30 janvier 2021

Du 1er au 8 janvier 2021 notre réseau électrique n'a tenu que grâce au nucléaire, à l'hydraulique et *aux importations* ! Une fragilité accélérée du mix électrique français

Jean-Pierre Pervès[1]

Le contexte en ce début d'année

Cette période, avec des température négatives, mais sans excès, a mis sous tension le réseau électrique français. La raison principale de cette situation résulte des choix stratégiques des gouvernements successifs depuis une vingtaine d'années, dont l'impact se fait sentir surtout depuis 2011.

En effet décision fut prise dès les années 90 de privilégier les énergies renouvelables électrogènes et d'arrêter la construction de nouvelles centrales nucléaires. Cette orientation a été brutalement accentuée en 2006 avec le Grenelle de l'environnement, puis avec la Loi de Transition Écologique pour la Croissance Verte (LTECV).

De 2011 à 2020 la capacité des centrales à fioul et à charbon a été réduite de 12,4 GW et celle des centrales nucléaire de 1.8 GW, soit un total de 14,2 GW. Pour compenser cette perte de moyens de production pilotables, essentiels pour assurer la stabilité du réseau et l'approvisionnement du pays, seuls 3 GW de nouvelles centrales à gaz ont été mises en service.

Parallèlement 18,6 GW de capacités intermittentes ont été ajoutées, éolien (10,7 GW) et solaire (7,9 GW), dont la production n'est pas garantie, alors même que la consommation d'électricité est restée stable. Il est clair que cette évolution, alors que tous les scénarios prédisent une croissance des usages de l'électricité dans tous les domaines, devient extrêmement préoccupante. De plus 3 GW de centrales à charbon, les derniers, devraient être arrêtés fin 2022, et la LTECV annonce une réduction drastique du nucléaire d'ici 2035 (10,6 GW).

Le seul moyen pilotable supplémentaire prévu est celui de la centrale à gaz de Landivisiau (cycle combiné 0,45 GW), initiée en 2011 dans le cadre du pacte électrique breton (PEB), et dont la construction vient seulement d'être engagée après 10 ans de débats. Cette évolution montre une réelle irresponsabilité de l'Etat qui est désormais le seul en mesure d'ordonner de nouvelles installations pilotables, EDF ayant été relevé de son rôle de régulateur des investissements et RTE n'ayant qu'un rôle d'alerte.

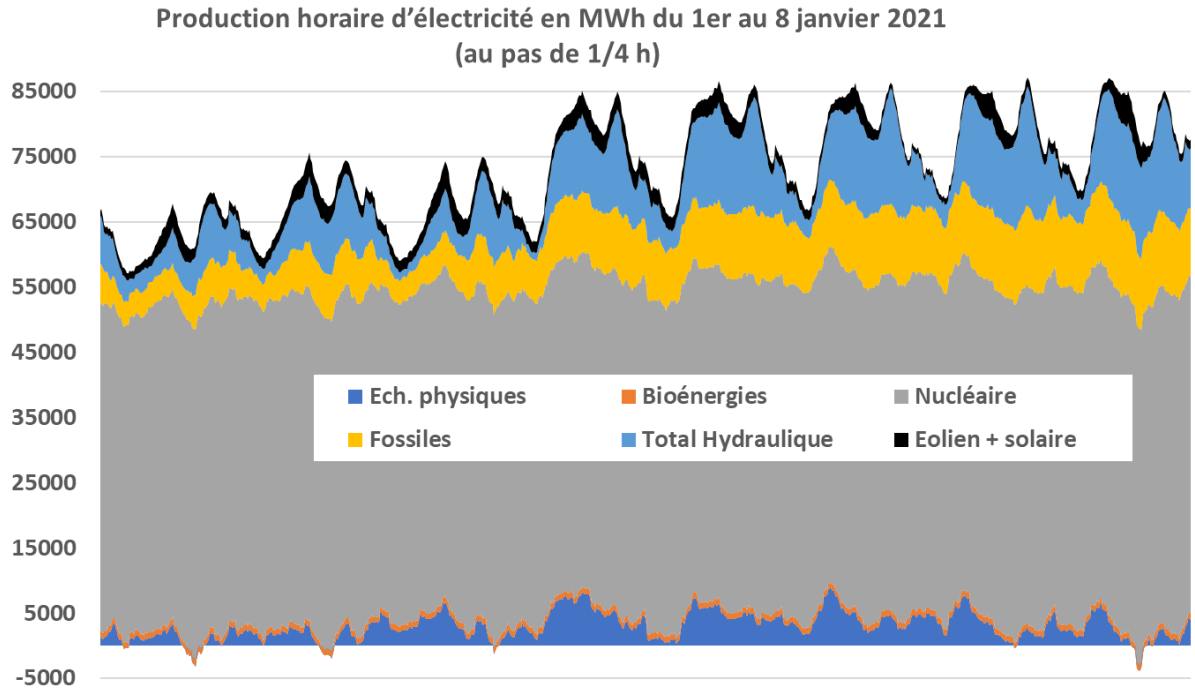
La vision à long terme, essentielle en la matière, a laissé place à une vision politicienne, électoraliste, et à une soumission à la politique européenne guidée par des pays qui font encore lourdement appel au charbon et qui ont décidé de recourir massivement au gaz naturel comme énergie de transition. Que devient le principe de subsidiarité qui devrait pourtant s'appliquer au domaine de l'énergie ?

La situation française du 1er au 8 janvier 2021 (source RTE Eco2mix)

La consommation d'électricité a été soutenue, avec un pic de puissance proche de 88 000 MW, cependant encore inférieur à celui observé assez fréquemment en hiver, entre 92 000 et 95 000 MW, et très inférieur au pic historique de 102 000 MW (2012).

[1] Je remercie particulièrement Georges Sapy et Hartmut Lauer pour leurs relectures attentives et leurs apports

La figure ci-dessous présente l'évolution de la consommation horaire du 1er au 8 janvier 2021, en MWh avec un pas d'analyse de ¼ heure :



Des remarques essentielles résultent de l'examen de cette production :

- les importations (bilan des échanges physiques aux frontières) ont été fortes et nécessaires la quasi-totalité du temps ;
- le nucléaire, très stable, se confirme comme le socle essentiel de la production non carbonée. Etant en base par grand froid il a été peu sollicité pour contribuer à l'équilibre du réseau malgré sa souplesse, cette fonction ayant surtout été assurée par la production hydraulique ;
- l'appel aux énergies fossiles (gaz, charbon et fuel) a été important dès la fin du week-end du nouvel an avec un appel au charbon mais aussi, ce qui est plus exceptionnel, au fioul ;
- le rôle de l'hydraulique, qui a atteint la valeur très élevée de 18 200 GW le 7 janvier à 19h, a été majeur pour accompagner les variations hebdomadaires et quotidiennes de la consommation ;
- l'apport en puissance de l'électricité intermittente, éolienne et solaire, a été très limité, en moyenne seulement 2 090 MW, malgré une puissance installée déjà très importante (27 500 MW).

Le tableau ci-dessous compare les productions relatives de chaque source et la puissance moyenne mobilisée par rapport à la puissance installée :

- le déficit éolien est marqué, alors que sa production est généralement plus forte en hiver qu'en été. Son apport n'a été en moyenne que de 8,9 % de celui qui aurait résulté d'un fonctionnement à pleine puissance du parc installé, de 17 400 MW ;
- le solaire, à 5,3 %, était également inférieur à la valeur normale de saison ;
- mais ces moyennes cachent une grande variabilité la puissance délivrée, l'éolien ayant oscillé de 4,5 à 17 % de la puissance installée et le solaire n'étant présent qu'un nombre limité d'heures ;

- on note que la disponibilité du nucléaire est élevée malgré un nombre de réacteurs encore à l'arrêt pour maintenance anormal, en raison de la crise du COVID (environ 5 réacteurs de plus qu'en temps normal) ;
- la disponibilité des centrales à charbon et à fioul est faible, ce qui montre la fragilité d'installations anciennes et peu mobilisées sur l'année. Les centrales de cogénération, 3000 MW pour le gaz et de 25 MW pour le fioul durant la semaine, ne sont à priori pas disponibles pour le suivi de charge du réseau. Elles représentaient 22 % de la puissance qui était effectivement opérationnelle ;
- la bioélectricité, dont la production était constante ne participait pas non plus au suivi de charge du réseau.

Du 1er au 8 janvier 2021	Production GWh	% de la production	Puissance moyenne Puissance installée (%)
Nucléaire	9806	69,5	83,5
Hydraulique	1585	11,2	32,1
Gaz	1343	9,5	57,4
Charbon	191	1,4	33,2
Fioul	51	0,4	7,7
Bioélectricité	171	1,2	41,1
TOTAL énergies pilotables ou constantes	13146	93,2	63,6
Eolien	298	2,1	8,9
Solaire	103	0,7	5,3
Total énergies intermittentes	401	2,8	7,6
Importations	559	4,0	
Consommation	14105	100,0	

Pour chaque GW installé, sur 8 jours, l'éolien a produit 9.4 fois moins que le nucléaire et le solaire 15,7 fois moins. Les énergies pilotables et de production constante ont produit 93 % de l'électricité, les énergies intermittentes n'ayant apporté que 2,8 % de celle-ci et les importation 4%.

Un détail de la journée du 8 janvier 2021 en France et en Allemagne est présenté en **annexe 1**, ainsi qu'une analyse de l'impact du chauffage électrique en **Annexe 2**.

La perte de capacités pilotables depuis 10 ans (source RTE bilan annuels)

Les capacités installées ont sensiblement évolué depuis 2011 comme le montre le tableau ci-dessous. Dans ce tableau sont notées comme capacités ayant une production régulière sur la période considérée l'hydraulique fil de l'eau, la bioélectricité et la cogénération.

De 2011 à 2021 la capacité pilotable, a diminué de 11,24 GW, essentiellement en raison des arrêts de centrales à charbon et fioul (-12,445 GW), de la centrale de Fessenheim (-1,8 GW), et avec une croissance limitée du gaz (+3 GW). Or il est désormais avéré que, quelque soit la puissance installée intermittente, il faut conserver une capacité de suivi du niveau de l'appel maximum du réseau, qu'il s'agisse d'une puissance opérationnelle ou de capacités effaçables.

Mais il faut aussi tenir compte de la réalité qui résulte des maintenances, jouvences et arrêts sur incidents. Le tableau montre en effet que, début janvier 2021, les puissances maximales pilotables appelées ont été significativement inférieures aux capacités installées, alors que nous importions.

Puissance installée en GW	2011	2021	Ecart	capacité opérationnelle 01/2021
nucléaire	63100	61300	-1800	51900
Charbon	7940	2978	-4962	2339
Fioul	10360	2887	-7473	1100
Gaz	9490	12529	3039	9262
Bioélectricité	1270	2160	890	925
Hydraulique fil de l'eau	6000	6000	0	4000
Hydraulique réservoirs	19466	19466	0	14188
Eolien	6640	17391	10751	10751
Solaire	2230	10102	7872	7872
Total	126496	134813	8317	
Base régulière	7270	8160	890	
Total installé pilotable	110356	99160	-11196	
Total intermittentes	8870	27493	18623	
Base régulière: opérationnel 01/2021		4925		
Pilotables: opérationnel janvier 01/2021		78789		
Total hors intermittentes 01/2021		83714		

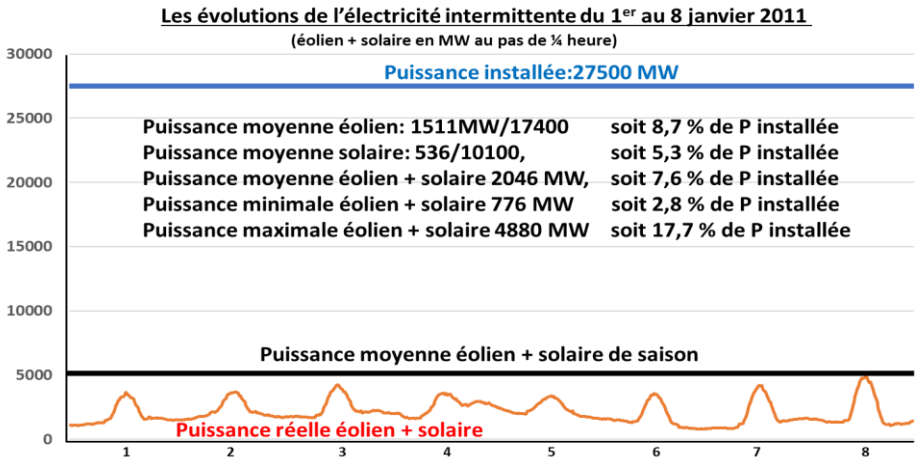
La situation est paradoxale si on se contente d'examiner les puissances, ce que font systématiquement le promoteurs des énergies intermittentes : avec une augmentation notable de la capacité installée en 10 ans, de 8 300 GW, notre réseau est devenu plus fragile.

Il faut noter que les informations sur la disponibilité réelle des capacités éolienne et solaire, en fonction des maintenances et des arrêts sur incidents, ne sont pas publiques, contrairement à celles sur le nucléaire.

L'évolution des capacités européennes pilotables d'ici 2035 (**Annexe 4**), est potentiellement considérable avec la fermeture programmée d'ici 2030 de 58 000 MW, puis 69 000 MW d'ici 2035 en France et chez ses six voisins [2], ce qui laisse présager des conflits d'intérêts et donne à comprendre l'appétence des pays dépendants de l'électricité intermittente pour nos barrages.

La production intermittente,

La puissance délivrée par l'électricité intermittente, éolien + solaire , a évolué de la façon suivante :



[2] Lien : https://www.strategie.gouv.fr/publications/securite-dapprovisionnement-electrique-europe-horizon-2030

L'écart, considérable, entre la puissance « éolienne + solaire » réellement délivrée (en rouge), la puissance moyenne de saison (en noir) et la puissance installée (en bleu) apparait clairement. Se confirme ainsi, comme chaque année, un risque d'occurrence de périodes prolongées sans vent en hiver, potentiellement partagées avec les pays voisins (la figure page 13 montre la situation allemande du 7 au 9 janvier, alors que les productions intermittentes étaient faibles, comme en France : par exemple à 9h le 8 janvier l'électricité intermittente allemande ne dépassait pas 5.550 MW pour une puissance installée de 116 000 MW, soit un taux de 4,8 %.

À titre de comparaison sur ces 8 jours, par rapport à un mois d'hiver moyen en France :
- le facteur de charge de l'éolien était de 8.9 % au lieu de 26 %,
- le facteur de charge du solaire était de 5.3 % au lieu de 7 %.

Le déficit de production sur 8 jours par rapport à une production moyenne de saison (comparaison à janvier et février 2019), a été de 560 GWh pour l'éolien et de 25 GWh pour le solaire soit 585 GWh. Les moyens envisagés dans le cadre de la LTECV pour compenser ce déficit ne pourraient suffire ;

- des batteries fixes Li-ion : RTE va installer en 2021/2022 un stockage de 72 MWh (répartis sur 3 sites de 24 MWh). Il en faudrait plus de 8000 pour compenser ce déficit de production, ce qui démontre qu'on ne peut raisonnablement reposer sur cette technologie. Elle vise surtout à atténuer les fluctuations rapides des intermittentes, sur des dizaines de minutes, pour limiter les investissements sur le réseau.
- Un prélèvement sur les batteries du parc de véhicules électriques : en supposant par exemple 15 millions voitures particulières raccordées au réseau en permanence acceptant de céder au réseau une part de la charge de leurs batteries, soit 10 kWh par batterie afin de conserver les besoins liés à la mobilité (1/4 à 1/8 de la charge totale). Dans ces conditions probablement optimistes et loin d'être démontrées, le réseau ne récupèrerait que 150 GWh, le quart du déficit de production.
- Les STEPs et leur 100 GWh de capacité totale ne sont pas davantage à la bonne échelle.
- L'hydrogène et sa contribution à la production de méthane de synthèse sont encore hypothétiques et un déploiement à grande échelle ne semble pas réaliste dans les 15 ans à venir. De plus le choix de la priorité à donner à la production de gaz vert pour le chauffage et l'industrie, ou à des stocks d'hydrogène pour la production d'électricité (piles à combustible), dans les transports ou pour le réseau d'électricité, est loin d'être évident compte tenu des rendements envisageables pour les cycles complets.

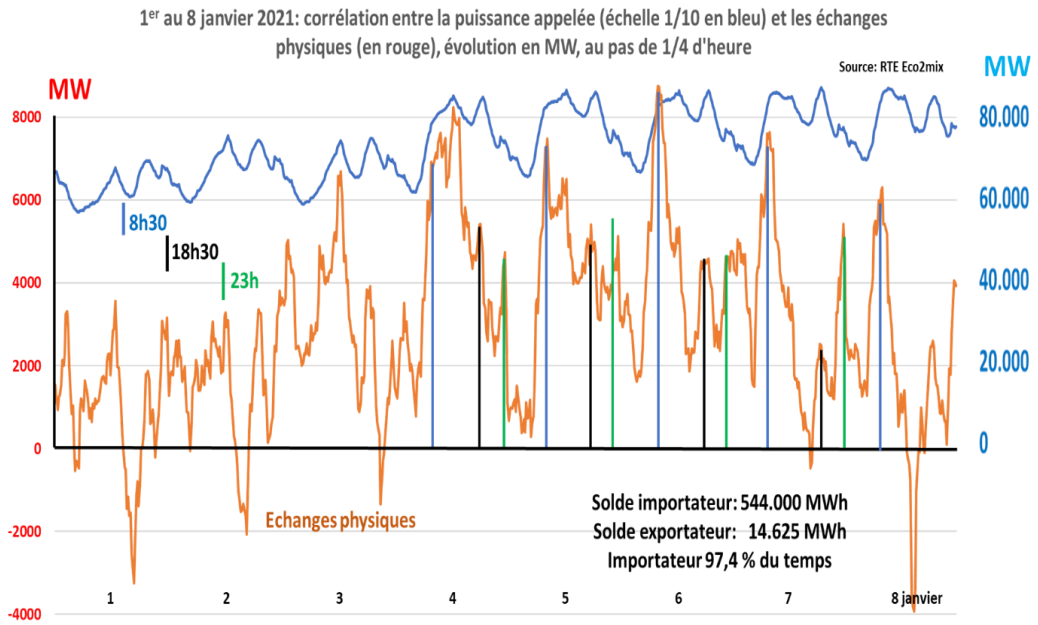
Globalement, on ne pourra compter avant longtemps sur les moyens de stockages autres que l'hydraulique de barrages et les STEPs pour compenser des périodes de déficit importantes des EnR intermittentes, au-delà de la dizaine d'heures, en particulier lors d'anticyclone massifs couvrant l'ouest européen, situations assez fréquentes en été, mais également en hiver. Et ce sera au prix d'une complexité coûteuse.

Apparait ainsi la différence entre éolien et solaire, qui sont des énergies primaires de flux, fatales et non pilotables, sauf éventuellement à la baisse, et les énergies primaires de stock. Le nucléaire restera essentiel, avec des taux de charges importants l'hiver.

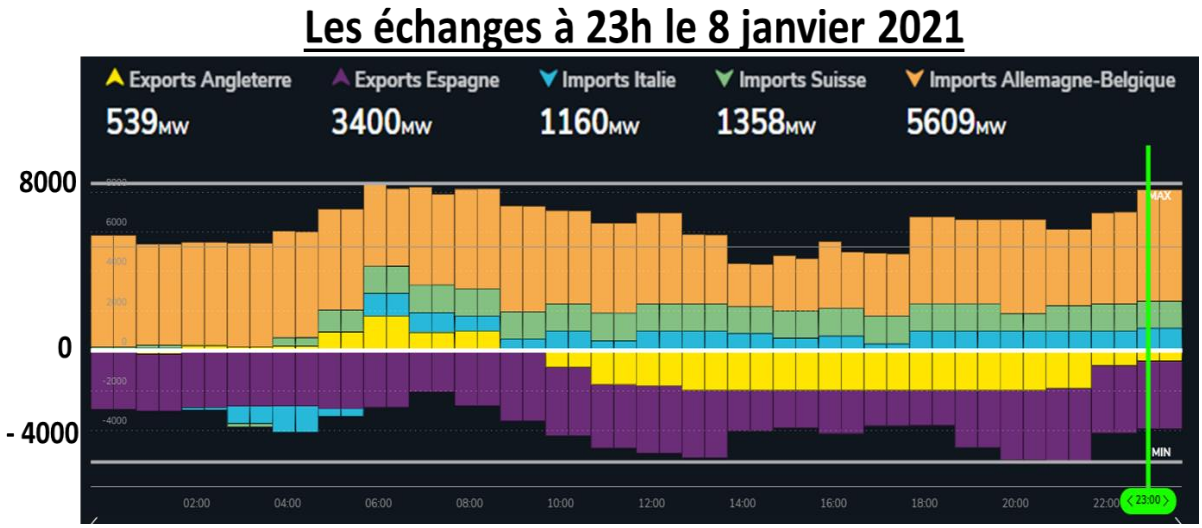
L'analyse de cet épisode hivernal est importante mais ne doit pas faire oublier la difficulté, peut-être plus importante encore, qui résultera de la variabilité du solaire en été, esquissée dans ***l'annexe 3****.*

Les importations

Elles ont été nécessaires pendant 97,4 % du temps. On constate sur la figure ci-dessous que la tension sur le réseau est la plus forte dès le début de l'activité économique le matin[3] , par manque de soleil. Il a été nécessaire d'importer (échelle de gauche en rouge) dès le WE du 1er, malgré une consommation limitée, puis fortement à partir du 4 janvier, en corrélation avec la consommation (échelle de droite en bleu au 1/10 pour faciliter la comparaison sur la figure).



Globalement les importations ont représenté en moyenne 4 % de notre consommation, avec un pic de puissance de 8,7 GW, soit 10 % de la puissance appelée. Il s'agit d'échanges physiques, l'origine des pays sollicités étant difficile à identifier car l'électricité circule en Europe à travers toutes les frontières, en fonction de la charge des lignes. Les échanges commerciaux aux frontières le 8 janvier 2021, ont été les suivants selon RTE.



[3] Une observation attentive de la figure montre l'importance des importations le matin vers 8h30 (traits verticaux bleus), ce qui est normal en hiver avec un solaire faible et tardif. Elles sont également fortes lors du pic du soir vers 18/19h (traits verticaux noirs) et vers 23h avec le déclenchement de la plage heures creuses (traits verticaux verts)

On note la fragilité des réseaux espagnol et anglais, très dépendants de l'éolien, et l'importance de l'Allemagne pour nous en raison de ses capacités fossiles encore très élevées, 82 740 MW et de son nucléaire, 10 800 MW en voie d'extinction. Mais la situation a été plus tendue que le laisse entendre cette figure puisque le solde des échanges commerciaux de l´Allemagne n´a été le 7 janvier que 0,6 GW. Si l´Allemagne a exporté à 9h (échanges commerciaux) notamment vers la France (~ 4 GW) et les Pays-Bas (~ 2 GW) elle a en même temps importé plus de 5 GW notamment du Danemark (~ 2 GW), de l´Autriche (~ 1,5 GW) de la Pologne (~ 0,7 GW) de la Suède (~ 0,4 GW) et de la Tchéquie (~ 0,2 GW).

L'importance des importations françaises pose questions :

- Reposent-t-elles sur des choix économiques seulement ?
- Quelle priorité est donnée à la lutte contre le changement climatique, si elle existe?
- Quelle est la politique de limitation du déséquilibre de notre balance commerciale ?
- Qui est responsable des compromis à établir? Et quel est le rôle de RTE ?

À titre de comparaison en Allemagne, selon la loi sur le secteur de l'énergie, l'Agence fédérale des réseaux est chargée de la surveillance en continu de la sécurité de l'approvisionnement. Elle s´appuie sur l´avis des 4 gestionnaires de réseaux allemands qui vérifient pour chaque centrale destinée au déclassement son importance systémique. Si le résultat est positif, la centrale concernée restera en réserve stratégique et ne sera pas déclassée définitivement. Une telle organisation ne semble pas exister en France.

L'hydroélectricité

Elle a été largement sollicitée pour ajuster la production à la consommation. Elle repose sur 4 piliers :

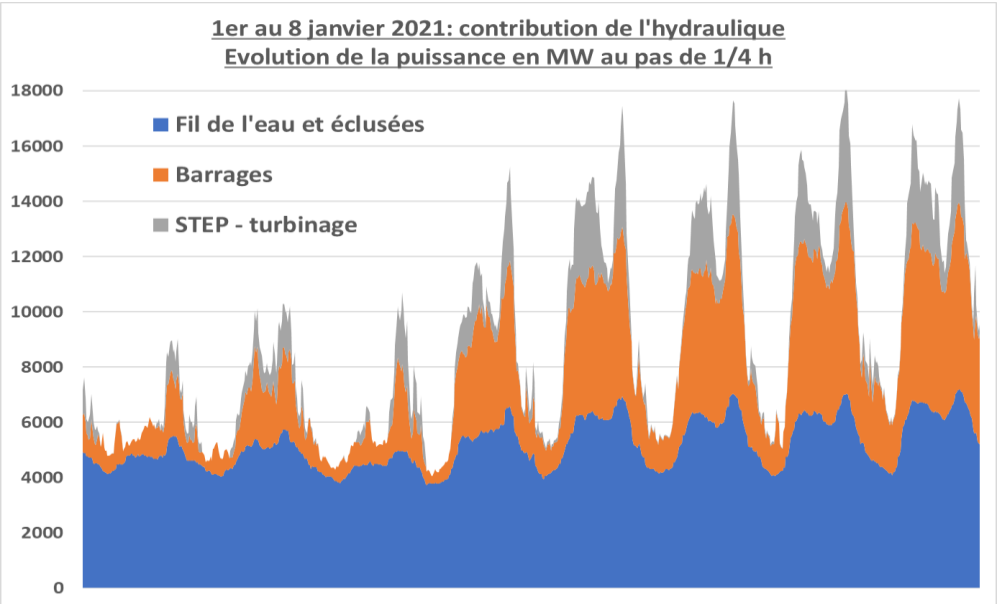
- la production au fil de l'eau, variable avec les saisons et la pluviométrie ;
- la production des éclusées, variable avec les saisons et la pluviométrie, mais partiellement pilotable à l'échelle de la journée ;
- la production des barrages, indispensable sur les trois temporalités quotidienne, hebdomadaire et saisonnière, mais qui est soumise à des contraintes supplémentaires, niveau des remplissages, prévisions météorologiques d'alimentation et autres usages éventuels de l'eau (agriculture, loisirs), tout ceci dans un cadre réglementaire très strict ;
- les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEPs) en fonction du remplissages par pompage des barrages hauts, ce qui implique d'avoir disposé d'une surproduction d'électricité auparavant.

C'est ainsi par exemple qu'à la pointe de consommation du 7 janvier à 19h les performances de l'hydraulique, exceptionnellement élevées, à un niveau difficilement surpassables, étaient les suivantes :

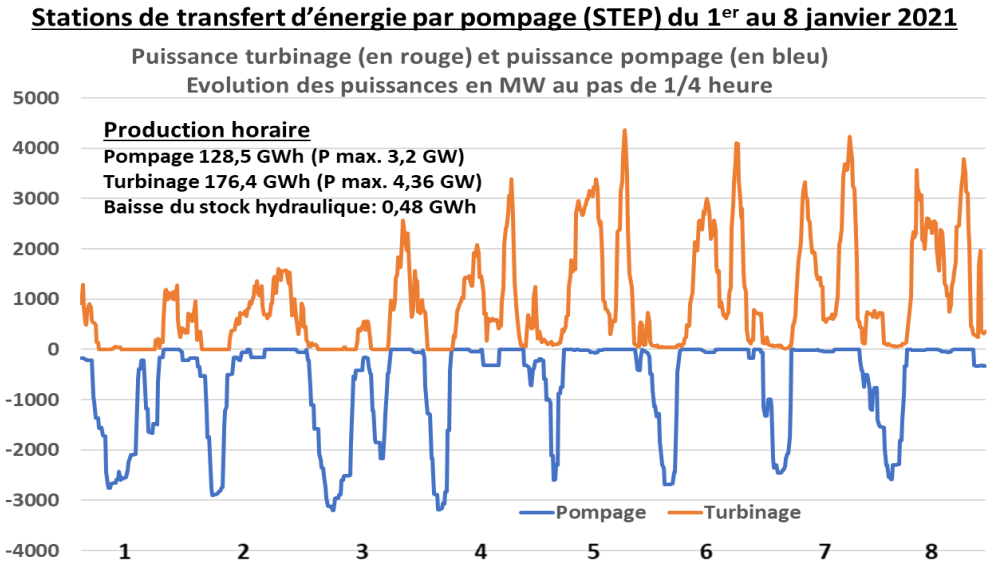
	P installée MW	P max MW délivrée	%
Fil de l'eau	**7600**	**4000**	**52,6**
Eclusées	**4000**	**3300**	**82,5**
Barrages	**9000**	**7000**	**77,8**
STEP	**5000**	**4000**	**80,0**
Total	**25600**	**18300**	**71,5**

La figure ci-dessous montre clairement la souplesse qu'elle apporte à notre mix électrique. Le fil de l'eau, environ 4 GW en cette saison, a offert un supplément de 3 GW environ, grâce aux éclusées. Les

barrages ont contribué pour des puissances allant jusqu'à 7 GW et les STEP 3.5 GW (voir ci-dessous), soit un total de 18 GW pour l'ensemble de l'hydraulique. Le stock hydraulique a été sollicité et fragilisé.



Le stockage d'électricité dans les Stations de transfert d'énergie par pompage, les STEPs, est essentiel. Les contributions du pompage (stockage) et du turbinage (production) ont été les suivantes :



128 GWh d'énergie ont été stockés la nuit dans les barrages hauts par les STEPs durant cette semaine, soit moins de 1 % de la consommation. La période de stockage continu la plus importante, du samedi 2 à 20 h au dimanche 3 à 18 h, a cumulé 29,3 GWh avec une puissance de pompage maximale de 3.2 GW.

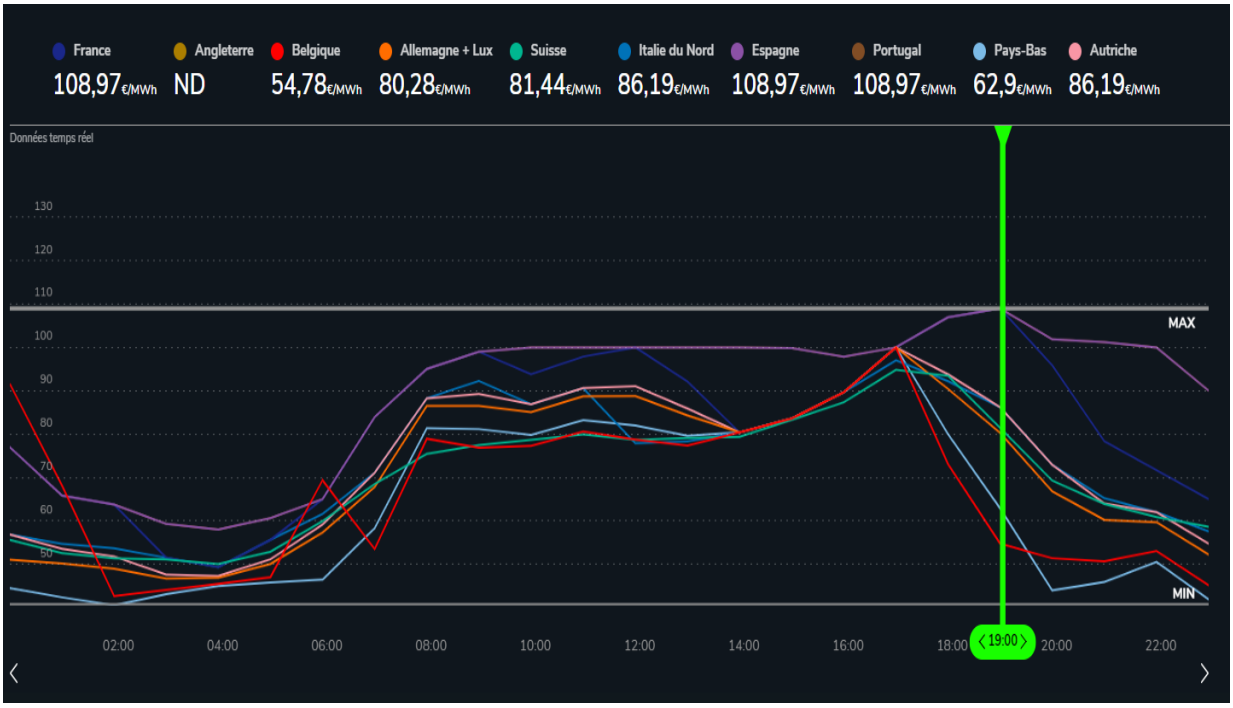
Le turbinage, plus important, a mobilisé la quasi-totalité de la puissance installée (4,5 GW sur 5 GW), une partie du stock « saisonnier » des barrages haut ayant été prélevé pour compléter les apports par turbinage des STEPs.

La contribution de l'hydraulique à notre mix est majeure et souligne la nécessité de rejeter la mise en concurrence de nos réservoirs demandée par l'Europe, une tiers d'entre eux étant concernés.

Évolution du prix spot

Sur un plan économique, le résultat est que nous importons quand le prix spot est haut, les rares exportations correspondant à des prix bas. Cet effet est cependant limité par le fait qu'une partie notable des achats résulte de contrats.

Le 7 janvier, le prix spot de l'électricité en France s'établissait à 99 €/MWh le matin à 9h et à 109 €/MWh à 19 h avec une valeur basse de 49 €/MWh à 4h.



Les émissions de CO_2

Elles ont évolué de 34 à 93 g/kWh, avec une moyenne de 64 g/kWh. Elles sont notablement supérieures à la moyenne annuelle, de 40 g/kWh selon RTE.

À ces émissions, 869 milliers de tonnes de CO_2 en 8 jours, il faut ajouter les émissions attribuables aux importations, issues en grande partie de centrales fossiles. En estimant les émissions moyennes de celles-ci a environ 750 g/kWh, il faudrait ajouter environ 418 milliers de tonnes, soit un total de 1.287 milliers de tonnes de CO_2 en 8 jours. La valeur réelle de nos émissions pendant cette période aurait donc été de 91 g/kWh. Pour rappel les deux réacteurs de Fessenheim auraient évité l'émission de 358 milliers de tonnes de CO_2.

Incident du 8 janvier 2021

Un incident a eu lieu à 14 :05 CET sur le réseau synchrone européen, avec un baisse instantanée de la fréquence de 250 mhz sur ce réseau. Il a dû être scindé très rapidement en deux parties en raison de défaillances en cascade d'éléments du réseau.

RTE a officiellement déclaré que cet incident était indépendant de la forte demande en France. Mais la question doit être posée du risque de nouvelles occurrences et de la responsabilité des gestionnaires des réseaux. La question est d'autant plus d'actualité que les capacités pilotables européennes pourraient diminuer considérablement dans les 15 prochaines années, d'environ 70 à 80 GW, sauf construction de nouvelles centrales à gaz, pourtant émettrices majeures de gaz à effet de serre.

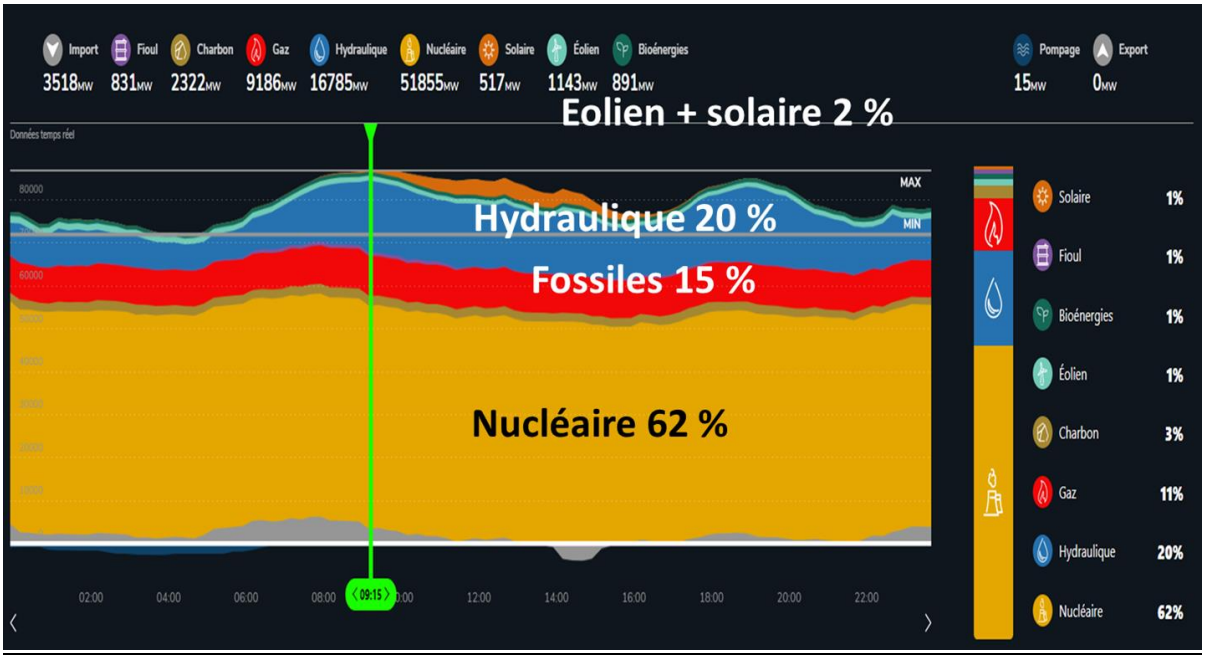
En conclusion, l'analyse de cet épisode hivernal de consommation élevée (pourtant loin des pics historiques observés) montre à quel point la sécurité d'alimentation est mise en risque dès que le vent faiblit durablement en hiver, le photovoltaïque étant très faible dans tous les cas en hiver.

Seuls les moyens pilotables, nucléaires et hydrauliques, sont à même d'assurer cette sécurité d'alimentation sans émettre de CO_2, en l'absence de moyens de stockage de masse qui sont encore très hypothétiques. Réduire la capacité nucléaire dans ces conditions mènerait directement à des coupures d'électricité tous les hivers dans le meilleur des cas, sans exclure de possibles blackouts qui auraient des conséquences gravissimes.

ANNEXE 1

Détail de la journée du 8 janvier en France et en Allemagne

RTE a incité les Français à réduire leur consommation d'électricité le 8 janvier 2021 : *« Du fait de la baisse des températures (entre -4 et -4,5°C sous les normales de saison), la consommation d'électricité des Français atteindra demain un haut niveau (prévision 88 000 MW). La production devrait être suffisante (88 200 MW) pour couvrir tous les besoins des Français. Néanmoins, les marges de sécurité seront réduites. ».* Quelle fut la réalité de cette journée :



La production s'est répartie comme suit :

Vendredi 8 janvier 2021 à 9h15	Production horaire MWh	% de la production	Puissance moyenne P installée %	
Nucléaire	51866	58,6	84,7	
Hydraulique	16383	18,5	63,8	
Gaz	9178	10,4	75,3	65,8
Charbon	2228	2,5	74,3	
Fioul	832	0,9	24,5	
Bioélectricité	892	1,0	41,2	
TOTAL énergies pilotables	81379	92,0	75,3	
Eolien	1129	1,3	6,5	
Solaire	773	0,9	7,7	
Total énergies intermittentes	1902	2,2	6,8	
Importations	5169	5,8		
Consommation	88450			

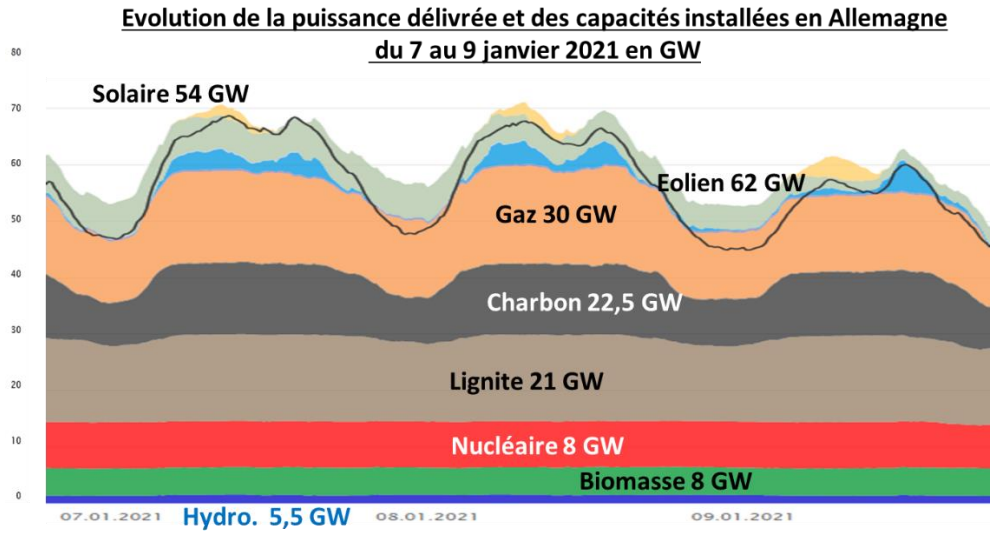
Madame Pompili a mis en cause notamment la pandémie du Covid-19 qui a bousculé le planning de maintenance des réacteurs nucléaires. *« On a un problème avec cela. Comme on a 70 % de notre électricité qui est liée au nucléaire, quand on a un problème sur le nucléaire, derrière il faut gérer ».*

Cette déclaration est surprenante car le tableau montre clairement la faiblesse de la contribution des énergies intermittentes

Malgré un taux de disponibilité du nucléaire plus faible que les années précédentes, de 5 à 6 % en cette saison , c'est lui qui a, et de loin, la meilleure disponibilité. Celle des centrales à combustibles fossiles, moins bonne, peut résulter du cyclage auquel elles sont soumises pour suivre la production des EnR.

Un constat évident en cette journée : absence des EnR intermittentes (minimum 1,07 GW pour 27,5 GW installés), appel au charbon et au fioul (maximum 3,17 GW), importations (maximum 6,3 GW, certainement d'origine fossile pour l'essentiel), et une production hydraulique à son maximum, avec réduction du volume stocké dans les barrages.

En cette même journée l'Allemagne était dans une situation comparable, comme le montre la figure ci-dessous :



À 9h l'électricité intermittente allemande ne dépassait pas 5.55 GW pour une puissance installée de 116 GW et les énergies carbonées représentaient 65 % de la production. A titre de comparaison le GW nucléaire produisait 21 fois plus d'électricité. Par rapport à la France, l'Allemagne disposait cependant d'une réserve de puissance pilotable de 93 GW environ, pour une consommation plus faible de 8 GW.

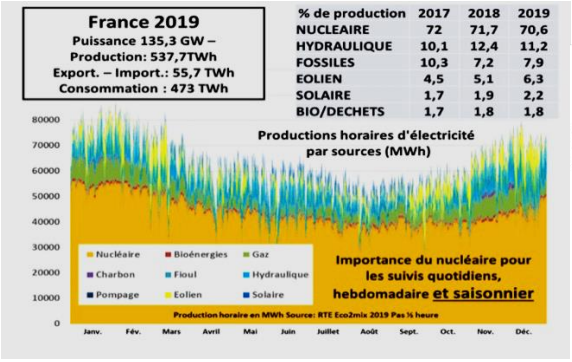
Au Royaume-Uni, la UK National Grid doit désormais lancer des alertes sur la sécurité d'approvisionnement électrique (3 fois en décembre, puis en janvier) qui, selon le Financial Times, résultent de la croissance des énergies renouvelables intermittentes et de l'élimination progressive des centrales à charbon.

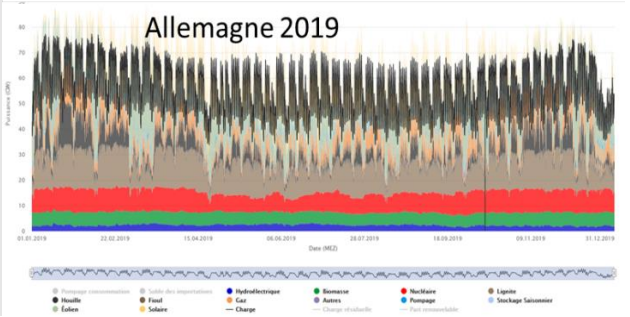
RTE devra de plus prendre en compte dans les années à venir une disponibilité hivernale un peu inférieure des centrales nucléaire à celle des années 2010/2016, de 51 à 53 GW au lieu de 55 à 59 GW, en raison des travaux imposés par l'ASN à l'occasion des révisions requises pour l'extension au-delà de 40 ans de l'exploitation des centrales. Le situation restera donc tendue pour longtemps et l'objectif de diminution de 11 GW de la puissance nucléaire ne sera pas tenable. Environ 80 GW de capacité européenne devraient disparaitre d'ici 2035 d'après France Stratégie dans les pays limitrophes, sur 450, soit 18 % de la puissance pilotable (Annexe 4).

Annexe 2

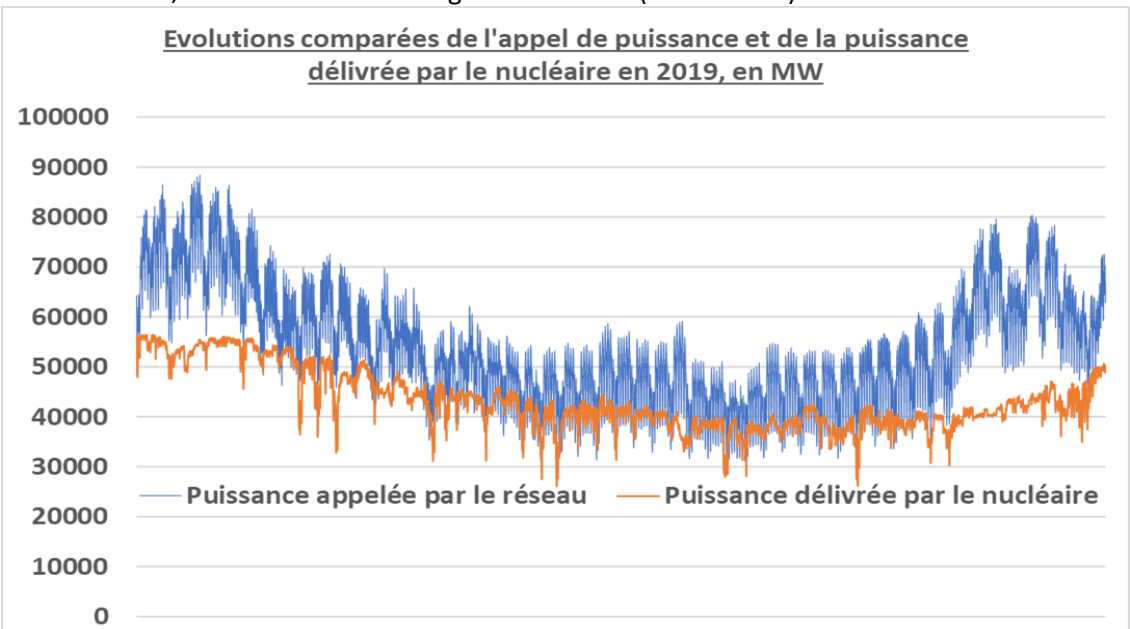
Les variations saisonnières et le chauffage électrique.

Cette journée du 8 janvier est instructive sur l'évolution du mix une journée froide. Le chauffage électrique est en effet fréquemment mis en cause pour expliquer certaines caractéristiques du fonctionnement du mix électrique français en hiver. Son impact est réel et se voit sur la production annuelle qui est d'un tiers supérieure en hiver. Il est moins important dans les autres pays, comme le montre la situation allemande avec un écart de 16 %, cependant non négligeable.





L'observation de la consommation annuelle confirme ce qui est observé lors de la première semaine de janvier. Les amplitudes des variations quotidiennes et hebdomadaires ne sont pas très différentes en été et en hiver, comme le montre la figure ci-dessous (année 2019) :



La puissance appelée varie d'environ 12 % en journée la semaine et de 20 % entre la nuit et le jour. Ces variations sont compensées par l'hydraulique, le gaz et le nucléaire.

La variation de la puissance appelée en milieu de journée entre hiver et été est de 35% environ, alors la puissance délivrée par le nucléaire varie de 26 % environ grâce à des arrêts pour rechargement et maintenance programmés surtout les 6 mois d'été. On note donc l'importance du nucléaire pour assurer le suivi saisonnier, même si son apport ne couvre pas la totalité de la variation saisonnière de la consommation.

Cette variabilité saisonnière est bien sûr normale pour un pays tempéré comme le nôtre. On trouve les mêmes tendance avec le gaz, avec un écart de 25 % de la consommation entre été et hiver dans le résidentiel/tertiaire, ce qui est comparable à ce qui est constaté pour l'électricité étant donné le rôle de cette dernière pour l'éclairage. La quantité d'énergie finale consommée annuellement dans le résidentiel et le tertiaire est comparable en 2019, 298 TWh pour l'électricité et 225 TWh pour le gaz.

La raison de cette sensibilité à la température de la consommation électrique résulte bien sûr du chauffage, mais il est impossible d'obtenir de RTE son évaluation de la contribution du chauffage électrique d'appoint qui est largement utilisé dans les passoires énergétiques, généralement chauffées au gaz ou au fioul. La sensibilité au niveau du pays, soit 2 300 MW par degré de température selon RTE, est donc notablement surévaluée sachant que le chauffage électrique s'est vu imposer depuis plus de 30 ans une bonne qualité d'isolation.

Que nous dit ce 8 janvier en début de journée:

- le maintien en opération de Fessenheim et un démarrage de l'EPR auraient apporté 3,5 GW de plus et permis d'éviter le fonctionnement des centrales à charbon et fuel françaises, ou de réduire des deux tiers les importations. La base nucléaire en hiver est essentielle du point de vue climatique !
- L'hydraulique a eu un rôle majeur pour assurer le suivi quotidien, avec 18 % de la production au pic de la journée car le nucléaire était en retrait de 4 à 5 GW par rapport à 2019. Ce constat confirme qu'il serait insensé d'accepter de passer sous le joug européen, qui exige la mise en concurrence au niveau européen de nos barrages : ce serait une faute majeure. Les français auraient-ils payé des investissements, gigantesques pour l'époque de construction, pour aider allemands ou danois à compenser l'intermittence de leur productions?
- Le recours au gaz pour la production d'électricité est bien sûr plus important en hiver , mais il faut retenir que la part carbonée annuelle de notre électricité est inférieure à 7 %. L'appel au gaz en période de forte consommation est parfaitement justifié compte tenu du niveau d'investissements requis par rapport à celui mobilisé pour les autres énergies pilotables et le nucléaire en particulier, même si son coût « combustible » est plus élevé. Il reste préférable aux importations quand elles sont d'origine charbon. Mieux vaudrait s'attaquer aux émissions de CO_2 des transports et des bâtiments (62 % des émissions françaises).
- L'apport des énergies renouvelables intermittentes, qui peut être parfois très limité par temps calme et hivernal comme en ce début janvier, permet de limiter l'appel au gaz (et bien sûr au charbon), mais au prix de surinvestissements importants, et avec des gains infimes sur les émissions.

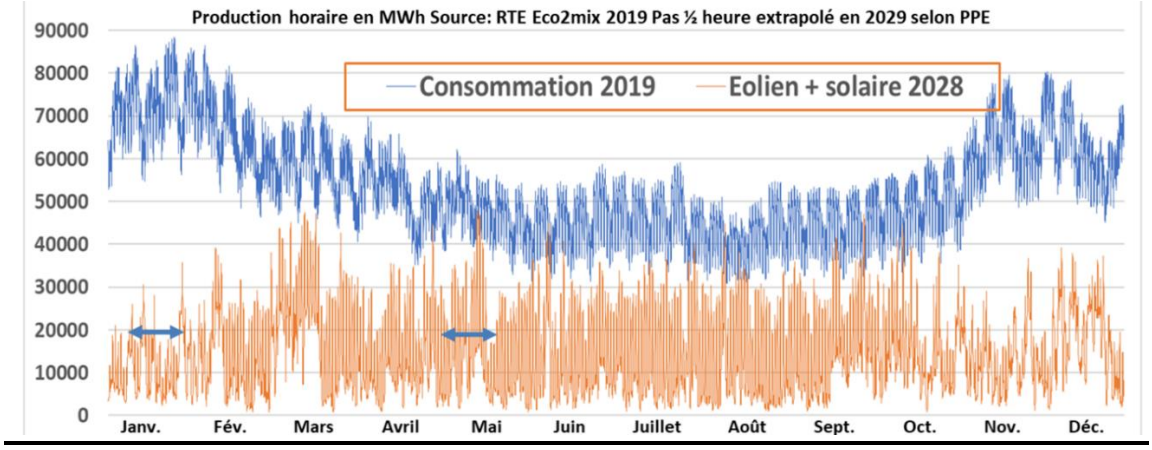
On voit clairement que la recherche d'un bon mix électrique devrait prendre en compte souplesse d'utilisation et coût minimal de la tonne de CO_2 évité par l'ensemble du parc. Et certes pas une réduction « idéologique » du nucléaire alors qu'il est essentiel comme énergie non carbonée de base en période froide et comme moyen de production souple si la température est clémente.
Pour mémoire en France le nucléaire émet 6 gCO_2/kWh et le gaz 418, soit 70 fois plus pour la production d'électricité selon la Base carbone de l'ADEME.

Annexe 3

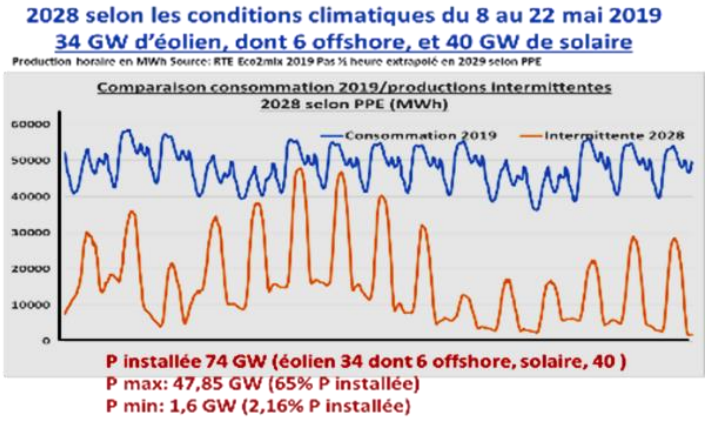
Comment gérer le solaire en été ? Peut-être les principal talon d'Achille d'une forte pénétration de l'électricité intermittente

La PPE prévoit en 2028 un doublement de l'éolien et un quadruplement du solaire photovoltaïque par rapport à fin 2020. On peut facilement montrer les conséquences d'un tel envol en supposant un climat voisin de l'actuel (en prenant par exemple comme référence l'année 2019, bien documentée), une consommation identique, et en amplifiant les productions éolienne et photovoltaïque au prorata des puissances installées pour les trois sources : éolien onshore et offshore, et solaire ?

La figure ci-dessous montre clairement qu'été comme hiver une puissance pilotable voisine de la consommation sera nécessaire pratiquement tous les jours, mais aussi qu'avec les puissances intermittentes envisagées, ces moyens de production pilotables seront soumis à des variations de puissance considérables.



Si on observe plus en détail la période correspondant aux conditions d'ensoleillement de mai/juin 2019 (figure ci-dessous) on peut réaliser ce que représentera le suivi de la production. L'obligation d'utiliser prioritairement l'électricité intermittente obligera souvent à arrêter ou réduire drastiquement pour quelques heures la production de la quasi-totalité des centrales pilotables, aux dépens de leur rentabilité, mais surtout sans avoir même étudié leur conditions réalistes d'exploitation . Il faudra également prendre en compte la simultanéité des productions solaires des pays voisins et la compétition qui s'ensuivra sur le réseau européen interconnecté. La situation sera d'autant plus préoccupante qu'on ne pourra toujours pas compter dans 8 ans sur des moyens de stockage de masse de l'électricité. Les obligations d'effacement des productions pourraient devenir insupportables pour l'activité économique.



Annexe 4

Evolution des puissances en Europe occidentale de 2020 à 2035

Source : France stratégie

https://www.strategie.gouv.fr/publications/securite-dapprovisionnement-electrique-europe-horizon-2030

Codes couleur *« scénario technique »*

« scénario probable »

« scénario possible »

résultat de calcul Excel

2020 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	90,3	86,4	12,7	53,2	55,4	64,9	17,5	381,2
Puissance ENRi	2 à 15%	27,9	117,5	7,4	38,2	36,5	34,2	2,9	264,6
Demande de pointe		94,3	90,2	12,6	41,0	60,0	60,0	11,0	369,1
Effacements/stockage CT		3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
Marge à la pointe		1,0	4,6	0,9	15,2	-1,0	6,4	6,6	33,6
Interconnexions		9,8	2,4	1,6	1,8	1,8	1,0	1,2	9,8

2025 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	89,2	72,0	9,6	53,7	50,2	64,6	17,3	357,3
Puissance ENRi	2 à 15%	53,7	147,6	10,5	66,6	46,0	40,0	4,5	368,9
Demande de pointe		94,3	91,0	13,9	46,9	60,0	60,0	11,0	377,1
Effacements/stockage CT		3,0	2,0	0,5	1,0	1,0	3,0	0,5	11,0
Marge à la pointe		1,7	-7,0	-2,8	12,3	-3,7	9,4	6,9	16,7
Interconnexions		12,0	2,4	1,6	1,8	3,0	2,0	1,2	12,0

2030 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	80,8	70,0	7,6	46,0	45,9	58,5	14,7	323,4
Puissance ENRi	2 à 15%	75,0	186,0	15,0	96,5	50,0	45,9	6,3	474,7
Demande de pointe		94,3	92,0	14,5	49,6	60,0	62,0	11,0	383,4
Effacements/stockage CT		3,5	4,0	1,0	2,0	2,0	6,0	1,0	19,5
Marge à la pointe		-4,9	-5,9	-4,5	4,3	-6,3	4,8	4,9	-7,5
Interconnexions		14,0	2,4	1,6	3,0	3,8	2,0	1,2	14,0

2035 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	73,1	67,5	8,1	45,1	45,9	58,5	14,7	312,8
Puissance ENRi	2 à 15%	105,0	220,0	15,0	115,0	55,0	58,9	8,5	577,4
Demande de pointe		94,3	95,0	15,5	52,0	60,0	65,0	11,0	392,8
Effacements/stockage CT		4,5	7,0	1,5	5,0	5,0	6,0	1,5	30,5
Marge à la pointe		-9,2	-6,1	-4,5	4,8	-2,3	2,3	5,4	-9,6
Interconnexions		16,0	2,4	1,6	3,5	4,3	3,0	1,2	16,0

Coefficient :

- Puissance pilotable disponible à la pointe de consommation
- Participation de l'électricité intermittente à la pointe de consommation