



EPR, un pari industriel à risque

Bertrand Château

31/05/2021

L'industrie électronucléaire française fait de la relance du nucléaire en France via les EPR un axe central de sa stratégie industrielle. C'est son droit. Mais la réussite de ce pari industriel ne va pas de soi, loin s'en faut, tant les incertitudes géopolitiques, économiques, financières, environnementales, semblent aujourd'hui importantes. Or, l'Etat détient 84% du capital d'EDF et 70 % de celui d'ORANO, et il est son propre assureur en cas d'accident nucléaire. Bref, si ce pari industriel échoue, si l'industrie en question perd de l'argent – et elle peut en perdre énormément – ce sont les contribuables qui paieront in-fine la note par l'impôt. Un examen critique de ce pari industriel doit donc être entrepris de façon rigoureuse et indépendante, et ses résultats doivent être communiqués à l'ensemble des organes représentatifs de la collectivité nationale, avant toute prise de décision par l'Etat.

Cet examen critique doit aborder deux aspects majeurs qui conditionneront le succès ou l'échec de ce pari, du point de vue de la collectivité nationale : sa capacité à minimiser le coût global de la transition énergétique vers la neutralité carbone en 2050 et sa capacité à dynamiser la croissance industrielle et la croissance économique au sens large de la France pour les décennies à venir.

Cette note se propose de détailler les différentes facettes de ces deux aspects. Ne disposant pas des outils de calcul complexes nécessaires à un examen quantitatif approfondi, et n'ayant pas accès à certaines données sensibles, on ne peut toutefois pas prétendre apporter des conclusions définitives sur ces différents aspects. Par contre, les données accessibles et les résultats préliminaires de travaux menés par des organismes habilités, comme RTE, l'ADEME et Enerdata, permettent à ce stade de pointer les faits saillants relatifs à ces différents aspects, voire d'en tirer des conclusions préliminaires.

1. EPR ET COUT GLOBAL DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE VERS LA NEUTRALITÉ CARBONE

Le coût global de la transition énergétique doit être appréhendé en croisant ses trois composantes principales : les quantités d'énergie nécessaires pour satisfaire l'ensemble des besoins, les coûts de mise à disposition de cette énergie aux consommateurs finals, les externalités liées aux différentes formes d'énergie. On se concentre ici sur l'électricité, considérée comme le « nerf de la guerre » de la transition énergétique vers la neutralité carbone.

1.1. Quelle consommation ?

La question centrale est celle-ci : dans quelle mesure un développement rapide de l'EPR est susceptible d'influencer significativement la dynamique de la consommation d'électricité, et plus généralement celle de l'énergie en général, par rapport à d'autres options stratégiques.

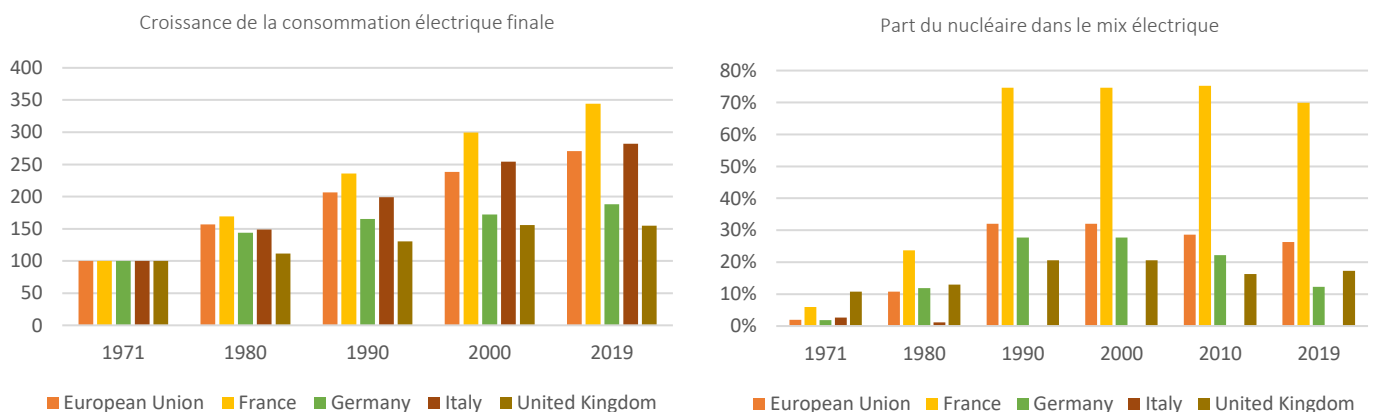
Un peu d'histoire

L'histoire des 40 dernières années nous apporte quelques éclairages sur ce point.

On constate d'abord que la justification économique du nucléaire a toujours eu besoin de perspectives de croissance forte de la consommation d'électricité. Au milieu des années '70, le programme Messmer de développement de l'électronucléaire trouvait une partie de sa justification dans une projection de consommation électrique très élevée, 360 TWh pour l'an 1985 contre 160 TWh en 1973 (CGP, 1973). Déjà fortement contestée à l'époque¹, cette projection s'est révélée finalement très supérieure à la consommation réelle observée en 1985 : 249 TWh, soit 111 TWh de moins que prévu (- 30%) à une échéance de 12 ans ! Et que dire de la projection de 1000 TWh pour l'an 2000 retenue par EDF et le CEA en 1974 à l'appui de la stratégie nucléaire, qui s'est révélée surestimée d'un facteur 2,3 par rapport à la réalité observée cette année-là ! Heureusement, les exportations d'électricité nucléaire vers nos voisins européens ont permis de limiter l'impact de cette erreur d'appréciation sur le coût du kWh nucléaire, mais ce n'était pas ce qui avait été présenté aux décideurs publics...

On constate ensuite que depuis 40 ans, la part du nucléaire dans le mix électrique et la consommation d'électricité ont cru, simultanément, beaucoup plus rapidement en France que partout ailleurs en Europe.

Figure 1: Part du nucléaire et consommation d'électricité en Europe



Source : Enerdata, GlobalStat

Historiquement donc, le fort développement du nucléaire en France a bien eu un effet spécifique incontestable d'entraînement à la hausse de la consommation électrique, dans le sillage du slogan de l'époque « tout électrique, tout nucléaire »

¹ IEJE, *Alternatives au Nucléaire*, PUG, 1975

Qu'en déduire pour l'EPR ?

Comme indiqué dans la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC)², tendre vers la neutralité carbone exigera une forte électrification des usages énergétiques dans tous les secteurs, combinée à une production d'électricité décarbonée. La projection de référence de la SNBC indique 650 TWh en 2050, pertes de transport-distribution comprises. Cette projection, non associée à un mix particulier de production électrique, est présentée par la SNBC comme indicative, autrement dit comme une sorte de pivot autour duquel doit s'articuler la réflexion prospective sur la demande, ce à quoi se livrent actuellement RTE et l'ADEME.

Sans entrer dans l'ensemble de la discussion prospective concernant la consommation future d'électricité, on se contentera ici d'aborder la question des impacts du mix de production d'électricité décarbonée, avec ou sans EPR, sur la demande future d'électricité. Comme le montre l'expérience des pays dotés de grandes richesses hydroélectriques (Québec, Norvège) et celle de la France avec le nucléaire (cf. supra), le développement des modes de production électriques « pilotables » de grande puissance et très capitalistiques tire fatalement la consommation à la hausse (recherche de rentabilisation d'investissements très lourds par l'action commerciale). Cela notamment via la substitution de l'électricité aux combustibles dans certains usages finals (chauffage domestique, eau chaude sanitaire, usages thermiques industriels à haute température...). A l'inverse, le développement des micro-installations de type producteur-consommateur tend à freiner la hausse des consommations en privilégiant les équipements consommateurs les plus performants, en limitant le recours à l'électricité dans les usages thermiques à basse température et en induisant des comportements plus rationnels (recherche de la maximisation de l'utilité des m² de capteurs photovoltaïques par exemple).

Le scénario de référence SNBC considère un très large développement de l'électricité dans tous les usages dans les bâtiments³, excepté le chauffage du fait du chauffage urbain. Dans un avenir énergétique faisant une large place à l'EPR, cette hypothèse paraît globalement pertinente, à l'exception toutefois d'une probable sous-estimation de la pénétration de l'électricité dans le chauffage. Si l'on renonce à l'EPR, l'exception mentionnée pour le chauffage devrait être au contraire élargie et étendue à l'ensemble des usages thermiques à basse température. Quel intérêt y aurait-il en effet à produire, transporter et distribuer de l'électricité ex-renouvelables pour la dégrader en chaleur à basse température alors que l'on pourrait utiliser directement les énergies renouvelables, disponibles in-situ, particulièrement adaptées à ce type d'usage (solaire direct, biomasse directe ou via les réseaux de chaleur, biogaz)? Pour les autres usages électriques, il est vraisemblable que les gains d'efficacité seront plus forts dans un scénario sans EPR, a fortiori s'il comporte une part importante de solaire décentralisé, thermique et photovoltaïque.

Une autre interrogation porte sur l'industrie. La projection de référence SNBC, qui envisage une croissance de plus de 50% de la consommation électrique de ce secteur d'ici 2050, se heurte à deux faits historiques. Depuis 30 ans, toutes les prévisions énergétiques officielles à long terme ont toujours fortement surestimé l'évolution réelle de la consommation d'énergie de l'industrie⁴. La consommation d'électricité de l'industrie stagne depuis 30 ans autour de 120 TWh, malgré un

² Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, *Stratégie nationale bas-carbone*, Mars 2020

³ Enerdata, ODYSSEE data base

⁴ B. Château, Les prévisions officielles de demande d'énergie à 2020 pour la France, *Revue de l'Energie N°652*, Septembre 2020

mouvement continu d'électrification des usages. On peut certes considérer une certaine croissance dans un avenir faisant une large place à l'EPR, pour les raisons évoquées plus haut, mais probablement pas à la hauteur de ce qui est suggéré par la SNBC. Dans un avenir sans EPR, la recherche d'une plus grande efficacité énergétique et le recours à des combustibles neutres sur le plan des émissions de GES limiteraient encore plus le recours à l'électricité.

Pour les autres secteurs – transport, agriculture, production d'hydrogène, secteur énergétique – les projections SNBC paraissent en phase avec l'option EPR. En revanche, pour les transports et la production d'hydrogène, elles paraissent nettement surestimées dans un avenir sans EPR, notamment dans l'option solaire décentralisée.

En première analyse, la projection SNBC pourrait donc s'avérer globalement cohérente en volume avec un mix électrique faisant une place importante à l'EPR, avec toutefois quelques légères modifications sectorielles. Mais dans l'hypothèse contraire, où le nucléaire viendrait à disparaître, elle serait alors fatalement surévaluée, toutes choses égales par ailleurs (même croissance économique, même niveau de satisfaction des besoins). Pour fixer les idées, si on réfère aux travaux prospectifs en cours (ADEME notamment), une différence de l'ordre de 100 TWh en 2050 entre ces deux avenir avec et sans EPR ne paraît pas déraisonnable.

1.2 Quels coûts de mise à disposition ?

Le coût de mise à disposition d'un kWh est la somme du coût de production correspondant, du coût de transport et distribution et du coût de la garantie de fourniture.

Coût de production

Le coût de production est formé de trois composantes : l'imputation au kWh produit des coûts en capital (CAPEX, amortissement plus charges financières, proportionnels à la puissance installée), les coûts variables d'exploitation (coûts fixes par kW de puissance électrique installé et coûts proportionnels aux kWh produits) et les coûts de combustible.

Selon les chiffres proposés par RTE (filiale d'EDF)⁵, les coûts d'investissements en 2020 des équipements de production d'électricité renouvelable sont, dans tous les cas de figure, inférieurs à ceux de l'EPR : 2600 - 3100 €/kW pour l'éolien off-shore (en Europe), 1300 €/kW pour l'éolien on-shore, 750 – 2370 €/kW pour le photovoltaïque et 4500 – 5800 €/kW pour l'EPR. Pour les renouvelables, RTE anticipe une forte baisse de ces coûts, par les effets d'apprentissage et de série, dans une fourchette 35% - 50% selon les technologies. RTE anticipe également une baisse pour l'EPR, du fait des effets d'apprentissage, mais plus faible (10% à 20%), et apparemment *sans prendre en compte les exigences probablement croissantes de sécurité et les coûts de démantèlement*.

Pour l'électricité d'origine renouvelable, ces coûts d'investissement sont basés sur des opérations achevées ou en cours. Pour l'EPR, il s'agit encore de coûts « affichés », très loin du seul coût connu aujourd'hui en France, celui du prototype de Flamanville (12 000 €/kWé). Un petit retour historique sur ce que recouvrent les coûts « affichés » s'impose donc. Le coût d'investissement du nucléaire (PWR) affiché en 1973 par la Commission PEON⁶ s'élevait à 1017 FF/kW, alors que la littérature scientifique de l'époque privilégiait plutôt une fourchette 1500 – 1700 FF/kW sur la base des

⁵ RTE, *Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »*, Janvier 2021

⁶ Production d'Electricité d'Origine Nucléaire

expériences américaines notamment⁷. Après coup, selon le Rapport de la Cour des Comptes (2012)⁸, le coût d'investissement réel a été de 1166 €/kW, soit l'équivalent de 1520 FF73, 49% supérieur à l'estimation initiale. A cela s'ajoute une différence de 44% entre le coût d'exploitation et de combustibles observé en 2010 (22 €/MWh⁹) et celui annoncé par la Commission PEON en 1973 (19,8 FF73/MWh). Il est à craindre que cette tendance à sous-estimer les coûts futurs, tant pour l'investissement que pour l'exploitation, se reproduise demain avec l'EPR. L'expérience de la Finlande et de Flamanville pour les deux premiers EPR construits n'est guère rassurante à cet égard !

Malgré donc un coût d'investissement au kW installé très élevé, supérieur à toutes les autres alternatives, notamment renouvelables, l'EPR pourrait néanmoins trouver sa justification économique dans trois arguments-clé : un facteur de charge très élevé (heures de fonctionnement par an) permettant de compenser largement le handicap du coût d'investissement au kW et de réduire fortement la part fixe des coûts variables, des coûts variables proportionnels faibles (effet d'échelle) et des coûts de combustibles faibles. Quel regard porter sur ces arguments ?

Les facteurs de charge habituellement annoncés ex-ante pour des réacteurs nucléaires sont ceux d'équipements fonctionnant en base, sans concurrence sur ce segment de la monotone de charge. Ils peuvent atteindre 90% dans certains cas. En France, où le parc nucléaire est considérable et contribue bien au-delà de la base stricto-sensu, on parle plutôt de 75%. Pour l'EPR, la situation se présente de façon bien différente, du fait du développement inéluctable de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, éolien et solaire en premier lieu, qui viendront concurrencer l'EPR dans la fourniture de base. En effet, dans le « *merit order*¹⁰ » du marché, les équipements à coût marginal nul, comme le sont tous ceux à base de renouvelables, sont appelées en premier (sauf pour l'hydroélectricité d'éclusée et de chute et les STEP¹¹ réservées au stockage et à la fourniture de pointe). Selon RTE, dans une vision pourtant favorable à l'EPR (scénario N2, 40 GW de nucléaire en 2050, dont 25 GW EPR), le *nucléaire produirait entre 190 et 220 TWh en 2050, soit un facteur de charge entre 54% et 63% (4800 – 5500 h/an), beaucoup plus faible que les 75% habituellement considérés.*

Si les équipements éoliens et solaires ont des coûts d'investissement plus faibles au kW, ils sont en revanche soumis aux aléas météorologiques et à l'ensoleillement, qui conduisent en moyenne à des facteurs de charge nettement plus faibles que ceux envisagés pour l'EPR. Ceci compense-t-il cela ? Le tableau ci-dessous montre l'impact du nombre d'heures d'utilisation annuelle sur le CAPEX¹² par kWh produit, en prenant l'EPR comme référence, et en supposant en première instance une durée d'amortissement et un coût du capital identiques.

⁷ Alternatives au Nucléaire, op cit

⁸ Cour des Comptes, *Les coûts de la filière électro-nucléaire*, Janvier 2012

⁹ Cour des Comptes, op cit

¹⁰ On appelle « *merit order* » l'ordre dans lequel les équipements de production sont appelés par le gestionnaire du réseau pour répondre à la demande, théoriquement en fonction de leurs coûts marginaux de production.

¹¹ STEP : Station de transfert d'énergie par pompage

¹² CAPEX : Capital Expenditure. Il mesure l'ensemble des coûts liés à l'investissement initial. Son imputation aux kWh produits dépend du niveau de production annuel moyen, du coût du capital et de la durée d'amortissement de l'investissement initial. Le CAPEX représente l'essentiel du coût des kWh éolien et solaire, les autres coûts (OPEX) étant très faibles, limités aux coûts de maintenance. Il constitue donc une excellente base de comparaison avec l'EPR, ce dernier ayant un OPEX plus élevé que ceux des renouvelables éolien et solaire.

Tableau 2: Comparaison des niveaux de CAPEX par kWh, indice, base coûts 2020

Technologies	Coût Invest €/kWé	Heures/an										
		1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	7000
Eolien off-shore posé	2600					0,91	0,79					
Eolien off-shore flottant	3100					1,08	0,95					
Eolien on-shore	1300		0,79	0,64	0,53							
PV au sol	750	0,61	0,46	0,37								
PV grandes toitures	1100	0,90	0,67									
PV maison	2370	1,93	1,45									
EPR référence	4500							1,22	1,10	1	0,92	0,79
EPR haut	5800							1,58	1,42	1,3	1,18	1,01

Les indices de ce tableau se lisent comme suit : une valeur de 0,9 traduit un CAPEX/kWh 10% plus faible que le CAPEX de référence (EPR de référence, 5500 h/an), une valeur de 1,2 traduit un CAPEX 20% plus élevé que la référence. Par exemple, le CAPEX par kWh d'une éolienne off-shore posée y apparaît inférieur de 10 à 20% à la valeur de référence (EPR de référence, utilisé 5500 h/an, soit un facteur de charge de 63%), et de 36 à 45% de l'estimation haute pour un EPR utilisé 5000 h/an (facteur de charge 57%).

Ce tableau montre, par les valeurs des CAPEX, que l'électricité issue des renouvelables garde un net avantage comparatif par rapport à l'EPR dès 2020 dans la plupart des cas (exception faite du PV sur maison), avantage qui devrait aller croissant avec le temps si l'on en croit RTE. La prise en compte de durées de vie différentes entre l'EPR (40 – 60 ans) et la plupart des renouvelables (supérieure quand même à 25 – 30 ans selon les technologies) limiterait certainement cet avantage comparatif, mais de façon modérée (effet de l'actualisation).

Pour la production d'électricité d'origine renouvelable, le coût variable proportionnel aux kWh produits est nul, et le coût fixe proportionnel à la capacité installée n'est formé que des coûts de maintenance, généralement faibles comparativement à l'EPR. Pour l'EPR, au-delà des coûts annoncés, deux éléments sont à même de grever à la hausse les coûts variables fixes par kWh produit : le renforcement probable des exigences de sûreté au cours du temps, notamment lors des visites décennales, entraînant des coûts de jouvence en hausse, et un facteur de charge plus faible qu'annoncé, du fait des renouvelables (cf. supra).

Les coûts de combustibles n'affectent que le nucléaire. Ils sont composés du coût d'acquisition du minerai d'uranium, du coût de fabrication des éléments combustibles et du coût de gestion des combustibles usés. Compte-tenu des perspectives modérées de développement du nucléaire dans le monde, le coût d'acquisition du minerai ne devrait croître que modérément. Le coût de fabrication des éléments combustibles ne devrait pas non plus connaître d'évolution marquée. Reste le coût de gestion des combustibles usés. Ce coût pourrait fort bien augmenter drastiquement dans les décennies à venir, pour deux raisons. La saturation progressive des sites de stockage actuels du fait du nucléaire existant et de son démantèlement, obligera à ouvrir de nouveaux sites, avec des difficultés croissantes en matière d'acceptabilité, et ce d'autant plus en cas d'arrêt du retraitement. La poursuite éventuelle du retraitement de ces combustibles exigera de nouvelles installations dont

le coût serait certainement très élevé du fait du renforcement des contraintes de sécurité, notamment pour les piscines d'entreposages des combustibles irradiés.

Coût de transport-distribution

Pour l'EPR, les coûts de transport-distribution de l'électricité par kWh devraient être analogues aux coûts actuels. Pour les énergies renouvelables, les situations sont contrastées. L'éolien off-shore induira des coûts spécifiques d'acheminement de l'électricité à la côte. L'éolien on-shore comme les fermes solaires photovoltaïques induiront une densification inéluctable du réseau de transport. En revanche le solaire photovoltaïque en toiture ne devrait avoir qu'une incidence marginale sur le réseau de distribution et de transport. D'un côté (éolien, fermes solaires) un probable renchérissement du coût de transport par kWh, de l'autre (PV sur toitures) une probable baisse de coût de distribution par kWh (d'autant plus forte que la part d'autoconsommation sera élevée). Plus la part du solaire décentralisé sera élevée, plus l'avantage comparatif de l'EPR sur les coûts de transport-distribution s'amenuisera.

Coût de la garantie de fourniture

Reste la question du coût de la garantie de fourniture, sujet particulièrement controversé. Garantie de fourniture signifie pouvoir délivrer à tout moment une électricité répondant à la puissance appelée, selon les exigences de tension et de fréquence spécifiques du réseau, sur lesquels sont alignés les équipements consommateurs (par exemple 220V, 50Hz en basse tension en France).

Pour des raisons économiques, une tolérance est toujours admise quant à la possibilité de répondre à la puissance appelée à tout moment, exprimée en un nombre d'heures annuel maximal de coupure admissible (taux maximal de défaillance). Cette tolérance est en principe la même quel que soit le mix de production électrique, autrement dit quelle que soit dans le futur la part du nucléaire et des renouvelables. Jusqu'à maintenant, cette garantie est assurée par des équipements dits « de pointe », turbines à gaz et hydraulique de barrage pour l'essentiel, parmi lesquels les STEP¹³, systèmes de stockage hydroélectriques. L'insertion d'électricité d'origine renouvelable variable (solaire, éolien) dans le mix électrique ne remet pas en cause ce schéma tant que sa part reste inférieure à un certain seuil, déterminé en grande partie par le degré de pilotage de la demande et la flexibilité des autres équipements (en l'occurrence le nucléaire existant en France)¹⁴. A partir de ce seuil, de nouvelles solutions doivent être mises en place pour respecter cette garantie sans augmenter les émissions de gaz à effet de serre : augmentation du pilotage de la demande, extension des solutions de stockage au-delà des STEP existantes et nouveaux équipements de production « pilotables » à partir de combustibles neutres au regard des émissions de GES. Selon RTE, cette garantie est d'ores et déjà globalement assurée jusqu'en 2035, quel que soit le rythme de développement de la production d'électricité solaire et éolienne. Au-delà, le déclin inévitable du nucléaire existant obligera à investir dans ces nouvelles solutions dites de « flexibilité », plus ou moins rapidement et à un niveau plus ou moins élevé selon le rythme de déclin du nucléaire existant, du rythme de progression du renouvelable et du développement éventuel des EPR, en lien donc avec la dynamique de la consommation. Le poids nécessairement considérable de l'électricité renouvelable dans le mix en 2050, obligera à investir en tout état de cause dans ces solutions de

¹⁴ On évoque aujourd'hui un seuil de l'ordre de 30% pour la France, compte-tenu du parc actuel.

« flexibilité », que l'on développe ou non les EPR. L'investissement sera nécessairement plus élevé si on renonce à l'EPR, mais la moindre consommation (cf. supra) jouera un rôle de modérateur.

Le maintien de la fréquence sur le réseau, assuré aujourd'hui par les machines tournantes synchrones qui équipent la plupart des équipements de production électrique, pose un problème spécifique avec les renouvelables. Ce problème peut être résolu grâce à de l'électronique de puissance, mais avec des coûts additionnels. Plus la part des renouvelables augmentera, plus ce coût sera élevé. Mais, comme on vient de le voir, la différence probable de consommation entre une trajectoire avec 25 GW d'EPR en 2050 et une trajectoire sans EPR devrait limiter la différence de coût entre les deux trajectoires, toujours à mettre en regard des coûts évités pour les équipements de production.

Synthèse sur le coût de mise à disposition

Pour résumer, voici un tableau résumant la comparaison des composantes des coûts globaux de mise à disposition de l'électricité aux consommateurs entre une trajectoire avec et sans EPR.

	Conso	CAPEX / kWh	Coût var. / kWh	Coût fixe / kWh	Coût comb/kWh	Coût transp./kWh	Coût distrib/kWh	Coût flexibilité	Coût fréquence
Avec EPR	↗	↗	↗	↗	↗	↘	↗	↘	↘

À ces coûts, il conviendrait de rajouter les coûts de démantèlement et de traitement des sous-produits (recyclage, stockage, etc.), largement en défaveur du nucléaire en général et de l'EPR en particulier.

Comme on le voit sur ce tableau, l'avantage économique supposé de l'EPR ne peut en aucun cas reposer sur les coûts de production du kWh, mais uniquement sur les coûts des instruments de flexibilité (stockage journalier, hebdomadaire, saisonnier, inter-saisonnier, pilotage de la demande), le recours à l'électronique de puissance pour garantir la fréquence du réseau, et la mise à niveau du réseau de transport, rapporté au kWh.

Pour fixer les ordres de grandeur, un exemple est développé en annexe 1. Il compare une trajectoire avec 25 GW d'EPR en 2050 pour une consommation de 650 TWh en 2050 (scénario N2 de RTE) et une trajectoire sans EPR similaire à celle du scénario M1 de RTE (renouvelables diffus, photovoltaïque sur toitures avec stockage journalier par batteries), mais avec 100 TWh de consommation en moins. Selon cet exemple, renoncer aux EPR dans la logique de ce scénario M1 implique un investissement supplémentaire de l'ordre de 70 milliards d'euros pour la production renouvelable (y compris celle pour produire les 80 TWh photovoltaïques destinés au stockage dans les batteries solaires, les onduleurs et les coûts de raccordement) et de l'ordre de 150 milliards d'euros dans les batteries solaires (sur la base d'un coût des batteries de 300 €/kVA et d'une durée de vie de 20 ans). A cela, il faut ajouter un investissement additionnel dans les autres instruments de flexibilité à hauteur de 6 GW pour une production additionnelle de 14 TWh. Ce surcoût est à mettre au regard des 120-150 milliards d'euros d'investissement évités sur les EPR, et des 4 à 4,5 milliards d'euros par an évités sur les coûts fixes d'exploitation et coûts combustible des EPR. Soit, sur une base annualisée (hors coût

du capital), un coût additionnel de 7 G€/an (plus autres instruments de flexibilité¹⁵) contre une économie de 8 à 9,5 G€/an.

Cet exemple montre qu'en définitive, l'EPR est non seulement plus onéreux que plupart des alternatives renouvelables pour produire un kWh, mais que, dans une perspective d'ensemble cohérente de mise à disposition de l'électricité aux consommateurs, il conduit probablement à un coût global plus élevé pour les consommateurs. De fait, les surcoûts engendrés par la renonciation aux EPR au profit des renouvelables seraient au plus du même ordre de grandeur que les économies réalisées sur les EPR. Tout laisse donc à penser que l'EPR ne dispose d'aucun avantage économique comparatif spécifique sur les renouvelables pour faire baisser le coût de la transition énergétique vers la neutralité carbone, au contraire.

2. EPR ET CROISSANCE ÉCONOMIQUE ET INDUSTRIELLE

Pour l'industrie électronucléaire, construire un nombre suffisant d'EPR en France permettrait de bénéficier d'effets de série conséquents dans la construction des EPR, à même de renforcer ses compétences, ses infrastructures et sa compétitivité, et de bénéficier par là d'un fort effet de démonstration et de positionnement à l'égard de l'international. D'où un triple bénéfice attendu sur le plan industriel et macro-économique : un secteur électronucléaire revitalisé, des effets induits sur le reste de l'industrie via les sous-traitants, un renforcement significatif à l'international.

Les arguments invoqués mêlent, on l'a vu, une forte croissance de la consommation électrique et un avantage économique de l'EPR du fait de coûts réputés astronomiques induits par l'électricité éolienne et solaire pour la garantie de fourniture. Nous venons de voir ce qu'il en est. Mais les enjeux industriels sont tels que les interrogations soulevées sur la consommation et le surcoût réel des renouvelables sont peu entendues. Tout se passe comme si les effets macro-économiques attendus d'une relance du nucléaire l'emportaient largement sur un éventuel surcoût d'ensemble que devraient supporter les consommateurs. Pour que tel soit le cas, il faudrait réunir trois conditions : que le développement des EPR en France soit un succès économique et financier, autrement dit qu'il génère des résultats et des cash-flow globalement positifs ; que la demande mondiale soit au rendez-vous pour cette technologie et que l'offre française soit suffisamment compétitive ; que le gain de PIB induit par ce développement, et donc le gain de revenu des consommateurs, soit plus élevé que le surcoût qu'ils auraient à supporter.

Succès économique et financier de l'EPR ?

Pour explorer cette question, il importe d'abord de rappeler le contexte général dans lequel se situerait le développement de l'EPR. La crise climatique oblige les pays européens à s'inscrire dans une démarche de neutralité carbone à l'échéance de 30 ans, et quasiment tous font de l'efficacité énergétique et des renouvelables les axes stratégiques majeurs pour y parvenir. L'Union Européenne cherche à renforcer ses liens, approfondir son unité et adopter une posture stratégique commune dans les domaines technologique, industriel et commercial, dans un monde de plus en plus

¹⁵ Pour donner un ordre de grandeur, 6 GW de CCGT gaz pour une production de 14 TWh coûterait environ 1,4 G€/an au prix du gaz actuel, avec une taxe carbone de 100€/t (source CRE, monographie N°1 sur la compétitivité des moyens de production renouvelable, 2018)

menaçant et compétitif : nul doute que les technologies liées à l'efficacité énergétique et aux renouvelables feront partie de ses priorités collectives. La méfiance des populations européennes à l'égard du nucléaire, suite à Tchernobyl et Fukushima, ne fait que se renforcer, avivée par la question des déchets et des problèmes éthiques qu'ils posent vis-à-vis des générations futures. La poursuite du développement du numérique et de ses applications (5G par exemple), induira inévitablement des bouleversements profonds dans les modes de consommation, l'efficacité énergétique et l'organisation et la gestion du système électrique.

Ce contexte se traduira d'abord par un accroissement considérable de l'offre industrielle, mondiale et européenne, dans les technologies des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, avec corrélativement des baisses de prix et des innovations technologiques continues (photovoltaïque, batteries, hydrogène, électro-ménager, ...). Evidemment cette offre ne s'arrêtera pas aux frontières de l'hexagone et cherchera à investir tous les segments de marché possibles en France. La résultante, on l'a vu plus haut avec les travaux de prospective de RTE, est que le facteur de charge du nucléaire en général et de l'EPR en particulier, sera progressivement ramené à des valeurs assez basses, de l'ordre de 60%, voire moins. Compte-tenu du caractère hautement capitalistique de l'EPR, cette baisse grèvera fortement à la hausse le coût du kWh produit (cf. tableau 1 supra). La question se pose donc de savoir si le prix de reprise de ce kWh sur le marché sera de nature à couvrir cette hausse du coût de production. Compte-tenu de l'intégration de plus en plus forte du système électrique français dans le système européen, cette question renvoie à celle des alternatives disponibles en Europe et à leurs coûts. Compte-tenu de l'importance que prendra l'électricité éolienne et solaire en Europe, il est vraisemblable que lorsque le nucléaire sera appelé, c'est-à-dire lorsqu'il y aura peu de vent et de soleil, le prix maximum de reprise du kWh nucléaire par le marché sera borné par le plus faible coût des solutions de flexibilité qui fleuriront partout en Europe, par exemple des CCGT¹⁶ alimentées en biogaz. Rien à ce stade ne permet d'affirmer que ce prix de reprise sera suffisamment élevé pour couvrir le coût de production de l'EPR. Seule une garantie sur un prix de reprise minimum, analogue à celle négociée pour l'EPR d'Hinkley Point au Royaume-Uni, permettrait de couvrir véritablement ce risque. Mais c'est là une disposition peu compatible avec des règles de concurrence équitables pour tous les producteurs d'électricité. Donc, à ce stade, rien ne permet de garantir que l'aventure EPR serait rentable, et n'entraînerait pas un endettement considérable, impossible à résorber sinon par l'intervention de l'Etat, et donc in-fine par l'impôt.

Autre conséquence de ce contexte, les perspectives de débouché pour l'EPR en Europe seront vraisemblablement très modestes. Il n'y aura donc que peu d'effet à en attendre sur le rythme et le volume de production des EPR, et sur la baisse de coût qui aurait pu en résulter (économies d'échelle, effet de série). Et donc sur le coût du kWh EPR produit en France.

Une dernière conséquence est qu'à vouloir investir massivement dans l'EPR, la France risquerait de rater le train du formidable développement industriel des technologies axées sur les renouvelables et l'efficacité énergétique, porté notamment par l'Union Européenne. Le suivi journalier des appels d'offre et des projets d'équipement pour la production d'énergie dans le monde¹⁷ montre, s'il en était besoin, à quel point la demande mondiale sur le solaire et l'éolien est d'ores et déjà écrasante !

¹⁶ CCGT: Cycle Combiné au Gaz Naturel

¹⁷ Enerdata, *Enerdata News - Daily*

Quel avenir à l'export ?

Si les perspectives apparaissent peu propices en Europe, qu'en est-il dans le reste du monde ? Une vingtaine de pays dans le monde ont affiché une volonté de développer l'énergie nucléaire, avec toutefois de grandes disparités quant à la capacité réelle, technologique, financière, organisationnelle, de le mener à bien. Parmi les pays les plus armés dans ce domaine et les plus susceptibles de peser sur le marché mondial des centrales nucléaires on retrouve surtout la Chine, la Russie, la Corée du Sud, l'Inde, le Pakistan, la Turquie et les Emirats Arabes Unis¹⁸. En Août 2020, on dénombrait 54 réacteurs effectivement en construction dans 19 pays¹⁹ (dont la France, le Royaume-Uni et la Finlande). L'AIEA envisage pour 2050 une capacité mondiale située dans une très large fourchette, 350 – 874 GWé en 2050²⁰ (402 GWé en 2020), ce qui montre le degré d'incertitude actuel sur cette question²¹.

Face à cette demande mondiale, deux acteurs majeurs se partagent actuellement l'essentiel du marché : la Russie et la Chine. Tous deux s'appuient sur des entreprises d'Etat, et intègrent leurs stratégies à l'export dans le cadre de visées géopolitiques évidentes, en particulier pour la Chine. Les constructeurs occidentaux, américains et européens, en déclin depuis une vingtaine d'années, sont devenus à peu près inexistant face à ces deux grands prédateurs. Ce constat soulève deux questions : le degré de dépendance du marché des centrales nucléaires à ces stratégies géopolitiques, la fraction de ce marché où l'industrie française peut réellement espérer une compétition ouverte et non biaisée.

Très vraisemblablement, la fourchette haute de l'AIEA s'inscrit dans une perspective où une part (très ?) importante de l'accroissement de capacité nucléaire dans le monde sera intrinsèquement liée à la Chine et à la Russie, et donc hors de portée de l'industrie française. Sur la part restante, où elle pourrait espérer des parts de marché, elle aura toujours en face d'elle au moins ces deux acteurs qui, du fait de leur statut, seront soumis à des contraintes économiques et financières nettement plus lâches.

À cela s'ajoute une autre contrainte quant au marché des centrales nucléaires ouvert à l'EPR, liée à sa taille unitaire, 1600 MW. Pour des raisons tenant à l'équilibre et au fonctionnement du système électrique, ces 1600 MW ne peuvent excéder un certain pourcentage de la puissance maximale appelée sur le réseau (10% ?), limitant de fait la cible aux pays ayant une capacité électrique installée relativement importante (au moins 16 GW ?). Si par exemple, on appliquait aujourd'hui un tel critère (16 GW), cela limiterait à 4 les pays éligibles en Afrique, 5 en Amérique Latine, 6 au Moyen Orient, 7 en Asie du Sud-Est et de l'Est (hors Chine), 3 en Asie du Sud²².

Bref, quand on croise ces différentes contraintes entre elles, et avec la grande incertitude actuelle sur l'ampleur du marché mondial des trois prochaines décennies, on comprend que la partie est loin d'être gagnée pour le placement des EPR sur le marché mondial des centrales nucléaires ! Rappelons-nous que les dernières décennies ont été pour le moins fort décevantes quant à la

¹⁸ Enerdata, *World Civil Nuclear Strategies*, Mars 2021

¹⁹ Enerata, *op cit*

²⁰ Enerdata, *op cit*

²¹ Voir également WNISR (World Nuclear Industry Status Report, www.worldnuclearreport.org)

²² Source : Enerdata, *GlobalStat*

capacité de l'industrie française à exporter ses centrales nucléaires²³, alors que l'industrie électronucléaire française était alors florissante et que le monde n'avait pas encore été traumatisé par Fukushima.

La France est riche d'aventures technologiques brillantes, mais certaines se sont avérées sans lendemain car décalées des réalités économiques et sociales, nationales et internationales : le paquebot France, Concorde, Superphénix, etc. Le risque paraît aujourd'hui assez fort que l'EPR s'ajoute à la liste.

Quel impact macro-économique ?

Regardons d'abord ce que nous apprennent des 30 dernières années sur ce sujet. Grâce à son imposant programme nucléaire, la France a certes réduit significativement ses importations de pétrole et de gaz, certes le prix de l'électricité en France est devenu l'un des plus bas d'Europe, mais in fine, le bilan macro-économique d'ensemble paraît bien mitigé. Les fortes attentes à l'international de l'industrie électronucléaire française, une des plus puissantes au monde, ont été peu récompensées, les pays se détournant du nucléaire les uns après les autres. Depuis 1990, la croissance du PIB a été moins forte en France que dans nombre de ses voisins européens : +57% entre 1990 et 2019 pour la France, contre +80% pour le Royaume-Uni, 81% pour les Pays-Bas, +68% pour la Belgique, +73% pour l'Autriche, +54% pour l'Allemagne. Bien sûr, l'industrie électronucléaire a été frappée de plein fouet par la défiance mondiale grandissante à l'égard de cette industrie suite à Three Miles Island, Tchernobyl et Fukushima. Mais le constat décevant au plan macro-économique soulève d'autres questions. *Si les prix de l'électricité, fortement régulés jusqu'il y a peu, sont bas, n'est-ce pas parce que l'Etat a pris à sa charge une partie des coûts et garanti l'endettement (colossal !) de la filière électronucléaire, limitant de fait les possibilités de soutiens publics à des secteurs de plus forte rentabilité et de plus grandes perspectives ?* Autrement dit, le programme électronucléaire ne s'est-il pas fait au détriment d'autres avancées technologiques qui ont marqué les années '80 et '90, expliquant en partie le retard pris par la France dans de nombreux domaines ?

Pour l'avenir, trois aspects méritent d'être regardés attentivement : l'effet d'entraînement de l'investissement sur l'ensemble de l'économie, l'impact sur le commerce extérieur, l'impact sur la consommation finale.

Selon les chiffres proposés par RTE, l'investissement dans les seuls EPR devrait se situer dans une fourchette de 120 à 150 milliards d'euros pour une capacité installée de 25 GW en 2050 (scénario N2 de RTE). Si l'on reprend les chiffres proposés dans l'exemple plus haut, renoncer à l'EPR exigerait d'investir de l'ordre de 70 milliards d'euros en plus dans les renouvelables et 150 milliards d'euros dans les batteries (dans une configuration proche du scénario M1 de RTE). Sans que l'on puisse chiffrer précisément à ce stade la part de cet investissement additionnel attribuable à des producteurs français, il est vraisemblable que l'ordre de grandeur de l'effet d'entraînement de l'investissement ne soit pas significativement différent dans l'un ou l'autre cas, avec ou sans EPR. Il n'y a donc pas lieu d'attendre un effet différentiel significatif sur la croissance économique selon ce seul critère.

²³ Selon le CEA (Elecnucl, 2018), la France n'a vendu au total que 10 réacteurs REP dans le monde, dont le dernier a été connecté au réseau en 2002.

L'impact sur le commerce extérieur sera la résultante des impacts sur les imports et les exports. Côté exportations, les perspectives esquissées plus haut sur l'évolution du marché mondial des centrales nucléaires obligent à une certaine prudence quant aux espoirs d'exportation des EPR. Côté importations, la grande question est de savoir comment évoluera le positionnement de l'industrie française -aujourd'hui largement déficitaire - sur la production des composants de l'éolien, du photovoltaïque et des solutions de flexibilité (batteries, filière gaz de synthèse neutres au regard des GES, pilotage de la demande, capture-séquestration du CO₂). La question se posera en tout état de cause, avec ou sans EPR. Elle semblerait devoir être plus aigüe sans EPR, à ceci près que les financements économisés sur l'EPR, s'ils étaient massivement réinvestis dans la production de ces technologies alternatives, renverseraient complètement la donne. Un même cas de figure pourrait-il se produire avec un investissement lourd dans l'EPR ? Force est de constater que jusqu'à présent, la focalisation en France sur le nucléaire nous a fait prendre un retard considérable dans la production de ces technologies alternatives, bien sûr par rapport à la Chine, mais également par rapport à nos voisins européens. Ce n'est donc pas, en fait, un problème de capacité de financement (cela fait bientôt 20 ans que la France n'a pas construit de nouveau réacteur, hormis le réacteur EPR de Flamanville), mais bien la résultante d'une orientation générale du monde scientifique et industriel en France. Si la France va de l'avant avec l'EPR, il est probable que cette orientation se prolonge. En revanche, si les perspectives offertes par le nucléaire devaient se limiter à la question du démantèlement des centrales existantes, il est plus que probable que l'orientation générale change drastiquement, ouvrant de nouvelles perspectives industrielles aux technologies alternatives relevant des renouvelables, de l'efficacité énergétique et des solutions de flexibilité. Globalement, le déploiement des EPR ne devrait donc pas procurer un avantage différentiel sur ce critère du commerce extérieur, probablement l'inverse.

L'impact sur la consommation finale est très lié au revenu disponible des ménages, une fois soustraits la facture énergétique et les remboursements d'emprunts contractés pour l'équipement en solutions énergétiques décentralisées (installations solaires en toiture, batteries, équipements électro-ménagers très performants). Si, comme on l'a suggéré plus haut, la facture énergétique globale pour les consommateurs serait probablement moins élevée si on renonçait aux EPR, cela signifie que le revenu disponible hors dépenses liées à l'énergie serait lui plus élevé. Ce gain de revenu serait alors à mettre en regard du coût net de la réduction de la consommation électrique par rapport à la trajectoire EPR : solaire thermique, équipements électriques plus performants, basculement sur le chauffage urbain au lieu du chauffage électrique, compensation des émissions industrielles par capture-stockage du CO₂, etc. Au final, il est vraisemblable que l'ensemble des effets macro-économiques induits par la seule consommation finale soit au mieux neutre, voire plutôt à mettre au bénéfice d'une solution sans EPR qu'avec.

CONCLUSION

Pour résumer, recourir aux EPR ne devrait pas faire baisser le coût de la transition énergétique vers la neutralité carbone, au contraire, et cela ne devrait pas induire d'effet spécifique d'entraînement macro-économique. A l'inverse, il existe un risque avéré que le programme EPR soit globalement déficitaire compte-tenu du fonctionnement du marché électrique européen, majoritairement dominé par les renouvelables, et ceci pourrait avoir un effet nettement dépressif sur l'économie française dans son ensemble.

Au-delà de ces conclusions, il faut souligner également l'attention sur un autre risque important que pourrait faire courir le programme de déploiement des EPR quant au respect des engagements de la France en matière de neutralité carbone.

Rappelons deux constats majeurs :

a) *plus l'électricité renouvelable se développera, plus le facteur de charge du nucléaire baissera,*

b) même avec un socle important de nucléaire, le déploiement de l'électricité renouvelable rend le recours massif aux instruments de flexibilité (stockage, pilotage de la demande) inévitable²⁴.

Donc il est clair que l'EPR et les renouvelables ne pourront pas faire bon ménage, contrairement à ce qu'on tend à nous faire croire : moins il y aura de renouvelables, plus le nucléaire sera rentable.

Ces constats laissent augurer que, si la décision est prise d'aller de l'avant avec l'EPR, le lobbyisme sera intense, au plan législatif et réglementaire, pour freiner le déploiement de la production éolienne et solaire centralisée (comme c'est déjà le cas actuellement, Enedis ne connectant certains parcs qu'à des conditions d'effacement des surproductions d'électricité renouvelable au lieu d'investir dans les stockages, les postes de transformation et les conversions), et décourager la production solaire décentralisée (via la tarification par exemple). Avec pour conséquence un possible repli en catastrophe sur des équipements de production conventionnels au gaz, rapides à installer, « pilotables » et peu onéreux, mais totalement en contradiction avec la neutralité carbone²⁵.

Qu'en sera-t-il si on renonce aux futurs EPR ? L'AIE et RTE ont récemment produit un rapport d'étude²⁶ sur la question où ils examinent sans concession ce qu'impliquerait sur le plan technologique un mix électrique avec une forte proportion de renouvelables en 2050, et les défis qu'il faudrait relever de façon satisfaisante. Sans se prononcer sur les coûts globaux comparés des différentes options, RTE a envisagé plusieurs scénarios de développement du système électrique sans EPR, en indiquant clairement les étapes technologiques à franchir, et à quel moment. Deux messages ressortent clairement : la faisabilité technique de tels scénarios ne peut être contestée et les données disponibles sur les coûts relatifs aux différentes options sont insuffisantes pour se prononcer aujourd'hui de façon pertinente sur le coût global de telle ou telle option. Sur ce dernier point, on gardera en mémoire qu'en l'absence d'EPR, la demande électrique en 2050 serait vraisemblablement plus faible (cf. supra), de même que l'appel de puissance en pointe. Il n'est pas exclu que le défi posé aux instruments de flexibilité pour faire face à la demande à tout moment soit du coup du même ordre de grandeur avec ou sans EPR.

²⁴ Pour illustrer, pendant les périodes de fort appel de puissance en l'absence de vent et de soleil, 40 GWé de nucléaire ne pourront répondre en 2050 qu'à la moitié environ de l'appel de puissance. Le reste devra être couvert par les solutions de flexibilité.

²⁵ Conséquence des très longs délais de mise en place des EPR

²⁶ AIE-RTE, Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050, AIE, 2020

ANNEXE : DEUX CONFIGURATIONS ELECTRIQUES A 2050, AVEC ET SANS EPR

L'objectif de cette annexe est d'illustrer les propos précédents à l'aide de deux exemples de configurations électriques en 2050, avec ou sans EPR. A vocation purement illustrative, ces exemples sont construits « à la main », à l'aide des données de la SNBC (consommations) et de RTE (mix électriques), en privilégiant une configuration sans EPR basée largement sur les solutions renouvelables décentralisées (notamment le photovoltaïque sur toiture avec stockage journalier par batteries), configuration a priori la plus onéreuse des options renouvelables sans EPR.

Les projections de consommations électriques sectorielles en 2050 proposées par la SNBC sont ajustées pour chaque configuration pour tenir compte de l'effet d'entraînement du mix électrique (cf supra, 1.2): consommation totale identique et légères modifications sectorielles pour la configuration avec EPR, consommation totale inférieure de 100 TWh et conséquences sectorielles qui en découlent pour la configuration sans EPR.

TWh	SNBC	Avec EPR	Sans EPR
Transport	100	100	80
Bâtiment	250	280	230
<i>chauffage</i>	25	50	25
<i>ECS</i>	25	30	25
<i>autres</i>	200	200	180
Agri	10	10	10
Industrie	180	150	130
H2	50	50	40
Energie	20	20	20
Total hors pertes	610	610	510
Perte T/D	40	40	33
Total	650	650	543

Pour ce qui concerne les données des mix électriques, les puissances installées et les productions du nucléaire sont celles proposées par RTE dans le bilan 2050, pour le scénario N2 (avec EPR) et pour le scénario M1 (sans EPR, renouvelable diffus). Pour les renouvelables, les puissances installées et les productions sont également reprises des scénarios N2 et M1 de RTE, mais adaptées pour tenir compte des ajustements de consommation et de l'esprit des scénarios, notamment pour le cas sans EPR.

Cette adaptation nécessite de lier les consommations aux puissances moyennes appelées par tranches horaires caractéristiques au cours de l'année. Cela est réalisé en répartissant d'abord les consommations pour les différents usages de l'électricité selon ces tranches horaires, puis en les empilant sur chaque tranche horaire. Le quotient de la consommation totale par tranche horaire et du nombre d'heures annuelles de cette tranche horaire donne la puissance moyenne appelée sur cette tranche. Les tranches horaires suivantes sont retenues dans cet exemple :

- Heures de jour²⁷ d'hiver ++ : les 2 mois les plus froids et les moins ensoleillés (Décembre, Janvier)
- Heures de jour d'hiver + : les 2 mois suivants les plus froids et les moins ensoleillés (Novembre, Février)

²⁷ Heures de jour : 7h – 23h ; heures de nuit : 23h-7h

- Heures de jour d'hiver : les 3 mois suivants les plus froids (15/31 Octobre, Mars, Avril, 1/15 Mai)
- Heures de nuit d'hiver : les 7 mois ci-dessus
- Heures de jour d'été : les 5 autres mois
- Heures de nuit d'été : idem

La répartition approximative des consommations selon les usages et les tranches horaires ci-dessus, et les puissances appelées correspondantes, sont indiquées dans le tableau ci-dessous.

Avec EPR,TWh Heures	Jour hiver		Jour hiver + 1500	Jour hiver 1500	nuit hiver 1500	Jour été 2500	nuit été 1260	Ensemble 8760
	++ 1000	hiver 1000						
Transport	11,4	11,4	17,1	17,1	28,5	14,4	100	
Bâtiment								
chauffage	20,2	10,0	4,8	15,0			50	
ECS				17,5		12,5	30	
autres	38,5	38,5	41,6	9,4	64,0	7,9	200	
Agri	1,1	1,1	1,7	1,7	2,9	1,4	10	
Industrie	17,1	17,1	25,7	25,7	42,8	21,6	150	
H2	5,7	5,7	8,6	8,6	14,3	7,2	50	
Energie	2,3	2,3	3,4	3,4	5,7	2,9	20	
Total hors pertes	96,3	86,2	103,0	98,4	158,2	67,9	610	
Perte T/D	6,3	5,6	6,7	6,4	10,3	4,4	40	
Total	102,6	91,8	109,7	104,8	168,5	72,3	650	
Puissance appelée, GW	102,6	91,8	73,1	69,9	67,4	57,4		

Sans EPR,TWh Heures	Jour hiver		Jour hiver + 1500	Jour hiver 1500	nuit hiver 1500	Jour été 2500	nuit été 1260	Ensemble 8760
	++ 1000	hiver 1000						
Transport	9,1	9,1	13,7	22,8	13,7	11,5	80	
Bâtiment	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
chauffage	10,1	5,0	2,4	0,0	7,5	0,0	25	
ECS	0,0	0,0	0,0	0,0	14,6	10,4	25	
autres	34,7	34,7	37,5	57,6	8,5	7,1	180	
Agri	1,1	1,1	1,7	2,9	1,7	1,4	10	
Industrie	14,8	14,8	22,3	37,1	22,3	18,7	130	
H2	4,6	4,6	6,8	11,4	6,8	5,8	40	
Energie	2,3	2,3	3,4	5,7	3,4	2,9	20	
Total hors pertes	76,7	71,6	87,8	137,5	78,5	57,8	510	
Perte T/D	5,0	4,7	5,7	8,9	5,1	3,8	33	
Total	81,7	76,3	93,6	146,5	83,6	61,6	543	
Puissance appelée, GW	81,7	76,3	62,4	58,6	55,7	48,9		

Pour chaque tranche horaire, les contributions des capacités installées des différents moyens de production disponibles sont « empilées », du bas vers le haut, selon leur « merit order ». Soit, dans l'ordre : l'hydraulique fluvial, l'éolien off-shore, l'éolien on-shore et le solaire photovoltaïque, le nucléaire, l'hydraulique de réservoir + éclusées +STEP, les solutions de flexibilité.

Mais compte-tenu du caractère aléatoire et variable du solaire et de l'éolien, on ne peut procéder ainsi, sauf à probabiliser les disponibilités de ces énergies selon les tranches horaires. A défaut, on adopte quelques règles de bon sens :

- L'hydraulique de barrage, d'éclusee et de STEP est supposée mobilisée uniquement pendant les heures les plus chargées (jour hiver ++).
- L'hydraulique de fleuve est supposée mobilisée sur la totalité de l'année de façon continue.
- La somme des capacités installées en éolien on-shore et off-shore ne dépasse pas la puissance moyenne appelée maximale (jour hiver ++), déduction faite de l'hydraulique.
- Les capacités solaires ne sont mobilisées que dans les tranches horaires de jour.

- Dans le cas sans EPR, le solaire est supposé ne reposer que sur du photovoltaïque en toiture²⁸, accompagné d'un stockage journalier par batteries. La capacité solaire intègre donc également celle nécessaire à la recharge des batteries.
- La contribution des capacités nucléaires (en TWh) est réputée égale à la valeur médiane des fourchettes proposées par RTE, soit 190 TWh avec EPR et 75 TWh sans EPR.
- La contribution en puissance des équipements de flexibilité autres que les batteries est supposée égale à la puissance moyenne appelée maximale (jour hiver ++), moins la puissance installée en hydraulique et en nucléaire, moins un dixième de la puissance éolienne totale, moins la moitié de la puissance de restitution des batteries le cas échéant.
- La contribution en énergie des équipements de flexibilité est obtenue par solde de la production totale, moins celles de tous les autres équipements de production, moins l'énergie délivrée par les batteries.

Le tableau ci-dessous indique, dans les deux cas, avec et sans EPR, les puissances installées et les productions des différents équipements de production retenus, tels qu'ils résultent des hypothèses et calculs ci-dessus.

	TWh		Gwé		Facteur de Charge	
	avec EPR	sans EPR	avec EPR	sans EPR	avec EPR	sans EPR
Hydraulique barrage + STEP	20	20	20	20	11%	11%
Hydraulique de base	53	53	6	6	100%	100%
Eolien off-shore	123	84	35	24	40%	40%
Eolien on-shore	102	92	51	46	23%	23%
Solaire	90	70	60	102**	17%	15%
Nucléaire	190	75	40	15	54%	50%
Batteries		65		38*		
Autres solutions de flexibilité	73	84	28	34	33%	31%

* Puissance délivrable ; la capacité de stockage correspondante serait de l'ordre de 380 GVA

** dont 54 GW en utilisation directe et 48 GW pour la recharge des batteries

²⁸ Hypothèse de base de l'exemple sans EPR