Réponse EDF à la consultation publique sur les hypothèses du Bilan prévisionnel 2018

Hypothèses de demande et trame d'analyse

Question 1. Êtes-vous favorable au maintien, dans la logique de scénarisation, du lien introduit entre croissance économique et investissement renforcé dans l'efficacité énergétique ?

La logique d'élaboration de la variante « consommation forte » vous agrée-t-elle ? Si non, avez-vous d'autres logiques d'élaborations à proposer ?

Réponse EDF

La logique de scénarisation de la demande basée sur différents croisements des principaux déterminants que sont **la démographie, la croissance économique, l'efficacité énergétique et l'électrification des usages**, tout en visant à conserver la meilleure cohérence macroéconomique d'ensemble semble pertinente.

Par ailleurs, il nous semble important que la scénarisation de l'évolution de la consommation d'électricité procède d'une réflexion plus large sur l'ensemble des consommations énergétiques pour les secteurs substituables. En particulier, il serait intéressant de s'assurer que le « cône des possibles » quant à la consommation intérieure d'électricité comprenne au moins un scénario compatible avec le respect des budgets carbone.

La variante « consommation forte » s'intègre bien dans cette logique d'élaboration d'un cône des possibles. Il est proposé par RTE de l'élaborer en recourant à une approche encadrante, croisant les hypothèses socioéconomiques hautes et les hypothèses d'efficacité énergétique les moins soutenues. Cette approche n'assure pas explicitement la cohérence macro-économique d'ensemble (souvent croissance économique et efficacité énergétique sont liées). Les études d'EDF montrent qu'une croissance économique forte est soutenue par l'augmentation du nombre de ménages et par une relance de l'activité économique. Si la croissance s'accompagne d'une électrification du transport et de l'industrie, elle a pour conséquence une demande à la hausse, même dans le cas d'une efficacité énergétique forte. Il en va de même si l'on suppose dans ce scénario haut que la réglementation thermique est rééquilibrée par un critère non basé exclusivement sur l'énergie primaire et permet de valoriser les solutions électriques bas carbone. **Cette logique nous semble plus pertinente car elle explore un scénario possible qui assure la cohérence macro-économique et respecte les objectifs environnementaux.**

EDF reste ouverte à des échanges bilatéraux sur les hypothèses de base des scénarios de consommation.

Question 2. L'approche proposée pour les hypothèses de croissance du PIB sur les deux premières années, consistant à retenir les valeurs médiane et encadrantes d'un large panel de prévisions externes, vous convient-elle ? Les valeurs proposées sur l'horizon de moyen terme vous semblent-elles satisfaisantes ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque particulière sur ces hypothèses.

Question 3. Les ordres de grandeur proposés pour la croissance de l'activité industrielle vous semblent-ils pertinents ? Avez-vous d'autres valeurs ou des sources à proposer ?

Réponse EDF

Cf. Réponse à la question 4.

Question 4. [Secteur industriel] Les jeux d'hypothèses proposés ci-dessus vous semblent-ils pertinents ? Si non, quels amendements souhaiteriez-vous y apporter ? Avez-vous des sources externes fournissant des projections sensiblement différentes ?

Réponse EDF

Sur l'industrie, en particulier sur des secteurs importants comme l'agroalimentaire et l'automobile, les analyses d'EDF voient des écarts importants des taux de croissance par rapport à ceux proposés par RTE.

Les hypothèses de RTE nous semblent suggérer une poursuite de la désindustrialisation de l'économie Française. Alors que les tendances de PIB reprennent pour le scénario haut des taux de croissance d'avant la crise de 2008, la production industrielle croit faiblement dans ce scénario (et encore moins dans les autres) et n'atteindrait le niveau de production industrielle de 2007 qu'en 2035.

EDF considère qu'il faudrait refléter dans un scénario les conséquences que pourrait avoir une politique de soutien à l'industrie nationale car aucun des scénarios n'explore cette option.

Par ailleurs, les scénarios de RTE ne sont pas suffisamment contrastés en termes d'efficacité énergétique et d'électrification des usages dans l'industrie. Cette vision à moyen terme semble ainsi exclure l'engagement d'une trajectoire compatible avec la neutralité carbone en 2050 : dans le projet de scénario SNBC 2050, la DGEC montre une intense électrification des usages industriels qui conduirait à une consommation de l'ordre de 170 TWh.

Par ailleurs, l'étude CEREN « gisement des techniques électriques dans l'industrie » identifie un gisement de 58 TWh d'électrification dans l'industrie. Dans une logique bas carbone, en développant des technologies déjà maitrisées comme les PAC à haute température, l'électrification dans l'industrie pourrait avoir un impact sur la consommation de jusqu'à 3%-4% d'ici 2023.

Question 5. [Secteur résidentiel] Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur le chauffage électrique à l'horizon 2023 ? Avez-vous d'autres valeurs ou des sources à proposer ?

Réponse EDF

Concernant le chauffage électrique, pas de remarque particulière. Nous constatons malgré tout que les scénarios de « substitutions annuelles de solutions à base de combustibles vers l'électricité dans l'existant » ne sont pas très contrastés. En particulier, dans une logique de décarbonation, on pourrait envisager un nombre plus important de logements sur lesquels il y aurait une substitution de combustibles vers l'électricité.

Question 6. : **[Secteur résidentiel]** Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur les usages du résidentiel à l'horizon 2023 ? Avez-vous des valeurs de calage ou des trajectoires différentes à proposer ? Quelle vision avez-vous de l'évolution des usages diffus ?

Réponse EDF

Pour disposer d'une meilleure représentation de la demande résidentielle, EDF a réalisé 2 enquêtes successives en 2013 et 2016 auprès de 4000 ménages représentatifs. Ces enquêtes ont permis d'avoir une vision fine de 99 usages en terme de caractéristiques techniques (technologies et tailles de téléviseurs, d'ordinateurs, de sèche-linge, etc..), de taux d'équipement et d'intensité d'usage (nombre de cycles et T° de lavage, fréquences et heures d'utilisation des téléviseurs, etc…).

Pour un volume total de la consommation résidentielle équivalent à RTE, les enquêtes de EDF ont conclu sur une répartition entre les différents usages qui diffère significativement, notamment sur les consommations des usages Blancs, des usages Bruns/gris (vision RTE ~10 TWh supérieure) et par conséquent du solde.

EDF considère que cet écart, lié à une vision RTE conservatrice des étiquettes d'efficacité énergétique des différents équipements et à des caractéristiques d'utilisation différentes, fait que RTE surestime le potentiel d'efficacité énergétique dans les usages résidentiels. Il s'agit concrètement d'une sous-estimation du solde, composé par des usages qui restent constants ou qui sont en croissance (VMC, appareils culinaires, d'hygiène, bricolage, jardinage, auxiliaires) et qui dans les hypothèses de RTE auront la même tendance que les usages blancs ou bruns/gris.

Les écarts de la vision de EDF sur le résidentiel avec celle de RTE proviennent donc largement d'une analyse différente de la consommation actuelle.

Par ailleurs, la consommation résidentielle est très dépendante de l'évolution démographique et de la taille des ménages (et donc du nombre). Dans une situation où la décohabitation semble augmenter, il serait intéressant d'avoir plus d'éléments sur les hypothèses retenues par RTE concernant l'évolution de la population et de la structure des ménages.

Question 7. [Secteur tertiaire] Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur l'évolution des surfaces tertiaires à l'horizon 2023 et la pénétration du chauffage électrique ? Avez-vous des hypothèses différentes à proposer ?

Réponse EDF

Concernant les hypothèses de surface et de pénétration du chauffage électrique dans le tertiaire, pas de remarque particulière. EDF souhaiterait avoir plus de détails sur les hypothèses de la consommation spécifique du tertiaire et l'évolution de la consommation de secteurs tels que l'éducation et la santé qui ont un fort potentiel de développement de la consommation électrique.

Question 8. Êtes-vous d'accord sur l'utilisation de ces hypothèses relatives au développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables à l'horizon 2023 ? Si non, quels amendements ou compléments souhaiteriez-vous apporter ?

Réponse EDF

Les hypothèses retenues sur le développement de la mobilité électrique (1 M de VE et 0.6 M de VHR sur les scénarios les plus volontaristes) sont nettement en-dessous de l'objectif 2023 de la PPE (1 M de VE et 1.4 M de VHR).

Evolution du parc de production

Question 9. Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière hydraulique ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ?

Réponse EDF

Une trajectoire de développement cohérente avec la PPE nous semble pertinente en vue des projets d'augmentation de puissance en cours et de nouveaux développements, notamment de petite hydraulique. EDF propose donc de retenir la trajectoire médiane, de 25.8 GW de puissance installée fin 2023.

Question 10. Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolienne ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque particulière.

Question 11. Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolienne en mer ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ? Notamment, quelles pourraient être selon-vous les valeurs à prendre en compte dans les différentes trajectoires ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque particulière.

Question 12. Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière photovoltaïque ? Doit-on envisager une trajectoire plus ambitieuse que la trajectoire rythme PPE haut proposée ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque particulière.

Question 13. Partagez-vous ces hypothèses pour le développement de la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque concernant les hypothèses de développement de la filière bioénergies.

Question 14. Partagez-vous ce point de vue sur la modélisation de la production et les facteurs de charge de la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque concernant la modélisation de la production de la filière bioénergies.

Question 15. Partagez-vous ces hypothèses pour la filière énergies marines ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse EDF

EDF est d'accord pour maintenir une approche prudente et de ne pas prendre en compte les expérimentations en cours concernant les énergies marines dans l'analyse moyen terme.

Question 16. Avez-vous des observations à formuler sur l'hypothèse considérée concernant l'arrêt des réacteurs de Fessenheim ?

Réponse EDF

Comme indiqué dans le communiqué de presse du 31 mai 2018, un décalage de quelques mois du démarrage du réacteur EPR de Flamanville 3 faisant partie des hypothèses envisagées, EDF se met en situation de poursuivre l'exploitation des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim jusqu'à l'été 2019.

Question 17. Avez-vous des observations à formuler sur l'hypothèse considérée pour le démarrage de l'EPR de Flamanville ?

Réponse EDF

Comme indiqué dans le communiqué de presse du 31 mai 2018 : le 10 avril 2018, EDF a déclaré à l'Autorité de sûreté nucléaire un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et a engagé une expertise afin d'analyser les causes et la nature de ces écarts. Sur la base des investigations réalisées par EDF, les échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire vont se poursuivre encore quelques semaines.

Les conséquences sur le planning et le cas échéant, sur le coût du projet Flamanville 3 seront précisées à cette échéance.

Question 18. Etes-vous d'accord avec les trajectoires d'évolution de la capacité nucléaire proposées ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse EDF

Comme cela est rappelé par RTE, en janvier 2018, les pouvoirs publics ont privilégié les scénarios Ampère et Volt du Bilan prévisionnel 2017 de RTE pour la suite des discussions.

La trajectoire de déclassement extrêmement rapide de 10 GW d'ici 2023 envisagée dans le scénario Watt est en contradiction forte avec les objectifs de décarbonation du système énergétique Français.

Question 19. Considérez-vous adaptée la modélisation retenue pour la disponibilité du parc nucléaire ? Les variantes proposées vous semblent-elles pertinentes ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse EDF

EDF a 3 remarques à formuler :

- Les dates au plus tard de début des visites décennales sont déterminées par des échéances réglementaires de réalisation des épreuves hydrauliques des équipements sous pression. Les scénarios examinés par RTE ne doivent donc pas se fixer sur la date de remise du rapport de réexamen, mais sur ces échéances règlementaires. Le positionnement des arrêts considérés (et donc l'analyse de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement) en dépend.

- RTE ne précise pas clairement s'il tient compte du planning d'indisponibilités prévisionnelles communiqué par le producteur. EDF considère que la méthode reflétant la meilleure vision disponible serait de s'appuyer sur ce planning prévisionnel d'indisponibilités programmées et d'y ajouter l'analyse statistique des données passées que pratique RTE pour construire une vision des indisponibilités non programmées.

- EDF précise que les durées prévisionnelles des arrêts et notamment des visites décennales publiées sur la plateforme de transparence européenne tiennent compte de la planification d'opérations spécifiques. A titre d'exemple, les durées des visites décennales « tête de série » sont plus longues que les autres.

Question 20. Partagez-vous cette approche ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse EDF

EDF rappelle le message publié le 11/07/2017 dans la section « Informations complémentaires

relatives à la production » du site RTE :

« L'unité de production de Flamanville 3 démarrera ses essais de production le 25 mai 2019. La pleine puissance pourrait être atteinte le 16 novembre 2019. La capacité installée devrait être de 1600MW. »

Question 21. Une approche consistant à évaluer les conséquences d'un défaut générique sur l'ensemble des réacteurs d'un même « palier » technique vous semble-t-elle pertinente ? Si oui, que proposez-vous comme priorité pour cette étude (palier à examiner, méthode, etc.) ?

Réponse EDF

Avant de commenter la modélisation d'un défaut générique, il semble pertinent de rappeler qu'EDF optimise ses plannings d'arrêt de tranches (AT) en maximisant la disponibilité hivernale. Il est normalement possible de passer le cœur de l'hiver avec deux tranches en arrêt programmé.

Les visites effectuées lors des AT peuvent conduire à effectuer des opérations non prévues, entraînant une prolongation d'arrêt : on notera que la concentration de la maintenance en été ou en demi-saison minimise le risque de voir des prolongations déborder sur l'hiver.

Le pilotage des affaires techniques et les échanges en continu avec l'ASN permettent de limiter ce risque. Si une anomalie entrainait l'arrêt immédiat d'un certain nombre de tranches pour des raisons de sûreté, l'examen de la situation avec l'ASN et la mise en œuvre de solutions palliatives permettraient de minimiser la durée de ces arrêts fortuits (réalisation des vérifications et mesures nécessaires) et de programmer au mieux les opérations à réaliser sur les installations concernées. La probabilité de découverte d'une telle anomalie est plus élevée en été (lors des AT), ce qui diminue le risque de conséquences immédiates en hiver.

La gestion et les conséquences de l'événement générique qui a affecté le parc nucléaire en 2016-2017 illustrent ces principes. La détection d'anomalies métallurgiques (ségrégation carbone) est intervenue à l'automne 2016, entraînant l'obligation de réaliser des contrôles sur 14 tranches, demandant trois semaines d'arrêt. EDF, en lien avec l'ASN, a cherché à minimiser les indisponibilités induites en janvier, période a priori la plus tendue pour l'équilibre offre-demande. Ainsi, les arrêts de 7 à 8 tranches se sont relayés en novembre et décembre (avec des pics ponctuels à 9). Il en a résulté que, début janvier, 5 tranches seulement étaient indisponibles en raison de cet aléa générique.

Le précédent événement générique d'ampleur affectant la disponibilité du parc nucléaire est lié au phénomène dit de colmatage des générateurs de vapeur (2006-2010), détecté au second semestre 2006 et touchant 16 tranches. Si la perte de production associée fut considérable (plus de 20 TWh), la gestion de l'avarie (opérations de lessivage chimique) a pu être programmée sur 3 années, entraînant une chute de la disponibilité hivernale de maximum 2 GW en janvier 2007.

Finalement, les exemples montrent que les conséquences des aléas les plus sévères rencontrés dans le passé ont été maîtrisées et que ces évènements ponctuels ne peuvent servir de base à une analyse statistique. L'analyse d'un « aléa générique » ne peut donc être que normative et revient à examiner les conséquences de l'indisponibilité non programmée d'un certain nombre de tranches sur l'équilibre offre-demande. L'approche par palier ne semble toutefois pas pertinente, les indisponibilités non programmées pouvant être dues à des causes génériques indépendantes du palier (ex. : en 2016, les demandes ASN de contrôles sur des fonds primaires de générateur de vapeur fabriqués par JCFC ont

concerné plusieurs « paliers »).

Question 22. Etes-vous d'accord avec le principe proposé pour l'élaboration des trajectoires de fermeture des centrales au charbon existante ? Le cas échéant, quelle(s) autre(s) trajectoire(s) de fermeture de ces centrales au charbon proposez-vous d'étudier ?

Réponse EDF

Pour respecter le cadre fixé par les pouvoirs publics, EDF mène actuellement une expérimentation au Havre et à Cordemais pour évaluer la faisabilité technique et la viabilité économique de la conversion de ses 3 centrales charbon à des solutions moins carbonées (biomasse/CSR) pour un fonctionnement proche des moyens de semi-base/pointe.

EDF suggère qu'une analyse détaillée de l'impact de la fermeture des centrales charbon sur la sécurité d'approvisionnement du système électrique français soit menée, de même que dans le Bilan Prévisionnel 2017.

Question 23. Estimez-vous que tout ou partie des unités actuelles fonctionnant au charbon pourraient faire l'objet d'une reconversion vers la biomasse ? Le cas échéant, combien de tranches pourraient être concernées, et à quelle échéance ? Selon quelles modalités de fonctionnement (proportion de biomasse, puissances maximales, nombres d'heures de fonctionnement autorisées, …) ?

Réponse EDF

Cf. réponse à la question 22.

Question 24. Etes-vous d'accord avec les trajectoires proposées ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque sur les hypothèses d'évolution du parc CCG.

Question 25. Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ? Un déclassement d'une partie des turbines à combustion doit-il être envisagé d'ici 2023 ?

Réponse EDF

Le maintien en exploitation des turbines à combustion dépendra de leur bilan économique.

A ce titre, EDF pose la question de la cohérence entre l'analyse de sécurité d'approvisionnement menée dans le cadre du bilan prévisionnel et le niveau de l'obligation visée dans le cadre du mécanisme de capacité.

Il peut en effet apparaître étonnant que la capacité certifiée apparaisse plus importante que la capacité obligée, ce qui suggère une marge pour le respect du critère, alors qu'une telle marge n'apparaît pas de manière évidente à la lecture des résultats du Bilan prévisionnel.

EDF en effet fait le constat qu'un volume important de garanties de capacité reste sans acquéreur pour 2017 alors même que le Bilan Prévisionnel 2017 fait le constat que les marges du système sur les hivers 2018-19 et 2019-20 sont très basses (moins de 500 MW) et seraient donc fortement négatives en l'absence des 2 GW installés de turbines à combustion.

EDF demande que cette question, qui semble également se poser pour les années 2018 et 2019, soit instruite dans la mesure où les hypothèses de maintien en exploitation retenues par le Bilan Prévisionnel en dépendent.

Question 26. Partagez-vous le panorama présenté pour le parc de cogénérations ?

Selon vous, quelles évolutions respectives des parcs de cogénérations au gaz et au fioul doivent être considérées ? Une réduction du volume de cogénérations doit-elle être envisagée sur l'horizon d'étude ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque concernant les puissances de cogénération présentées.

Une évolution devrait être considérée, au moins sous forme de variante, en fonction des hypothèses envisagées sur les schémas de soutien. Aujourd'hui ces cogénérations sont sous obligation d'achat et la durée du contrat est de 12 ans. Une fois ce contrat terminé, ce n'est pas sûr que les installations soient rénovées. Une réduction du volume de cogénérations devrait donc être envisagée d'ici 2023 en prenant en compte la fin des contrats en OA.

Question 27. Partagez-vous cette présentation ? Une érosion du parc sur l'horizon de 5 ans doit-elle être envisagée ? Quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse EDF

Nous partageons l'approche de RTE de considérer pour ces filières des capacités offertes sur les marchés correspondant aux puissances maximales produites en 2017.

Les groupes fioul ont une durée de vie de 20 ans et certains l'atteignent à l'horizon de l'étude. Une

variante devrait analyser l'impact d'un déclassement progressif de ces tranches sur la sécurité d'approvisionnement.

Question 28. Partagez-vous les hypothèses retenues pour l'évolution de cette filière et les trajectoires proposées ? Si non, quelle(s) trajectoire(s) alternative(s) proposez-vous, notamment pour la trajectoire médiane ?

Réponse EDF

Les hypothèses sur les gisements techniques sont cohérentes avec les sources connues d'EDF. Mais il faut être prudent dans la modélisation et distinguer entre les gisements techniques, et ce qui est effectivement effaçable un instant donné pour ne pas surestimer la capacité d'effacement. Le gisement technico-économique, c'est-à-dire la portion du potentiel technique rentable au vue du niveau de rémunération, peut être très notablement inférieur. Il serait ainsi nécessaire d'étudier la cohérence entre le niveau du prix de la capacité et les hypothèses plus ou moins optimistes retenues pour les effacements. Les coûts des appels d'offre d'effacements doivent ainsi être mis en perspective avec la valeur révélée dans le mécanisme de capacité pour assurer la cohérence économique de la solution.

L'objectif de 6 GW de la trajectoire haute nous paraît notamment élevé, au vu des conclusions de la récente étude publiée par l'ADEME (L'effacement de consommation électrique en France : évaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine) et dont EDF partage les conclusions.

Une certaine prudence nous paraît nécessaire, car les effacements de longue durée, permis par la reprise de la consommation par des groupes électrogènes sont très menacés à terme du fait des contraintes environnementales et d'autre part, les efforts d'efficacité énergétique vont de facto limiter la puissance effaçable. La trajectoire médiane, qui reste à préciser, devra ainsi supposer un niveau de subvention élevé pour déclencher les investissements nécessaires permettant de rendre la consommation pilotable ou être basée sur un volume intermédiaire entre la trajectoire haute et basse.

Question 29. Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ?

Réponse EDF

EDF est d'accord avec l'hypothèse d'une capacité de pompage de STEP stable à l'horizon de l'étude. EDF rappelle en complément que la capacité de production des STEP s'élève elle à 5 GW.

Question 30. Estimez-vous que les batteries pourraient représenter un volume significatif, de l'ordre de quelques centaines de mégawatts d'ici la fin de l'horizon moyen terme et pouvant être utile pour la sécurité d'approvisionnement ?

Réponse EDF

EDF n'a pas de remarque sur cet ordre de grandeur, mais estime en effet pertinent de considérer

un début de contribution du stockage électrochimique à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2023.

Question 31. Partagez-vous le constat exposé sur les technologies de type power-to gas ?

Réponse EDF

EDF considère aussi que la maturité industrielle de ces technologies sera tout à fait insuffisante pour envisager une contribution à l'horizon 2023.

Le power-to-gas doit être vu comme une technologie de décarbonation, notamment par la production d'H2 par électrolyse pour la décarbonation de l'industrie, et non comme un moyen de stockage pour le système électrique (les besoins seront limités et à des horizons court-terme, satisfaits par des technologies plus compétitives). Les coûts sont encore élevés et les projets peu nombreux, il est raisonnable de ne pas l'envisager à l'horizon 2023 (L'ADEME dans ses visions 2035-50 n'en fait pas apparaître avant 2035 et pour des volumes limités (~5TWh d'H2 de synthèse et ~9TWh de CH4 de synthèse en 2035 pour son scénario le plus haut en ENR électrique)).

Consommation et mix énergétique des pays voisins

Question 32. Pensez-vous que les sources de données utilisées soient les plus pertinentes ? Avez-vous d'autres sources de données à proposer ?

Réponse EDF

EDF considère que les sources utilisées sont pertinentes mais il ne faut pas oublier que ce sont des informations fournies par les gestionnaires de réseau. Notamment les hypothèses du MAF. En fonction des conditions économiques, cette vision peut évoluer significativement.

Les analyses de sensibilité proposées sont intéressantes, en particulier parce qu'elles considèrent une résorption des surcapacités de certains pays frontaliers avec la France. Aujourd'hui, la définition du critère de sécurité d'approvisionnement comme une limitation à 3h de défaillance en moyenne fait de plus en plus consensus en Europe. Une analyse complémentaire pourrait passer par l'ajustement économique de tous les parcs de production du périmètre étudié, en respectant ce critère, et l'évaluation des conséquences sur la sécurité d'approvisionnement de la fermeture économique de centrales dans les pays voisins et donc de la limitation des possibilités d'importation en situation de tension.

Question 33. Pensez-vous que ces sensibilités apportent des éclairages utiles au diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France ? Avez-vous d'autres analyses de sensibilité à proposer ?

Réponse EDF

Cf. réponse à la question 32.