Refonte du mécanisme de capacité français

Contribution d'Energy Pool

Septembre 2022

© Energy Pool Développement SAS

RESUME DE LA CONTRIBUTION

1) La refonte du mécanisme de capacité devra s'effectuer de façon conjointe avec la refonte d'un mécanisme de régulation du nucléaire historique, et avec celle de l'appel d'offres effacement.

2) Nous sommes favorables à un calcul du besoin centralisé par RTE. Nous proposons que ce besoin corresponde au besoin global duquel on déduirait la contribution des capacités fatales ainsi que les effacements implicites. Le besoin nous semble par ailleurs devoir être estimé à « situation extrême » (météo extrême pour le calcul de la consommation et disponibilité minimale des moyens fatals et effacements implicites). Nous sommes par conséquent favorables à un mécanisme de capacité capacity-wide avec critères d'éligibilité, excluant les EnR fatales et les effacements implicites.

3) Nous ne sommes pas favorables à ce que le mécanisme de capacité soit réservé exclusivement aux « capacités existantes » (et les dispositifs spécifiques, de type AOE, réservés aux « nouvelles capacités »). La distinction « capacités existantes / capacités nouvelles » est par ailleurs difficilement applicable à l'effacement, de surcroît dans un contexte d'électrification des usages et des procédés industriels.

4) Pour répondre au besoin identifié par RTE d'un déplacement de la consommation sur les heures de forte production renouvelable, nous proposons la création d'un produit « report de la consommation », fonctionnant avec un clearing supplémentaire.

5) La formation des prix devra être plus lisible que dans le mécanisme actuel, et le prix révélé par le mécanisme de capacité doit être le plus « juste » possible et garantir l'intérêt des consommateurs. Nous sommes en ce sens favorables au fait que RTE soit acheteur unique, et chargé d'acheter au meilleur prix pour la collectivité. Malgré cette centralisation, il nous semble par ailleurs primordial de conserver la possibilité pour les acteurs d'échanger en gré-à-gré, surtout si le nombre d'enchères reste limité et très en amont de l'année de livraison.

6) Nous proposons que le mécanisme comporte une enchère principale en AL-3 et une enchère complémentaire en AL-1 plus d'éventuelles enchères en cours d'AL en cas d'aléas après l'enchère principale ou d'une réactualisation à la hausse du besoin. Nous sommes favorables à des enchères de type pay-as-bid.

7) Nous ne sommes en revanche pas favorables à l'introduction d'un dispositif d'options de fiabilité, mais nous effectuons une proposition visant à ce que le mécanisme de capacité s'apparente à un complément de prix sur les marchés de l'énergie.

8) Nous pensons utile de développer des méthodes de contrôle du réalisé spécifiques pour le mécanisme de capacité afin de ne pas reposer sur celles du mécanisme d'ajustement ou de NEBEF (qui ne nous semblent pas adaptées à la philosophie du mécanisme de capacité).

© Energy Pool Développement SAS

Energy Pool remercie RTE pour l'organisation de cette consultation ainsi que pour les travaux préliminaires, aussi riches que rigoureux, et laissant ouvertes toutes les options d'architecture de marché possibles.

***

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

Nous partageons l'ensemble des remarques et rappels formulés par RTE au chapitre 2 de l'appel à contributions, et souhaitons particulièrement insister sur quatre points :

1. Tout d'abord, nous remercions RTE d'avoir rappelé à quel point le mécanisme de capacité et l'ARENH sont historiquement liés depuis leur genèse dans la loi NOME de 2010, la mise à disposition des volumes ARENH à prix régulés étant, d'une certaine manière, « compensée » par la rémunération capacitaire de l'ensemble du parc nucléaire, de même que le coût supplémentaire pour les consommateurs lié aux obligations de capacité est d'une certaine manière « compensé » par une limitation du tarif de fourniture via l'ARENH. Aussi, réformer de fond en comble le mécanisme de capacité sans savoir quel sera l'avenir de l'ARENH (notamment dans le cadre du projet Hercule), ni même si l'architecture des marchés de gros actuelle perdurera, est un exercice particulièrement périlleux, pour ne pas dire inutile. Aussi, nous pensons indispensable que les deux réformes puissent être menées de front et donner lieu à une modification législative simultanée et cohérente des deux dispositifs (ainsi que d'une notification conjointe auprès de la DG COMP).
   De la même manière, le mécanisme de capacité et l'AOE, même s'ils ne trouvent pas leurs fondements juridiques dans le même texte, sont très fortement imbriqués (l'AOE se définissant désormais comme un complément de rémunération du mécanisme de capacité). Aussi, il est nécessaire que le mécanisme de capacité, l'AOE 2024-2028 voire la nouvelle architecture de marché, puissent être pensés simultanément de manière à ce que leurs engagements demeurent compatibles ou du moins, que l'ensemble reste cohérent pour les capacités d'effacement. En effet, les réponses aux questions sur la place des « nouvelles capacités » dans le mécanisme de capacité auront un fort impact sur la construction de l'AOE, de même que la manière dont est prévu d'être construit l'AOE 2024-2028 pourrait influencer les réponses à donner sur la philosophie du mécanisme de capacité. Cette cohérence entre les deux mécanismes donnera aux consommateurs la visibilité requise pour amorcer les investissements nécessaires dans de nouvelles capacités ou maintenir des capacités existantes. A défaut, nous recommandons que l'AOE post 2023 puisse être immédiatement adapté dès lors que nous aurons suffisamment de visibilité sur le mécanisme de capacité post 2025[1]. En tout état de cause, les travaux menés pour la réforme de l'AOE (et en particulier notre contribution dans ce cadre) nous semblent devoir être considérés comme temporaires voire caduques, aussi longtemps que le mécanisme cible pour le mécanisme de capacité n'est pas défini.

[1] A titre d'exemple : l'AOE post 2024 requerrait des acteurs une disponibilité du 15 octobre au 15 avril (alors que le mécanisme de capacité porte actuellement sur des périodes allant du 1er novembre au 31 mars). A l'inverse, l'appel à contributions de RTE pour la réforme du mécanisme de capacité suggère une contractualisation centrée sur l'hiver (et non plus alignée sur l'année civile), alors que l'AOE post 2024 conserve une contractualisation annuelle du 1er janvier au 31 décembre. Ces deux seuls paramètres rendent ainsi la cohabitation et la cohérence entre les deux dispositifs difficiles, et la lisibilité pour les consommateurs quasiment impossible.

➔Compte tenu de ce puzzle de dispositifs, notre contribution s'attachera essentiellement à suggérer des pistes pour permettre à la flexibilité de consommation « explicite » de perdurer et de se développer à hauteur des besoins identifiés par RTE dans son rapport Futurs Energétiques (sans nécessairement préciser ce qui devrait relever plus spécifiquement de l'AOE ou du mécanisme de capacité).

2. S'agissant de l'efficacité du dispositif entre 2017 et 2022, si le REX a mis en évidence une complexité sans doute excessive du dispositif (constat que nous partageons), il nous semble que l'on peut également faire grief au mécanisme actuel de ne pas donner une lisibilité suffisante sur la formation des prix. Il ne s'agit pas ici de fustiger la temporalité des enchères ou la durée de contractualisation, mais la formation des prix qui ne semble pas toujours répondre à une logique de marché. Ceci nous semble d'autant plus regrettable que le mécanisme de capacité est censé donner une certaine visibilité aux acteurs pour leur permettre de maintenir leurs actifs en service, ou d'investir dans de nouvelles capacités. Si le signal prix de ce marché est incohérent, comment peut-on espérer avoir un développement sain et raisonné des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement française ?
   ➔ Il nous semble indispensable de veiller à ce que les signaux de prix adressés par le mécanisme soient cohérents avec les tensions anticipées sur la sécurité d'approvisionnement.

3. Il nous semble également regrettable que l'organisation du mécanisme actuel conduise à des échanges entre des acteurs de marché qui n'ont aucun intérêt à ce que les prix soient « justes », puisque les acheteurs de certificats ne sont ni les contributeurs ultimes du dispositif (ce sont les consommateurs), ni des acteurs subissant une régulation les incitant à acheter au meilleur prix.
   Ainsi, outre la sécurité d'approvisionnement, le mécanisme de capacité devrait également viser, selon nous, à adresser aux consommateurs les signaux (notamment de prix) adéquats pour inciter aux effacements ou reports de consommation utiles pour soulager voire optimiser le système électrique.
   ➔ Une attention particulière devra être portée lors du design du nouveau mécanisme à l'intérêt des consommateurs, de sorte que ce dernier soit mieux pris en compte au moment de la formation des prix. La réponse à cette exigence pourrait résider dans la mise en place d'un acheteur unique, régulé, dont l'un des objectifs lors de la contractualisation des capacités serait d'acheter « au meilleur prix » pour la collectivité.

4. Enfin, RTE le souligne remarquablement dans son chapitre 2 : le contexte dans lequel s'inscrit ce « nouveau » mécanisme de capacité n'est plus le même que celui qui a présidé à la création du dispositif en 2010.

   Réglementairement, le dispositif a été développé à une époque où l'Union européenne n'avait pas véritablement défini de politique en la matière. Désormais, le règlement n°2019/943 et les lignes directrices sur les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie sont prolixes sur le sujet. On notera en particulier cette disposition nouvelle et dont on ne manquera pas de faire bon usage (§ 327 des lignes directrices) :

   > *Such measures may also be designed to support environmental protection objectives, for example through the exclusion of more polluting capacity* ***or measures to give more environmentally beneficial capacity an advantage in the selection process***.

   ➔ Pour être utile à la collectivité, il nous semble indispensable que le nouveau dispositif soit en mesure de cibler correctement les capacités qui seront techniquement pertinentes et environnementalement acceptables durant la période 2026-2036, ceci doit pouvoir passer par une discrimination positive des capacités ayant l'impact le moins néfaste sur l'environnement (à cet

égard, on notera qu'Elia envisage d'ores et déjà la mise en place d'une enchère spécifique sur son marché de capacité pour l'hiver 2024-2025 et dédiée exclusivement aux capacités « bas carbone »).

Question n°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 ?

Si la finalité ultime du mécanisme de capacité est d'assurer la sécurité d'approvisionnement (comme la plupart des dispositifs, y compris pilotés par RTE pour la sécurité d'approvisionnement de court terme), l'objectif du mécanisme de capacité mériterait d'être précisé afin de le dimensionner au mieux, et surtout de définir les incitations et les engagements des acteurs en cohérence avec cet objectif précis.
Nous faisons confiance aux travaux menés par RTE pour définir les besoins du système. Nous ne doutons pas, à cet égard, que RTE a d'ores et déjà dûment pris en compte les effets du changement climatique sur la disponibilité potentielle des moyens de production (conséquences d'une sécheresse sur la disponibilité du parc nucléaire, effet d'une canicule sur la production éolienne etc) ; si, malgré la prise en compte de ces phénomènes, essentiellement estivaux, RTE maintient la vigilance uniquement sur les mois d'hiver, alors nous tendons à croire en l'expertise de RTE.
En outre, si RTE estime que « *compte tenu du contexte de la décennie 2026-2036, le futur mécanisme de capacité devra (…) davantage assurer la couverture de la pointe de demande résiduelle* », alors la **couverture de la demande résiduelle doit devenir l'enjeu du mécanisme de capacité**.

RTE poursuit par ailleurs en précisant que : « *cela implique donc de concevoir un mécanisme à même de délivrer des incitations, non seulement à la réduction de la pointe de consommation résiduelle, mais aussi au déplacement de la consommation sur les heures de forte production renouvelable* ». Ainsi, en toute logique, le dispositif devrait inciter « au déplacement de la consommation » (et pas uniquement à l'effacement lors des pointes). Cela pourrait passer par des engagements, pour les opérateurs d'effacement, à suivre un double signal pour l'effacement de consommation en pointe, et le report de consommation lors des périodes de forte production renouvelable… Cela permettrait également de mieux identifier les économies d'émissions provoquées par les effacements suivis d'un report piloté de consommation (voire, pour les consommateurs notamment industriels qui en sont à l'origine, de les valoriser directement sur les marchés ou auprès de leurs clients). Cela permettrait en outre d'améliorer encore le facteur d'émission global du système électrique français mais cela nécessiterait de définir des engagements spécifiques pour certaines technologies, et donc d'avoir un clearing supplémentaire pour les capacités en mesure de suivre le signal de report de consommation.
Une autre option pourrait consister à confier cette question du pilotage du report à un dispositif spécifique de type AOE… mais dans ce dernier cas, l'AOE ne devra plus être réservé aux seules « nouvelles capacités » mais à toutes les capacités d'effacement pilotables à la hausse (report) comme à la baisse (effacement)).

Option 1 : Mécanisme de capacité unique avec 2 clearings: un pour le produit « standard en capacité » et un pour un produit supplémentaire « report »

Option 2 : Mécanisme de capacité avec un produit standard en capacité et un clearing unique (idem existant) et dispositif spécifique pour l'effacement (AOE) incluant bonus pour les capacités en mesure de suivre le signal de report de consommation.

Nous restons à votre disposition pour échanger avec vous plus en détail sur cette idée nouvelle.

Question n°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 ?

Nous pensons que le rôle premier du mécanisme doit être (comme mentionné à la question n°2) de garantir que la consommation résiduelle est couverte tout en respectant les critères de défaillance définis réglementairement. Si, en assurant ce rôle, le mécanisme donne à la capacité une valeur qui permet de faire émerger de nouvelles capacités, cela signifie que le besoin justifie la création de nouvelles entités. Il se pourrait, qu'à l'inverse, le prix de la capacité n'incite pas à la création de nouvelles capacités, ce qui signifierait qu'il n'y a pas besoin de nouvelles installations de production (ou capacités d'effacement) au titre de la sécurité d'approvisionnement, mais ce qui n'exclurait pas la nécessité de développer ces capacités au titre de l'atteinte des objectifs de la PPE.
Tout ceci sous-entend cependant que :
- la formation du prix sur le mécanisme de capacité reflète rigoureusement le besoin de capacité sur l'horizon de temps considéré ;
- les besoins du système, ainsi que les ressources qui seront disponibles pour y répondre sur l'horizon de temps considéré, sont estimés avec une certaine fiabilité. Dès lors qu'une erreur d'estimation significative se produit, ou que les conditions d'approvisionnement sont bouleversées (à l'instar de l'année 2022), alors des dispositifs *ad hoc* (enchère supplémentaire sur le mécanisme de capacité, ou dispositif spécifique) devraient pouvoir être déployés, permettant essentiellement d'optimiser la production du parc existant et de susciter des effacements.

Selon nous, il revient plutôt aux dispositifs spécifiques de faire émerger de nouvelles capacités, afin de respecter les objectifs politiques définis dans la PPE. Mais cela ne devrait pas empêcher des capacités éligibles aux mécanismes de soutien d'émerger au-delà des objectifs de la PPE si le mécanisme de capacité le leur permet.

Par ailleurs, il nous semble que la différenciation nouvelles capacités / capacités existantes, qui a du sens pour les capacités de production, est inapplicable pour les capacités d'effacement, et ce, d'autant plus dans le cadre de l'électrification actuelle. En effet, si la définition de capacité repose sur l'identifiant d'un site (PDL/PRM), une capacité peut avoir participé à des mécanismes d'effacement avec une certaine puissance depuis des années, mais se rendre plus disponible à l'avenir :

- en augmentant la puissance offerte (par exemple du fait de l'électrification de certains procédés ou parce que les consommateurs intègrent l'évolution des prix de l'énergie dans leur planning de production industrielle), et/ou
- en augmentant la fréquence d'activations et/ou
- en s'offrant sur les services système au-delà d'effacements classiques...

Une telle flexibilité additionnelle en provenance d'un PDL/PRM ayant déjà participé ne pourrait décemment pas être considérée comme une « capacité existante ». Pour autant, il nous semble également délicat de déterminer avec précision quelle part de la flexibilité additionnelle devrait revêtir le caractère d'une nouvelle capacité. Par conséquent, nous pensons que le concept de « capacité existante / capacité nouvelle » n'est pas applicable à l'effacement.

Question n°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)*

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

- **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 ?**

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

Le dispositif pluriannuel nous semble être une idée intéressante, car il permet de donner aux acteurs une visibilité maximale sur leurs revenus et facilite ainsi le financement d'investissements.

En revanche, il nous semble indispensable d'améliorer significativement le mécanisme actuel qui n'est pas adapté aux effacements, notamment industriels. En premier lieu, l'engagement pluriannuel doit être porté par l'opérateur d'effacement sur une base d'une puissance offerte déclarative, et donc sans obligation de fournir des accords des sites concernés (le processus actuel entraine en effet un sentiment d'engagement des sites sur le mécanisme et auprès de l'opérateur d'effacement en particulier, ce qui va à l'encontre de l'engagement souhaité entre RTE et l'opérateur d'effacement). En second lieu, pour sécuriser financièrement le dispositif (qui reposerait sur un clearing très en amont de l'année de livraison), nous proposons, à la réponse à la question 20, de mettre en place deux dispositifs optionnels (au choix de l'acteur) : soit la mise en place de garanties bancaires lors du clearing initial, soit un paiement au cours de l'AL-1.

Question n°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 ?

Un signal unique d'incitation à la disponibilité devrait-il être conservé ?

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 ?

L'objectif du mécanisme de capacité est d'assurer la sécurité d'approvisionnement et notamment de couvrir la consommation résiduelle (voire réponse à la question n°2 supra), il convient donc de s'assurer que les capacités sont disponibles les jours où la couverture de la consommation résiduelle apparaît la plus à risque. Il paraît donc pertinent que toutes les capacités pilotables (et donc, excluant les EnR variables et l'effacement implicite) puissent participer au mécanisme de capacité et soient soumises au même signal. En excluant les EnR variables dont la contribution est, par définition, aléatoire, on réduirait significativement la charge administrative pour la certification de ces capacités, souvent de moindre puissance, et raccordées au RPD.

Par ailleurs, afin de maintenir des incitations cohérentes, il nous semble pertinent que les dispositifs de soutien spécifiques et portant sur des capacités pilotables (effacements et stockage) intègrent également ce même signal ou *a minima* intègrent des incitations compatibles avec le suivi de ce signal propre au mécanisme de capacité.

Ainsi, toutes les capacités pilotables, qu'elles participent au mécanisme de capacité et/ou à des mécanismes de soutien spécifiques, seront incitées à se rendre disponibles les jours sensibles pour le système électrique.

Concernant les capacités fatales soutenues, même si elles sont exclues du mécanisme de capacité, il pourrait également être utile d'intégrer, dans les dispositifs de soutien, un signal les incitant (ou les obligeant) à ne pas programmer de maintenance lors des jours tendus pour le système.

Question n°6 :

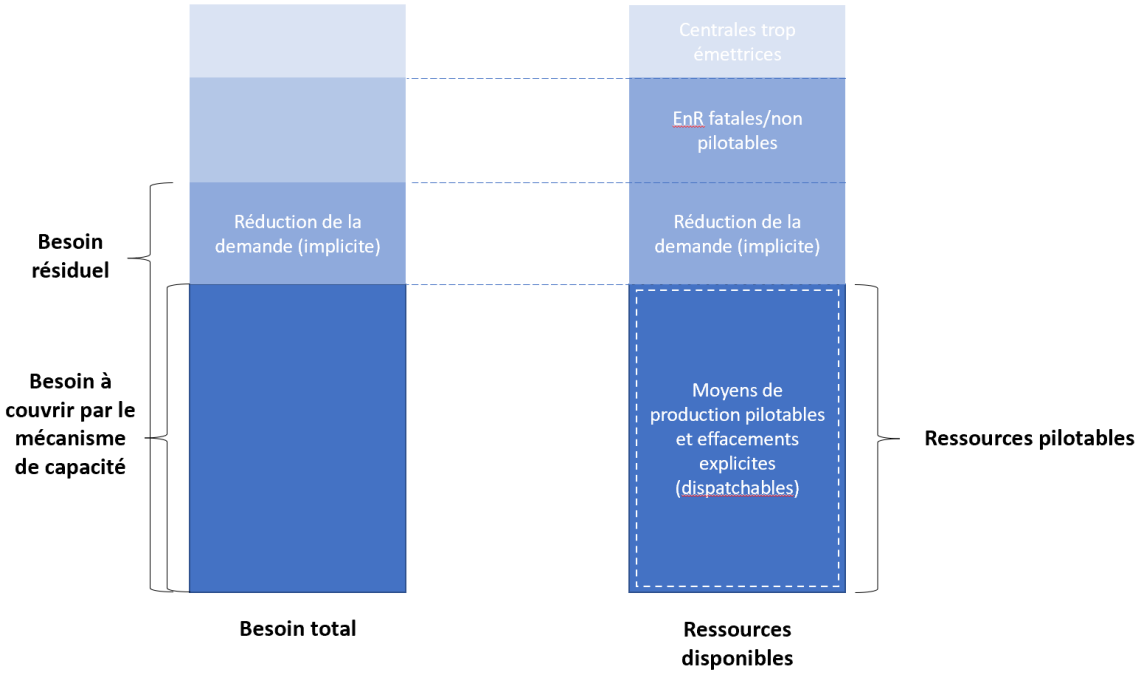
Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre du futur mécanisme aux capacités pilotables ? Pensez-vous qu'il serait préférable d'opter pour une participation facultative plutôt qu'une exclusion par défaut des capacités non pilotables ?

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 ?

Si l'objectif du mécanisme de capacité est de garantir que la consommation résiduelle est satisfaite à tout instant, nous pensons qu'il est logique d'exclure la production fatale du dispositif dans la mesure où cette dernière ne peut suivre une telle incitation (sa disponibilité aux heures de pointe ou de tension relève ainsi plutôt de la chance).

De la même manière, et afin de simplifier le dispositif, nous pensons qu'il pourrait être judicieux de considérer les effacements implicites comme un moyen de réduire le besoin (et non comme une contribution active dans le cadre du dispositif). Cela permettrait de ne faire participer au mécanisme que les capacités qui sont pilotables et donc susceptibles de répondre efficacement et de manière quasi certaine à un signal.
Les effacements implicites seraient ainsi valorisés en « réduction de l'obligation » plutôt que dans le mécanisme en tant que tel.



Il est à noter qu'une telle proposition reviendrait à définir un besoin en prenant en compte la « météo-sensibilité ». En effet, il faudrait que le besoin résiduel (pointe de consommation au-delà de la production fatale) soit défini en prenant en compte des scénarios non seulement de température (impact sur la consommation), mais aussi de nébulosité, de vent, d'hydrologie ayant un impact sur la production fatale.

Dans le cadre du GT 2, RTE envisageait une solution mixte où la production fatale pourrait choisir de participer ou non au mécanisme. Cette solution nous paraît très complexe (avec des effets délétères sur l'estimation du besoin) pour très peu de valeur ajoutée. Il nous semble préférable de faire un choix clair avec une décision commune pour toute la production fatale (soit une exclusion de toute la production fatale avec un besoin correspondant au résiduel de la pointe de consommation au-delà de la production fatale, soit une prise en compte de toute la production fatale avec un besoin correspondant à la consommation de pointe).

Question n°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[26] ?

Concernant la filière effacement, l'AOE 2024-2028 est encore en cours de refonte, mais les discussions actuelles semblent s'orienter vers un soutien uniquement pour les « nouvelles capacités ». Dans ce contexte, il nous semble néfaste de mettre en place un traitement trop différent entre les différents types de capacités. En effet, le foisonnement entre les « nouvelles capacités » et les « capacités existantes » doit pouvoir être maintenu, pour permettre la participation la plus large possible des capacités d'effacement au mécanisme de capacité. Dans ce cas il nous semble préférable de conserver la participation de toutes les capacités d'effacement au Mécanisme de Capacité.

Question n°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 ?

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

Il nous semble que les deux seuls modèles possibles sont :

- Un modèle "capacity wide" visant à couvrir l'intégralité de la demande ou,
- Un modèle « capacity wide assorti de critères d'éligibilité » visant à couvrir la demande résiduelle.

Ce dernier modèle nous semble le plus approprié afin de simplifier le dispositif (et notamment la charge administrative des certifications pour les GRD notamment) et d'exclure, comme évoqué dans les questions précédentes, les capacités non pilotables (EnR variable et effacements tarifaires/implicite).

Question n°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 ?

Nous pensons que le « Pay as Bid » peut être intéressant à retenir, afin notamment de réduire le coût global du mécanisme pour le consommateur final. Il ne nous semble pas nécessaire de prévoir des garde-fous particuliers dans ce cas de figure car :

- Si les capacités avec *Missing Money* faible s'offrent à un prix trop élevé, elles finiront par ne pas être retenues au profit de capacités moins gourmandes ;
- Dans l'exemple proposé par RTE, la rémunération totale du mécanisme reste plus faible que la rémunération totale en Pay as Cleared.

Question n°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 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 ?

La définition d'un plafond de prix pour les capacités existantes peut avoir du sens comme précisé dans le rapport. Cependant, selon le mécanisme choisi, il pourrait être nécessaire que **les capacités d'effacement soient exclues, à titre dérogatoire, de ce mécanisme de plafond de prix** (tout au moins dans les configurations choisies en Italie ou en Belgique où la rémunération finale peut être inférieure au prix de Clearing).

En effet, les capacités d'effacement bénéficient d'une rémunération liée à leur disponibilité, mais subissent aussi le coût de la capacité pour la consommation réalisée sur les périodes de pointes (qui peut être effacée si nécessaire). Il est donc nécessaire que la valeur (en €/MW) de la disponibilité à l'effacement soit au moins supérieure à la valeur de la capacité en (€/MW) pour la consommation de ces sites. Dans le cas contraire, il n'y aurait plus d'intérêt pour les sites de consommation de participer à l'effacement explicite alors que celui-ci permet de répondre aux besoins du système électrique tout en favorisant l'économie française grâce à la production industrielle.

Dans le cas où des plafonds de prix intermédiaires seraient appliqués pour les capacités existantes et que le dispositif reposerait finalement sur un mécanisme de pay as clear, une solution hybride entre ce qui est en place en Angleterre, en Italie et en Belgique nous semblerait être intéressante :

- Pour les capacités d'effacement : pour les raisons évoquées ci-dessus, il pourrait y avoir un plafond d'offre maximal, mais avec une rémunération au prix de clearing comme les nouvelles capacités (pour assurer l'équilibre entre le coût et le revenu pour les sites de consommation) ;
- Pour les autres capacités existantes : afin d'éviter une sur-rémunération de ces capacités, il pourrait y avoir un plafond de prix d'offre avec rémunération au minimum entre le prix de clearing et le prix d'offre.

Dans ce cas, il nous semble que, pour les capacités existantes, les plafonds de prix devraient être basés sur les OPEX fixes. Cela permettrait en effet d'éviter aux centrales existantes d'être mises sous cocon. L'investissement de ces capacités ayant déjà été décidé, il nous semble que le remboursement des coûts complets de ces actifs via la rémunération sur les marchés de l'énergie serait suffisant.

Ces plafonds intermédiaires seraient donc nécessairement différents par technologie.

Il faut rappeler que la variété des types d'effacement rend très complexe la définition d'OPEX pour la filière (il y a non seulement une grande différence parmi les niveaux de coûts des différents types d'effacement : industriels, tertiaires, résidentiels ; mais la structure de ces coûts est aussi très différente pour chaque type d'industrie. Il nous semble cependant que si la rémunération est bien basée sur le prix de clearing comme proposé ci-dessus, alors l'impact d'un mauvais calage de ce plafond serait suffisamment faible pour que cela reste acceptable.

Quant aux nouvelles capacités, les plafonds de prix semblent moins adaptés, mais s'il devait y en avoir, il faudrait qu'ils soient basés sur les coûts complets afin d'inciter à l'investissement de ces nouvelles capacités via le mécanisme de capacité.

Question n°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 selon vous nécessairement s'accompagner d'un mécanisme de *stop-loss* ?

Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

Les dispositifs d'options de fiabilité semblent complexes à mettre en place en pratique, notamment parce que les seuils à définir dépendent des conditions de marché (ex : les coûts marginaux des CCGT n'ont rien à voir en 2022 par rapport à ce qu'ils étaient en 2019, et nous ne savons pas quel va être ce coût entre 2026 et 2036).

Nous comprenons que RTE cherche ici à mettre en place un mécanisme qui assurerait qu'il n'y ait pas une sur-rémunération via le mécanisme de capacité pour des actifs qui seraient déjà rentables sans mécanisme (ou avec un besoin de rémunération plus faible que le prix de clearing pour que l'actif reste rentable).
Nous proposons donc un mécanisme qui se rapprocherait du fonctionnement des mécanismes de soutien des ENR :

- Au moment de l'enchère, les acteurs définiraient leur besoin de rémunération global (part capacité + bénéfice énergie) pour rester disponibles sur toute la période du mécanisme de capacité ;
- Si, en cours d'année, le bénéfice retiré par l'actif sur les marchés de l'énergie était supérieur au prix de clearing, il n'y aurait aucune rémunération au titre du mécanisme de capacité ;
- Dans le cas contraire, la rémunération versée serait égale au prix de clearing, auquel on retrancherait le « bénéfice énergie » retiré sur les marchés.

Pour calculer le « Bénéfice énergie » des actifs de production,

- le coût de production serait basé sur un coût marginal par filière (connu en amont)
- la rémunération énergie serait estimée a posteriori sur la base du prix spot (processus similaire au calcul du M0 pour les ENR).

Le calcul du « Bénéfice énergie » des capacités d'effacement serait plus complexe à estimer du fait de la difficulté à définir un coût marginal commun à toute la filière (dépend de l'agrégat, de l'impact des pertes de production très variable selon les industriels…).

Dans la mesure où l'effacement (notamment industriel) présente un coût variable plutôt élevé, nous proposerions de considérer un « Bénéfice énergie » égal à 0, cela aurait le mérite de simplifier le mécanisme, et pourrait permettre d'inciter les sites à s'effacer puisqu'ils pourraient conserver la valeur énergie au-delà de la valeur capacitaire.

Question n°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 ?

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 ?

Nous doutons que la mise en place d'autant de garde-fous est la solution la plus efficace pour s'assurer que les capacités s'offrent à leurs coûts réels et n'engrangent pas de profits excessifs.

En tout état de cause, il nous semble que la combinaison d'un dispositif d'options de fiabilité et des plafonds de prix intermédiaire serait très complexe, ce qui nous amène à ne pas favoriser cette solution.
Par ailleurs, la révision des valeurs de prix d'exercice pour les options de fiabilité devrait être très fréquente (au moins une fois par an pour prendre en compte l'évolution des coûts de fonctionnement des différents types d'actifs selon l'évolution des marchés des énergies primaires). De fréquentes mises à jour nous semblent aussi nuire à l'efficacité et à la lisibilité de ce mécanisme.

Question n°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 ?

L'utilisation de *derating factors* peut sembler séduisante de prime abord, cependant, nous pensons qu'elle n'est pas judicieuse pour deux raisons :

- Tout d'abord, elle est déresponsabilisante pour les acteurs. En effet, les exploitants de capacité sont sans doute les mieux placés pour connaître leurs capacités et leur niveau de disponibilité (variable, au sein d'une même technologie, selon l'âge de l'actif par exemple) ;
- Ensuite, parce qu'un tel traitement « administré » nous semble inapplicable pour les capacités d'effacement : en effet, même au sein de la catégorie des effacements industriels, la part de la consommation disponible à l'effacement est très variable d'un site à l'autre : cela varie en fonction de l'industrie considérée, de la composition de la consommation du site qui peut avoir une part non effaçable plus ou moins importante, de l'état du carnet de commande du site en question, des niveaux de prix tant sur le marché des commodités que sur le marché aval des biens produits par cette industrie, des politiques des groupes industriels (pouvant privilégier tantôt un site français, tantôt un autre site situé à l'étranger) etc…. Un « derating factor » global ne pourra refléter cette complexité et chaque site deviendra une exception par rapport à la règle définie.

Question n°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 ?

Pour l'effacement, les tunnels de certification et leurs très nombreuses dérogations ont montré qu'ils n'étaient pas efficaces.
Nous pensons plus utile d'inciter les exploitants à déclarer dès que possible toute indisponibilité (partielle ou totale, temporaire ou durable) de leurs capacités (cf notre réponse à la question n°21). Dès lors que le volume de capacités finalement indisponibles dépasserait un certain seuil (en % du besoin par exemple), alors il faudrait que soit organisée une enchère supplémentaire.

Question n°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 ?
Avez-vous une préférence parmi les modalités exposées ?
Quel(s) critère(s) faudrait-il selon vous considérer pour sélectionner les périodes de contrôle de la disponibilité ?
Considéreriez-vous nécessaire de conserver une plage horaire de contrôle figée (tel qu'aujourd'hui [7h ; 15h] et [18h ; 20h]) ?
Considéreriez-vous plus pertinent que cette plage horaire puisse varier en fonction des besoins pour le système électrique, moyennant toutefois une certaine complexité ?
D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

Nous partageons avec RTE l'intérêt d'un contrôle de disponibilité *ex post*. Celui-ci permet notamment aux actifs d'hyper pointe de ne s'activer qu'en cas de besoin réel du système.

A l'inverse, nous ne comprenons pas la proposition d'un modèle de contrôle de type *load following* telle qu'elle est formulée. Un tel principe basé sur le réalisé amènerait potentiellement à des situations aberrantes : par exemple, dans l'hypothèse où 70% de la capacité contractualisée serait nécessaire pour couvrir le niveau de demande, dans le cas d'un contrôle de type *load following* basé sur le réalisé, 70% des centrales au fioul contractualisées devraient alors démarrer alors que le démarrage de tels actifs fortement polluants n'aurait pas été nécessaire pour le système, ni même souhaitable d'un point de vue environnemental. Cela serait également en contradiction avec le fonctionnement des marchés de l'énergie (certaines capacités contractualisées sont amenées à produire à 100% tandis que celles hors préséance économique ne produisent pas, bien qu'elles soient disponibles).

Il nous semble que les plages de disponibilités devraient être fixées au moment de la contractualisation des capacités car cela fait partie intégrante de l'engagement pris par la capacité. A tout le moins, cette caractéristique de l'engagement est très structurante pour l'effacement, alors qu'elle l'est moins pour les moyens de production. En effet, un site de consommation n'aura pas forcément la même disponibilité sur la plage [7h-9h] que sur la plage [18h-20h]. Un changement de plage de contrôle entrainerait alors une modification de la puissance mise à disposition.

© Energy Pool Développement SAS

Les modalités en cours nous paraissent aussi plus adaptées pour les capacités d'effacement. En effet, le nombre maximum de jours de pointe considérés dans le mécanisme a un impact sur la puissance mise à disposition par un site de consommation.

Par ailleurs, aucune question dans la présente concertation ne porte sur les méthodes de contrôle de la disponibilité ou du réalisé. Le mécanisme actuel se base sur la production effective ou les méthodes de contrôle du réalisé du MA ou des NEBEF, mais il nous semble indispensable que des méthodes spécifiques soient élaborées pour la vérification de la disponibilité des effacements dans le cadre du mécanisme de capacité (car l'engagement « en capacité » ne relève pas de la même philosophie qu'un engagement sur le MA ou via NEBEF).

Question n°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 ?

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

Une définition centralisée du besoin de capacité peut être intéressante, surtout au vu des bilans réalisés par RTE témoignant de la fiabilité des estimations des besoins par RTE. Par ailleurs, nous pensons que les effacements implicites devraient être déduits du besoin (à l'instar de la contribution théorique des moyens de production renouvelables non pilotables). En effet, de la même manière que les EnR, les effacements tarifaires/implicites ne sont pas dispatchables/pilotables et devraient donc être pris en compte de manière « statistique » et *ex ante* par RTE lors de l'estimation du besoin. En revanche, les effacements implicites/tarifaires doivent permettre aux acteurs obligés de réduire le volume de leurs obligations.

Il nous semble que le calcul du besoin devrait être réactualisé au moins tous les ans, avec des ajustements en cours d'année de livraison en cas d'événements particuliers. Le besoin réel ne devrait cependant être réactualisé qu'en cas d'évolution à la hausse du calcul du besoin. En effet, si des capacités ont été contractualisées en amont de la révision du besoin, elles ne devraient pas perdre les bénéfices de leur contrat. Sans cela, le dispositif induirait un risque fort pour les capacités et apporterait une instabilité juridique et financière contreproductive.

Question n°18 :

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

Les méthodologies 1 et 2 nous paraissent toutes deux acceptables.

La méthode n°3 présente, des dires même de RTE, une complexité telle qu'elle rend le dispositif peu lisible pour les acteurs. Deux des objectifs phares de cette refonte du mécanisme (tels que remontés lors du REX) sont à la fois de simplifier le mécanisme et de donner une meilleure visibilité aux acteurs sur la formation du prix. Compte tenu de ces objectifs, il nous semble que la méthode n°3 doit être d'emblée exclue.

© Energy Pool Développement SAS

Question n°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) ?
Si non, préféreriez-vous conserver une architecture décentralisée ? 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 ?

Le modèle 1 nous semble intéressant dans la mesure où il permettrait d'assigner à l'acheteur unique la tâche d'acheter la capacité requise au meilleur prix pour la collectivité. Il représenterait ainsi l'intérêt ultime du consommateur final (jusqu'alors ignoré dans le dispositif actuel).
Par ailleurs, même si le bouclage final repose sur un acheteur unique, il nous semble primordial de conserver la possibilité pour les acteurs de procéder à des échanges de certificats en gré à gré, de manière à assurer une certaine liquidité sur le marché et permettre des échanges à tout instant entre les acteurs (et ce, surtout si aucune enchère n'est organisée entre AL-3 et AL).

Question n°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 ?

Il nous semble qu'en organisant une enchère « principale » en AL-3 dans « l'espoir » de faire émerger de nouvelles capacités, alors ces nouvelles capacités ne peuvent raisonnablement être que des moyens de stockage ou d'effacement (car leur temps de développement est de l'ordre de 3 ans) tandis que les autres moyens de production mettent plus de temps à sortir de terre. Nous sommes favorables à ce que l'enchère de long terme soit organisée en AL-3 de manière à aligner sa temporalité sur celle des enchères sur les marchés à terme, permettant ainsi un contrôle simplifié par la CRE d'éventuelles rétentions de capacités ou autres jeux d'acteurs.
Par ailleurs, de nombreux aléas peuvent survenir et affecter toutes capacités confondues entre cette première enchère et l'année de livraison (aussi bien pour la production : casses machines ou maintenances prolongées, difficultés d'approvisionnement en combustible… que sur l'effacement : changement d'agrégateur, modification du plan de charge de l'industriel concerné…).
Il est donc indispensable qu'il y ait des enchères plus proches de l'année de livraison :

- Une enchère quelques mois avant l'AL ;
- Des enchères en cours d'AL pour permettre de faire émerger d'éventuelles nouvelles capacités en cas d'aléa après la dernière enchère.

Nous privilégions l'organisation d'enchères supplémentaires en cours d'AL car ces dernières offrent plus de transparence et de visibilité sur les volumes manquants, notamment pour les petits acteurs, que les échanges en gré à gré. Les échanges en gré à gré doivent cependant pouvoir être possibles pour permettre une liquidité maximale.
Un mécanisme proche de celui mis en place dans le cadre de la RR-RC où les volumes correspondant aux capacités contractualisées en annuel mais finalement indisponibles sont remis à la vente lors des enchères journalières paraît intéressant (avec des enchères 1 mois avant chaque mois de livraison par exemple).

© Energy Pool Développement SAS

S'agissant de la temporalité des règlements, nous pensons utile de laisser la possibilité aux "vendeurs" de capacité :

- Soit d'être payés au moment du clearing (en amont de l'AL) pour s'assurer que les investissements requis pour rendre les capacités disponibles puissent être *a minima* amorcés. Cela requiert cependant la fourniture de garanties bancaires en contrepartie (pour pallier le risque de défaillance entre le paiement et l'AL);
- Soit d'être payés en AL-1 (sur la base d'un prix défini lors de l'enchère en amont de l'AL).

Un passage en année à cheval pour le mécanisme de capacité lui-même est acceptable à l'unique condition que tous les autres mécanismes qui permettent de rémunérer de la capacité sur du long terme (Réserves Rapides et Complémentaires, Appels d'Offres Effacement) soient eux aussi recalés en année à cheval, avec par exemple un engagement de juillet à juin. En effet, les capacités d'effacement participant aux RR-RC participent aussi au mécanisme de capacité et il est indispensable que les engagements soient pris au même moment par le consommateur, afin de maximiser la disponibilité des capacités.

Question n°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 ?

La répartition des volumes à contractualiser lors des différentes enchères est un point absolument fondamental.

L'option consistant à réserver un certain volume pour une enchère principale en AL-3 et un volume en AL-1, notamment pour laisser une fenêtre de participation aux effacements dont la temporalité de développement n'est pas la même que celle des moyens de production peut être séduisante. Néanmoins, elle pose plusieurs questions : comment répartir les volumes en ces différentes enchères ? Comment s'assurer que ces deux enchères organisées « à coup sûr » ne donnent pas lieu à des comportements de rétention de capacité lors de la première enchère, pour faire gonfler le prix lors de la deuxième ? Il faudrait dès lors assortir cette proposition d'une obligation, pour certaines capacités, à s'offrir dès la première enchère.

Cela nous semble trop compliqué à mettre en œuvre, et nous pensons qu'il serait plus judicieux de maintenir une enchère principale en AL-3, mais en ménageant des possibilités de re-déclarations des volumes disponibles de la part des opérateurs d'effacement (avec des pénalités limitées), compte tenu de la temporalité du développement des effacements et/ou de la variabilité de leur portefeuille client. Les volumes à couvrir (soit parce que les capacités préalablement engagées ne sont plus disponibles, soit parce que les besoins ont augmenté) pourraient l'être lors d'enchères complémentaires en AL-1 ou en infra AL.

Par ailleurs, comme indiqué à la question n°17, nous pensons qu'il ne faut pas réviser les engagements contractualisés sur la première enchère même en cas de baisse de besoin.

© Energy Pool Développement SAS

Question n°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 ?

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

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

Nous sommes favorables au maintien de la possibilité de réaliser des échanges de gré à gré entre l'offre et la demande et entre exploitants.

La possibilité d'échanges de gré à gré entre exploitants permettrait aux acteurs ayant déjà vendu leurs capacités de gérer leurs éventuelles défaillances pour éviter des écarts, et cela pourrait aussi permettre de faire émerger des capacités en cours d'année. La proposition (cf. question 20) d'avoir des enchères en cours d'année de livraison permet de résoudre en partie ces besoins d'échange entre exploitants en toute transparence, mais une possibilité d'échanges de gré à gré permet également de traiter ces situations indépendamment du calendrier des enchères, offrant ainsi une liquidité maximale au mécanisme.

Question n°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 ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être envisagés ? 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 ?)

Comme rappelé à la question 1, il nous semble regrettable que l'organisation du mécanisme actuel conduise à des échanges entre des acteurs de marché qui n'ont aucun intérêt à ce que les prix soient « justes », puisque les acheteurs de certificats ne sont ni les contributeurs ultimes du dispositif (ce sont les consommateurs), ni des acteurs subissant une régulation les incitant à acheter au meilleur prix.

Il nous semble donc que supprimer la notion d'Acteur Obligé permettrait de simplifier le mécanisme.

La proposition 3 aurait nos faveurs dans la mesure où elle éviterait d'introduire dans le marché des acteurs non impactés directement par les obligations de capacité. Dans ce cas de figure, il serait cependant nécessaire que le véhicule tarifaire dédié cible la consommation sur les heures de pointe de manière à sensibiliser les consommateurs à l'impact de la consommation sur ces heures spécifiques et à les inciter à réduire leur consommation en conséquence.

© Energy Pool Développement SAS

Question n°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 semblerait-il devoir être considérés ?

La première proposition basée sur tous les postes du TURPE nous semble sous-optimale étant donné qu'elle n'implique aucune incitation au déplacement de la consommation.

Parmi les autres propositions, il nous semble qu'il serait préférable de définir *ex ante* une plage horaire et de définir les jours de pointe en J-1. Dans ce cas, il serait nécessaire que le nombre maximum de jours de pointe soit défini à l'avance afin que les participants puissent s'engager en connaissance de cause sur leur disponibilité annuelle.

Il nous semble par ailleurs qu'il serait intéressant de proposer en complément un modèle avec une visibilité plus en amont des jours de pointe. Le principe de « météo des jours de pointe » serait intéressant pour que les consommateurs, en étant informés 3 à 7 jours à l'avance sur l'éventualité d'un jour de pointe, puissent identifier suffisamment en amont les meilleurs moyens de décaler leur consommation pour éviter les jours de pointe (et ne pas replacer la consommation sur un autre jour de pointe). Cela pourrait aussi permettre de mieux identifier la capacité disponible sur un jour de pointe confirmé en fonction des risques d'occurrence de jours de pointe consécutifs. Nous sommes disponibles pour préciser à RTE cette proposition nouvelle si besoin.

Question n°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 ?

Selon nous, le besoin doit nécessairement être calculé à risque « météo extrême » pour s'assurer qu'un volume suffisant de capacité soit présent dans le cas où un épisode combinant des facteurs météo défavorables (grand froid, forte nébulosité, absence de vent) et de disponibilité moindre des moyens de production se produirait. Concernant le calcul de la contribution de chaque acteur, nous n'avons pas de position particulière mais nous ne comprenons pas pourquoi RTE ne propose pas la solution de « l'extrapolation à température extrême » dans le cas du modèle 3. Il nous semble qu'il pourrait être envisageable de calculer cette obligation « à température extrême » en se basant sur une clé de répartition, soit par rapport à la consommation réelle, soit par rapport à la consommation nationale extrapolée.

© Energy Pool Développement SAS