Le 23 09 2022

# APPEL A CONTRIBUTIONS DU 22 JUILLET 2022 LANCE PAR RTE A PROPOS DE LA REFONTE DU MECANISME DE CAPACITE FRANÇAIS

***REPONSE D'ENGIE***

## Préambule

ENGIE s'est efforcé de partager dans ce document les réflexions que lui inspirent les questions de la concertation. Tout en saluant l'effort de pédagogie de RTE pour conduire cet exercice, nous nous sommes heurtés à deux écueils dans la construction de nos réponses :

- la difficulté de répondre à des questions qui procèdent à une décomposition par éléments sans avoir une image stabilisée d'une structure d'ensemble pour le futur mécanisme de capacité,
- la difficulté de raisonner sur un mécanisme de capacité qui constitue un élément de la rémunération des acteurs offreurs de capacité, dans un contexte où les autres éléments de rémunération sont particulièrement instables (marchés de l'énergie exposés à des risques de plafond, de restrictions, appels d'offres déjà revus y compris rétroactivement et qui le seront encore, fiscalité mouvante, réforme de la régulation du nucléaire à impact important sur le mécanisme de capacité...)

ENGIE souhaite également souligner que la refonte du mécanisme de capacité doit être réalisée dans le cadre de la règlementation européenne qui prévoit notamment :

- la mise en place d'un mécanisme de capacité en cas de difficulté dans l'adéquation des ressources,
- l'ouverture du mécanisme de capacité à l'ensemble des capacités sans discrimination y compris les capacités transfrontalières, sous réserve du respect des plafonds d'émission de CO2,
- une autorisation pour une durée de 10 ans avec possibilité de suspension si les études d'adéquation ne montrent pas un problème de ressource.

Si la proposition de nouveau mécanisme de capacité français s'éloignait du cadre européen actuel, la procédure de validation par la Commission se traduirait par de multiples aller-retours préjudiciables à une adoption dans le délai visé et sans rupture entre la dernière année de mise en œuvre du mécanisme de capacité existant et la première année du nouveau mécanisme.

Enfin, les réponses d'ENGIE aux questions posées ci-dessous ont été guidées par les éléments prioritaires suivants:

- le futur mécanisme de capacité devra assurer une visibilité suffisante (au moins quatre ans) sur l'équilibre offre-demande quant au besoin de sécurité d'approvisionnement afin de permettre aux capacités de pointe existante d'investir pour leur maintien en fonctionnement le cas échéant,
- le futur mécanisme de capacité devra être ouvert à l'ensemble des capacités sans discrimination,
- le futur mécanisme devra être conçu de telle sorte que la participation directe des capacités transfrontalières soit mise en œuvre dès la première année,
- le futur mécanisme devra intégrer de manière cohérente un mécanisme de soutien à l'investissement dans de nouvelles capacités,
- enfin, le futur mécanisme devra donner aux fournisseurs des incitations suffisamment fortes pour diminuer effectivement la pointe de consommation.

**Question 1 : Avez-vous des remarques sur ces éléments de contexte et sur ces perspectives ?**

Le bilan emploi ressource en électricité sur les 10 ans concernés par le futur mécanisme de capacité est fragile, comme le met en avant RTE, il s'agit de "reconstituer des marges", et de "composer avec les incertitudes". Malgré cela, les éléments de contexte n'évoquent pas de remise en cause du postulat selon lequel il n'est pas envisagé à cet horizon d'émergence de nouvelles CCG (utilisant des combustibles renouvelables).

Tout en soutenant la priorité donnée à l'efficacité énergétique, ENGIE souhaite que les réflexions sur le design du futur marché de capacité n'excluent pas cette éventualité. Dans le contexte d'un mix français caractérisé par une filière nucléaire très prédominante alors qu'elle est monotype et vieillissante, d'une consommation qui reste fortement thermosensible et pour laquelle les hypothèses ambitieuses de recours accru au pilotage restent à vérifier, couvrir les aléas pour conserver une fourniture électrique sûre et abordable pourrait passer par la construction de CCG en France, plutôt que de solliciter celles des pays voisins dont la disponibilité est également sujette à caution.

**Question 2 : Compte-tenu de ces éléments, quelle serait selon vous la meilleure façon d'atteindre cet objectif ? Le besoin à couvrir par le futur mécanisme devra-t-il continuer à être défini comme la pointe de consommation (mais de laquelle la contribution des capacités non pilotables pourrait être déduite) ou bien comme la pointe de consommation résiduelle ?**

Le besoin à couvrir par le futur mécanisme devra continuer à être défini comme la pointe de consommation, sans déduire la contribution des capacités non pilotables. Nous avons des réserves sur la notion de pointe résiduelle dont on ne comprend pas en quoi elle remet en cause le besoin de couvrir à tout instant l'ensemble des besoins avec l'ensemble des sources disponibles. Les ENR apportent une contribution capacitaire (avec un facteur de disponibilité) qui ne peut être considérée comme nulle, elles sont en outre sensibles au signal délivré par le mécanisme de capacité qui incite à leur disponibilité pendant les périodes de tension sur le réseau (programmation des maintenances).

**Question 3: Considérez-vous nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme de capacité celui de faire émerger de nouvelles capacités ? Pour quelles raisons ?**

**Dans l'affirmative, certaines filières pourraient-elles selon vous émerger dans des proportions excédant celles visées par les dispositifs de soutien ? Si oui, lesquelles, et dans quelles conditions ? Dans le cas contraire, quelles modalités devraient être prévues selon vous afin de permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ?**

**Identifiez-vous d'autres filières susceptibles de se développer sur l'horizon considéré ?**

ENGIE considère nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme celui de faire émerger de nouvelles capacités.

Comme indiqué dans le règlement européen, un mécanisme de capacité a pour objectif de résoudre les difficultés résiduelles d'adéquation des ressources. Il doit permettre à toutes les ressources potentielles (production, gestion de la demande, stockage, unités existantes ou nouveaux investissements avec ou sans mécanisme de soutien) nécessaires à résoudre ces difficultés d'être présentes et d'atteindre les critères de fiabilité définis.

Le choix effectif entre les différentes options doit résulter des principes de conception imposés par le règlement européen (procédure transparente, non discriminatoire et concurrentielle, incitations à la disponibilité lors des périodes où une forte sollicitation du système est attendue, mécanisme ouvert à la participation de toutes les ressources qui sont en mesure de fournir les performances techniques nécessaires, pénalités appropriées...).

En particulier, il est donc nécessaire que le dispositif prévoie un dispositif pluriannuel, même si le résultat du processus concurrentiel peut conduire à ne pas en faire usage.

**Question 4: Considérez-vous nécessaire de conserver un dispositif pluriannuel dans le cadre du futur mécanisme ? Dans l'affirmative, quel type de dispositif souhaiteriez-vous privilégier ? *(Merci d'étayer vos raisons et les caractéristiques qu'un tel dispositif devrait avoir)***

ENGIE considère nécessaire de conserver un dispositif pluriannuel dans le cadre du futur mécanisme. Le dispositif de contractualisation à long terme complètement intégré, avec différentes durées de sécurisations possibles, est à privilégier.

RTE remarquait en GT que dans ce type de dispositif le bénéfice pour la collectivité n'était pas pris en compte et que le risque pouvait être de remplacer des capacités existantes efficaces par de nouvelles capacités. Or, selon nous, ce type de dispositif ne crée pas de risque particulier de remplacer des capacités existantes. En effet, le mécanisme doit être basé sur une procédure concurrentielle, ce qui privilégie ainsi la solution la moins coûteuse pour les consommateurs. Si une capacité existante n'est pas compétitive par rapport à une nouvelle capacité ou à une autre capacité existante, elle ne bénéficiera pas d'une rémunération au titre du mécanisme de capacité.

**S'agissant des filières susceptibles d'émerger via le mécanisme de capacité sur l'horizon considéré :**

- **Avec quelle anticipation le signal prix devrait-il selon vous se former afin de permettre la réalisation des investissements ? Sur quelle(s) enchère(s) considérez-vous qu'une contractualisation pluriannuelle devrait être rendue accessible ?**
- **Quelles durées de sécurisation seraient selon vous nécessaires pour chaque filière, et pour couvrir quels niveaux de coûts d'investissement ?**

L'organisation des enchères pour une année de livraison donnée doit permettre de donner la visibilité nécessaire aux opérateurs et aux investisseurs. ENGIE partage l'intérêt d'obtenir une visibilité dès l'horizon AL-4, avec un ajustement jusqu'à l'horizon AL-1.

A l'instar d'autres marchés de capacités approuvés par la Commission Européenne, la durée des contrats de capacité peut être fonction des niveaux de coûts d'investissement (cf niveau de CAPEX éligibles) et doit permettre, si nécessaire, de couvrir toutes les options possibles (production, gestion de la demande, stockage ; unités existantes ou nouveaux investissements). Les durées des contrats possibles pourraient s'étendre entre 1 an (unité existante, sans investissement ou investissement limité) et 15 ans (nouvel investissement important) et prévoir un pallier à 3 ans pour les options nécessitant un certain investissement (e.g. unité existante nécessitant un « repowering »).

**Que pensez-vous de ces éléments de design? D'autres éléments devraient-ils selon vous être également considérés ?**

Les éléments de design doivent nécessairement satisfaire aux éléments mentionnés dans le règlement européen (notamment Art.21, Art.22, Art.26 du Règlement (UE) 2019/943) et dans les lignes directrices sur les aides d'état (CEEAG).

Des contraintes d'éligibilité plus strictes que nécessaires peuvent conduire à un résultat sous-optimal en termes de coût pour les consommateurs. Le cas échéant, une analyse coûts-bénéfices de contraintes plus strictes devrait être réalisée en concertation avec les acteurs.

**Question 5: Que pensez-vous des critères de participation au mécanisme évoqués ci-dessus ? Considérez-vous que d'autres éléments doivent être pris en compte dans l'arbitrage de la participation des capacités au mécanisme ?**

Le principe de faire participer toutes les capacités ainsi que celui de donner des incitations à la disponibilité des capacités contractualisées pendant les heures où le système est fortement sollicité sont des principes essentiels du futur mécanisme de capacité. A contrario le critère de complexité opérationnel comme critère d'arbitrage quant au fait de permettre ou non la participation d'une capacité donnée au futur mécanisme n'est pas acceptable.

D'une part ce dernier est un critère trop subjectif. D'autre part il sera aisé de l'invoquer pour exclure les capacités transfrontalières, et les capacités aujourd'hui "non liées" pourtant prises en compte dans le système actuel. Les GRD, le GRT, ainsi que les acteurs de marché ont l'expérience du mécanisme de capacité existant : les processus existant de contrôle de disponibilité, ainsi que de certification sont longs et laborieux. Ainsi est-il est nécessaire de profiter de l'opportunité de la refonte pour mieux intégrer dans les SI le futur mécanisme de capacité afin d'améliorer le recensement des capacités

disponibles plutôt que d'exclure plus de capacités du marché de capacité. Par ailleurs, cet effort contribuera à améliorer sensiblement les estimations des ressources dans le cadre des Bilans Prévisionnels.

**Un signal unique de disponibilité devrait-il être conservé ?**

Pour ENGIE, un signal unique de disponibilité devra être conservé afin d'assurer à toutes les capacités un accès égal au futur marché de capacité.

**Si oui, selon vous, considéreriez-vous plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer ce signal ou bien que celui-ci soit internalisé par chacun des dispositifs dédiés ?**

ENGIE considère plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer le signal de besoin de disponibilité. Par ailleurs ce dernier doit concerner uniquement les capacités certifiées et sélectionnées dans le marché de capacité.

En d'autres mots, toute obligation de disponibilité durant les moments de tension identifiés dans le mécanisme doit être liée à un contrat de capacité et à une rémunération associée. En l'absence de contrat de capacité, une capacité n'a donc pas d'obligation à être disponible durant les moments de tension. .

**Question 6: Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre du futur mécanisme aux capacités pilotables ?**

ENGIE est hostile à cette proposition pour un ensemble de raisons :

- les capacités non pilotables devraient être rémunérées à hauteur de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement par un mécanisme de marché libre et non faussé. Le mécanisme de capacité pourra donner les incitations nécessaires à leur disponibilité au moment où le système est sous tension. Ne pas les mettre en concurrence avec les autres capacités n'est donc pas optimal.

- la difficulté de mise en œuvre en pratique est sous-estimée par RTE: d'une part , la définition de capacité pilotable n'est pas sans ambiguïté; d'autre part, l'évaluation par RTE de leur contribution sera moins précise.

- enfin le changement de périmètre du futur mécanisme de capacité entraînera des difficultés de compatibilité avec l'économie des parcs sous complément de rémunération lauréats d'appels d'offres de la CRE, qui bénéficient aujourd'hui d'un revenu sur le marché de capacité, ou qui ont pris en compte dans leur projet d'investissement des rémunérations futures sur le marché de capacité. Si cette rémunération venait à disparaitre, l'économie des parcs déjà en service serait bouleversée entraînant potentiellement un surcoût de dédommagement, et quant aux parcs non encore construits, leur mise en service pourrait être compromise.

**Pensez-vous qu'il serait préférable d'opter pour une participation facultative plutôt qu'une exclusion par défaut des capacités non pilotables ?**

**Voyez-vous d'autres possibilités à explorer ? Pensez-vous que la proposition d'une participation facultative pourrait être élargie à d'autres capacités ?**

**Considérez-vous qu'il soit nécessaire de conserver une obligation de participer pour toutes les capacités ?**

ENGIE est favorable à la participation obligatoire de toutes les capacités , à partir d'un certain seuil de puissance (le seuil existant de 1 MW pourrait être maintenu)

Pour ENGIE, l'obligation de participation au mécanisme de capacité ne doit pas être liée au caractère pilotable ou non (qui est un critère trop subjectif) mais à des éléments objectifs tels que la puissance installée (ou son équivalent pour les capacités d'effacement).

**Question 7 : Que pensez-vous des schémas envisagés pour articuler un éventuel dispositif de régulation du nucléaire avec le futur mécanisme de capacité ?**

**Dans la mesure où elle fait également l'objet d'un dispositif de soutien lui assurant la couverture de ses coûts et qu'une incitation à la disponibilité pourrait utilement continuer à lui être délivrée, considérez-vous que ces principes de participation pourraient aussi s'appliquer à la filière effacement ?**

ENGIE est favorable au troisième schéma qui permet une participation non discriminatoire des capacités de toutes les filières, y compris nucléaire, ainsi qu'à une application de ces principes de participation à la filière effacement.

**Question 8 : Auriez-vous une préférence entre un modèle "capacity-wide" et un modèle "capacity-wide assorti de critères d'éligibilité" ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?**

ENGIE est favorable à un modèle "capacity wide" sans critère d'éligibilité (à l'exception des critères déjà existants sur les émissions de CO2) mais assorti d'un contrôle renforcé sur les offres (notamment celles concernant les capacités issues de la filière nucléaire).

En effet, étant donnée l'impact du "palier d'offre" issu du parc nucléaire sur les enchères et in fine sur le prix de marché de la capacité, ENGIE souhaiterait que soit étudiée la possibilité de mieux encadrer la stratégie d'offre du parc nucléaire. Les principes d'établissement de cette stratégie pourraient être connus et publics.

**Dans un modèle avec critères d'éligibilité, lesquels considéreriez-vous pertinents ?**

Comme indiqué plus haut, des critères plus stricts que nécessaire peuvent éloigner de l'optimum économique, le critère CO2 déjà inscrit dans le futur mécanisme de capacité constitue un critère suffisant.

**Question 9 : Partagez-vous ces constats ? Selon vous, serait-il préférable de conserver un fonctionnement en pay-as-clear ? Dans le cas contraire, quels contrôles pensez-vous nécessaires dans un fonctionnement en pay-as-bid ? Identifiez-vous des contextes particuliers dans lesquels un fonctionnement en pay-as-bid vous semblerait pertinent ?**

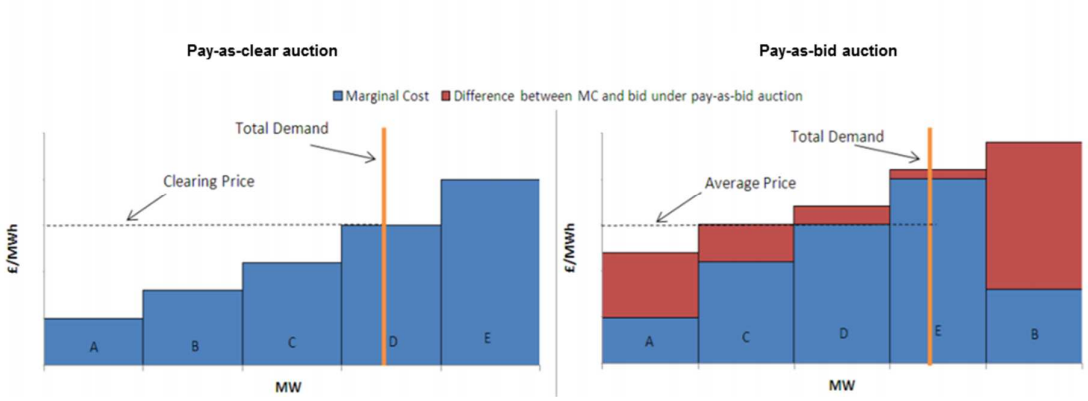
ENGIE soutient le principe d'un paiement de type pay-as-clear. La plupart des mécanismes de capacité (Grande-Bretagne, Irlande, Pologne, Italie) sont d'ailleurs basés sur un mécanisme de type pay-as-clear.

Une tarification uniforme dans le cadre d'un mécanisme de capacité est équitable : tous les fournisseurs de capacité fournissant le même service (ie un niveau de capacité ferme durant les moments de tension) sont rémunérés au même niveau (ie l'offre marginale), indépendamment de leur technologie et de leur type (capacité nouvelle par rapport à la capacité existante).

Le principe d'une tarification marginale uniforme reflète l'idée d'une tarification des ressources à leur valeur sociale marginale: en l'absence d'une unité fournissant de la capacité ferme (indépendamment de sa technologie ou de son âge), la demande complémentaire ne pourrait être couverte dans les moments de tension ou une unité plus chère devrait la remplacer. Ce raisonnement conduit à valoriser l'offre marginale. Par conséquent, la tarification marginale garantit des décisions efficaces en matière de consommation, de production et d'investissement. Les producteurs (consommateurs) « voient » la valeur (le coût) de fournir plus de capacité (consommer plus) et ils peuvent prendre les mesures appropriées.

En outre, les mécanismes de paiement de type pay-as-clear sont plus transparents et ils favorisent ainsi la concurrence. Une tarification uniforme élargit donc le marché et laisse de la place aux petits acteurs (production, gestion de la demande, stockage), favorisant leur entrée sur le marché.

Contrairement à une croyance commune, les systèmes de type pay-as-clear ne conduisent pas à des résultats de marché plus élevés. En outre, les mécanismes de type pay-as-clear sont généralement plus simples et plus efficaces. Dans un système de type pay-as-clear, les enchérisseurs savent qu'ils recevront l'offre marginale lorsqu'ils seront sélectionnés lors de la vente aux enchères. Ils sont donc incités à soumissionner à leur missing money attendue. Dans un système de type pay-as-bid, les acteurs du marché tenteront d'anticiper l'offre de l'unité marginale et d'adapter leur offre en conséquence. Cela peut donc conduire à une sélection inefficace des unités: les projets les moins chers ne sont pas nécessairement sélectionnés (voir exemple ci-dessous).



Cette sélection sous-optimale dans le marché de capacité risque d'influencer le dispatch optimal des marchés de l'énergie, conduisant à un prix plus élevé sur les marchés de l'énergie et à augmenter in fine le coût total pour les consommateurs.

Un mécanisme de type pay-as-clear - avec un prix uniforme pour toutes les technologies et tous les types (actifs nouveaux et existants) – est préférable. Il est simple, efficace, équitable, transparent. Il favorise donc la concurrence et permet effectivement au prix de converger vers 0 EUR/MW quand la capacité disponible dans le système est suffisante et ne nécessite plus de compléments de rémunération.

**Question 10 : Seriez-vous favorables à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires ?**

**Dans l'affirmative, auquel de ces quatre niveaux faudrait-il selon vous les définir ?**

**Seriez-vous favorables à la définition de plafonds de prix intermédiaire par type de technologie ?**

**Considérez-vous que des plafonds de prix intermédiaires différenciant capacités existantes et nouvelles capacités seraient plus adaptés ?**

**Lequel de ces quatre niveaux vous semblerait le plus approprié pour les nouvelles capacités, d'une part, et pour les capacités existantes, d'autre part ?**

ENGIE n'est pas favorable à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires.

L'introduction de plafonds de prix intermédiaires par type de technologie n'est pas non plus souhaitable : elle constituerait ainsi une forte distorsion entre technologies et n'est vraisemblablement pas compatible avec les caractéristiques de design précisées dans le règlement électricité européen.

Pour rappel, dans les marchés de capacité existants, l'introduction d'un plafond intermédiaire de revenu ou d'offre est en général lié à la volonté des autorités nationales de distinguer les capacités existantes les nouvelles capacités, l'objectif étant de limiter la rémunération des capacités existantes lorsque des nouvelles capacités sont nécessaires et fixent le prix de la capacité (plafond de revenu) ou d'interdire la remise d'offres de capacités existantes au-delà d'un certain seuil (plafond d'offre).

De manière générale, ENGIE n'est pas favorable à l'introduction d'un plafond de prix intermédiaire pour les capacités existantes. En effet, comme expliqué à la question précédente, toute capacité (existante ou nouvelle) fournit le même service (disponibilité de capacité ferme durant les moments de tension identifiés) en termes de contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Toutefois , si un tel mécanisme de plafond devait être retenu pour les capacités existantes, ENGIE plaide pour l'introduction d'un mécanisme d'exemption à ce plafond qui pourrait être activé par les fournisseurs de capacités existantes sur base d'une justification détaillée.

**Question 11 : Seriez-vous favorables à l'introduction d'un dispositif d'options de fiabilité? Conduirait-il selon vous à augmenter effectivement les missing money et, si oui, dans quelles proportions ? Vous semblerait-il plus à même que des plafonds de prix intermédiaires de proportionner la rémunération capacitaire à la couverture des coûts ? Doit-il nécessairement s'accompagner d'un mécanisme de type stop-loss? Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?**

ENGIE est globalement favorable à l'introduction d'un dispositif de type « reliability options » dans le cas où l'on se place dans le cadre d'un marché de capacité centralisé, et moyennant la prise en compte adéquate de différents éléments de design.

Pour mémoire, dans un mécanisme de rémunération de la capacité basé sur des options de fiabilité, une rétrocession (partielle) des revenus est imposée aux capacités contractées dans le mécanisme en cas d'apparition de pointes de prix au-delà d'un certain prix d'exercice. L'objectif visé est d'éviter une rémunération excédentaire (via des pics de prix, dont la fréquence et l'amplitude sont a priori inconnues) des fournisseurs de capacité contractée sur les marchés de l'énergie, étant donné leur rémunération de capacité.

Dans un mécanisme de rémunération de la capacité basé sur des options de fiabilité, les modalités d'exercice de cette option (et donc de remboursement par les fournisseurs de capacité) doivent être soigneusement définies pour respecter le fonctionnement correct du marché européen de l'électricité et les différents intérêts en présence (tant ceux des fournisseurs de capacité - qui veulent disposer d'un cadre stable leur permettant d'investir dans les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement - que ceux des consommateurs - qui bénéficient de cette sécurité d'approvisionnement).

1. L'obligation de remboursement ne devrait pas s'appliquer sur l'entièreté de la capacité contractée dans le mécanisme de capacité, mais uniquement sur le volume attendu exposé au marché court-terme (ainsi les stratégies de hedging devront être prises en compte) ;
2. Une approche pragmatique, facile à implémenter et applicable à tous les acteurs de marché doit être privilégiée dans la détermination du volume exposé à l'obligation de remboursement ;
3. Le marché day-ahead devrait être l'unique marché de référence à appliquer à la portion de la capacité contractée soumise à l'obligation de remboursement ;
4. Etendre l'obligation de remboursement à l'ensemble du volume contracté dans le mécanisme de capacité représenterait globalement un coût important pour la société et impacterait négativement le fonctionnement du marché.

Concernant le niveau du prix d'exercice de l'option de fiabilité, ENGIE attire l'attention sur différents éléments importants à prendre en considération :

1. Le prix d'exercice doit correspondre à un niveau de prix au-delà duquel les recettes ne pouvaient raisonnablement pas être prévues ou attendues par tous les participants au marché de capacité. Lors de la valorisation de l'option de fiabilité par les différents acteurs, ces prix ne peuvent pas être pris en compte par les acteurs du marché, sont donc les seuls à ne pas être inclus dans la tarification des offres sur le marché de capacité et sont les seuls susceptibles de générer des bénéfices excédentaires.
2. Ce niveau de prix devrait être le même pour toutes les technologies, car elles participent toutes au même marché de l'énergie et, éventuellement, au même marché de capacité. Des prix d'exercice multiples fausseraient le marché de capacité et, en fin de compte, le marché de l'énergie.

En particulier, ce prix d'exercice unique doit être établi à un niveau plus élevé que le coût de production attendu de l'unité de pointe la plus chère et qu'un seuil de référence lié au caractère inattendu du pic de prix (par ex., 300 ou 500 EUR/MWh dans des conditions de marché normales).

**Question 12 : Qu'en pensez-vous ? Seriez-vous favorables à la combinaison d'un dispositif d'options de fiabilité et de plafonds de prix intermédiaires ? Quelle fréquence de révision des valeurs de prix d'exercice et de niveau du plafond de prix intermédiaire vous semblerait à privilégier, le cas échéant?**

ENGIE est hostile aux plafonds de prix intermédiaires, y compris en combinaison avec un dispositif d'options de fiabilité. Concernant la fréquence de révision du prix d'exercice dans le dispositif d'options de fiabilité, ENGIE est favorable à une fréquence de révision à un rythme en cohérence avec les évolutions du marché de l'énergie (par exemple avec une fréquence annuelle). Par ailleurs, une indexation automatique du prix d'exercice peut aussi être envisagée.

**Si cet objectif était recherché, le futur mécanisme vous semblerait-il un outil pertinent pour assurer une rémunération proportionnée des installations, au-delà de la seule rémunération capacitaire ?**

L'introduction d'un dispositif de type reliability options ne conduit pas à une augmentation de la missing money. Comme expliqué à la question précédente, le niveau du prix d'exercice doit correspondre à un niveau de prix que le détenteur de capacité ne peut pas réellement anticiper.

ENGIE est hostile à l'introduction de prix d'exercice différenciés par type de technologie. Ceci introduirait une discrimination importante entre fournisseurs de capacité et impacterait le fonctionnement des marchés de l'énergie.

**Question 13 : Que pensez-vous de l'utilisation de derating factors ? Partagez-vous l'intérêt de centraliser davantage la certification du niveau de capacité disponible afin d'assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement ? Si oui, seriez-vous favorable à un fonctionnement basé sur le calcul de derating factors ? Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?**

ENGIE est en faveur de l'estimation par l'exploitant du niveau de puissance sur lequel il s'engage, même si cela est au prix d'une certaine complexité opérationnelle. L'exploitant doit pouvoir estimer sa capacité disponible librement. Les exploitants de capacité sont les mieux placés pour définir leur niveau de capacités disponibles durant les moments de tension et d'identifier pour leurs actifs les déviations éventuelles par rapport à une certification centralisée.

Le biais à l'optimisme sur la disponibilité des capacités participantes doit être géré par un cadre de pénalités adapté :

- d'une part, il doit assurer que les capacités soient disponibles durant les moments de tension identifiés à un niveau minimum en ligne avec les attentes (capacité garantie contractée),
- d'autre part, le régime de pénalités doit maintenir un incitant durant l'ensemble de la période de livraison.

**Question 14 : Quelle solution préféreriez-vous ? Ces coefficients devraient-ils constituer une obligation de certification ou plutôt un plafond de certification ? Quelle méthodologie de calcul considéreriez-vous pertinente pour déterminer ces coefficients ? Considéreriez-vous préférable de conserver un tunnel de certification, qui serait le cas échéant adapté pour éviter les écarts avec le Bilan prévisionnel ? Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?**

ENGIE préfèrerait une solution où l'exploitant de capacité conserve une liberté à la hausse et à la baisse sur le niveau de capacité sur laquelle il s'engage. Le système actuel avec des coefficients par filière, et un tunnel de certification pourrait être prolongé.

Si les coefficients de type derating factor devaient être mis en œuvre, ils devraient constituer plutôt un plafond de certification plutôt qu'une obligation de certification. Un soin particulier devra être apporté à la méthodologie de calcul des coefficients afin de refléter la contribution de chaque capacité à la sécurité d'approvisionnement. Les données historiques sont incontournables, mais l'estimation par l'exploitant de son niveau de disponibilité et de fiabilité ne le sera pas moins.

**Question 15 : Partagez-vous l'intérêt que présenterait le maintien d'un contrôle de disponibilité ex post ? Un modèle de contrôle de type load following vous semblerait-il préférable ?**

A ce stade, ENGIE est plutôt favorable au maintien d'un contrôle ex-post plutôt qu'à un système de load following.

**Avez-vous une préférence parmi les modalités exposées ?**

À ce stade, il est difficile d'indiquer une préférence parmi les modalités exposées. Néanmoins si les options de fiabilité sont retenues, alors les modalités de sélection des périodes de contrôles sont naturellement intégrées dans le système des options de fiabilité (critère sur prix de marché au-delà du prix d'exercice).

**Quel(s) critère(s) faudrait-il selon vous considérer pour sélectionner les périodes de contrôle de la disponibilité ?**

Si toutefois il était nécessaire d'y ajouter des critères supplémentaires, le critère sur des situations de tension du réseau pourrait convenir.

**Considéreriez-vous nécessaire de conserver une plage horaire de contrôle figée (tel qu'aujourd'hui [7h ; 15h] et [18h ; 20h]) ?**

À ce stade, ENGIE ne considère pas nécessaire de conserver une plage horaire de contrôle figée.

**Considéreriez-vous plus pertinent que cette plage horaire puisse varier en fonction des besoins pour le système électrique, moyennant toutefois une certaine complexité ?**

À ce stade, ENGIE considère plus pertinent que cette plage horaire puisse varier en fonction des besoins pour le système électrique, sous réserve d'un préavis assez long afin que le signal d'incitation à la disponibilité soit correctement pris en compte par les exploitants de capacité.

**D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?**

L'incitation à la disponibilité doit être fournie d'une part par les marchés « énergie », qui permettent aux actifs disponibles d'accéder à une rémunération de l'énergie produite, et d'autre part par le marché de capacité, via les modalités de participation (e.g. reliability options) et les obligations sous-jacentes (e.g. périodes d'obligation, pénalités associées).

Une bonne méthode pour calculer la disponibilité effective des actifs est l'utilisation des données publiques de la plateforme de transparence (REMIT) pour les capacités soumises à cette obligation. Un contrôle de disponibilité ad hoc pourra être mis en œuvre pour les capacités non soumises à REMIT. Une attention particulière devra être apportée à ce dernier afin que les exploitants de capacité ne rencontrent pas de difficultés opérationnelles lors du contrôle.

**Question 16 : Voyez-vous d'autres enjeux à instruire quant à la participation des capacités au futur mécanisme de capacité ?**

Parmi les enjeux essentiels à instruire à l'occasion de la refonte du mécanisme de capacité, figure en priorité la participation directe des capacités transfrontalières. La procédure approfondie n'a jamais été mise en œuvre dans le mécanisme existant. Le nouveau mécanisme de capacité devra prendre en compte dans son design l'obligation d'ouvrir aux capacités transfrontalières la participation au marché de capacité .

**Question 17 : Compte-tenu de ces éléments, seriez-vous favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin de capacité ? Si oui, sous quelles conditions ? Si non, pourquoi?**

ENGIE ne mésestime pas les critiques portées sur le mécanisme de capacité existant et son caractère décentralisé, en particulier celles concernant sa complexité et les interrogations pouvant peser sur la formation du prix par les enchères. Néanmoins de notre point de vue le système décentralisé et le rôle des acteurs obligés à l'interface des besoins consommateurs (tant pour leur estimation que pour les influencer) nous parait un point fort qui mérite d'être préservé. Les acteurs obligés assument le coût d'une mauvaise estimation de leur besoin alors que dans une définition centralisée du besoin, c'est la collectivité toute entière qui assume le risque d'un sur ou sous-dimensionnement. Les enseignements du REX nous paraissent devoir être pris en compte avec un certain recul, car ils sont intervenus avant que le mécanisme de capacité ne soit déployé en vraie grandeur et ne bénéficie d'une période de stabilité et d'appropriation par les acteurs. Les prévisions des fournisseurs ne sont pas significativement meilleures que celles de RTE mais elles ne sont pas non plus nettement moins bonnes, et les acteurs en décalage pourraient être incités à progresser. Le motif de l'insuffisance de développement des effacements implicites est multifactoriel et ne peut être imputé à une faillite de l'architecture décentralisée. Outre le facteur justement souligné de la faible opportunité économique, le caractère nouveau du mécanisme, puis l'absence de continuité dans les règles portent aussi leur part de responsabilité.

Si l'on considère le coût des transformations SI et les coûts d'apprentissage pour l'ensemble des acteurs associés à un changement profond du dispositif, il nous apparait que la voie d'un réaménagement par correctif de certains points faibles mais en préservant l'essentiel de la structure décentralisée est une voie dont l'examen doit être poussé plus avant.

Si toutefois le choix se portait sur une future architecture centralisée, ENGIE préconiserait de chercher à conserver une implication du fournisseur dans l'architecture ainsi revue, avec le bémol que le fournisseur ne peut porter les mêmes responsabilités sur des engagements qu'il prend sur la base de sa propre estimation et sur ce qui lui est imposé par répartition de l'estimation d'un tiers.

**Une fois ce besoin déterminé une première fois pour une année donnée, considérez-vous que des réactualisations seraient nécessaires ? Si oui, à quelle fréquence ?**

Dans l'hypothèse d'une définition centralisée du besoin, cette démarche doit s'articuler avec celle des bilans prévisionnels.

**Question 18 : Que pensez-vous de ces méthodologies ? Selon vous, quelle serait la méthodologie à privilégier ? Voyez-vous d'autres méthodologies possibles à instruire ?**

Dans ce cadre d'une définition centralisée du besoin, la méthodologie de calcul d'une courbe de demande de type 2, à l'instar du modèle type utilisé par la plupart des modèles des mécanismes de capacité européen, est à privilégier. Par ailleurs le calcul d'une courbe de demande suivant les principes de la courbe de demande administrée n'est pas à retenir.

Au-delà de la méthodologie, ENGIE attire l'attention sur la nécessité de la publication d'une telle courbe de demande dans un délai suffisamment long avant l'enchère.

**Question 19 : Dans le cas où vous seriez favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin, seriez-vous également favorables à une contractualisation des capacités nécessaires à la couverture de ce besoin de manière centralisée (option 1) ?**

**Dans ce cas, partagez-vous l'intérêt des modalités proposées (bouclage centralisé – option 2 – ou prescription centralisée – option 3) visant à assurer la bonne sécurisation de toutes les capacités avant le début de la période de livraison ainsi qu'une meilleure lisibilité du prix ? Dans l'affirmative, laquelle vous semblerait préférable ? Si non, préféreriez-vous conserver une architecture décentralisée ?**

ENGIE a exprimé dans sa réponse à la question 17 sa vision des points forts d'un mécanisme décentralisé. Toutefois si la définition de besoin est centralisée, il parait assez naturel que la contractualisation le soit également (Option 1). Il nous semble également que la question de l'opportunité de faire remplir ce rôle par RTE mérite examen en raison de certains conflits d'intérêt potentiels (interconnexions).

**Question 20 : Seriez-vous favorables à la tenue de plusieurs enchères ? Deux suffiraient-elles ? Si le mécanisme ne visait pas l'émergence de nouveaux moyens, une seule enchère suffirait-elle ? A quelle échéance les/l'organiser ? Seriez-vous favorables à un passage en année à cheval et à sa combinaison avec une enchère proche de la période de livraison ?**

Dans le cadre d'un marché de capacité centralisé, ENGIE privilégie le choix de l'organisation de deux enchères, en AL-4 et AL-1, à l'instar des autres marchés de capacité. ENGIE souhaiterait néanmoins que soit étudiée la configuration alternative consistant en une contractualisation plus progressive à raison d'une enchère par an entre AL-4 et AL-1, avec une prépondérance accordée à AL-4.

Le marché de capacité a pour objectif de résoudre les problèmes identifiés d'adéquation offre-demande. Par conséquent, il doit nécessairement donner la possibilité de participer à faire émerger de nouvelles capacités lorsque c'est nécessaire, mais également permettre des ajustements à un horizon plus proche de l'AL.

À ce stade, ENGIE n'est pas contre la proposition de passer en année à cheval, pour autant que d'autres mécanismes interférant le cas échéant avec le mécanisme de capacité soient bien également calés en année à cheval.

**Question 21 : Que pensez-vous de ces propositions de répartition du volume à couvrir entre les différentes enchères ? Compte-tenu de ces éléments, quelle serait, selon vous, une répartition optimale de la couverture du besoin entre les deux enchères ? Pensez-vous qu'en cas de réactualisation à la baisse du besoin, il soit souhaitable que les engagements contractualisés sur la première enchère puissent être révisés ? Hormis les enjeux de réactualisation du besoin, pensez-vous qu'il serait nécessaire de réserver un volume minimum de capacités à contractualiser sur la seconde enchère, eu égard notamment à la temporalité de développement des effacements ? Si oui, pourquoi et quel serait ce volume ?**

L'enchère principale doit être l'enchère en AL-4. L'enchère en AL-1 donne la possibilité de mettre à jour le besoin si les estimations de demande ou d'offre pour l'année de livraison AL effectuées pour l'enchère AL-4 ont évolué. Pour ENGIE, il est nécessaire de réserver un volume de capacités à contractualiser sur la seconde enchère (en prenant en compte une fraction de la demande initiale (par exemple 5%) ou un niveau absolu afin d'assurer au moins un volume de 5 GW sur la dernière enchère, voire plus pour favoriser le développement des effacements).

En cas de réactualisation à la baisse du besoin, il n'est pas acceptable que les engagements contractualisés sur la première enchère puissent être révisés. Cela implique de réserver pour l'enchère en AL-1 un volume supérieur à celui de l'incertitude sur l'estimation de la demande en AL-4.

**Question 22 : Dans le cas où la contractualisation du besoin en capacités ne serait pas centralisée, verriez-vous un inconvénient à la disparition d'un marché de gré-à-gré entre offre et demande?**

Dans le cas de la poursuite d'une architecture décentralisée, ENGIE est favorable au maintien des échanges en gré-à-gré entre offre et demande.

**A l'inverse, dans le cas d'une contractualisation centralisée avec le maintien des acteurs obligés (modèle n°1 ci-après), une possibilité d'échanges en gré-à-gré entre acteurs obligés vous semblerait-elle devoir être conservée ?**

Dans le cas de la poursuite d'une contractualisation centralisée avec le maintien des acteurs obligés, une possibilité d'échanges en gré-à-gré entre acteurs obligés nous semblerait devoir être conservée.

**Le prix de ces échanges devrait-il selon vous être encadré afin que le consommateur supporte in fine le seul prix de l'enchère ?**

Le prix des échanges en gré-à-gré ne devrait pas être encadré.

**De la même façon, une possibilité d'échanges en gré-à-gré vous semblerait-elle devoir être conservée entre exploitants ?**

Dans le cas d'un marché centralisé, il est important que l'option « gré-à-gré » entre exploitants reste disponible afin de permettre  un marché secondaire (gestion des secours).

**Question 23 : De manière générale, souhaiteriez-vous conserver un mécanisme fondé sur une obligation de capacité ? Si vous êtes un fournisseur, considérez-vous également le mécanisme actuel comme un levier de différenciation concurrentielle ? Dans l'affirmative, le modèle 2 vous paraît-il conserver un espace concurrentiel suffisant ? (si votre réponse contient des éléments confidentiels, merci de le préciser) Quel modèle préférez-vous et pour quelles raisons ?**

Dans le cas d'une architecture centralisée, ENGIE est favorable au modèle 2 dans la mesure où il conserve pour le fournisseur un certain rôle dans la sécurité d'approvisionnement. En effet, jusqu'aux récentes évolutions des prix, le mécanisme de capacité existant constituait un facteur de différenciation essentiel pour un fournisseur comme ENGIE sur une partie des segments de marché. Ce caractère différenciant parait toutefois difficile à préserver dans l'espace laissé par le modèle 2.

**D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être envisagés ?**

Cf question 17

**Verriez-vous un enjeu spécifique en termes de temporalité du mécanisme et d'avance de trésorerie (i.e. un paiement pendant ou après l'AL vous semblerait-il possible ?)**

Pour l'exploitant de capacité, l'avance de trésorerie que procurent les enchères spot est un atout essentiel pour l'investissement dans le maintien d'une capacité existante par exemple.

**Question 24 : Avez-vous une préférence pour l'une de ces modalités de ciblage des périodes de pointe pour le calcul de la clé de répartition du coût du mécanisme ? D'autres modèles vous sembleraient-il devoir être considérés ?**

Afin de donner une bonne incitation à la maîtrise de la pointe de consommation, ENGIE est plutôt favorable à des modalités de ciblage lisible et prédictible pour l'ensemble des acteurs: d'où une préférence pour les modèles prévoyant une définition de jours de pointe en J-1 et de plages horaires fixes.

**Question 25 : Vu d'aujourd'hui, jugeriez-vous nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité de la consommation dans le calcul de la contribution de chaque acteur au risque de défaillance ? Si oui, dans l'objet d'atteindre un compromis pertinent entre incitations et simplification, quelles modalités de prise en compte de la thermosensibilité vous sembleraient pertinentes ? Voyez-vous d'autres modalités possibles de prise en compte de la thermosensibilité ?**

Comme indiqué dans le règlement européen, un mécanisme de capacité a pour objectif de résoudre les difficultés résiduelles d'adéquation des ressources. Il est nécessaire de prendre en compte l'ensemble des facteurs de risque pertinents et de les anticiper de manière appropriée.

A ce titre, ENGIE considère que les incertitudes sur la demande -notamment la thermo-sensibilité (qui reste très forte en France malgré les évolutions signalées) et l'impact de la transition énergétique (cf électrification des usages)-, les niveaux effectifs de disponibilité attendue des capacités fermes durant les moments de tension -en France notamment la disponibilité du nucléaire et dans les pays limitrophes notamment les incertitudes sur les capacités installées-, doivent impérativement être prises en compte afin de garantir la sécurité d'approvisionnement électrique au niveau de fiabilité souhaité.