

Réponse de ENGIE à l'appel par RTE à contribution au Bilan Prévisionnel 2018.

Le 31 mai 2018

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 ?*
	Oui, nous sommes d'accord avec la logique. En revanche, la trajectoire finale est très sensible aux hypothèses sur l'électricité spécifique, à propos de laquelle nous n'avons pas d'expertise suffisante. Cet accord sur la méthode n'est donc pas un accord sur les résultats. **L'élasticité de l'effort d'efficacité énergétique par rapport au PIB semble élevée. Dans les trajectoires RTE (Intermédiaire 3 vs Trajectoire haute), une révision à la hausse de 0,5 points de la projection de PIB conduit à passer de 500 000 à 700 000 rénovations annuelles, et de 330 000 à 440 000 constructions neuves. Cette élasticité n'est par ailleurs pas présente explicitement dans le modèle appliqué par RTE.**
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 ?*
	Voir réponse à la question 4.
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 ?*
	Voir réponse à la question 4
4	*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 ?*
	<u>Réponse aux questions 2 , 3 & 4 :</u> Notre hypothèse de croissance du PIB, fondée sur un assemblage de sources externes (Oxford Economics, IHS), est plus optimiste que celle de RTE dans sa trajectoire haute (2,5% sur 2020-2023 contre 2% sur 2020-2023). Dans le détail, nous sommes d'accord sur la production industrielle, mais estimons que la croissance des services sera plus importante.
5	*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 ?*
	ENGIE estime que les scénarios ne doivent pas traduire une volonté de développer rapidement et massivement des solutions électriques, dont certaines comme les pompes à chaleur air/air sont totalement inefficientes en températures négatives et rendront le problème de la pointe en France

insurmontable. ENGIE souhaite que les scénarios analysés restent modestes sur cet aspect en évitant le transfert massif vers le chauffage électrique.

Nous sommes plutôt en ligne avec la trajectoire Intermédiaire 3 de RTE sur les hypothèses de rénovations et de parts de marché de l'électricité dans le neuf. **La trajectoire haute nous semble très ambitieuse en nombre de rénovations et de constructions neuves.**

6	*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 ?*

Pas de commentaire.

7	*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 ?*

Pas de commentaire.

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 ?*

Pas de commentaire

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

Cf la réponse à la question 31.

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

Dans l'analyse de RTE, la trajectoire médiane serait retenue dans le cas de base de l'étude de sécurité d'approvisionnement, la trajectoire haute étant utilisée pour des variantes.

ENGIE ne partage pas totalement les hypothèses retenues pour la filière éolienne terrestre dans la mesure où la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuelle prévoit bien comme trajectoire *basse* un objectif de 21,8 GW en 2023. Il ne peut donc s'agir d'une hypothèse médiane, et cela devrait être rectifié dans le document.

Cette modification faite, **ENGIE confirme son soutien pour le scénario prévoyant un objectif de développement de l'éolien terrestre atteignant les 23,9 GW en 2023 (soit 1,7 GW/an).**

Pour ENGIE, il est fondamental que cette ambition s'accompagne notamment de la concrétisation rapide des mesures annoncées par le Groupe de Travail national sur l'éolien, notamment en matière de simplification des procédures, notamment contentieuses.

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 ?

La France métropolitaine possède un remarquable gisement pour l'exploitation des énergies marines, avec un espace maritime total de 375 000 km² réparti sur ses quatre façades. **Le potentiel d'exploitation de l'éolien en mer posé et flottant est ainsi le deuxième d'Europe, avec 175 000 km² disponibles.**

En 2018, l'éolien en mer devrait représenter 3,5 GW de projets attribués.

Afin d'exploiter tout le potentiel représenté par cette énergie d'avenir et compte tenu des perspectives de réduction des coûts, à l'horizon 2030, **ENGIE propose de viser une e capacité installée de 9,5 GW d'éolien en mer (flottant et posé)**. Cela nécessite un rythme d'attribution de projets (flottants, posés) annuels **d'environ 1,5 GW/an. Grâce à cette trajectoire, le volume total attribué et installé pourrait atteindre 20 GW en 2030.**

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

Selon le bilan prévisionnel, la trajectoire médiane serait retenue dans le cas de base de l'étude de sécurité d'approvisionnement, la trajectoire haute étant utilisée pour des variantes.

Or, ENGIE ne partage pas totalement les hypothèses de développement présentées dans le bilan. En effet, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuelle prévoit bien comme trajectoire *basse* un objectif de 18,2 GW en 2023. Il ne peut donc s'agit d'une hypothèse médiane, et cela devrait être rectifié dans le document.

Afin de maintenir cette ambition, ENGIE estime – pour les centrales au sol et les ombrières - qu'il est nécessaire, pour atteindre les objectifs fixés par la première PPE et placer la filière en ordre de marche pour atteindre des objectifs 2030 à la hauteur de sa compétitivité, de viser une **trajectoire minimale de 2 GW par an (visant ainsi un volume de 19,3 GW en 2023)**.
A cela doivent s'ajouter des dispositions spécifiques pour le PV sur toiture, et en particulier la révision de certaines relatives aux appels d'offres correspondants.

Enfin, pour toutes les filières solaires, la simplification administrative doit être poursuivie.

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

ENGIE estime que la trajectoire haute devrait être adoptée pour le cas de base, parce que plus en ligne avec l'extrapolation des tendances historiques de développement de cette filière.

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 ?

ENGIE partage les hypothèses de modélisation des filières de production d'électricité à partir de bio-énergie.

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

Tout d'abord, il est indispensable de ne pas traiter séparément les filières d'éolien en mer posé et flottant, notamment du fait de leurs caractéristiques et des problématiques qu'elles présentent pour le réseau.

Il convient par conséquent de prévoir que la filière flottante (à l'inverse de la PPE actuelle) soit dorénavant traitée avec la filière posée. Les trajectoires proposées par ENGIE ne distinguent d'ailleurs pas entre posé et flottant.

Pour les autres énergies marines, ENGIE confirme les volumes proposés par RTE.

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

Compte tenu des questions ouvertes sur les soudures du circuit secondaire de l'EPR et de leur impact sur la démonstration de sûreté, ENGIE a des doutes sur le chargement du combustible dans l'EPR avant la fin du premier trimestre 2019.

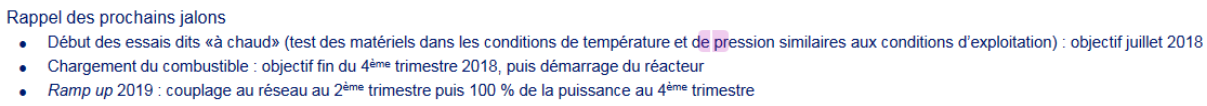
ENGIE s'interroge sur l'intérêt économique à arrêter deux réacteurs en bon état en plein hiver au profit d'un réacteur dont le raccordement au réseau ne sera réalisé que plusieurs mois plus tard. ENGIE s'inquiète du manque de clarté du récent message ci-dessous, en particulier sur la nature de l'arrêt envisagé (économie de combustible si le planning est tenu, ou placement d'un arrêt pour rechargement du combustible - qui était initialement prévu d'octobre à décembre 2018 ?) ; ENGIE estime que sans programmation d'un arrêt supplémentaire pour rechargement en combustible de Fessenheim 1, une réduction de la disponibilité due à des arrêts pour économiser l'énergie restante dans le cœur est à prévoir dès cette année.

> **n°4680 - EDF a publié :** **14/05/2018 17:28**
>
> Dans le cadre du planning de retrait définitif d'exploitation de la centrale de Fessenheim, un arrêt de quelques semaines du réacteur Fessenheim 1 pourrait être programmé à la fin de l'été.
>
> In the context of the definitive closure of the Fessenheim plant, a planned outage of the Fessenheim 1 reactor could be scheduled at the end of the summer.

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

Il serait utile d'expliciter la date de connexion au réseau de l'EPR, dont ENGIE avait compris qu'elle était fixée à Mai 2019 si le combustible était chargé comme prévu avant la fin de l'année. Le calendrier communiqué par EDF en début d'année dans les annexes de sa présentation des comptes annuels 2017 (voir ci-dessous) nous laisse penser qu'il n'y aura pas de production significative de l'EPR en 2019. Par ailleurs les leçons des démarrages difficiles du palier précédent (N4) nous suggérent qu'un scénario complémentaire de « stress test »

avec une seule année de retard n'est pas très contraignant, et qu'on pourrait utilement examiner les conséquences d'un retard supplémentaire de 3 ans plutôt que 1 : combien de temps perdra-t-on en études et justifications de sûreté si comme pour le N4, certains composants doivent être remplacés (à l'époque portions du circuit de refroidissement à l'arrêt) après la date de chargement initiale ?


Rappel des prochains jalons
- Début des essais dits «à chaud» (test des matériels dans les conditions de température et de pression similaires aux conditions d'exploitation) : objectif juillet 2018
- Chargement du combustible : objectif fin du 4ème trimestre 2018, puis démarrage du réacteur
- *Ramp up* 2019 : couplage au réseau au 2ème trimestre puis 100 % de la puissance au 4ème trimestre

Source https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-reglementees/resultats-annuels/2017/pdf/resultats-annuels-2017-annexes-20180216.pdf, planche 59

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

Les trois scénarios nous paraissent raisonnablement contrastés, et permettent d'identifier les conséquences d'un maintien de la puissance installée à son niveau actuel (qui pourrait notamment s'imposer si les compensations financières pour les fermetures anticipées s'avèrent trop lourdes pour les finances publiques) aussi bien que celles d'une diminution relativement rapide. Dans ce dernier cas la question de l'âge des centrales nous paraît jouer un rôle moins important que les considérations économiques des investissements à consentir pour porter le niveau de sûreté des paliers existants à celui de l'EPR, dans un contexte de prix de gros de l'électricité toujours bas ; un problème générique coûteux aurait le même effet. En l'absence d'informations claires sur des listes de réacteurs à fermer en priorité, soulignons que ces scénarios ne permettent pas d'établir des hypothèses robustes sur les changements de contraintes affectant le réseau de transport, pourtant nécessaires dans le cadre du SDDR.

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 ?*

L'utilisation de chroniques reprenant les indisponibilités constatées en 2009 (encrassement GV) et 2016-2017 est utile au premier ordre. Nous sommes plus réservés :

- Sur le scénario imposant des arrêts d'un an pour les révisions décennales car EDF a déjà indiqué qu'il utiliserait un ou des arrêts précédents pour anticiper certains travaux, et nous imaginons qu'il feront le nécessaire pour limiter les impacts sur les hivers (cf. VD2 lourdes sur les 1300 avec notamment remplacement du contrôle-commande, à l'exception notable de Paluel 2).

- Sur la disponibilité moyenne qui va en résulter. Il nous semble que la volonté de l'ASN annoncée récemment de vérifier la conformité du parc aux documents de conception initiale pourrait révéler des éléments conduisant à des indisponibilités supplémentaires aujourd'hui difficiles à estimer, avec potentiellement des arrêts pour

vérifications voire des réparations comme ceux en cours sur les « manchettes thermiques » de certains 1300 MW en ce moment.

- Sur l'absence de différenciation entre deux scénarios : si la plupart des réacteurs doivent être prolongés, ENGIE s'attend à une augmentation notable des taux d'indisponibilité dus aux investissements par rapport à une option d'arrêt des réacteurs à 40 ans, option qui mériterait un scénario dédié.

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

voir réponse à la Question 17

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.) ?*

La mise en œuvre d'une approche permettant l'analyse d'un défaut générique sur une partie du parc nucléaire est d'autant plus pertinente que certains parcs européens ont déjà été affectés par des défauts systématiques qui ont impacté le fonctionnement du marché intégré. Sur la méthode, plutôt que de discuter de probabilités spécifiques de défaillance de tel ou tel palier nucléaire, ENGIE suggère plutôt de traiter un défaut correspondant à la puissance moyenne des paliers, qui se monte à 10960 MW, donc proche celle du palier nucléaire P4. Ce palier pourrait dès lors être sélectionné comme référence de principe pour l'analyse d'un défaut générique. La durée de réparation du défaut générique doit également faire l'objet d'une analyse qui impliquerait une distribution entre un an de fermeture et la fermeture définitive du palier. Les durées de fermetures plus longue pouvant être accompagnées de la mise en œuvre de tous moyens de regain de puissance au bout d'un an et de solutions plus définitives de remplacement du parc manquant après une période de latence (5 ans par exemple).
Il importe cependant de maintenir sur l'ensemble des autres réacteurs des conditions normales d'exploitation et de probabilité d'arrêt forcé, pour ne pas surcompenser les effets d'un défaut sur un palier. Enfin, la date de début du défaut générique pourrait être déterminée aléatoirement et chaque défaut générique maintenu dans la simulation d'une année à la suivante.

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 ?

Cf la réponse à la question 31.

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, …) ?

Des unités charbon peuvent être reconverties pour fonctionner, au moins partiellement, à la biomasse.
En terme de volumes reconvertibles, il faut examiner la ressource locale ou l'acceptabilité éventuelle d'un accès à de la biomasse internationale.

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

Cf la réponse à la question 31.

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

Cf la réponse à la question 31.

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 ?

Cf la réponse à la question 31.

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 ?

Cf la réponse à la question 31.

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 ?*

ENGIE n'a pas d'indication à apporter sur ce sujet.

29 Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ?

Cf la réponse à la question 31.

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 ?

Cf la réponse à la question 31.

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

<u>Réponse aux questions 9, 22, 24, 25, 26, 27, 29, 30, 31 :</u> *Hypothèses sur la production d'électricité*

Notre projection de capacité par technologie est tout à fait alignée les hypothèses de RTE, excepté pour les turbines à combustion. En effet, nous supposons un retrait de Brennilis & Dirinon d'ici 2021-2022, car elles atteindront 40 ans de durée de vie, bien au-delà de l'hypothèse prise par ENGIE de 30 ans. Donc notre projection de capacité TAC est plutôt de 1,6 GW en 2023, contre 2 GW sous réserves chez RTE. Pour l'hydroélectricité, l'hypothèse ENGIE est proche de la trajectoire moyenne de RTE à +75 MW/an.

En ce qui concerne la production d'hydrogène, nous estimons que les projets opérationnels de petite taille commencent dès 2019-2020. Les ambitions sont plus importantes au-delà, avec des capacités de production d'hydrogène de 300 à 500 MWe dès 2022

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

ENGIE utilise des sources de données similaires à celles proposées par RTE.

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 ?

Cette question fournit à ENGIE le cadre qui lui permet de formuler la demande suivante : Transparence des méthodes, outils et informations numériques du Bilan Prévisionnel

En plus des questions posées dans le cadre de ce bilan prévisionnel 2018, relatives principalement aux informations technico-économiques à introduire dans les analyses, ENGIE souhaite appeler l'attention de RTE sur quelques points méthodologiques qui lui paraissent importants :

(1) Le Bilan Prévisionnel est l'outil d'analyse central, qui sert au dimensionnement du coefficient de sécurité du mécanisme de capacité ainsi qu'à l'analyse des appels de capacité nécessaires et également de la contribution des interconnexions à la sécurité d'alimentation de la France.
A ce titre, en plus du rapport détaillé du Bilan Prévisionnel publié chaque année, une description méthodologique détaillée, complète et maintenue à jour devrait être rendue disponible sur le site internet de RTE de manière à permettre aux acteurs d'évaluer à tout moment le risque d'approximations des conclusions qui pourrait être le résultat de la méthodologie ou des informations utilisées. Au même titre de la transparence, ENGIE demande que toutes les données numériques des simulations effectuées et publiées par RTE soient désormais rendues publiques sous une forme exploitable par les acteurs du marché, sur le même site web.

(2) ENGIE demande que RTE vérifie dans ses analyses du Bilan Prévisionnel que les éventuels investissements en nouvelles unités ou maintien d'unités dans le marché, sont justifiés sur la base de revenus suffisants dans les marchés de l'énergie et de la capacité.

(3) Enfin, ENGIE souhaite également appeler l'attention de RTE sur la modélisation des stockages hydroélectriques, qui nécessite la prise en compte d'un arbitrage économique dynamique entre les risques de court-terme et de long-terme. En clair, la valeur du stock dépend dynamiquement de la configuration demande / offre / aléas sur laquelle porte chaque analyse. A défaut de cette prise en compte, la production hydroélectrique en circonstances de tension peut être significativement surestimée et conduire à influencer à la baisse le besoin et le prix de la capacité, au risque d'être pris en défaut dans les circonstances de marché réel.