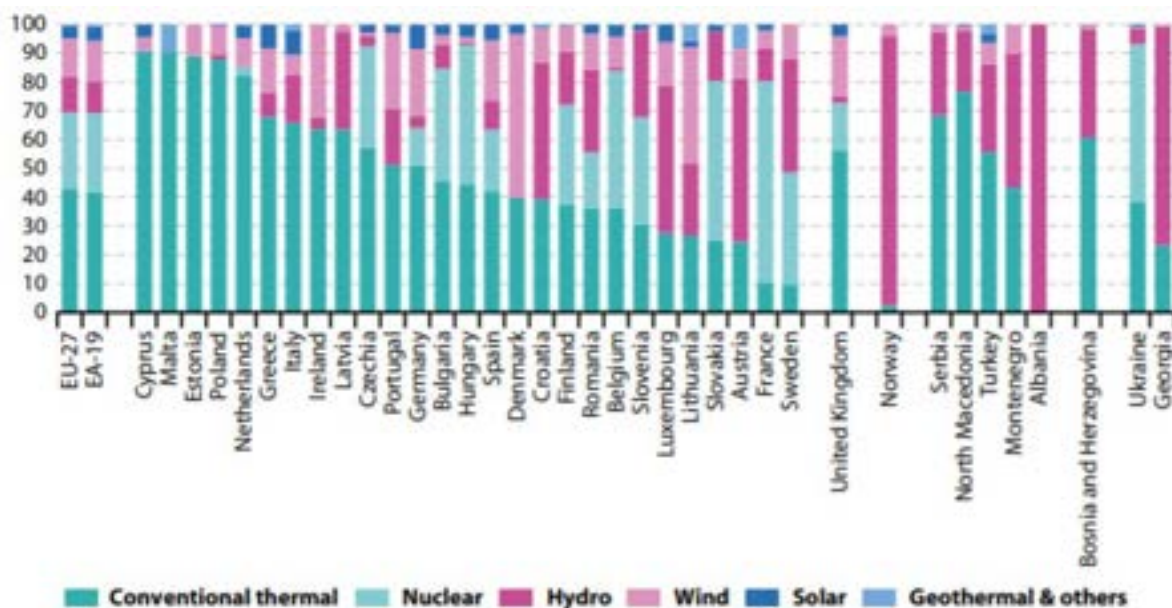
Source : CGDD, « Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2020 »

1.2. Le mix électrique français et celui des autres.

Mix français, mixes européens...

Avec la part du nucléaire, cette importance relative de l'hydraulique est, par ailleurs, l'un des principaux faits expliquant la diversité extrême des mixes électriques des pays de l'UE (cf., Figure 1.5.). Ce qui, pour l'essentiel, différencie les pays qui, comme les Pays-Bas, continuent d'utiliser de façon massive quasiment les seules sources thermiques fossiles, de ceux qui, comme l'Autriche, la Suède ou, *a fortiori*, la Norvège, - mais qui n'est pas dans l'U.E.- font une part très importante aux sources renouvelables, c'est d'abord l'ampleur de leur recours à l'hydraulique, négligeable pour les uns, ou, au contraire, très important, voire dominant, pour les autres.

Figure 1.5. Répartition de la production électrique par source dans l'UE, en fonction du recours aux thermiques fossiles, en 2019.



Source : Eurostat, « Energy, transport and environment statistics, edition 2020. »

Il faut au passage souligner deux choses. La première concerne l'Allemagne dont, en dépit de son *Energiewende*, - « tournant énergétique » -, le mix est encore pour moitié composé de sources thermiques ; la montée en charge de ses renouvelables n'y repose en effet que très faiblement sur l'hydraulique et la transition doit, de ce fait, recourir de façon de plus en plus importante aux sources renouvelables intermittentes ; c'est d'ailleurs aussi la situation, quoique dans une moindre mesure, au Danemark. Dans les deux cas, cela ne va pas, on le verra, sans être à l'origine quelques difficultés. La seconde remarque concerne la France, dont, du fait de la double présence du nucléaire et de l'hydraulique, le mix est avec la Suède, où le nucléaire (40% de la production, comme l'hydraulique)¹ est aussi bien présent le plus décarboné de l'UE ; il en va de même, mais hors U.E., pour la Norvège-, dont le mix est le plus décarboné de tous.

Un mix électrique très faiblement émetteur de gaz à effet de serre.

Avec la présence massive du nucléaire et des EnR fortement présentes, un hydraulique qui représente 10% de la production et une forte et récente progression de l'éolien et du solaire PV, le mix électrique français est donc d'ores et déjà très fortement décarboné.

¹ Situation sans doute temporaire, puisque la Suède, qui vient en un an de déclasser deux réacteurs, a le projet de fermer ses centrales nucléaires d'ici à 2040 et de leur substituer pour l'essentiel de l'éolien.

Tableau 1.1.

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie (en MtCO₂) non corrigées du climat

En MtCO ₂	1990	2000	2010	2015	2016	2017	Évolution 1990-2017 (en %)	Évolution 2016-2017 (en %)	Part du secteur dans le total en 2017 (en %)
Transports ¹	117,3	134,1	128,2	126,9	127,3	127,9	9,0 %	0,4 %	40,9 %
Résidentiel-tertiaire	85,6	88,0	94,4	74,9	76,7	78,3	8,6 %	2,0 %	25,0 %
Industrie hors industrie de l'énergie	81,2	78,4	61,2	50,2	51,3	49,7	-38,8 %	3,0 %	15,9 %
Agriculture	9,5	10,2	9,8	9,6	9,6	9,8	3,7 %	2,5 %	3,1 %
Branche énergie	67,0	62,1	58,0	39,4	42,6	47	-29,9 %	10,3 %	15,0 %
dont production d'électricité	39,2	30,9	29	16,4	19,7	24,2	-38,3 %	22,9 %	7,7 %
Total	360,6	372,9	351,6	301,1	307,4	312,6	-13,3 %	1,7%	100 %

1 : Hors émissions des transports maritimes et aériens internationaux

Source : calculs DGECC, d'après les données du CITEPA (inventaires au format « Plan climat » issu de l'inventaire SECTEN ; proxy 2017 transmis à l'Agence européenne de l'environnement pour l'industrie manufacturière)

Décarbonée, sa production électrique l'est en effet au total à 90% en temps normal et l'a même été à 93% en 2019. Aussi ne faut-il pas s'étonner que la production d'électricité de la France soit très faiblement émettrice de gaz à effet de serre en général et de CO₂ en particulier : 24,2 MtCO₂, soit 7,7% des émissions du pays liées à la combustion d'énergie (cf. Tableau 1.1.).

Selon RTE, les émissions de GES² dues à la production d'électricité française ont ainsi été de 35 g de CO₂/kWh en 2019, « soit 11 fois moins qu'en Allemagne et 13 fois moins qu'aux États-Unis sur la même période »³. Au cours des douze mois qui vont de novembre 2019 à novembre 2020, elle a même été de l'ordre de seulement 19 g eq. CO₂/kWh selon EDF (cf. Figure 1.6.), du fait de la baisse de consommation liée à la crise économique, qui a permis de limiter à l'extrême le recours aux sources carbonées déjà marginales en temps normal.

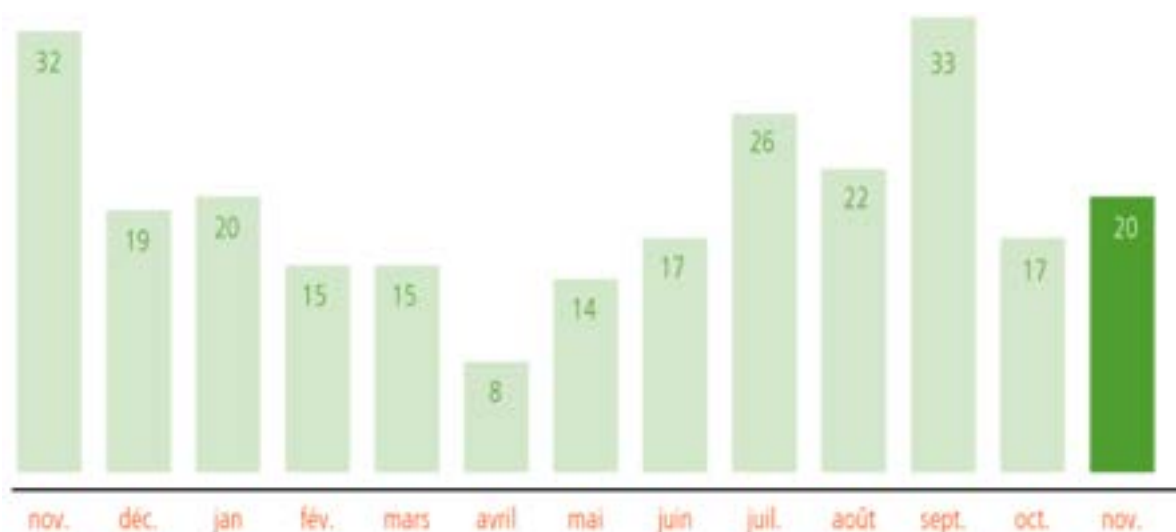
En 2018, la France est ainsi, avec la Suède, de très loin, le pays le moins émetteur de l'UE pour sa production électrique (cf. Figure 1.7.). Près de 22 fois moins au kWh que la Pologne (781 g/ kWh), qui est en queue de peloton de l'UE, mais aussi 11 fois moins que l'Allemagne (430 g/ kWh)⁴, pourtant engagée dans une "Energiewende", sur laquelle on aura l'occasion de revenir.

² Il faut ici rappeler que si le CO₂ est de très loin le principal GES (75% du total des émissions françaises) il n'est pour autant pas le seul. Le méthane (CH₄) et le protoxyde d'azote (C₂O), ainsi que quelques autres, sont aussi des GES importants ; ils le sont d'autant plus que leur pouvoir réchauffant global (PRG), - rapport entre l'énergie renvoyée vers le sol en 100 ans par 1 kg de gaz et celle que renverrait 1 kg de CO₂ - est plus important que celui du CO₂. Ainsi, selon le CGDD « 1 kg de méthane (CH₄) réchauffera autant l'atmosphère que 28 à 30 kg de CO₂ au cours du siècle qui suit ». C'est pourquoi, grâce à des coefficients de conversion, les émissions d'ensemble des GES sont calculées sous la forme de tonnes équivalents CO₂. Aussi est-il important de bien distinguer les deux notions. Ainsi de l'agriculture, à la fois faible émettrice de CO₂ (moins de 10 Mt et seulement 3,1% des émissions de CO₂), mais forte émettrice de CH₄ (fermentation entérique des animaux) et de N₂O (cycle de l'azote des engrais et fertilisants, fumiers et lisier). Au total, en émettant près de 76,2 Mt eq CO₂, l'agriculture représente le 1/6 des émissions de GES du pays. On ajoutera que le choix, c'est une convention internationale, d'un calcul sur durée séculaire, rend mal compte du PRG d'un gaz comme le CH₄, molécule à durée de vie relativement courte et dont le PRG à 20 ans est de 84 fois plus important que celui du CO₂. Dans une période de bascule climatique comme celle que nous connaissons, ce point mérite assurément d'être souligné.

³ « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 », AIE- RTE, janvier 2021, p.3.

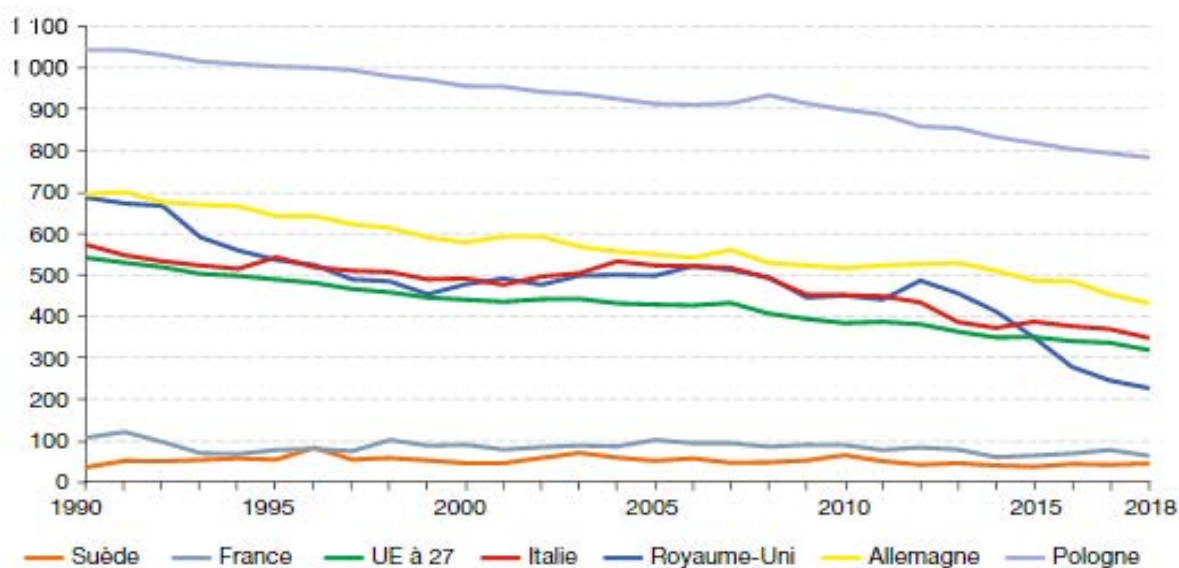
⁴ Rappelons que s'agissant des les facteurs d'émissions de CO₂ des sources thermiques « La contribution de chaque moyen de production aux émissions de CO₂ est la suivante : 0,986 t/MWh pour les groupes charbon ; 0,777 t/MWh pour les groupes fioul ; 0,486 t/MWh pour les groupes « turbine à combustion » gaz récents ; 0,352 t/MWh pour les groupes « cycle combiné » gaz ; 0,583 t/MWh pour les groupes « turbine à combustion » gaz anciens et les autres groupes gaz ; 0,988 t/MWh pour les déchets ménagers (seule la part non renouvelable est prise en compte dans les émissions, soit 50%

Figure 1.6. Indice mensuel d'émissions de gaz à effet de serre dus à la production d'électricité, en France, en 2019-2020
(En g. éq CO₂/kWh)



Source : EDF

Figure 1.7. Emissions de CO₂ pour produire 1 kWh dans l'UE



Note : la cogénération et l'autoproduction sont incluses. Pour la Pologne, l'autoproduction des centrales de cogénération n'est pas incluse (à cause de ruptures statistiques des séries longues).

Source : SDES, d'après AIE, 2020

Source : CGDD, « Chiffres clés du climat, édition 2021 »

de la production). Ces taux sont calculés à partir des facteurs d'émission diffusés par l'ADEME et des rendements des centrales issus des recommandations de l'ENTSO-E. » RTE, Bilan électrique 2018, p. 68.

Figure 1.8. Évolutions attendues de l'intensité carbone de la production d'électricité dans l'UE (en gCO₂/kWh)⁵



Enfin, pour donner un cadre d'ensemble, rappelons qu'avec 332 Mt CO₂, les émissions totales de la France ont représenté de l'ordre de 0,9 % des émissions mondiales de CO₂⁶.

La production et la puissance.

En 2019, la production d'électricité a été d'un peu moins de 540 TWh (Cf. Figure 1.9.), l'essentiel étant d'origine nucléaire (71%). Depuis 2005, cette production plafonne sous les 550 TWh (cf. Figure 1.10.), voire a engagé une légère décroissance, depuis la crise de 2008 et le ralentissement économique qui s'en est suivi. La période actuelle qui voit la crise de la Covid 19 ouvrir une crise économique profonde ne devrait évidemment pas démentir cette tendance.

Comme on l'a vu précédemment, cette production est *décarbonée* à 90% (nucléaire + hydraulique + éolien + solaire PV) ; elle n'est toutefois *renouvelable* qu'à 21,5% (hydraulique + éolien + solaire PV + bioénergies).

Enfin, la place des énergies fossiles à combustion (42,6 TWh, soit 7,9% de la production) est désormais quasi intégralement le fait des seules centrales à gaz (38,6 TWh, soit 7,2% de la production) ; le recours aux centrales au fioul (2,3 TWh) et au charbon (1,6 TWh) est désormais exceptionnel et, en conséquence, leurs productions sont marginales.

Pour obtenir cette production, la puissance du parc électrique installé, tel que recensé par RTE, était d'un peu moins de 134 GW au 1^{er} juillet 2020 (cf. Figure 1.11.).

⁵ D'après « *Bilan prévisionnel 2020* », RTE, p. 160.

⁶ Selon « *Chiffres-clés du climat, édition 2021* », Commissariat général au développement durable (CGDD), Ministère de la transition écologique, p.32.

Figure 1.9. La production d'électricité en 2019.

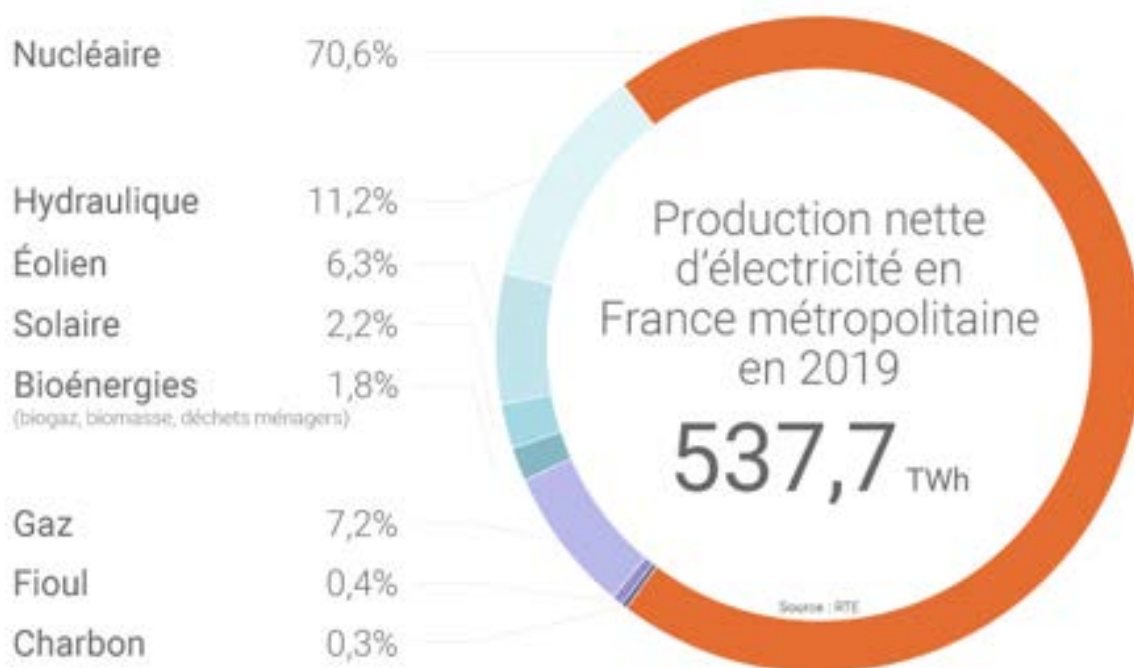
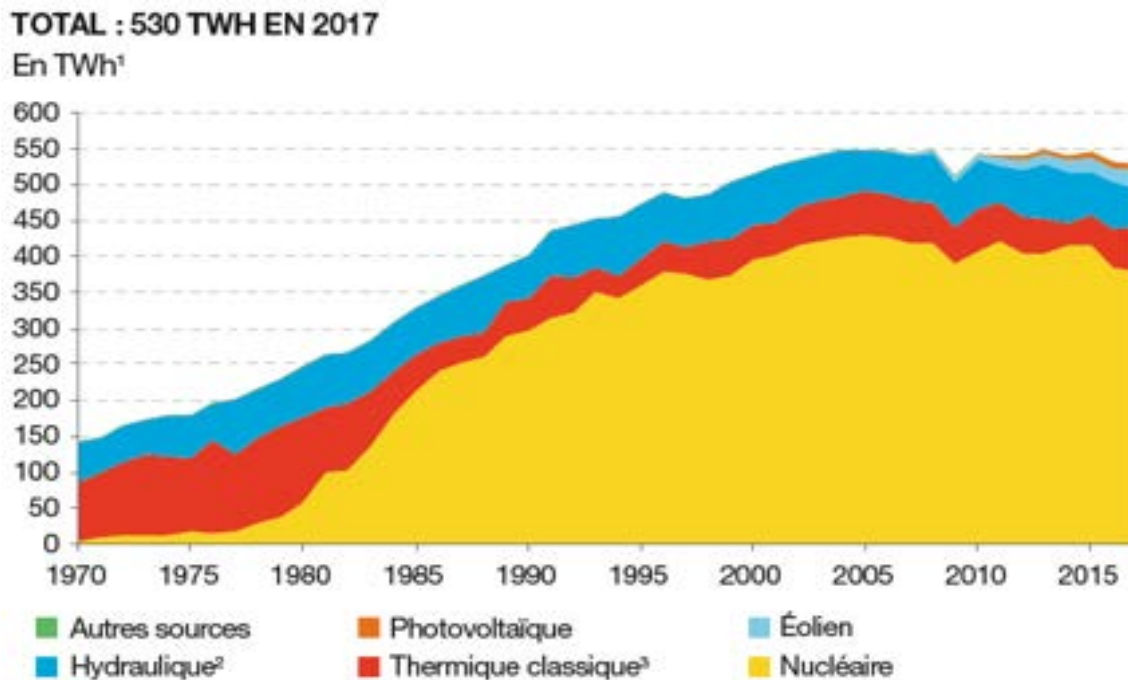
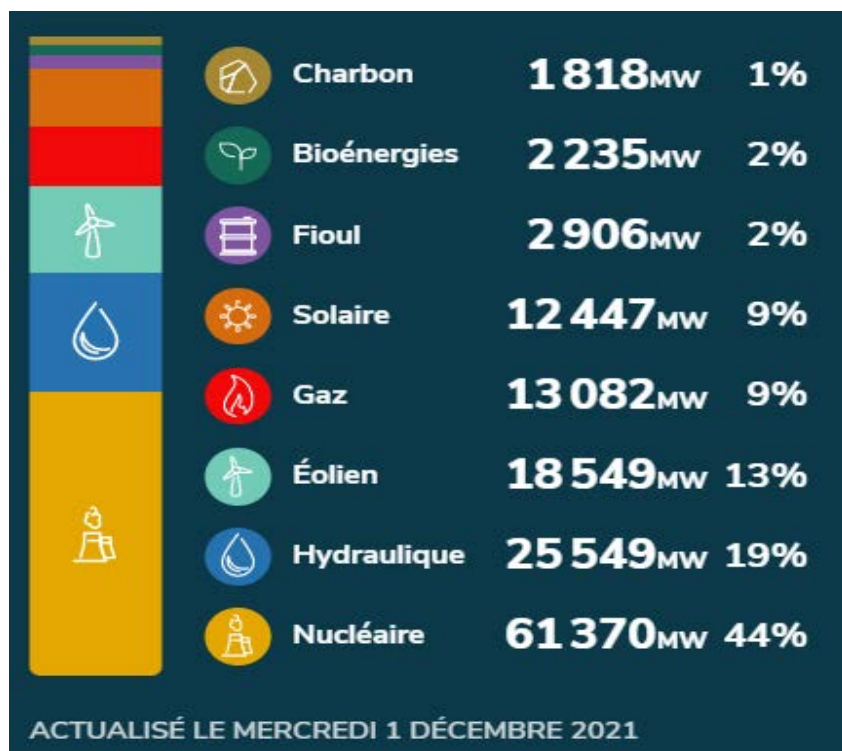


Figure 1.10. Evolution de la production d'électricité, par filière.



Source : CGDD, « Les chiffres clés de l'énergie, édition 2018 »

Figure 1.11. Puissance du parc installé au 1^{er} décembre 2021, par filière.

Source RTE

De l'une à l'autre : le facteur de charge.

La « puissance » – mesurée selon des multiples du Watt : MW, soit 10⁶W, GW, soit 10⁹W ...- des installations exprime un potentiel ; la « production », - mesurée en multiples du Watt/heure : MWh, soit 10⁶Wh ; GWh, soit 10⁹Wh ; TWh, soit 10¹²Wh- traduit une réalité, celle de la production effective. L'une est reliée à l'autre par le temps de la production, qui est conventionnellement l'année, soit, mesuré en heures :

$$365 \text{ jours} \times 24 \text{ heures} = 8\,760 \text{ h/an}$$

Si la production se réalisait en permanence à pleine charge, la puissance devrait donc être dans un rapport de 1 à 8760 avec la production. Pour un parc français de (l'ordre de) 134 GW en 2019, la production à pleine charge devrait ainsi être (de l'ordre) de 1 173 840 GWh, soit, en arrondi, 1 174 TWh. Avec une production constatée de seulement 540 TWh, le compte n'y est évidemment pas, il y manque une bonne moitié. Dans la réalité, en effet, le parc ne tourne pas en permanence à pleine charge ; le nucléaire nécessite des arrêts d'entretien ou de recharge, l'éolien demande du vent (mais pas trop), quant au solaire, il ne peut évidemment pas fonctionner la nuit ... et toutes les sources peuvent être soumises à des imprévus. Les causes sont nombreuses et variées, mais le résultat est net : pour une puissance installée de 134 GW, la production n'est que de 540 TWh. Le coefficient qui relie l'une à l'autre est appelé « facteur de charge », il exprime le rapport entre la production effective et la production théorique à pleine puissance, soit :

Facteur de charge =

Production annuelle constatée (en Wh) / Puissance crête (en W) x 365 jours x 24 heures

Le facteur de charge du parc français est ainsi, globalement, de :

$$\begin{aligned} \text{Facteur de charge} &= 540 \text{ TWh} / 134 \text{ GW} \times 365 \times 24 \\ &= 46\% \end{aligned}$$

Pris dans son ensemble, en moyenne sur l'année, le parc ne tourne donc qu'à moins de la moitié de sa pleine puissance. On aura l'occasion de revenir longuement sur ce que cela signifie et les problèmes que cela pose.

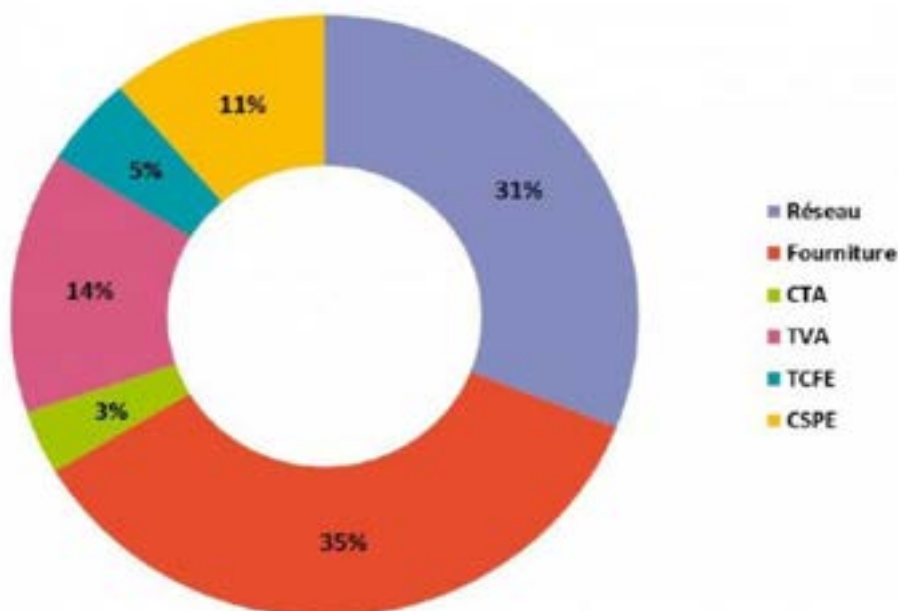
1.3. Le coût de l'électricité.

La structure du coût global de l'électricité : trois tiers.

Contrairement à ce que l'on n'a que trop tendance à penser, - et, bien plus étonnamment encore, comme certains analystes le font en négligeant le coût d'acheminement-, le coût de l'électricité livrée au consommateur résidentiel ne se limite pas, et de beaucoup s'en faut, à son seul coût de production. Dans la réalité actuelle (cf. Figure 1.12.), mais c'est un fait de structure (cf. Figure 1.13.), grossièrement parlant, il se décompose en trois tiers :

- Le coût de fourniture, 35%
- Le coût des réseaux d'acheminement, 31%
- Les impôts et taxes de diverses sortes, 33%.

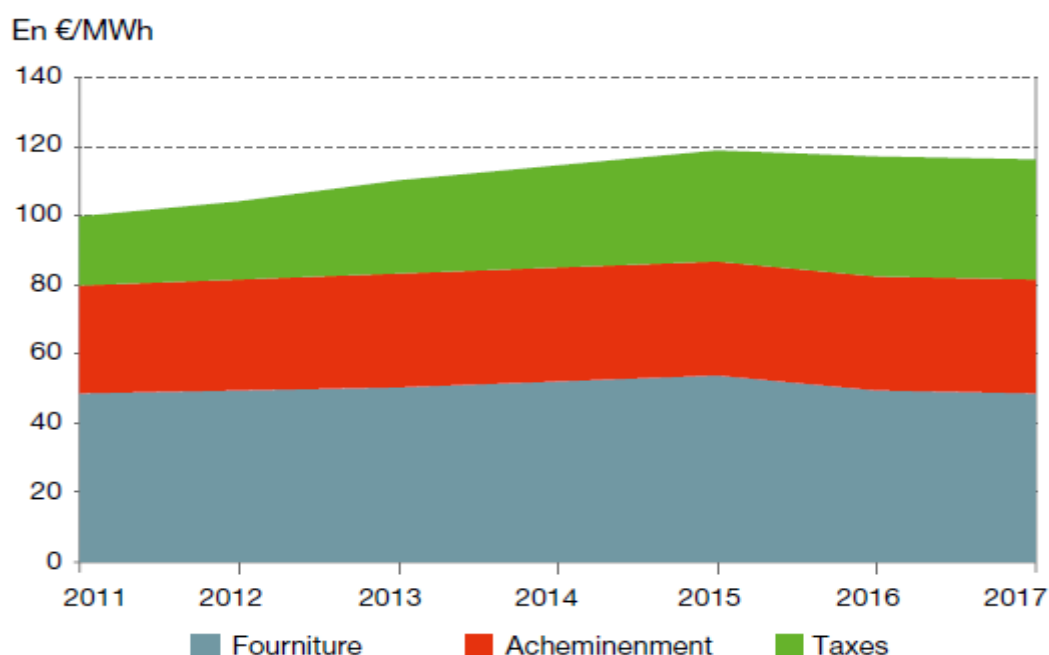
Figure 1.12. La structure du coût de l'électricité pour le consommateur résidentiel au Tarif bleu, en 2019.



D'après CRE⁷

⁷ Graphique tiré de « Commercialisation de l'électricité », Ministère de la transition écologique, 20 octobre 2020.

Figure 1.13. Évolution de la structure du prix moyen de l'électricité.



Source CGDD, Bilan énergétique de la France pour 2017.

Au total :

- Le **coût de fourniture** de l'électricité regroupe
 - Le coût de production (investissement et charges de fonctionnement : combustible, personnel, etc.),
 - Les coûts de commercialisation des fournisseurs d'électricité (publicité, marketing, gestion clientèle)
 - Ainsi que les éventuels coûts d'approvisionnement (achat d'électricité sur le marché de gros de l'électricité) ;
- Les **coûts d'acheminement** de l'électricité par les réseaux publics de transport et de distribution, sont calculés à partir des différents tarifs du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), qui couvre les coûts d'exploitation, de maintenance et de développement. Ces tarifs sont calculés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui est une autorité administrative indépendante.
- Les **taxes et contributions**, soient :
 - La TVA,
 - La CTA, Contribution Tarifaire d'Acheminement, qui permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières ;
 - Les TCFE, Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité, qui sont définies par chaque commune et chaque département. Elles dépendent de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté par les Conseils municipaux et départementaux. Le montant de ces taxes est fixé au profit des communes (ou selon le cas, des établissements publics de coopération intercommunale) et des départements.
 - Et, enfin, la CSPE, Contribution au Service Public d'Electricité, taxe intégrée – et d'ailleurs désormais complétée devant l'envolée des coûts par d'autres ressources parafiscales, issues de la taxation du gaz-, en tant que recette, dans un compte d'affectation spéciale annexé au budget de l'État, et depuis peu complètement intégrée dans le Budget de l'Etat-, à qui il

convient de faire un sort particulier. En effet, elle est aux 3/4, utilisée pour subventionner le tarif d'achat garanti des énergies renouvelables électriques et, pour le reste, à soutenir les ménages modestes rencontrant des difficultés à payer leur facture d'électricité ; à ce double titre, elle doit être réintégrée dans le coût de fourniture.

Du prix de l'électricité à son coût global, un cadrage d'ensemble.

Selon le CGDD, « En 2017, l'électricité est payée en moyenne 106 €/MWh hors TVA, tous consommateurs et tous type d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), ce prix moyen s'élève à 116 €/MWh, stable par rapport à 2016. »⁸.

Encore faut-il entendre que ce coût « moyen » est une construction commode pour l'analyse, mais dont l'inscription dans la réalité est inexistante. Il s'agit, en fait, d'une abstraction qui dilue des différences importantes entre les différents secteurs et types de consommateurs et, plus gênant, masque des évolutions divergentes entre eux (cf., Tableau 1.2.). Il n'en demeure pas moins que, de 2011 à 2017, et « en moyenne », le prix de l'électricité a connu une augmentation de 15 %, essentiellement du fait du coût du subventionnement des sources renouvelables intermittentes, via la CSPE.

Tableau 1.2. Prix moyen de l'électricité par secteur, 2011-2017⁹.

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Énergie (hors électricité)	81	83	85	86	87	87	77
Consommation finale	99	103	110	114	118	116	116
Agriculture	87	88	89	102	106	109	110
Industrie	66	67	70	71	71	66	64
Transport	80	82	83	83	83	87	72
Tertiaire	94	97	103	107	112	106	106
Résidentiel HTVA	114	118	125	133	138	140	141
Résidentiel TTC	134	138	147	157	162	165	166
Tous secteurs hors TVA	92	96	101	105	109	107	106
Tous secteurs hors TVA	99	103	109	114	118	116	116

Source : CGDD, « Bilan énergétique de la France pour 2017 ».

Quoi qu'il en soit de ces remarques, le tableau 1.3. ci-dessous retrace à titre indicatif les différentes façons d'établir le coût de l'électricité à partir des données du « *Bilan énergétique de la France pour 2017* » du CGDD. La colonne 1 retrace la structure du coût TTC pour le consommateur moyen, « *tous consommateurs et tous type d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus* »; la colonne 2, reprend ces mêmes données pour un coût économique que l'on dira stricto sensu, i.e. hors de toute taxe ; enfin, la colonne 3 réinternalise la CSPE dans le coût de fourniture, retraçant ainsi la rémunération effective des producteurs en tenant ainsi compte des prix d'achat qui leur sont effectivement garantis et le coûts d'acheminement des deux opérateurs de réseau, RTE et Enedis, soit, au total, un coût économique que l'on dira complet.

⁸ « *Bilan énergétique de la France pour 2017* », CGDD, février 2019, p.19.

⁹ On notera l'erreur matérielle du CGDD, qui indique à la dernière ligne « *Tous secteurs hors TVA* », alors qu'il s'agit évidemment de « *Tous secteurs TTC* ».

Tableau 1.3. Structure du coût de l'électricité, en 2017 (en €/MWh)

(en €/MWh)	1 Facture tous consommateurs	%	2 Coût économique stricto sensu	%	3 Coût économique complet	%
Fourniture	48	41,4	48	59,3	48,0	48,7
CSPE			-		17,5	17,8
Total					65,5	66,5
Réseau						
TURPE	33	28,4	33	40,7	33	33,5
Total HT		69,9	81	100,0	98,5	100,0
Taxes (Hors TVA)	25	30,1				
dont CSPE	17,5					
TOTAL	106					
TVA	10	8,6				
TOTAL (TVA comprise)	116	100,0				

Chapitre 2

LES EnR ET LES AUTRES : QUESTIONS POUR LA TRANSITION.

2.1. Les coûts de production.

2.1.1. Éléments de cadrage.

Coûts de production, de quoi parle-t-on : les LCOE.

Début 2017, à l'occasion des Assises de la transition énergétique, l'ADEME a présenté une étude consacrée aux coûts des énergies renouvelables (hors hydroélectricité) en France, qui a permis de disposer d'une première vision d'ensemble des coûts¹⁰. L'Agence en a par la suite présenté une actualisation¹¹.

La comparaison entre les deux éditions (dénommées, respectivement, ici : « Ademe 2016 » et « Ademe 2019 », dans ce qui suit) ne va pas sans quelques surprises (cf. les graphiques, pages suivantes). Les raisons des quelques évolutions a priori surprenantes entre deux éditions aussi rapprochées mériteraient assurément d'être examinées de près. On s'en tiendra ici, sans autre commentaire, à la présentation de ce qui a été successivement dit par l'ADEME dans ces deux documents.

Il faut, d'emblée, préciser ici un point méthodologique essentiel : les coûts estimés par l'ADEME, et qui sont ici repris, sont des LCOE (« levelized cost of energy »), ce sont des « coûts économiques moyens complets », dont la méthodologie répond à une définition internationalement reconnue et harmonisée¹², ce qui éventuellement permet des comparaisons ; non d'ailleurs sans quelques précautions, car, comme on le verra, contrairement à la méthode, les périmètres consolidés ne sont, eux, pas normalisés.

« Globalement, le LCOE correspond au niveau auquel la production doit être valorisée pour couvrir les coûts d'investissement et de fonctionnement de l'installation de production pendant la totalité de sa durée de vie. Si la production de chaque période est valorisée par le LCOE, la valeur actualisée de la production est égale à la somme actualisée des dépenses ». « Le LCOE s'exprime alors comme la somme de la valeur de l'annuité constante correspondant à l'amortissement financier de l'investissement initial divisée par la production annuelle plus les charges fixes divisées par la production annuelle plus le coût variable par kWh ».

Quant au champ des dépenses retenues : outre les charges fixes et variables, « seuls les coûts de capital liés à l'installation de production de l'énergie sont pris en compte. Les coûts de transport et de distribution de l'énergie (coûts de réseau) sont exclus, sauf les coûts du « raccordement » de l'unité de production au réseau. Les coûts de capital liés à l'installation de production de l'énergie désignent l'ensemble des coûts liés à la construction de l'installation – y compris les coûts supportés durant les périodes de préparation (études, ...) et les intérêts intercalaires – les coûts de remplacement des composantes dont la durée de vie est inférieure à celle de l'équipement principal (cas de la géothermie profonde, de la géothermie sur champs de sondes et de

¹⁰ « Coûts des énergies renouvelables, édition 2016 », décembre 2016, Ademe.

¹¹ « Coûts des énergies renouvelables et de récupération, édition 2019 », janvier 2020, Ademe.

¹² On trouvera dans la dernière livraison du rapport quinquennal conjoint de l'AIE/OCDE « *Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition* », décembre 2020, un chapitre dédié à ce seul sujet, expliquant en détail la méthodologie utilisée pour calculer les LCOE.

la petite hydraulique) et enfin les coûts de démantèlement et de remise en état des sites (nets des valeurs résiduelles et de récupération). »

Il doit ainsi être entendu que pour chacune des filières – mais c’est bien évidemment essentiel pour le nucléaire-, les coûts de démantèlement comme de gestion des déchets, sont pris en compte dans les chiffres qui suivent. On rappelle, au passage, que s’agissant du nucléaire leur provisionnement dans les comptes des opérateurs a été législativement rendu obligatoire¹³, même si son montant de 28 Md€, dont 16 Md€ pour EdF, peut être contesté.

Les coûts de l’électricité nucléaire.

Mais, d’abord, à titre comparatif et pour tracer un panorama aussi complet que possible, quelques éléments de cadrage sur les coûts de l’électricité d’origine nucléaire, -dont les documents évoqués de l’ADEME consacrés aux renouvelables ne font évidemment pas mention-, que ces coûts soient actuels ou supputés pour l’avenir proche :

Tarif ARENH (accès réglementé au réseau nucléaire historique)

Tarif fixé depuis 2012	42 €/MWh
Valeur actuelle (selon CRE)	49,5 €/MWh
Nucléaire historique après « grand carénage » (selon EDF)	55 €/MWh
Coût 2019, selon Cour des comptes ¹⁴	de 50,7 à 68,4 €/MWh

EPR

Hinkley point	109 €/MWh
Flamanville (??)	120 €/MWh
Nouvelles centrales (selon EdF, repris dans Ademe 2020-2060)	70 €/ MWh

2.1.2. Des EnR désormais compétitives et concurrentielles.

Les coûts constatés en France.

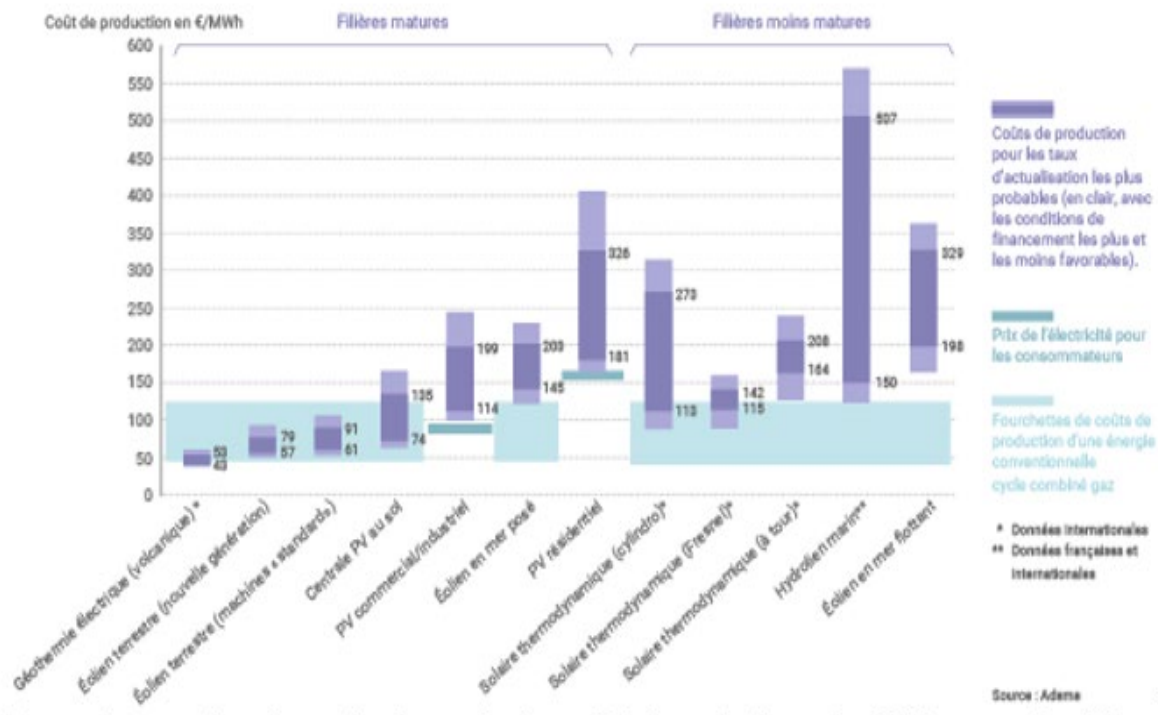
Comme on peut le voir sur les figures ci-après (cf. Figures 2.1) tirées des deux rapports susmentionnés de l’ADEME, les coûts de production des EnR, qu’ils soient constatés ou déduits de situation proches de celles de la France faute d’encore y exister (éolien offshore), sont désormais dans des fourchettes de coût qui, globalement parlant, sont désormais tout à fait comparables à celles des autres sources d’énergie électrique, nucléaire ou centrales à gaz (CCGT dans les graphiques : centrales combinées à gaz thermique). C’est là, évidemment, un point tout à fait central.

¹³ Sur ce sujet, on pourra utilement consulter le récent rapport de la Cour des comptes « *L’arrêt et le démantèlement des installations nucléaires* », Communication à la Commission des finances du Sénat, février 2020.

¹⁴ « *L’analyse des coûts du système de production électrique en France* », Cour des comptes, 12 septembre 2021, p.23.

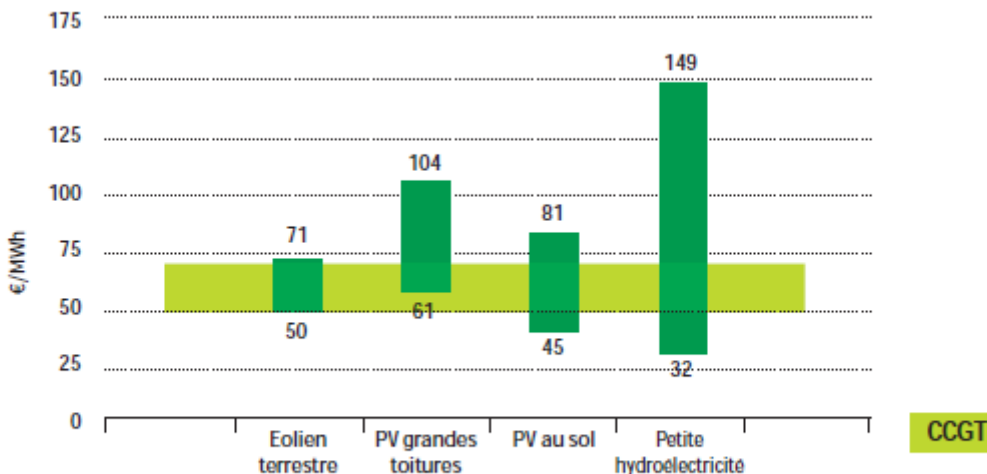
Figures 2.1. Les coûts de production des renouvelables

Coûts complets de production en France pour la production d'électricité renouvelable



Source Ademe 2016

COMPARAISONS ENTRE LE LCOE DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE ET CELUI DES CENTRALES AU GAZ



³ Commission de Régulation de l'Énergie (2019) « Observatoire. Les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel. 1^{er} trimestre 2019 »

Source : Ademe 2019

Éolien terrestre**Éoliennes ancienne génération (2 MW)**

Ademe 2016	54 €/MWh	108 €/MWh
Ademe 2019	50 €/MWh	71 €/MWh

Éoliennes nouvelle génération (3 MW)

Ademe 2016	50 €/MWh	94 €/MWh
Ademe 2019	50 €/MWh	71 €/MWh
Coûts 2019, selon Cour des comptes ¹⁵	50 €/MWh	70 €/MWh

Éolien offshore¹⁶

Appels d'offres renégociés en 2018	134 €/MWh	148 €/MWh
Appel d'offres Dunkerque		44 €/MWh

Posé¹⁷

Ademe 2016	145 €/MWh	207 €/MWh
Ademe 2019	110 €/MWh	120 €/MWh
Coûts 2019, selon Cour des comptes ¹⁸	98 €/MWh	117 €/MWh

Flottant

Ademe 2016	165 €/MWh	364 €/MWh
Ademe 2019	110 €/	120 €/MWh

Solaire PV

Tarif rachat EDF ¹⁹	158 €/MWh	186 €/MWh
Centrales, appels d'offres		142,5 €/MWh

¹⁵ Cour des comptes, op. cit., p. 31

¹⁶ **ATTENTION** : ces coûts doivent s'entendre hors coût de raccordement, qui est désormais laissé à la charge de RTE, contrairement au terrestre ou au PV, pour lesquels, -quitte à être ensuite subventionné via le prix de rachat et la durée du contrat-, il est à la charge du producteur et donc internalisé au coût de production. Selon RTE (SDDR 2019) « en additionnant le coût de production du projet retenu pour l'AO3 de Dunkerque (44 €/MWh) et une composante traduisant les dépenses engendrées sur le réseau, le coût complet de l'éolien en mer ressort à environ 60 €/MWh. »

¹⁷ **Offshore posé** = fonds peu profonds sur lesquels il est possible d'installer les éoliennes de manière fixe sur des fondations, typiquement la Manche et la mer du Nord ; **offshore flottant** = fonds profonds nécessitant de poser les éoliennes sur des barges, elles-mêmes ancrées au fond, typiquement la Méditerranée. Cette technologie en est toutefois encore au stade des pilotes industriels.

¹⁸ Cour des comptes, op. cit., p.32.

¹⁹ Varie selon la puissance installée.

Centrales solaires

Ademe 2016	74 €/MWh	135 €/MWh
Ademe 2019	45 €/MWh	81 €/MWh

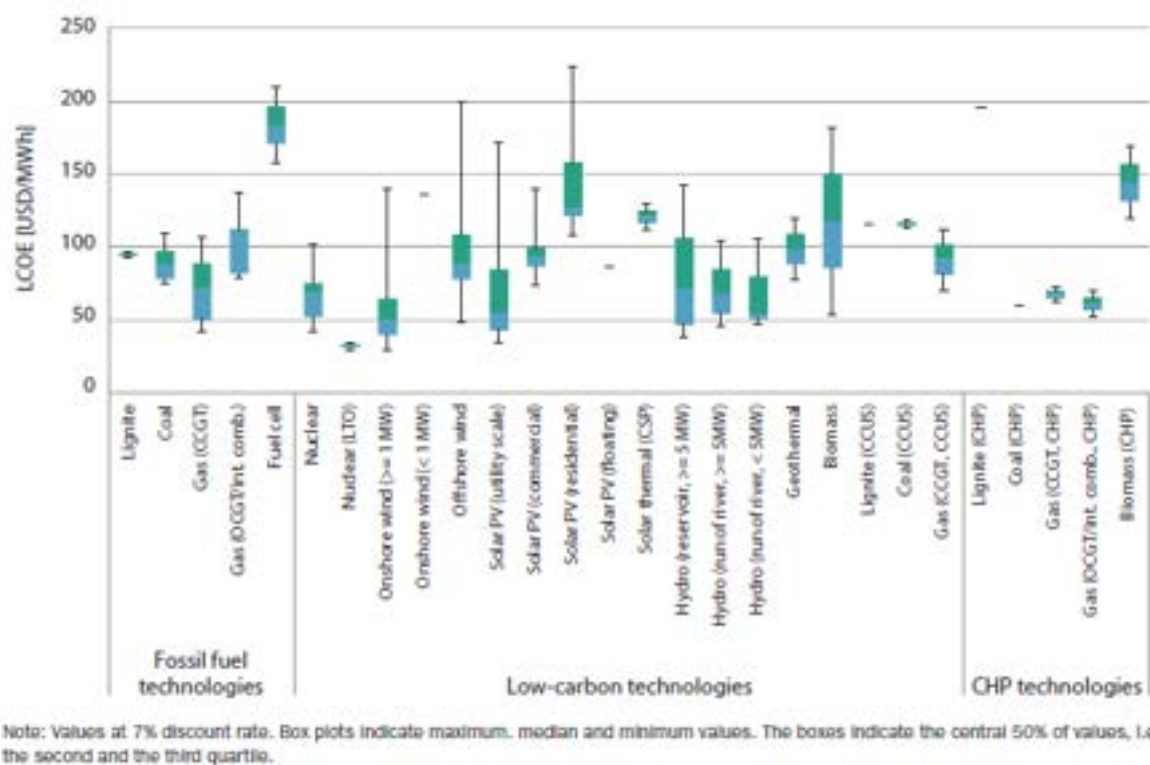
Diffus en toiture

Ademe 2016	181 €/MWh	326 €/MWh
Ademe 2019 (grandes toitures)	61 €/MWh	104 €/MWh
(Résidentiel diffus)	88 €/MWh	267 €/MWh

Les coûts constatés dans le monde.

Ce point est d'autant plus central que, si l'on en croit l'AIE²⁰, il s'agit là d'une situation très largement constatée dans le monde, même si les marges de variation peuvent être importantes en fonction des divers contextes locaux (cf. Figure 2.2.).

Figure 2.2. Les coûts complets des différentes sources de production de l'électricité dans le monde²¹



Source : AIE/OCDE 2020

²⁰ « Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition », Agence Internationale de l'Énergie – OCDE, décembre 2020, p.14.

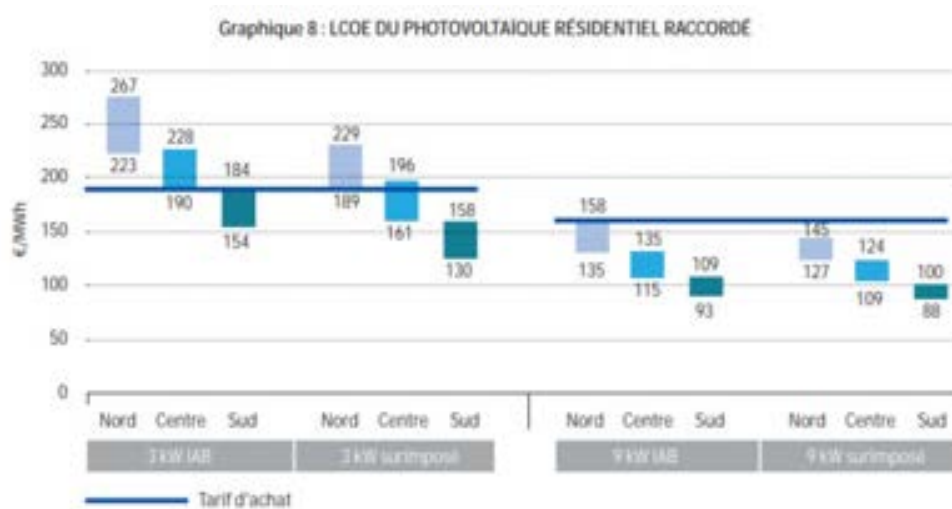
²¹ Pour ceux soucieux de convertir ces données en euros, le taux de change utilisé par l'AIE dans ses calculs est de 0,85 \$ pour 1 €, considéré comme le taux moyen sur l'année 2018.

Nul ne peut donc plus en douter : les EnR sont désormais parvenues à une maturité technologique et industrielle qui leur permet d'être dans l'ensemble aussi performantes que les autres sources de production d'électricité. Economiquement parlant, elles doivent désormais être considérées comme compétitives et concurrentielles quant à leurs coûts de production.

... Mais des variations qui peuvent être fortes : l'exemple du solaire PV.

Il faut toutefois ici insister sur l'extrême variabilité du coût du solaire PV, essentiellement du fait des configurations très diverses dans lesquelles il peut s'inscrire : les centrales au sol sont de loin les moins coûteuses, suivies des « grandes toitures ». Quant au résidentiel diffus, selon la puissance installée et selon le lieu d'implantation, la variation est très importante (cf. figure 2.3., ci-dessous, tirée de Ademe 2019). Du point de vue économique, il est en somme difficile de parler DU solaire PV, mieux vaudrait sans doute ici utiliser un pluriel...

Figure 2.3.



PV IAB = PV intégré au bâti.

Surimposé = surimposé au bâti

S'agissant des deux offshore, -posé et flottant-, le coût LCOE doit être entendu hors raccordement, désormais mis à la charge de RTE. Ces coûts de raccordement s'étageraient de 400 à 600 €/KWc pour l'offshore posé et de 800 à 1400 €/KWc pour le flottant (RTE, SDDR 2019²²). Selon RTE, ces Capex (« capital expenditures », coûts d'investissement) correspondent à des « coûts de réseau qui s'ajoutent aux prix issus des appels d'offres (et) représentent un montant supplémentaire de l'ordre de 10 à 20 €/MWh » ; financés par RTE, leur amortissement sera intégré dans le TURPE²³. Il faut ici ajouter, qu'il devrait en aller de même avec le nucléaire, dès lors que des unités nouvelles viendraient à être envisagées.

S'agissant de l'offshore « flottant », voici ce qu'en dit l'ADEME 2019 : « Cette technologie est en émergence, elle consiste à monter des turbines sur des fondations flottantes ancrées au sous-sol marin par des câbles ou des chaînes. Cela facilite l'installation loin des côtes, à des profondeurs plus élevées et relativement

²² SDDR, Schéma décennal de développement du réseau.

²³ TURPE = Tarif réglementé du réseau public d'électricité ; tarif fixé par l'autorité administrative indépendante qu'est la Commission de régulation de l'énergie (CRE). TURPE 6 vient d'entrer en vigueur pour quatre ans, à compter du 1er Août 2021.

indépendamment des conditions de sol. Actuellement, un seul parc pilote d'éoliennes flottantes est en service au Royaume-Uni, il se compose de 5 éoliennes d'une puissance unitaire de 6 MW. » Il reste donc difficile à ce jour de véritablement en fixer les coûts avec un minimum de certitude.

À ce tableau d'ensemble, il faut enfin ajouter l'hydraulique (de 15 à 20 €/MWh, selon la CRE)

En définitive, on peut, pour l'essentiel, résumer la situation actuelle des filières au regard de leurs coûts de production par cinq points :

- Les EnR peuvent être dites « devenues compétitives », dans la mesure où, globalement, elles s'inscrivent désormais dans des fourchettes de coût de production analogues à celles du nucléaire, de l'historique à l'EPR.
- Ces estimations de coûts sont toutefois celles de LCOE. Elles reposent ainsi sur des taux de charge conventionnels qui sont fréquemment surestimés par rapport à la réalité pratique. Elles expriment ainsi des coûts au MWh qui peuvent être parfois sensiblement sous-estimés.
- L'éolien terrestre, surtout avec les éoliennes NG, est désormais dans des niveaux de coûts tout à fait analogues à ceux du parc nucléaire existant.
- En dépit de la baisse du prix des panneaux PV, le solaire reste une EnR globalement onéreuse, mais avec des variations de coûts extrêmement fortes selon les différentes configurations (centrale au sol, toiture, résidentiel diffus...), les puissances installées et les lieux d'implantation.
- L'éolien offshore est l'EnR la plus coûteuse et, hors coûts de raccordement, semble devoir se situer pour l'instant et pour quelque temps encore au niveau qui est celui ... des EPR !

On voit que les choix développés entre filières, -éolien vs solaire, avec la question du stockage quotidien et inter saisonnier qui sera traitée *infra-*, comme au sein même des filières, - solaire diffus en toiture vs solaire en centrale au sol ; éolien offshore, posé ou flottant ...- influe(ro)nt donc très fortement sur les coûts de production. S'agissant des exercices d'anticipation de l'avenir, il sera donc désormais tout particulièrement nécessaire de préciser le détail des formes concrètes d'implantation que l'on propose de développer.

Il reste, enfin, qu'à trop ne s'en tenir qu'aux seuls coûts directs de production et ses perspectives annoncées de baisse, on oublie ceux de flexibilité et de réseau, qui font ainsi eux-mêmes commodément office d'externalités et sont donc trop souvent minimisés, quand ils ne sont pas purement et simplement ignorés.

2.2. La question du facteur de charge

2.2.1. Les EnR, des sources à faible facteur de charge.

La question du facteur de charge se pose avec toute source productrice d'énergie électrique. Il ne suffit en effet pas d'installer une puissance nominale donnée pour avoir de l'électricité, encore faut-il tenir compte du temps effectif pendant lequel la source est productive. Comme on l'a vu précédemment, on appelle facteur de charge le rapport entre la production effective, calculée en nombre d'heures équivalent puissance-crête, sur l'année et la production théorique à pleine puissance sur l'ensemble de l'année.

Tableau 2.1. Les facteurs de charge constatés

a) La situation de la France en 2019 (bilan RTE)

	Puissance installée en fin d'année (en GW)	Production (en TWh)	Facteur de charge moyen sur l'année (en %)
Éolien terrestre	16,5	34,1	24,7%
Solaire PV	9,4	11,6	13,5%
Nucléaire	63,1	379,5	68,7%

b) La situation de l'Allemagne en 2019

	Puissance installée	Production	Facteur de charge
Éolien terrestre	54,0	101,3	21,4%
Éolien offshore	7,5	24,7	37,6%
Solaire PV	49,2	47,5	11,0%

Ce facteur est d'abord une caractéristique technique, relativement stable, dont l'ordre de grandeur est propre à chacune des différentes sources, mais dépend aussi fortement du territoire d'implantation considéré : il est aisément compréhensible, pour ne prendre que cet exemple, que le facteur de charge du solaire PV ne soit assurément pas le même en Ecosse ou au Maroc ! Enfin, il est aussi fonction de l'efficacité technologique spécifique de la machine concernée ou de son mode d'utilisation ; pour l'éolien terrestre, il y a ainsi de nettes différences entre les éoliennes dites d'ancienne génération et celles « toilées », dont la taille est sensiblement plus grande et donc la capacité à capter le vent médium bien supérieure²⁴.

Aux conditions actuelles, le facteur de charge du solaire PV se situe normalement bon an mal an entre 14% et 12,5% en France (cf. Tableau 2.1.a). Pour ce qui est de l'éolien terrestre, dont le parc est pour l'instant quasi

²⁴ Les éoliennes répondent à une loi générale, dite de Betz, qui indique que la puissance d'une machine est proportionnelle à la surface balayée par le rotor (donc au carré de la longueur des pales) et au cube de la vitesse du vent capté. Monter en puissance unitaire, c'est donc tout à la fois augmenter la taille des pales et la hauteur du mat (le vent est d'autant plus fort que l'on gagne en altitude). Les éoliennes terrestres d'ancienne génération développent une puissance unitaire d'environ 2 MW ; leur mât, en général deux fois plus haut que la longueur des pales, est de l'ordre de 80 à 100 m. pour des pales de 40 à 50 m. Les éoliennes « toilées » de nouvelle génération, qui développent des puissances de l'ordre de 3 MW, ont des pales de 60-80 m. et des mats de 120 m. Quant aux éoliennes offshore, la puissance unitaire moyenne du parc installé en Allemagne est de 5 GW, mais la course à la puissance est largement engagée ; ainsi les puissances unitaires sont désormais fréquemment de l'ordre de 8 à 10 MW et la Chine vient d'engager la construction d'un pilote d'une puissance de 14 MW.

intégralement constitué d'éoliennes d'ancienne génération, même s'il a été plus élevé en 2019, le facteur de charge est en moyenne de 23 % en France. Quant à l'éolien offshore, son facteur de charge est sensiblement plus élevé. Aucune éolienne de ce type n'étant encore raccordée en France, il n'est évidemment pas possible d'en donner le facteur de charge²⁵ ; néanmoins, à titre de repère, on rappelle que l'offshore allemand a enregistré en 2019 un facteur de charge de 37,6% (cf. Tableau 2.2.b.).

Quant au Royaume-Uni, son parc offshore --le plus grand parc installé au monde--, a fonctionné avec un facteur de charge moyen de 40,5% en 2019 (Cf. Tableau 2.2., ci-dessous)²⁶, alors que celui de l'éolien terrestre y a atteint 26,5%. Il faut ici souligner que certains sites offshore de la mer du Nord atteignent des taux supérieurs à 50%.

Tableau 2.2. Facteurs de charge des éoliens au Royaume-Uni

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Load factors										%
Onshore	21.8%	27.9%	25.8%	28.4%	26.2%	29.3%	23.6%	28.0%	26.4%	26.5%
Offshore	30.5%	37.0%	35.8%	39.1%	37.3%	41.5%	36.0%	38.9%	40.1%	40.5%
Wind speed										knots
Average	7.8	9.0	8.2	8.6	8.7	9.4	8.4	8.7	8.5	8.2

Knots = nœuds, soit une vitesse du vent exprimée en miles (1,852 km) par heure

Source: "Wind powered electricity in the UK"

Au niveau mondial, les facteurs de charge moyens des parcs éoliens sont estimés par le GWEC²⁷ à 23% pour les installations terrestres et à 40% pour celles implantées en mer.

Facteur de charge, puissance installée et électricité produite.

La faiblesse du taux de charge des EnR, lié à leur caractère intermittent et variable, pose d'entrée de jeu un problème au processus de transition électrique, qui vise à substituer des EnR aux sources préexistantes, et en particulier pour ce qui est de la France, au nucléaire ; ce problème est purement physique.

Pour l'illustrer, on prendra ici, l'exemple de la centrale de Fessenheim, récemment fermée ; par hypothèse, on cherchera à lui substituer une production d'électricité quantitativement identique, d'origine totalement éolienne (terrestre). Le problème s'énonce ainsi simplement : quelle puissance faut-il installer -et partant, combien faut-il installer d'éoliennes-, afin de globalement disposer sur l'année d'autant d'électricité qu'avant la fermeture de la centrale ?

La centrale de Fessenheim, comprenait deux réacteurs de 900 MW, soit une puissance installée de 1 800 MW ; quant aux éoliennes, sur le parc actuellement installé, leur puissance unitaire s'étage entre 1,8 MW et 3 MW,

²⁵ A titre de référence néanmoins, la future ferme de 62 éoliennes de la baie de St Brieux, dont les travaux devraient démarrer incessamment, est donnée pour une puissance de 496 GW et une production de 1,82 TWh. Ces chiffres correspondent à un facteur de charge de 42%.

²⁶ Donnée officielle du gouvernement britannique ; cf. "Wind powered electricity in the UK", Department for Business, Energy & Industrial Strategy, mars 2020

²⁷ "Global wind report 2019", Global Wind Energy Council, march 2020.

https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/08/Annual-Wind-Report_2019_digital_final_2r.pdf

on retiendra ici une puissance moyenne de 2 MW²⁸. Pour simplifier les calculs, on retiendra un taux de charge de 70% pour le nucléaire et de 25% pour l'éolien.

Avec X pour le nombre d'éoliennes, on doit donc avoir (avec des éoliennes d'une puissance moyenne de 2,0 MW) l'équation suivante :

Production de Fessenheim = Production équivalente d'un parc de X éoliennes de 2,0 MW de puissance unitaire.

Soit, en faisant l'hypothèse que Fessenheim tourne à un taux de charge de 70% et les éoliennes à 25% :

$$1800 \text{ (MW)} \times 365 \text{ (jours)} \times 24 \text{ (heures)} \times 0,7 = X \times 2,0 \times 365 \times 24 \times 0,25$$

Sous ces hypothèses, il faut installer une puissance de l'ordre de 5 GW, soit 2520 éoliennes de 2 MW, pour obtenir une production d'électricité identique à celle fournie par une centrale nucléaire de 1,8 GW. Installer des éoliennes de « nouvelle génération » d'une puissance de l'ordre de 3 MW, ferait passer ce chiffre à 1680, ce qui ne modifie pas substantiellement le problème. Le même calcul réalisé pour le solaire PV avec un facteur de charge de 14% donne une puissance à installer de 9 GW. Ainsi, aux conditions actuelles de facteurs de charge, pour obtenir une production d'électricité équivalant à celle de 1,8 GW de nucléaire, il faut installer 9 GW de solaire PV, ou 5 GW d'éoliennes terrestres.

Les trois conséquences du faible taux de charge des EnR.

Cette caractéristique implique trois conséquences :

- i) Pour satisfaire une demande donnée d'électricité, il faut une puissance installée plus importante ; cela implique un coût accru d'installation. C'est ce qu'illustrent à l'évidence les trois exercices de simulation qui sont ici examinés. En effet, tant le scénario de 2017 de négaWatt que les variantes 2060 de l'ADEME, ou la récente optimisation du CIREN, tous aboutissent au même résultat : un important surcroît de puissance à installer. Il est ainsi tout à fait symptomatique, de vérifier (cf. Tableau 2.3.a, ci-dessous) d'abord que, s'agissant des situations constatées en 2019, bien que les productions soient relativement proches, les différences de mix renvoient à une puissance installée très sensiblement plus importante en Allemagne qu'en France.

Tableau 2.3.a. Puissance installée et production électrique, 2019-2050, toutes sources confondues.

	Puissance (en GW)	Production (en TWh)	Facteur de charge
2019 Bilan RTE	135,3	537,7	45,4 %
2019 Allemagne	224,0	574,0	29,3 %
2050 négaWatt	277,5	497,0	20,5 %

De même, en dépit d'une consommation et donc d'une production prévue comme devant être très sensiblement moindres qu'aujourd'hui, à l'horizon 2050, les 100 % d'EnR du scénario négaWatt

²⁸ À fin juin 2018, le parc installé comprenait 7370 éoliennes raccordées, installées sur 1260 parcs, pour une puissance nominale de 14 275 GW, soit 2 MW en moyenne unitaire et une taille moyenne de 6 éoliennes par parc. Ce chiffre est donc bel et bien représentatif du parc installé.

conduisent à une puissance totale deux fois plus importante que celle actuellement installée : 277 GW, contre 135.

Tableau 2.3.b. Puissances installées en 2035, selon la variante, dans l'optimisation du Cired.

En GW	1 Avec nucléaire	2 Sans nucléaire	3= 2-1 Différence
Puissance totale installée	198,3	282,5	+84,2
Dont			
Nucléaire	19,7	0	-19,7
Turbines à gaz	18,2	27,4	+9,2
EnR	160,4	255,1	+94,7

Enfin, l'exercice d'optimisation du Cired (cf. Tableau 2.3.b), conduit à des puissances installées très différentes selon que la variante est avec ou sans nucléaire, alors qu'il s'agit pourtant dans les deux cas de satisfaire une même demande de 480 TWh. Ainsi, du seul fait de son taux de charge supérieur et de sa flexibilité, pourtant relative, une capacité d'un peu moins de 20 GW de nucléaire y équivaut à la production cumulée de près de 105 GW (94,7 GW d'EnR et de 9,2 GW de source carbonée).

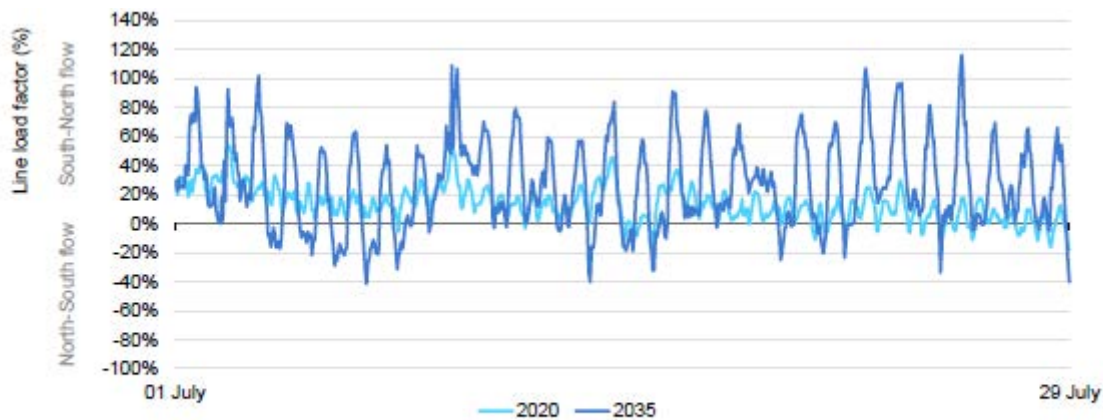
- ii) Cette puissance n'est pas pilotable et elle est variable, il est donc assuré qu'à certains moments les éoliennes –ou les panneaux solaires- fonctionneront à pleine puissance ; il faut donc recalibrer les réseaux de transport et de distribution en conséquence, afin de leur permettre d'accueillir cette éventualité ; soit dans notre exemple de Fessenheim et de l'éolien, 5 GW au lieu de 1,8 GW. Le récent rapport AIE/RTE (cf. Figure 2.4.)²⁹ donne une illustration frappante et spectaculaire de cette situation. En dépit d'une évolution encore limitée de la part des EnR dans le mix à l'horizon 2035, les variations du flux d'électricité seront alors beaucoup plus importantes et le réseau devra pouvoir accueillir des charges supérieures à sa capacité actuelle. Sur l'espace de temps limité de la simulation –le seul mois de juillet- cette capacité sera dépassée à au moins cinq reprises et sera approchée de très près, à quatre occurrences. S'y ajouteront de surcroît de très nombreuses inversions du sens du flux. Cet axe devra donc être renforcé et réorganisé en conséquence.

Comme l'indique sans ambiguïté le rapport: « *high shares of renewables are only feasible if transmission network provides a high degree of pooling of resources. Network developments therefore « naturally » follow those of production. The historical structure of the transmission grid, which links the territory through major vertical and transverse axes is well suited to host wind and solar generation. The variability of flows on certain axes (particularly north-south) is expected to increase significantly over the next few years* »³⁰

²⁹ "Conditions and requirements for the technical feasibility of a power system with high share of renewables in France towards 2050", AIE- RTE, January 2021

³⁰ Rapport cit, p. 164.

Figure 2.4. Evolution des flux attendus sur l'axe Nord-Sud du réseau français, aujourd'hui et en 2035



Source: RTE (2019), French Transmission Network Development Plan.

- iii) Enfin, il est tout aussi possible qu'il y ait, à l'inverse, absence ou insuffisance de vent ou de soleil au regard de la demande. Pour pallier cette absence ou insuffisance, il faut en ce cas pouvoir disposer de flexibilités qui actuellement ne sont pas nécessaires –importations, capacités de stockage, ou sources thermiques complémentaires de « back up » -. Cette question des flexibilités est évidemment essentielle et nous retiendra longtemps.

Tels sont les trois premiers principaux défis auxquels, du fait du développement des EnR, la transition électrique sera confrontée.

2.2.2. Le déclassement du facteur de charge des sources autres que les EnR : le « merit order ».

Si le facteur de charge est donc en premier lieu une question « technique », liée tant à la technologie employée pour la source qu'à la qualité du site d'implantation, on ne saurait toutefois la réduire à cela seulement. Ces déterminations générales sont, en effet, enchâssées dans une détermination institutionnelle qui joue aussi un rôle majeur dans sa fixation : le « merit order ».

Les EnR, le « merit order » et les sources flexibles.

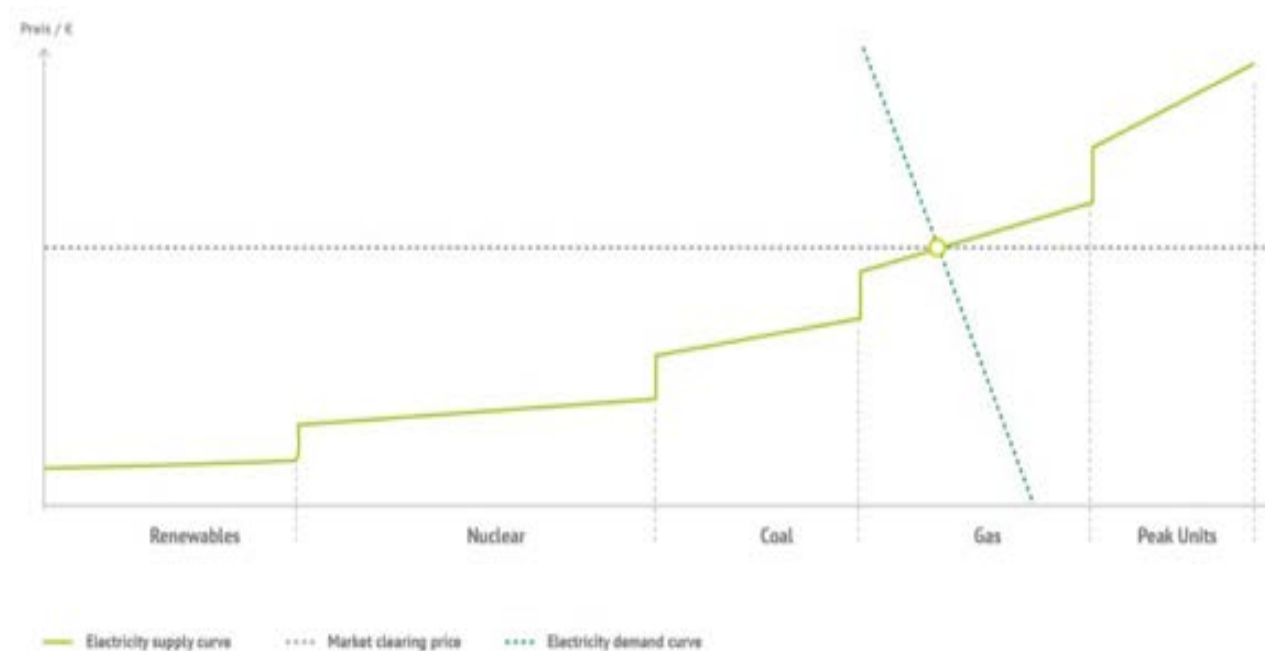
L'électricité ne se stockant pas, le parc électrique est, en effet, plus ou moins sollicité en fonction de la demande. La logique dite de « merit order » (préséance économique) consiste à organiser le marché concurrentiel voulu par les directives européennes, en faisant appel aux différentes sources de production électrique en fonction des besoins, et selon l'ordre croissant de leurs coûts variables respectifs.

L'offre d'électricité étant ouverte au marché depuis sa libéralisation par les directives européennes, l'appel aux offres est organisé d'heure en heure par l'opérateur sur le marché européen en fonction du prix croissant de celles-ci et ceci sur l'ensemble de la zone ; cette organisation se fait au coût marginal. Symétriquement,

l'opérateur regroupe également les demandes pour constituer une courbe de demande. L'intersection des courbes (cf. Figure 2.5.) détermine le volume et le prix dit "de compensation" (« clearing price »). Tous les participants au marché obtiendront, ou paieront, pour ce volume et à ce prix. Les EnR bénéficiant soit d'un prix garanti, soit d'un prix fixe déterminé par appel d'offres, le fournisseur (opérateur qui achète l'électricité au producteur et la vend au consommateur) se verra rembourser la différence entre le prix de marché et celui payé au producteur dès lors que celui-ci lui serait supérieur. Cette compensation sera financée sur les recettes de la CSPE (en Allemagne, de la EEG-Umlage). C'est, par exemple, ce qui explique que le prix de l'électricité soit depuis la mi-2020 tiré par celui du gaz naturel.

Cet "ordre de préséance économique", ou "merit order", est une application pure, sinon parfaite, de la théorie marginaliste et est supposé permettre d'assurer le meilleur prix au consommateur. C'est d'ailleurs à Bruxelles la DG Concurrence qui en est en responsabilité de ce dossier.

Figure 2.5. Le schéma d'appel des sources du « merit order ».



Le problème d'une fixation du prix de l'électricité en fonction du coût marginal de sa production est triple.

Le premier, est qu'il organise de fait un ordre de préséance des sources qui est fonction directe de la faiblesse de leurs coûts variables (OPEX) relativement à leurs coûts fixes (CAPEX). Cet ordre-là est joué d'avance du fait des réalités technico-économiques propres à chacune des sources : d'abord les EnR, ensuite le nucléaire, puis les centrales au charbon, puis celles au gaz, et enfin les unités ultra pilotables chargées d'assurer les pointes ; Et il est immuable. Aussi assure-t-il une rente permanente aux EnR et rabote de ce fait la rentabilité de toutes les autres.

Le second problème, conséquence directe du précédent, tient au fait que les sources autres qu'EnR sont ainsi en quelque sorte « prescrites », d'autant plus, d'ailleurs, que les EnR sont adossées à une obligation d'achat³¹ : leurs débouchés sont, *a priori*, limités à ce qui reste à satisfaire au-delà de la production des EnR qui est à la

³¹ Comme on le verra (cf. pp 67 sq.), cette obligation est régie par les articles 314-1 et suivants du Code de l'énergie, et elle trouve son origine dans les Directives européennes « Renewable energy sources » (RES) qui se sont succédé.

fois variable et non-pilotable. Leur facteur de charge en est de ce fait plus ou moins fortement diminué ; ce qui en retour augmente d'autant leur coût de production et réduit leur rentabilité. Le cas actuel des centrales au gaz est de ce point de vue exemplaire ; situées au bout du merit order, la demande qui leur adressée est strictement résiduelle et se borne désormais à satisfaire les ultras pointes de consommation, ou les manques de production des intermittentes. Faute de rentabilité, elles ont été peu à peu "mises sous cocon" par leurs propriétaires, c'est pourquoi les investisseurs rechignent désormais à s'aventurer à financer de nouvelles capacités. Dans le même temps, elles sont pourtant de plus en plus essentielles pour assurer l'équilibre d'un système qui devient de moins en moins pilotable. Aussi, pour assurer la sécurité d'approvisionnement, a-t-il fallu inventer et mettre en place à partir de 2017 des "mécanismes de capacité", sortes d'abonnements qui permettent de leur donner une garantie minimale de revenu.

Le troisième problème tient au principe même de l'organisation du marché par les coûts variables des sources. Cela conduit à faire payer l'électricité aux fournisseurs sans prendre en compte les externalités de coût propres à chaque source, qui sont ainsi rendues invisibles et renvoyées aux coûts d'ensemble du système, que le consommateur final voit pourtant intégrés dans sa facture. Or, comme on vient de le souligner, les EnR supposent des transformations profondes et coûteuses des réseaux³² et requièrent la mise en place de flexibilités nouvelles ; autant de conséquences que leur seul coût de production, *a fortiori* marginal, ne prend évidemment pas en compte. Cette question ne se posait pas dans l'organisation centralisée et monopolistique antérieure à l'ouverture à la concurrence organisée par les directives européennes, l'opérateur unique intégrant par nature l'ensemble des coûts du système. Dans le cadre actuel, le prix de production qui sert de signal au marché est un très mauvais indicateur, dont la minimisation ne peut en aucun cas représenter un optimum social.

Les « mécanisme de capacité » et les centrales à gaz.

C'est pourquoi, au total, les facteurs de charge de ces dernières sources appelées que sont les centrales ou les turbines à combustion, -car leurs coûts variables sont particulièrement importants au regard de leurs coûts fixes -, n'ont désormais plus vraiment grande signification. Ainsi, les estimations de LCOE utilisent-elles des facteurs de charge variant de 45% à ... 80% (cf. Tableau 2.4., ci-après) ! Ils en auront d'ailleurs de moins en moins au fur et à mesure du développement des EnR. La vertu d'hier des CCGT (centrales à cycle combinés et turbines à gaz et à vapeur), leur extrême flexibilité pilotable, synonyme de coûts variables importants, s'est ainsi retournée contre elles, jusqu'à devenir aujourd'hui leur faiblesse.

Ainsi, faute de permettre de les rentabiliser, cette situation de « merit order » a très concrètement conduit les producteurs à « mettre sous cocon » leurs centrales récentes, en France et plus encore en Allemagne, qui dans de telles conditions ne parvenaient plus à trouver leur rentabilité. D'où la mise en place à partir de 2017 dans le Code de l'énergie des formules de « mécanisme de capacité » ; c'est-à-dire en fait d'abonnements, où ce qui est payé³³ est une capacité de production que l'on peut appeler à tout moment, plutôt que cette production elle-même.

³² Ce point sera par ailleurs repris et détaillé infra, 3.2. Le coût d'adaptation des réseaux, p. 72 sq.

³³ Sur ce point cf. les développements très pédagogiques qui sont consacrés au mécanisme de capacité dans « *Bilan électrique 2019* », RTE, pp.139-142

Tableau 2.4. Les éléments du LCOE des centrales combinées à gaz thermiques.

FILIERE CCGT				
	LAZARD		AIE	
CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES				
Durée de fonctionnement (années)	20		20	
Facteur de charge (%)	45	80	45	80
Taux d'actualisation (%)	3		3	
Rendement (%)	58	62	58	62
COÛTS				
Investissement (€/kW)	590	1100	780	910
Exploitation (€/kW/an)	4,7	5,1	-	-
Exploitation variable (€/MWh)	1,7	3	4,6	4,6
Coût du combustible (€/MWh produit)	37,1	39,7	37,1	39,7
Coût du carbone (€/MWh produit)	5,3	5,7	5,3	5,7
COÛT DE PRODUCTION (€/MWH)				
LCOE	50	69	54	66
DÉCOMPOSITION DU LCOE				
Coût CAPEX	1,7	15,2	7,5	15,7
Coût OPEX	6,4	8,1	4,6	4,6
Coût du combustible	37,1	39,7	37,1	39,7
Coût du carbone	5,3	5,7	5,3	5,7
LCOE si prix du CO ₂ sur EU ETS = 40 €/tCO ₂ e	58	77	62	74
LCOE si prix du CO ₂ sur EU ETS = 80 €/tCO ₂ e	71	90	75	87

Source : Les LCOE ont été calculés à partir de deux études : Lazard (2018) « Levelized cost of energy analysis version 12.0 » et AIE (2015) « Projected costs of generating electricity ». Le prix du gaz utilisé est issu de Commission de régulation de l'énergie (2019) « Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2018 » et le coût retenu pour le carbone est calculé à partir du prix moyen du marché ETS pour l'année 2018 : environ 16,5 €/tCO₂e, soit 5,3 à 5,7 €/MWh avec le ratio de 0,2 tCO₂e/MWh (source base carbone).

Source : Ademe 2019

Faute de ce mécanisme, comme le dit le bilan prévisionnel 2019 établi par RTE : « Sur certaines années marquées par des températures particulièrement douces (par exemple, 2014 et 2015), les revenus annuels des centrales au gaz sont restés significativement en dessous de leurs coûts fixes, voire ont été quasiment nuls pour les turbines à combustion. La mise en place du mécanisme de capacité a été déterminante pour assurer le maintien de ce type de centrales au gaz et préserver la sécurité d'approvisionnement. ³⁴» C'est ce qu'illustre la figure 2.6., -dessous.

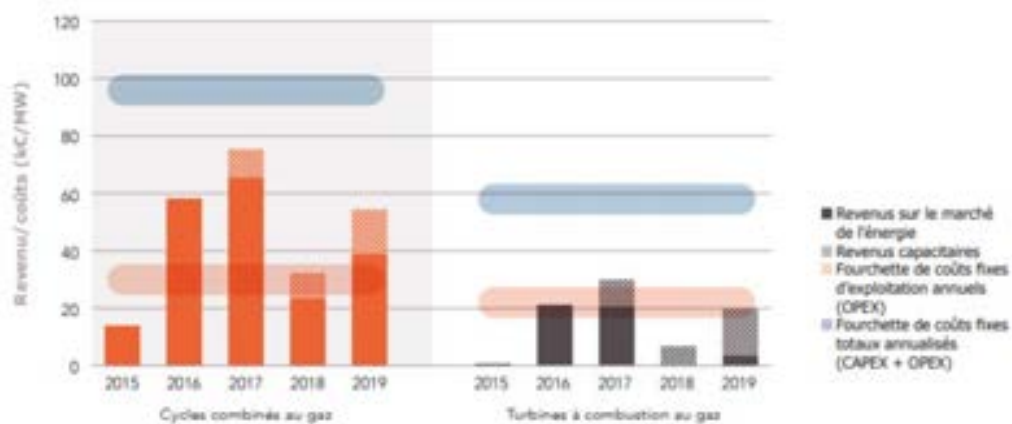
C'est aussi pourquoi leurs LCOE affichés, soit entre 50 et 69 €/MWh pour des facteurs de charge variant entre 45% et 80% doivent être considérés comme conventionnels et des références plutôt que comme des indications traduisant une réalité.

Désormais, pour les sources ultra pilotables (au ¼ d'heure) situées tout au bout du « merit order », les facteurs de charge sont désormais devenus quasi résiduels, au sens mathématique du terme.

³⁴ Ce même document ajoute que : « Le mécanisme continue d'évoluer, en concertation avec les parties prenantes du secteur : un appel d'offres de long terme complète désormais le dispositif afin de sécuriser davantage les revenus capacitaires des nouvelles capacités et un retour d'expérience sera mené sur les premières années de fonctionnement du mécanisme. »

Figure 2.6.

Figure 26. Évolution des revenus annuels nets (i.e. revenus de marché diminués des coûts variables de production)* réalisés des cycles combinés et turbines à combustion au gaz de 2015 à 2019 et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes**



Source : RTE, bilan prévisionnel 2019.

Le taux de charge du nucléaire et le « merit order » : le nucléaire comme variable de flexibilité.

Reste, enfin, la question particulière du nucléaire, dont le facteur de charge de 2019 a été de 68,7%³⁵, bien supérieur à ceux des EnR ; encore est-ce là une année assez particulière, car marquée par une forte et inhabituelle baisse.

Structurellement, le parc nucléaire français connaissait, en effet, depuis son origine des taux de charge de l'ordre de 75% à 80%, résultat moyen entre la période d'avril à septembre, -période de faible consommation pendant laquelle les arrêts d'entretien ou de charge étaient dans la mesure du possible programmés-, dont le taux était de l'ordre de 70%, et le reste de l'année qui culminait à un peu plus de 90% entre décembre et février (cf. Figure 2.7., ci-dessous).

Cette situation a prévalu jusqu'au milieu des années 2010. Ce n'est désormais plus le cas.

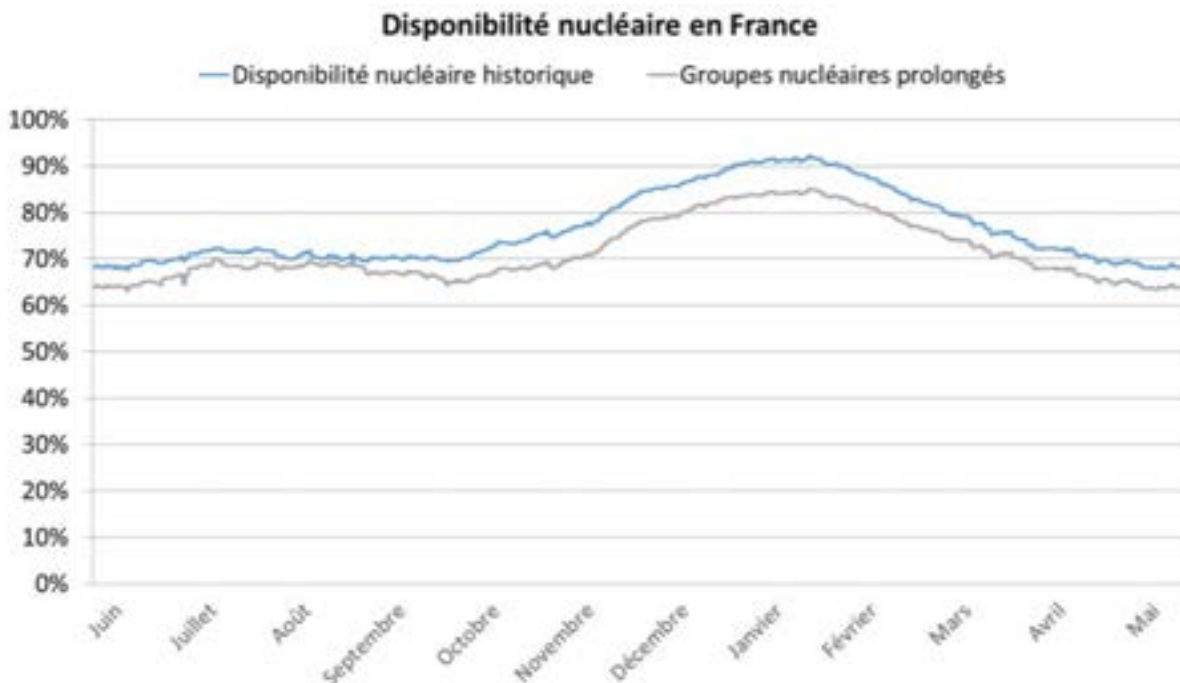
Il y a à cela deux raisons :

- D'abord, parce que l'usure des équipements à la veille de la quatrième visite décennale et d'un éventuel « grand carénage » a imposé des arrêts « techniques » plus fréquents. Le taux de charge a ainsi été nettement plus faible de 2016 à 2019, du fait des arrêts exceptionnels de réacteurs liés aux contrôles de l'Autorité de sûreté sur la qualité de gros composants en 2016-2017, d'un problème générique lié à l'usure de pièces situées sur le couvercle de la cuve de certains réacteurs en 2018 et de la programmation de sept visites décennales en 2019. Du fait de problèmes de corrosion de certains équipements, cette difficulté est toujours bien présente en cet hiver 2022.

³⁵ Cf. Tableau 5 a, p. 27.

- Ensuite, deuxième raison, parce que l'été 2019 a été marqué par une canicule particulièrement forte et durable, qui a entraîné l'interruption de la production de certains sites, faute de pouvoir les refroidir convenablement.

Figure 2.7.



Source : Ademe

Les exercices de simulation de l'ADEME comme du CIRED font l'un comme l'autre état d'un facteur de charge de 60%. Cet écart sensible à la réalité historique est dû non aux difficultés qui viennent d'être rappelées, mais à un choix dont les auteurs reconnaissent d'ailleurs sans difficulté qu'il est à l'origine de ce faible taux de charge. Ainsi, pour le CIRED : « *l'optimum consiste à utiliser le nucléaire en suivi de charge et non en base, d'où un facteur de capacité d'environ 60%* », ou encore : « *Le nucléaire est supposé pouvoir fonctionner en suivi de charge, donc avec une grande flexibilité.* » Cette part de la baisse du facteur de charge, qu'entérinent donc les auteurs et qui se retrouve dans les trajectoires Ademe 2020-2060, est en effet corrélative de la montée des EnR, et avec elle du maintien de l'ordre du « merit order ». Dans le mix simulé par le CIRED, dans lequel il n'y a (presque) plus que des EnR et du nucléaire, le sort des centrales nucléaires de 2035 est ainsi, en somme, identique à celui des centrales au gaz dans le mix actuel. Le taux de charge du nucléaire n'est donc plus celui, « technique », de l'ordre de 75%, qui devrait grosso modo prévaloir, mais celui qui est dû au choix « politique » du maintien d'un calcul économique marginaliste sur ce qui est devenu un marché de la fourniture de l'électricité, ce qui le transforme en variable d'ajustement du système et le fait dès lors chuter fortement. Contrairement à ce qu'avance négaWatt, dans ces deux exercices, par sa flexibilité relative, le nucléaire pallie l'insuffisance de flexibilité d'un système dans lequel les EnR, sources non pilotables et à la production fatale, sont prédominantes. Il permet ainsi d'éviter d'investir dans des formes de flexibilités plus coûteuses, mais c'est évidemment au détriment de ses propres coûts de production.

Vers une mise en question du « merit order » et une remise en cause du subventionnement des EnR ?

La dégradation des taux de charge des sources flexibles, est ainsi la conséquence inéluctable de la conjugaison de ce « merit order » marginaliste avec le développement des EnR, qui sont non pilotables. Via la baisse des

taux de charge des sources flexibles qu'il entraîne, ce développement est par là même à l'origine d'un inéluctable surcroît de leurs coûts de production, ce qui les rend rapidement non rentables sur le marché. Face à cette situation, connue dans la littérature sous le nom de « *clean energy paradox* », et faute de solution économique de substitution, cela entraîne, d'une part, la fermeture de sites existants et, d'autre part, empêche tout projet, alors même que les flexibles, celles au gaz en particulier, sont plus que jamais indispensables pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Cette situation est d'ores et déjà celle que nous connaissons, que ce soit ici ou, *a fortiori*, en Allemagne ; comme on vient de le voir, elle a conduit à mettre en place des « *mécanismes de capacité* » pour les ultras pilotables, à développer les appels d'offre pour l'offshore et, in fine, à limiter l'espace dévolu aux prix garantis.

Si elle a donc de multiples conséquences dommageables dans la réalité, cette mécanique perverse du marché a au moins une vertu pour ce qui nous retient ici : du fait de l'externalisation qu'elle assure de la variabilité non pilotable des EnR sur le facteur de charge des autres sources, l'origine du surcroît de coût que celles-ci sont ainsi amenées à supporter devient invisible. Aussi, n'est-il pas imputé aux EnR, qui en sont pourtant à l'origine. Ainsi, comme c'est le cas aujourd'hui des centrales à gaz, le nucléaire, source flexible quoi qu'il ait pu en être dit, pourrait, demain, être commodément chargé de ce fardeau, qui pourtant ne lui revient pas en propre...

Mais, quel que soit le baudet qui en est, ou sera, ouvertement chargé, ce fardeau finit néanmoins par inéluctablement peser sur le coût final de l'électricité. Avec le développement des EnR, il sera assurément de plus en plus important.

Au-delà des exercices de simulation, il reste que tout ceci pourrait bien à la longue conduire à mettre en question et le « merit order » lui-même et le subventionnement des EnR, pourtant désormais devenues « compétitives » par rapport aux sources conventionnelles. Il faudra bien un jour s'interroger : ne faudra-t-il pas en venir à écrêter les pics de production excessifs, sans pour autant avoir, comme c'est le cas aujourd'hui, à indemniser les producteurs, à abandonner donc purement et simplement l'obligation d'achat ? Devant les coûts et les effets d'ores et déjà induits, cela a, en tout cas, comme on le verra, amené à sensiblement modifier les règles, en particulier en Allemagne, particulièrement exposée à cette difficulté, mais la France n'en a pas moins aussi, et pour les mêmes raisons, dû adapter ses règles.

En France, outre l'apparition des marchés de capacité pour les centrales à gaz depuis 2017, les inquiétudes quant à l'évolution du montant de la CSPE, actuellement désormais plafonnée à 22,5 €/MWh, - dont il a pu être jugé par la Cour des comptes que ses modalités d'attribution représentaient un « *soutien très élevé et déséquilibré* »³⁶- ont conduit à revoir à la baisse les prix et les conditions d'achat, ou à renégocier en 2018 les appels d'offres initiaux pour l'offshore. Devant l'explosion des coûts de la EEG-Umlage –l'équivalent allemand de la CSPE-, il en a été très exactement de même en Allemagne, où les successives lois sur l'énergie sont régulièrement venues amender fortement à la baisse des dispositions initiales jugées par trop favorables à la production d'EnR et excessivement coûteuses.

Enfin, pour en finir avec ce sujet qu'on ne peut ici qu'effleurer et entrouvrir un débat qui, au vu des évolutions qui viennent d'être rappelées, devra bien être conduit ouvertement un jour, cette citation d'un article de Claude Desama : « ... *la part croissante prise par les renouvelables dans la production d'électricité a créé ce que les économistes anglais ont appelé le « clean energy paradox ». Il faut entendre par là qu'à partir d'un certain seuil atteint par les énergies renouvelables dans le spectre productif, un investissement dans la construction de centrales n'est pas rentable sans bénéficier d'aides publiques ou d'une garantie de prix. On ne peut donc pas rêver de concurrence moins imparfaite et rien ne permet de croire à un renversement de la tendance vu l'accent*

³⁶ « *Le soutien aux énergies renouvelables* », Communication à la commission des finances du Sénat, Cour des comptes, mars 2018.

mis par la Commission et le Parlement européens sur la promotion de renouvelables en lien avec la lutte contre le réchauffement climatique. Que ce soit via des prix garantis avec obligation d'achat, à l'instar des prix agricoles au début de la politique agricole commune, ou via des prix de marché associés au versement d'une prime, le financement des énergies renouvelables représente de fait un mécanisme « hors marché », qui rend caduque la logique du merit order et celle du coût marginal comme prix d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. En poursuivant plusieurs lièvres à la fois et en s'obstinant à voir dans le marché même perverti un mantra incontournable, la Commission a mis en place un mécanisme perdant-perdant qui inflige une triple peine au secteur : des prix de marché trop bas, des quantités d'énergie renouvelables qui s'accroissent sans lien avec la demande et des technologies liées aux énergies renouvelables qui évoluent « hors marché »³⁷.

2.3. Les EnR, des sources décentralisées : repenser les réseaux.

2.3.1. Décentralisation des sources et inversion de la logique des réseaux.

Le développement des EnR intermittentes va nécessiter de repenser le réseau. Certes d'abord, comme on vient le voir, parce qu'il faudra le renforcer compte tenu des surcroûts de puissance qui devront y être accueillis, mais pas seulement. En effet, les EnR étant des sources décentralisées, cette évolution du mix va de surcroît venir en bouleverser totalement l'organisation, jusqu'à, d'ailleurs, à strictement parler, en inverser le fonctionnement. Il faudra, en effet, totalement repenser les réseaux ; à cela il y a deux raisons parfaitement objectivables, qui s'ajoutent à la précédente concernant la puissance installée qui vient d'être analysée.

Les EnR, des sources décentralisées.

La première tient au fait que cette production est décentralisée et de faible puissance unitaire. Raison pour laquelle elle est très principalement (à plus de 90%, cf. Tableau 2.6., ci-dessous) accueillie sur le réseau d'Enedis, réseau de distribution, qui n'est pas conçu pour cela. Seul l'éolien offshore sera intégralement et directement raccordé au réseau de RTE.

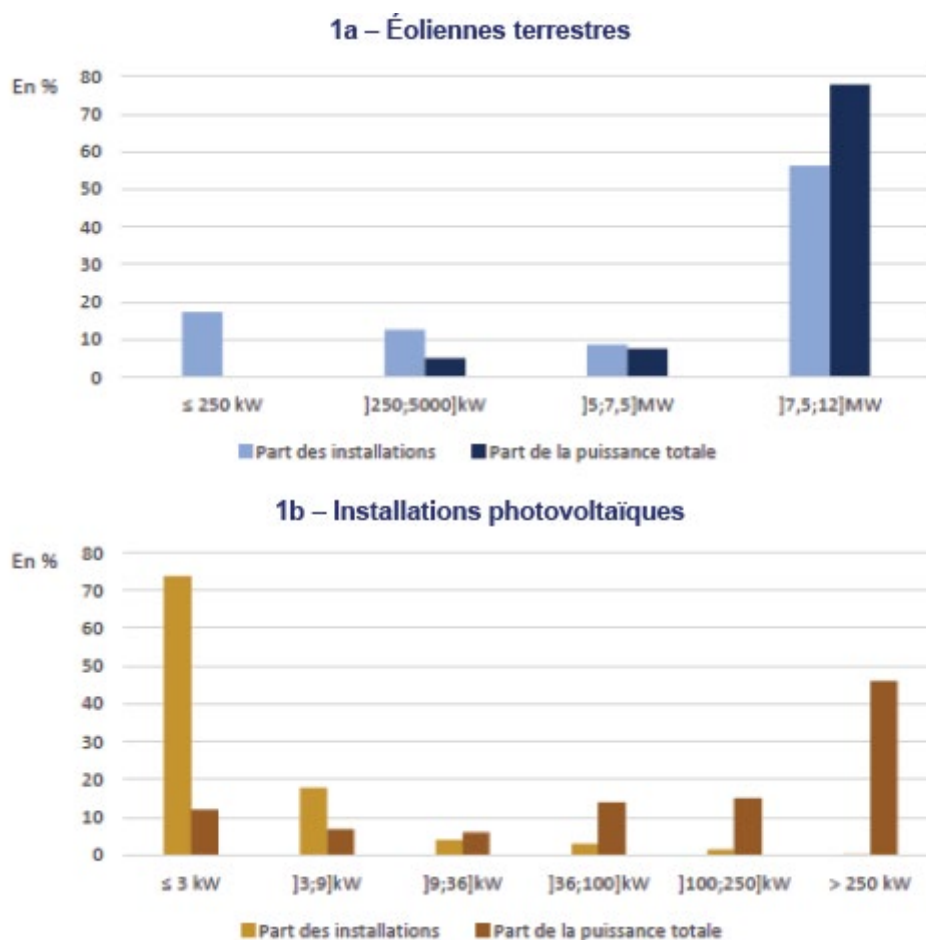
Tableau 2.6. Puissances des EnR raccordées à ENEDIS et RTE, à fin 2019.

	ENEDIS		RTE		TOTAL
	MW	%	MW	%	
Éolien terrestre	15.388	93,3%	1.106	6,7%	16.494
Solaire PV	8.793	93,2%	643	6,8%	9.435

Cette décentralisation est d'ailleurs tout particulièrement notable pour le solaire PV (cf. Figure 2.8., ci-dessous), qui voit se multiplier les petites sources individuelles de très faible puissance unitaire et à visée principale d'autoconsommation, alors que quelques centrales représentent près de la moitié de la puissance installée ; cela, *in fine*, aboutit à une puissance moyenne des sites qui est de l'ordre de 0,02 MW.

³⁷ « Le système électrique européen, un modèle caduc », Cl. Desama, La revue de l'énergie, N° 651, juillet-août 2020, pp 19-20.

Figures 2.8. Répartition des installations d'EnR sur le réseau Enedis, par tranche de puissance, juillet 2017

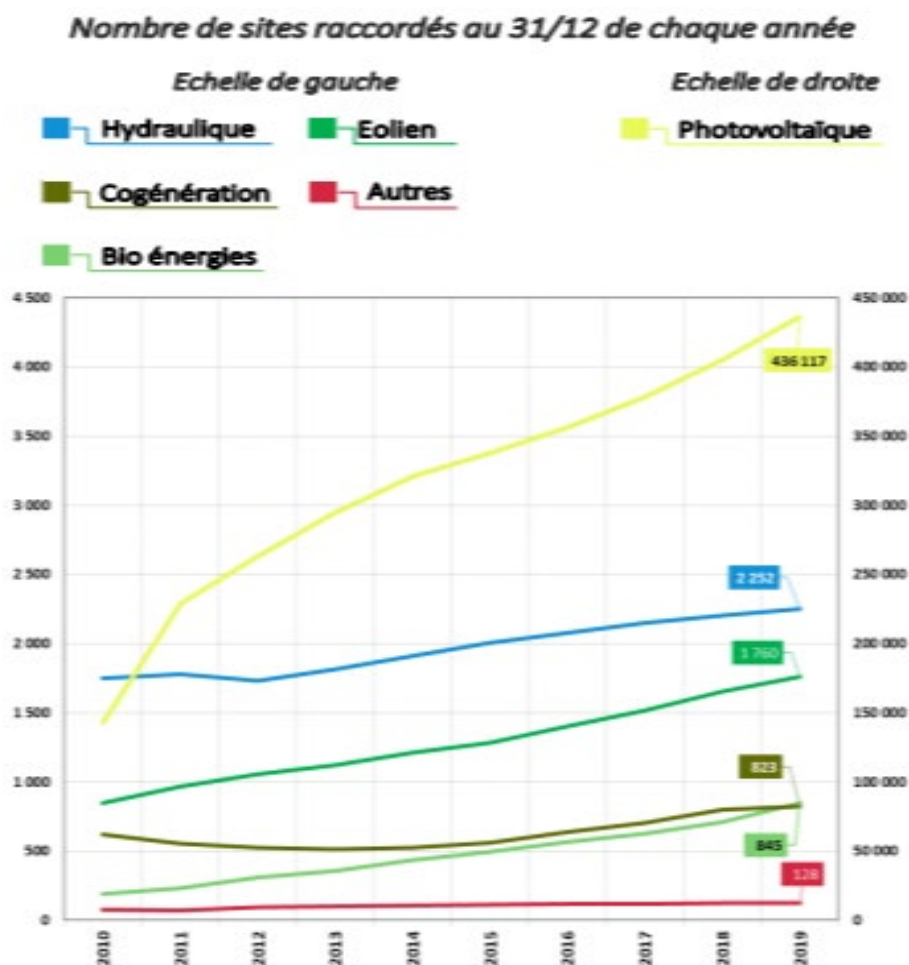


Source : France Stratégie³⁸

Cela conduit en conséquence à spectaculairement multiplier les raccordements de producteurs (cf. Figure 2.9. ci-dessous) : rien que pour Enedis, plus de 435.000 pour le solaire, soit un triplement en dix ans, plus de 1700 pour l'éolien et plus de 2200 pour le petit hydraulique au fil de l'eau, dont la production n'est pourtant pas considérable (de l'ordre de 5 TWh en 2019). Le nombre de sites raccordés ne cesse de s'accroître spectaculairement ; ainsi, selon Enedis, à fin 2019 « 26.636 sites sont en attente de raccordement (dont 25.276 de photovoltaïque) ».

³⁸ « Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique », Étienne Beeker, France Stratégie Document de travail n° 2019-07 Novembre 2019. <https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2019-dt-reseaux-electriques-beeker-novembre.pdf>

Figure 2.9.

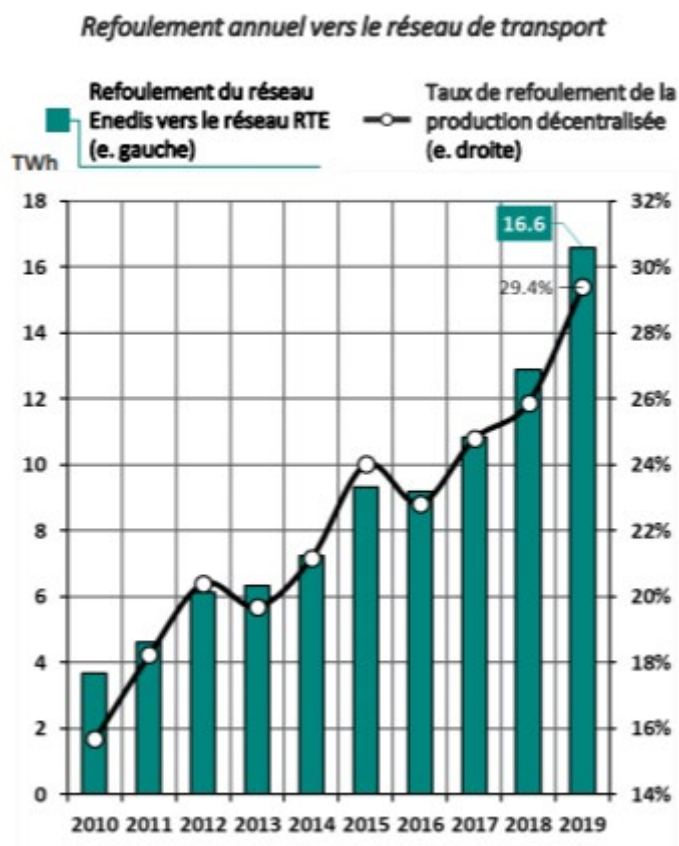
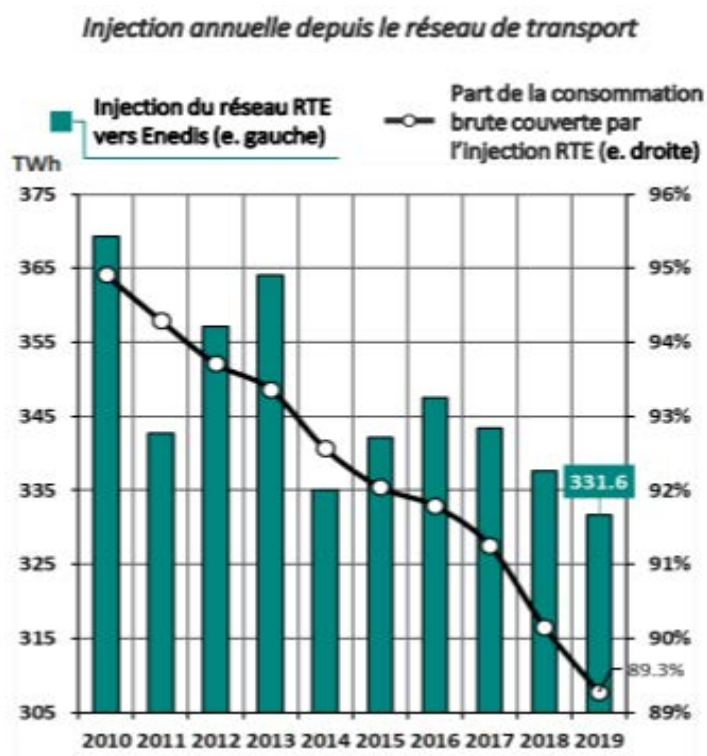


Source Enedis

La nécessité de repenser les réseaux du fait des EnR

La seconde raison, enfin, est due au fait qu'accueillir de la production, de surcroît variable et intermittente, directement sur un réseau de distribution ne va pas de soi. Cela conduit à réduire significativement et continûment l'apport, -les « injections » - de RTE au réseau d'Enedis-. Inversement, cela conduit à une innovation absolue : le développement de l'envoi d'électricité du réseau de distribution vers celui de transport -le « refoulement » - (cf. Figures 2.10., ci-dessous). Bien entendu, avec le développement des EnR, ce double phénomène, déjà très sensible, ne pourra qu'aller en s'amplifiant. La situation actuelle de développement des « énergies décentralisées », pourtant encore limitées en importance, a donc déjà profondément modifié le rapport entre les réseaux.

Figures 2.10.



Source Enedis

Il est d'ailleurs frappant de voir à quel point le vocabulaire utilisé est désormais en décalage avec la nouvelle réalité. Classiquement, en effet, « aux bornes » des « centrales », l'électricité sort en très haute tension (HTB3, ex THT), est transportée, puis répartie, en haute tension (HTB2 et HTB1), et enfin, « injectée » dans le réseau de distribution (à « moyenne », désormais HTA, et basse tension) qui avec son maillage fin délivre le courant au consommateur final. A chacune de ces étapes, l'électricité est « descendue » en tension. Avec les « énergies décentralisées », tout cela change et a même commencé à s'inverser (cf. graphiques 2.10., ci-dessus). Demain, lorsqu'il n'y aura plus, à la limite, que des « énergies décentralisées », il sera bien difficile de continuer à parler d'un « refoulement » sur le réseau de transport, puisque quasiment toute l'énergie viendra de là et que cette situation sera la nouvelle normalité.

À ce moment, le réseau aura dû être totalement transformé. Alors qu'aujourd'hui, il est construit pour « descendre » ; demain il devra d'abord « monter » –pour toute la production décentralisée qui ne sera pas consommée localement, qui ira en croissant et en représente déjà actuellement 30%, puis être amenée et « redescendue » vers le consommateur non local. Il faudra donc doubler les « transformateurs » actuels, conçus pour descendre la tension, par d'autres qui permettront, au contraire, de la monter, les réseaux devront devenir « bidirectionnels ». Accessoirement, ce double mouvement ne pourra qu'accroître les pertes par effet Joule. Pour accueillir les EnR, les réseaux devront donc être profondément transformés.

2.3.2. Des sources sans inertie : assurer la stabilité de fréquence.

C'est un fait peu perçu, sinon des opérateurs de réseau qui ont à y faire face, que le système électrique doit pour une bonne part sa stabilité à l'inertie de ses sources et que celle-ci pourrait bien se trouver menacée par le développement d'EnR qui n'en ont pas. Ce sujet de la stabilité est ainsi le premier de ceux mis en avant par le récent rapport AIE-RTE sur « *Les conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050* ». Le premier sujet de préoccupation, donc.

La fréquence, la stabilité et les « machines tournantes ».

Sur un sujet aussi technique le mieux est sans aucun doute de laisser intégralement la parole au couple AIE-RTE, tel qu'il s'exprime dans la synthèse de l'étude précitée :

« Aujourd'hui, la stabilité des grands systèmes électriques interconnectés repose sur les rotors des alternateurs des centrales électriques conventionnelles qui tournent de manière synchronisée à la même fréquence, établie nominativement à 50 Hertz en Europe et dans la majeure partie de l'Asie et de l'Afrique. Ces machines tournantes contribuent à la stabilité du système (system strength dans la littérature spécialisée) en apportant de l'inertie et de la puissance de court-circuit. Ainsi, lorsque le système est confronté à une perturbation, les machines tournantes contribuent automatiquement à stabiliser la fréquence (en libérant une partie de l'énergie cinétique stockée par la rotation de leur rotor) avant que d'autres réserves ne prennent le relais. En outre, elles peuvent générer leur propre onde de tension et se synchroniser de façon autonome avec les autres sources d'électricité : elles forment naturellement un réseau et sont ainsi dites « grid-forming ». Les machines tournantes sont historiquement la pierre angulaire de la stabilité du système électrique. »

Il faut en effet, bien entendre que le courant alternatif qui est usuellement utilisé oscille à une fréquence de 50 Hz pour le réseau européen, comme d'ailleurs pour quasiment l'ensemble du monde, hormis les Etats-Unis qui utilisent une fréquence de 60 Hz. L'intensité et la tension du courant alternatif varient à un rythme régulier, car leur production est engendrée par un mouvement régulier de va-et-vient des aimants devant une boucle

de cuivre. C'est le type de courant qui est fabriqué dans les centrales grâce à la rotation de l'alternateur. Par leur mouvement comme par leur poids, ces « *machines tournantes* » sont dotées d'inertie.

Or, les EnR sont, elles, raccordés au réseau via des convertisseurs de puissance, -des onduleurs-, qui n'ont aucune inertie, ainsi « *À mesure que va croître la part des moyens de production non synchrones, comme l'éolien et le photovoltaïque, les machines tournantes seront moins nombreuses dans le système électrique. Contrairement aux centrales classiques, les parcs éoliens et les panneaux photovoltaïques sont reliés au réseau par des convertisseurs de puissance. Or les technologies actuelles des onduleurs ne contribuent pas à l'inertie et ne peuvent participer pleinement à la stabilité du système. Par ailleurs, elles ne sont pas en mesure de générer leur propre onde de tension et dépendent du signal de fréquence donné par d'autres sources de production (comme les centrales conventionnelles) pour fonctionner correctement : elles sont dites « grid-following.* »

Assurer la stabilité de fréquence des réseaux.

Quelle que soit la vigilance des opérateurs, des incidents de perte de la fréquence viennent ainsi à intervalles réguliers mettre en péril la stabilité du réseau. Ces exemples récents et spectaculaires illustrent d'ailleurs à l'envie cette fragilité native des systèmes électriques que le développement des EnR ne pourra que venir encore accroître.

Ces incidents, -dont il faut souligner qu'ils sont jusqu'ici non directement liés à l'absence d'inertie des EnR-, illustrent la raison des craintes plusieurs fois affirmées par l'AIE quant à la fragilité à venir des réseaux du fait du développement des EnR³⁹. « *Assurer la stabilité, malgré la réduction de l'inertie* », pour reprendre l'intitulé d'un chapitre du rapport AIE-RTE, est donc un sujet essentiel ; pour autant, il reste aujourd'hui à lui trouver une réponse satisfaisante.

Car, bien « *qu'il existe un consensus scientifique sur l'existence de solutions technologiques permettant de maintenir la stabilité du système électrique sans production conventionnelle* », il n'en demeure pas moins que celles-ci « *doivent encore faire l'objet d'une démonstration à grande échelle* ». Les réponses techniques sont en effet multiples, réglage rapide de fréquence ou « *inertie synthétique virtuelle* », déploiement de « *convertisseurs synchrones* », contrôles « *grid-forming* » ... il n'en reste pas moins que ces solutions « *se trouvent toutefois à différents stades de maturité* ». Si « *certaines sont déjà déployées dans le cadre d'une exploitation sur le terrain, d'autres en sont au stade de la recherche et du développement et devront être testées dans des conditions réelles avant d'être déployées à grande échelle.* »

Au total, on se bornera ici à reprendre sans autre commentaire la conclusion de la synthèse du rapport⁴⁰ :

1. « *Il existe désormais un large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel.*
2. *Néanmoins, les solutions techniques sur lesquelles reposerait cette stabilité pour un système exploité à grande échelle comme la France ne sont pas aujourd'hui disponibles sur le plan commercial. Accélérer l'innovation technologique et passer au stade de la démonstration des solutions à plus grande échelle est donc nécessaire.*

³⁹ Outre le rapport conjoint avec RTE déjà mentionné, l'Agence a aussi récemment publié « *Power systems in transition Challenges and opportunities ahead for electricity security* », IEA, October 2020. Le souci de la sécurité y est affirmé d'emblée dans le titre comme dans l'introduction : « *For rapid clean energy transitions to succeed, electricity security is more important than ever.* »

⁴⁰ Rapport AIE-RTE, synthèse, pp. 10-11.

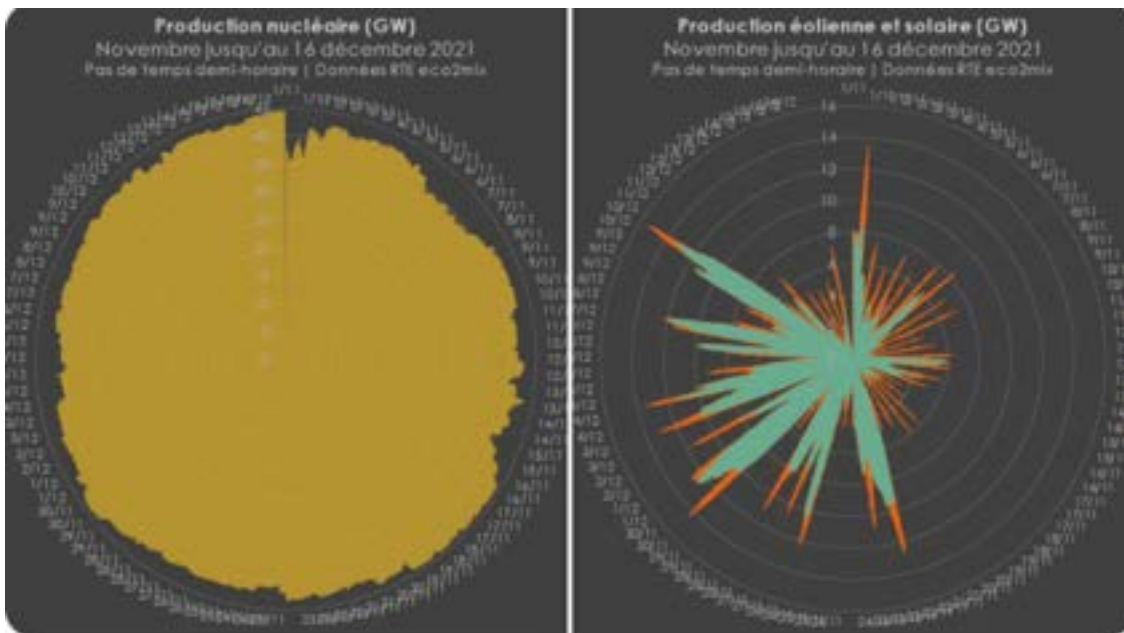
3. La prochaine étape nécessaire consisterait à poursuivre les projets de R&D et à lancer des démonstrateurs et des projets-pilotes, afin d'obtenir un retour d'expérience sur le fonctionnement des solutions envisagées pour stabiliser le système dans une utilisation à plus grande échelle. »

2.4. Des énergies intermittentes, variables et subies : la nécessité de flexibilités nouvelles.

La flexibilité, un problème qui devient central.

Les caractéristiques majeures des EnR dont il est ici question sont évidemment leur caractère intermittent⁴¹ et leur variabilité qui peut être extrême, par ailleurs non parfaitement prévisible. Conjuguées avec leur faible facteur de charge, qui lui-même implique un surdimensionnement de la puissance installée, elles débouchent sur des variations importantes et très rapides de la production : de zéro, à l'équivalent de la puissance installée (cf. Figures 2.11.)⁴²

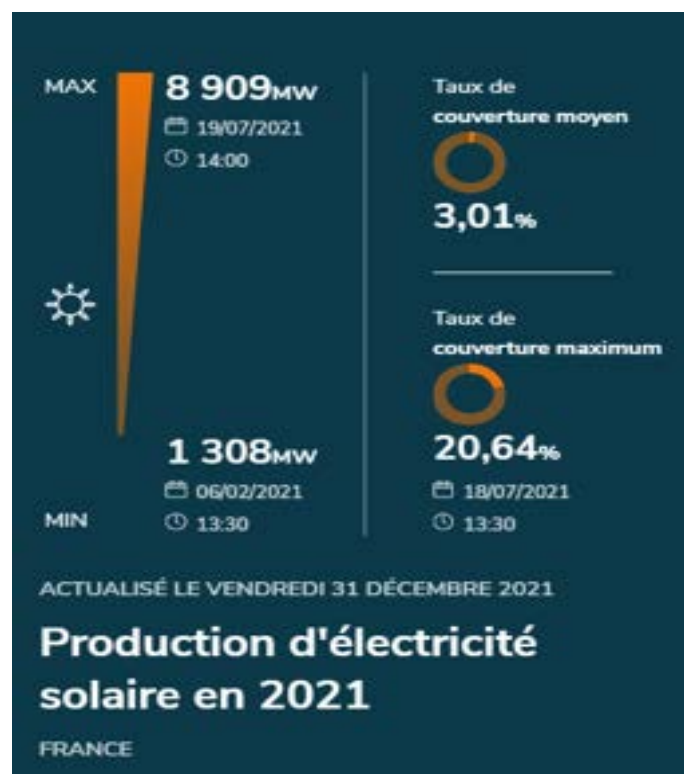
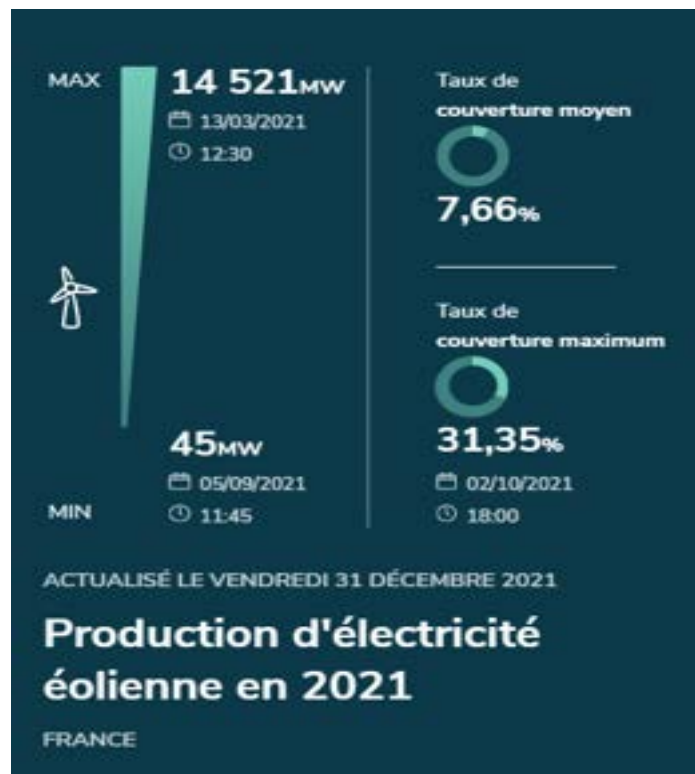
Figures 2.11. Eléments sur la variabilité de la production des EnR, en 2021.



Source : Blog T. Kanin

⁴¹ Ce terme est parfois mis en cause comme manifestant une hostilité a priori à l'encontre des EnR. Il convient de rappeler qu'en français, « intermittent » est un adjectif « qui désigne ce qui se présente par intervalles », et que « variable » s'applique « à ce qui peut prendre plusieurs valeurs distinctes ». Le solaire PV est une source éminemment intermittente et variable. Quant à l'éolien, sa variabilité est assurée et son intermittence est suffisamment attestée par la présence, sensible désormais à tout voyageur, de nombre de machines aux pales immobiles.

⁴² S'agissant du solaire, il va de soi que sa production nocturne est à zéro et qu'elle n'est pas reprise dans les données d'extrêmes de RTE.



Source RTE Eco2 mix

Or, ces excès ou ces insuffisances sont subis. Les EnR sont non pilotables : il n'est pas possible de moduler leur production⁴³ ni de toujours en anticiper la variation. En somme, les EnR conduisent le plus souvent à produire trop ou trop peu au regard des besoins de la consommation. S'agissant d'électricité, qui est un flux d'électron non susceptible de stockage, sans une transformation, -physique, chimique ou mécanique-, c'est là, évidemment, à la fois une novation et un problème.

Une novation relative, il est vrai. En effet, afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, des sources complémentaires, des réserves, sont depuis toujours mobilisables en cas de difficulté ou d'accident : importation de pays voisins via les interconnexions, mise en marche de centrales de « back up », ou turbinage des STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) ou de barrages de retenue, voire « *activation de l'interruptibilité* » en déconnectant certains clients; à l'inverse, en cas d'excès de production, l'exportation est toujours possible. Mais l'essentiel est jusqu'à présent assuré par la modulation de la production, les sources classiques étant toutes –nucléaire compris- pilotables. L'insuffisance de production est donc à la fois une exception et, en général, la conséquence d'un incident ; quant aux excès, ils n'ont guère de place dans le paysage. Du fait des EnR, ce ne sera plus le cas demain. Les conditions d'équilibre du système en seront bouleversées.

Ce qui est nouveau avec la transition, c'est donc que cette question de la flexibilité devient centrale, ne serait-ce que par l'importance quantitative qu'elle revêt dès lors que les EnR s'affirment dans le mix. Tant que cette présence demeure limitée –on évoque généralement à ce propos un seuil de 25%- les flexibilités d'ores et déjà présentes –STEP, importations, effacement de la demande, centrales de « back up » *ultra pilotables*-, permettent de faire face aux difficultés. Dès lors, en revanche, que ce seuil est dépassé, le réseau se trouve exposé tant au risque de productions excessives au regard de la consommation - même à la pointe-, qu'à celui d'insuffisances en cas d'absence plus ou moins simultanée de vent et de soleil. Afin d'équilibrer offre et demande d'électricité dans le temps comme dans l'espace, il faut lors avoir recours à de nouvelles sources de flexibilité. Elles n'existent pas ; il faudra donc les construire.

2.4.1. Le foisonnement : nécessaire, mais insuffisant.

Qu'est-ce que le foisonnement ?

Pour nombre de scénarios de transition, la question de la flexibilité est supposée résolue pour une large part grâce au « foisonnement » ; c'est-à-dire une complémentarité temporelle (le vent souffle la nuit, alors qu'il ne peut y avoir de solaire PV ; le soleil brille en été, alors que le vent souffle en hiver...) et spatiale (il n'y a pas de vent sur la Bretagne mais mistral et tramontane sont bien là ; pas de vent sur la France, mais l'Allemagne subit une dépression...).

Voici la définition officielle qu'en donne la CRE : « *La réduction des fluctuations temporelles de l'intermittence et de la variabilité de la production d'énergie par la multiplication de sources éloignées sont appelées effet de foisonnement. En effet, les fluctuations aléatoires de la production des sources d'énergies « fatales à caractères aléatoire » (c'est-à-dire celles dont la production ne peut être contrôlée et qui dépendent des éléments naturels, comme les fermes éoliennes ou les installations photovoltaïques) sont statistiquement réduites lorsque ces*

⁴³ Sauf à les déconnecter, ce qui est une option impossible ou à tout le moins coûteuse, du fait de « l'obligation d'achat » qui est faite aux opérateurs.

productions sont injectées sur un même réseau électrique maillé. Plus les sources d'énergie sont nombreuses et différentes, plus la puissance moyenne dégagée est lissée. »

Or il est désormais bien établi que s'il est un moyen utile, le foisonnement n'en est pas moins très insuffisant par rapport à ce qui peut être requis dès lors que la production intermittente est hégémonique. Cela vaut, on va le voir, tant au niveau national qu'euro péen.

Documenter cette affirmation n'est pas bien difficile, il suffit de consulter les bilans mensuels d'Enedis...

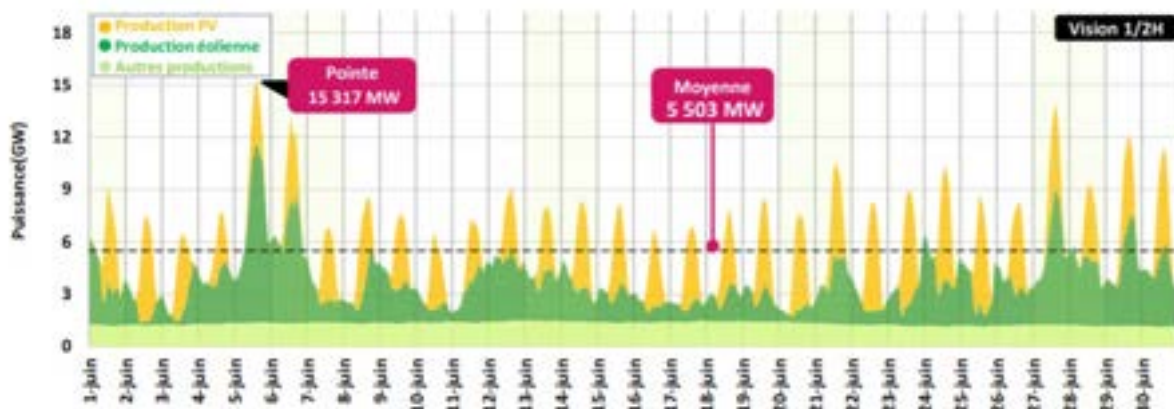
Le foisonnement en France.

A titre d'exemple sur la France, mais on pourrait les multiplier, la figure 2.11.a, ci-dessous⁴⁴, qui porte sur le mois de juin 2020, montre bien que les mouvements des EnR intermittentes en été, période de la plus faible consommation⁴⁵, se cumulent au moins autant qu'ils ne se compensent. C'est, par exemple, le cas du 5 juin où l'éolien connaît un maximum de 11,7 GW (selon RTE Eco2mix), alors que la journée est bien ensoleillée, ce qui donne la pointe de production de ce mois. Mais c'est aussi le cas des 6, 21, 27, 29 et 30... En été, période de faible consommation, il faudra donc pouvoir stocker (ou transformer, ou exporter) massivement.

Cette variabilité n'est pas moins vraie en hiver, période de forte consommation. Ainsi du mois de janvier (2020) (cf. figure ci-2.11, ci-dessus), pour lequel au moins les minimas enregistrés les 2, 5, 10 et 24 n'iraient pas sans poser de gros problèmes si les insuffisances du mix actuel n'était pas suppléées par le recours à d'autres sources et si, demain, en leur absence, il n'y avait pas de très fortes capacités de (dé)stockage, ou des centrales thermiques de « back up » à mobiliser pour produire l'électricité nécessaire, ou la possibilité d'importer de l'électricité, ou encore l'effacement « piloté » de la demande, à moins qu'on ne se résigne à l'écrêtement des pics de production.

Figures 2.11. Evolution de la « production décentralisée » raccordée à Enedis au pas de la demi-heure.

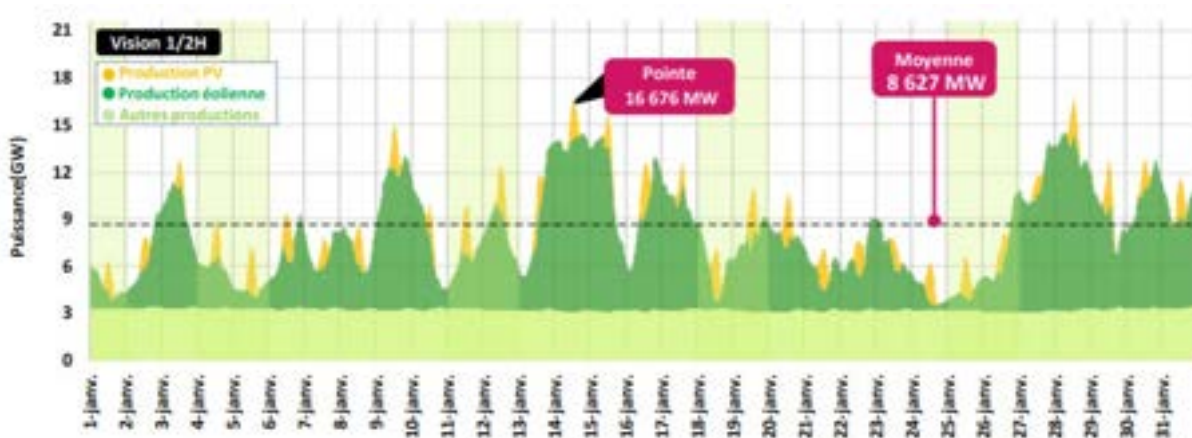
/ Juin 2020.



⁴⁴ Tiré de « *Analyse Mensuelle du Bilan Électrique* », Juin 2020, Enedis ELD. Le graphique porte sur l'ensemble des « énergies décentralisées » au sens d'Enedis, aussi, les « autres productions », représentent-elles ici, pour l'essentiel, le « petit hydraulique » au fil de l'eau.

⁴⁵ A titre de référence, selon RTE, en 2019, le minimum de consommation a été de 30 777 MW le 11 août, alors que le maximum a été atteint le 24 janvier avec 88 450 MW. Il y a donc grossièrement, un rapport de 1 à 3 entre creux et pic de consommation

b/ Janvier 2020.



Source : Enedis.

On vient de le voir, même en hiver, la production éolienne peut varier très fortement ; ainsi (selon RTE Eco2mix), sur le mois de janvier 2020, entre plusieurs pointes à plus de 12 GW et un minimum de 0,3 GW, soit un facteur de charge variant entre 73% et moins de 2%. De même pour le solaire qui, outre ses minimas nocturnes à 0, a ce même mois varié entre des maxima au-delà de 3,9 GW et des minimas diurnes sous les 1,5 GW, soit un facteur de charge variant de 41,5% à 15% en journée et descendant à 0% dès que le soleil est couché, or, comme on sait, en hiver la nuit dure longtemps !

La consolidation du foisonnement au niveau européen.

Quant à l'appel au foisonnement à l'échelle européenne (et donc à l'import/export, avec la nécessité que cela emporte de devoir renforcer les interconnexions en THT), les deux graphiques ci-dessous montrent bien que, s'agissant de l'éolien, même en hiver, même largement consolidée, la production peut varier quasiment du simple au décuple Ainsi, pour l'année 2017, la production consolidée de 17 pays disposant de 170 GW de puissance installée, la variabilité est de l'ordre d'un à neuf sur quelques jours (Cf. Figure 2.12., ci-dessous).

Le développement de l'éolien ne fera d'ailleurs qu'amplifier les conséquences de cette variabilité : quand il n'y aura pas de vent, la production sera toujours proche de zéro Watts, quand il y en aura, ce sera au prorata de la puissance installée, de plus en plus importante....

Très manifestement, s'agissant de l'éolien, le foisonnement au niveau européen permet certes de relever le niveau de l'étiage, mais il ne permet pas de combler les manques au regard de la consommation.

De fait, quand il n'y a pas de dépression atlantique, -qui génère les vents dominants en Europe-, en cours de passage, même consolidée au niveau international, la production éolienne s'effondre. Il peut certes y avoir un décalage de quelques jours entre le passage de la dépression sur l'Irlande et sur l'est de l'UE, qui peut être utilement exploité ; mais en l'absence d'un train dépressionnaire, il n'y a quasi plus de production éolienne partout en Europe. Or, surtout en hiver, le problème est moins celui des excédents que celui des déficits, qu'il faudra bien combler par une production d'électricité, quelle qu'en soit la source : recours à des sources de « back up », déstockage national, ou importation depuis les capacités de stockage existantes : STEP suisses et autrichiennes, voire norvégiennes ou suédoises....

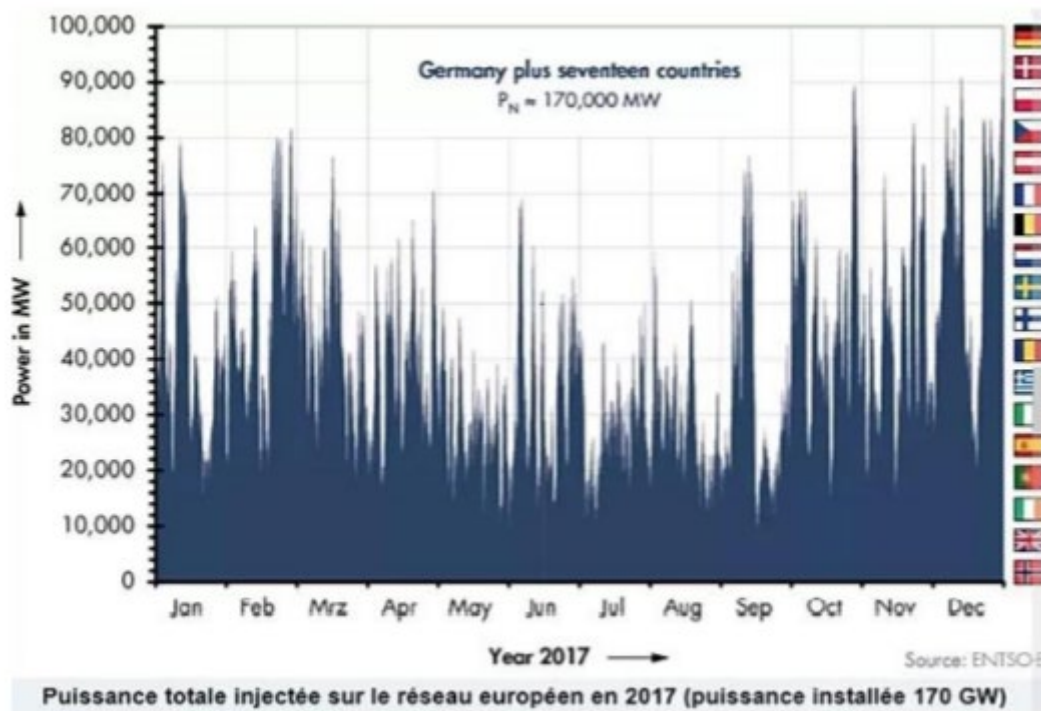


Figure 2.12.

S'agissant donc du foisonnement, une étude récente du DWD⁴⁶, le service météorologique allemand, a ainsi clairement montré que, en dépit de leur indiscutable complémentarité, même consolidés au niveau européen, éoliens (terrestre et offshore) et solaire PV laissent subsister des épisodes prolongés de faible, voire très faible, production conjointe. Ainsi, au cours des vingt dernières années, des épisodes de 48 heures de production d'EnR totale inférieure à 10% des capacités installées se sont, en moyenne, produits deux fois par an. Sur cette période, tous les ans, le facteur de charge de la production cumulée des éoliens et du solaire PV a donc été inférieur à 10% pendant 4 jours. Ce qui est sans conséquence notable tant que les EnR variables ne représentent qu'une part limitée du mix devient un risque majeur, dès lors que leur prépondérance s'affirme. Pas moyen, donc, d'évacuer par le seul foisonnement la question du stockage et, plus largement, de la flexibilité.

2.4.2. Optimiser le mix d'EnR.

Eolien, solaire PV, une complémentarité inter saisonnière.

⁴⁶ « Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windkraft und Photovoltaik reduzieren », Deutscher Wetterdienst, Pressemitteilung zur Klima-Presskonferenz 2018 des DWD, Mars 2018,

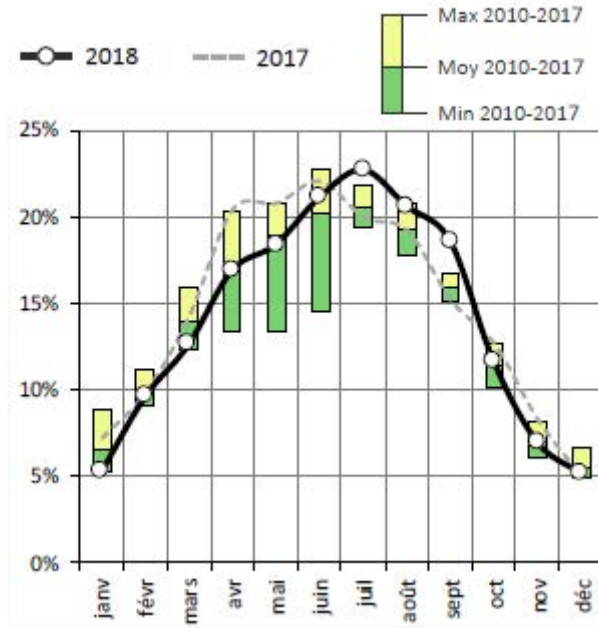
<https://www.dwd.de/DE/presse/pressekonferenzengures>

[/DE/2018/PK_06_03_2018/pressemitteilung_20180306.pdf? blob=publicationFile&v=4](https://www.dwd.de/DE/2018/PK_06_03_2018/pressemitteilung_20180306.pdf?blob=publicationFile&v=4)

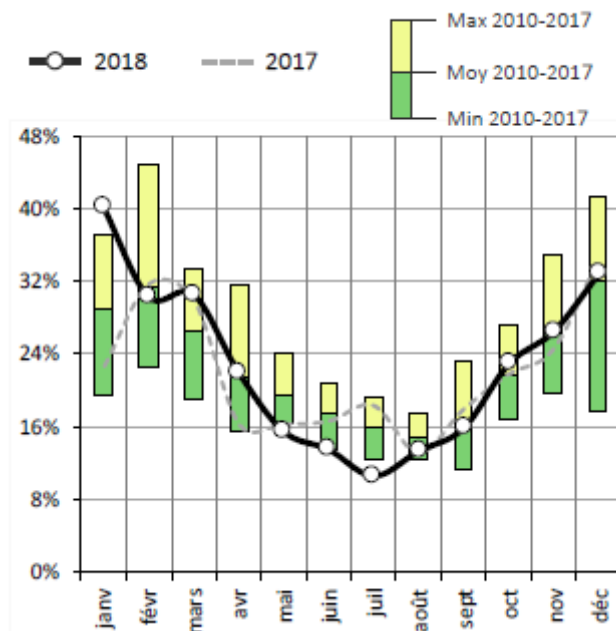
Même si le foisonnement s'avère donc globalement insuffisant, il n'en demeure pas moins nécessaire de l'utiliser au mieux, ce qui suppose de chercher aussi à mettre en complément les différentes filières électriques et singulièrement les deux principales d'un mix décarboné renouvelable : le solaire PV et l'éolien. Or les deux ont l'heureuse caractéristique de présenter des profils de production qui non seulement diffèrent, mais, surtout, dont les taux de charge sont a priori presque parfaitement complémentaires quant à leur profil intra annuel (cf., Figures 2.13., ci-dessous, qui concernent la France) : le solaire PV produit surtout d'avril à septembre, les éoliens d'octobre à mars !

Figures 2.13.

Taux de charge mensuel de la production photovoltaïque



Taux de charge mensuel de la production éolienne



Source : Enedis.

La possibilité d'une optimisation.

Afin de minimiser l'ampleur du stockage inter saisonnier nécessaire, il est donc essentiel de calibrer la puissance installée en solaire PV autour des (faibles) besoins estivaux, et celle des éoliens sur les (gros) besoins hivernaux⁴⁷. L'étude précitée du DWD le montre clairement (cf. Figure 2.14. ci-dessous, où les puissances installées ne sont pas celles existantes mais sont optimisées, afin d'obtenir un facteur de charge d'ensemble le plus constant possible sur la période 1995-2015) : dans le cas allemand aussi, si elle était optimisée, la combinaison des deux éoliens et du solaire PV permettrait de lisser la production et d'ainsi relativement limiter les besoins de transferts intersaisonniers.

Figure 2.14. La possibilité d'une optimisation du mix solaire PV/ éoliens.

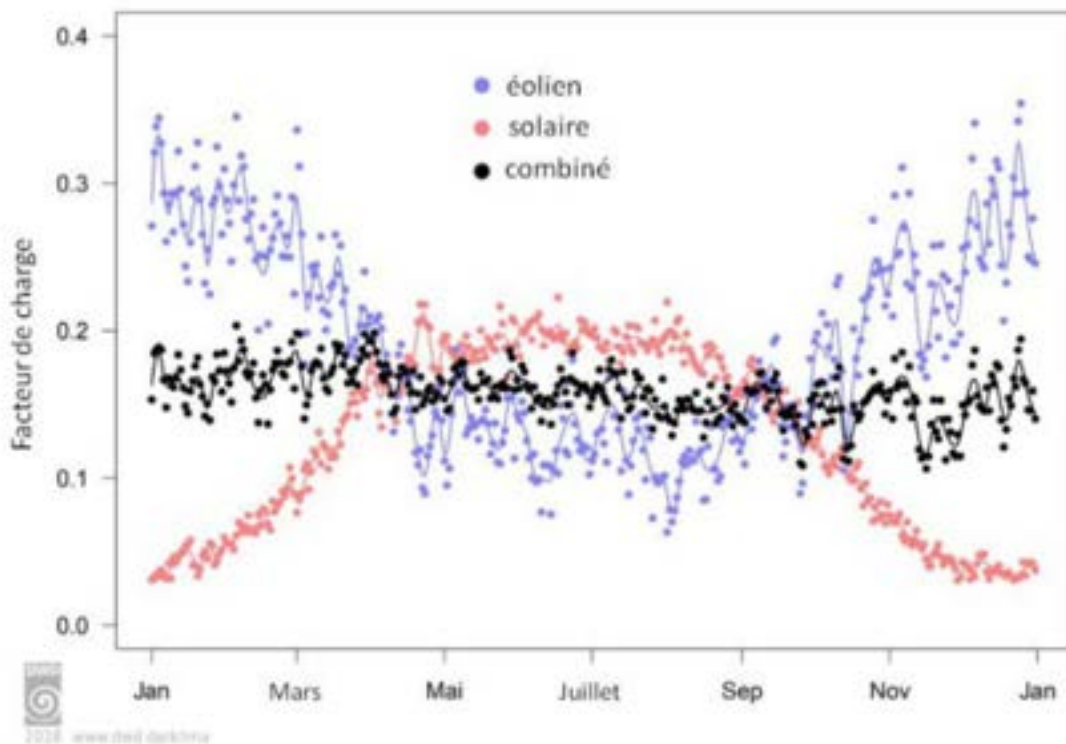


Figure 2 : Evolution moyenne annuelle des facteurs de charge éolien et solaire en Allemagne

Source : DWD

Il y a donc clairement possibilité d'une optimisation, qui certes ne résout pas tous les problèmes, mais permet à tout le moins d'en limiter l'ampleur, particulièrement s'agissant des transferts intersaisonniers. Encore faut-il pour cela l'organiser. Le développement du mix d'EnR ne peut être laissé au bon vouloir des producteurs ; il doit faire l'objet d'une planification d'ensemble.

Même si le foisonnement est à lui seul insuffisant, il constitue néanmoins un indéniable facteur de sécurité. Encore faut-il pour cela maîtriser *a priori* l'évolution des implantations respectives des filières, afin d'en ajuster autant que possible la production d'ensemble aux besoins. Le foisonnement n'a rien de naturel et ne doit pas être subi à travers une implantation non maîtrisée des sources ; il se construit.

⁴⁷ Ainsi, selon RTE, au cours de l'année 2021, la consommation d'électricité a varié entre un minimum de 29.660 GWh, le 8 août, et un maximum de 88.440 GWh, le 11 janvier ; soit, globalement, comme en 2019 dans un rapport de 1 à 3.

NégaWatt, un mix d'EnR qui tend à accentuer le problème du stockage inter saisonnier.

De ce point de vue, force est de constater l'extrême diversité des réponses apportées par les trois exercices – négaWatt, Ademe, Cired-. Cela est particulièrement manifeste pour négaWatt, qui propose un mix d'EnR notablement plus orienté vers l'installation de solaire PV que vers l'éolien, cela tant au regard des scénarios de l'ADEME, -et plus singulièrement encore du dernier en date qui vise l'horizon 2060-, que de l'étude du Cired (cf. Tableau 2.7., ci-dessous).

Tableau 2.7. Part des différentes EnR dans la production électrique en 2050, selon les différents scénarios.

	Solaire PV	Éoliens	Rapport Solaire/ Éoliens
NégaWatt	30%	50%	0,60
Ademe 35-50	24%	43%	0,55
Ademe 2060	21%	60%	0,35
Cired (variante sans nucléaire)	23%	66%	0,35
Cired (variante avec nucléaire)	13%	51%	0,25

Alors que devant les difficultés (et les coûts) du stockage inter saisonnier, l'ADEME et plus encore le Cired cherchent à le minimiser en s'appuyant fortement sur les deux éoliens, les choix de négaWatt, qui surcalibrent relativement le solaire PV, ont, au contraire, pour effet d'en amplifier inutilement le besoin.

2.4.3. L'urgence de nouvelles flexibilités.

NégaWatt : « le problème sera résolu, alors qu'il n'est pas encore posé. »

Il faut dire que pour négaWatt la question des nouvelles flexibilités n'a pas de véritable urgence. Voici intégralement ce qu'il en est dit dans la synthèse :

« Les taux actuels de pénétration du photovoltaïque et de l'éolien dont la production dépend de conditions météorologiques non pilotables ne posent aucun problème de sécurité, leur foisonnement naturel venant simplement s'ajouter à celui plus classique de la consommation. Les moyens de flexibilité aujourd'hui disponibles (hydraulique de barrage, stations de pompage-turbinage, centrales thermiques d'appoint, effacement des industries électro-intensives, importations, ...) sont largement suffisants pour faire face à une augmentation sensible de la contribution de ces deux filières, par ailleurs complémentaires en termes de saisonnalité et de localisation. Ce n'est que lorsqu'elles atteindront des taux élevés de pénétration qu'il sera nécessaire de disposer de davantage de moyens de stockage permettant de déplacer dans le temps des quantités d'énergie importantes. Depuis les volants d'inertie qui agissent sur des temps courts et sur des quantités très faibles jusqu'au power-to-gas, seul capable d'assurer le stockage intersaisonnier de dizaines de TWh grâce au réseau gazier, en passant par les batteries et l'air comprimé, la gamme des solutions déjà éprouvées ou en cours de développement préindustriel permet d'affirmer que le problème sera résolu, alors même qu'il n'est pas encore apparu... »

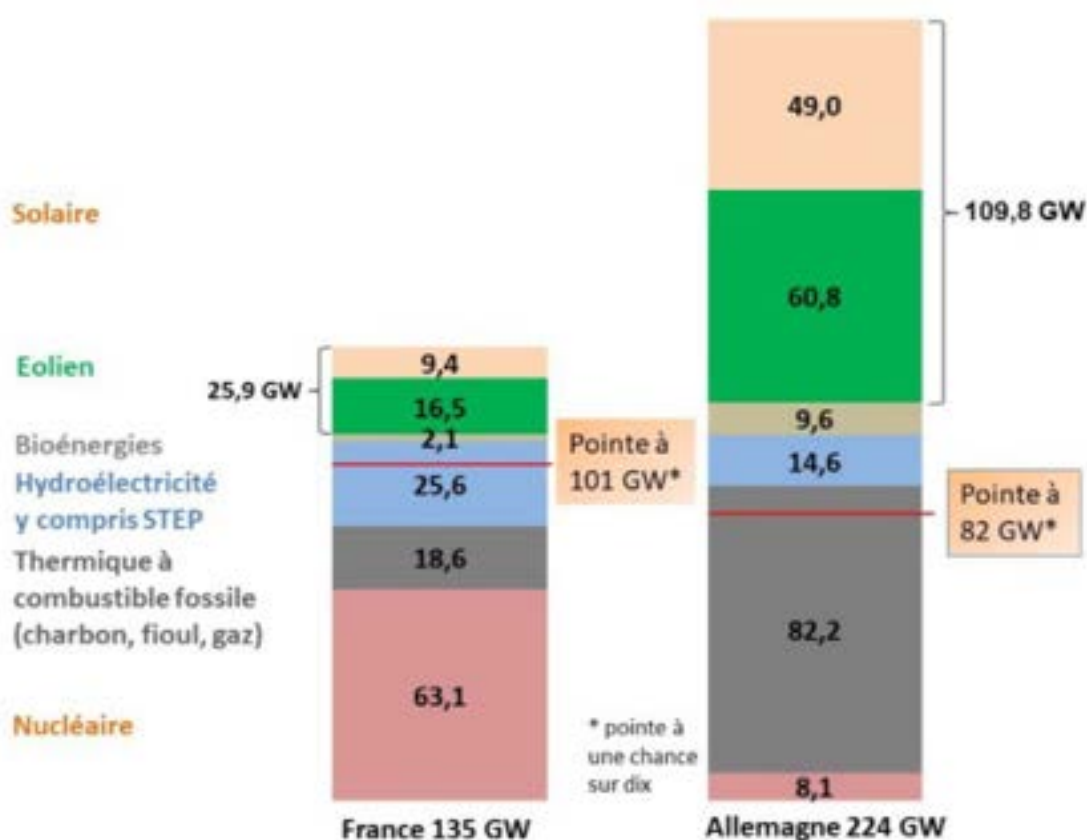
On verra ultérieurement en détail⁴⁸ que « *la gamme des solutions éprouvées ou en cours de développement préindustriel* », apparaît aujourd’hui dans l’ensemble bien plus proche du laboratoire que d’une possible utilisation industrielle, et qu’au demeurant ces solutions se situent dans des niveaux de coûts qui ne permettent pas de véritablement envisager leur utilisation rapide en vraie grandeur –mais il est vrai que négaWatt a aussi écarté d’emblée tout chiffrage économique, sur ce point comme sur tout autre.

Ce qui est ici à retenir, c’est que s’il est bien vrai que « *le problème n’est pas encore apparu* », il ne saurait toutefois tarder à l’être.

Une sécurité d’approvisionnement aujourd’hui globalement assurée.

Que la situation ait été jusqu’à présent relativement confortable, plus d’ailleurs en Allemagne qu’en France, nul n’en disconvient. En 2019 encore, en effet, dans l’un comme dans l’autre pays, les puissances installées en pilotable permettaient d’assurer sans véritable difficulté, surtout compte tenu des interconnexions, la production à la pointe décennale (cf. Figure 2.15.).

Figure 2.15. Puissance installée en 2019 en France et en Allemagne, selon le caractère pilotable ou non des sources.



Source : Blog Allemagne Energies

⁴⁸ Sur ce point, cf. 3.1.1., p. 57 sq.

Ceci est d'ailleurs pour l'instant plus vrai pour l'Allemagne que pour la France, dont la situation est désormais plus tendue. En effet, la fermeture de Fessenheim au premier semestre 2020, le retard pris par l'EPR qui n'est toujours pas raccordé au réseau, et les difficultés rencontrées pour assurer l'entretien normal des centrales en particulier du fait de la Covid 19, se sont conjugués pour entraîner un rétrécissement des marges de sécurité ; cela a d'ailleurs poussé RTE à faire publiquement connaître ses craintes : « *Au cours des dernières années, la fermeture des centrales au fioul et au charbon a néanmoins entraîné une résorption des surcapacités et une réduction des marges du système électrique et rapproche désormais le niveau de sécurité d'approvisionnement du critère réglementaire* »⁴⁹. Ainsi, la sortie du deuxième confinement de l'automne 2020, combinée avec une vague de froid, a-t-elle rendu nécessaire un redémarrage, limité dans le temps, des centrales au charbon.

Il n'en reste pas moins que, au-delà de ces difficultés conjoncturelles, l'équilibre du réseau va désormais devenir plus délicat dans les deux pays. La fermeture effective de centrales nucléaires et de centrales au charbon (et au lignite en Allemagne), est d'ores et déjà venue éroder cet avantage. Dans l'avenir, les fermetures annoncées et programmées pourraient bien venir le mettre en péril.

Des menaces pour la sécurité d'approvisionnement dès 2030 ?

Une récente note de France Stratégie⁵⁰ a en effet mis en évidence que, pour la France, la réduction des sources pilotables programmée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) d'avril 2020 : réduction du nucléaire à 50% du mix en 2035, fermeture des centrales à charbon... allait poser à moyen terme un problème pour la sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, d'après les calculs de France Stratégie, effectués à partir des estimations des opérateurs et des autorités publiques, pour la France, en 2035, les capacités pilotables installées seront nettement inférieures aux besoins de la pointe hivernale de consommation (cf. Figure 2.16.a, ci-dessous), situation qui se manifeste dès 2030. Or, face à cela, la montée en charge des EnR ne garantit nullement un approvisionnement suffisant : au total, les capacités garanties, tant en sources pilotables que subies (Cf Figure 2.16. b) et les flexibilités existantes seront alors inférieures à la pointe de consommation attendue. Il suffit ainsi d'une période hivernale froide et sans vent pour que l'équilibre du système électrique ne tienne plus qu'à sa seule capacité d'importation. Et cela vaut tout particulièrement pour l'Allemagne, puisque dans son dernier état, le projet de l'*Energiewende*, demeure bien toujours le même : d'abord, la sortie définitive du nucléaire en 2022, quant à celle du charbon/lignite elle est prévue « *au plus tard en 2038, si possible en 2035* »⁵¹.

Le problème vient alors du fait que les pays limitrophes interconnectés sont tous en même temps engagés dans une même évolution. Que tous donc, Allemagne en tête, se retrouveront peu ou prou dans la même situation d'une insuffisance d'offre garantie au niveau de chacun des pays mais aussi européen (cf. Figure 2.16. c). Tous alors devront simultanément recourir à l'importation d'électricité pour s'équilibrer à la pointe... Et France Stratégie d'en conclure que : « *Sans développement de flexibilités supplémentaires, notre pays devrait alors compter sur les importations, sachant qu'au niveau européen les marges sont également négatives, qu'il ne sera pas toujours possible de compter sur les importations pour boucler l'équilibre offre-*

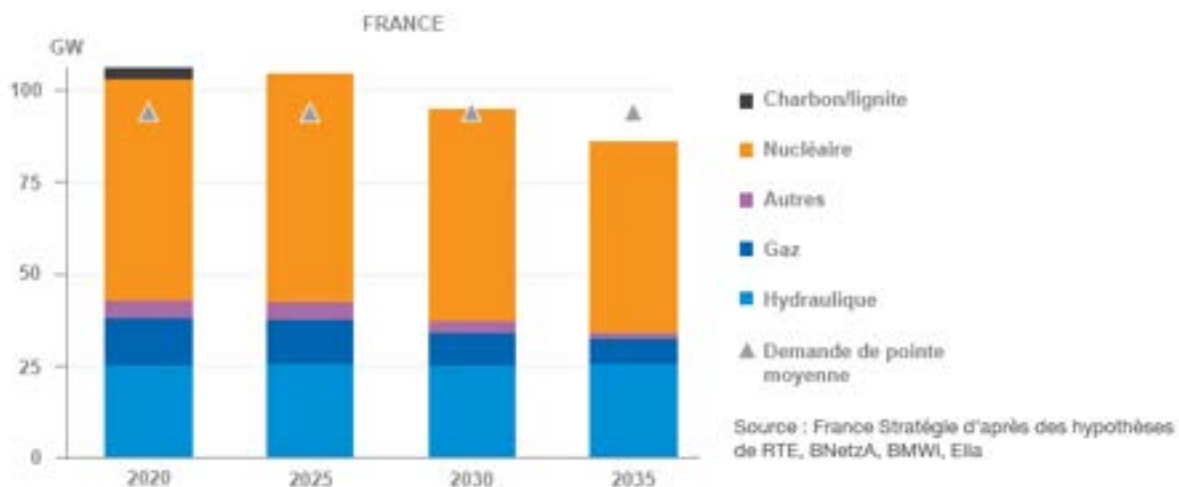
⁴⁹ « *Bilan prévisionnel, édition 2019, Rapport technique* », RTE, juin 2020, p.11.

⁵⁰ « *Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ?* », É. Beeker, France Stratégie, Note d'analyse N° 99, janvier 2021.

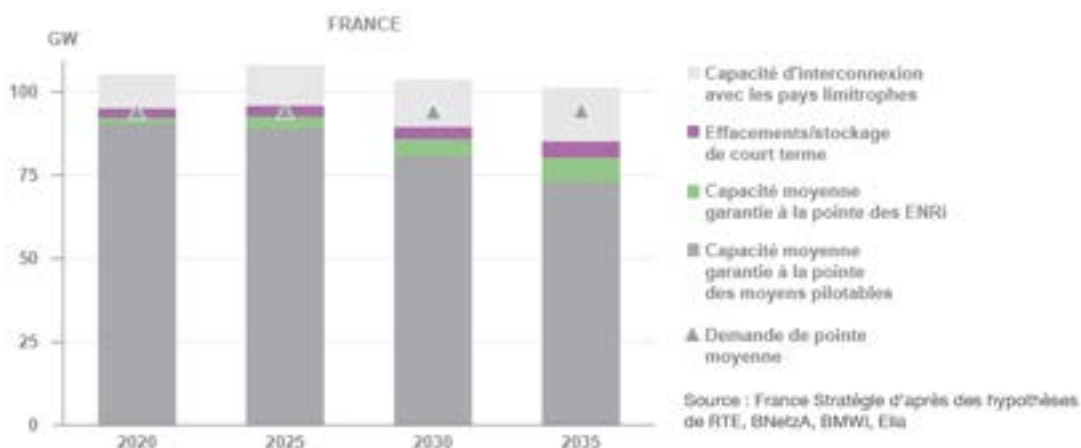
⁵¹ Selon la loi de sortie progressive des centrales à houille et à lignite entrée en vigueur en août 2020, l'Allemagne vise, en effet, un abandon de ces centrales au plus tard en 2038, avec deux étapes intermédiaires : réduction d'ici fin 2022 de la puissance nette des centrales raccordées au réseau à 30 GW (15 GW de lignite et 15 GW de houille), à 17 GW au 1er avril 2030 (9 GW de lignite et 8 GW de houille) et à zéro GW au plus tard à la fin 2038.

Figures 2.16

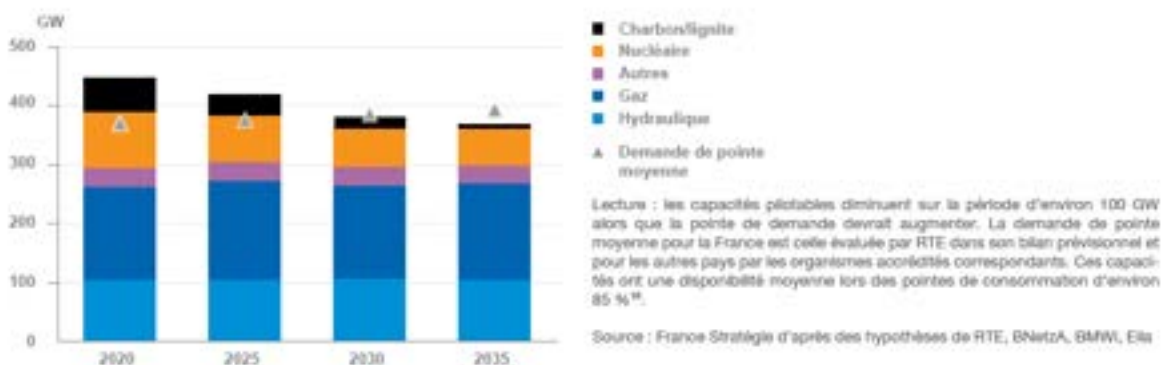
a/ Prévion de capacités des moyens de production électrique pilotables en France, hors interconnexions (2020-2035).



b/ Prévion de la capacité électrique moyenne disponible à la pointe de consommation en France (2020-2035).



c/ Prévion de capacités électriques pilotables de la France et des pays européens limitrophes (2020-2035).



Source : France Stratégie

demande, et, faut-il le rappeler, que tous les pays ne pourront pas importer en même temps 100 % de leur capacité d'interconnexion. »

Une telle situation pourra sans doute faire la fortune des pays les mieux dotés en hydraulique (Suède, Norvège, Suisse, Autriche), qui feront alors figure d'ultimes recours et pourront vendre leur électricité au prix fort, mais c'est surtout la sécurité d'approvisionnement de chacun et de la France en particulier qui risquera fort d'être alors en cause.

Aussi, selon France Stratégies : « dès 2030 et vraisemblablement à une date plus rapprochée, si les tendances actuelles se maintiennent, les seuls moyens pilotables ne seront pas en mesure de satisfaire toutes les demandes de pointe moyennes. Cette nouvelle donne invite à considérer l'ensemble des solutions disponibles pour remédier à ce déficit (flexibilité et maîtrise de la demande, disponibilité de moyens de production non pilotables, etc.). »

Du fait de ces perspectives⁵² et compte tenu des délais nécessaires pour que des projets d'implantation aboutissent, c'est donc dès maintenant et avec les solutions aujourd'hui matures, que, par la mise en place de nouvelles flexibilités, il faut se mettre en mesure de garantir une sécurité d'approvisionnement qui pourrait bien devenir problématique dès 2030.

⁵² Encore s'agit-il ici pour la France de la trajectoire dessinée par la PPE ; il va de soi que dans un schéma de transition qui serait plus rapide, celui de négaWatt par exemple, les difficultés ne pourraient être que plus fortes et plus précoces.

Chapitre 3

LES ADAPTATIONS NÉCESSAIRES : LES MOYENS DE LA TRANSITION

3.1. Les flexibilités

3.1.1. Les stockages.

Compte tenu de la diversité des besoins de stockage d'énergie, journalier, hebdomadaire et inter saisonnier, qui se manifesteront au fil du développement des EnR, il ne pourra y avoir de réponse unique ; cela d'autant plus qu'il ne s'agit pas que de stocker, - ou plus exactement de transformer, car, à proprement parler, l'électricité ne se stocke pas-, des excédents électriques, mais aussi de les restituer quand le besoin s'en fait sentir. La diversité des moyens de stockage sera donc nécessaire.

C'est ce que confirme l'ADEME (2019) : « *le développement d'importantes capacités de stockage sera nécessaire à long terme pour assurer le besoin d'équilibre permanent du réseau électrique. Ainsi, après 2040 et pour un mix électrique proche de 100% d'énergies renouvelables, les caractéristiques des capacités de stockage à l'échelle Européenne pourraient être de 10 à 20 GW de stockage infra journaliers (batterie), 80 à 90 GW de stockage STEP et, à l'échelle de la France, jusqu'à 15 GW de stockage inter saisonnier de type « gaz de synthèse ».* Actuellement, en France, le stockage de l'électricité repose principalement sur des stations de transferts d'énergie par pompage (STEP)... » Bref, au regard des besoins à venir, tout reste à faire.

Les STEP, solution la plus économique, mais, en France, au potentiel déjà quasi pleinement utilisé.

Avec le développement des EnR, la question du stockage, jusque-là subsidiaire, devient donc tout à fait essentielle. Or, la solution la plus simple, la plus efficace (elle offre des rendements de l'ordre de 80 à 85%) et la moins coûteuse (ses coûts de production sont de l'ordre de 30 à 80 € par KWh stocké) et en conséquence la plus utilisée dans le monde (sur 168 GW de capacités de stockage installées dans le monde, elles en représentaient 98% en 2016) : les STEP⁵³ (Stations de transfert d'énergie par pompage) est en France à la fois d'un potentiel de développement de stockage très limité (de l'ordre de moins 1,5 GW⁵⁴, selon l'ADEME) et de toute façon socialement hors de portée, puisqu'il s'agit d'envoyer une ou deux hautes vallées alpines ou pyrénéennes ; aussi, cette réponse n'a-t-elle, logiquement, pas été retenue par négaWatt.

Quant au travail du CIRED, le stockage y passe par trois moyens (cf. Tableau 3.1, ci-dessous). Outre que ce tableau montre clairement le rôle de tampon que cet exercice fait jouer au nucléaire (il permet d'économiser près de 13 GW de moyens de stockage) et l'importance qu'y revêt l'installation de batteries en stationnaire,

⁵³ Qui supposent, il faut le rappeler, deux retenues d'eau. L'une, « en bas », dont le pompage permet d'alimenter celle « du haut », qui assure le stockage de ce qui sera ensuite turbiné en cas d'insuffisance des autres sources de production d'électricité.

⁵⁴ Mais 2 GW de capacité de turbinage ; la retenue supérieure permettant en effet de turbiner non seulement ce qui y est stocké par pompage à partir du bas, mais aussi ce qui est retenu du cours d'eau sur le fil duquel elle est édifiée.

essentiellement pour pallier le manque nocturne et quotidien de solaire PV ; reste néanmoins à comprendre comment le Cired peut imaginer pouvoir faire appel à une capacité de 9,3 GW de STEP, alors qu'elle est de fait inatteignable si l'on en croit les analyses tant de l'ADEME que de RTE.

En effet, dans le récent (juin 2020) « *Rapport technique* » de son « *Bilan prévisionnel 2019* », RTE donne les précisions suivantes sur le parc de STEP français : « *Le parc actuel de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) se compose de six centrales pour une puissance de pompage de 4,2 GW et une puissance de turbinage de 4,9 GW. Le projet de PPE identifie un besoin de nouvelles capacités aux horizons 2030 à 2035 et affiche un potentiel de développement de 1,5 GW identifié qui pourrait être à terme développé dans le cadre de la remise en concurrence des concessions hydroélectriques à attribuer avant 2025. Dans ce cadre, le projet de PPE fixe comme objectif l'engagement de démarches d'ici 2023 permettant le développement des STEP pour un potentiel de 1,5 GW en vue de mises en service entre 2030 et 2035. (...) En dehors du suréquipement sur la STEP de la Coche (+240 MW de puissance en turbinage) mis en service en octobre 2019, aucun projet de nouvelle installation n'est à ce jour engagé. Compte tenu de la durée des procédures et des travaux nécessaires, aucune évolution supplémentaire de capacité n'est considérée sur l'horizon de moyen terme* »⁵⁵.

Tableau 3.1. Les puissances de stockage dans les variantes du Cired, avec ou sans nucléaire.

En GW	Avec nucléaire	Sans nucléaire
Batteries	8,7	19,5
STEP	9,3	9,3
Méthanation	2,1	4,1
TOTAL	20,1	32,9

Il paraît ainsi sage de ne pas compter sur des STEP supplémentaires pour répondre au besoin futur de nouvelles flexibilités. Il est donc nécessaire de trouver d'autres réponses.

Les différentes formes de stockage et la diversité des besoins du système électrique.

Les modalités du stockage de l'énergie sont techniquement complexes, elles doivent, en effet, tenir compte, tant du temps de stockage qui est nécessaire (d'infra journalier à plusieurs mois), que des temps de décharge des moyens de stockage utilisés et, bien sûr, de leur dimension capacitaire, de masse ou pas (cf. Figures 3.1., ci-dessous). Chaque moyen de stockage a un champ de possibilité d'emploi qui est prédéterminé par sa nature ; quant au système électrique, la diversité de ses besoins est forte. Il faudra donc utiliser un ensemble composite de moyens de stockage. L'imagination des ingénieurs étant sans guère de limites, toutes – ou quasiment- les solutions techniques envisageables ont d'ailleurs été explorées. La liste et le tableau ci-dessous⁵⁶ en donnent une idée qui peut passer pour complète :

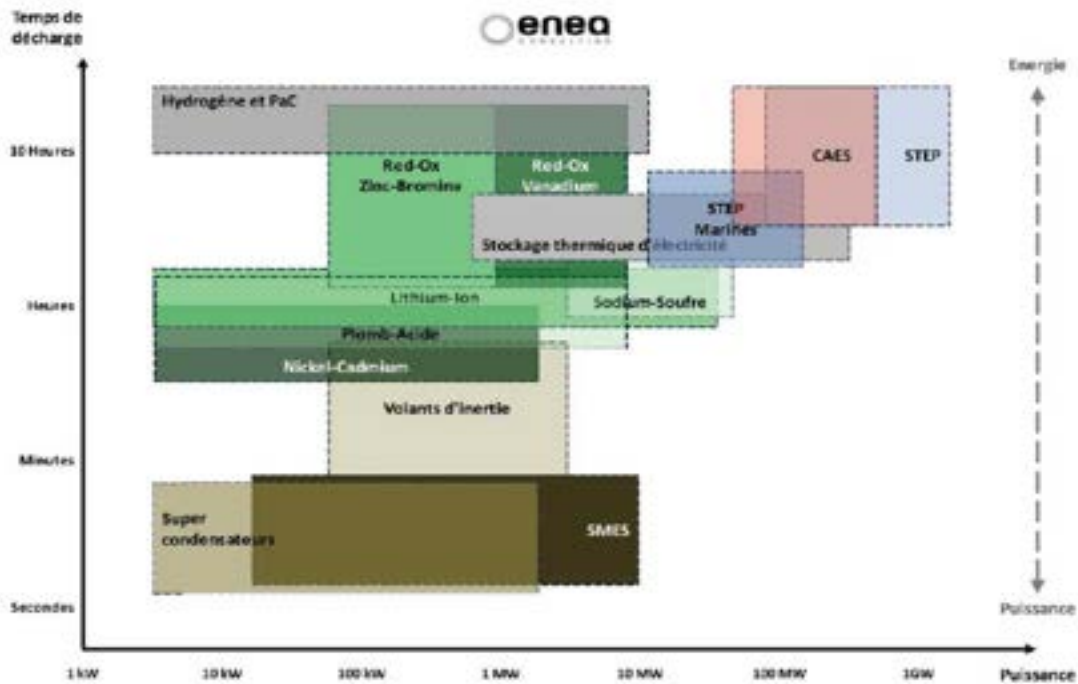
⁵⁵ « *Bilan prévisionnel 2019, Rapport technique* », RTE, juin 2020, p.69.

⁵⁶ La liste est tirée de : Ademe, rapport précité sur le stockage, p. 149 ; le tableau est repris de « *Stockage de l'électricité, où en est-on ?* », La Fabrique de l'écologie, 21 décembre 2020.

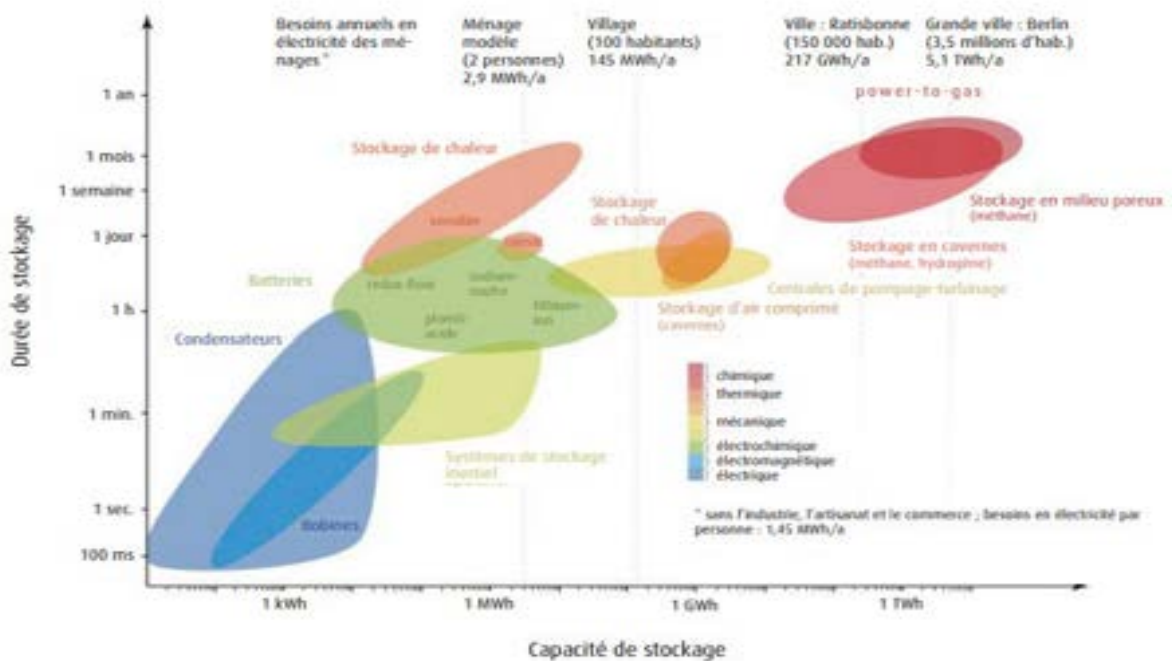
- Stockage gravitaire
 - STEP conventionnelle terrestre
 - STEP marine
 - STEP souterraine
 - Système de transfert d'énergie par lest maritime
- Stockage thermodynamique
 - CAES isochore adiabatique souterrain
 - CAES isotherme de surface
 - CAES isobare adiabatique de surface
 - Stockage hydropneumatique ou oléopneumatique
 - Stockage d'électricité par pompage thermique
- Stockage chimique H₂
 - Électrolyse alcaline – stockage gazeux de surface – PEMFC
 - Électrolyse PEM – stockage gazeux de surface – PEMFC
- Stockage électrochimique
 - Batterie Plomb-Acide (Pb-A)
 - Batterie Nickel-Zinc (Ni-Zn)
 - Batterie Lithium-Ion (Li-ion)
 - Batterie Métal-Air Zinc (Zn-Air)
 - Batterie Sodium-Soufre (Na-S)
 - Batterie Sodium-Nickel Chlorure (ZEBRA)
- Stockage électrochimique à circulation
 - Batterie à circulation Zinc-Bromine (Zn-Br)
 - Batterie à circulation Vanadium (VRB)
- Stockage électrostatique
 - Super condensateur
- Stockage inertiel
 - Volant d'inertie Basse Vitesse
 - Volant d'inertie Haute Vitesse
- Power to gas
 - Production d'hydrogène par électrolyse PEM
 - Production d'hydrogène par électrolyse Alcaline
 - Production de méthane par conversion catalytique directe du CO₂

	Forme d'énergie	Efficacité énergétique	Temps de réactivité	Temps de stockage	Capacité de stockage (puissance)
Station de transfert d'énergie par pompage	Énergie potentielle de pesanteur (énergie sera produite lorsque l'eau coulera, au travers d'une turbine)	~80% (technologie mature, pas d'évolution à prévoir)	10 min	Des heures à des mois (l'eau peut rester plusieurs mois stockée dans un bassin avec très peu de pertes)	Jusqu'à 10 GWh = consommation résidentielle d'électricité de 100 000 habitants pendant 15 jours (Jusqu'à 2 GW)
Stockage d'énergie par air comprimé	Énergie mécanique potentielle de l'air (pression de l'air qui sera relâchée)	~ 40% à 50% (Rendement à optimiser : perte d'énergie sous forme de chaleur lors de la compression de l'air)	1 min	Des heures à des mois (les pertes sont assez faibles)	Jusqu'à 10 GWh = consommation résidentielle d'électricité de 100 000 habitants pendant 15 jours (Jusqu'à 200 MW)
Volant d'inertie	Énergie cinétique (mouvement de rotation)	~ 80% pour un cycle de charge-décharge dans un temps court (quelques minutes)	5 ms	Court (quelques minutes)	Jusqu'à 10 kWh = consommation résidentielle d'électricité de moins de 2 habitants pendant 1 jour (Jusqu'à 40 MW)
Batteries	Énergie chimique	~ 70 à 80%	1 ms	De la journée à la semaine	Jusqu'à 10 MWh = consommation résidentielle d'électricité de 1600 habitants pendant 1 jour (Jusqu'à 10 MW)
Power to gas : hydrogène	Énergie chimique	~30% pour l'hydrogène ; ~25% pour l'ammoniac ou le méthane de synthèse	100 ms	Long (plusieurs mois)	Jusqu'à 10 GWh = consommation résidentielle d'électricité de 100 000 habitants pendant 15 jours (Jusqu'à 1 GW)

Figures 3.1. Les différents moyens de stockage de l'électricité et leurs caractéristiques.



Source : Ademe⁵⁷



Source : OFATE⁵⁸

⁵⁷ « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies », Rapport d'étude pour l'ADEME, la DGCIS et l'ATEE, 21 octobre 2013, p. 180. A ma connaissance, même si désormais ancien, seul rapport traitant de l'ensemble des technologies envisagées. Le lecteur intéressé pourra très utilement se référer à ce rapport, qui présente notamment de manière très claire par fiche les différentes techniques qui ont été envisagées.

⁵⁸ « Systèmes de stockage d'électricité : présentation et état des lieux en France et en Allemagne », A. Lerbinger, Office Franco-Allemand pour la Transition Énergétique, Décembre 2018.

Comme on peut le voir avec cet inventaire, les trois moyens évoqués par négaWatt : batteries stationnaires⁵⁹, air comprimé (les « Compressed Air Energy Storage », CAES) et volants d'inertie de divers types, ne représentent qu'une petite partie de tous ceux envisagés. A l'exception des batteries⁶⁰, ces moyens ne sont d'ailleurs pas forcément les plus facilement, ni les plus rapidement, mobilisables. Faute jusqu'à présent de débouchés, ces technologies ne sont, en effet, généralement pas (encore) industrialisées, et ne seront donc pas facilement utilisables en vraie grandeur dans les années à venir. Nécessité faisant loi, il est probable qu'elles seront, un jour, disponibles industriellement, et que donc leur coût sera amené à baisser, comme cela a été le cas pour les batteries. Il n'en demeure pas moins que toutes présentent de très grosses difficultés pratiques d'emploi (bruit, sécurité ...) et ont, au moins dans l'immédiat et l'avenir proche, un coût économique particulièrement conséquent⁶¹.

3.1.2. Le « power-to-gas » (P2G) : électrolyse et méthanation, l'avenir est dans l'hydrogène et le méthane ?

A cet égard, le « power-to-gas » et la production d'hydrogène par électrolyse alcaline, éventuellement complétée par sa transformation en méthane (la méthanation) dans une seconde étape, apparaissent à beaucoup comme la solution qu'il faut privilégier dans l'avenir. La production d'hydrogène par hydrolyse permet en effet d'employer l'électricité éventuellement excédentaire et libère de l'oxygène et non un gaz à effet de serre ; quant à son utilisation, quelle qu'elle soit (en thermique classique ou via une pile à combustible), elle conduit à la production de vapeur d'eau. Enfin, la méthanation peut prolonger l'étape précédente pour produire du CH₄, directement utilisable dans les réseaux ; elle permet elle aussi d'utiliser l'électricité surnuméraire et, de surcroît, de capturer du CO₂. L'une et l'autre apparaissent ainsi comme des voies particulièrement prometteuses pour le stockage intersaisonnier de l'électricité. Enfin, on parle de « power-to-gas-to-power » (P2G2P), lorsque ces gaz sont utilisés, soit, s'agissant de l'hydrogène et des mobilités, pour produire de l'électricité via une pile à combustible ou directement dans un moteur thermique ; soit, s'agissant du méthane, dans une centrale pour produire de l'électricité pour le réseau.

Il n'en demeure pas moins que plusieurs difficultés significatives se présentent dès lors qu'il s'agirait de les emprunter :

- La production d'hydrogène par hydrolyse est certes une technologie bien au point, mais elle est économiquement coûteuse, raison pour laquelle elle n'est que marginalement utilisée à l'heure actuelle ; par ailleurs, les catalyseurs qui permettent ce processus sont difficilement utilisables à partir de sources variables car, pour être pleinement efficaces, ils supposent des conditions stables de température et de pression ; ce qui implique qu'ils fonctionnent en continu plutôt qu'en suivi de charge, ce qui sera le cas s'ils devaient être branchés sur des sources intermittentes. Quant à l'hydrogène, lui-même, il ne peut être utilisé dans les réseaux de gaz existants qu'en faible quantité pour des raisons de risques de fuite et de corrosion ; par ailleurs, son utilisation en propre oblige, du fait de sa faible masse atomique, soit à le comprimer fortement (700 bars), soit à le liquéfier (- 253 °C), ce qui induit des contraintes pratiques fortes.

⁵⁹ Il s'agit ici essentiellement de combler le déficit capacitaire journalier du PV solaire du fait de son intermittence en nocturne.

⁶⁰ S'agissant des batteries, la perspective du développement de l'automobile à l'électricité a dopé la recherche, aussi les progrès enregistrés sont-ils très importants et d'autres sont assurément à venir. Même si elles ne sont pas sans inconvénient (risque avéré de surchauffe, voire d'incendie) les batteries lithium/ion ont désormais le vent en poupe. En dépit d'une très forte baisse des coûts au cours des dernières années, elles demeurent néanmoins coûteuses : de l'ordre de 176 €/kWh en 2018. Fin 2020, Tesla s'est fixé l'objectif de parvenir à un coût de 100 €/kWh.

⁶¹ Sur ces points, je renvoie le lecteur intéressé à la lecture édifiante du rapport Ademe précité, consacré au stockage.

- La production de méthane par la voie de la méthanation, se heurte quant à elle à d'autres difficultés, car en l'état actuel des différentes techniques existantes, au demeurant plus ou moins matures, le rendement de celles-ci est faible et la production est donc coûteuse.

Au total, s'agissant du P2G, la conclusion d'ensemble que l'on peut tirer de ces diverses difficultés est apportée par l'étude récente de RTE sur l'hydrogène bas carbone ; on en citera ici l'essentiel du constat qui y est dressé :

« Dans les projections sur l'évolution du mix énergétique à long terme, l'hydrogène est souvent présenté à la fois comme une source de flexibilité et un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Pour autant, ces raisons sont bien distinctes sur le plan théorique, et doivent être distinguées dans l'analyse :

- *D'une part, il s'agit de décarboner des usages existants, par exemple pour les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie, mais potentiellement aussi pour la mobilité lourde (de manière complémentaire aux solutions entièrement électriques) ou, à moyen terme, pour alimenter le réseau de gaz existant en substitution du gaz fossile (dans une certaine limite).*
- *D'autre part, l'hydrogène pourrait contribuer, dans certaines conditions à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage et déstockage (principe du power-to-gas-to-power).*

À l'heure actuelle, l'hydrogène consommé en France correspond presque exclusivement à des usages industriels non énergétiques, principalement dans les secteurs du raffinage pétrolier et de la chimie. L'hydrogène utilisé dans ces procédés est produit essentiellement à partir de procédés utilisant des combustibles fossiles (à 95% à partir de gaz, pétrole et charbon), émetteurs de CO₂. (...) Une [partie] (environ 40%) est produite par des unités dédiées de vaporeformage du méthane : elle pourrait être remplacée par de l'hydrogène bas-carbone (...)

À l'horizon 2030-2035, l'enjeu du développement de l'hydrogène bas carbone participe bien d'une démarche de décarbonation et relève ainsi du premier motif. (...). À plus long terme (horizon 2050) en revanche, les scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables devront nécessairement s'appuyer sur du stockage. Dans ces cas de figure, la boucle power-to-gas-to-power, via l'hydrogène, constitue une option à considérer, malgré son faible rendement énergétique (entre 25 % et 35 % selon les technologies actuelles). »⁶²

A court-moyen terme, le P2G(2P) ne peut donc être considéré comme une réponse de masse à la question de la flexibilité et du stockage intersaisonnier. A cela trois raisons. D'abord, parce que l'électrolyse alcaline, seule technologie décarbonée de production d'hydrogène aujourd'hui mature, n'est pas un procédé techniquement adapté à un usage variable⁶³. Ensuite, parce que, à supposer que ce premier requis soit vérifié, il resterait à assurer le développement industriel de ce dispositif, ce qui sera forcément relativement long. Enfin, resterait encore à trouver l'équilibre économique d'un dispositif qui est structurellement d'un faible rendement technique, auquel s'ajouterait de surcroît un très faible facteur de charge des électrolyseurs, du fait de leur

⁶² « La transition vers un hydrogène bas-carbone ; atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035, atouts et enjeux à l'horizon 2030-2035 », RTE, janvier 2020, p. 5.

⁶³ C'est précisément l'une des raisons d'être du projet de démonstrateur « Jupiter 1000 », qui sera installé à Fos et sera constitué de deux électrolyseurs de deux technologies différentes : PEM (membrane) et alcaline. Il s'agira d'assurer : « La vérification des performances d'un électrolyseur au regard des exigences requises pour participer à ce type de service, en tenant compte des contraintes induites par l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz, son stockage ou sa méthanation ». Rapport cité, p. 45.

emploi variable⁶⁴ ; en l'état actuel des technologies, les électrolyseurs sont d'un bien meilleur rendement et d'une plus longue durée de vie lorsqu'ils fonctionnent en base⁶⁵.

Au regard de cela, le P2G au sens strict, et donc la filière hydrogène, a en revanche assurément de belles perspectives à relativement court-terme comme usage nouveau pour l'électricité en tant que moyen de décarbonation des mobilités lourdes et de l'industrie. Mais cela requiert un fonctionnement « en base », c'est-à-dire en continu, des sources électriques qui alimentent les électrolyseurs. Le modèle économique de cet usage-là ne peut reposer sur un usage intermittent ou variable des électrolyseurs. Le P2G ne peut donc être considéré actuellement, et cela vaut aussi pour le moyen terme, comme un moyen central de flexibilité du système électrique.

Quelles que soient, comme on vient de le voir, les difficultés pratiques et les coûts économiques d'une telle voie, il n'en demeure pas moins qu'un scénario comme négaWatt fait appel de manière significative au P2G2P : une production de 16 TWh en 2050 par le biais du power-to-gas-to-power, soit 3,5% de la consommation d'électricité prévue à cet horizon.

3.1.3. Minimiser le besoin de stockage : interconnexions et effacement de la demande.

Pour les années à venir, d'autres voies de flexibilité, plus aisément disponibles que l'hydrogène ou les autres formes de stockage, sont possibles et doivent être explorées. Ainsi, contrairement à négaWatt, les scénarios Ademe, visent-ils d'abord à minimiser le besoin de stockage et ne s'appuient que très subsidiairement sur le power-to-gas-to-power, alors même que leurs mix sont très largement composés de renouvelables. Pour cela, ils utilisent d'autres moyens. Ainsi :

- Le scénario 2035-2050 envisage trois variantes :
 - un mix « 2050 – 80 % d'électricité renouvelable », sans stockage intersaisonnier,
 - un mix « 2050 – 50 % d'électricité nucléaire », ces deux premières variantes se traduisant, l'une comme l'autre, par l'utilisation en 2050 de seulement 1,5 Mtep d'hydrogène issu du power-to-gas
 - Enfin un mix « 2050 – 90 % d'électricité renouvelable et power-to-gaz », qui envisage un déploiement plus important d'électricité renouvelable valorisée sous forme de gaz de synthèse. Aux 1,5 Mtep d'hydrogène des deux précédentes variantes, s'ajoutent 3 Mtep de méthane de synthèse ; l'un et l'autre sont injectés dans le réseau de gaz.

Au total, si ces variantes du scénario d'actualisation des travaux antérieurs de l'ADEME envisagent bien une capacité de power-to-gas pour l'utilisation des excédents, il n'y est, cependant, fait mention ni de power-to-gas-to-power, ni de stockage inter saisonnier. Au demeurant, cette capacité de power-to-gas est fortement limitée au regard du recours qu'y fait négaWatt. En définitive, c'est le jeu de l'import/export qui, pour l'essentiel, supplée au besoin, par ailleurs limité, de stockage de longue durée.

⁶⁴ L'étude de RTE fait état d'un facteur de charge de 93% pour un fonctionnement en continu, contre seulement 9% pour un fonctionnement en mode variable. Cela n'est évidemment pas sans conséquence économique. Rapport RTE précité, p.37.

⁶⁵ C'est d'ailleurs la raison pour laquelle aux Etats-Unis le Department of energy a présenté en novembre 2020 le programme H2@Scale, « clé de voûte de la stratégie fédérale pour déployer l'hydrogène de façon holistique dans un système énergétique toujours plus intégré (...) Les quatre projets soutenus par le DOE (programme « H2@Scale ») sont présentés pour illustrer « l'intérêt grandissant » pour le couple nucléaire-hydrogène aux États-Unis ». In, « Le couple nucléaire-hydrogène aux États-Unis. Une romance en devenir ? », Ch. Merlin, IFRI, 4 mars 2021.

- Le scénario 2020-2060.

Il débouche sur trois résultats :

- L'export : « Dans un contexte d'augmentation de la taxation du carbone, le mix électrique français offre des opportunités économiques pour décarboner de façon significative les autres vecteurs énergétiques et le mix électrique de nos voisins européens. (...) Dans tous les scénarios, la France reste exportatrice jusqu'en 2050. »
- Le power-to-gas : « le modèle optimise le déploiement de capacités power-to-X (production de chaleur et d'hydrogène dans l'industrie et production d'hydrogène pour la mobilité), (...) Une variante avec une demande supplémentaire de 50 TWh pour la production de méthane de synthèse est également étudiée »
- Le recours au stockage proprement dit est limité et ne concerne que les faibles durées de décharge : « Dans le modèle, des batteries de durée de décharge de 2 h et de 90 % de rendement peuvent être installées pour un coût variant de 880 €/kW en 2020 à 465 €/kW en 2035 et 355 €/kW en 2050 (avec une durée de vie de 10 ans). Le modèle permet aussi l'ajout de STEP en France, dans la limite de 2 GW de STEP de durée de décharge 24 h (soit 24 MWh de capacité par MW installé) pour un coût de 1325 €/kW ».

Même si, essentiellement pour des raisons d'acceptabilité sociale, il est permis de douter, de la faisabilité de 2 GW de STEP supplémentaires qui satureraient les potentialités du territoire, l'important est ailleurs : pas plus que dans le précédent, il n'est fait mention de stockage inter saisonnier dans ce scénario. Là encore, le power-to-gas est destiné à alimenter « en base » la demande de l'industrie et des futures mobilités à l'hydrogène.

Tableau 3.3. Les moyens de la flexibilité en 2050, dans le scénario 2020-2060 de l'ADEME.

Technologie	Volume d'énergie déplacé par jour, en moyenne sur l'année (GWh) ⁶
Demande pilotable	90
Imports/Exports	60
STEPs	30
Batteries	24
Power-to-X	10
Hydro	8,5
Thermiques	7,6
Nucléaire	3

Tableau 2 – Volume d'énergie déplacé par technologie (par rapport à un profil de consommation ou production plat)⁶

Le tableau ci-dessus⁶⁶ résume à l'essentiel la hiérarchie d'utilisation des différentes technologies de flexibilité à l'horizon 2050, auxquelles, selon l'ADEME, il serait alors possible d'avoir recours. En fait, le scénario 2020-2060 fait appel de manière essentielle à deux moyens, -ils représentent à eux deux près des 2/3 du volume d'énergie déplacée- pour gérer les pointes de consommation (cf. Tableau 3.3., ci-dessus) : l'import/export et l'effacement de la demande – : « L'hydroélectricité, les effacements et le pilotage de l'eau chaude sanitaire sont des leviers de flexibilité existants qui vont permettre à court terme d'intégrer de façon économique la production variable des énergies éoliennes et photovoltaïques (françaises et européennes). À moyen terme, le développement des véhicules électriques représente une charge de 40 à 70 TWh (pour 2035 et 2050) dont respectivement 40 % et 80 % sont supposées pilotables ».

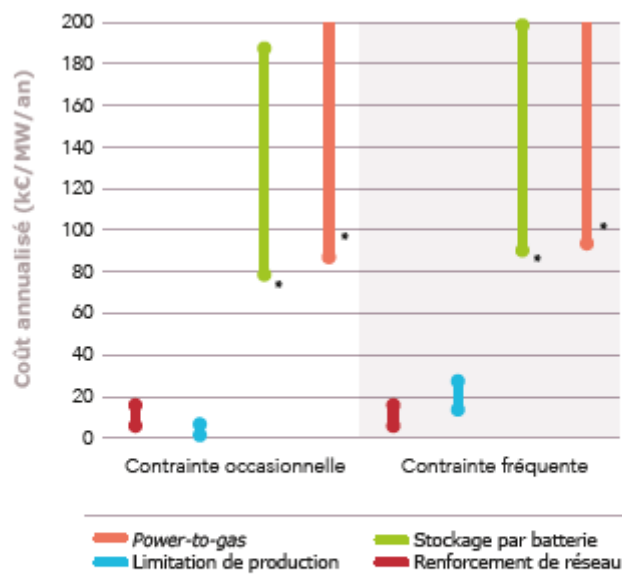
⁶⁶ Tiré de « Trajectoires d'évolution du mix électrique, 2020-2060, Analyses complémentaires », Ademe, p.13.

On n'insistera pas outre mesure ici sur cette anticipation, sinon pour souligner que l'effacement de la « demande pilotable » passe actuellement par des mécanismes d'incitation par les prix (heures pleines/heures creuses) et repose donc sur une acceptation volontaire et contractuelle préalable de l'utilisateur. Passer à un « pilotage » capacitairement aussi massif pour gérer en temps réel l'équilibre du réseau supposerait de changer de logique ; il faudrait alors donner à l'opérateur le pouvoir de procéder de sa propre autorité à l'effacement de la demande en fonction des besoins de régulation du réseau via des « compteurs intelligents ». Le développement de sources de production non-pilotables suppose ainsi de rendre pilotable la demande, y compris, on le voit, celle des particuliers-, pour permettre de l'adapter à l'offre. C'est une inversion totale par rapport à la logique historique, qui visait, au contraire, à adapter l'offre à la demande.

3.1.4. Écrêter la production excédentaire ?

Enfin, pour faire un tour complet des solutions envisageables pour obtenir de la flexibilité, il faut relever qu'aucun des scénarios ici considérés, négaWatt, Cired, ou Ademe, n'envisage d'assurer l'équilibre par un recours à l'écrêtement des pics de production d'EnR, ni donc de remettre en cause, comme ce serait alors nécessaire, l'obligation d'achat de l'électricité des renouvelables qui est faite aux opérateurs. Pourtant, le dernier Schéma décennal de développement du réseau (SDDR 2019) de RTE y insiste passablement : « Parmi les flexibilités, seules les limitations ponctuelles de productions renouvelables semblent, à ce jour, susceptibles de constituer une alternative économique au renforcement du réseau à moyen terme »⁶⁷ (cf. Figure 3.2.).

Figure 3.2. Comparaison économique de différentes solutions pour gérer les contraintes sur le réseau de transport (hypothèses de coûts 2018)



* Dans l'hypothèse basse, les solutions de stockage par batterie et de power-to-gas sont dimensionnées à 50% de la puissance maximale de dépassement : la mise en œuvre d'écrêtement de production complémentaire est donc nécessaire.

Source : RTE, SDDR 2019

⁶⁷ « Schéma Décennal de Développement du Réseau 2019, Rapport », RTE, p. 289.

Il faudra bien, pourtant que cette question soit un jour abordée de front, tant les règles actuelles qu'ont organisées au niveau communautaire les trois directives européenne RES (Renewable Energy Sources)⁶⁸ qui se sont succédé, apparaissent difficilement soutenables en l'état dans un cadre qui serait dominé par l'énergie fatale et variable des EnR⁶⁹.

L'obligation d'achat et ses effets économiques.

L'obligation d'achat est organisée par les articles L 314-1 (et suivants) du Code de l'énergie ; dans sa rédaction actuelle, celui-ci stipule que : « *Sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par les installations dont la liste et les caractéristiques sont précisées par décret* ».

La liste de ces installations et de leurs caractéristiques est longue, il suffira ici de mentionner « *2.° Les installations de production d'électricité qui utilisent des énergies renouvelables, à l'exception des énergies mentionnées au 3°(...); 3. Les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent qui sont implantées à terre ou qui sont implantées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive et les installations qui utilisent l'énergie marine, l'énergie solaire thermique ou l'énergie géothermique ou hydrothermique* ». Autant dire que c'est l'ensemble des EnR qui est concerné.

Cette obligation d'achat se traduit concrètement par le fait que « *certaines productions d'électricité sont vendues à des prix régulés à des fournisseurs ou des intermédiaires. D'une part, certaines filières, que l'État souhaite développer, bénéficient d'obligations d'achat leur garantissant un tarif défini sur une période de 10 à 20 ans ou de compléments de rémunération. Ces soutiens, établis dans une logique de couverture de coûts, sont très hétérogènes entre filières. La filière photovoltaïque bénéficie de la rémunération moyenne la plus élevée en 2017, à 329 €/MWh. Celle-ci est tirée par les installations raccordées au démarrage de la filière et baisse à un rythme rapide. En effet, en raison de la forte diminution des coûts, les soutiens accordés aux nouvelles installations sont beaucoup moins élevés. À l'opposé, les rémunérations les plus basses concernent la filière d'incinération des déchets ménagers, suivie par la petite hydraulique (les grandes installations hydrauliques ne bénéficiant pas d'obligations d'achat) et l'éolien* »⁷⁰.

Il suffit de comparer les tarifs et les revenus ainsi garantis aux filières (cf. Tableau 3.4., ci-après) aux coûts de production qui sont actuellement les leurs, ou au tarif ARENH, censé rémunérer la production du nucléaire « historique » et qui est de 42 €/MWh, pour mesurer à la fois l'ampleur de la baisse des coûts qui est entre temps intervenue et celle de la rente qui est ainsi allouée aux primo arrivants. Cette obligation de prise en charge a pour contrepartie une compensation des « *surcoûts éventuels des installations de production d'électricité* » (Article L 314-3). Celle-ci est fixée dans les conditions prévues à l'article L 1211-6, soit : « *Les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques (...) sont intégralement compensées par l'Etat* ». » Autrement dit, le financement de ces surcoûts est en dernier instance assuré par la Contribution au Service Public de l'Energie (CSPE) ou, désormais, le subventionnement de l'Etat.

⁶⁸ Soient : 2001/77/EC ; 2009/28/EC et 2018/2001/EC. Quant au cadre français, l'obligation d'achat est régie depuis 2001 par les articles L 314-1 et suivants du Code de l'énergie. Pour gérer ses relations avec les producteurs privés de renouvelables, aujourd'hui au nombre d'un peu plus de 400.000, EDF a d'ailleurs ouvert un site spécifique, entièrement dédié à l'obligation d'achat : <https://www.edf-oa.fr/>

⁶⁹ Sur ce point, cf. « *Le système électrique européen, un modèle caduc* », Claude Desama, La Revue de l'énergie N° 651, juillet-Août 2020.

⁷⁰ « *Bilan énergétique de la France 2017* », CGDD, p. 19.

Tableau 3.4. Rémunérations moyennes des installations bénéficiant d'obligation d'achat ou de compléments de rémunération.

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Photovoltaïque	524	502	478	426	376	344	329
Éolien	86	88	89	89	89	91	88
Hydraulique	64	64	67	72	74	74	78
Cogénération	126	134	137	134	130	125	143
Biogaz	92	102	107	113	121	139	148
Incinération	53	56	56	57	58	57	56
Biomasse	107	119	130	134	137	139	139
Toutes installations	120	136	140	143	140	139	140

Note : la rémunération est égale au tarif d'achat pour les installations sous obligation d'achat et à la somme du prix de gros moyen de l'électricité produite et du complément de rémunération pour les installations bénéficiant de ce dernier.
Source : calculs SDES, d'après CRE

Source : CGDD, bilan énergétique de la France 2017

L'évolution explosive de la CSPE est suffisamment connue et documentée⁷¹ pour que l'on ne s'y attarde pas ici outre mesure. Il a été à de multiples reprises tenté de pallier cette évolution, mais les contrats ayant été passés pour des durées longues et les tribunaux administratifs ayant jugé, comme il était prévisible, que leur application se devait d'être pleine et entière, ce coût doit être considéré comme le prix qu'il a fallu et faut encore payer pour soutenir le développement initial des EnR. Au demeurant, les contrats ne pouvant désormais être renouvelés, puisque depuis 2016 « *Sous réserve du maintien des contrats d'obligation d'achat en cours au 11 août 2004, les installations bénéficiant de l'obligation d'achat (...) ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.* » (L 314-2), on peut ainsi considérer que la CSPE « historique » est désormais en extinction ; cela d'autant plus, d'ailleurs, que le mécanisme de prix garantis se voit désormais substituer le principe des appels d'offres.

Il reste que ce n'est pas la question financière posée par la CSPE qui nous retient ici, mais celle de l'obstacle que constitue l'obligation d'achat à la mise en œuvre du moyen de flexibilité que pourrait représenter l'écrêtement des éventuels excès de production des EnR. En l'état, elle oblige à acheter et payer y compris l'électricité excédentaire.

Les évolutions de l'EEG-Umlage allemande.

Pour les mêmes motifs, mais dans un contexte de présence bien plus importante des EnR, l'équivalent allemand de la CSPE, la EEG-Umlage, a connu une évolution encore plus explosive. D'après les documents accompagnant la dernière loi sur les énergies renouvelables (EEG)⁷², votée en décembre 2020 et applicable à compter du 1^{er} janvier 2021, la EEG-Umlage a représenté à elle seule un coût de 67,6 € par MWh et, selon les prévisions des opérateurs de réseaux, aurait pu se monter à 96 €/MWh en 2021

⁷¹ Cf., entre autres, « *Le soutien aux énergies renouvelables, Communication à la commission des finances du Sénat* », Cour des comptes, Mars 2018

⁷² Sur ce point, cf. <https://allemagne-energies.com/2020/11/12/allemagne-le-plafonnement-de-la-charge-de-soutien-aux-energies-renouvelables-electriques-a-65-e-mwh-en-2021-necessite-une-subsidie-de-108-milliards-deuros/>

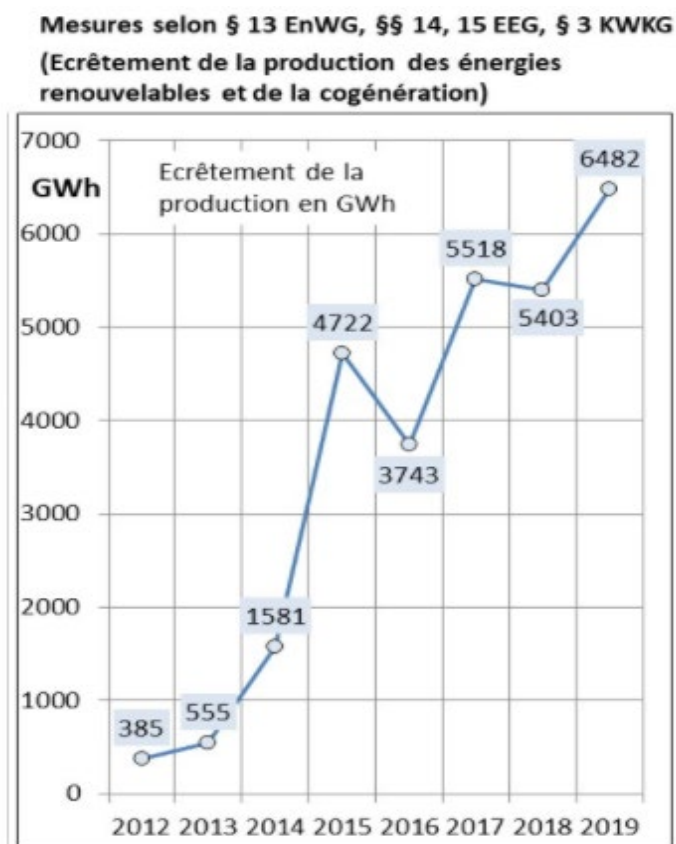
Cf. aussi une analyse très détaillée de la loi EEG de 2020 sur ce même blog de H. Lauer : <https://allemagne-energies.com/energies-renouvelables/>

Il était donc nécessaire de limiter cette évolution et la charge qu'elle fait peser sur le consommateur, -dont on sait que le prix qu'il paie est le plus élevé de l'UE et que la fiscalité, dont l'essentiel est constitué par la EEG-Umlage, y représente plus de la moitié du prix du kWh. C'est pourquoi, moyennant l'octroi d'une subvention étatique de 10,8 Md€ alimentée par la Taxe carbone pour assurer l'équilibre, ce montant a été plafonné à 65 €/MWh par la nouvelle loi EEG.

Afin de limiter l'explosion des coûts de compensation, de premières restrictions avaient été définies en 2017 : suppression de la rémunération, si le prix de l'électricité au marché spot affiche une valeur négative pendant au moins six heures sans interruption pour des éoliennes supérieures à 3 MW et d'autres installations d'énergies renouvelables de plus de 500 kW mises en service à partir de 2016. La nouvelle loi EEG durcit encore ces conditions, puisque désormais il y a suppression de la rémunération des nouvelles installations d'énergies renouvelables supérieures à 100 kW, dès lors que le prix au marché spot affiche une valeur négative pendant plus d'une heure. Mais là encore, au-delà des questions financières, -qu'il faut bien néanmoins considérer, puisque ce sont elles qui ont conduit au réajustement des conditions d'octroi des compensations tarifaires-, c'est la possibilité d'un écrêtement de production qui nous retient ici.

En effet, la forte présence des EnR combinée avec des difficultés d'engorgement d'un réseau notoirement sous dimensionné, a nécessité le recours à un écrêtement des productions, dont la croissance a été exponentielle depuis 2013 (cf. Figure 3.3.). Ainsi, en 2019 a-t-il fallu écrêter pour près de 6,5 TWh, valeur à rapporter à une production totale de 574 TWh. Selon l'Agence Fédérale des Réseaux (*BNetzA*), l'écrêtement a concerné à près de 97% l'éolien (78,4% l'éolien terrestre et 18,3% l'éolien offshore) et à 2,7 % le PV ; il correspond à 3,8 % de leur production totale en 2019.

Figure 3.3.



Source : *blog Allemagne Energie*

Une proposition du régulateur australien : taxer les surproductions (de solaire PV).

Cette question est à vrai dire un problème général, dès lors que les EnR représentent une part importante de la production et que l'organisation du marché fait une place à l'obligation d'achat. Ainsi l'AEMC, le régulateur australien, vient-il d'envisager de taxer l'injection de solaire PV dans le réseau public quand il n'en a pas besoin⁷³.

Il faut dire que 20% des foyers australiens sont équipés de panneaux en toiture et que le pays dispose de nombreuses centrales PV ; ainsi, au 4^{ème} trimestre 2020, plein été austral, le solaire PV a fourni 100% des besoins en électricité de l'Australie Méridionale ! Cela ne va pas sans poser de graves problèmes de stabilité au réseau électrique australien en période de fort ensoleillement. Actuellement, les foyers australiens sont rémunérés (entre 6 et 15 cents australiens le kWh, selon les Etats et les opérateurs) quand ils injectent de l'électricité dans le réseau. Même avec les parcs de batteries en stationnaire existants, ceux-ci sont désormais tous saturés vers midi. Dès lors, ces injections « entraînent des pics de tension qui peuvent endommager le réseau et les équipements et entraîner une surcharge thermique des transformateurs ». Répondre à cette surcharge en construisant de nouvelles infrastructures de réseau pèserait fortement sur la facture électrique.

Aussi, dans un rapport publié le 5 avril 2021, l'AEMC envisage-t-elle⁷⁴ de taxer les injections d'électricité sur le réseau quand elles ne sont pas nécessaires. Selon son directeur général, pour un particulier équipé de panneaux photovoltaïques, une telle réglementation réduirait le gain moyen de seulement 70 dollars australiens par an (45 euros) ; le bénéfice moyen resterait de 900 dollars (581 euros). Cette nouvelle donnerait aussi de réduire la facture d'électricité des 80% de foyers ne disposant pas de panneaux photovoltaïques.

Selon l'AEMC, cette solution devrait inciter les particuliers disposant déjà de panneaux de s'équiper d'un système de stockage par batteries, afin d'adapter en temps réel leur injection aux besoins du réseau. De plus, en réduisant fortement les contraintes pendant les heures de pointe, cette solution ouvrirait la voie à l'injection de davantage d'électricité photovoltaïque issue des particuliers en période de forte consommation. Cette réglementation permettrait donc à davantage de foyers de s'équiper de panneaux photovoltaïques sans risques pour le réseau.

S'il était besoin de le vérifier, l'expérience de l'Energiewende comme les difficultés australiennes le montrent clairement : RTE a raison d'affirmer que « seules les limitations ponctuelles de productions renouvelables semblent, à ce jour, susceptibles de constituer une alternative économique au renforcement du réseau à moyen terme ». Mais il est tout aussi clair que, si elles devaient rester en l'état, les dispositions qui, en France, régissent actuellement l'obligation d'achat et obligent à payer toute production d'électricité d'EnR à un prix hors-marché –prix garantis, aujourd'hui, d'appel d'offres, demain- seront, par le coût financier qu'elles représenteraient, un frein notable à l'utilisation de cette flexibilité.

Il reste que les amodiations ainsi successivement apportées à l'EEG-Umlage ne l'ont été que pour limiter le coût financier de la réponse aux engorgements de réseau que sont les écrêtements dans le cadre

⁷³ [L'Australie envisage de taxer l'injection d'électricité solaire sur le réseau quand il n'en a pas besoin - L'EnerGeek](#), mardi 6 avril 2021.

⁷⁴ <https://www.theguardian.com/environment/2021/mar/25/australians-could-be-charged-for-exporting-energy-from-rooftop-solar-panels-to-the-grid>

réglementaire de l'obligation d'achat. Il s'agissait ainsi de fournir une alternative à un coûteux renforcement des réseaux, d'adapter donc la production à la taille insuffisante des « tuyaux » que sont les réseaux, non de traiter, sinon incidemment, la question de l'équilibrage de l'offre à la demande.

Faute de flexibilité de l'offre, du fait de la prédominance à venir des sources non pilotables ; faute de solution économique de déplacement capacitaire de l'électricité dans le temps ; c'est à un pilotage massif de la demande qu'il faudra avoir recours si la question de l'obligation d'achat devait n'être pas traitée.

3.2. L'adaptation des réseaux

« Tant que la capacité de production cumulée de l'éolien terrestre et du photovoltaïque demeure inférieure à environ 50 GW (elle s'élevait à 23,6 GW fin 2018), l'infrastructure actuelle semble globalement bien adaptée, pourvu qu'il soit possible sur le plan technique et accepté sur le plan politique de pousser plus loin son optimisation par l'utilisation ponctuelle d'écrêtements ciblés de production dans certaines zones fortement équipées. Au-delà de 50 GW en revanche, des adaptations plus structurantes sont nécessaires pour accueillir les nouvelles installations renouvelables et faire face à la modification des transits résultant de la fermeture prévisible de certains réacteurs dans les vallées du Rhône et de la Loire »⁷⁵.

Tel est le constat qui structure la réflexion engagée par RTE sur l'avenir à moyen-terme de son réseau. Si la France dispose actuellement d'un parc d'EnR qui est encore inférieur à 30 GW, les perspectives tracées par la PPE, et *a fortiori* par des scénarios plus ambitieux tels que négaWatt, prévoient toutefois que ce chiffre sera très rapidement atteint et amplement dépassé. Ainsi, le dernier scénario Ademe, qui reprend la trajectoire PPE, s'appuie-t-il sur un parc qui devrait être de 74 GW d'ENR à l'horizon 2030 (6 GW d'éoliennes offshore, 36 de terrestre et 32 de solaire PV).

La nécessité d'engager des « adaptations plus structurantes » n'est donc pas une perspective lointaine ; c'est dès aujourd'hui qu'il faut les envisager, c'est sans tarder qu'il faut les engager.

On a vu précédemment les raisons pour lesquelles une transformation des réseaux est nécessaire, il reste à en évaluer les moyens possibles et le coût.

3.2.1. Les réseaux, un coût très important.

Le problème pour l'analyse est que, ces coûts inévitables d'adaptation sont intégrés aux comptes des opérateurs de transport ou de distribution, mais, n'y étant pas isolés, ils ne sont pas directement et en tout cas pas aisément identifiables, de surcroît, s'agissant de la France, à supposer qu'ils puissent être identifiés, ils représenteraient vraisemblablement, compte tenu de la faible pénétration des EnR non pilotables dans le mix français, pour l'instant des montants limités. Aussi, ces « coûts-système », pourtant fatals, sont-ils le plus souvent purement et superbement ignorés ; c'est, par exemple, typiquement le cas de l'exercice du Cired.

L'étude de l'OCDE sur « les effets de système »

Pour néanmoins tenter d'avancer sur ce terrain, une étude déjà ancienne de l'OCDE⁷⁶ est une référence devenue classique. Sa conclusion sur ce point était claire: *“In Europe, grid-level costs for wind onshore represent about 20-65% of the total electricity generation cost for dispatchable technologies, while even higher values are observed for solar and wind offshore; on average, grid-level integration costs for renewables account for about 50% of the total electricity production cost.”*

Ainsi, l'OCDE estime-t-elle que les coûts d'intégration au réseau des renouvelables intermittents représentent la moitié du coût total final de fourniture de l'électricité, soit, autrement dit, un doublement du prix de

⁷⁵ « Schéma décennal de développement du réseau, édition 2019 », RTE, 17 septembre 2019, p. 30. Ce rapport est en ligne sur le site de RTE : <https://www.rte-france.com/fr/actualite/developpement-du-reseau-electrique-francais-l-horizon-2035-un-reseau-renove-et-repense>.

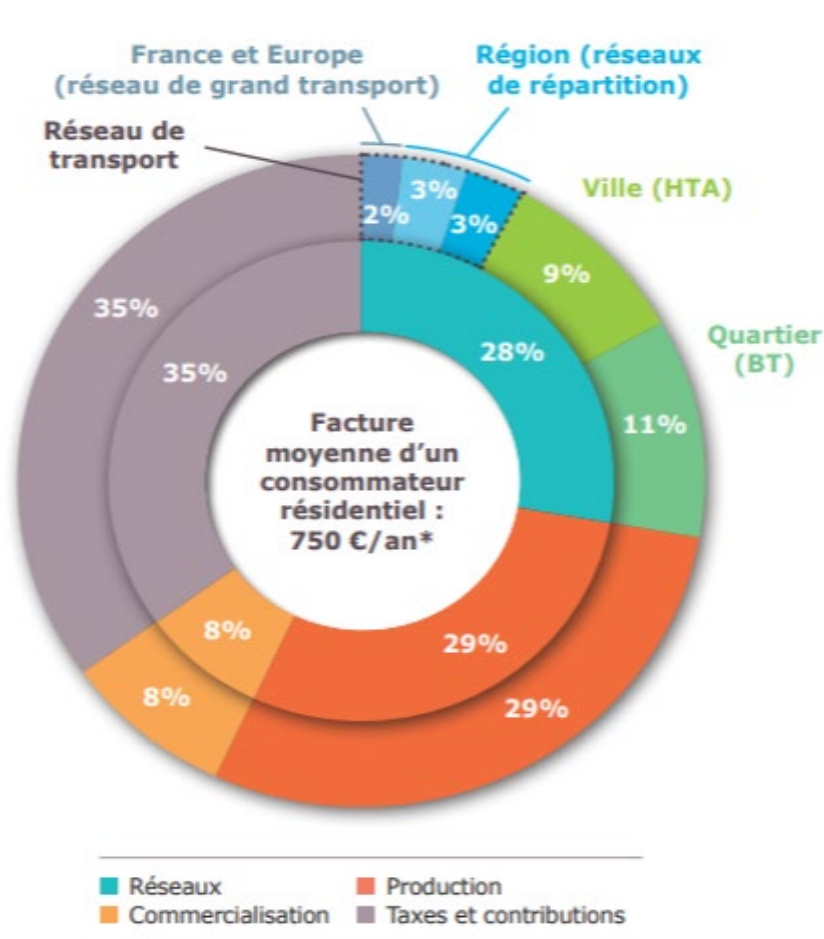
⁷⁶ « Nuclear energy and renewables, system effects in low carbon electricity systems », OECD, NEA, 2012.

production « aux bornes des centrales » ; et même, plus précisément : *“On average, the total costs of electricity production would increase for wind on- and offshore technology by 30% to 50% at a 30% penetration rate and by 8 to 15% at a 10% penetration rate.”* Il était donc anticipé que l'importance relative du coût d'intégration au réseau devrait être fonction croissante du taux de pénétration des EnR intermittentes. Indolore au début, -donc invisible-, l'importance de ces « coûts-système » ne se révèle vraiment qu'en cours de route...

Les coûts des deux réseaux RTE et Enedis.

Le récent rapport de RTE sur son Schéma décennal de Développement du réseau 2019 (SDDR 2019) est venu heureusement apporter quelques précisions bienvenues et permettre de substantielles avancées sur l'identification des coûts du transport de l'énergie électrique et de son adaptation au développement des ENR.

Figure 3.4. La place du coût des différents réseaux dans la facture du consommateur résidentiel



Source : RTE, rapport SDDR 2019

Le rapport de RTE reconnaît que « l'estimation de la composante attribuable au réseau de transport dans le coût complet des énergies renouvelables terrestres (en sus des quotes-parts acquittées par les producteurs) représente au maximum de l'ordre de 3 à 4 €/MWh » ; même s'ils sont donc « limités », il y a donc bel et bien coûts et, avec le développement des EnR, il y aura surcoûts. En effet, aux yeux de RTE, leur origine ne fait

aucun doute : « *les travaux de simulation montrent de manière claire que les besoins d'adaptation du réseau dépendent essentiellement du rythme projeté de développement des EnR* ».

Il reste qu'il faut entendre ces propos de RTE *stricto sensu* : par « transport », il faut, en effet, ici comprendre le seul périmètre qui est institutionnellement de son ressort⁷⁷, à l'exclusion donc de celui de « distribution », géré par ENEDIS. Il s'agit donc ici des réseaux dits de transport et de répartition, HT B 1, 2 et 3, soient les lignes de 63 kV à 400 kV. Le réseau de distribution géré par ENEDIS, les lignes BT et HT A (ex moyenne tension)⁷⁸, n'est donc pas inclus dans cette estimation.

Certes, comme le montrent ces estimations (cf. Figure 3.5., ci-dessus) « *Aujourd'hui, le coût du réseau de transport pour un consommateur résidentiel, y compris les pertes, s'établit à 8% de sa facture d'électricité* », mais il reste que l'essentiel des coûts de réseau manque à l'appel : ceux qui relèvent de la gestion d'Enedis et qui représentent à eux seuls 20% de la facture pour le consommateur. A suivre ces données, les coûts d'acheminement, - tels du moins qu'ils sont supportés par le consommateur résidentiel moyen-, sont imputables à près de 30% au réseau RTE (« grand transport » et « répartition ») et à un peu plus de 70% au réseau de distribution d'Enedis.

Pour des données financières plus globales et plus pertinentes pour l'analyse économique, il faut analyser les comptes des opérateurs (cf. Tableau 3.5., ci-dessous). Le réseau Enedis y représente près des 2/3 des 13,5 Md€ de recettes générées par le TURPE⁷⁹ et près des 3/4 des 5,7 Md€ d'investissements autorisés par la CRE en 2019.

Tableau 3.5. Les coûts des deux réseaux, selon leurs composantes, en 2019.

	Recettes TURPE		Investissements CRE	
	En Md€	%	Md€	%
Enedis	8,8	65,2	4,2	73,7
RTE	4,7	34,8	1,5	26,3
TOTAL	13,5	100,0	5,7	100,0

Le réseau de transport dont il sera question ci-après, c'est-à-dire tel qu'il est institutionnellement entendu, celui de RTE donc, ne représente ainsi qu'une part relativement limitée des coûts d'acheminement et donc des coûts futurs d'adaptation des réseaux au développement des EnR.

3.2.2. Les coûts d'adaptation du réseau de transport RTE : le SDDR 2019.

L'évaluation de RTE.

Même limités à son seul réseau, même « *négligeables* », il y a donc de l'aveu même de RTE des surcoûts liés à la nécessité d'adapter le réseau au développement des EnR ; reste à les chiffrer.

Sur la période 2021-2035, RTE retient dans son SDDR 2019 un chiffre de 33 Md€ d'investissements nécessaires. Sachant que le simple renouvellement du réseau (cf. Figure 3.6., ci-dessous) conduit à des dépenses de l'ordre

⁷⁷ RTE gère, au total, 106 000 kms de lignes dont : 22 000 kms en 400 kV, 27 000 kms en 225 kV, et 57 000 kms en 63-90-150 kV.

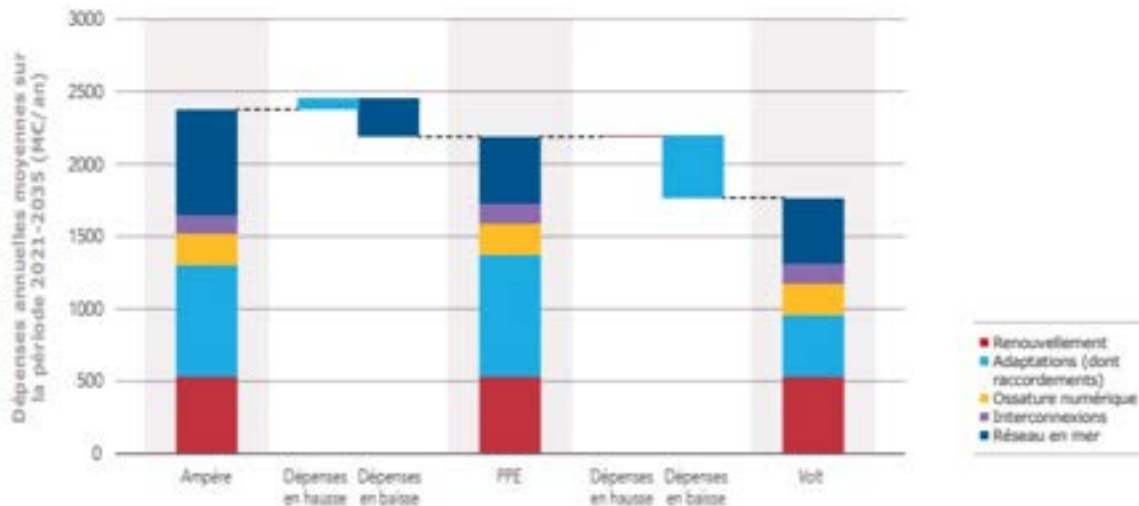
⁷⁸ Enedis gère 1,375 million de Kms de lignes, dont 650 000 Kms de HTA (plus de 1000 V et moins de 63 kV, en pratique 20 kV) et 725 000 kms de BT (moins de 1000 Volts, en pratique 400 V et 230 V).

⁷⁹ TURPE = Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité ; ce tarif est évalué par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ; les investissements autorisés par la CRE sont ceux dont l'amortissement et la rémunération du capital investi associée servira par la suite à fixer le TURPE.

de 500 M€ par an sur cette période. Une simple soustraction donc un coût de 25,5 Md€, soit 1.7 Md€/an, d'investissements pour le réseau RTE qui seraient ainsi directement liés aux seules transformations du mix. Cette évolution de référence (liée à celle de la PPE) est évidemment soumise aux aléas des scénarios variantiels : plus (scénario Ampère) la part des EnR ans le mix est forte, plus ce coût est élevé ; à l'inverse, moins elle l'est (scénario Volt), moins le coût est important.

Figure 3.5.

Figure 8.7 Écarts d'investissements entre les scénarios Ampère, PPE et Volt



Une autre approche, positive celle-là, additionne les quatre composantes directement et indiscutablement liées au développement des EnR, soit :

○ **Adaptation du réseau**

13 Md€

« Pendant des années, le réseau a évolué au même rythme que l'augmentation de la consommation. Ceci n'est plus le cas : c'est aujourd'hui l'évolution du mix de production qui constitue le principal inducteur des évolutions du réseau. (...) Jusqu'à environ 50 GW de capacités installées pour l'éolien et le solaire (doublement par rapport à aujourd'hui), des adaptations « à la marge » sont possibles (...) Au-delà du seuil de 50 GW (atteint entre 2025 et 2030 dans les scénarios de la PPE et du Bilan prévisionnel), des adaptations structurelles sont nécessaires sur le réseau de transport d'électricité (...) Ces évolutions devront entrer en service entre 2025 et 2030. »

○ **Raccordement du solaire PV et de l'éolien terrestre**

3,5 Md€

« L'évolution prévisionnelle de l'ensemble des coûts de raccordement des installations de production est directement corrélée à la dynamique de développement ou de renouvellement des filières renouvelables. Ces coûts devraient être multipliés par six sur la période 2021-2035 dans le scénario de la PPE (de l'ordre de 230 M€/an), avec notamment des besoins importants de raccordement de postes source lié au développement accéléré de la production EnR sur le réseau de distribution. »

○ **Raccordement de l'éolien offshore (à la charge de RTE)****7 Md€**

« Pour les parcs éoliens en mer, les coûts de réseau qui s'ajoutent aux prix issus des appels d'offres représentent un montant supplémentaire de l'ordre de 10 à 20 €/MWh selon la proximité des sites et la disponibilité du réseau à terre. La différence d'ordre de grandeur avec les EnR terrestres s'explique par le fait que la totalité du raccordement de ces installations est désormais pris en charge par RTE via le TURPE. »

○ **Interconnexions****2 Md€**

« Les études du Bilan prévisionnel ont notamment montré qu'un accroissement des capacités est essentiel pour assurer l'équilibre (technique et économique) du mix électrique envisagé dans le projet de PPE (...) Le SDDR est fondé sur la perspective d'un doublement de la capacité d'interconnexion de la France en 15 ans, passant d'une quinzaine de gigawatts aujourd'hui à une trentaine de gigawatts à l'horizon 2035. »

Au total, « L'augmentation des dépenses d'investissement envisagée sur les quinze prochaines années s'explique donc par une hausse des besoins de raccordement et d'adaptation du réseau pour assurer l'accueil des énergies renouvelables, combinée à des besoins de renouvellement en hausse pour faire face au vieillissement des infrastructures existantes »⁸⁰.

On retiendra ainsi que sur la période 2021-2035, sur un programme envisagé qui, globalement, est officiellement de l'ordre de 33 Md€, hors renouvellement et entretien de l'existant, un investissement de 25,5 Md€ sera nécessaire pour permettre au réseau RTE d'accepter l'évolution du mix électrique telle que prévue par le PPE.

Une évaluation optimiste des coûts d'adaptation du réseau RTE.

Il reste toutefois à relever que cette évaluation donne une image sans doute optimiste des coûts d'adaptation du réseau de transport. En effet, « La tenue du cadrage du SDDR repose sur l'activation systématique des leviers de maîtrise des coûts présentés par RTE ». Dans ces chiffres, RTE ne retient pas ce qu'il nomme la « trajectoire « sans levier » d'optimisation, correspondant à l'évolution spontanée des dépenses ». Ainsi, la « trajectoire de référence du SDDR. (Elle) suppose en particulier que toutes les conditions nécessaires à la mise en œuvre de ces leviers soient satisfaites ». Or ces « leviers », tous très directement liés aux problèmes posés par l'intermittence et la variabilité subies des EnR⁸¹, sont à eux seuls supposés porteurs d'une économie de 11 milliards d'euros d'investissement sur 15 ans. Comme le montre surabondamment l'exemple allemand et comme l'admet RTE lorsqu'il reconnaît que « l'évolution [de son réseau] est confrontée à des procédures longues et des enjeux d'acceptabilité par ses riverains », la pleine activation de ces « leviers » est, à tout le moins, passablement problématique. C'est pourquoi, on peut assez légitimement penser que ces « leviers » ne devraient pas pouvoir être aisément mobilisés et, plus encore, douter qu'ils pourraient tous simultanément

⁸⁰ Rapport SDDR 2019, p.256.

⁸¹ Par exemple, pour ne prendre ici que le seul volet d'adaptation du réseau, qui représente l'essentiel de ces économies (7 des 11 Md€ économisés par ces « leviers »), il s'agit de « Recourir, à une échelle plus large, à des limitations temporaires de production renouvelable selon le principe du « dimensionnement optimal » (...) pour la collectivité par l'écrêtement de la production ; de déployer à grande échelle les solutions de flexibilités, comme les automates et les capteurs pour réaliser des actions plus ciblées ; Localiser les parcs de production d'énergie renouvelable afin de maximiser le productible issu des meilleurs gisements de vent ou de soleil tout en minimisant les infrastructures à développer sur le réseau ; Bénéficier d'une meilleure acceptabilité lors de la construction d'une infrastructure et systématiser le développement d'infrastructures en aérien, moins coûteuses qu'en souterrain »

l'être dans leur intégralité. Il serait donc, en conséquence, prudent d'intégrer dans l'évaluation la possibilité de ces aléas.

Une fois ces « leviers » réintégrés, on obtient alors une fourchette qui, -s'agissant des seuls coûts d'adaptation, hors coûts de renouvellement donc-, « d'avec » à « sans leviers » va de 25,5 à 32 Md€ pour la période 2021-2035. Cela donne une estimation plus convenablement prudentielle de la fourchette de coût possible d'un développement des EnR pour le réseau de transport géré par RTE, là encore dans le cadre de la trajectoire prévue par la PPE ; il s'agit donc d'un rythme modéré au regard de celui envisagé par un scénario tel que négaWatt. Or, le scénario le plus rapide (Ampère) de RTE aboutit à des investissements très sensiblement plus importants, de l'ordre de 3 Md€ supplémentaires, par rapport à ceux liés au scénario PPE... Autant dire que, d'aujourd'hui à 2035, suivre le chemin proposé par négaWatt pousserait assurément les coûts d'adaptation bien au-delà de 35 Md€ !

Quoi qu'il en soit, estimation du bas de la fourchette, le suivi de la trajectoire PPE conjugué à l'activation de tous les « leviers » aboutit à ce que « *demain, l'ensemble des dépenses d'investissement réalisées pour permettre la mise en œuvre du mix énergétique de la PPE entraînera une hausse des coûts du réseau de transport d'environ 20% à l'horizon 2031-2035. Ainsi, l'augmentation de la facture liée aux investissements dans le réseau de transport pour accompagner le scénario de la PPE atteindra environ 1,5% à l'horizon 2031-2035, soit une hausse d'environ 12 €/an de la facture moyenne d'un foyer* » et « *de l'ordre de 3 à 4 €/MWh* ». C'est donc là l'estimation minimale du surcoût sur le prix de l'électricité de l'adaptation du seul réseau RTE.

3.2.3. L'adaptation du réseau de distribution Enedis et ses coûts.

Ces estimations, il faut y insister, ne concernent que le seul réseau RTE ; elles ne comprennent donc pas les investissements que le réseau ENEDIS devra réaliser pour s'adapter aux EnR. Ceux-ci étaient d'ailleurs jusqu'à il y a peu impossibles à chiffrer précisément, puisque, comme l'indiquait encore en 2019 le rapport RTE : « *Il n'existe pas d'analyse prospective consolidée des dépenses sur les réseaux de distribution.* »⁸². C'était là un point aveugle particulièrement gênant. Enedis ayant tout récemment publié une première estimation des coûts d'adaptation de son réseau, cette difficulté vient d'être levée⁸³.

Cette absence était d'autant plus gênante, que le réseau de distribution est le support principal des adaptations qui seront nécessaires. En effet, « *l'apparition de moyens de production et de flexibilité décentralisés engendre des flux d'énergie bidirectionnels, tandis qu'une partie de l'intelligence du système électrique se voit « descendre » au niveau du RD, entamant ainsi les prérogatives traditionnelles du RT. En Allemagne, pionnière de cette transition, la part « réseau » dans le tarif aux consommateurs est en passe de*

⁸² Rapport précité, p.276. Voici intégralement ce qu'il en était dit : « *Il n'existe pas d'analyse prospective consolidée des dépenses sur les réseaux de distribution. Pour aboutir à une vision des coûts complets, une estimation très simplifiée a été retenue en s'appuyant sur les coûts actuels du réseau de distribution, disponibles dans la délibération TURPE 5 HTA-BT9 et l'audit des charges d'exploitation d'ENEDIS. Pour obtenir une projection, et considérant que le projet de PPE précise que les coûts d'investissement du réseau de distribution vont croître pour faire face à des besoins de renouvellements d'une part et d'intégration des énergies renouvelables d'autre part, la dynamique observée sur les investissements dans le réseau de transport (hors effet de l'intégration du réseau en mer) a été répliquée sur le réseau de distribution. Des travaux ultérieurs pourraient permettre d'affiner ces hypothèses* ».

⁸³ « *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050* », Enedis, avril 2021. Rapport en ligne sur le site d'Enedis : <https://www.enedis.fr/sites/default/files/dossier-elements-prospective-reseau-distribution-2050.pdf>

devenir le premier poste de la facture d'électricité et le pays réfléchit à une réforme d'ampleur. De son côté, à l'initiative de son régulateur, l'Ofgem, le Royaume-Uni a lancé une consultation sur une modification en profondeur du financement de son réseau électrique. L'objet de cette étude concerne en priorité les réseaux de distribution (RD), car le rôle du réseau de transport (RT) ne devrait pas évoluer fondamentalement à moyen terme. Il est déjà maillé et en charge au niveau national du pilotage des flux dont les volumes et la nature restent relativement stables dans le temps »⁸⁴. La publication de cette étude n'en est donc que plus bienvenue.

Raccorder la production locale, redimensionner les postes sources.

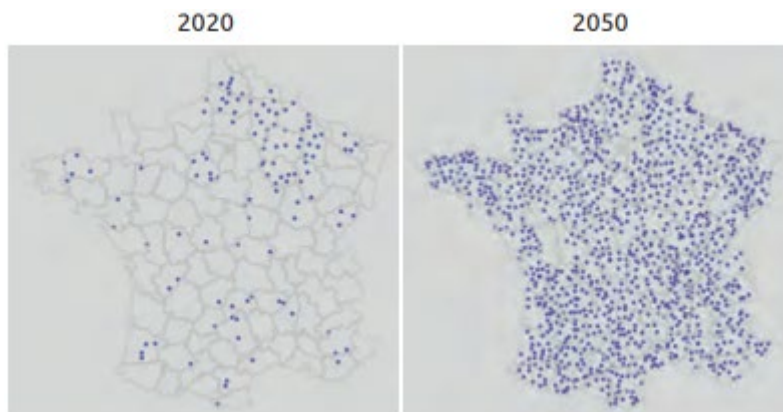
Le rapport d'Enedis permet de préciser les raisons et la nature des adaptations du réseau de distribution qui seront nécessaires. En effet, si « *Le développement des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution sera le facteur le plus déterminant pour Enedis* », cela tient pour l'essentiel à deux grands facteurs.

D'abord, il faudra raccorder la production locale : « *La production locale sera déterminante pour le dimensionnement du réseau de distribution. Les déséquilibres locaux entre production locale et consommation locale seront permanents. Ils conduiront à un développement d'optimisations locales avec des moyens de pilotage et de stockage.*

Enfin, il faudra pouvoir évacuer les excès de production locale vers le réseau de transport de RTE et pour cela il faudra redimensionner les « postes sources » : « *Le réseau de distribution est aujourd'hui très majoritairement dédié à l'acheminement de l'électricité vers les points de consommation. Il en résulte que, tout au long de l'année sauf exception, le réseau de transport injecte le courant vers le réseau de distribution. Ce flux entre le réseau de transport et de distribution transite à travers les nœuds du réseau électrique, des postes de transformation de la tension électrique, appelés « postes sources ». Ces postes sources, environ 2200 exploités par Enedis, sont capables de faire transiter une puissance électrique de l'ordre de 100 MW en moyenne. (...) Les besoins doivent être satisfaits poste source par poste source, ce qui conduit à une analyse locale des évolutions (...) Les postes sources sont dimensionnés par le flux maximum d'électricité qu'ils voient transiter chaque année : on parle de dimensionnement « à la pointe ». Aujourd'hui, sur les 2 200 postes sources gérés par Enedis, moins de 10 % d'entre eux sont dimensionnés par des pointes associées à une production locale d'électricité. Selon les scénarios, les postes sources en 2050 seront pour 40 % à 80 % d'entre eux dimensionnés par la pointe de production (...) Aujourd'hui, quelques postes sources concentrés dans les territoires des Hauts-de-France et du Grand Est sont dimensionnés par la production d'énergie en raison de leurs importantes installations éoliennes. Ce dimensionnement des postes sources en fonction des contraintes d'évacuation de la production locale pourrait se généraliser sur l'ensemble du territoire si l'éolien terrestre, mais surtout le photovoltaïque au sol et en toiture venait à se généraliser » (Cf. Figure 3.6.).*

⁸⁴ « *Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique* », É. Beeker, France Stratégie, Document de travail n° 2019-07 Novembre 2019. <https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2019-dt-reseaux-electriques-beeker-novembre.pdf>

Figure 3.6. Postes sources Enedis définis par la production d'énergie.



Source Enedis

Des besoins d'investissements qui « vont croissant avec le développement de la production décentralisée ».

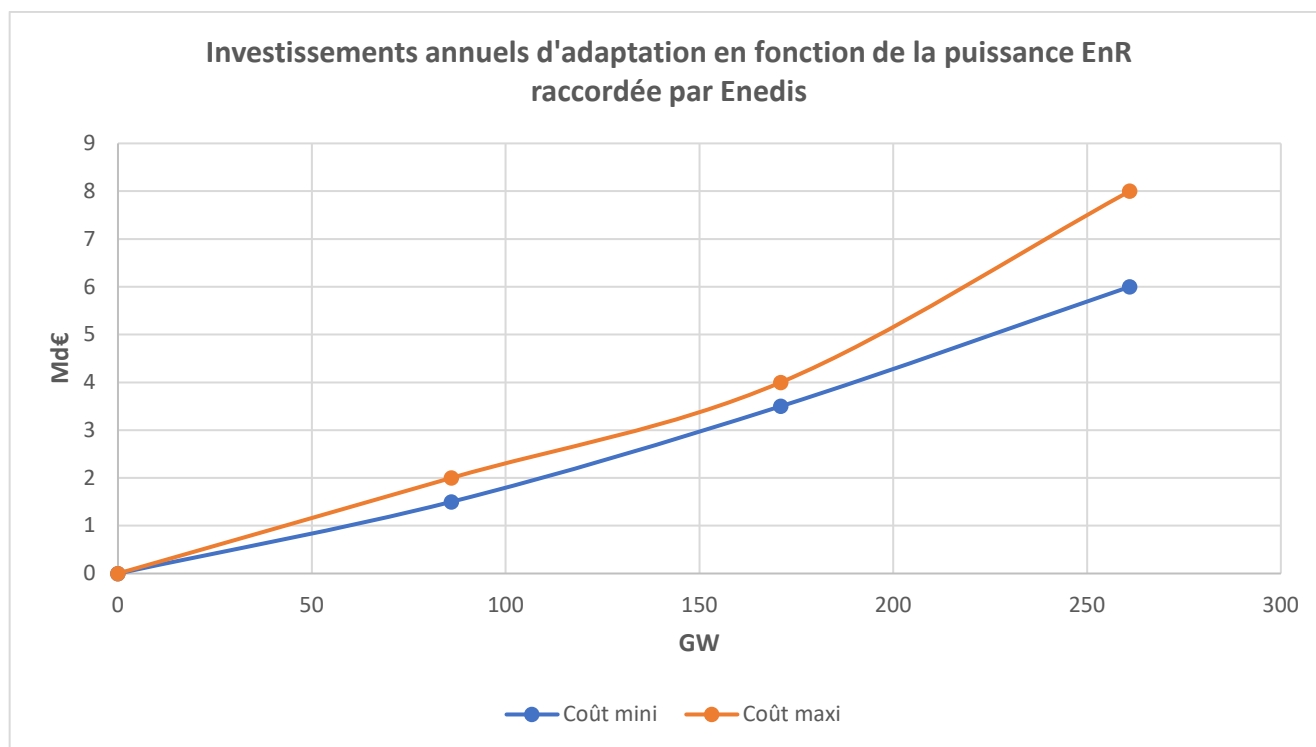
Selon les scénarios définis pour l'étude, le parc raccordé à Enedis, varie dans une très large fourchette, puisqu'elle va de 86 GW (« Continuité ») à 275 GW (« Rupture »), en passant par un scénario médian à 180 GW (« Transition »). Les investissements d'adaptation du réseau de distribution étant, pour une bonne part, dimensionnés par le développement du solaire PV, les prévisions sont donc fortement tributaires du parc de solaire PV installé à l'horizon de l'étude, 2050, et raccordé par Enedis.

- Le scénario « Continuité » prévoit une puissance installée Enedis de 86 GW. Dans ce cas, « *La trajectoire d'investissements associée à ce scénario est estimée entre 1,5 et 2 milliards d'euros par an pour le raccordement de nouvelles installations sur la période 2020-2050* »
- Le scénario « Transition », basé sur un mix de production d'énergies renouvelables prépondérantes avec le maintien d'un socle de production pilotable et centralisée, prévoit 171 GW de puissance raccordée Enedis. Dans ce cas, « *La trajectoire d'investissements associée à ce scénario est estimée entre 3,5 et 4 milliards d'euros par an pour le raccordement de nouvelles installations sur la période 2020-2050* ».
- Enfin, le scénario « Rupture », construit « *suivant les hypothèses d'une transition écologique très exigeante pour le réseau de distribution* », fait l'hypothèse d'une puissance de 261 GW raccordée au réseau Enedis. Dans ce cas, « *Les investissements associés aux raccordements de nouvelles installations seraient compris dans ces hypothèses entre 6 et 8 milliards d'euros par an sur la période 2020-2050* ».

Comme le précise l'étude les investissements ainsi estimés « *reflètent les installations réseaux nécessaires à l'intégration des installations nouvellement raccordées dans la période 2020-2050. Ces investissements ne recouvrent pas l'ensemble des enjeux industriels d'Enedis (ne sont notamment pas inclus les investissements associés à la modernisation du réseau : le renouvellement de réseaux anciens, le remplacement de matériels obsolètes, l'enfouissement des réseaux et les investissements liés au développement de nouveaux outils de pilotage du réseau...)*. » Il s'agit donc bien des seuls coûts annuels liés aux nécessités de l'adaptation du réseau de distribution aux EnR ; ce sont des coûts annuels moyens, valables pour les 30 années qui courent de 2020 à 2050.

Le graphique ci-dessous (cf. Figure 3.7.) permet de visualiser cette chronique des coûts d'adaptation du réseau de distribution en fonction de la puissance des EnR raccordés par Enedis ; le tableau qui y est joint (cf. Tableau 3.6.) permet d'interpoler les coûts en fonction des puissances installées à l'horizon 2050 selon les scénarios

Figure 3.7.



Source : d'après Enedis

Tableau 3.6. Les puissances d'EnR associées aux scénarios négaWatt et Ademe, en 2035 et 2050.

en GW	2035	2050
Ademe		
Sol. PV	32	81
Éolien terrestre	45	85
Total	77	166
négaWatt		
Sol. PV	40	136
Éolien terrestre	76	50
Total	116	186

Sur ces bases, le scénario Ademe, qui vise 166 GW d'EnR raccordables Enedis à l'horizon 2050, pourrait représenter des investissements d'adaptation dans le réseau de distribution de l'ordre de 3,5 à 4 Md€ par an ; quant au scénario négaWatt, compte tenu de la composition de son mix très « riche » en solaire PV et de son objectif de 186 GW, ces mêmes coûts devraient être supérieurs à 4 Md€, mais rester inférieurs à 4,8 Md€.

3.2.4. Le coût d'adaptation des réseaux et le consommateur.

Au total et pour s'en tenir à l'horizon qui a été retenu par RTE : 2035, sur les quinze prochaines années, le programme d'investissement pour adapter l'ensemble des réseaux, -transport et distribution confondus-, à l'arrivée des EnR sera donc de plusieurs dizaines de milliards. Mais, compte tenu de l'étude Enedis, il faut aussi le calibrer en fonction de la cible de parc visée à l'horizon 2050.

Pour récapituler les différentes informations dont nous disposons désormais concernant les réseaux, à titre d'illustration et, -l'apparente précision des chiffres ne devant faire illusion-, pour fixer des ordres de grandeur (cf. Tableau 3.7., ci-dessous), il faudrait donc, selon les scénarios, compter entre 78 et 84,5 Md€ dans le scénario Ademe et entre 85,5 et 104 Md€ dans le scénario négaWatt.

Tableau 3.7. Une estimation des coûts d'adaptation des réseaux à l'horizon 2035, selon les scénarios.

En Md€	RTE	Enedis	Total 2020-2035	Coûts annuels
Ademe				
Mini	25,5	52,5	78,0	5,2
Maxi	32,0	52,5	84,5	5,6
NégaWatt				
Mini	25,5	60,0	85,5	5,7
Maxi	32,0	72,0	104,0	6,9

Sur ces bases hypothétiques, et si, comme le calcule RTE, la mise en œuvre du SDDR, coûts de renouvellement inclus, « représente au maximum de l'ordre de 3 à 4 €/MWh » du seul fait du réseau de transport, alors l'adaptation des réseaux devrait conduire à un surcoût total de l'ordre de :

- 9 à 12 €/MWh à l'horizon 2035 dans le scénario Ademe, dont de 6 à 8 €/MWh pour le seul réseau Enedis ;
- 10 à 17 €/MWh dans le scénario négaWatt, dont de 7 à 12 €/MWh pour le seul réseau Enedis.

L'amortissement des investissements pour les réseaux étant intégré au Turpe, ces surcoûts d'adaptation liés au développement des EnR se retrouveront donc dans la facture du consommateur.

CONCLUSION

Les chemins de la transition

Au terme de cette note, dans laquelle je me suis efforcé de rendre compte des différentes difficultés que pourrait rencontrer une transition électrique affirmant l'hégémonie des EnR intermittentes venant transformer le mix existant, puis d'examiner les différents moyens possibles de les surmonter, il est temps d'en rassembler les différents fils.

Trois ensembles de conclusions pour l'avenir me paraissent à cet égard pouvoir en être tirés.

1. Les jalons de la transition ne sont pas encore tous assurés.

D'abord, la mise en regard les uns aux autres des travaux et rapports qui ont été ici passés en revue débouchent sur quelques conclusions générales, que l'on peut penser robustes :

- D'abord, que les coûts de production de l'électricité par les EnR intermittentes sont désormais dans une fourchette d'ensemble qui les met globalement au même niveau que les énergies fossiles et le nucléaire. Il reste néanmoins à préciser les perspectives de baisse très importante qui leur sont tracées pour l'avenir, comme à valider plus précisément les estimations parfois optimistes qui en sont données pour aujourd'hui et en constituent ainsi les points de départ.
- Cette considération d'ensemble doit toutefois être tempérée, car cette fourchette reste très large, beaucoup dépendant de l'efficacité de la filière, c'est-à-dire de la technologie mise en œuvre et des conditions de son implantation. Aussi, dans le calcul des LCOE, aucun scénario de développement des EnR ne devrait-il se passer de considérer les facteurs de charge, ni de prendre en compte leur évolution au fur et à mesure de l'épuisement des meilleurs « gisements » de renouvelables. S'agissant du mix d'EnR, celui-ci ne saurait être résumé à la simple addition de deux filières -le solaire et l'éolien- ; pour qu'il y ait optimisation, technique tout aussi bien qu'économique, il faut savoir préciser parmi quelles formes (éolien terrestre et marin, posé et flottant ; solaire PV en centrale ou en individuel...) on se situe et en quelle quantité.
- Les coûts de production stricto sensu, même dits « complets » (LCOE), ne constituent, toutefois, que l'un des éléments à considérer. A eux seuls, ils ne permettent nullement de se prononcer sur la viabilité économique d'un scénario. Car cette complétude alléguée ne saurait en rien passer pour véritablement complète à l'aune du fonctionnement d'ensemble du système. Les coûts de flexibilité, c'est-à-dire de transformation/stockage/restitution et des substituts au stockage (importation, effacement de la demande, ou écrêtement des productions surnuméraires) ne peuvent plus être ignorés ; pas plus d'ailleurs que ceux d'adaptation des réseaux de transport et de distribution. Tous sont, en effet, requis par le développement des EnR. Il est nécessaire d'avoir ce fait bien présent à l'esprit : sur la période à venir de la transition, économiquement parlant, conjuguez ces deux éléments

pèseront sensiblement plus que ceux de production, entendue *stricto sensu*, et pourraient bien venir en contrebalancer la diminution attendue.

- Au-delà de ces considérations strictement économiques, encore, faudrait-il que ces moyens et ces technologies soient effectivement matures et disponibles dans le courant du cheminement de la transition, au fur et mesure du besoin qui s'en fera nécessairement ressentir. Faute de cela, le système électrique perdra de sa robustesse, et pourrait bien conduire à des risques sévères quant à la sécurité d'approvisionnement. Or, cette disponibilité est encore loin d'être assurée. Disponibles aussi en suffisance, et cela ne dépend pas toujours des choix qui seront fait en France. Ainsi, par exemples, des interconnexions qui permettent un foisonnement d'ensemble à l'échelle de la « plaque de cuivre » européenne et qui seront très fortement sollicitées à l'avenir et pas seulement par la France.
- S'agissant des réseaux, les EnR venant en bouleverser -et même en inverser- l'architecture, les investissements à réaliser seront à coup sûr extrêmement importants ; ils sont dans l'ensemble largement sous-estimés par les simulations, quand ils ne sont pas purement et simplement passés sous silence par certaines. Il doit être entendu qu'il s'agit-là d'un réquisit absolu : il ne pourra en aucun cas y avoir de montée en charge sécurée des EnR dans le mix sans une adaptation préalable des réseaux.
 - Or, il est *a priori* difficile de savoir ce qu'il en sera pour le réseau de distribution, qui constituera pourtant, demain, le nouveau point principal d'injection d'une énergie électrique dont la production sera très largement décentralisée. Les investissements nécessaires dépendront, en effet, de manière cruciale du mix d'EnR qui sera retenu et, en particulier, de l'importance qu'y prendra le solaire PV, celui du moins autre que les centrales.
 - Quant au réseau de transport qui sera à renforcer, l'exemple allemand est là pour montrer que l'acceptabilité sociale de son développement pourrait bien être un élément bloquant. Cela imposera sans doute d'accepter des solutions coûteuses, comme l'enterrement des lignes.
 - Il reste que la question des réseaux n'est pas principalement affaire de coût plus ou moins grand, mais est, d'abord, celle, technique, d'une transformation qui sera d'ampleur. Il ne s'agira en effet pas simplement d'ajouter des kilomètres de cuivre au cuivre existant, comme trop semblent se contenter de le penser.
 - Il faudra certes que le réseau soit renforcé pour accueillir la puissance supplémentaire que le faible facteur de charge des EnR oblige à installer,
 - Mais, il lui faudra, surtout, pouvoir reconstruire l'inertie qui lui est nécessaire pour gérer en continu sa stabilité et qui sera perdue du fait de l'absence de « machines tournantes » dans les EnR.
 - Et, enfin, gérer la nouvelle « bidirectionnalité des flux », impliquée par le caractère décentralisé des nouvelles sources.

L'adaptation des réseaux sera assurément un enjeu majeur de la transition électrique, peut-être même son talon d'Achille.

- S'agissant des flexibilités, dont l'importance va être une novation absolue, -hormis les STEP dont le développement ne peut être en France que limité, sinon impossible-, les solutions techniques de stockage ou de transfert d'énergie sont dans l'ensemble, - à la notable exception des batteries -, encore très largement virtuelles, parfois seulement au stade du laboratoire, ou, au mieux, à celui des pilotes et toutes demeurent à installer en vraie grandeur. De cette situation, on tire deux conclusions ;

- Dans l'immédiat, l'expérimentation et le développement de pilotes doivent être accélérés ; demain, la mise en place de l'industrialisation de ces moyens techniques devra être subventionnée ;
 - En attendant que des solutions efficaces existent, il sera nécessaire d'avoir un recours accru à l'export-import, cela nécessite de développer les interconnexions. Cela impose aussi de vérifier que ces capacités existeront bien au niveau européen et qu'elles ne seront pas rapidement saturées. Tous les pays étant peu ou prou engagés dans un même mouvement, ils pourraient dans l'avenir avoir un même besoin simultané de tirer sur les réserves du système, ce qui pourrait bien alors avoir pour effet d'en excéder les capacités.
- Afin d'assurer l'équilibre du système, le développement significatif de solutions d'effacement de la demande est à envisager. Il en suppose notamment le « pilotage », dont l'acceptabilité sociale à une telle échelle demeure à ce stade sujette à caution. Il devrait en aller, symétriquement, de même de l'écèlement des pics de production. L'éventuelle mise en œuvre de ce dernier pourrait alors conduire à remettre en cause sinon le modèle économique actuel du « merit order », du moins, comme le montre l'exemple allemand, certaines des dispositions juridiques qui l'accompagnent, tels l'obligation contractuelle d'achat et les prix garantis.
 - Enfin, il est à prévoir que les capacités nouvelles de flexibilité qui seront disponibles au cours du processus de transition, pourraient bien être insuffisantes pour compenser celles perdues du fait de la fermeture des sources habituelles. Cela aura pour effet, en France comme en Allemagne, de poser de façon cruciale la question du recours à d'importantes capacités de réserve supplémentaires. Or, contrairement à la Suède (39% de l'électricité produite), la Suisse (58%), l'Autriche (60%) et plus encore la Norvège (93%), la France (11%) ne dispose pas de très imposantes capacités d'hydraulique, moyen renouvelable et flexible. Si elle devait être avérée, cette insuffisance de flexibilité ne pourrait alors être palliée que par le recours au gaz ; c'est, là encore, ce que montre l'exemple allemand. Autant dire clairement que, s'agissant de la France, cela signifierait accepter une recarbonation du mix français. Un tel choix, qui serait alors une nécessité, rencontrerait sans doute quelque difficulté à ne pas passer pour une absurdité aux yeux de l'opinion publique. La seule alternative possible à ce dilemme étant de maintenir une capacité permanente de nucléaire, ce qui, au-delà du prolongement du parc historique, signifierait engager la construction de nouvelles centrales.
 - Les centrales du parc nucléaire historique étant amorties, elles permettent, aujourd'hui, de bénéficier de leurs coûts de production très bas et pourront, demain, jouer un rôle dans la recherche de flexibilité et ainsi venir se substituer aux autres réponses, elles-mêmes aujourd'hui défailtantes. Ce double constat plaide clairement pour une prolongation raisonnée des centrales existantes, évidemment sous réserve du strict respect des préconisations de l'ASN quant à leur sécurité de fonctionnement. Cet avantage ne peut toutefois que s'amenuiser dans l'avenir. D'abord parce que, quel que soit le choix de durée de vie -40, 50 ou 60 ans- qui sera fait à leur égard, leur terme, même s'il peut être différé, s'approche inéluctablement. Enfin, parce que les prolonger au-delà de 40 ans suppose que soient réalisés des travaux de « Grand carénage » qui en augmenteront le coût d'équilibre. Cet avantage sera donc tout à la fois limité dans le temps et réduit dans son montant par rapport à aujourd'hui.
 - Enfin, les perspectives de coûts de production d'éventuelles nouvelles centrales nucléaires sont désormais sensiblement supérieures à celles aujourd'hui attendues pour les EnR. C'est donc dans le résultat du ciseau entre la baisse du coût de production des EnR, et la montée des coûts de réseau et

coûts connexes de flexibilité (stockage, effacement de la demande, écrêtement des pointes de production ...) qui leur sont liés et de la comparaison de ce total avec le coût complet de production de ce nouveau nucléaire, que se jouera la rationalité économique des choix qui pourraient éventuellement être faits.

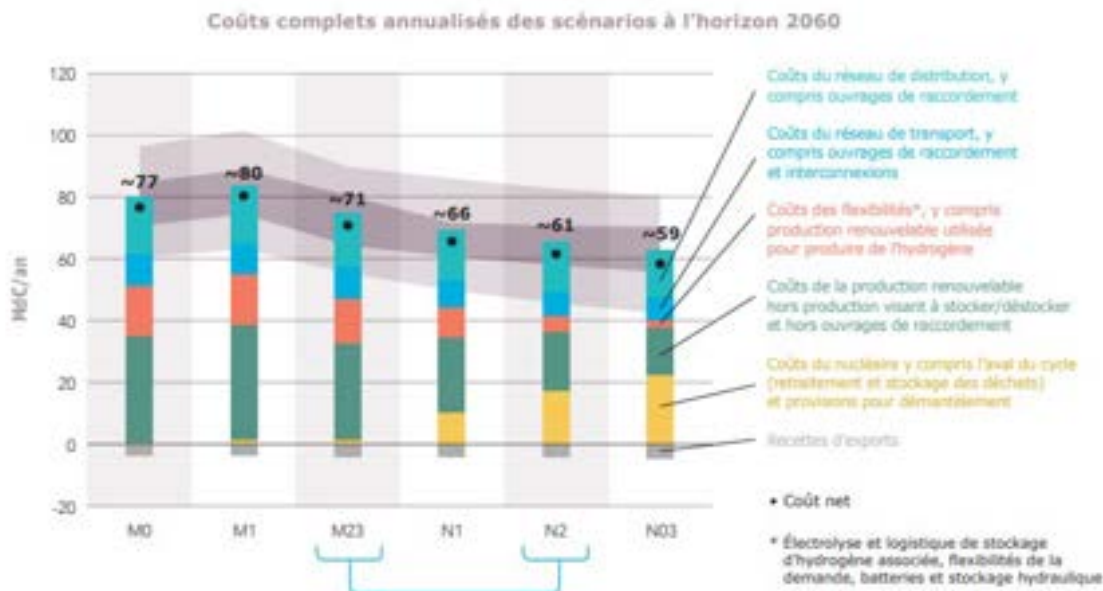
L'effet de ciseau dans les travaux de RTE.

Comme on peut le voir dans la figure ci-dessous, la comparaison de la structure des coûts des différents scénarios RTE montre clairement comment devrait jouer cet effet de ciseau, entre baisse des coûts de production des EnR et hausse des coûts de réseau et surtout de flexibilité que leur développement requiert.

On peut, en effet, d'abord y constater que, à l'exception de celui qui fait fortement appel au solaire PV décentralisé (M1), les scénarios 100% EnR (M0 et M23) présentent des **coûts de production** qui sont dans l'ensemble inférieurs aux trois scénarios qui comportent une part plus ou moins élevée de nucléaire (N1, N2 et N03).

De leur côté, **la variation les coûts de réseau est limitée**. A cela il y a une raison simple : dans tous les cas de figure sauf un, à l'horizon terminal, les EnR représentent une part très largement majoritaire de la production (de 100% à 63%) ; ce n'est que dans le cas très particulier de l'un d'entre eux (le N03) que les EnR n'y représentent que 50%, à parité avec le nucléaire. Autant dire que dans tous les cas de figure retenus par RTE, les réseaux doivent être adaptés à des EnR devenus dominants et que, de ce fait, les différences de ce type de coûts n'y sont que relativement faibles. Ainsi, avec le développement des EnR, les coûts de réseaux représenteront un coût croissant par rapport à la situation actuelle, mais un peu moins dans le cas de présence notable du nucléaire.

A l'inverse, les **coûts liés aux flexibilités varient très fortement** selon les scénarios. Cette variation est particulièrement visualisable dans la figure ; les coûts de flexibilité y sont inversement proportionnels à la place donnée au nucléaire. Dans ces scénarios, ce dernier est, en effet, largement utilisé en « suivi de charge », grâce à la possibilité de pilotage qu'il offre ; c'est pourquoi il vient ainsi se substituer aux autres modalités de flexibilité, plus onéreuses.



Source RTE « Futurs énergétiques, principaux résultats », octobre 2021, p.31

Ainsi, au total, les **coûts complets du système électrique** sont systématiquement plus élevés dans le cas des scénarios 100 % EnR que dans ceux dans lesquels figure une part de nucléaire.

2. Les conditions de possibilité d'un chemin praticable : des choix à faire.

Au terme de cette revue d'ensemble, une stratégie ainsi se dessine, qui permettrait de donner réponse aux réalités physiques qui contraignent le fonctionnement du système électrique. La transition se devra en effet de respecter ces contraintes, car elles sont les conditions de possibilité pour que ce chemin, quel qu'il soit, puisse être effectivement praticable.

Le processus de la transition électrique ne peut en effet être résumé à l'installation de nouvelles capacités de production utilisant des sources renouvelables et décarbonées venant se substituer à d'autres, non renouvelables et thermiques ou au nucléaire, dont les dangers jugés désormais excessifs ne seraient plus acceptés. Il faudra impérativement des flexibilités nouvelles, d'autant plus importantes que la place des EnR dans le mix sera conséquente ; il faudra tout aussi impérativement adapter les réseaux, tant de transport que, surtout, de distribution.

Les éléments techniques, on l'a vu, ne sont, pour des raisons diverses mais convergentes, pas encore tous disponibles ; et il y a un très fort risque qu'ils ne le soient pas à temps, surtout dès lors que les EnR auront franchi un seuil significatif ; or ce seuil devrait être assez rapidement atteint, puisque RTE évoque une capacité installée de 50 GW d'EnR, alors qu'il est d'ores et déjà de l'ordre de 30 GW. Ce moment-là, celui des quinze à vingt prochaines années, peut-être même avant, sera assurément celui de tous les dangers pour l'équilibre et la stabilité du système électrique. Les EnR commenceront à être fortement-là, alors que les flexibilités nécessaires ne le seront pas (encore) et que les réseaux pourraient n'avoir pas (encore) pleinement installé les divers amortisseurs qui seront nécessaires pour assurer leur stabilité. Il est certes utile et gratifiant de se préoccuper de l'avenir lointain, encore faudra-t-il que le système électrique puisse alors s'y présenter en bon état.

Pour cela, du moins pour un pays comme la France dont les capacités hydrauliques sont en passe d'être peu ou prou saturées et ne représentent qu'un peu plus de 10% de la production électrique, le parc nucléaire historique est un moyen commode et à disposition pour permettre de pallier momentanément l'insuffisance des flexibilités en début de transition. Sa prolongation raisonnée et l'installation de nouvelles centrales permettraient une utilisation « en suivi de charge », même si ce serait alors au détriment de son facteur de charge et donc de ses coûts de production. Il y a, certes, une alternative à cela, c'est le recours au gaz, gaz naturel dans l'immédiat. Du fait de la proximité de l'échéance, tout autant que des nécessités d'investissement que requerraient la prolongation au-delà de quarante ans du nucléaire historique et, *a fortiori*, celles de nouvelles centrales, ce choix, - le gaz naturel, ou le nucléaire -, et donc ce débat est devant nous.

3. Organiser les priorités, ordonner les temps, aménager l'espace : planifier.

La transition écologique, je l'ai souligné en introduction, n'est pas, tant s'en faut, subsumable à la seule transition électrique ; c'est – ce sera -, un processus qui engagera la société tout entière et viendra en bouleverser profondément toutes les habitudes de vie. Économiquement parlant, cela signifie mobiliser des investissements plus que considérables ; la plupart des estimations de ce coût convergent, en effet, vers 4 à 5 % des PIB par an jusqu'à au moins 2050, cela en Europe comme dans le monde. Pour la France, cela voudrait dire de l'ordre de 100 à 120 Md€ par an et pour au moins trente ans... La transition électrique est partie de ce coût d'ensemble, dont il faudra organiser les priorités et articuler les temporalités propres et pourtant liées entre elles.

Ainsi, outre son propre coût, la transition électrique elle-même engagera nécessairement des moyens qui lui sont collatéraux : développement d'une industrie de l'hydrolyse pour produire de l'hydrogène décarboné,

développement d'un réseau de bornes pour les mobilités électriques, isolation des bâtiments, pour ne prendre que ces exemples parmi les plus évidents. De même, elle requerra que ses conséquences sociales et ses nécessités industrielles puissent être anticipées : développement des filières de formation aux compétences nécessaires à la transition, relocalisation, s'il est encore temps, de l'industrie de sa production, reconversion des salariés des secteurs qui seront touchés, parfois considérablement -on pense ici à la réparation automobile-

Restera, aussi, à penser, négocier et décider des moyens de résoudre ce qui a été parfois présenté comme l'opposition entre « fin du monde et fins de mois ». Cette question, même si elle est ainsi présentée de façon caricaturale, n'en est pas moins bien réelle ; elle s'est déjà à plusieurs reprises invitée, de façon parfois violente, dans l'actualité sociale du pays. Dans un contexte que les économistes présentent souvent comme celui d'une « stagnation séculaire » ; dans un moment, en tout cas, où la croissance des salaires et des revenus de la plupart est faible ; la hausse prévisible du prix de l'énergie en général et de l'électricité en particulier viendra assurément rogner les pouvoirs d'achat, sinon les amoindrir. Cela d'autant plus que la place de l'électricité y aura été affirmée et que, contrairement à ce qui est présenté à l'opinion publique, elle ne sera pas moins coûteuse. La transition ne pourra se faire sans l'affirmation négociée de solidarités sociales nouvelles ; elles devront être pérennes.

Restera, enfin, à aménager la réalité de la transition dans l'espace du territoire. D'ores et déjà des oppositions se sont marquées ici et là ; le temps de mise en place des projets s'est allongé et, outre qu'il peut aboutir à des blocages, est un facteur important de coûts supplémentaires. La place des territoires dans le processus ne peut être considérée comme subsidiaire ; la transition pour se réaliser nécessitera leur accord et le consentement de leurs habitants qui, s'il est dit acquis dans les sondages, est pourtant encore loin de l'être sur le terrain. Oui à l'éolien, mais non aux éoliennes, en somme.

Organiser les priorités, ordonner les temps, aménager l'espace, cela porte un nom : planifier. A défaut d'avoir encore un véritable présent, la France a en la matière un passé et a eu une doctrine : la planification indicative et concertée. La transition ne pourra être abandonnée aux errements du marché, car elle implique des choix collectifs majeurs qui engagent la durée longue. Elle sera décidée et organisée démocratiquement ou ne pourra être.

Contrairement à ce que d'aucuns tendent à vouloir faire penser et sans doute croient, la transition écologique appliquée à l'électricité ne sera pas courte, ni ne se fera sans efforts. Rien de tout cela, pour autant, ne la rend moins indispensable. Mais, pour pouvoir s'accomplir encore lui faudra-t-il respecter les contraintes strictement physiques qui lui sont imposées par ce flux d'électrons se déplaçant à la vitesse de la lumière que l'on appelle l'électricité.

C'est assez dire, pour en finir, que loin de la pensée magique, ou seulement impatiente, qui est parfois manifestée, la transition électrique devra par nécessité se plier aux dures lois de la réalité physique. Pour autant que les faits puissent être encore dits têtus, alors on peut affirmer sans craindre de se tromper qu'il n'y a pas plus têtu qu'un système électrique.