

A propos du nucléaire et des énergies renouvelables + Complément du 24 septembre 2019

Jacques Rigaudiat

De récents débats sur le sujet du remplacement de l'électricité d'origine nucléaire par des moyens renouvelables (et intermittents) m'ont fourni le motif de cette note¹. Elle vise à rappeler quelques réalités matérielles et quelques principes de physique qui sont indépassables, du fait même, à proprement parler, de la nature des choses. On verra par la suite que, outre les obstacles concrets voire les impasses qu'elles constituent, leurs inévitables conséquences économiques sont pour le moins considérables. Or, pour la plupart, les débats autour de la transition écologique les ignorent superbement et en font donc litière ; il en va tout particulièrement ainsi des débats politiques, qui ne s'encombrent guère de telles considérations.

La première partie de cette note porte uniquement sur les problèmes que pose la production de l'énergie électrique. Elle est suivie d'une seconde, qui traite quant à elle de la question de l'injection de cette énergie électrique dans le réseau d'une façon qui soit supportable par celui-ci, mais soit aussi en quantité juste suffisante pour le consommateur. Il y sera donc question de stockage et de son ersatz, l'exportation. Enfin, la troisième partie traite du réseau qui permet d'acheminer l'électricité jusqu'aux prises électriques du consommateur et du coût caché que son adaptation nécessite. Il y sera donc question de transport et de distribution. On aura ainsi, au total, suivi la filière électrique dans son entier, de son origine à son utilisation, seule façon, in fine, de pouvoir faire les comptes, c'est-à-dire d'en dresser un bilan économique complet.

Politiquement parlant, face aux effets du réchauffement climatique des choix à la fois cruciaux et drastiques devront clairement être faits en ce domaine. Cela, chacun en convient. Encore convient-il qu'ils le soient en bonne connaissance de cause, faute de quoi, compte tenu des enjeux économiques, qui, on le verra, se chiffrent en centaines de milliards, les effets retour pourraient bien être ravageurs

¹ Outre quelques autres sources qui seront mentionnées au fil de la note, je m'appuie ici essentiellement sur les chiffres fournis par le Commissariat général au développement durable (CGDD), dans le dernier « Bilan énergétique de la France 2017 », Février 2019. Par ailleurs, je ne saurais trop recommander au lecteur intéressé la consultation du très complet et très pédagogique site de Jean Marc Jancovici, dont je mettrai ici à plusieurs reprises à contribution les analyses.

.... Or les problèmes qui sont traités ici sont très largement méconnus –des politiques en tout cas, sans même parler du grand public-, alors même que leur prise en compte est cruciale.

SOMMAIRE

Première partie : consommation d'énergie et production d'électricité

- | | |
|---|------|
| 1. Avant-dire | p. 3 |
| 2. La production d'électricité | p. 4 |
| 3. De la puissance installée à la production d'électricité, un problème physique : le facteur de charge | p. 5 |

Deuxième partie : de la production à la mise sur le réseau

- | | |
|---|-------|
| 4. Energies renouvelables intermittentes : à la sortie des unités de production, des coûts désormais compétitifs. | p. 9 |
| 5. Développer les énergies renouvelables intermittentes entraîne la nécessité de stocker (ou exporter). | p. 10 |
| 6. Stocker ? | p. 11 |
| 7. Exporter ? | p. 13 |

Troisième partie : transporter et distribuer, les coûts cachés

- | | |
|---|-------|
| 8. Transporter et distribuer, les « coûts-système » cachés. | p. 16 |
| 9. La transformation du rôle des réseaux. | P. 17 |
| 10 Des coûts masqués, mais considérables. | p. 19 |
| 11. L'Energiewende allemande. | p. 20 |
| 12. Le transport, talon d'Achille de l'Energiewende. | p. 22 |
| 13. L'heure des comptes. | p. 25 |

Première partie :

Consommation d'énergie et production d'électricité.

1/ Avant-dire.

Le débat public sur la transition énergétique est en très large partie focalisé sur les places respectives du nucléaire et des énergies renouvelables intermittentes (solaire PV, éolien terrestre et offshore) (EnR) qui sont censées venir s'y substituer; il est ainsi celui du « mix énergétique » en matière d'électricité.

Le premier point à rappeler ici est, d'abord, de ne pas oublier que ce débat ne représente qu'une partie du problème essentiel : celui du réchauffement climatique lié aux émissions de gaz à effet de serre du fait de l'utilisation anthropique de l'énergie. Les modalités de la production/ consommation d'électricité dont il est ici question ne sont que l'un –certes important- des éléments des transformations à accomplir.

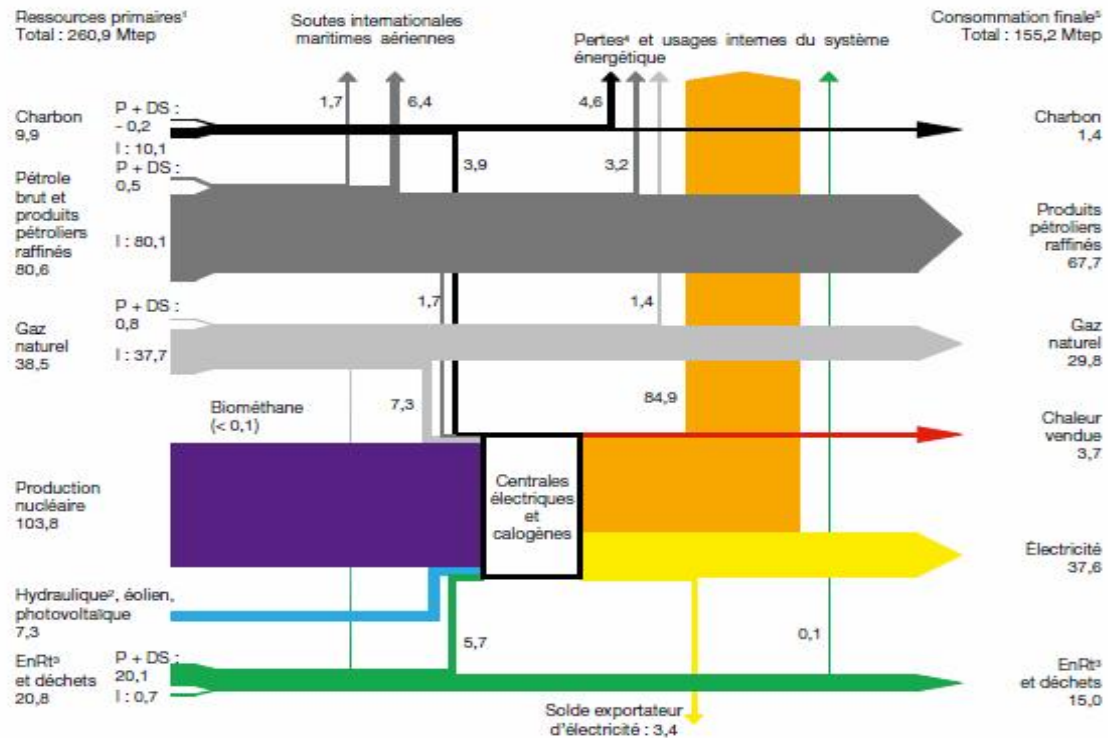
Le graphique ci-dessous, dit diagramme de Sankey, présente de façon synthétique le processus de mobilisation et d'utilisation de chacune des différentes sources d'énergie en France, en 2017 et permet de resituer en liminaire, la place occupée par l'électricité dans la mobilisation des sources et des formes de l'énergie.

Il montre, entre autres, deux choses essentielles :

- D'abord qu'avec 37,6 Mtep (millions de tonnes d'équivalent pétrole), l'électricité consommée ne représente qu'un peu moins de $\frac{1}{4}$ de la consommation finale d'énergie. Au regard du problème central du changement climatique et des effets des gaz à effet de serre (GES), il faut donc. relativiser la centralité alléguée de cette question des sources de l'électricité.
- Mais, seconde remarque, des ressources primaires utilisées, à l'énergie utilisable en fin de course pour la consommation, il y a une énorme déperdition; la plus visible étant la perte (84,9 Mtep) dans le système de production de l'électricité (rendement des différents types de centrales, mais aussi pertes dans le stockage, le transport et la distribution de l'énergie électrique). Toutes sources confondues, la production d'électricité utilise près de 130 Mtep d'énergie primaire pour, in fine, produire 37,6 Mtep d'énergie (électrique) utilisable pour la consommation finale.... Son rendement, de l'ordre, donc, d'un peu moins de 30% au total est ainsi loin d'être satisfaisant ; il faudra s'en souvenir. En somme, la production d'électricité utilise à elle seule la moitié des ressources énergétiques primaires, pour fournir ... le $\frac{1}{4}$ de l'énergie totale utilisée dans la consommation !

Dans le même temps, le mix utilisé pour la production d'électricité ne contribue que pour 7,7% aux émissions totales de CO².

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2017 (Mtep)



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 DGEC, 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)

2/ La production d'électricité.

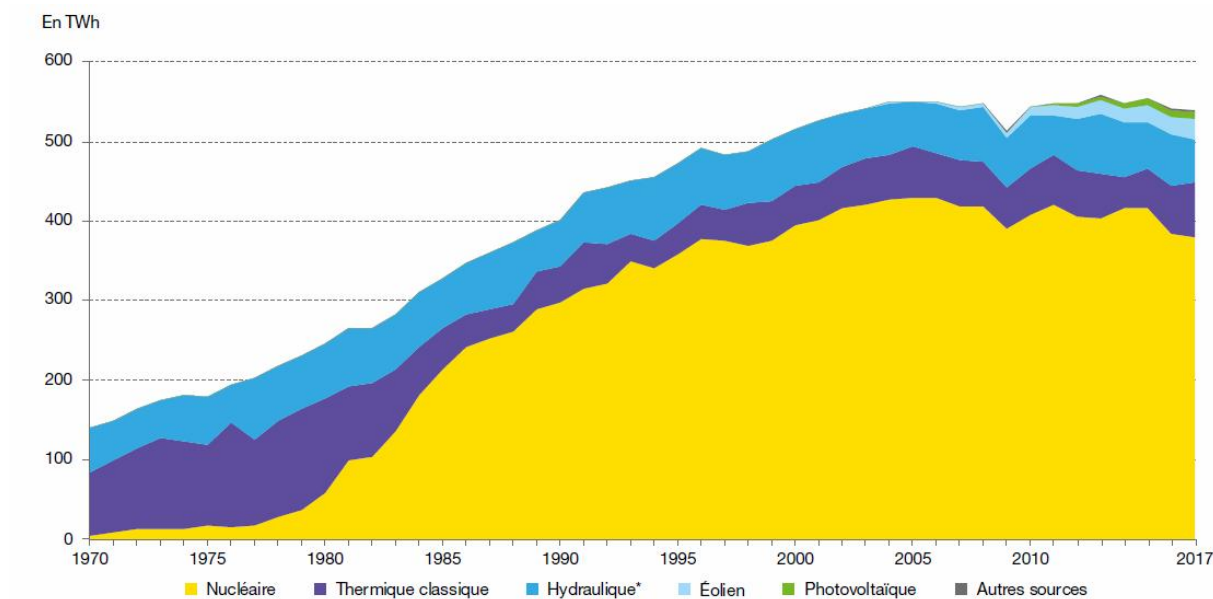
Le graphique ci-dessous, qui présente l'évolution de la production nette d'électricité², montre de façon spectaculaire la part prépondérante du nucléaire (70% en 2017) et la part congrue qu'y représentent tant le solaire photovoltaïque (PV) (2%) que l'éolien terrestre (5%), malgré une nette et récente percée. Au total, les énergies renouvelables n'ont une place significative que grâce à l'hydraulique (10%)

² Soit la production dite « aux bornes des centrales », donc avant les pertes liées au réseau de transport et de distribution et celles liées au stockage.

Retenons, enfin, qu'en grande partie du fait de la crise économique, la production d'électricité (538 TWh³ en 2017) plafonne depuis grosso modo le début des années 2000.

On voit, devant cette situation, qui est un donné incontournable de la situation française, que l'éventuelle substitution des EnR (énergies renouvelables) intermittentes au nucléaire sera(it) un long chemin, car elle suppose(ra)it une très profonde transformation de l'appareil de production et, donc, qu'il y faudra beaucoup d'investissement. Autant dire que le volontarisme extrême affiché naguère par le scénario dit « Négawatt » est (en tout cas à mes yeux) d'une faisabilité pratique nulle.

Production nette d'électricité en France



3/ De la puissance installée à la production, un problème physique : le facteur de charge.

Avant même d'examiner les conditions économiques d'une telle voie, se pose d'entrée de jeu un premier problème, il est purement physique. On prendra ici, à titre strictement illustratif celui de la centrale de Fessenheim, promise à une fermeture prochaine ; par hypothèse, on cherchera à lui substituer une production d'électricité quantitativement identique, mais d'origine totalement éolienne (terrestre).

Le problème s'énonce ainsi simplement : combien faut-il installer d'éoliennes pour disposer d'autant d'électricité après cette substitution qu'avant la fermeture.

Fessenheim, c'est 2 réacteurs de 900 MW, soit une puissance installée de 1 800 MW ; quant aux éoliennes, en termes de puissance, sur le parc installé, leur puissance unitaire s'étage entre 1,8 MW et 3 MW.

Il reste que de la puissance installée à la production –du W au Wh- il y a encore bien du chemin à faire ; encore faut-il que l'engin, centrale ou éolienne, fonctionne et produise. Pour l'une, il faut décompter les arrêts, incidents ou entretien ; pour l'autre, outre l'entretien ou les éventuels incidents, il faut du vent, suffisamment mais pas trop (elles sont mise en berne à 90 km/h). Un indicateur statistique résume ces différents aléas : le facteur de charge.

³ TWh=Téra Watt heures, soit 10 puissance 12 Wattheure, ou encore 1 milliard de KWh ; GWh= Giga Watt heure, soit 1 million de KWh ; MWh= mégawatt heure, soit 1 million de wattheure, soit encore 1 000 KWh.

Rapportant la production effective constatée à la production théorique à pleine puissance et en continu, il mesure donc le pourcentage de temps de l'année pendant lequel le fonctionnement a été effectif en équivalent puissance-crête, autrement dit à plein régime. Au total, pour passer de la puissance installée à la production effective, on a l'équation suivante :

Puissance (en W) x 365 (jours) x 24 (heures) x Facteur de charge = production effective d'électricité (en Wh)

Or ce taux varie très fortement selon les types de sources : selon RTE, en 2017, il a été de 70% pour le nucléaire, de 22%⁴ pour l'éolien, et de ... 15%⁵ pour le solaire PV ; ces différents chiffres ne varient que faiblement au fil du temps et constituent ainsi des caractéristiques relativement stables d'un type de filière dans un territoire donné.

Avec X pour le nombre d'éoliennes, on doit donc avoir (avec des éoliennes d'une puissance moyenne de 2,0 MW⁶) l'équation suivante :

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

Soit, en faisant l'hypothèse que Fessenheim tourne comme l'ensemble du parc nucléaire à un taux de charge de 70% :

$$1800 \text{ (MW)} \times 365 \text{ (jours)} \times 24 \text{ (heures)} \times 0,7 = X \times 2,0 \times 365 \times 24 \times 0,22$$

On obtient ainsi le chiffre de 2863 éoliennes à installer (soit une puissance installée de l'ordre de 5700 MW), qui permet d'obtenir une production d'électricité identique à celle de la centrale nucléaire. Installer des éoliennes d'une puissance de 3 MW⁷, fait passer ce chiffre à 1910, ce qui ne modifie pas substantiellement le problème.

Bref, fermer Fessenheim et lui substituer de l'éolien, c'est, selon leur puissance moyenne, devoir installer entre 1900 et 2900 éoliennes ... Pour insister lourdement, substituer l'éolien terrestre à la totalité du parc nucléaire pour avoir la même production d'électricité, équivaldrait à devoir installer entre 75.000 (3 MW) et 110.000 (2 MW) éoliennes, soit en somme augmenter de 10 à 15 fois le parc actuel.

Soulignons au passage, que, à supposer qu'elle se fasse, une telle extension indéfinie des éoliennes conduirait d'abord à fortement dégrader le taux de charge de l'éolien. Car, s'il est vrai, comme l'indique France Energie éolienne, que celles-ci « fonctionnent 95% du temps », alors c'est bien la faiblesse moyenne des vents, et non des fragilités mécaniques particulières, qui explique le faible taux de charge.

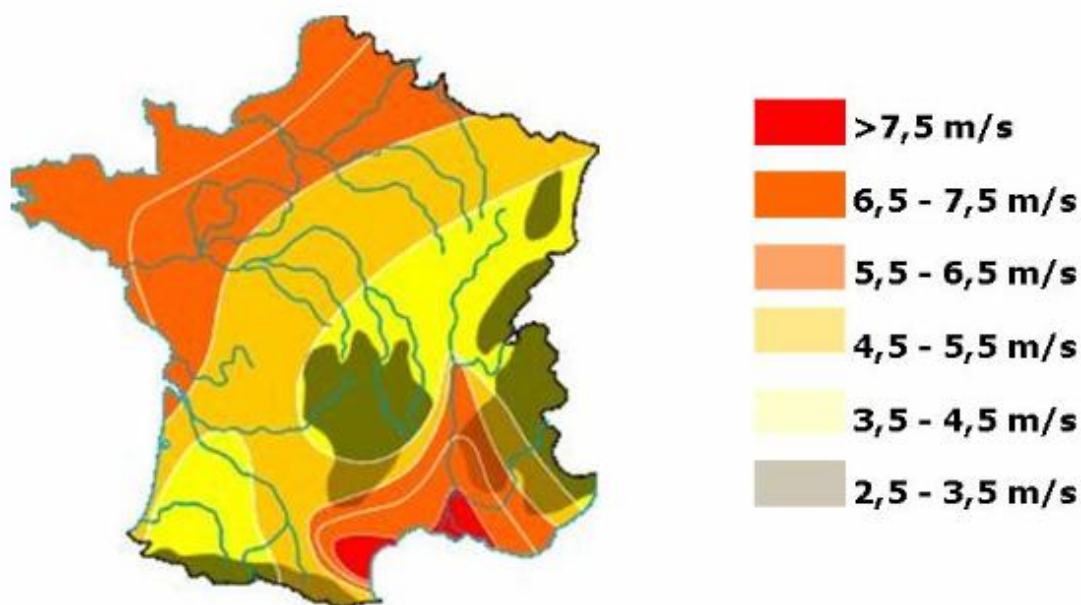
Carte de probabilité des gisements éoliens

⁴ Mais seulement 20 % pour Enedis dans son bilan électrique.

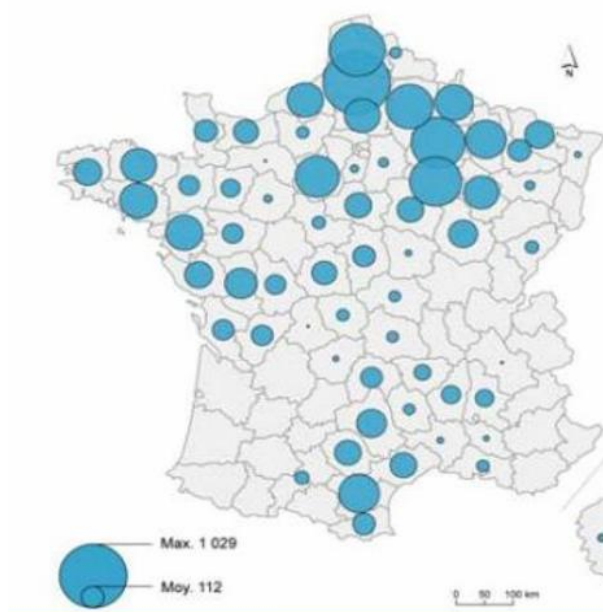
⁵ De même, 13,5% seulement pour Enedis.

⁶ Dans sa brochure sur l'éolien terrestre, le Syndicat des énergies renouvelables indique un parc installé de quelque 6000 éoliennes pour 12 000 MW de puissance, soit 2 MW par unité. A fin juin 2018, le parc installé comprenait 7370 éoliennes raccordées, installées sur 1260 parcs, pour une puissance nominale de 14.275 GW, soit bien 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.

⁷ Les éoliennes terrestres de dernière génération (des pales de 60 m et 180 mètres de hauteur en bout de pale) ont une puissance nominale de 3,3 MW ; celles de 2 MW qui forment la grande masse du parc actuel ne font que 120 mètres de hauteur.



Carte des implantations d'éoliennes



Pour qu'une éolienne puisse tourner correctement, il faut, en effet, un régime de vent supérieur à 5,5 m/s. Or, comme en témoigne (cf. ci-dessus) la carte des probabilités de gisements éoliens⁸, les zones suffisamment ventées ne sont pas légion en France – et de surcroît ne se situent pas en Alsace-, notre exercice illustratif suppose donc, implicitement, de développer aussi le réseau de transport, question qui sera traitée plus loin ...-. Par ailleurs, comme en témoigne la carte des implantations

⁸ Etablie en fonction des vitesses moyennes de vent à 50 mètres au-dessus du sol.

déjà réalisées (cf. ci-dessus), et même si les deux cartes ne se recouvrent pas (encore) complètement⁹, les zones les plus efficacement aménageables sont déjà bien dotées.

Or, pour des raisons de trainée aérodynamique, il faut, grosso modo, au moins 1km² pour obtenir une puissance installée de 10 MW¹⁰ ; ainsi, les 5700 MW d'éoliennes correspondant à Fessenheim représentent environ 570 Km². Même s'il y a évidemment encore beaucoup de marge, il faudra donc, soit les concentrer dans les zones les plus ventées, soit se résigner à les installer progressivement dans des zones nettement moins bien ventées et à ainsi perdre du facteur de charge¹¹...

Pour la raison technicienne, l'efficacité productive, requiert que le développement de l'éolien se fasse donc en priorité sur des zones relativement limitées. Leur multiplication et leur concentration, souvent déjà sensible¹², y rencontrera évidemment des résistances qui seront difficiles à surmonter. Tel est d'ores et déjà et tel sera assurément le premier obstacle à leur développement ; il est lié à un refus qui se veut citoyen et donc pose une question très directement politique. Oui à l'éolien, non aux éoliennes, en somme.

C'est pourquoi, croire que l'on pourra sans difficulté majeure massivement substituer une électricité d'origine éolienne (terrestre) à la production d'origine nucléaire relève purement et simplement de la fable.

⁹ Si la présence d'un vent fort et relativement constant est une exigence première, d'autres contraintes se surajoutent pour limiter encore plus le territoire « utile » de l'éolien : présence de reliefs ou de forêt avec leurs effets tourbillonnaires, densité de l'habitat, maillage routier ...

¹⁰ Dans le cas d'éoliennes de 2 MW ayant un rotor de 80 m de diamètre, il convient de laisser un espacement minimum de près de 400 m entre deux éoliennes côte à côte face aux vents dominants et de 600 m pour deux éoliennes l'une derrière l'autre par rapport aux vents dominants.

¹¹ A titre illustratif, le taux de charge des éoliennes aujourd'hui installées varie de 27,3% en Occitanie, à 16,8% en Ile de France. Dans le même sens, on relèvera que le bilan électrique pour 2017 d'Enedis fait le constat que cette involution du taux de charge est d'ores et déjà engagée : « En 2017 le taux de charge est en baisse par rapport à 2016. Cette décroissance de fond est notamment due à l'installation de centrales solaire et éolienne ayant des taux de charge plus faible que les installations historiques, implantées elles dans les régions les plus propices. »

¹² On connaît à cet égard la position de X. Bertrand, président de la Région la plus dotée en éoliennes : « ça coûte les yeux de la tête, ça ne crée pas d'emploi et en plus ça détruit nos paysages. Les Hauts-de-France est la région où il y a le plus d'éoliennes. C'est le type de record dont je me passerais bien".

Deuxième partie :

De la production à la mise sur le réseau

4/ Energies renouvelables (EnR) intermittentes : à la sortie des unités de production, des coûts désormais compétitifs.

Jusqu'à présent nous ne nous sommes pas encore préoccupés de parler économie. Sur ce terrain, une première chose doit être bien entendue, et évacuée, car elle ne souffre plus vraiment discussion : en termes de coût de production, l'éolien terrestre, comme d'ailleurs le solaire PV, est désormais compétitif au regard des autres sources, dès lors du moins que les « fermes » qui les produisent ont une puissance suffisante.

Le tableau ci-dessous, tiré d'une récente étude de l'ADEME¹³, en fait clairement la démonstration. Tel n'est donc plus le sujet. On notera au passage que le PV au sol est désormais dans des zones acceptables, dès lors qu'il s'agit de « fermes » d'une puissance suffisante, mais que ce n'est pas vraiment (encore ?) celui de l'éolien offshore. Enfin, on respectera un silence pudique sur le cas de l'EPR Le problème n'est donc pas (plus) vraiment là et les défenseurs des EnR, organisations militantes ou lobbies comme le syndicat des énergies renouvelables, ont raison de le dire. Ils ont tort, toutefois, de croire (ou pour certains, parfaitement au fait de la question, de faire croire) que l'on peut sérieusement s'en tenir-là.

Pour l'instant, nous n'en sommes, en effet, encore qu'à la sortie des unités de production –centrales nucléaires, ou fermes éoliennes ou solaire PV-. Or, il faut bien que cette énergie électrique parvienne à destination, celle du consommateur, quand et seulement quand il en a besoin, puisque nul stockage (sérieux) n'est possible à ce niveau-là, celui de la demande finale.

Il faut donc maintenant parler transport, stockage et distribution... il est temps désormais de prendre en compte ces indispensables maillons de la chaîne.

Substituer de l'éolien, et plus largement des EnR, à du nucléaire comporte, en effet, des coûts qui ne sont pas pris en compte, car on s'en tient généralement au seul coût de production. A cela une raison qui relève de la fausse évidence : quel que soit le type de filière, nucléaire ou EnR, il faut bien dans tous les cas de figure transporter et distribuer et les coûts sont supposés être identiques quelle que soit la filière. Or, il faut le dire clairement : il n'en est rien. D'autant que les caractéristiques propres des EnR intermittentes obligent, de surcroît, à poser la question du stockage comme étant cruciale. C'est par elle que nous commencerons.

¹³ « Le coût des énergies renouvelables en 2016 », ADEME.

Energie	Coût de production (en €/MWh)
Energie hydraulique	15 à 20
Géothermie électrique (volcanique)	43 à 53
Eolien terrestre nouvelle génération	57 à 79
Eolien terrestre standard	61 à 91
Eolien en mer posé	145 à 203
Eolien en mer flottant	198 à 329
Solaire photovoltaïque au sol	74 à 135
Solaire photovoltaïque commercial / industriel	114 à 199
Solaire photovoltaïque résidentiel	181 à 326
Solaire thermodynamique (cylindro)	113 à 273
Solaire thermodynamique (Fresnel)	115 à 142
Solaire thermodynamique à tour	164 à 208
Hydrolien marin	250 à 507
Energie nucléaire	50
Energie nucléaire (EPR)	120
Gaz	100
Charbon	100

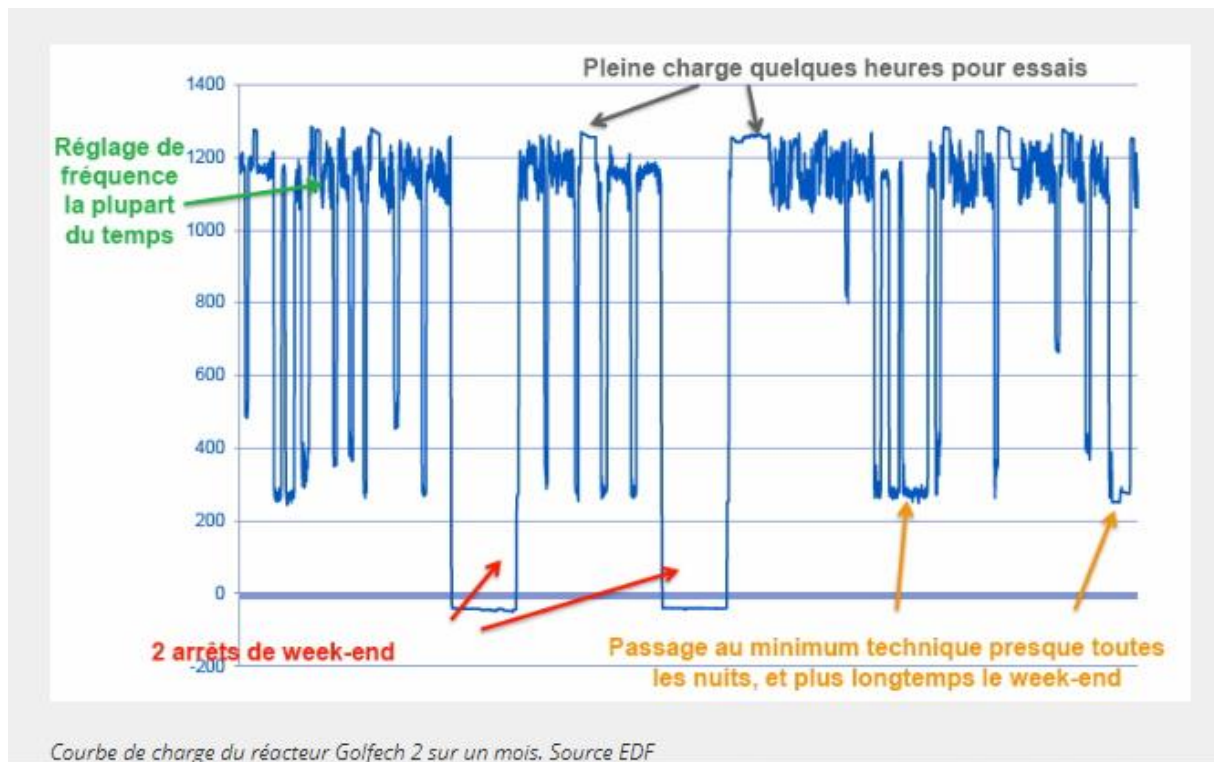
Coût de production d'un MWh suivant la source d'énergie utilisée en France

5/ Développer les énergies renouvelables intermittentes entraîne la nécessité de stocker (ou exporter).

Les EnR intermittentes –l'éolien et le solaire PV- ont deux ensembles de caractéristiques :

- leur production est très concentrée dans le temps. Ainsi, pour l'éolien, 80% de la production annuelle a lieu sur 50% du temps et, pour le solaire, c'est encore plus accentué : 80% de la production annuelle a lieu sur 20% du temps.
- elles sont, par nature, éminemment variables et non pilotables. Leur production est ainsi subie et économiquement « fatale », cela d'autant plus qu'à cette caractéristique naturelle, s'ajoute l'obligation d'achat pour les opérateurs-. Ce sont donc les autres sources, qui elles sont pilotables, qui doivent adapter leur production en continu et, du fait de ce que l'on appelle techniquement le « merit order », servent de tampon entre la variabilité des EnR intermittentes et celle de la demande –ce qui, d'ailleurs, tend à dégrader structurellement leur propre facteur de charge, mais ceci est une autre histoire....

Indiquons au passage que, si une centrale nucléaire n'a certes pas la souplesse et la réactivité d'une centrale au gaz, il n'en demeure pas moins que sa production est tout à fait ajustable au pas horaire (cf. graphique ci-dessous)-.



Si donc la flexibilité d'ensemble du système est ainsi, au total, préservée par l'éviction des pilotables, il n'en demeure pas moins que, compte tenu de l'extrême concentration de la production des EnR intermittentes dans le temps, et de la surpuissance installée des EnR intermittentes, qui pour une production donnée est, on l'a vu, fonction inverse du facteur de charge, il n'en demeure pas moins un sérieux problème : la quantité produite peut-être très excessive au regard des besoins. Se pose alors la question de l'utilisation de l'énergie surnuméraire. Question qui ne se pose pas avec des sources traditionnelles, pilotables à loisir. Elle a deux réponses possibles¹⁴ : le stockage ou l'exportation.

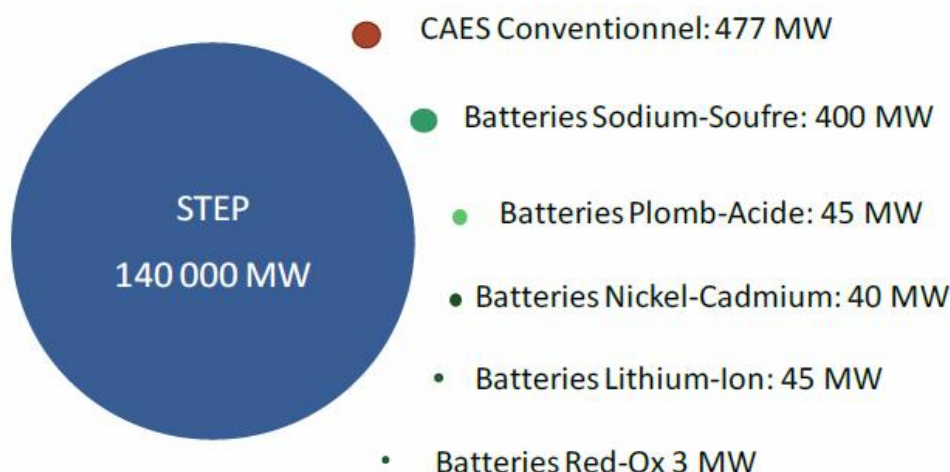
Le calcul est simple, échanger les 1800 MW de Fessenheim pour 5700 MW d'éolien (ou 8400 MW de solaire PV), signifie que l'on s'expose à produire plus que nécessaire. Plus largement, passer à 100% d'EnR intermittentes à la place des 63 GW du parc nucléaire¹⁵, c'est devoir installer 240 GW d'éoliennes (ou 340 GW de solaire PV). A supposer que les éoliennes tournent à leur maximum une nuit et sachant que l'étiage de la demande se situe vers 4 heures du matin, à 50 GW de puissance appelée en hiver et 30 GW en été, cela implique de pouvoir stocker la différence, soit 190 GW l'hiver et 210 GW l'été. Problème, on ne sait pas faire !

¹⁴ Logiquement parlant, elle en a même une troisième : l'effacement de la demande, que nous ne traiterons pas dans cette note, ne serait-ce que parce qu'elle est aujourd'hui anecdotique. Les problèmes d'effacement à venir supposent que, outre une acceptation sociale bien loin d'être acquise, des « smart grids » soient installés qui soient d'une génération technologique ultérieure. Le compteur « Linky » en cours d'installation ne permet, en effet, pas l'effacement.

¹⁵ Je reprends ici les calculs de J. M. Jancovici dans son post de blog « 100% renouvelable pour pas plus cher ? ».

6/ Stocker ?

A cela deux raisons. La première, est qu'on ne dispose aujourd'hui et cela pour longtemps que d'un seul moyen pratique de stockage de masse de l'électricité : les STEP (stations de transfert de l'énergie par pompage). Il s'agit tout simplement d'utiliser l'électricité en excédent en pompant de l'eau pour la monter en altitude ; et de produire de l'électricité quand le besoin se fait sentir par turbinage en contrebas, après passage de l'eau dans une conduite forcée.



- Puissance installée en moyens de stockage d'électricité connecté au réseau, dans le monde

NB. CAES = compressed air energy storage. Stockage d'énergie par air comprimé

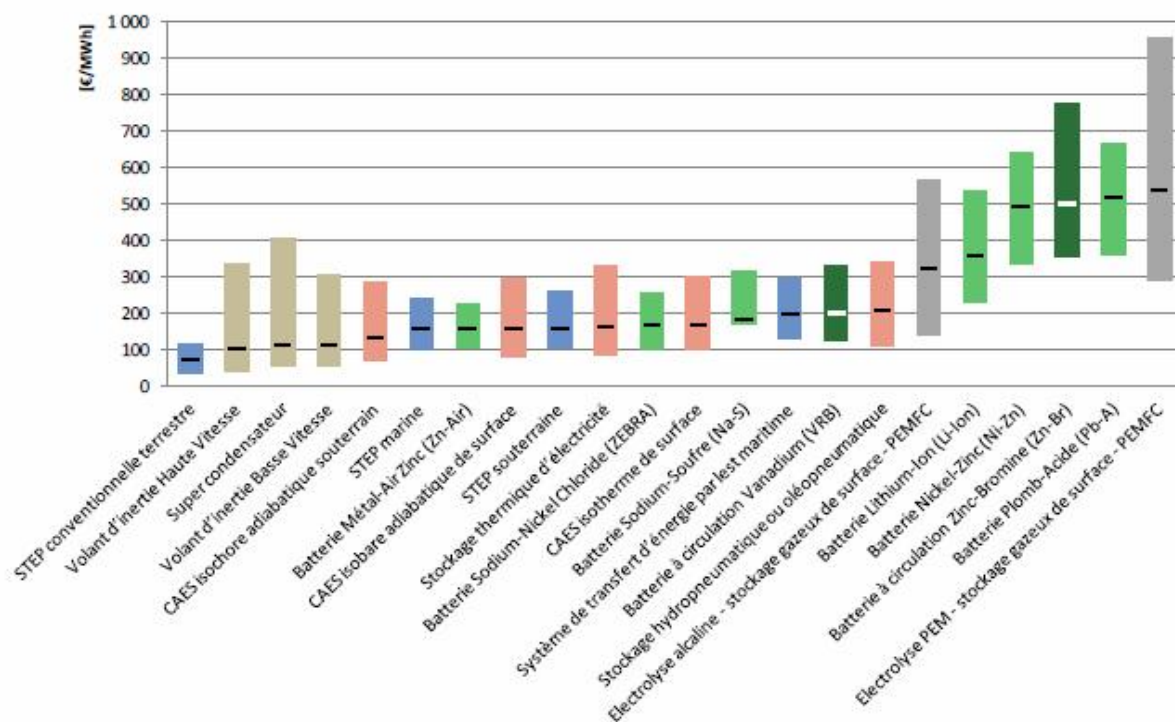
Tous les autres modes de stockage¹⁶ sont à ce jour, d'utilisation anecdotique (cf. Graphique ci-dessus), soit que leur maturité technologique étant loin d'être acquise, ils soient relégués au rang d'instruments d'expérimentation, soit (et) que leurs coûts soient faramineux (cf. graphique ci-après)¹⁷. Bref, il n'y a pas -et cela pour très longtemps- de technologie de stockage de masse autre que les STEP.

Seconde très bonne raison à cette impossibilité : les capacités ayant déjà été utilisées, « il n'y a pas en France de potentiel significatif de déploiement » des STEP, celui-ci, en effet, « varie entre 1 GW et 1,3 GW selon les scénarios de mix, et jusqu'à 2,1 GW dans le cas où les sites les plus favorables peuvent être exploités. » Sans oublier qu'exploiter ces capacités potentielles supposerait d'envoyer deux ou trois vallées alpines ou pyrénéennes...

¹⁶ Sur le sujet du stockage, cf. « Etude sur le potentiel du stockage d'énergies, rapport d'étude », ADEME, DGCIS, octobre 2013, à laquelle j'emprunte les citations et les graphiques joints.

¹⁷ Il est temps ici de rappeler, à titre de référence pour les coûts de stockage, que le tarif ARENH (accès au réseau électrique nucléaire historique) est aujourd'hui de 42 €/MWh et que le prix spot sur le marché international s'est établi en moyenne à 57,2 €/MWh au troisième trimestre 2018.

Coût par KW/h délivré sur leur cycle de vie de différentes technologies de stockage de l'électricité



Même sans aller jusqu'au scénario extrême de 100% d'EnR à la place du nucléaire, compte tenu des ordres de grandeur on est loin, très loin, du compte. Conclusion : la montée en charge des EnR intermittentes au-delà des doses homéopathiques actuelles pose(ra) très rapidement des problèmes de surproduction et de sous-production temporaires. Faute de pouvoir stocker en quantité suffisante et à des coûts raisonnables, ne reste alors qu'une solution pour réguler le système : exporter/importer.

7/ Exporter ?

C'est d'ailleurs ce que montrent, selon des modalités différentes, les deux exemples européens les plus probants en matière d'EnR intermittentes : le Danemark¹⁸ et l'Allemagne¹⁹. Le premier, exporte/importe de plus en plus en direction/provenance de ses voisins scandinaves. En clair, le Danemark leur vend son éolien en excès, et leur achète l'électricité qu'ils déstockent de leurs STEP ; en fait, le Danemark leur loue les capacités de stockage qu'il n'a pas.

Quant à l'Allemagne, qui a 6,3 GW de capacité en STEP (la France dispose de 5 GW en STEP), et qui assure ses creux de production en mobilisant son important parc de centrales fossiles²⁰, son schéma

¹⁸ Les EnR y représentent 60,5% de la production électrique, dont 42% proviennent de l'éolien.

¹⁹ Les EnR y représentent 33% de la production électrique, dont 16% d'éolien et 6% de solaire PV.

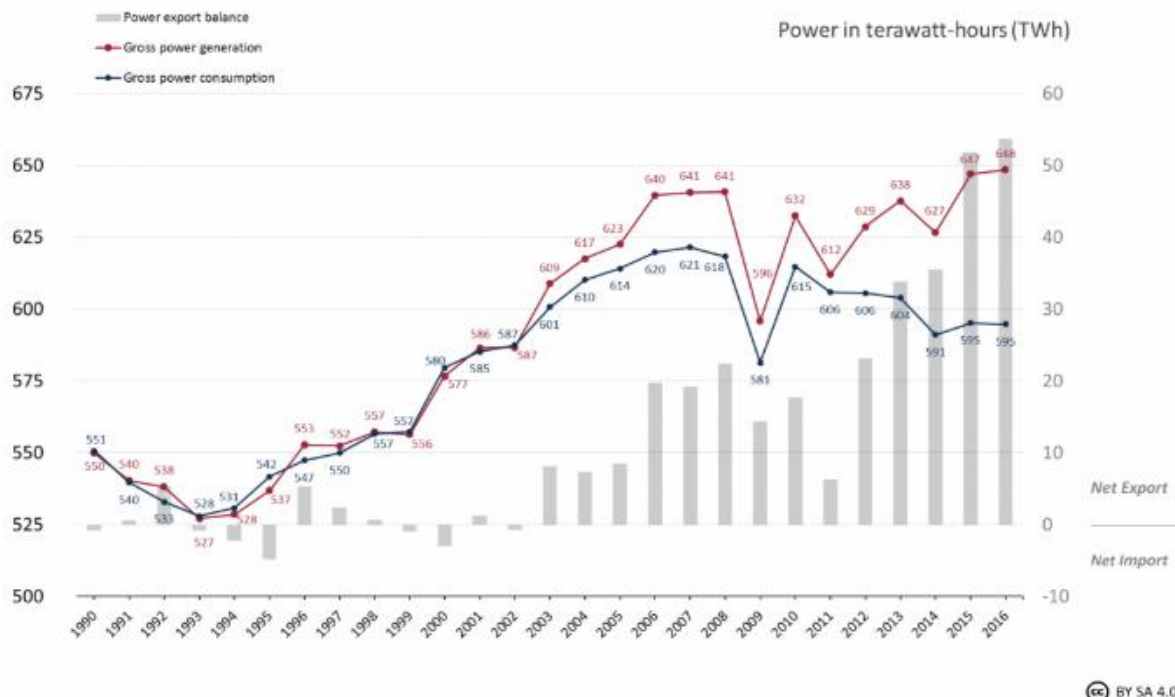
²⁰ Soit : charbon, lignite, fuel, et gaz. Sachant que, outre son parc actuel, l'Allemagne va devoir installer d'ici à 2022, pour 22 GW de centrales au gaz afin de pouvoir fermer ses dernières centrales nucléaires et au charbon/lignite, et donc importer massivement du gaz pour assurer son équilibre électrique. C'est la raison principale qui explique sa position intransigeante en faveur du gazoduc Nord Stream 2...

est essentiellement exportateur et s'est développé au fil de la montée en charge des EnR. Son solde commercial électrique est largement positif et représente désormais 9% de sa production électrique physique ! Ses deux premiers clients : l'Autriche²¹ et la Suisse.

Cette dernière s'est d'ailleurs fait une spécialité d'acheter à bas prix sur le marché spot, l'électricité allemande pour la stocker dans ses STEP²², puis la revendre, en particulier à l'Italie

German power export balance 1990 - 2016.

Data: BMWi 2017.



Achat à bas prix²³, car l'existence de prix négatifs, -qui n'avaient jamais existé avant 2008-, où le client se fait payer pour « acheter » est désormais une situation relativement courante (cf. Graphiques ci-après). Ainsi, la Suisse qui a un solde extérieur électrique régulièrement négatif en quantités physiques est constamment excédentaire en termes monétaires ! Les STEP sont assurément une rente pour l'avenir...

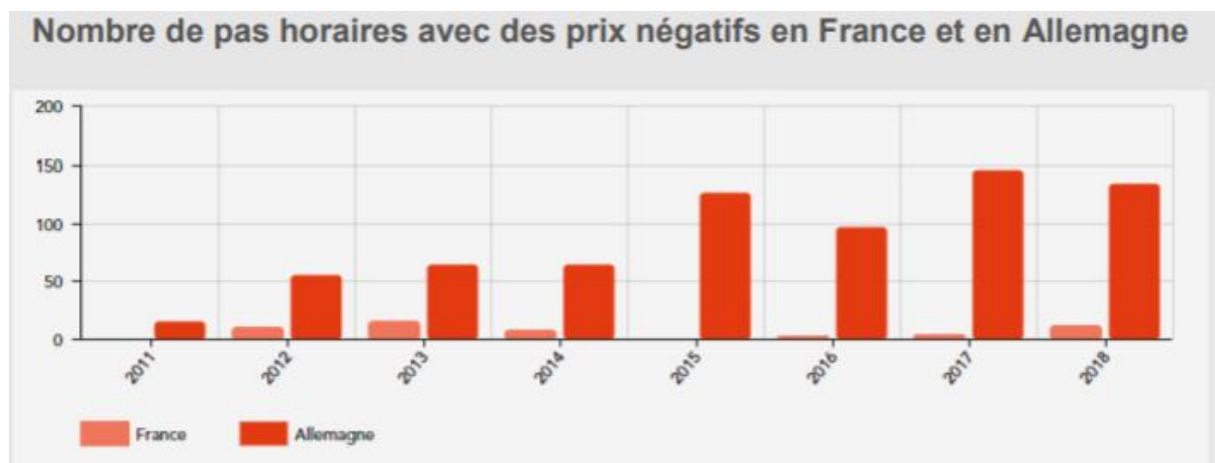
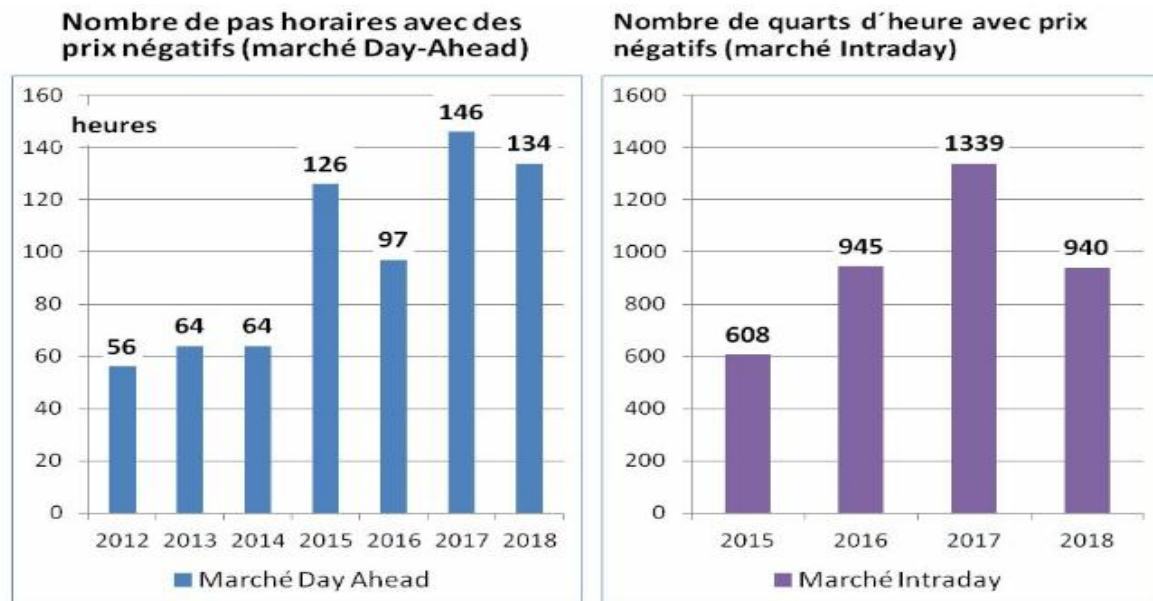
C'est d'ailleurs ce qui fait dire à un économiste allemand que l'Energiewende de son pays –sur laquelle on reviendra longuement dans la troisième partie- est une réforme « non kantienne » (sic), dans la mesure où elle ne peut-être universelle, pas même d'ailleurs seulement généralisable en Europe. L'afflux quasi simultané de pointes de production lors du passage des trains de dépressions hivernales, y effondrerait durablement les prix spot. Si cela pourrait faire la fortune des pays dotés d'une importante capacité en STEP, cela aussi les saturerait rapidement, mettant, in fine, en péril les réseaux.

²¹ L'Autriche est structurellement importatrice nette à hauteur d'environ 10% de sa consommation d'électricité. Elle produit 63% de son électricité par de l'hydraulique, les STEP représentant 37% de la puissance hydraulique installée elles y produisent donc un petit quart de l'électricité.

²² Les STEP y représentent de 32% de la production d'électricité.

²³ A titre illustratif, ce 18 mars 2019, l'Allemagne brade son électricité sur le spot à 17,65 €/MWh, quand la France la vend, elle, à 31,64 €/MWh.

Ajoutons, enfin, que tous les scénarios prospectifs sur le développement des EnR sans exception supposent un développement des interconnexions internationales, ce qui permet de commodément contourner la question du stockage



Economiquement parlant, il faut donc, au total, soit se résigner à plus que doubler le prix de production par le coût du stockage de l'électricité excédentaire, soit à devoir la vendre à un prix bradé -et inférieur au coût de production- puis à devoir en racheter au prix fort. Ces coûts- là, ne sont jamais pris en compte, alors que, liés à la nature même de cette électricité produite par des sources non pilotables et donc à l'absence quasi-totale de garantie de puissance à la pointe des énergies intermittentes, ils sont inévitables!

Troisième partie :

Transporter et distribuer, les coûts cachés

8/ Transporter et distribuer, les « coûts-système » cachés.

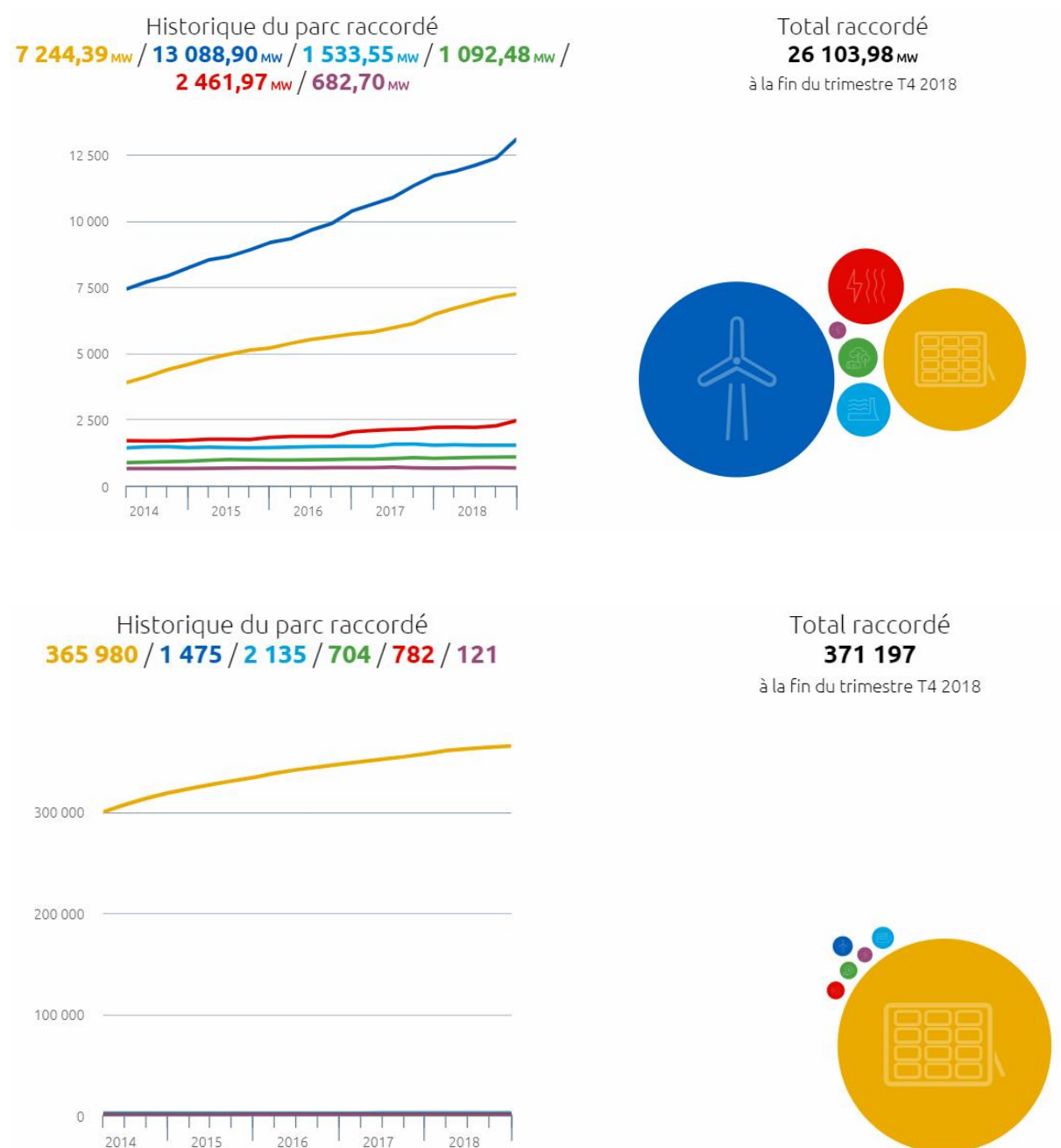
La difficulté à pouvoir développer le stockage à des coûts acceptables entraîne, on vient de le voir, la nécessité d'une exportation accrue et donc des coûts d'interconnexions internationales, il s'en faut pourtant de beaucoup pour que cela suffise à épuiser la question des surcoûts liés à l'intégration des EnR intermittentes au système électrique, celui de transport (haute et très haute tension, assuré par RTE) et de distribution (basse et moyenne tension, assuré par Enedis, ex- ERDF).

A cela deux raisons principales et insurmontables :

- Il en va du réseau comme du stockage, pour ne pas être mis en difficulté et risquer le black-out, il doit être calibré au prorata de la puissance installée, non de la quantité d'électricité produite. Evidemment, compte tenu des facteurs de charge, le passage aux EnR intermittentes au détriment du nucléaire implique une puissance majorée. Très précisément, aux conditions actuelles et à production identique : $0.7/0.22 = 3,2$ fois la puissance en nucléaire pour l'éolien terrestre et $0.7/0.22 = 4,7$ fois pour le solaire PV. Rappelons à cet égard que le réseau actuel est capable d'encaisser 100 GW ; remplacer les 63 GW de nucléaire par 100% d'éolien supposerait donc pour le moins d'en doubler la capacité, et, si par 100% de solaire PV, de la tripler ! Tout cela a évidemment un coût.
- Enfin, la production décentralisée des EnR intermittentes a bien des charmes girondins, mais sa contrepartie inévitable est un gros et trivial inconvénient : en multipliant des sources de faible puissance, elle multiplie aussi les raccordements au réseau. Pour continuer avec l'exemple initial, Fessenheim, là où il suffisait d'un (très) gros raccordement à la THT, pour des fermes de six éoliennes, on a entre 480 (éoliennes standard de 2 MW) et 320 (éoliennes nouvelle génération de 3,3 MW) « fermes » qui nécessitent donc autant de raccordements au réseau. Cela aussi a un coût, d'autant que la sortie des fermes²⁴ n'est pas directement en HT adaptée au transport. Qu'il faut donc pour cela des transformateurs supplémentaires, d'abord, pour la monter en tension et pouvoir la transporter, puis, ultérieurement, de la redescendre pour pouvoir la distribuer, soient autant de facteurs de perte. Prolonger la réponse actuelle, qui consiste à directement l'injecter sur le réseau de distribution et à, pour l'essentiel, l'y laisser, n'est guère tenable, tant il est déjà soumis à rude épreuve par les cahots de tension des EnR variables, actuellement pourtant présentes à dose relativement homéopathique.

²⁴ La sortie des éoliennes est normalement à 20.000 Volts ; c'est une puissance de réseau de distribution, sur lequel leur production est actuellement injectée au prix d'acrobaties techniques de lissage de tension. Le réseau de transport de RTE nécessite quant à lui des tensions supérieures à 63.000 volts.

L'exemple français est à cet égard parfaitement éclairant. A en croire les derniers chiffres d'ENEDIS, à fin décembre 2018, l'injection dans le réseau de distribution représentait très précisément 371.197 raccordements, dont 365.980 dus au solaire PV (!!!!!!) pour 7.244 MW de puissance raccordée, et 1475 liés à l'éolien pour une puissance raccordée de 13.088 MW... Soit, s'agissant de l'éolien, un raccordement pour un peu moins de 9 MW installés et, pour le solaire PV, d'un raccordement pour moins de ... 20 kW.

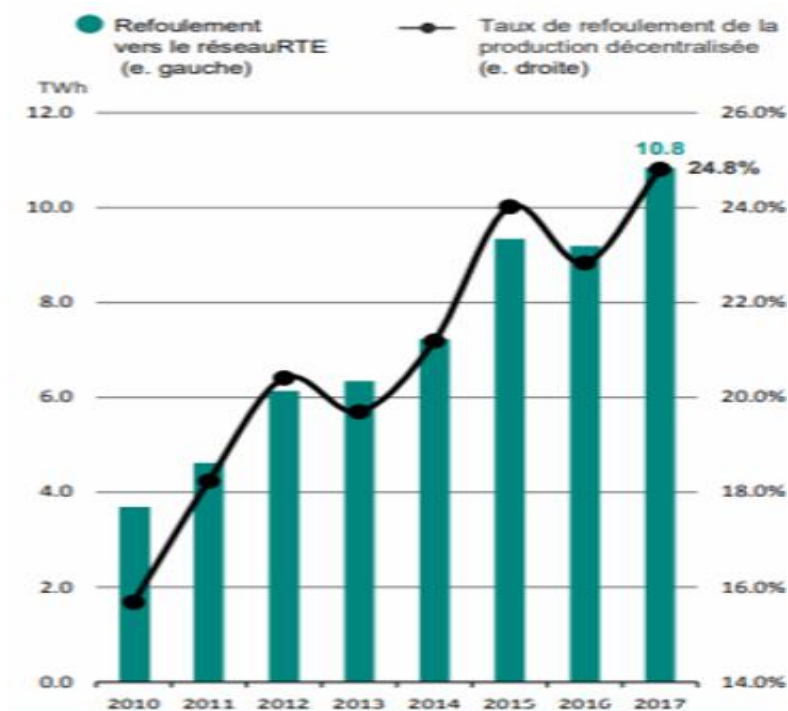
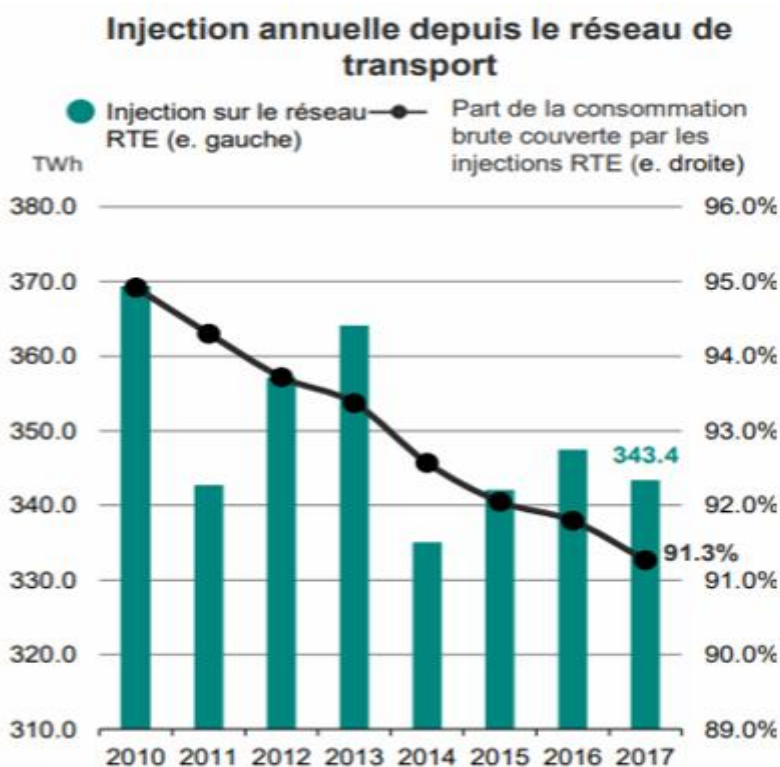


9/ La transformation du rôle des réseaux.

D'ores et déjà, en France, la situation actuelle de développement des « énergies décentralisées », pourtant limitée en importance, modifie profondément le rapport entre les réseaux. Classiquement, le réseau de transport délivre l'énergie au réseau de distribution, qui par son maillage fin se charge

de le livrer au consommateur final. Avec les « énergies décentralisées », tout cela change et même commence à s'inverser (cf. graphiques ci-dessous).

En effet, d'un côté, l'injection directe dans le réseau de distribution (Enedis) de l'énergie produite par les unités décentralisées ne cesse de faire chuter celle qui l'est depuis le réseau de transport (RTE). De l'autre, le refoulement de la production décentralisée vers le réseau de transport ne cesse de s'accroître. Il y a, en somme, début d'une inversion des rôles.



Ainsi, le taux de couverture de la consommation brute par l'injection depuis le réseau de transport poursuit sa chute pour atteindre 91,3% en 2017, en d'autres termes, la production décentralisée couvre désormais près de 10 % de la consommation brute d'électricité. Comme le dit Enedis, cette évolution « portée par le développement continu des énergies renouvelables, devrait poursuivre sa croissance et ainsi réduire la part de l'injection RTE pour couvrir la consommation brute. »

Simultanément, le refoulement sur le réseau RTE, qui correspond à l'énergie produite sur le réseau Enedis et non consommée sur ce même réseau, est en hausse et atteint 10,8 TWh en 2017. Comme l'indique Enedis dans son bilan : « Le taux de refoulement, proche de 25%, montre les difficultés du réseau à exploiter totalement l'énergie produite pour l'associer à de la consommation, notamment en dehors de l'hiver. » Et ce « taux de refoulement » connaît une croissance rapide...

Bien sûr tout cela a un coût, et même si on ne peut l'isoler, on notera que le programme d'investissement d'Enedis est de 4,2 Md€ par an, et celui de RTE de 1,6 Md€.

10/ Des coûts masqués, mais considérables.

Le problème pour l'analyse est que, comme on vient de le voir, ces coûts inévitables 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. Et ce ne sont pas les acteurs des filières d'énergie renouvelable qui vont insister sur ce point. Aussi, ces « coûts-système », pourtant fatals, sont-ils la plupart du temps purement et superbement ignorés !

Pour néanmoins tenter d'avancer sur ce terrain, une étude déjà ancienne de l'OCDE²⁵ est une référence devenue classique. Sa conclusion sur ce point est 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. (Page 12)

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 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. (p. 131)

L'importance relative du coût d'intégration au réseau est 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... Mais il est alors trop tard pour les éviter.

De son côté, le rapport de l'ADEME sur les 100% d'EnR dans le mix à l'horizon 2050²⁶ estime (p.36) à 33.000 €/MW/an le « coût d'installation de la capacité d'échange entre deux régions », sans d'ailleurs précisément expliciter ce que recouvre cette notion²⁷.

²⁵ « Nuclear energy and renewables, system effects in low carbon electricity systems », OECD, NEA, 2012.

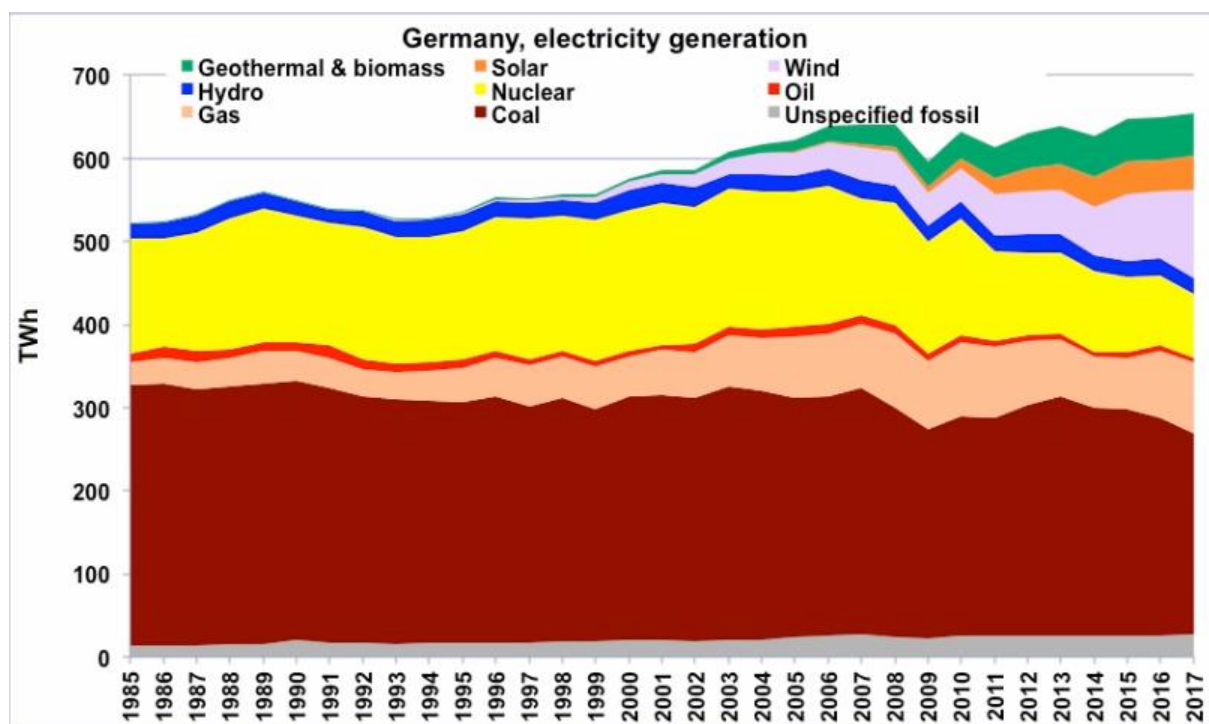
²⁶ « Vers un mix électrique 100% renouvelables en 2050 », ADEME, 2014.

11/ L'Energiewende allemande.

De ces difficultés, qui sont tout sauf anodines, « l'Energiewende » allemande est un exemple fameux : le transport est, en effet, son talon d'Achille.

Chacun sait que, sur le fond, le « tournant énergétique allemand » a, du moins pour l'instant, tourné court²⁷. Plutôt que de se substituer aux filières fossiles carbonées, le développement des EnR a, en effet, pour l'essentiel servi à compenser la baisse du nucléaire et le surcroît de consommation (cf. Graphiques et tableau ci-dessous).

Résultat, même si l'Allemagne peut se targuer du fait que le 1/3 de son électricité soit désormais issu de renouvelables, les filières carbonées, néanmoins, représentent encore aujourd'hui 63,1% des sources d'électricité en Allemagne, contre moins de 10% en France... Autant dire qu'à substituer du décarboné (les EnR) à du décarboné (le nucléaire), le bilan carbone de la production électrique allemande demeure désastreux. Or, c'est quand même le changement climatique qui est supposé être le sujet majeur



²⁷ Outre que l'on ne sait guère ce que recouvre ce « transport interrégional », il faut aussi, s'agissant d'une étude à l'horizon 2050, s'interroger sur le sens du « /an », reproduit donc chaque année sur une période de 35 ans compte tenu de la date de l'étude ! Cela, me semble indiquer qu'il s'agit là, en fait, d'un coût rémanent à intégrer au prix du kW/h, plutôt qu'un coût d'installation à proprement parler.

²⁸ Sur ce point, parmi une abondante littérature, on peut consulter « Transition énergétique allemande : la fin des ambitions ? », Note d'analyse N°59, Août 2017, France Stratégie.

Tableau 3 – Production d'électricité par filières en Allemagne et en France, 2016

Année 2016	Allemagne		France	
	TWh		TWh	
Nucléaire	84,6	14,2 %	384,0	81,2 %
Pétrole	5,9	1,0 %	3,3	0,7 %
Charbon	111,5	18,8 %	7,3	1,5 %
Lignite	150,0	25,2 %	0	0,0 %
Gaz naturel	80,5	13,5 %	35,3	7,5 %
Autres	27,5	4,6 %	6,7	1,4 %
ENR total	188,2	31,7 %	94,7	20,0 %
dont Biomasse	44,9	7,6 %	6,5	1,4 %
Éolien	78,6	13,2 %	20,7	4,4 %
Solaire	38,1	6,4 %	8,3	1,8 %
Hydraulique	20,5	3,4 %	59,2	12,5 %
Production totale	648,3		531,3	
Consommation	594,6	100%	473,0	100 %

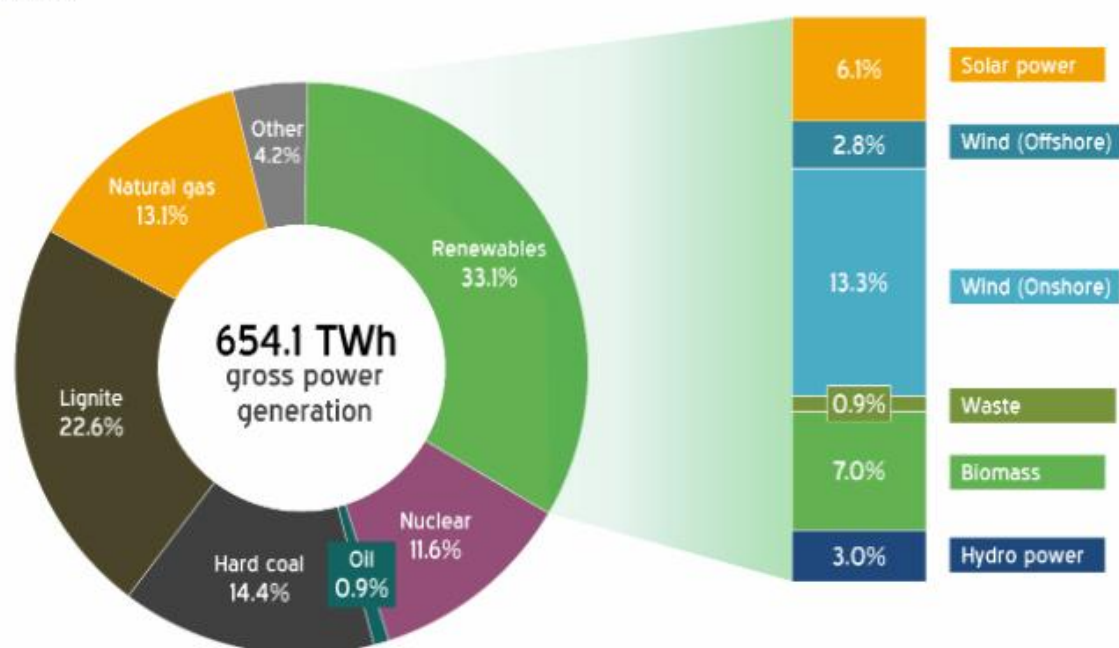
Lecture : Données brutes pour l'Allemagne, nettes pour la France¹⁵.

Source : AG Energiebilanzen (données provisoires), RTE

Germany reaches 33.1 percent renewable power in 2017

Gross power generation mix

Source: AGEB



Energy Transition
The Global Energiewende

energytransition.org



Mais au-delà de ce premier –et fondamental- aspect, qui est bien connu, ce qui, par contre l'est nettement moins, ce sont les problèmes insurmontables de transport auxquels se heurte l'Energiewende.

D'abord, parce que avec ce niveau de pénétration (22,2%) des EnR variables, les opérateurs du réseau doivent en permanence jongler avec les pics et les creux de production. Les capacités installées en EnR intermittentes (éolien et solaires PV) atteignent, en effet, désormais 90 GW, soit bien au-dessus de la demande moyenne allemande (65 GW) et surtout de celle des week-ends estivaux (40 GW). En cas de vent et de soleil, les opérateurs de transport doivent donc soit exporter (cf. plus haut), soit débrancher les sorties de centrale/ferme (techniquement, cela se nomme le « curtailing »), et néanmoins –du fait de l'obligation d'achat- rembourser les producteurs. En sens inverse, en l'absence de vent et de soleil, la situation est très tendue et il faut importer, l'Allemagne dépend alors du nucléaire français et des STEP autrichiennes ou suisses.

Désormais, avec la double perspective de la fermeture des dernières centrales nucléaires et des centrales au lignite et au charbon, il faut absolument installer à marche forcée pour 22 GW de centrales au gaz (cf. là aussi ce qui en a été dit plus haut, note 20, bas de page 13) pour assurer le quotidien et être en mesure d'absorber un minimum les pointes de consommation. Les quatre gestionnaires de réseau (Tennet, Amprion, TransnetBW et 50Hertz) ont publié en mars 2017 une étude qui montre que les marges, -soit l'écart entre la puissance maximale disponible et la pointe de la demande-, devraient devenir négatives après 2021. Dans cette nouvelle phase à venir, le bilan carbone y gagnera sans doute un peu²⁹, mais ce n'était sans doute pas vraiment l'ambition initiale de l'Energiewende que de devoir remplacer du très carboné (charbon et lignite) et du pas carboné (nucléaire), par du (peu) carboné (le gaz) !

C'est d'ailleurs ce qui nous attendrait si l'on devait s'engager sur cette voie, car ce qui est vrai Outre Rhin, ne l'est pas moins de ce côté-ci du fleuve. C'est ce qu'indique explicitement RTE dans son scénario RTE 2019 d'accompagnement de la loi de programmation énergétique :

La fermeture d'un nombre important de réacteurs nucléaires (de l'ordre de vingt-quatre) doit être accompagnée par une forte accélération du développement des énergies renouvelables et de la construction de nouvelles centrales au gaz (plus de 11 000 MW) pour atteindre l'objectif de 50% de production nucléaire, fixé par la loi de transition énergétique.

Il faut en être bien conscient, faire disparaître le non carboné qu'est le nucléaire pour lui substituer du non carboné intermittent, c'est, ici comme en Allemagne, se vouer à devoir installer d'importantes capacités ultra pilotables au gaz ; soit, pour nous, à fatalement recarbone l'électricité.

Seule différence, en Allemagne c'est une urgence vitale ; en France c'est encore un scénario prévisionnel.

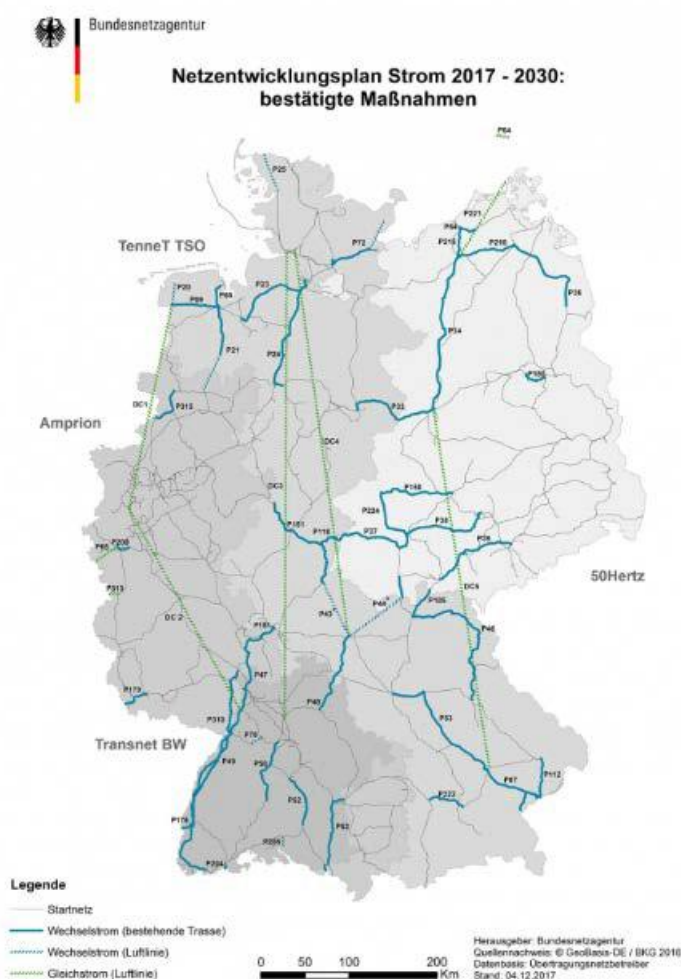
12/ Le transport, talon d'Achille de l'Energiewende.

Encore tout cela relève-t-il de la routine de gestion, car le vrai point de blocage est ailleurs, c'est celui du transport. A cela une raison simple : les éoliennes sont au nord, les consommateurs sont au sud (cf. carte ci-dessous) ...

²⁹ Encore n'est-ce pas assuré, sachant que si le charbon émet 820 g de CO² kWh, le nucléaire 12 et l'éolien 12, le gaz émet quand même 490 g. de CO² kWh ; tout dépendra donc du mix de remplacement.

Sur ce point, je laisse la parole à France Stratégie (cf. Note précitée) :

Or la construction des lignes est lente. Le plan de développement du réseau, élaboré fin 2014, estime que 7 700 kilomètres sont hautement prioritaires. La BNetzA constatait dans son rapport de mai 2017 que seuls 850 kilomètres de nouvelles lignes avaient été déployés depuis cette date, dont seulement 90 en 2016. La population s'oppose de façon virulente au passage des lignes afin de préserver les paysages, car les Länder traversés ne bénéficient souvent ni du courant acheminé ni des revenus associés à la production des ENR. Fin 2015, les autorités ont pris la décision d'enfouir les lignes, sans parvenir à calmer toutes les résistances. Les coûts estimés du développement du réseau se chiffrent en dizaines de milliards d'euros, tant pour le réseau THT que pour la distribution locale, sans oublier les investissements induits par le raccordement de l'éolien offshore.



A ce sujet, le rapport précité de l'OCDE indiquait à propos de l'Allemagne que, compte tenu du taux de pénétration des EnR intermittentes, il fallait s'attendre à ce que :

the reinforcement costs of EUR 400/kW PV and Wind (on- and offshore) for the transmission grid and of EUR 500/kW PV and Wind (onshore) for the distribution grid are derived.

A chacun donc de sortir la calculette et de faire les additions et, éventuellement, d'en tirer les conséquences...

En attendant que ces nouvelles autoroutes de l'électricité soient construites, c'est sur le réseau de distribution et non celui de transport, que repose la quasi-totalité de l'évacuation de la production

EnR intermittente. C'est vrai en Allemagne, où il reçoit 80% de la production ; ça l'est encore plus en France où, selon ENEDIS, 95% de la production des EnR intermittentes lui est injecté. Autant dire que les réseaux de distribution, qui ne sont pas fait pour ça, en sont passablement fragilisés. Pour tenter d'assurer ce qui est quand même l'essentiel : acheminer au sud vers le consommateur ce qui est produit au nord, c'est par le réseau des voisins que l'on tente de faire au quotidien passer l'électricité. Faute de d'autoroute électrique allemande utilisable, on passe par la Pologne et par la Tchéquie pour arriver en Bavière, cela a même un nom technique : les « loop flows ».

Or une telle échappatoire ne va pas sans danger pour les réseaux polonais ou tchèques, qui ne sont nullement dimensionnés pour absorber un tel afflux. La riposte ultime pour ceux-ci est alors de mettre en place une frontière énergétique étanche, en somme d'édifier un mur pour bloquer l'envahissement par l'immigration électrique allemande : un transformateur déphaseur³⁰. On peut lire dans l'encadré ci-dessus, ce que, dans une étude que j'ai coordonnée, écrivait la Cour des comptes³¹ en 2013. Force est de constater que les choses sont depuis lors restées quasiment en l'état.

La déstabilisation du réseau européen : un risque déjà avéré

Faute d'un réseau de très haute tension (THT) suffisant permettant de desservir l'Allemagne du sud, l'électricité renouvelable en provenance du nord du pays doit emprunter le réseau tchèque, exportant ainsi le trop-plein d'énergie intermittente. En 2011, cette situation a failli entraîner la saturation du réseau électrique tchèque, déclenchant depuis une réelle tension entre les deux pays. La nomination d'un ambassadeur chargé de ce seul dossier ainsi que le vote par le parlement allemand en juillet 2011 d'une loi sur l'accélération du développement des réseaux sont censées permettre de résoudre de telles difficultés. Elles devraient permettre de réduire de dix à quatre ans le délai de mise en place des nouvelles lignes THT Nord-Sud qui sont indispensables et les gestionnaires de réseaux de transport réalisent actuellement d'importants investissements devant permettre la modernisation des réseaux.

Pour éviter le risque d'un « *blackout* », toujours possible, la République tchèque a toutefois averti qu'elle envisageait de pouvoir bloquer à l'avenir tout nouvel afflux d'électricité renouvelable qui ferait courir le risque d'une panne à son réseau. Pour ce faire, l'opérateur du réseau tchèque a décidé la construction d'un transformateur géant près de la frontière, destiné à ne laisser « entrer » que la quantité de courant que le réseau national peut supporter. Ce transformateur doit entrer en service d'ici 2017.

Il en va de même pour la Pologne, qui compte installer des déphaseurs à la frontière avec l'Allemagne, pour ne recevoir que l'électricité qui lui est nécessaire¹⁴⁸.

D'

³⁰ L'électricité emprunte naturellement et préférentiellement les lignes de moindre résistance électrique, le transformateur déphaseur permet d'optimiser les lignes les moins empruntées et donc de soulager les lignes saturées, ou, en l'occurrence, de renvoyer l'électricité à l'expéditeur. En France, 10 transformateurs déphaseurs sont en opération, le dernier, mis en place en 2012, a alors coûté 18 millions d'euros.

³¹ « La mise en œuvre du paquet énergie-climat par la France », Cour des comptes, Rapport au Président de l'Assemblée nationale, décembre 2013.

13/ L'heure des comptes.

Un bilan carbone plus que limité, - l'Allemagne demeure douze fois plus émettrice que la France pour sa production électrique³²- et une fragilisation extrême du réseau, y compris, on vient de le voir, celui des voisins, et donc, en définitive de l'approvisionnement. L'Energiewende est un bon prédicteur de ce qui nous attend. A vouloir substituer des EnR intermittentes et variables à du décarboné pilotable, rien n'est, au total, gagné pour le changement climatique. Bref, la lutte contre le réchauffement climatique n'est pas la grande gagnante de cet épisode !

Sans doute substituer des énergies « douces » à une énergie réputée « dure » peut rassurer les âmes sensibles. Les risques du nucléaire sont connus : incidents d'irradiation des personnes, risque d'accidents cataclysmiques (Three miles Island, Tchernobyl, Fukushima...), gestion des déchets pendant des centaines, et pour certains des milliers, d'années. Tout cela est bien réel et doit assurément être pris en compte. L'impératif de sécurité doit absolument primer et le rôle de l'ASN est crucial. Mais, à ce jour, le nucléaire français n'a pas, que je sache, connu d'incident dramatique.

Face à cela, pourquoi occulter les lourdes difficultés « techniques », voire les impasses, auxquelles se heurte une pénétration importante des EnR intermittentes ? J'ai ici tenté de les décrire, m'en tenant jusque-là aux seuls oukases incontournables de la physique la plus élémentaire, largement passés sous silence dans tous les débats sur ces sujets.

Ceci étant fait, il reste néanmoins à faire les additions ; l'heure est donc venue de faire les comptes. Le calcul économique n'est pas l'ultima ratio, mais il est quand même l'un des critères à prendre en compte dans le choix politique. Or jusqu'ici il, faute de savoir ce qu'il y avait à compter, ce compte-là était impossible à faire. La démonstration est désormais –du moins je l'espère-, faite : il ne suffit pas de seriner à satiété que les EnR intermittentes produisent de l'électricité à un coût compétitif, - cela est vrai, mais pas suffisant- car il faut aussi se mettre ne mesure de l'acheminer jusqu'au consommateur, en quantité adéquate et au moment où il en a besoin.

A cet égard, le premier constat est celui de coûts faramineux. L'estimation de la facture de la première phase de l'Energiewende est depuis longtemps connue : de 350 à 420 Md€ de 2011 à 2020, dont près de 25 Md€ pour la seule année 2018 (soit 0,6% du PIB). Et l'on vient de voir que la seconde étape, qui devrait mettre fin au règne charbon/lignite et à ce qui reste de nucléaire, se situait sous le signe de l'urgence, tant pour ce qui est de la mise en place de 7500 kms de lignes à haute et très haute tension, que pour celle de 22 GW de centrales au gaz...

Quant aux coûts d'investissement, J.M. Jancovici dans son article déjà cité³³ a tenté d'en donner une estimation. Voici sa conclusion :

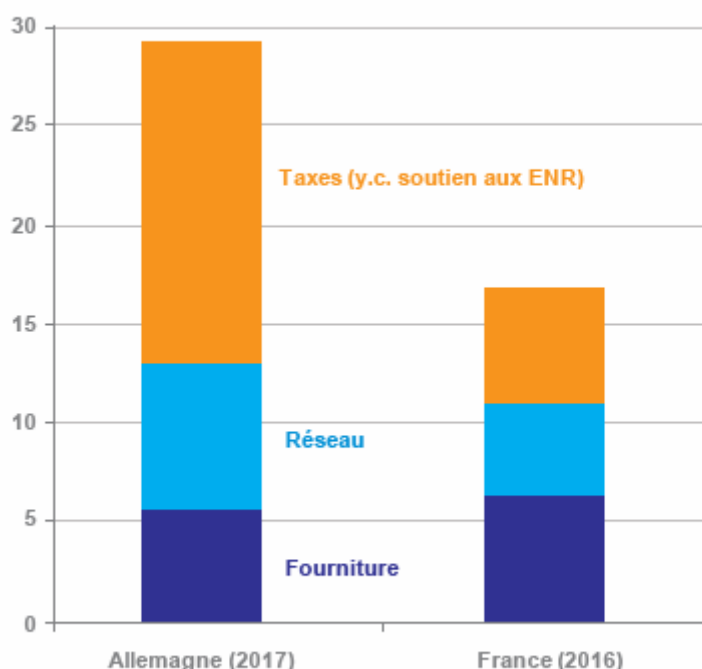
³² En 2017, la production d'électricité représentait une émission de 490 g CO²/kWh en Allemagne, soit près de 12 fois plus qu'en France, qui, particulièrement vertueuse, en émettait (source CGDD bilan énergétique de la France 2017) 41,4 g/kWh.... Au surplus, l'essentiel de la baisse des émissions en Allemagne intervenue depuis 1990 est antérieur à l'Energiewende et est lié à la fermeture dans les années 90 des centrales à charbon désuètes de l'ex Allemagne de l'Est à la suite de la réunification.

³³ « 100% de renouvelables pour pas plus cher ? », en ligne sur son blog.

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

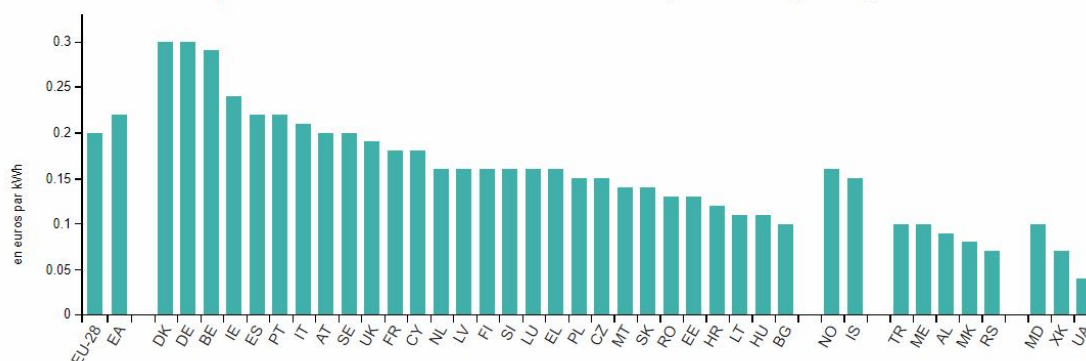
Mais pour en revenir à l'Allemagne, quoi qu'il en soit de l'avenir, proche ou lointain, le résultat actuel est connu : pour les particuliers, l'électricité est, grosso modo, deux fois plus chère en Allemagne qu'en France, le coût du soutien aux EnR et celui du réseau n'y étant pas pour rien (cf. Graphique ci-dessous), car, comme je me suis efforcé de le montrer ici, ce n'est pas vraiment celui de la production qui fait la différence

Graphique 6 – Tarifs de l'électricité pour les consommateurs résidentiels en Allemagne et en France (cts €/kWh)



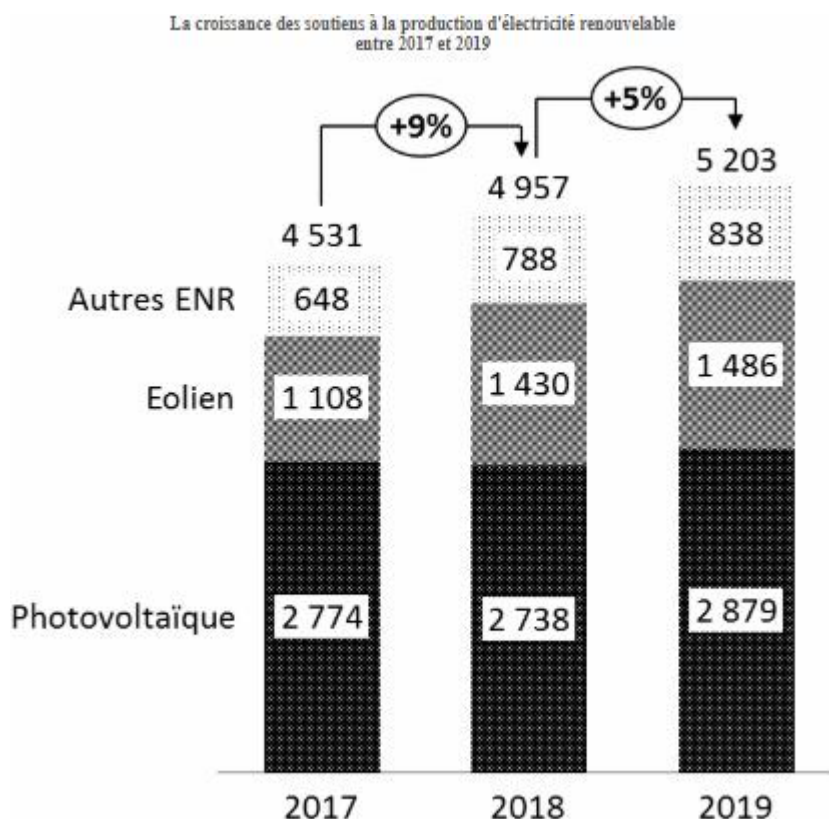
Source : France Stratégie, données de la BNetzA et de la CRE

Prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels (taxes comprises), second semestre 2017



Au final, les électricités les plus dépendantes des EnR intermittentes et notamment l'éolien (Danemark, Allemagne), mais aussi celles où le solaire PV est bien présent (Espagne, Portugal) sont aussi celles dont les prix au consommateur sont les plus élevés (cf. graphique ci-dessus).

Quant à la France, l'analyse du compte d'affectation spéciale « transition écologique » qui a succédé à la CSPE³⁴, indique un coût de l'ordre de 5 Md€ pour le soutien aux EnR (cf. graphique ci-dessous). Encore convient-il de rappeler que celui-ci ne retrace évidemment que le seul soutien à la production et qu'il faut donc y ajouter tout ou partie des quelques 5,8 Md€ investis au total chaque année dans les deux réseaux.



Sachant que :

Cette nouvelle forte hausse de 5 % des coûts du soutien aux énergies renouvelables (EnR) électriques s'explique essentiellement par l'accroissement des capacités installées, en particulier pour la filière photovoltaïque et la filière éolienne, qui représenteront respectivement 55,3 % et 28,6 % des charges en 2019.

Elle fait suite à la hausse de + 9 % enregistrée en 2018 par rapport à 2017, si bien que les soutiens publics au développement des EnR électriques auront augmenté de 14,8 % en l'espace de deux ans. Ils représentent à eux seuls 67 % des charges de service public de l'énergie pour 2019.

Le dynamisme de la filière éolienne est particulièrement significatif, puisque les charges de soutien dont elle bénéficie ont augmenté de 34 % en seulement deux ans.

³⁴ Contribution au service public de l'électricité

Selon la CRE, l'augmentation des coûts du soutien aux EnR électriques devrait se poursuivre dans les années à venir et dépasser 7 milliards d'euros par an en 2022 et en 2023. Elles représenteraient alors 1,8 c€/kWh consommé en France, contre 1,0 c€/kWh en 2016, soit une hausse de 70 % en 7 ans.

Au vu de ce qui précède, il me paraît donc relativement urgent de s'interroger sur le chemin que nous voulons réellement suivre pour la production électrique dans la transition énergétique.

Contrairement à ce qui est généralement dit, l'Energiewende n'est pas, à ce stade, un succès pour le climat et ses coûts actuels, et plus encore futurs, laissent présager de grosses difficultés à venir. Elles ne sont d'ailleurs pas qu'économiques, tant il semble que l'on veuille de l'éolien, mais sans éoliennes, et une production largement décentralisée, mais sans réseau de transport... Face à de telles conséquences, force est de constater que, faute d'avoir disposé d'une information réellement complète, le débat sur l'énergie et le climat a été tronqué et reste encore largement à faire.

L'électricité est sans aucun doute une énergie d'avenir et les transferts d'usage en cours (micro-électronique, fours à micro-ondes, plaques à induction remplaçant les cuisinières au gaz ...) ou à venir (mobilités électriques) indiquent que l'on va vers une progression plutôt que vers la régression sur laquelle beaucoup de scénarios pro EnR se fondent par facilité. Une énergie qui est donc vraisemblablement destinée à prendre une place de plus en plus importante dans le budget des ménages (le poste électricité y représente 8,5% actuellement), tout en étant assurée d'être de plus en plus coûteuse...

En définitive, la voie de la duplication en France de l'Energiewende allemande, celle de la substitution des EnR intermittents au nucléaire, s'avère déboucher sur une double impasse.

D'abord, parce qu'elle ne peut indéfiniment servir de modèle à l'Europe entière sans se heurter à la difficulté majeure de l'insuffisance des capacités globales de stockage de la zone.

Ensuite, et peut-être surtout, parce que dans l'alternative opposant « fin de mois ou fin du monde », que d'aucuns disent non sans raison avoir été posée par les récents mouvements sociaux, elle est clairement tout à la fois synonyme de difficultés accrues pour les fin de mois et de recul de la lutte contre le changement climatique. Peut-être faudrait-il en parler aux « gilets jaunes »

Complément à la note nucléaire et énergies renouvelables

Jacques Rigaudiat

Dans ma note de mars 2019 sur le nucléaire et les énergies renouvelables intermittentes, j'avais, non sans quelques arguments documentés, que la prise en compte du rôle méconnu des questions de stockage/transport/distribution de l'énergie électrique, modifiait plus que sensiblement l'analyse que l'on pouvait faire sur le mix énergétique. Un rapport récent³⁵ de RTE m'amène à compléter et préciser mon analyse du cas français, tant ce rapport permet de substantielles avancées sur l'identification des coûts du transport de l'énergie électrique.

1/ L'importance des coûts d'investissement dans le réseau de transport de l'électricité

Le rapport, ou plus exactement sa synthèse, ne se fait pas faute de dauber sur « Le débat sur le développement des énergies renouvelables électriques mobilise souvent un mythe tenace : celui des «coûts cachés des EnR», qui seraient associés à l'intégration de ces sources d'énergie dans le réseau électrique... »

Dans le même temps, tout en affirmant que : « ces coûts sont négligeables en France au regard des grands équilibres économiques du système électrique », et alors même que le rapport est intégralement dédié à cette question « négligeable », force est néanmoins à RTE de reconnaître 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. » Il y a donc bel et bien coûts et avec le développement des EnR il y aura surcoûts.

Quant à leur origine force est là aussi de reconnaître que « les travaux de simulation montrent de manière claire que les besoins d'adaptation du réseau dépendent essentiellement du rythme projeté de développement des EnR ». Regardons-y de plus près.

1.1. « Transport », de quoi parle-t-on ?

D'abord, il faut savoir que « transport » désigne ici, -c'est assez logique mais il vaut mieux le préciser pour éviter toute confusion-, le seul périmètre qui est du ressort de RTE³⁶, à l'exclusion donc du réseau de distribution, géré par ENEDIS. Il s'agit donc ici des seuls réseaux dits de transport et de

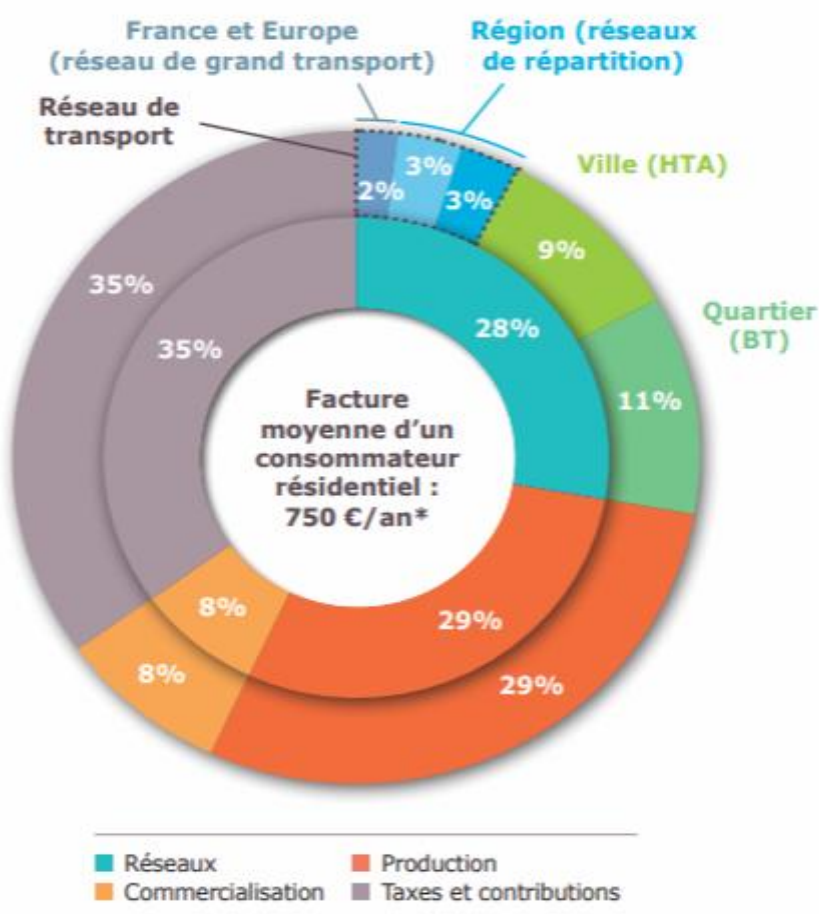
³⁵ « Schéma décennal de développement du réseau, édition 2019 », RTE, 17 septembre 2019, en ligne sur le site de RTE : <https://www.rte-france.com/fr/actualite/developpement-du-reseau-electrique-francais-l-horizon-2035-un-reseau-renove-et-repense>.

³⁶ Soient 106 000 km de lignes dont : 22 000 km en 400 kV, 27 000 km en 225 kV, et 57 000 km en 63-90-150 kV

répartition, HT B et THT, soient les lignes de 63 kV à 400 kV. Les lignes de distribution du réseau ENEDIS, BT et HT A (ex moyenne tension), n'y figurent donc pas.

Or cette exclusion, institutionnellement inévitable, est dommageable. Economiquement, en effet, si l'on en croit RTE (cf. graphique ci-après), la distribution constitue l'essentiel des coûts de réseau : 20% du cout TTC de l'électricité, pour un total de 28%. Grosso modo, 70% des coûts de réseau sont donc ici exclus.

Ainsi entendu, « 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 ». On comprend mieux ainsi pourquoi, dans ce plaidoyer pro domo, les surcoûts réseau RTE peuvent être qualifiés par celui-ci de « négligeables »...



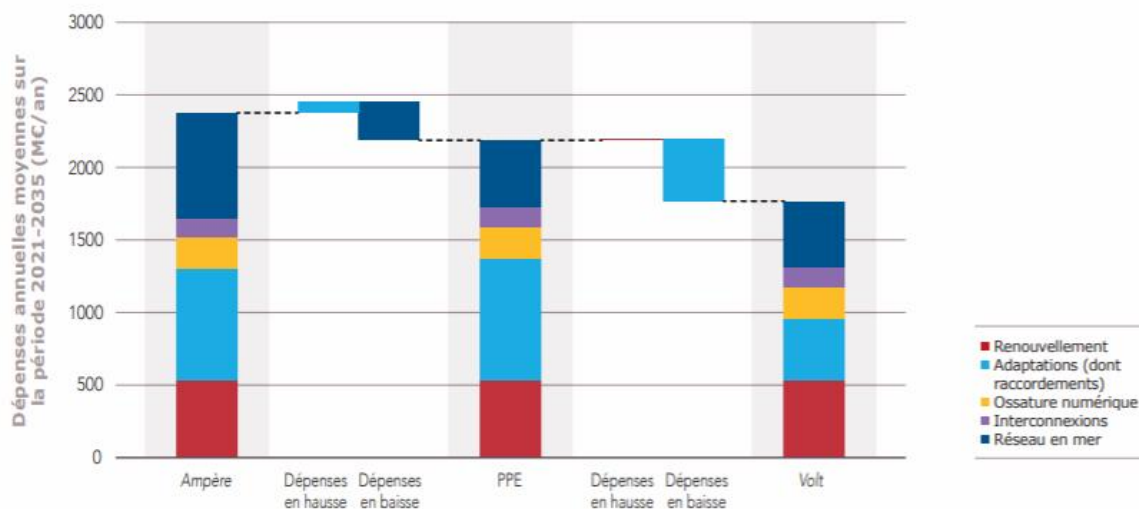
Au passage, ce chiffrage permet de vérifier que, comme l'indiquait l'étude de l'OCDE que j'utilisais dans ma note, que dans le cas de la France, les coûts totaux de réseau (transport, répartition et distribution) sont quasiment équivalents à ceux de production (28% contre 29% !)... Bref, comme je l'indiquais, les coûts de réseau doublent la facture par rapport aux coûts stricts de production !

1.2. Les investissements liés au transport

Même « négligeables », il y a donc des surcoûts, reste à les chiffrer.

D'abord, le simple renouvellement du réseau (cf. Graphique ci-dessous) conduit à des dépenses de l'ordre de 500 M€ par an sur la période 2021-2035, soit un total de 7,5 Md€ sur la période. Au-delà des incertitudes qui demeurent quant au scénario futur de développement des EnR, RTE retient un chiffre total de 33 Md€ d'investissements. La simple soustraction indique donc un coût de 25.5 Md€, soit 1.7 Md€/an, d'investissements de réseau (RTE) directement liés aux transformations du mix.

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



Une autre approche, positive, additionne les trois composantes directement et indiscutablement liées au développement des EnR, soit :

- 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 (et non pas par le producteur, contrairement aux EnR terrestres pour lesquelles les producteurs paient le coût de raccordement via la quote part). »

- 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. (...) Le SDDR 2019 décline ces principes : 1) Le réseau actuel est suffisamment dimensionné pour faire face aux évolutions prévisibles de la consommation d'électricité à l'horizon 10-15 ans. Sauf exception locale liée à un dynamisme spécifique de la consommation électrique, RTE ne prévoit pas d'adaptation pour des questions de consommation d'électricité. 2) La carte du réseau de transport d'électricité n'a, en revanche, pas fondamentalement évolué depuis les années 1990 et l'achèvement du programme électronucléaire. Il n'est pas en mesure d'accueillir, sans adaptations structurelles, le mix de la PPE à l'horizon 2035 (multiplication par 5 des capacités éoliennes et solaire en 15 ans, fermeture de 12 réacteurs nucléaires en plus des deux de Fessenheim, fermeture des centrales au charbon). La transformation du mix confrontera donc le réseau électrique existant à ses limites sur la période du SDDR, probablement entre 2025 et 2030. Les scénarios

d'adaptation ont fait l'objet de nombreux travaux de simulations, inédits dans leur ampleur. Ces travaux montrent que les besoins seront très largement déterminés par le rythme effectif de développement des énergies renouvelables. Malgré la forte variabilité des résultats selon les variantes – localisation précise des EnR et géographie de l'évolution du parc nucléaire, pondération entre filières renouvelables –, des permanences sont identifiées. 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. u À court terme, l'infrastructure actuelle (...) 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 ».

- 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, à savoir 95% de l'électricité produite issue du nucléaire ou des énergies renouvelables. La contribution française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne serait alors très importante. 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 »³⁷. On retiendra ainsi que sur la période 2021-2035 sur un programme envisagé de l'ordre de 33 Md€³⁸, un investissement compris entre 22 et 25 Md€ sera nécessaire pour permettre au réseau RTE d'accepter l'évolution du mix électrique.

Or cette estimation intègre ce que RTE appelle des « effets de levier », qui portent sur une économie de plus de 10 milliards d'euros d'investissement sur 15 ans. Compte tenu de la nature problématique de la plupart de ces leviers³⁹, tous très directement liés aux problèmes posés par l'intermittence et la variabilité subies des EnR, on peut assez légitimement penser que l'estimation de 22/25 Md€ ne pêche pas par excès !

De surcroît, cette estimation est soumise à l'incertitude quant au rythme de développement des EnR ; ainsi le scénario le plus rapide (Ampère) aboutit à des investissements très sensiblement les plus importants (cf. Graphique ci-après), soit 3 bons Md€ de plus que les 33 Md€ retenus (et toujours avec « effets de levier »).

³⁷ Rapport, p.256.

³⁸ Hors « coûts de congestion », cf. ci-après.

³⁹ Par exemple, pour ne prendre ici que le seul volet d'adaptation du réseau, qui représente l'essentiel de ces économies (7 des 10 Md€), 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 »

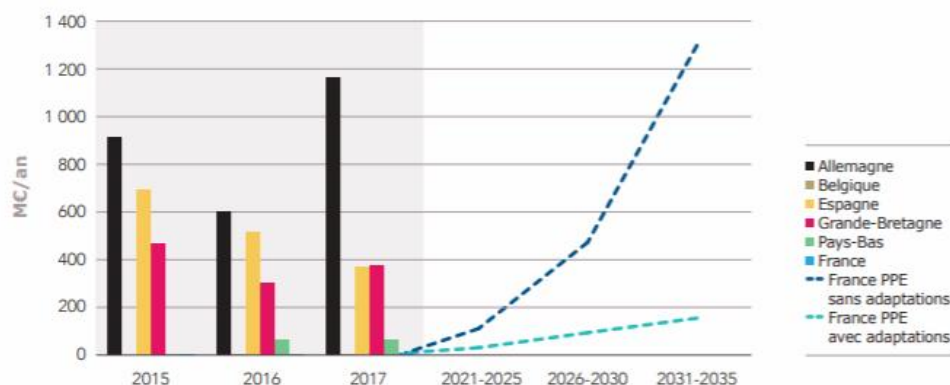
Enfin, cette estimation, j'y insiste une nouvelle fois, ne comprend pas les investissements que le réseau ENEDIS (70% des coûts de réseau) devra réaliser. Ceux-ci sont d'ailleurs à ce stade impossible à chiffrer, puisque, comme l'indique RTE : *« Il n'existe pas d'analyse prospective consolidée des dépenses 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-BT 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 »*⁴⁰

1.3. Les coûts de congestion.

Enfin, pour faire bonne mesure, le rapport met en évidence une catégorie de coûts dits de congestion qui ne sont jamais pris en compte, il s'agit de ceux « liés à la limitation de la production dans certaines zones et du redispatching vers d'autres sources de production ». *« Dans le scénario de référence, une augmentation substantielle des coûts de congestions est ainsi à anticiper : d'un montant de 5 à 10 M€ par an au cours des dernières années, les charges afférentes pourraient représenter plus de 100 M€ par an après 2030. Cette augmentation est significative mais reste maîtrisée en comparaison d'autres pays dans lesquels l'infrastructure de réseau n'a pas été adaptée assez rapidement : en 2017, les coûts de congestion ont atteint plus de 1,1 Md€ en Allemagne et plus de 370 M€ en Espagne et au Royaume-Uni (...) S'agissant des coûts de congestion, ceux-ci atteignent aujourd'hui des niveaux extrêmement élevés en particulier en Allemagne où ils dépassent 1 Md€ par an depuis 2017. Cette situation a été largement commentée, et résulte d'une inadaptation du réseau historique allemand face au déploiement rapide et massif des énergies renouvelables dans le nord du pays, alors qu'une partie importante de la consommation est localisée dans le sud. Dans une moindre mesure, d'autres pays tels que l'Espagne ou le Royaume-Uni font également face à des niveaux de coûts de congestion bien plus importants qu'en France, de l'ordre de 400 M€ par an (...) En l'absence d'adaptation du réseau sur les prochaines années, les coûts de congestions pourraient par ailleurs atteindre des montants bien plus importants : dans ce cas hypothétique, jusqu'à plus d'un milliard d'euros par an pourraient à terme être nécessaires pour gérer les congestions. »*

⁴⁰ Rapport précité, p.276.

Figure 8.10 Coûts de congestions annuels : sans adaptation, les coûts de congestion en France vont atteindre des niveaux extrêmement élevés



2. Compléments divers

Sur un certain nombre d'autres points, le rapport de RTE apporte des précisions et des actualisations utiles, qui seront insérées dans la version actualisée de ma note que je prépare. Je me borne ici à reprendre le texte même du rapport

2.1. Les coûts de transport chez les autres

Quasiment tous les pays sont concernés par des dépenses d'investissement en hausse :

En Allemagne, les gestionnaires de réseau de transport ont publié en 2019 leur programme d'investissement dans le réseau : il prévoit un programme d'investissement de 61 Md€ sur 2020-2030 pour le réseau de grand transport, soit près du triple des dépenses prévues par RTE sur la même période. Ces dépenses importantes sont rendues nécessaires par un développement plus rapide des énergies renouvelables (terrestres et marines) outre-Rhin, par un retard dans l'adaptation du réseau accumulé au cours des dernières années, ainsi que par des exigences technologiques spécifiques pour assurer l'acceptabilité des renforcements du réseau.

En Italie, le gestionnaire de réseau de transport propose un plan stratégique pour 2019-2023 de 6,2 Md€. Ce plan est en hausse de 20% par rapport au plan précédent, en raison d'une part des besoins d'adaptation du réseau à la transition énergétique, des besoins de rénovation et de numérisation du réseau. Les dépenses consacrées à la numérisation du réseau représentent 700 M€ d'investissements sur le plan de 5 ans.

En Belgique, le gestionnaire de réseau a publié en février 2019 son «plan de développement fédéral du réseau de transport» dans lequel il présente une planification des projets de renforcement du réseau 110-380 kV pour l'horizon 2021-2030. Les dépenses associées à ce plan de développement s'établissent à 5 Md€ sur la période étudiée, pour un système électrique produisant 5 fois moins d'électricité que la France. Le réseau belge doit s'adapter à une hausse de la production d'origine

renouvelable terrestre, à l'accueil d'énergies marines renouvelables et au développement de nouvelles interconnexions.

Figure 8.11 Investissements dans le réseau de transport d'électricité rapportés à la production électrique annuelle

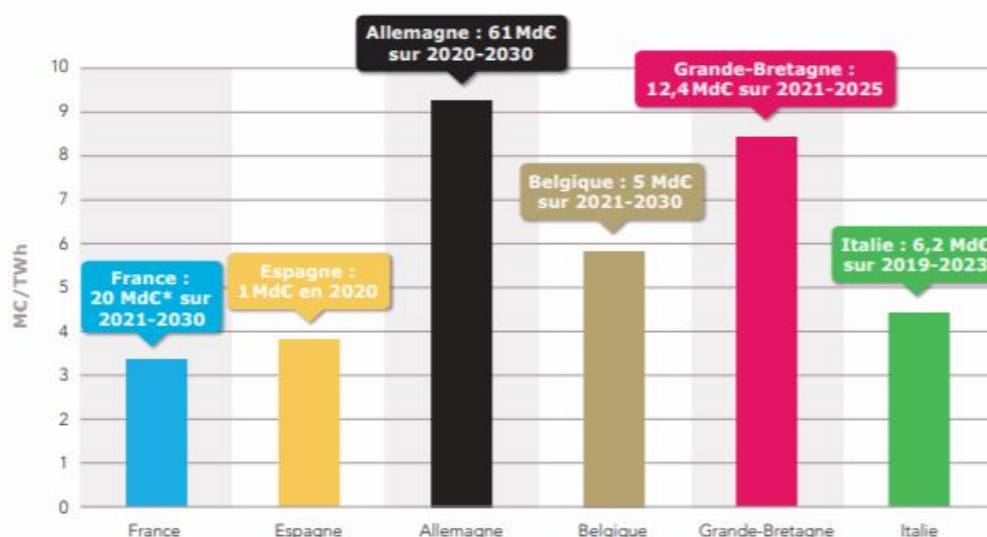


Tableau 8.1 Dépenses d'investissement actuelles et planifiées des gestionnaires de réseau en Europe

	Production du pays ^a (TWh)	Investissements actuels ^b MC/an	Plans d'investissement sur la période	
Allemagne	598	/	61 Md€ sur 2021-2030	110-380 kV
France	542	1492	20 Md€ sur 2021-2030 33 Md€ sur 2021-2035	63-400 kV
Belgique	78	486	5 Md€ sur 2021-2030	110-380 kV
Italie	281	1091	6,2 Md€ sur 2019-2023	150-380 kV
Grande-Bretagne	294	1862	12,4 Md€ sur 2021-2026	132-400 kV
Espagne	263	881	1 Md€ en 2020 plan 2021-2025 en concertation	66-400 kV

* données de la plateforme Power Statistics de l'ENTSO-E de Juillet 2017 à Juin 2018

** issus des rapports annuels de chaque gestionnaire de réseau

En Grande-Bretagne, les gestionnaires de réseau National Grid¹⁰, Scottish Power¹¹ et Scottish Hydro Electric Transmission¹², ont sorti la première version de leurs plans de développement pour 5 ans de 2021 à 2026 avec des investissements planifiés de 12,4 Md€. Ces investissements visent à moderniser un réseau âgé et à permettre l'accueil des énergies renouvelables.

En Espagne, le gestionnaire de réseau va publier une planification des dépenses de réseau pour l'horizon 2021-2026. L'exercice de planification précédent¹³ faisait apparaître des dépenses d'investissements dans le réseau à haute et très haute tension en Espagne de plus d'1 Md€ en 2020, montant revu à la hausse par rapport à la planification initiale (873 M€ en 2020), en particulier pour l'accueil des énergies renouvelables, pour un système électrique produisant environ deux fois moins d'électricité que la France. Le prochain plan de programmation des investissements couvrira la

période 2021-2026 et prévoit des dépenses pour s'adapter aux scénarios de transition énergétique et à la modernisation et à la fiabilisation du réseau.

2.2. Les implantations des EnR.

On trouve ainsi des cartes plus détaillées (et récentes) que celles que j'ai utilisées.

Figure 10.1 Puissance éolienne installée au 1^{er} mars 2019

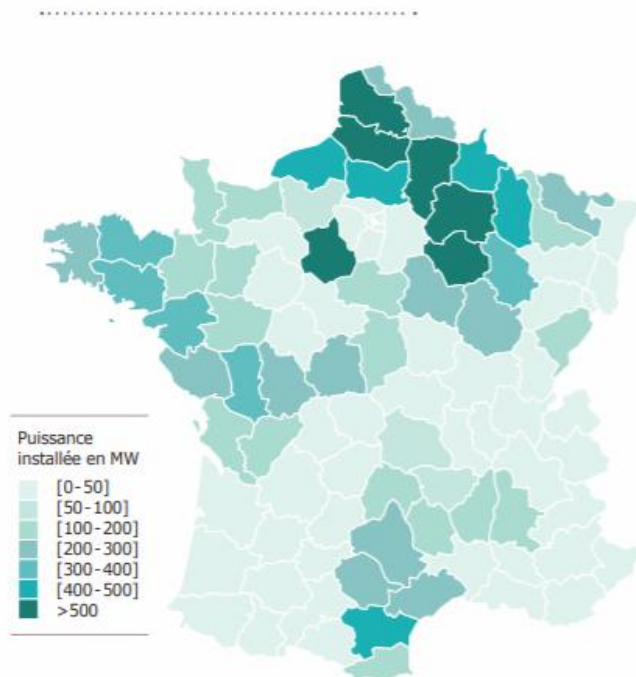
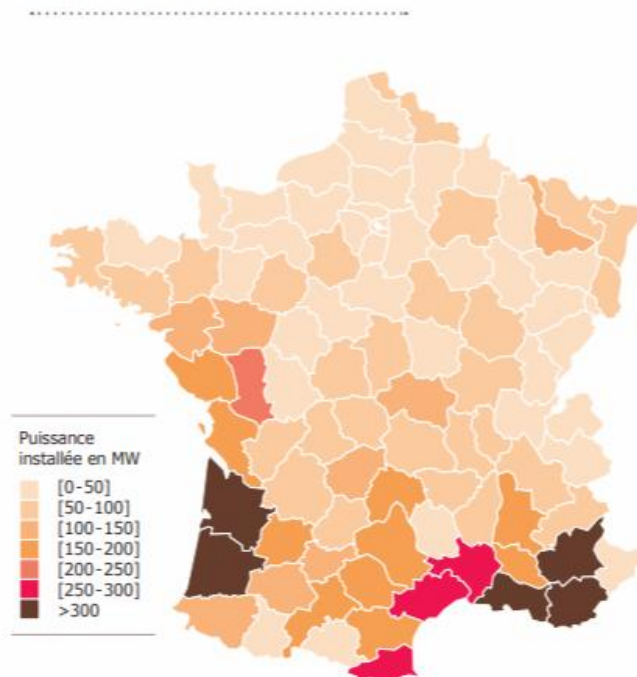


Figure 10.2 Puissance solaire installée au 1^{er} mars 2019



2.3. Les problèmes liés à l'intermittence et à la variabilité en Allemagne.

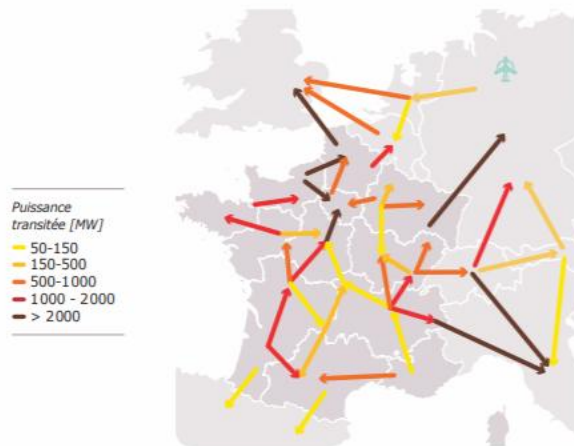
Le rapport illustre par deux cartes très suggestives le problème que j'évoquais pour l'Allemagne :

Peu de vent = dépendance au nucléaire français, et, dans une moindre mesure, aux STEP de Suisse et d'Autriche

Beaucoup de vent = vente à bas prix à la Suisse et à l'Autriche pour alimenter leurs STEP

Italie = principal débouché des STEP de Suisse et d'Autriche, débouché aussi du nucléaire français

Production éolienne allemande faible



Production éolienne allemande très importante

