



Paris, le 27 mars 2023

POSITION DE LA SFEN

Contribution de la Sfen à la consultation publique sur le Bilan prévisionnel 2035 de RTE

La Société française d'énergie nucléaire (Sfen) est une association scientifique et technique à but non lucratif, qui rassemble 4 000 professionnels, ingénieurs, techniciens, chimistes, médecins, professeurs, et étudiants, des sites industriels et des organismes de recherche nucléaire français. Sa mission est le développement des connaissances de toutes celles et ceux qui s'intéressent à l'énergie nucléaire.

RTE a lancé le 28 février 2023 une consultation publique portant sur le cadrage et les hypothèses du prochain Bilan prévisionnel qui portera sur la période 2023-2035. Le présent document rassemble la contribution de la Sfen à un sous-ensemble des questions posées par RTE pour lesquelles la Sfen avait légitimité à parler. Il a été préparé par les sections techniques #4 « Sécurité et protection de l'environnement », #7 « Technologie et exploitation des réacteurs », et #8 « Economie et stratégie énergétique » de la Sfen.

Question 4.13 – Production d'hydrogène par électrolyse

- *Concernant la nature de l'hydrogène produit et consommé en France*

Au-delà des incertitudes technico-économiques entourant la filière vaporeformage avec CCS, il est probable qu'elle ne souffre de manière durable d'un manque de confiance des acteurs industriels et d'une volonté de nombreux industriels de s'affranchir, en passant à l'hydrogène décarboné, d'une dépendance vis-à-vis du gaz naturel. La Sfen partage donc l'hypothèse selon laquelle la production reposera essentiellement sur l'électrolyse en France.

- *Sur les imports/exports d'hydrogène*

La question appelle à étudier le coût de l'hydrogène distribué, c'est-à-dire à calculer un coût sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la production de l'hydrogène, et ne pas arbitrer d'hypothèses sur la base d'un coût de l'électricité uniquement. Dans cette perspective, d'après plusieurs études, le coût de l'hydrogène produit par électrolyse importé (en tenant compte de l'infrastructure aval : compression, transport etc.), même avec une électricité très compétitive issue de grands parcs renouvelables de la péninsule ibérique, est comparable à celui produit en France dans le cas où l'approvisionnement repose sur des contrats de type PPA, garantissant un prix fixe et très compétitif pour certains capacités de production (par exemple nucléaire existant).

Toujours suivant cette perspective, la France pourrait tout à fait être exportatrice d'hydrogène pour des pays voisins, soit parce que les capacités de transit en amont seraient insuffisantes, soit parce que la compétitivité de l'hydrogène produit en France conduirait les pays importateurs à indifféremment arbitrer entre différents approvisionnement.

- *Sur les trajectoires globales*

La trajectoire proposée par RTE semble crédible et en cohérence avec les besoins projetés des industriels à ces horizons.

Le coût de l'électricité sera déterminant pour la compétitivité de l'hydrogène produit par électrolyse en France. Compte tenu de la compétitivité de certains actifs de production en France, le déploiement massif de contrats bilatéraux entre producteurs d'électricité et industriels sera indispensable pour garantir un basculement des usages existants vers l'électrolyse.

Question 4.16 – Modes de fonctionnement des électrolyseurs

Pour la filière électrolyse en production domestique, parmi les différents modèles de couplage envisageables, la Sfen considère, sur la base de différents travaux, qu'en France, un mode base, où l'électrolyseur soutire l'électricité au réseau en bandeau est plus compétitif qu'un modèle où l'électrolyseur disposerait d'électricité (EnR ou nucléaire) en mode marginal, c'est-à-dire uniquement lors des creux de consommation et/ou des pics de production.

Question 5.7 – Production du parc nucléaire à moyen terme – traitement des défauts de corrosion

- *CSC*

La résorption complète des CSC s'étalera en effet sur plusieurs années. La Sfen trouve pertinente l'hypothèse centrale de RTE de résorption des problèmes de CSC sous trois ans. De façon générale la Sfen considère pertinente l'approche probabiliste retenue par RTE, calée sur les enveloppes de productible déclarées par l'exploitant. Considérant qu'EDF fait ses meilleurs efforts afin que le placement et la gestion des arrêts de tranche affectent le moins possible les passages d'hiver, la Sfen suggère, si les ressources le permettent, d'intégrer une saisonnalité dans les paramètres de modélisation probabiliste des indisponibilités du parc liés aux problèmes de CSC.

- *Stress tests*

Depuis 1989, les chefs successifs de l'autorité de sûreté ont répété qu'un parc standardisé et la possibilité de défauts génériques supposaient des marges dans le système de production (pilotable). L'IGSNR d'EDF l'a souligné dans ses deux derniers rapports (le premier des deux ayant été rédigé avant la détection des défauts de CSC). Il ne s'agit donc pas seulement de faire des stress tests mais de s'assurer de l'existence de marges en capacités de production. Le nombre de réacteurs à considérer ne relève bien sûr pas d'une science déterministe mais d'une appréciation. L'ordre de grandeur peut en être d'une demi-douzaine de réacteurs, en testant peut-être aussi une hypothèse d'une dizaine de réacteurs lissée sur l'hiver (non synchrone).

La Sfen voit des gains de production possibles à moyen terme, sur la base de benchmark internationaux, sur la gestion du combustible (avec des arrêts de tranche moins fréquents) ou sur des gains de puissance. Des études pourraient être commandées auprès des industriels en ce sens, avec l'objectif d'alimenter de futurs exercices prospectives du type bilan Prévisionnel.

Question 5.8 – EPR de Flamanville

De façon générale, vis-à-vis du planning de mise en service de l'EPR de Flamanville, la Sfen estime qu'il n'y a aucun raison de s'écarter du planning communiqué à date par l'exploitant, considérant qu'il s'agit de la meilleure information disponible à date. C'est pourquoi :

La Sfen juge l'hypothèse de mise en service au T1 2024 crédible. La Sfen considère crédible l'hypothèse de remplacement du couvercle lors de la première visite complète (VC1), qui coïncide avec le premier arrêt pour rechargement.

Le REX de Taishan est pris en compte avant le démarrage du réacteur et il n'est pas aujourd'hui attendu d'effets sur sa date de mise en service ou sa disponibilité.

Question 7.2 – Coût du capital

La Sfen se retrouve largement dans l'approche proposée par RTE dans les scénarios des Futurs énergétiques 2050. Ces scénarios ont étudié la trajectoire 2020-2050, sans proposer d'évolution du taux d'actualisation durant cette période. A ce titre, il sera cohérent de maintenir une telle approche dans le prochain Bilan prévisionnel avec une valeur centrale de 4% applicable à toutes les technologies de production ainsi qu'aux réseaux.

Par ailleurs, la Sfen ne juge pas pertinent d'introduire une différenciation du taux d'actualisation en fonction d'hypothèses sur l'évolution du contexte macroéconomique. Le possible lien causal entre mondialisation et taux d'actualisation n'est pas présenté dans le document de cadrage et apparaît comme très spéculatif à ce stade. En effet, il n'existe pas de consensus sur cette question, [un récent rapport de la Banque Centrale Européenne](#) concluant ainsi à une relation « ambiguë » à la fois sur le plan théorique et empirique.

Question 7.4 – Références de coût pour le parc nucléaire historique

La Sfen juge que les évaluations de la Cour des comptes sur les coûts du nucléaire existant (par exemple en 2021) sont robustes. Pour tenir compte de l'opportunité économique que représente, aux horizons de temps concernés par l'exercice de RTE, la prolongation des réacteurs existants, la Sfen invite à tenir uniquement compte des coûts à décaisser (méthodologie des coûts cash) et non des coûts échus.

Les coûts du nucléaire existant sont en effet très faiblement dépendant de la conjoncture internationale, puisque l'essentiel des décaissements afférents aux investissements restent circonscrits à des marchés domestiques (main d'œuvre, études etc.). En outre le combustible, approvisionné sur les marchés mondiaux, représente pour quelques pourcents du coût de production. L'approche proposée par RTE est en cohérence avec ces éléments.

Question 7.5 – Références de coûts pour les nouveaux réacteurs nucléaires

Puisque la mise en service du premier EPR 2 n'intervient pas dans l'horizon temporel concerné par l'exercice de RTE, et puisque RTE n'a pas à se prononcer sur les possibles régulations relatives (à moins de disposer d'éléments probants) au financement du nouveau nucléaire, la Sfen considère qu'il n'est pas légitime de comptabiliser dans l'analyse de l'indicateur en dépenses d'investissements les coûts associés aux EPR 2. Enfin, comptabiliser dans l'analyse économique les dépenses d'investissement des EPR 2 sur la période 23-35 appellerait, dans un souci de cohérence, à faire de même pour les dépenses d'investissement dans les autres capacités du mix de production dont la mise en service arriverait après 2035.