

céréme

L'ÉNERGIE DE LA RAISON

UN PROGRAMME NUCLEAIRE POUR 2050

OCTOBRE 2021



1. Quelle consommation d'électricité en 2050 ?

Le tableau ci-dessous présente des anticipations de consommation en France comparées à celle retenues en Allemagne et au Royaume-Uni.

| PAYS | Consommations | Consommation observée en 2019 (TWh) | Consommation anticipée en 2050 (TWh) | Augmentation relative entre 2019 et 2050 (%) | Production requise (*) hors import/export en 2050 (TWh) |
|---|---------------|-------------------------------------|--|--|---|
| FRANCE * Académie des Sciences (1) * Académie des Technologies (2) * Estimation Négatep (3) * Estimation Henri Prévot (4) Moyenne des estimations hautes | | ≈ 475 | ≈ 700 à 900 ≈ 840 ≈ 810 à 845 ≈ 863 ≈ 833 | ≈ + 47 à + 89 % ≈ + 77 % ≈ + 70 à + 78 % ≈ + 82 % ≈ + 75 % | ≈ 753 à 978 ≈ 903 ≈ 871 à 909 ≈ 928 ≈ 896 arrondis à 900 |
| ALLEMAGNE | | ≈ 571 | ≈ 971 | ≈ + 70 % (5) | ≈ 1 044 |
| ROYAUME-UNI | | ≈ 326 | ≈ 590 | ≈ + 80 % (5) | ≈ 634 |
| RTE (hypothèse de référence) (6) | | ≈ 475 | ≈ 645 | ≈ + 36 % | ≈ 693 |

Estimations pour la France comparées aux anticipations en Allemagne et au Royaume-Uni

(Tableau tiré d'une étude de Georges Sapy : *Quelles énergies pour demain ?* août 2021)

(*) Compte-tenu de pertes réseau prises égales à 7 % environ

(1) « **L'apport de l'énergie nucléaire dans la transition énergétique, aujourd'hui et demain** » – Avis publié le 8 Juillet 2021

(2) « **Perspective de la demande française d'électricité d'ici 2050** » – Avis publié le 10 Mars 2021

(3) « **Comment individuellement et collectivement diminuer les émissions de CO2 de la France d'ici 2050-60** » – Edition 2021 – Scénario Négatep de Sauvons Le Climat (SLC)

(4) « **La neutralité carbone sans trop de contraintes ni de dépenses** » – Par Henri Prévot – La Revue de l'énergie N° 656 – Mai/Juin 2021

(5) Augmentations relatives citées par RTE pour ces pays lors de la réunion de concertation publique précitée. On notera que l'augmentation de 70 % de la production entre 2019 et 2050 pour l'Allemagne est conforme aux dernières prévisions du gouvernement allemand qui anticipe pour 2050 une consommation de l'ordre de 1 000 TWh par an en ordre de grandeur.

(6) Consommation de référence citée lors de la réunion de concertation publique dite CPSR organisée par RTE le 25 juin 2021. Cette consommation de référence est issue de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) légèrement augmentée par RTE à **645 TWh**. Elle est assortie de 5 variantes dont une variante réindustrialisation forte pour une estimation comprise entre 700 et 750 TWh et une variante Hydrogène +, pour une estimation comprise entre 680 et 770 TWh (+7% = 728 à 824).

Nous retiendrons 900 TWh comme objectif prudent de la consommation en 2050. Cet objectif pouvant naturellement être réajusté en hausse ou en baisse au cours de la période.

2. Quel mix de production en 2050 ?

Lorsque l'on parle de mix énergétique, on entend, en général, la proportion d'**énergie (TWh) produite** par les différents moyens de production d'électricité. Aujourd'hui, selon ce critère, le mix sur l'année 2020, est composé de 70% de nucléaire, 11% d'hydraulique, 8% d'éolien, 7% de gaz, 2% de solaire, 2% de bioénergie et 1% de charbon et fuel. Cette proportion dépend des conditions hydrologiques et météorologiques variables d'une année à l'autre.

Elle dépend aussi de la **puissance installée (GW)** des différents moyens de production. A ce jour, le nucléaire représente 44% de la puissance installée (61,4 GW), l'hydraulique (25,5GW) 18%, l'éolien (18,5GW) 13%, le gaz (13GW) et le solaire (12GW) 9% chacun, le charbon (3GW), le fuel (2,9GW) et la bioénergie (2,2GW) soit environ 2% chacun. Au total 130,6 GW.

Il existe un autre critère essentiel pour le dimensionnement du mix de production qui est la **puissance mobilisable (GW) à la pointe de consommation**. Ce critère très rarement évoqué résulte de ce que l'électricité n'est que marginalement stockable et qu'il faut donc fournir à chaque instant la puissance demandée. Aujourd'hui, la puissance « pilotable » mobilisable à la pointe compte au maximum 57 GW de nucléaire, 15 GW d'hydraulique, 12 GW de gaz, environ 6 GW de charbon, fuel et bio énergie, pas de solaire (éventuellement 1GW d'éolien). Au total, 91 GW qui devraient tomber à 86 si les centrales à charbon et au fuel sont fermées en 2021 comme il est prévu. Rappelons que lors des épisodes de pointe que la France a connus, la puissance demandée a dépassé 90 GW (102GW en février 2012).

La conséquence est que, au-delà des 15 GW d'hydraulique qui n'augmenteront que d'un ou deux GW d'ici 2050, **ce sont exclusivement le nucléaire de puissance et le gaz** (le charbon et le lignite en Allemagne) **qui permettront de répondre à la**

demande de pointe. Le choix est donc simple : plus de nucléaire et moins de gaz ou plus de gaz et moins de nucléaire. Le développement industriel des nouvelles technologies que sont le stockage de masse, l'hydrogène, les « gaz verts » et même les SMR, reste hautement hypothétique, ou totalement antiéconomique, à l'échéance de 2050, et sans doute encore après, en tout cas pour leur usage dans la production d'électricité.

Si l'on suppose que la pointe évolue proportionnellement à la consommation c'est-à-dire d'environ 50% d'ici 2050, il faudra environ 135 GW (90x1,5) de puissance installée et, par conséquent, 120 GW du mix nucléaire plus gaz.

La France bénéficie de la technologie, d'une base industrielle, d'une opinion publique favorable et surtout du plus grand parc homogène en exploitation, il faut donc limiter à son minimum la production d'électricité au gaz, en augmentant la part du nucléaire. Jusqu'aux années 2010, le nucléaire a représenté jusqu'à 80% de la production. Le bénéfice pour les Français a été considérable : prix constamment décroissants, indépendance nationale, bénéfices d'exportation élevés.

Le développement de la production au gaz conduira nécessairement à une aggravation de la dépendance énergétique vis-à-vis de l'Algérie, de la Russie et de l'Allemagne, à une aggravation importante de la balance commerciale et plus certainement encore à une augmentation et une instabilité des prix de l'électricité (la situation actuelle le préfigure).

Pour réduire notre dépendance stratégique et économique à une source d'énergie exogène et assurer une production d'électricité à un prix stable sur la longue durée, l'intérêt national est de réduire autant que possible la part du gaz et de la limiter, en complément de l'hydraulique, à la modulation de la production. **C'est donc d'un parc nucléaire d'environ 100 GW dont la France aura besoin en 2050.**

Avec l'hypothèse réaliste d'une disponibilité du parc de 82%, comme cela a été le cas pendant de nombreuses années, **le nucléaire représentera alors 80% du mix de production**, revenant ainsi à un niveau historique (100GW x 8760h x 0,82 = 718 320 GWh soit environ 720 TWh = 80% de 900 TWh).

Cette hypothèse qui permet de limiter à quelques GW l'augmentation de la puissance au gaz **rend totalement inutiles les ruineux investissements dans les énergies renouvelables éoliennes et solaires.**

3. Quel parc de production nucléaire sera alors nécessaire ?

Le parc existant de 61,3 GW (63 **avant la fermeture de Fessenheim**), **ne représentera plus, en 2050, que 14 GW, si la durée de vie (DDV) des réacteurs est limitée à 60 ans¹**, mais 55 GW si elle est portée à 70 ans et 61 GW si elle est portée à 80. Compte-tenu de la qualité des cuves (déterminant de la limite de la DDV) des réacteurs français, il paraît certain que quelques soit le niveau des exigences de sûreté de l'époque, l'allongement de la DDV des centrales du parc existant est de loin la solution la plus économique et sans doute la plus sûre (voir l'exemple américain dont les cuves sont sans conteste de moins bonne qualité).

La dimension du parc à construire dépendra donc du choix qui sera fait pour la DDV du parc existant.

Il faudra construire 40 GW, si on retient 80 ans, 45 si on retient 70 ans, 86 si l'on limite à 60 ans.

40 GW représentent la puissance de 24 réacteurs EPR2, 45 GW la puissance de 27 EPR2 et **55 GW** (dans une hypothèse de fermeture étalée entre 60 et 70 ans) 30 EPR2. Dans cette hypothèse et en supposant que le processus d'approbation conduise à la mise en construction du 1er réacteur en 2027 et une durée de construction moyenne de 7 ans, il faudra construire **30 EPR2 en quinze ans**, soit deux par an. C'est un enjeu industriel considérable mais bien sûr atteignable. Rappelons que dans les années 80 la France a mis en service 40 GW en dix ans, avec un pic de 6 réacteurs la même année. Cela implique un engagement politique et industriel clairement affiché et comme dans les années 70-80, des contrats de programme qui permettent aux industriels d'investir sur le long terme dans les outils de fabrication et dans la formation. Bien évidemment cette relance

¹ Ne resterait en service que Penly, Golfech, Cattenom (6x1300 MW), Chooz et Civaux (4x1500 MW)

² Le coût overnight est le coût de construction comme si le réacteur était construit d'un jour à l'autre, c'est-à-dire sans compter le coût du financement et l'actualisation.

industrielle bénéficiera au parc existant sur les deux plans technique et économique.

4. Quel prix de l'électricité nucléaire ?

Le coût cash d'exploitation et de maintenance du parc existant s'élève aujourd'hui à 33 €/MWh et le coût complet économique (y compris le renouvellement) à 53 €/MWh selon EDF et 49 d'après la CRE.

Le coût overnight² d'un EPR2 de série dans un programme tel que décrit ci-dessus devrait descendre au-dessous de 6 milliards d'euros soit environ 3500 €/kW installé. Rappelons que le coût overnight du parc existant a été en moyenne de 1500 €/kW, deux fois moins élevé que le parc allemand et trois fois moins élevé que les parcs japonais et anglais, du simple fait de l'organisation industrielle mise en œuvre par la France. Les mêmes causes devant produire les mêmes effets, l'affichage d'un programme nucléaire de plusieurs dizaines de réacteurs à construire dans les trois décennies à venir devrait naturellement conduire à des coûts sensiblement plus bas. Retenons le chiffre moyen, très prudent de **3500 €/kW installé pour le programme de 40 réacteurs**.

Pour une disponibilité prévisionnelle de 82%, l'amortissement hors frais financier et actualisation s'élève à 6 €/MWh pour une durée de vie de 80 ans et 8 €/MWh pour une durée de vie de 60 ans³. Le coût complet économique étant la somme du coût cash et de l'amortissement actualisé y compris les frais financiers, on peut en conclure que le coût du financement et le taux d'actualisation retenu auront un impact majeur sur le prix de l'électricité d'ici à 2050. D'où l'importance majeure de l'inclusion sans réserve du nucléaire dans la taxonomie verte.

Dans ces conditions le coût de production devrait rester voisin de ce qu'il est actuellement et stable pour les décennies à venir.

³ Le nombre d'heures de fonctionnement pour une disponibilité 82% est de $8760 \times 0.82 = 7183h$ par an soit 574 656 h sur une période de 80 ans et 446 760 h pour 60 ans. Il en résulte pour un coût d'investissement de 3500 €/MW, soit 3 500 000 €/MW.
 $3\ 500\ 000 : 574\ 656 = 6\ \text{€/MWh}$ pour 80 ans et $3\ 500\ 000 : 430\ 992 = 8,12$ environ 8 €/MWh pour 60 ans



WWW.CEREME.FR

CONTACT@CEREME.FR
BUREAU : 63 RUE LA BOETIE
75008 PARIS