Consultation publique sur les hypothèses d'offre à l'horizon 2035 du Bilan prévisionnel 2017

Question 1. Avez-vous des remarques sur ces éléments de cadrage ? Voulez-vous proposer des éléments complémentaires ?

Réponse EDF

L'électricité, par sa production et ses usages, est un double levier pour atteindre les objectifs de la politique publique, en premier lieu la sobriété en énergie fossile et la décarbonation (loi de transition énergétique, Accord de Paris). La construction d'un bilan prévisionnel de long terme du système électrique, livrant des éléments physiques mais aussi économiques, considérant le champ des possibles (y compris pour les technologies et les comportements sociétaux), montrant notamment les possibles transferts d'usage et les options de moindre coût pour la collectivité, est donc précieuse. C'est bien dans ce cadre qu'il convient d'examiner des scénarios contrastés.

EDF partage donc pleinement le besoin de disposer de scénarios long terme avec une vision de l'évolution de la demande et du parc de production contrastés tout en restant réalistes et ne cherchant pas tous à refléter tous les objectifs de la loi.

EDF considère à cet égard important d'intégrer dans l'analyse un scénario avec une hypothèse de parc de production nucléaire stable sans dépasser le plafond de 63.2 GW. Ce scénario élargirait la gamme étudiée, ce qui apporterait un meilleur contraste, utile pour l'analyse comparée des orientations.

Il convient bien entendu de vérifier la cohérence dans le croisement des hypothèses de demande, des prix des commodités et de l'évolution des mix de production.

EDF approuve l'intention de renforcer l'analyse économique dans la constitution des mix et dans la présentation des résultats, et en souligne l'importance. Il est essentiel de quantifier l'ensemble des coûts du système, dont ceux d'intégration des EnR. Dans l'analyse économique et l'ajustement des scénarios, le coût pour la collectivité devrait être mis en avant (et servir de critère) afin d'éclairer au mieux les orientations de politique énergétique et la mise en œuvre la plus efficace des moyens.

Il sera intéressant d'éclairer, dans un contexte de demande peu dynamique et de surcapacité importante, les besoins à la pointe à moyen et long terme, afin de donner des signes quant au besoin (ou non) de maintenir ou développer de la capacité.

Question 2. D'autres analyses vous sembleraient-elles nécessaires sur la base des scénarios de mix de production envisagés à l'horizon 2035 ? Pouvez-vous préciser lesquelles ?

Réponse EDF

Vu les évolutions récentes et futures des systèmes électriques français et européens, différentes analyses et indicateurs nous semblent précieux pour éclairer les enjeux à venir.

- Mettre en relief le rôle de la production électricité dans la décarbonation du système

énergétique, ce qui complétera les analyses homologues du volet « demande » :

- en explicitant les bilans CO_2 des différents scénarios, si possible dans un périmètre plus large que celui du système électrique (ceci pour bien apprécier les substitutions entre énergies) ;
- en élargissant cette analyse au périmètre européen, pour également mesurer les effets d'un parc français très décarboné dans un système interconnecté (car cela revient aussi à des substitutions entre énergies primaires carbonées et non carbonées) ;
- en montrant enfin les implications des scénarios en termes d'importation d'énergies fossiles par la France.

- Apporter une vision bien documentée de l'économie du système électrique :
  - les échanges entre la France et les pays frontaliers sont un indicateur à suivre dans chaque scénario ;
  - les énergies renouvelables variables (principalement éolien et PV) vont continuer à se développer. Des questions autour de la capacité du parc de production conventionnel à satisfaire les besoins de flexibilité se poseront de plus en plus. Il serait donc pertinent d'envisager une analyse des besoins de flexibilité, de la capacité du parc thermique à assurer le suivi de charge et de l'écrêtement des EnR ;
  - il nous semble intéressant d'analyser l'évolution de la pointe de consommation et donc de suivre en détail les besoins de capacités (à maintenir en exploitation ou à développer) pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs et l'évolution des fondamentaux des mécanismes de capacité.
  - EDF insiste sur le besoin d'approfondir le volet économique pour la définition du mix de production mais aussi pour donner une vision la plus fine possible des coûts de développement du système.
  - Ce volet économique pourrait être renforcé par l'analyse des coûts marginaux de court terme et des durées de marginalité, ainsi que du coût de revient (moyen) de la fourniture à l'horizon 2035.

Question 3. Partagez-vous les principes de construction des scénarios décrits ci-dessus ? Pouvez-vous indiquer, le cas échéant, vos propositions en matière de représentation de telle ou telle filière ou vos propositions en matière de modélisation ?

Réponse EDF

A plusieurs reprises dans le document, il est suggéré qu'un acteur privé évaluera la rentabilité en tenant compte du contexte (marché, régulation, subventions, fiscalité …) ; par exemple : « *On supposera par défaut que les agents prennent des décisions économiquement rationnelles sur la base des signaux économiques qu'ils perçoivent et des obligations résultant du cadre législatif ou réglementaire*.»

C'est en effet une règle générale, mais cela renvoie à la question de l'évolution des règles du jeu (et donc des signaux économiques que reçoivent les acteurs), car ces règles évolueront forcément sur l'horizon étudié (presque 20 ans). Or, s'il est difficile (mais il faut bien le faire) de donner des

hypothèses 2018-2035 sur les fondamentaux économiques, il est périlleux d'en faire sur les règles du jeu (et illusoire de supposer par défaut qu'elles resteront les mêmes qu'aujourd'hui, alors que le débat sur une architecture marché-régulation donnant plus de visibilité aux acteurs est lancé).

Ainsi, mieux vaut supposer que les décisions privées recevront un cadre et des signaux économiques qui permettent la convergence entre intérêt privé et intérêt général (atteindre les objectifs de politique publique au moindre coût pour la collectivité), ce qui revient à les modéliser sur une base de fondamentaux économiques et de minimisation des coûts, dans une optique « système et intérêt collectif ». A contrario, il serait délicat de comparer la rentabilité de différents choix et de différents moyens de production en préjugeant du cadre de régulation à long terme.

EnR (hors autoproduction), cogénération au gaz naturel et *power-to-gas :*
Le complément économique pour définir l'évolution des capacités EnR nous semble important. Il faut cependant s'assurer qu'une analyse de l'acceptabilité du développement des EnR est réalisée et que les coûts complets liés à l'insertion des EnR sont bien pris en compte. La question de l'acceptabilité est aujourd'hui un frein significatif, y compris pour le développement des réseaux, et peut donc être dimensionnante pour les mix de demain.

PV en autoproduction
La dimension sociologique et la rationalité économique du consommateur confronté au système de prix qu'il constate (dont les dépenses évitées d'accès au réseau et de taxes quand il achète moins d'énergie) sont en effet deux déterminants importants. Toutefois, dans la durée ou en cas de quantités importantes, il semble nécessaire de s'adosser à une logique de coûts occasionnés ou évités pour le système pour dimensionner les volumes et rester sur l'idée qu'ils demeurent pilotés par la décision publique tant qu'il font l'objet d'un soutien public.

Nucléaire
Les objectifs de la politique publique sont en effet un déterminant majeur pour façonner les scénarios ; l'évaluation économique des options pourra apporter des éclairages utiles.

Charbon
Si effectivement la construction de nouvelles centrales ne semble pas envisageable (et est même interdite par la PPE), EDF pense que le maintien en exploitation des centrales actuelles (qui, s'agissant des 3 tranches EDF et d'un point de vue technique pourraient aller jusqu'en 2035) devrait être déduit de critères économiques.

Détermination économique et critère de sécurité d'alimentation

Il nous semble pertinent de placer tous les moyens de production (et non seulement les TAC, les effacements et le stockage) sous la même logique du critère de sécurité d'alimentation, c'est-à-dire de porter à leur crédit économique l'économie de défaillance qu'ils permettent, quelle que soit la filière. Ceci serait le juste reflet du fait que toutes les capacités concourent à la fiabilité de l'alimentation des consommateurs.

Question 4. Proposez-vous d'autres références externes de coûts de combustibles et de CO_2 ?

Réponse EDF

Concernant le prix du CO2, il n'y a pas dans les hypothèses envisagées de variante qui soit vraiment basse, en ligne avec les prix actuels ; or la hausse du prix du CO2 n'est pas acquise ; on pourrait imaginer que l'atteinte des 32 €/t n'intervient que tardivement, avec peut-être encore 10 €/t sur 2021-2030. Le prix de la variante haute (~100€/t) est politiquement ambitieux, mais il a le mérite

d'être en ligne avec la trajectoire de CCE inscrite dans la LTECV.

Question 5. Êtes-vous d'accord pour retenir :

- une hypothèse basse de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 26 GW et

- une hypothèse haute de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 52 GW ?

Réponse EDF

Les hypothèses de développement de l'éolien terrestre nous semblent pertinentes. La méthode de calcul retenue, contrainte par les capacités historiques à développer de l'éolien, peut toutefois être débattue. Différentes études et approches arrivent au même ordre de grandeur en utilisant des méthodes plus robustes en prenant en compte des contraintes d'occupation du territoire et d'acceptabilité.

Question 6. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la filière éolienne terrestre ?

Réponse EDF

Il serait intéressant de préciser, dans les hypothèses sur les EnR, les facteurs de charge retenus (par exemple pour les machines standard et la nouvelle génération d'éolien terrestre).

A propos des hypothèses de taux d'actualisation (dans cette question et dans les suivantes) :

- nous comprenons que les taux indiqués s'appliquent à des flux en monnaie constante et avant toute considération d'impôt, mais la précision serait bienvenue ;
- les raisons de l'écart entre filières (de 7 à 11%) mériteraient d'être indiquées.

Question 7. Êtes-vous d'accord avec des hypothèses de capacités installées à l'horizon 2035 comprises entre 3,5 et 9,5 GW d'éolien en mer posé, et comprises entre 0,1 à 2,1 GW d'énergies marines ?

Réponse EDF

EDF ne dispose pas d'éléments précis pour confirmer ou contester ces hypothèses.

Question 8. Compte tenu du caractère émergent de ces filières, quels délais moyens de réalisation préconisez-vous de retenir pour l'éolien en mer posé et les énergies marines ?

Réponse EDF

EDF ne dispose pas d'éléments précis pour répondre à cette question.

Question 9. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour l'éolien en mer posé, l'éolien flottant et l'hydrolien marin ?

Réponse EDF

Les hypothèses de coûts (investissement et exploitation) pour l'éolien offshore semblent élevées ; EDF estime qu'elles méritent d'être revues. Les coûts évoluent rapidement, il est possible d'anticiper des coûts futurs moindres que les hypothèses proposées.

Question 10. Êtes-vous d'accord de supposer :

- **un volume minimal de PV au sol compris entre 3 et 23 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures industrielles compris entre 14 et 18 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures résidentielles compris entre 3,4 et 7,4 GW ?**

Réponse EDF

La dimension sociologique et la rationalité économique du consommateur confronté au système de prix qu'il constate (dont les dépenses évitées d'accès au réseau et de taxes quand il achète moins d'énergie) sont en effet deux déterminants importants. Toutefois, dans la durée ou en cas de quantités importantes, il semble nécessaire de s'adosser à une logique de coûts occasionnés ou évités pour le système pour dimensionner les volumes et rester sur l'idée qu'ils demeurent pilotés par la décision publique tant qu'il font l'objet d'un soutien public.

Question 11. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour le solaire photovoltaïque ?

Réponse EDF

Les CAPEX paraissent élevés. Déjà aujourd'hui on peut trouver des fermes PV au sol avec un coût d'installation (€/kWc) beaucoup moindre (50% des prix affichés environ). EDF considère que ces hypothèses méritent d'être revues.

Question 12. Pour les installations de PV sur toitures (industrielles et résidentielles), selon vous, quelles sont les sources d'information à considérer, les hypothèses et les données à prendre en compte pour ajuster la capacité développée, par exemple de façon non exhaustive, les phénomènes de développeurs précurseurs (*early-adopters*), l'existence d'asymétrie d'information sur la rentabilité attendue ou les difficultés de financement ?

Réponse EDF

Le développement des installations de PV sur toitures va dépendre de beaucoup de facteurs, y compris de facteurs sociologiques difficilement quantifiables. Que les fondamentaux économiques

du système joue un rôle clé dans la durée paraît en revanche certain.

D'autre part le cadre réglementaire pèsera aussi fortement sur le développement de ces installations, il faudra donc clarifier quel(s) type(s) de régulations sont envisagées, et en particulier comment la régulation sur l'autoconsommation collective est prise en compte.

Enfin, s'agissant d'apprécier un flux de développement soutenable, il est nécessaire de considérer les fondamentaux économiques du système, qui semblent un critère plus solide que l'hypothèse sur un cadre réglementaire donné.

Question 13. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacités et de coûts proposées pour la filière ?

Réponse EDF

Les hypothèses de coûts proposées sont relativement cohérentes avec celles qui avaient été retenues par l'UFE dans ses études sur l'économie des STEP en 2010 et 2013. Il est toutefois important de noter que les coûts d'investissement des STEP sont très variables selon les projets envisagés et leur configuration, selon qu'il s'agit de projets de suréquipement (avec des réservoirs existants) ou de projets greenfield (où la centrale et le réservoir amont et/ou aval sont à construire). Sur les sites les plus favorables, une fourchette de coût d'investissement de 1000 à 1500 €/kW paraît réaliste ; pour des projets greenfield moins favorables, ce coût pourrait être plus élevé.

Une indication à considérer pour dimensionner les scénarios est la PPE (« entre 1 et 2 GW arrivant entre 2025 et 2030 »). Il serait par ailleurs précieux de livrer une évaluation de l'intérêt « système » de tels développements.

Question 14. Compte tenu de l'absence de mise en service récente en France, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous de retenir une STEP ?

Réponse EDF

Une fourchette relativement large est à considérer selon la configuration du projet, selon que la centrale ou les bassins sont à construire.

Un délai de développement de l'ordre de 6 à 10 ans peut être envisagé selon la procédure à dérouler, les études à mener et la complexité du projet.

Question 15. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacité pour les bioénergies ?

Réponse EDF

EDF estime l'approche pertinente.

Question 16. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les filières de bioénergies ?

Réponse EDF

Pour les analyses du développement de la biomasse électrogène (avec ou sans cogénération) il faudrait s'appuyer sur une comparaison économique avec l'usage « chaleur » (par exemple via réseaux de chaleur) car une question importante est le bon emploi de la ressource biomasse française. En particulier, l'emploi purement électrogène de la biomasse paraît nettement moins intéressant.

Question 17. Avez-vous des remarques sur ce cadrage concernant la filière nucléaire ? En particulier, quelles variantes proposez-vous d'étudier ?

Réponse EDF

Il est intéressant d'explorer différents scénarios de capacité nucléaire installée pour voir les impacts économiques et environnementaux. Pour cela il est important de mettre en relief les bilans CO2 et le bilan économique « complet » des différents scénarios.

Les objectifs de la LTE sont ambitieux et donc nous considérons qu'il est important, dans des scénarios de réduction de la puissance nucléaire installée (comme sur l'ensemble des hypothèses de construction du mix) d'apporter une vision intermédiaire pour intégrer une logique d'économie industrielle qui donnerait du réalisme et de la robustesse aux scénarios (si le système est « viable » en 2035 au prix de « sous-optimalités » ou de « lock-in » dans la production thermique fossile en 2025, il faut le signaler). Ceci est applicable notamment au scénario encadrant « nucléaire bas » ainsi qu'aux scénarios de référence.

Pour le scénario « nucléaire haut » EDF propose de garder le niveau de puissance nucléaire installée à 63.2 GW, respectant ainsi le plafond fixé par la loi tout et illustrant un cas bien contrasté.

Un point essentiel sur lequel EDF attire l'attention est l'appareillage entre les différentes hypothèses pour construire des scénarios cohérents entre demande, prix des commodités, pénalisation du CO2 et mix de production. EDF souhaite que la définition de ces scénario puisse être discutée et pouvoir apporter son concours à cette construction

Question 18. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la production nucléaire de 2ème génération et de 3ème génération ?

Réponse EDF

Comme indiqué, les valeurs proposées par RTE (1200 €/kW en coût d'investissement, 127 €/kW en exploitation courante et 5 €/MWh en combustible) résultent d'une extrapolation de rapports antérieurs de la Cour de Comptes.

Ces données appellent toutefois un travail d'interprétation (en particulier, le contenu et l'articulation des périmètres relevant de « investissement » et « exploitation» doivent être bien clarifiés, de même que le calendrier des dépenses, qui sont un flux d'opérations de jouvence et de maintenance permettant une durée de vie résiduelle qui peut excéder 20 ans, et ne peuvent pas être traitées comme un « investissement » ponctuel pour une durée de vie normative) et de mise à jour (le programme dit « grand carénage » a fait l'objet d'optimisations depuis l'actualisation de mai 2014 du rapport de la Cour des Comptes).

EDF ne peut donc pas donner à ce stade une approbation des chiffres livrés dans le tableau, ni pour

le nucléaire existant, ni pour le neuf, et propose à RTE de prévoir des échanges bilatéraux sur cette question des coûts du nucléaire.

Question 19. Considérez-vous que la production de l'ensemble du parc thermique à flamme doive être contrainte par un volume global d'émissions de CO_2 à l'horizon 2035 ?

Réponse EDF

Non. Introduire a priori une contrainte sur le niveau de production du parc thermique serait un palliatif nuisible à la comparaison économique des scénarios.

Dans chaque scénario, les émissions de CO_2 doivent résulter d'une optimisation économique dans un cadre d'hypothèses donné, dont fait partie le prix du carbone.

Question 20. Quelle valeur proposez-vous de retenir sur la part du biogaz injecté dans le réseau de gaz à l'horizon 2035, afin d'en tenir compte dans le calcul des émissions de CO_2 du secteur électrique ?

Réponse EDF

Dix pourcents de gaz injecté dans le réseau semblent plausible à l'horizon 2035. Atteindre les objectifs définis dans la PPE avec quelques années de retard est une hypothèse raisonnable.

En toute logique, cette part de biogaz rentre dans le calcul des émissions du secteur électrique. Il faut s'assurer aussi que les coûts de production de ce biogaz sont pris en compte dans le calcul des coûts complets du système pour éviter des biais. Pour cela, il faudrait détailler la chaine de production et de coûts du biogaz.

Question 21. Êtes-vous d'accord pour une capacité minimale installée de CCG de 1,2 GW ?

Réponse EDF

Le contrat pour DK6, signé en 2005, dure a priori 20 ans. DK6 pourrait donc être déclassé en 2035 en fonction des résultats de l'analyse économique.

On notera aussi qu'arbitrer entre quelques CCG en France ou aux frontières pourrait dans certains cas se placer au voisinage de l'indifférence économique, avec ajustement par le solde exportateur.

Question 22. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les cycles combinés au gaz ?

Réponse EDF

EDF pend note des sources employées et n'apporte pas de commentaire particulier.

Concernant le coût d'exploitation (€/kW/an) : il faut faire attention lors de l'utilisation de données externes que les puissances de référence soient les mêmes. Les coûts totaux d'exploitation de CCG

existants de 440 MW et de nouveaux CCG de 600 MW seront environ les mêmes, mais rapportés au kW installé ils seront différents.

Question 23. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses retenues pour la filière charbon ?

Réponse EDF

Il semble logique, au regard des contraintes environnementales et la PPE, de ne pas considérer de nouvelles installations.

Les conditions dans lesquelles une capacité de 1,8 GW subsiste en 2035 pourraient être précisées.

EDF considère que le dimensionnement du parc charbon doit répondre à des critères économiques, dont bien sûr la prénalisation du carbone et le prix de la contrainte de fiabilité d'alimentation.

EDF estime que les hypothèses de coûts d'exploitation du palier charbon, basées sur des sources externes, sont insuffisantes pour apprécier ceux du parc de production français de type Q600.

Question 24. Êtes-vous d'accord avec l'hypothèse d'un parc de centrales à cogénération au gaz compris entre 3 GW et 12 GW à l'horizon 2035, soit environ 0,75 à 3 fois le parc actuel ?

Réponse EDF

A l'horizon 2035, il n'y aura plus de cogénérations sous obligation d'achat. Dans ce contexte, une forte reprise de la cogénération semble difficilement imaginable en France, ainsi les hypothèses hautes paraissent trop élevées. Une telle hypothèse reviendrait par ailleurs à postuler un degré de « réindustrialisation » peu probable.

Question 25. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les centrales à cogénération au gaz naturel ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque sur ces hypothèses, et ne peut en particulier valider une hypothèse de diminution des coûts de 2% par an.

Question 26. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses relatives aux turbines à combustion ?

Réponse EDF

EDF pend note des sources employées et n'apporte pas de commentaire particulier.

Question 27. Proposez-vous d'autres sources sur le gisement et le coût des effacements ?

Réponse EDF

Sur les 3 GW existants, RTE a communiqué cet hiver sur 2500 MW disponibles, effacement tarifaire compris. Il faut être prudent et distinguer entre les gisements techniques, économiques, et ce qu'est effectivement effaçable un instant donné.

Il serait intéressant de savoir comment sont pris en compte les effacements tarifaires dans la modélisation (déjà intégrés dans les courbes de charge, placement optimisé).

Une autre source est le rapport E-cube : « Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime » public sur le site de la CRE.

Question 28. Êtes-vous d'accord avec les gisements et les coûts proposés pour les différents types d'effacements ?

Réponse EDF

Les hypothèses sont consistantes avec les sources connues d'EDF.

Le rapport E-cube précise, concernant les effacements diffus : « un coût d'investissement de 450 €/client amortis sur 8 ans intégrant le coût d'acquisition du client, le coût de fabrication d'un boitier, le coût d'installation du boitier décomposé de la manière suivante… ». La différence sur la rémunération attendue vient-elle exclusivement de la puissance installée par le client ou existe-t-il d'autres raisons ? Le coût par client pourrait être un paramètre plus pertinent.

Question 29. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les batteries ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque sur ces hypothèses.

Question 30. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour la filière *power-to-gas* ?

Réponse EDF

Il faudrait détailler ce qu'on entend par power-to-gas, expliquant les systèmes envisagés et précisant la vision retenue quant à l'entrée en régime industriel à l'horizon 2035 et aux hypothèses technico-économiques (électrolyseur, stockage d'hydrogène, transformation en méthane ?)

EDF ne peut donc formuler une approbation des hypothèses proposées.

Question 31. Compte tenu du caractère émergent de cette filière, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous pour une installation de *power-to-gaz* ?

Réponse EDF

Pas de réponse sur le délai de réalisation, mais une question (cf. supra) sur l'horizon de disponibilité de la filière à des conditions industrielles et économiques favorables.

Question 32. Avez-vous des remarques sur ces hypothèses ? *(interconnexions)*

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque à faire sur ces hypothèses.

Question 33. Avez-vous des suggestions complémentaires sur la prise en compte des parcs étrangers ? Notamment, quelles études ou données proposez-vous d'utiliser ?

Réponse EDF

Il serait intéressant de préciser (ou de commenter) la logique d'élaboration des hypothèses de développement EnR dans les différents pays, y compris la France, notamment pour voir si elles reposent sur des degrés différents de subvention publique.