

RTE - Appel à contributions sur le Bilan prévisionnel 2019

Les réponses de « Sauvons Le climat »

(Publié le 5 juillet 2019 - www.sauvonsleclimat.org)

0. Propos liminaires

L'association « Sauvons Le Climat », dans le cadre de l'ambition qu'elle s'est donnée d'informer, de manière indépendante de tout groupe de pression ou parti politique, sur les problèmes relatifs au réchauffement climatique et sur les solutions proposées pour le ralentir, a souhaité apporter sa contribution à l'appel de RTE sur le Bilan prévisionnel 2019.

L'électricité, d'ores et déjà produite de façon très largement décarbonée dans notre pays, apparaît en effet comme le vecteur majeur, même s'il n'est pas le seul, de la réduction des émissions de CO2 dans l'ensemble de l'économie, dès maintenant et à plus long terme dans la perspective de la neutralité carbone visée en 2050. Le droit à l'erreur n'étant pas permis dans un domaine aussi structurant pour l'avenir du pays.

Les réponses apportées ci-dessous ont donc été guidées par trois critères essentiels :

- * En premier lieu, continuer à réduire les émissions de CO2 du secteur électrique en bannissant les combustibles fossiles (dès que possible pour les plus émetteurs, charbon et fioul résiduels, à terme pour le gaz naturel) en vue de permettre une substitution la plus large possible d'une électricité décarbonée aux secteurs utilisant encore massivement des combustibles fossiles (mobilité et habitat),
- * Mais l'électricité ayant un caractère de plus en plus vital (dans tous les sens du terme) dans une économie moderne, la sécurité d'alimentation a aussi été analysée de très près, en France et dans le contexte européen,
- * Enfin, l'électricité étant un bien de consommation courante, son prix doit rester faible pour préserver à la fois la compétitivité de l'économie et le niveau de vie des consommateurs.

Une difficulté est cependant apparue : le respect de certaines orientations du projet actuel de PPE va clairement à l'encontre d'un ou de plusieurs critères ci-dessus. Nous ne nous sommes donc pas interdits de critiquer sur le fond les orientations législatives ou réglementaires concernées, dans la mesure où elles impactent directement les contributions au présent appel. De ce point de vue, nous ne pouvons que nous étonner que RTE, officiellement chargé d'alerter les pouvoirs publics sur la sécurité d'alimentation en électricité du pays à tous les horizons temporels, n'ait pas envisagé dans ses simulations, l'hypothèse d'un maintien de la capacité actuelle du nucléaire, susceptible d'apporter des avantages économiques certains au pays et une contribution majeure à la stabilité du réseau européen interconnecté.

Les réponses de « Sauvons Le Climat » sont apportées ci-dessous dans l'ordre des questions du document de consultation.

1. Hypothèses pour les perspectives de demande à moyen terme

Question 1

Etes-vous d'accord avec l'hypothèse de stabilité de la consommation pour le diagnostic central, et l'utilisation pour les analyses de sensibilité de trajectoires construites en appliquant des taux de croissance constants sur l'horizon d'étude ?

Réponse : l'évolution de la demande doit être analysée dans les différents secteurs concernés, tout particulièrement :

1) Secteur industriel

La stabilisation observée est essentiellement due à la crise économique de 2008-2009 et signifie que nous n'en sommes pas encore réellement sortis. L'industrie a notamment beaucoup souffert avec les délocalisations et la concurrence internationale, et les politiques gouvernementales ont manqué d'efficacité pour maintenir des activités importantes en France par manque de compétitivité. Il suffit d'examiner l'évolution de la part industrielle dans la constitution du PIB donnée par l'INSEE.

Ceci a eu un effet grave sur notre PIB, la croissance du chômage et de notre endettement.

L'avenir de l'industrie française est à la robotisation d'un maximum de tâches, moyen efficace d'accroître la productivité et la qualité dans un pays où la main-d'œuvre est très chère, pour faire baisser les coûts et regagner des parts de marché. Deux sortes de robots sont concernés : ceux qui remplacent purement et simplement les hommes et ceux qui les assistent et les soulagent des tâches physiquement pénibles (robots collaborateurs appelés « cobots », qui sont en train de se généraliser rapidement dans beaucoup d'industries et exosquelettes qui suppriment les efforts importants pour préserver la santé des travailleurs). Tous ces robots consomment évidemment de l'électricité, (plus que les humains qu'ils remplacent ou assistent) d'abord lors de leur fabrication, ensuite lors de leur usage.

2) Tous secteurs économiques

La transformation digitale des entreprises de tous types (industrielles et de services) va se traduire par la multiplication de capteurs interconnectés à des serveurs de collecte via des liaisons de télécommunication informatisées (5G notamment). Toutes les informations ainsi recueillies vont constituer un « big data » dont le traitement mettra en œuvre d'autres serveurs de traitement. Ces systèmes vont donc accroître la consommation d'électricité de façon importante car même si les capteurs ont des consommations unitaires faibles, leur nombre fera masse.

3) Bâtiments destinés au logement

Plusieurs facteurs de hausse de la consommation d'électricité peuvent être identifiés :

* Le solde démographique s'accroît d'environ 0,5 % par an selon l'INSEE (excès de la natalité sur les décès, augmentation de la longévité, immigration toujours sous-évaluée) cette augmentation étant corroborée par les recensements successifs,

* Augmentation du nombre de logements, du fait des changements de modes de vie (séparations des couples, familles séparées et recomposées, augmentation du célibat, décohabitation des

jeunes, émergence d'une population de 4^{ème} âge, etc.) et de la nécessaire résorption du manque chronique de logements (soit 1 million au moins !),

* Accroissement tendanciel de la surface moyenne des logements par personne de 0,5 % par an pour résorber la suroccupation de certains logements,

Or, une partie importante de la consommation d'énergie en général et d'électricité en particulier est liée au logement plus qu'au nombre de personnes qui l'habitent. Bien sûr, des réductions de consommation sont à attendre de l'amélioration de l'efficacité énergétique de nombreux appareils mais :

* Ces effets seront longs à se manifester pour les appareils électroménagers « blancs », qui ne sont remplacés que lorsqu'ils sont défectueux ou obsolètes,

* Les appareils bruns ou gris (Téléviseurs, ordinateurs, téléphones, box internet, consoles de jeux) bénéficient également de progrès d'efficacité, mais cette dernière est largement annihilée par la multiplication de ces appareils dans les foyers et leur consommation globale d'électricité augmente donc clairement comme le montrent toutes les études sur le sujet,

* Concernant le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire, l'élément majeur à prendre en compte est l'engagement de réduction massive de nos émissions de CO₂. Or, la solution de référence dans ce domaine est le remplacement du fioul et du gaz par des pompes à chaleur, associées à une amélioration du bâti pour réduire les pertes. Le bilan global est là encore une claire augmentation de la consommation d'électricité,

* Enfin, la climatisation est un nouveau poste de consommation d'électricité en croissance du fait de l'augmentation des températures estivales et de la fréquence des canicules.

4) Bâtiments tertiaires

Certaines tendances identifiées pour les logements sont directement applicables aux bâtiments tertiaires : en particulier, usage de pompes à chaleur pour le chauffage l'hiver et la climatisation l'été, développement des usages informatiques dus à la numérisation, etc.

5) Mobilité

L'élément principal est la montée en puissance des véhicules électrifiés (100 % électriques et accessoirement hybrides rechargeables). La Ministre des Transports prévoit une fin des véhicules thermiques pour 2040. En 20 ans, elle imagine que les 35 millions de véhicules thermiques seront remplacés par des véhicules électriques, ce qui conduirait à une substitution de l'ordre de 2 millions de véhicules par an. Ce pronostic est probablement optimiste mais annonce la tendance et si l'objectif n'est pas atteint en 2040, il le sera en 2050.

Or, un million de véhicules électriques consomment 1 Mtep de produits pétroliers. Avec des VE dont le rendement énergétique est amélioré d'un facteur 3, la consommation d'électricité serait de 3,5 TWh supplémentaires par million de véhicules. C'est une donnée importante car il est très possible que l'on trouve 5 millions de VE en 2025, soit une consommation supplémentaire de plus de 17 TWh.

Quant aux transports collectifs urbains (bus) ils commencent également à s'électrifier et la tendance va fortement s'accélérer, y compris pour diminuer la pollution par leurs moteurs diesel.

Enfin, l'émergence de véhicules autonomes va à nouveau solliciter massivement les réseaux de télécommunication (la 5G notamment, pour anticiper les conditions de trafic) et donc les serveurs Internet. Il est difficile d'anticiper actuellement la progression réelle de ces véhicules, mais ils représenteront avec certitude une nouvelle source de consommation d'électricité.

6) Bilan et synthèse

La substitution massive d'électricité décarbonée aux quelque 95 Mtep d'énergie finale fossile actuellement consommée par la mobilité et les bâtiments domestiques et tertiaires est indispensable pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO₂, car c'est de loin la solution la plus efficace et la plus économique. Par ailleurs, de nouveaux usages de l'électricité (robotisation, transformation digitale de l'économie, développement du « big data » associé, climatisation des locaux, véhicules autonomes, etc.) vont aussi se développer massivement. Il est totalement illusoire dans ces conditions de croire que la consommation d'électricité pourra baisser, les progrès d'efficacité énergétique (très souhaitables mais inférieurs à 1 % par an) étant bien insuffisants pour compenser les transferts d'usage (facteur le plus important) et les nouveaux usages.

Ne pas se préparer à une augmentation de la consommation d'électricité serait prendre le risque d'un affaiblissement majeur de l'économie, avec son cortège de pertes d'emplois et conséquences sociales, alors que la France dispose déjà d'une électricité quasi-décarbonée (qui peut l'être davantage encore) grâce au nucléaire, à l'hydraulique et aux autres énergies renouvelables, permettant de satisfaire des besoins en électricité en croissance sans impact sur le climat. Cette croissance est certes difficile à chiffrer précisément car elle dépend de nombreux facteurs, mais une attitude prudente consisterait à :

- * Retenir une hypothèse d'accroissement d'au moins 1 % par an à titre conservatoire,
- * Planifier les moyens de production de sorte qu'ils puissent satisfaire une consommation qui serait in fine plus importante que prévue.

2. Hypothèses d'offres à moyen terme

2.1. Energies renouvelables

2.1.1. Hydraulique

Question 2

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

Réponse :

1) Depuis la loi sur l'eau de 2006 et les nouvelles exigences sur l'augmentation des débits réservés, le productible moyen hydro-électrique a diminué. Même si une partie de cette diminution a pu être limitée grâce aux petites installations existant sur les ouvrages de restitution de débit réservé, cette limitation n'a été et n'est possible que pour les ouvrages à faible hauteur de chute, notamment les installations au fil de l'eau. Mais absolument pas sur les autres ouvrages, ce qui explique une perte de productible de 2 TWh environ.

En outre, depuis la loi précitée de 2006, tous les SDAGE (Schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux) sont fondés sur la recherche du rétablissement de l'hydromorphologie sur instruction de la Direction de l'Eau du Ministère de l'Environnement. Il s'agit donc d'un signal évident de refus de tout nouvel ouvrage. Et les pressions des opposants à certains petits ouvrages existants se font de plus en plus vives et vont jusqu'à exiger leur effacement, certains ayant ainsi été déconstruits.

2) L'expérience de la petite retenue collinaire de Sivens à fins d'irrigation a montré, s'il en était besoin, l'incapacité de la puissance publique à faire réaliser un ouvrage même mineur sans impact significatif sur le milieu. Que penser, alors, de sa capacité à faire respecter une décision de construction d'un ouvrage beaucoup plus important ? Seuls quelques ouvrages existants ont pu être réaménagés pour un fonctionnement en STEP, comme cela a été le cas à Super-Bissorte dans la vallée de la Maurienne ou à La Coche en Savoie. Mais cela n'accroît en rien le productible hydro-électrique, seulement la puissance de déstockage, ce qui est intéressant mais insuffisant.

3) L'incertitude qui entoure actuellement toutes les concessions existantes vis-à-vis de leur ouverture à la concurrence Européenne comme le demande la commission de Bruxelles (alors que cette demande a été bloquée dans tous les autres pays de l'UE) et le titre V de la LTECV traitant du regroupement des concessions d'une même vallée pour les confier à une SEM (Société d'économie mixte), font que les titulaires actuels sont totalement dans l'expectative.

Pour toutes ces raisons, même la trajectoire basse semble très optimiste, surtout dans les 5 ans à venir. Dans ces conditions, une puissance installée de 25 GW donnant un productible de l'ordre de 60 TWh en année de pluviométrie moyenne et une puissance maximale en hiver (hors apport des STEP) de 15 GW paraît plus réaliste.

2.1.2. Eolien terrestre

Question 3

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolien terrestre ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse :

Les oppositions sociétales à l'implantation de l'éolien terrestre se font de plus en plus fortes, relayées par de nombreuses associations locales et, dans certains cas, par des Présidents de Région (Mr Xavier Bertrand) ou de Département (Mr Bussereau).

Malgré ces oppositions de plus en plus vives de citoyens, des dérogations exorbitantes du droit commun en matière de réglementation environnementale et de possibilités habituelles de recours ont été octroyées. Alors que la réglementation actuelle prépare des bombes à retardement, financières et environnementales : les engagements de provisions pour démantèlement des éoliennes en fin de vie, plafonnés à 50 000 €, sont ridiculement bas par rapport à la réalité des coûts, environ 10 fois supérieurs. Qui va payer ? Les propriétaires des terrains ? Les communes ? Quant aux socles en béton armé (de plusieurs centaines à plusieurs milliers de tonnes selon la taille des machines) leur destruction n'est pas demandée et serait ruineuse. Ils resteront donc en place.

En outre, les parcs éoliens jusqu'à 6 machines et 18 MW de puissance totale installée bénéficient d'une dérogation du mode de rémunération, qui apparaît comme scandaleusement favorable aux promoteurs de ces parcs. En effet, ils continuent contre toute logique à être rémunérés selon un

tarif garanti très avantageux et opaque sur leur taux de rentabilité réel, alors qu'ils devraient être soumis au régime du complément de rémunération après appels d'offres, les obligeant à serrer leurs prix et leurs marges bénéficiaires, ce qui sélectionne les plus compétitifs. Ce régime de faveur est encore accentué par le fait que ces garanties de rémunération permettent aux développeurs des projets de bénéficier de taux de financement bancaires très bas, qui viennent accroître leurs taux de rentabilité sur fonds propres jusqu'à des valeurs anormalement élevées pour certaines selon la CRE, que l'on peut qualifier de scandaleuses dans la mesure où de tels taux sont obtenus sur le dos des consommateurs d'électricité, qui les subventionnent grassement.

Enfin, l'introduction massive d'éoliennes a des impacts importants sur le système électrique :

1) Leur production est susceptible de varier dans des proportions des considérables en l'espace de quelques heures. Ainsi, en marge de la récente tempête Miguel de juin 2019, avec une puissance installée d'un peu plus de 15 GW, la puissance fournie par les éoliennes a chuté de près de 10 GW dans la journée. Avec une puissance installée correspondant à la trajectoire basse, soit 22 GW fin 2023 puis 29 GW fin 2028, un phénomène météorologique du même ordre provoquerait des chutes de puissance égales respectivement à environ 15 GW et 19 GW. Soit l'équivalent de l'arrêt de 16 et 21 réacteurs nucléaires de 900 MW ! Comment compensera-t-on des variations de cette ampleur sans émettre de CO₂ ? Seules les centrales nucléaires auront la capacité nécessaire pour ce faire.

2) Leur production est porteuse de risques accrus. A cet égard, la façon dont RTE prend en compte la puissance minimale des éoliennes, en considérant qu'elle est statistiquement égale à 10 % de la puissance installée avec une probabilité de 90 %, soulève des questions. La première est que, pratiquement tous les mois (et souvent plusieurs fois par mois) la puissance éolienne tombe sous les 10 % de la puissance installée, parfois à presque rien. Les faits viennent donc démentir la robustesse de cette hypothèse. Par ailleurs, d'autres GRT, en particulier les 4 GRT allemands, instruits par un retour d'expérience bien plus important, prennent en compte une valeur garantie de 1 % seulement de la puissance installée. Il y a donc là une prise de risque manifeste de la part de RTE, qui pourrait avoir des conséquences graves dans des situations hivernales de très forte demande (cette remarque est à rapprocher de la réponse à la question 31, à propos du critère de défaillance du système électrique, qui n'est plus satisfaisant avec l'introduction massive d'électricité intermittente).

Pour toutes ces raisons, la sagesse serait de limiter la construction d'éoliennes jusqu'à une puissance permettant de remplacer la production restante, charbonnière et au fioul, la plus émettrice de CO₂, sans plus. Ce qui oriente vers la trajectoire basse.

2.1.3. Eolien en mer

Question 4

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolien en mer posé ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Estimez-vous que des projets d'éoliennes en mer flottantes pourraient représenter une capacité significative d'ici la fin de l'horizon moyen terme ?

Réponse :

Ni le Bilan prévisionnel 2018 de RTE, ni le présent document de consultation ne font état d'un fait pourtant majeur d'un point de vue financier pour le consommateur : lors de la renégociation par le gouvernement des premiers contrats d'éolien en mer attribués, le prix de l'électricité vendue a été officiellement annoncé à la baisse, d'environ 200-220 à environ 140-150 €/MWh. A ceci près qu'il y a peut-être eu une certaine réduction de prix acceptée par les attributaires des contrats, mais aussi et sans doute surtout, un transfert caché des coûts de raccordement au réseau de ces parcs éoliens, qui sont passés de la poche des attributaires à celle de RTE. Et seront donc in fine payés par les consommateurs d'électricité via le TURPE.

Or, ces coûts de raccordement sont très élevés, d'autant plus que les fonds marins sont difficiles. Il est totalement anormal qu'ils ne soient pas rendus publics, car ils distordent totalement (minimisent) les coûts réels de l'éolien en mer, qui restent très élevés malgré les baisses officielles issues du dernier appel d'offres au large de Dunkerque (qui bénéficie en l'occurrence de fonds géologiquement très favorables et peu profonds). Ce qui masque le surcoût réel payé par le consommateur d'électricité qui d'une part subventionne grassement le producteur et d'autre part voit le TURPE augmenter. Cet effet étant d'autant plus sensible qu'avec les retards accumulés sur les premiers parcs, on va les construire avec des technologies obsolètes moins performantes que les plus récentes, ce qui est une aberration.

Autre point qui est masqué : les facteurs de charge réels de ces parcs, largement surestimés si l'on en croit les déclarations du Président de RTE devant les membres de la Commission d'enquête Aubert, qui a cité le chiffre de 45 % ! Valeur qui semble très surestimée si on la compare à celle de l'éolien allemand, soit 40 % en moyenne sur plusieurs années, d'autant plus que les côtes allemandes, situées plus au Nord, sont notoirement plus ventées que les côtes françaises.

Pour revenir à la question posée, l'hypothèse de RTE d'une trajectoire basse retardée d'un an par rapport à la trajectoire médiane est sans doute la plus probable...

Enfin, concernant l'éolien flottant, les quatre projets envisagés aboutissent à des prix de l'électricité délirants, se situant dans la gamme des 300 à 350 €/MWh. Et on ne se contente pas de lancer UN projet à titre expérimental, dont on prendrait le temps de titrer toute l'expérience pour en réduire les coûts, mais QUATRE à fois ! Et il faut là encore ajouter à ce coût celui du raccordement au réseau terrestre, qui promet d'être encore supérieur à celui de l'éolien posé, les distances étant par principe plus grandes ! Plus surprenant encore, le gouvernement annonce un appel d'offres pour trois parcs supplémentaires dès 2021, de 250 MW chacun, c'est-à-dire à une échelle industrielle, alors qu'aucun retour d'expérience des projets ci-dessus, permettant de faire baisser les coûts, n'aura été acquis à cette date. Le consommateur-contribuable est décidément pris pour une vache à lait !

Pour répondre à la question posée par RTE concernant l'éolien flottant, l'hypothèse d'une capacité industrielle nulle d'ici 2025 (au-delà des projets pilotes précités) est évidemment réaliste et éminemment souhaitable tant que les prix resteront aussi délirants !

2.1.4. Photovoltaïque

Question 5

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière photovoltaïque ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse :

L'électricité photovoltaïque pose deux problèmes aux réseaux : son intermittence à court terme, (journalière et dans une moindre mesure liée aux nébulosités) qui affecte tous les points du globe et, sous nos latitudes tempérées, la très grande différence de productible entre été et hiver, qui plus est anti-corrélée avec la demande : la production y est 4 fois plus faible en hiver qu'en été, juste quand la demande est maximale. Ce qui rend cette production difficile à intégrer dans les réseaux, dès qu'elle atteint une proportion importante, en l'absence de capacités de stockage qui, sous nos latitudes, devraient être inter-saisonniers, pour longtemps sans solution. Or, même dans une région très ensoleillée toute l'année comme la Californie, les seules variations journalières de puissance (en forme de « courbe du canard ») sont très difficiles à gérer compte tenu de leur ampleur et génèrent beaucoup d'émissions de CO₂ des centrales au gaz qui s'arrêtent et démarrent tous les jours pour compenser les variations du photovoltaïque.

Si l'on revient en France, comment compensera-t-on les variations de puissance photovoltaïque en plein été, dans l'hypothèse de la trajectoire haute de la PPE : 21 GW installés fin 2023 et 40 GW fin 2028, alors que la consommation du pays peut tomber à 35 GW voire moins lors des jours fériés d'été ? On prépare là des situations complètement délirantes pour le système électrique, car il y a de fortes chances qu'on ne puisse pas exporter à ces moments, les pays voisins étant dans la même situation ! Pourquoi RTE n'attire-t-il pas l'attention du gouvernement sur cette situation potentielle qui deviendra ingérable sauf à déconnecter massivement les panneaux solaires à certaines périodes, en continuant en outre à payer leurs propriétaires comme le prévoient les contrats actuels ?

L'autre aspect est le coût de l'électricité photovoltaïque, qui malgré les baisses observées, reste extrêmement élevé pour les productions individuelles et n'atteint des niveaux raisonnables que pour les grandes centrales au sol (à condition qu'elles n'empiètent pas sur les terres arables). Limiter les investissements à ce type d'installations serait donc d'intérêt général majeur pour le pays, si on veut éviter de gaspiller des milliards qui feront défaut ailleurs.

Sur ces bases, seule la trajectoire basse (12,5 GW fin 2023 puis 16,6 GW fin 2028) est raisonnable, à l'exclusion des autres.

2.1.5. Bioénergies

Question 6

Partagez-vous ces hypothèses pour la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse :

Oui, ces hypothèses sont rationnelles et cohérentes avec la priorité à donner à l'usage direct du biogaz (qui ne doit pas être prioritairement utilisé pour produire de l'électricité) et à la production directe de chaleur pour l'essentiel du reste de la biomasse pour la même raison. On évite ainsi les pertes d'énergie. A l'exception de l'incinération des déchets ménagers et de papeterie, dont la transformation en électricité fournit une production quasi-constante intéressante pour le système électrique.

2.1.6. Energies marines Energies marines (hors éolien en mer)

Question 7

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

Réponse :

Oui, totalement, ces hypothèses sont les seules qui puissent être faites actuellement.

2.2. Parc nucléaire

2.2.1. Evolution de la capacité installée sur l'horizon de moyen terme

Question 8

Etes-vous d'accord avec l'hypothèse de maintien du parc existant (hors Fessenheim) sur l'horizon d'étude retenue dans le « cas de base » ?

L'analyse de l'arrêt d'un ou deux réacteurs par anticipation en 2025 vous paraît-elle pertinente ?

Réponse :

Oui, bien évidemment concernant l'hypothèse de maintien du parc existant sur l'horizon d'étude retenue (notons au passage l'incohérence de la décision d'arrêter les deux réacteurs de Fessenheim en 2020, ce qui pourrait retarder de deux ans, voire plus l'arrêt, des centrales à charbon si l'équilibre du réseau n'était pas préservé, en contradiction flagrante avec la nécessité de réduire les émissions de CO2 dès que possible).

Quant à L'analyse de l'arrêt d'un ou deux autres réacteurs par anticipation en 2025, celui-ci est totalement non pertinent sur le plan économique : mettre au rebut des réacteurs parfaitement sûrs et en parfait état de marche, tout cela aux frais des consommateurs-contribuables français, comme on l'a fait pour Fessenheim, serait un nouveau scandale d'Etat ! Mais cette analyse pourrait avoir un mérite : montrer sans aucune ambiguïté qu'une telle opération dégraderait gravement la sécurité d'alimentation du pays, dans un contexte européen caractérisé par la fermeture récente ou contemporaine de nombreuses unités pilotables : outre les 3 GW de charbon en France, 10 GW de nucléaire restants et 12 à 15 GW de charbon/lignite en Allemagne, 5 GW de nucléaire en Belgique, plusieurs réacteurs nucléaires AGR arrivés en fin de vie au Royaume-Uni et des unités au charbon qui ne respecteront plus les normes environnementales au Royaume-Uni et en Espagne, des unités au fioul en Italie, etc. Ni le vent, ni le soleil ne pourront assurer cette sécurité, ils diminueront au contraire la stabilité du réseau ! **Face à ces perspectives de réductions de puissance pilotable, des études de risque sont-elles prévues par RTE ?**

Question 9

Avez-vous des observations à formuler sur les options envisagées pour le démarrage de l'EPR de Flamanville ?

Les analyses de sensibilité considérant un retard dans la mise en service de l'EPR vous semblent-elles pertinentes ? Si oui, quel(s) décalage(s) doit-on envisager ?

Réponse :

Cette question, majeure, est à réactualiser en fonction des nouveaux objectifs qui seront présentés par EDF, y compris pour les études de sensibilité. Il est regrettable (manque d'anticipation) que le scénario d'un démarrage de l'EPR (réacteur tête de série sujet à des aléas potentiels) après l'arrêt de Fessenheim n'ait été envisagé lors de la décision politique d'arrêt prématuré de cette centrale, ni dans les précédents Bilans prévisionnels. Ce qui va priver le réseau de 1 800 MW d'une électricité de base décarbonée tant que l'EPR ne sera pas en service industriel.

2.2.2. Disponibilité du parc nucléaire

Question 10

Quelle planification de visites décennales doit être retenue pour les hivers 2024-2025 et 2025-2026 ? A défaut d'une planification disponible à cet horizon, quelle hypothèse normative de disponibilité doit être retenue ?

Réponse :

Ces questions relèvent d'une planification extrêmement complexe qui tient compte de très nombreux facteurs. Seul l'exploitant EDF est en mesure d'y répondre de manière pertinente. C'est à lui qu'il faut s'adresser et à personne d'autre.

Question 11

Cette évolution vous semble-t-elle opportune ? L'espérance et la dispersion des prolongations de visites décennales doivent-elles être identiques pour tous les types de VD, ou doivent-elles être particularisées par type de VD ?

Avez-vous d'autres propositions pour améliorer la modélisation des arrêts pour visites décennales sur le parc nucléaire ?

Réponse :

Là encore, seul l'exploitant d'EDF est en mesure de répondre à ce type de questions, après concertation avec l'ASN.

Question 12

Etes-vous d'accord avec la modélisation retenue pour les arrêts hors visites décennales ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse : **la même que ci-dessus.**

2.2.3. Disponibilité de l'EPR de Flamanville

Question 13

Quels plannings d'arrêts pour maintenance de l'EPR d'ici 2025 suggérez-vous de retenir pour le « cas de base » du diagnostic prévisionnel d'équilibre offre-demande ?

Quels principes de planification doivent être retenus pour les variantes analysant des retards de mise en service de l'EPR ?

Réponse :

Toujours la même : seul EDF est en mesure d'apporter une réponse circonstanciée et pertinente, sachant que la première visite pour rechargement et révision est une visite complète, donc longue.

2.3. Parc thermique à flamme

2.3.1. Charbon

Question 14

La trajectoire proposée vous semble-t-elle pertinente ? Quelle(s) autre(s) trajectoire(s) de fermeture des centrales au charbon proposez-vous d'étudier ?

Réponse :

Oui, la trajectoire semble pertinente car elle respecte l'arrêt du charbon en 2022 tout en maintenant en service l'essentiel des moyens jusqu'à la fin de l'hiver 2021-2022.

Question 15

Etes-vous d'accord avec une variante retenant l'hypothèse de reconversion vers la biomasse des deux tranches de Cordemais et les modalités de fonctionnement associées ? Si non, quelle(s) hypothèse(s) proposez-vous d'étudier ?

Réponse :

Ce fonctionnement soulève beaucoup de questions, au premier rang desquelles le bilan précis en émissions de CO₂, qui inclut les rejets dus à la combustion mais également aux transports, ce qui pose la question d'une ressource en biomasse suffisante dans un rayon suffisamment faible, à définir. De plus, un appoint marginal en charbon, pourrait être nécessaire. D'où la question : la biomasse disponible ne serait-elle pas beaucoup plus utile pour satisfaire directement les besoins de chaleur ? Dans ces conditions, cette hypothèse devrait surtout servir pour RTE à déterminer quel est l'impact réel de ces unités sur la sécurité du système électrique dans la péninsule bretonne.

2.3.2. Cycles combinés au gaz

Question 16

Etes-vous d'accord avec les hypothèses proposées, pour le « cas de base » et les variantes ?

Réponse :

Cette question appelle des réponses assez évidentes : (i) si la PPE n'est pas modifiée sur ce point, ce qui est une quasi-certitude, il n'y aura pas de nouveau CCG, (ii) mais il est aussi évident qu'il

faut conserver les CCG existants pour des raisons de sécurité d'alimentation, au moins à court et moyen termes, et enfin (iii) le planning de réalisation du CCG de Landivisiau est à suivre de près auprès du porteur de projet, qui est le mieux placé pour apporter une réponse fiable. Quant à la variante proposée, elle coule également de source...

2.3.3. Turbines à combustion

Question 17

Etes-vous d'accord avec les trajectoires proposées ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse :

Les TAC existantes ont de fortes chances d'être très utiles durant les quelques dizaines d'heures de consommation de pointe lors des journées très froides des hivers à venir. C'est d'autant plus vrai localement pour les turbines bretonnes tant que le CCG de Landivisiau ne sera pas opérationnel. C'est également vrai au niveau national compte tenu de l'aberrante décision politique d'arrêter prématurément Fessenheim, qui sera effectif en 2020, ainsi que des incertitudes à court terme sur le démarrage de l'EPR de Flamanville, avec pour conséquence commune une réduction très importante des marges disponibles, amenant mécaniquement à solliciter davantage les TAC.

Il faut y ajouter l'arrêt définitif récent des grandes centrales au fioul, qui servaient précisément à passer certaines pointes de consommation. Donc, oui, il paraît indispensable de conserver ces moyens de secours, dont on peut juste regretter qu'ils ne fonctionnent pas tous au gaz, ce qui diminuerait leurs émissions de CO₂. Mais le changement de combustible ne semble pas être à l'ordre du jour, pour des raisons très probables de coût, ces machines étant appelées à fonctionner très peu, ce qui limite par là-même leurs émissions à des valeurs absolues très faibles, même en utilisant du fioul.

2.3.4. Cogénérations au gaz et au fioul

Question 18

Partagez-vous les hypothèses présentées pour le parc de cogénérations ? Si non, quelle(s) hypothèses(s) alternative(s) proposez-vous ?

Une réduction du volume de cogénérations au gaz doit-elle être envisagée sur l'horizon d'étude ?

Réponse :

Paradoxalement, 75 MW de cogénération au fioul fonctionnant « en bande » toute l'année émettent 5 fois plus de CO₂ que 1,4 GW de TAC au fioul fonctionnant 95 heures par an. **La priorité est donc bien d'arrêter dès que possible les cogénérations au fioul pour limiter les émissions de CO₂. Il n'en va pas de même pour les cogénérations au gaz, moins émettrices de CO₂ et qui fonctionnent uniquement l'hiver lorsque la demande est très élevée, donc contribuent de façon très positive et parfois essentielle à l'équilibre du système électrique.**

Les hypothèses présentées sont donc rationnelles compte tenu des incertitudes qui se présentent pour les hivers prochains et conduisent à ne pas envisager une réduction des capacités de cogénération au gaz pour cette raison, tant qu'on n'y voit pas plus clair. Par contre, question non posée, accélérer la décroissance des capacités de cogénération au fioul irait dans

le bon sens du point de vue climatique, leur contribution à l'équilibre du système électrique étant par ailleurs négligeable.

2.3.5. Autre thermique

Question 19

Partagez-vous les hypothèses présentées pour les unités de faible puissance au gaz et au fioul ? Si non, quelle(s) hypothèse(s) alternative(s) proposez-vous ?

Réponse :

Le fonctionnement « en bande » d'environ 500 MW de petites unités au fioul est fortement émetteur de CO₂ (grosso modo 25 à 30 fois plus que 1,4 GW de TAC au fioul fonctionnant 95 heures par an !). **Réduire ce parc comme proposé par RTE va donc dans le bon sens et pourrait même être accéléré compte tenu de l'absence de contribution de ces petites unités à l'équilibre physique du système électrique (ils en sont pour la plupart dispensés), leur contribution, limitée aux mécanismes de marché, n'apparaissant pas comme déterminante. Privilégier une réduction plus rapide comme proposé dans les variantes semble donc très souhaitable.**

2.4. Effacements

Question 20

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 ?

Réponse :

Ce poste pose un problème de fond majeur : faire des hypothèses n'a pas de sens tant que les engagements d'effacement ne sont pas respectés ! Or, la fiabilité de ce levier est pratiquement inexistante. Citons :

1) Bilan prévisionnel 2018 de RTE : il est écrit que ce dispositif a très mal fonctionné fin 2017/début 2018 pour des engagements non négligeables de 2,7 GW et pas qu'un peu, puisque :

« En 2017, plus des trois quarts des opérateurs d'effacement actifs ont été concernés par des défaillances d'ampleur significative lors des activations de leurs offres. Début 2018, des refus d'activation de l'ordre de 50 % de la capacité contractualisée ont été constatés »...

2) Présent document de consultation : la situation ne s'est manifestement pas améliorée puisqu'il est écrit :

« Les problèmes de fiabilité de la filière effacement sont identifiés depuis plusieurs années, et les remèdes apportés (durcissement des contrôles et des pénalités) ne semblent toujours pas suffisants pour assurer la crédibilité de la filière ».

En clair, la filière effacement est depuis plusieurs années non fiable et il ne semble pas exister de remède efficace pour l'améliorer ! Comment peut-on dans ces conditions faire des hypothèses, qui ne reposeront sur aucune réalité le jour où il faudra y faire appel ? Alors que RTE écrit à juste titre, toujours dans le Bilan prévisionnel 2018 :

« La fiabilisation du potentiel d'effacement de consommation n'est pas un objectif secondaire »

Dans ces conditions, même la trajectoire basse à 2,9 GW n'a aucune signification sérieuse, sans parler de la trajectoire haute qui va jusqu'à 6,5 GW et relève pour l'instant de la pure fiction...

Ce ne sont donc pas des hypothèses supplémentaires qu'il faut faire, mais fiabiliser à tout prix le système, condition sine qua non pour qu'il ne donne pas de fausses sécurités !

2.5. Stockage

2.5.1. Stations de transfert d'énergie par pompage

Question 21

Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ?

Réponse :

C'est à l'évidence une hypothèse réaliste compte tenu des délais explicités, bien réels. On ne peut que le regretter, tant une augmentation de puissance de déstockage de l'ordre de 1,5 GW serait précieuse dans les années à venir. Mais il faut être réaliste : 1,5 GW de STEP supplémentaires correspondent pratiquement à l'ouvrage de Grandmaison. Comment imaginer que les oppositions sociétales s'effaceraient devant un tel ouvrage ou plus encore de 2 ou 3 ouvrages de 0,5 GW ? Même pour l'ouvrage de Grandmaison, il n'a pas été possible de réaliser le bassin inférieur nécessaire à un fonctionnement correct de l'ouvrage en STEP.

La réponse paraît donc claire : il n'y aura probablement pas la possibilité de réaliser de nouvelles STEP à échéance de 2025, et sans doute au-delà.

2.5.2. Batteries

Question 22

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 :

Non, probablement pas, pour les raisons clairement explicitées par RTE. Les nouvelles applications citées (ligne virtuelle, réglage primaire de fréquence) sont intéressantes et performantes, mais les ordres de grandeur des expérimentations présentées ne sont pas à l'échelle des besoins du réseau métropolitain ! Cela pour une raison majeure : malgré les augmentations de performances et la baisse des prix des batteries au Lithium, elles restent encore beaucoup trop chères ($\approx 200 \text{ €/kWh}$) pour être déployées à grande échelle. A ce prix, si on voulait remplacer la capacité actuelle des STEP (soit 0,1 TWh) par des batteries, il en coûterait 20 Mds € ! Même en divisant le prix par deux, l'addition resterait hors de prix.

Par contre, ces innovations peuvent trouver beaucoup plus rapidement des applications dans les réseaux isolés des îles DOM-TOM françaises, dont les échelles de puissance sont infiniment plus modestes (de l'ordre de 500 MW pour fixer les idées). Mais ces réseaux ne relèvent pas de la responsabilité de RTE...

2.5.3. Hydrogène et power to gas

Question 23

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

Réponse :

Oui, complètement, pour les raisons suivantes :

1) **La priorité est de décarboner la production actuelle d'hydrogène réalisée par vaporeformage** (qui émet environ 300 g de CO₂/kWh PCS d'hydrogène, soit plus que la combustion du méthane) avant de songer à produire de l'hydrogène à des fins de stockage d'énergie.

2) La production d'hydrogène décarboné (produit par électrolyse) à des fins de stockage énergétique, c'est-à-dire pour produire à nouveau de l'électricité (power to gas to power) est une idée qui paraît intéressante... sur le papier. **Mais qui se heurte à la dure réalité d'un rendement opérationnel global qui ne dépasse pas actuellement 30 % environ dans un contexte industriel.** Si l'on y ajoute des coûts d'investissements élevés, la combinaison des deux facteurs conduit actuellement à un kWh déstocké hors de prix (environ 6 fois le prix actuel de marché) rendant la filière économiquement non viable.

Et si l'on pousse plus loin la transformation en fabricant du méthane de synthèse par méthanation de l'hydrogène, le rendement réel global (toujours power to gas to power) tombe à environ 20 % avec des investissements encore supérieurs. Le prix du kWh déstocké est dans ce cas environ 10 fois plus élevé que celui du marché actuel. Ce qui rend la filière encore moins viable économiquement.

Ces filières ne pourraient devenir économiquement viables qu'avec des progrès considérables en termes de rendement (qui pourraient au mieux être doublés) et des baisses drastiques de coûts d'investissement (d'un facteur 3 environ). Mais l'horizon de tels progrès est très loin d'être en vue...

3. Hypothèses européenne à moyen terme

3.1. Des hypothèses européennes basées sur celles des études de l'ENTSOE

Question 24

La construction des hypothèses d'évolution du mix énergétique et de la consommation des pays voisins à partir des données du MAF vous semble-elle pertinente ? Avez-vous d'autres sources de données à proposer ?

Réponse :

Les données du MAF sont à l'évidence une source d'information essentielle, même si elle n'est pas parfaite. Selon le document d'enquête, d'autres données, issues directement des Etats membres sont également utilisées pour compléter celles du MAF, ce qui relève d'une démarche tout à fait logique et indispensable. **Mais comment les objectifs « politiques » des différents pays, dont la crédibilité est trop souvent sujette à caution car irréalistes, sont-ils pris en compte dans les études de sensibilité ? Des hypothèses supplémentaires, des probabilités d'occurrence, etc. sont-elles prises en compte pour traiter cet aspect ?**

3.2. Des analyses de sensibilité pour comprendre les interactions croisées entre les décisions sur le mix en Europe

Question 25

Pensez-vous que ces sensibilités apportent des éclairages utiles au diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France ?

Quels scénarios de déclassement commun devraient selon vous être étudiés ?

Réponse :

Ces analyses de sensibilité sont non seulement utiles, mais indispensables tant la situation de la France est particulière. Elle est traditionnellement fortement exportatrice et donc en mesure de secourir les pays voisins, mais ne peut a contrario compter que sur très peu de voisins pour être secourue, à part l'Allemagne et dans une bien moindre mesure l'Espagne, mais les interconnexions avec ce pays ont des capacités limitées. Les autres « grands » pays (Italie, Royaume-Uni) sont structurellement déficitaires et compter sur un secours important de leur part revient à compter sur la chance. Et parmi les « petits » pays, il n'y a guère que la Suisse, avec son hydraulique + nucléaire qui soit crédible.

Or, d'ici 2022, l'Allemagne aura perdu ses quelque 10 GW de nucléaire restants et envisage de fermer une douzaine de GW de moyens au charbon. Quant aux autres pays, ils vont aussi perdre des moyens pilotables. D'où la question : **QUI sera capable de secourir la France lors des soirées de grand froid et très forte consommation, alors qu'il n'y plus de soleil depuis longtemps et que le vent peut tomber non seulement sur la France entière, mais sur une grande partie de l'Europe ? C'est ce scénario qui doit impérativement être testé en tenant compte des déclassements annoncés par les différent pays.**

4. Hypothèses d'évolution des capacités d'échanges

Question 26

Partagez-vous le fait de retenir dans le « cas de base » la mise en service de l'interconnexion Eleclink en 2020, conformément au planning annoncé, et de tester en variantes un raccordement en 2021 ou au-delà de 2023 ?

Réponse :

Oui, la prise en compte de ce cas de base et de ses variantes semble légitime.

Question 27

Proposez-vous d'autres analyses de sensibilité pour sur ces projets d'interconnexion ?

Réponse :

Les deux projets concernés étant totalement indépendants, ils ne sont pas soumis aux mêmes aléas et n'ont pas les mêmes impacts sur la sécurité du système. Il serait donc logique d'étudier les différentes combinaisons possibles de retards : de l'un, de l'autre, des deux à la fois, avec chaque fois 1 an et 2 ans de retard.

Question 28

Proposez-vous d'autres analyses de sensibilité pour sur ces projets d'interconnexion ?

Réponse :

Développer les interconnexions est très coûteux car il faut le plus souvent recourir à des liaisons HT en courant continu, environ 10 fois plus chères que des liaisons HT en courant alternatif de même capacité. Ce faisant, on mobilise des capitaux qui pourraient être plus utiles ailleurs. Deux observations à partir de ce constat :

* **Nulle mention n'est faite des rapports avantages/coûts comparés des interconnexions envisagées, alors qu'elles n'ont probablement pas toutes le même intérêt et par conséquent la même priorité. En particulier, des informations prévisionnelles concernant les taux d'utilisation, à la fois en énergie et en puissance de pointe, devraient être présentées par RTE.**

* **Multiplier les interconnexions ne suffit pas. Encore faut-il qu'elles puissent être utilisées à plein, ce qui ne semble pas toujours être le cas.** Avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Italie, nos capacités d'exportation étaient semble-t-il récemment supérieures à nos capacités d'importation et de beaucoup ! **Or, par nature, une interconnexion a un fonctionnement parfaitement symétrique. Si nos capacités d'importations sont inférieures à nos capacités d'exportation, c'est probablement que les points d'aboutissement sur le réseau français subissent des congestions. Les réduire ou supprimer est une question majeure de sécurité pour le système électrique français qui conditionne l'ampleur de nos importations possibles. Les priorités d'investissement dans de nouvelles interconnexions sont-elles les bonnes dans ces conditions ?**

5. Hypothèses d'évolution des coûts des combustibles et du CO2 à moyen terme

Question 29

Etes-vous favorables au maintien de la méthode utilisée pour le Bilan prévisionnel 2018 ? Quels aménagements vous semblent pertinents ?

Réponse :

Plusieurs remarques :

1) **Faire des extrapolations des prix des combustibles fossiles plusieurs années à l'avance est toujours une opération difficile et surtout très incertaine. Dans ces conditions, des études de sensibilité aux variations des prix affichés devraient être systématiquement ajoutées. Est-ce bien le cas ?**

2) **Les prix de l'uranium sont a priori beaucoup plus prévisibles** dans la mesure où le nombre de réacteurs en service dans les années à venir, qui conditionne la demande, est connu avec une grande précision longtemps à l'avance. De plus, les stocks français d'uranium naturel et d'uranium de retraitement sont des éléments très importants de stabilisation des prix.

3) **Les prix de la tonne de CO2 anticipés sur la période semblent très bas dans une optique de durcissement des exigences climatiques qui paraît très probable. Mais il ne dépend pas seulement de la France, qui peut difficilement continuer à taxer le CO2 en plus du prix ETS si**

l'Allemagne ne le fait pas. C'est une question européenne qui devrait être traitée en priorité par la nouvelle Commission. Là encore, étudier la sensibilité aux variations des prix du CO2 semble d'autant plus indispensable.

6. Stress-tests

Question 30

Les stress-tests proposés vous semblent-ils pertinents ? Quel(s) autre(s) cas de figure pourraient être étudiés ?

Les modalités proposées pour tester la robustesse du diagnostic à de indisponibilités simultanées du nucléaire vous semblent-elles pertinentes ? Dans le cas d'une approche consistant à évaluer les conséquences d'un défaut générique, quel(s) critère(s) proposez-vous pour définir les réacteurs impactés ?

Réponse :

La question des stress-tests est essentielle dans le contexte européen de systèmes électriques qui s'en remettent de plus en plus aux énergies intermittentes et aléatoires, éolienne et photovoltaïque et aux... secours des pays voisins qui ont fait les mêmes choix de production, ce qui est absurde ! Raison pour laquelle elle mérite de longs développements :

1) Les cas de figures concernant le **fonctionnement du système pendant une vague de froid longue et l'équilibre offre-demande dans des situations de vent très faible sont non seulement pertinents mais doivent impérativement être analysés en profondeur** car ils sont porteurs des risques de non-alimentation à la fois les plus probables et les plus importants. En particulier, l'absence majoritaire de foisonnement de l'éolien européen, amplement observée et démontrée par de nombreuses études, allemandes notamment, est un facteur de risque majeur dans ces circonstances.

2) Concernant la question de *la robustesse du diagnostic à des indisponibilités simultanées du nucléaire, en reproduisant la disponibilité nucléaire constatée sur l'hiver 2016-2017 ou en simulant un défaut générique affectant un ensemble de réacteurs (par exemple d'un même « palier » technique)* plusieurs remarques peuvent être faites :

2.1) La plupart des risques envisageables porte sur UN site nucléaire, voire sur UN seul réacteur selon le risque considéré : agressions physiques externes (séismes, pertes des sources de refroidissement, inondations, événements météorologiques extrêmes) ou agressions internes (incendies, surtout), ou erreurs humaines ou risques de malveillance physique et d'attaques terroristes, y compris cyber-attaques. Dans ce cas de figure, l'indisponibilité dimensionnante est la puissance installée du site, comportant entre 2 et 6 réacteurs soit une indisponibilité enveloppe de moins de 6 GW représentant moins de 10 % de la puissance installée actuelle,

2.2) Concernant les risques génériques technologiques, le retour d'expérience éclaire l'avenir : **en 40 ans d'expérience et près de 2 000 années x réacteurs, dont la moitié dans la configuration actuelle à 58 réacteurs, seuls deux évènements génériques se sont produits :**

* Un phénomène de corrosion généralisée des traversées des **couvercles de cuve des réacteurs**, découvert au début des années 1990 sur la centrale du Bugey. Mais il s'agissait d'un phénomène

à cinétique lente, qui a permis de remplacer progressivement l'ensemble des couvercles avec un impact sur la disponibilité limité aux deux premiers réacteurs traités au Bugey,

* **Des anomalies métallurgiques de construction découvertes en 2016 sur un certain nombre de pièces forgées de remplacement soumises au principe d'exclusion de rupture, qui ont nécessité des arrêts pour contrôles.** Au total, 18 réacteurs ont été concernés par ces anomalies, mais là encore il n'y avait pas de risque immédiat et les arrêts pour contrôles ont pu être étalés sur plus de 6 mois entre environ octobre 2016 et avril 2017, limitant les indisponibilités simultanées à seulement quelques réacteurs.

Pour l'avenir, la connaissance approfondie de ces installations, qui s'améliore chaque année grâce aux contrôles en exploitation et aux progrès des technologies, confortée par le retour d'expérience des centaines de réacteurs pressurisés qui fonctionnent dans le monde, rendent extrêmement improbable la survenue d'un défaut générique inédit.

En conclusion, pour répondre à la question des hypothèses d'indisponibilité, **l'arrêt des 4 tranches de Tricastin pour le renforcement de la digue du canal du Rhône ou les indisponibilités constatées durant l'hiver 2016-2017 constituent des cas types réalistes pour les études de sécurité du système électrique. Ce risque doit être comparé à celui de périodes prolongées de vents très faibles et ensoleillement réduit, loin d'être exceptionnelles (des quasi-absences de vent pouvant durer jusqu'à une dizaine ou quinzaine de jours ont été observées en France et en Allemagne). Situations qui conduiraient mécaniquement à des manques de production très supérieurs, s'aggravant au fur et à mesure de l'augmentation des puissances installées en éolien et photovoltaïque comme le montre bien le retour d'expérience allemand.**

3) **Les stress-tests doivent impérativement être élargis à l'Europe entière.** En effet, le recours massif à l'éolien et au solaire photovoltaïque aveuglément prôné par la Commission européenne et tout aussi aveuglément mis en œuvre par un certain nombre de pays européens, est porteur de **risques systémiques de mode commun** très importants tant que des solutions de stockage de masse de l'électricité, physiquement et économiquement viables, ne seront pas opérationnels. Ce risque résulte des très fréquentes corrélations statistiques entre les productions éoliennes et/ou photovoltaïques des différents pays d'Europe de l'Ouest, attestées par de nombreuses et très sérieuses études fondées sur le retour d'expérience (allemandes notamment) et qui montrent que des périodes de quasi-absence simultanée de production éolienne et/ou photovoltaïque affectant plusieurs pays voisins de l'Europe de l'Ouest sont loin d'être exceptionnelles.

Ces risques sont d'autant plus importants que le développement de ces moyens intermittents et aléatoires s'accompagne d'une réduction corrélative des moyens pilotables, avec deux impacts négatifs : la réduction des possibilités de secours et la réduction de l'inertie globale du système électrique, qui le rend moins stable.

4) **Les stress-tests doivent également être élargis à d'autres aspects** qui, sauf erreur, ne sont pas pris en compte : les risques systémiques liés aux vents violents lors des tempêtes de grande intensité et de grande étendue géographique. Deux types de risques sont à envisager ici dans ces circonstances :

* **Le risque de perte brutale et majeure d'alimentation consécutive à la mise en sécurité des éoliennes et l'absence simultanée de photovoltaïque par temps d'orage.** Les éoliennes devant impérativement être arrêtées préventivement pour des raisons de sécurité pour des vitesses de

vent allant d'environ 90 km/h (pour les premières éoliennes) à 100 voire 110/120 km/h (pour les plus récentes), cette mise en sécurité est susceptible de se produire simultanément sur un grand nombre d'éoliennes en cas de front de tempête très étendu. Provoquant brutalement, si le parc éolien est important et le front de tempête étendu, une perte de production pouvant largement dépasser la perte de référence du réseau européen (3 GW), situation très déstabilisante pour un réseau soumis au même moment à des vents violents susceptibles d'affecter certaines lignes à très haute tension.

*** Mais il y a plus : le risque de destruction physique d'une partie des éoliennes et des panneaux photovoltaïques doit être envisagé sous l'effet de vents extrêmement violents, qui peuvent atteindre ou dépasser en rafale 190 km/h** comme cela a été mesuré par Météo France lors des tempêtes **Lothar** (26 décembre 1999, qui a balayé le nord du pays sur une vaste zone s'étendant de la Bretagne à l'Alsace) et **Martin** (27 et 28 décembre 1999, qui a balayé tout le Sud-ouest de la France sur une zone moins étendue mais avec des rafales plus intenses). De telles tempêtes sont susceptibles de se reproduire voire de s'amplifier et se multiplier avec les conséquences du réchauffement climatique. Les structures des éoliennes résisteraient-elles en cas de vents de cette puissance, voire supérieurs ? Quelles sont les règles appliquées en matière de tenue mécanique aux vents extrêmes de ces structures ? Très peu d'informations publiques existent à ce sujet. Quant aux panneaux photovoltaïques, ils ont de grandes chances de se transformer en ailes d'avions en cas de vents très forts. Même question, donc : jusqu'à quelles vitesses de vent peuvent-ils résister mécaniquement ?

Ces questions ne concernent pas seulement les propriétaires des installations de production sous l'aspect patrimonial, elles peuvent avoir un caractère systémique pour le système électrique si une part importante de ces parcs était mise hors d'usage après le passage d'une tempête de très grande ampleur. Peut-on ignorer un tel risque potentiel, sachant que ses conséquences pourraient être durables (plusieurs mois au moins) en cas de destructions physiques ?

Question 31

Avez-vous d'autres observations ou suggestions à formuler sur le contenu de ce document ?

Réponse :

Oui, il manque à notre sens deux sujets importants qui touchent de près la sécurité du système électrique et qui ne sont pas abordés : d'une part l'insuffisance du critère de défaillance du système électrique, ce qui ne permet pas aux décideurs politiques d'avoir une claire vision des risques et donc des enjeux, d'autre part, dans le marché de capacités, la structuration des capacités certifiées qui, contrairement à ce que l'on pourrait croire à première lecture, ne sont en aucune manière des capacités garanties.

1) Critère de défaillance du système électrique

Fixé de manière probabiliste par une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures, il ne concerne d'abord que les causes dues à un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Mais surtout, il ne définit pas la « profondeur » de la défaillance (c'est-à-dire l'écart de puissance manquant pour satisfaire la demande, exprimé en GW ou en % de la puissance installée, que l'on traduit aussi parfois approximativement en nombre de consommateurs affectés par la défaillance). Autrement dit, il s'applique indifféremment au délestage d'un seul consommateur ou à celui de plusieurs... millions de consommateurs ! **Alors que les conséquences sociales, économiques et**

médiatiques sont à des années-lumière ! La conclusion est donc claire : ce critère n'est pas satisfaisant pour faire face à l'introduction massive d'électricité aléatoire intermittente, comme l'ont d'ailleurs souligné dans un rapport conjoint publié en janvier 2018, le CGE (Conseil général de l'économie) et le CGED (Conseil général de l'environnement et du développement durable). C'est pourtant ce critère qui, aux termes du Code de l'énergie, est censé être « approuvé » par les pouvoirs publics, qui n'ont pas forcément conscience de cette ambiguïté...

Pourquoi continue-t-on à utiliser ce critère qui a été élaboré lorsque le réseau était exclusivement alimenté par des moyens pilotables dont on maîtrisait les productions et les probabilités de défaillance ? Alors que les moyens aléatoires intermittents ont des productions non maîtrisables, qui peuvent précisément induire des manques de production très profonds (égaux à leur puissance installée, aussi grande soit-elle) en cas de manque généralisé de vent ou de soleil. On change là totalement de paradigme.

2) Capacités certifiées

Elles sont, pour une part importante d'entre elles, non satisfaisantes en termes de sécurité. Il suffit pour s'en rendre compte d'examiner la constitution de la capacité certifiée totale pour 2019 qui s'élève à 91 123 MW parmi lesquels on trouve :

*** 2 413 MW « d'effacements » qui, comme indiqué en réponse à la question 20, n'ont aucune fiabilité réelle,**

*** 2 609 MW d'éolien onshore et 284 MW de PV. Comment peut-on certifier plusieurs mois à l'avance des productions éoliennes et photovoltaïques ? Et comment une production photovoltaïque peut-elle être certifiée alors que la probabilité est forte qu'elle soit appelée un soir d'hiver à 19 h !?** Ou il y a des moyens pilotables et/ou de stockage masqués derrière ces capacités par essence imprévisibles, capables d'assurer la fonction (mais pourquoi alors ne sont-ils pas proposés directement ?) ou on est dans la fiction voire l'effet d'aubaine pour empêcher la rémunération correspondante sans risques de grosses pénalités...

Bref, tout cela pose de nombreuses questions sécuritaires pour un total de capacités réputées certifiées de plus de 5 GW (si on additionne tous les postes cités) ce qui est loin d'être négligeable. Quelle garantie réelle de fourniture apporteront-ils en cas de forte demande ? Comment ces capacités sont-elles prises en compte dans les études de RTE ? Pour leur valeur faciale qui n'offre aucune garantie sérieuse ou sont-elles affectées d'une probabilité par RTE ? Dans le cadre d'une démarche qui se veut transparente (présente consultation), voilà un sujet qui aurait mérité des explications...

3) Conclusion

En l'absence d'explications complémentaires sur les deux points 1) et 2) identifiés ci-dessus, ces derniers soulèvent pour le moins de sérieuses interrogations... Alors même qu'ils entrent dans les hypothèses prises en compte pour déterminer la sécurité du système électrique, qui plus est dans les conditions les plus critiques.