

Mai 2026

Réponse de l'UFE à la consultation de la CRE relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels

Table des matières

I - Certification de l'offre	2
II – Courbe de demande	3
III - Prix Plafond Intermédiaire	5
IV – Dossier de demande de dérogation au PPI et modalités d'approbation	7
V – Critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels	8
VI – Durée des contrats pluriannuels.....	10
VII – Autres sujets sur le pluriannuel.....	11

I - Certification de l'offre

Question 1 – Pensez-vous pertinent la proposition d'abaque de coefficients uniques, agrégeant les coefficients de filière et de stock ?

Dans une démarche d'harmonisation des différents mécanismes de capacité au niveau européen, l'UFE est favorable à une approche d'abaque de coefficients uniques, agrégeant les coefficients filières et de stock, afin de se rapprocher vers un système comparable aux *derating factors*.

Question 2 – Pensez-vous utile d'affiner certaines hypothèses supplémentaires concernant les moyens à stock (par exemple, les rendements pertinents, les hypothèses de flexibilités concernant ces moyens, etc.) ?

Question 3 – Considérez-vous que les filières sont suffisamment représentatives de la diversité des moyens de production, de stockage ou d'effacement, et que les coefficients reflètent convenablement, au sein d'une filière, des technologies relativement homogènes ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE estiment qu'il est également pertinent d'intégrer la capacité de certains actifs à pouvoir reconstituer leur stock sans se recharger sur le système électrique. Par exemple, les STEP peuvent reconstituer une partie de leur stock grâce aux précipitations.

Question 4 – Plus généralement, avez-vous des suggestions d'évolution quant aux méthodologies de certification et à la méthode de calcul des coefficients de certification ?

Question 5 – Pensez-vous utile de prévoir des mesures visant à limiter l'application de coefficients de certification différents entre batteries devant et derrière le compteur ?

Tout d'abord, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que, dans la mesure où une batterie située devant le compteur et une batterie située derrière le compteur rendent un service identique au système électrique en période de pointe (pour une même durée de stock), ces deux actifs doivent bénéficier d'une égalité de traitement. Dès lors, l'introduction d'un coefficient différencié ne serait pas souhaitable, car elle créerait un effet d'aubaine et pourrait encourager le déploiement de batteries derrière le compteur, au détriment de celles situées devant le compteur.

S'agissant de la mise en œuvre d'un coefficient unique, les acteurs de marché au sein de l'UFE comprennent que celui-ci correspondrait, en pratique, à la méthode actuellement utilisée, à savoir le produit entre le coefficient filière et la contrainte de stock. Toutefois, les coefficients varieraient ainsi en fonction de la durée de stock des actifs. L'UFE préconise d'expertiser les conditions dans lesquelles, pour une même durée de stock, les coefficients entre actifs pourraient converger, afin de rechercher une égalité de traitement entre les batteries devant et derrière le compteur.

Question 6 – Pensez-vous qu'une nouvelle filière de certification effacement + stockage avec un coefficient de filière plus faible que celui de l'effacement permettrait de garantir l'octroi d'une rémunération capacitaire plus adaptée ?

Plutôt que de distinguer, au sein de la filière effacement, les différentes technologies et donc les sites qui intègrent du stockage derrière le compteur, l'UFE est davantage favorable à la suppression du coefficient filière. Cela permettrait de ne pas classer les différentes technologies au sein d'une filière, et la certification reposerait uniquement sur les différentes contraintes de stock. En effet, la distinction entre différentes technologies au sein des effacements est un exercice qui ne serait jamais exhaustif.

Plus généralement, les acteurs de marché au sein de l'UFE estiment qu'une meilleure transparence dans la méthode de détermination des coefficients est nécessaire pour qu'ils soient pleinement acceptés par les acteurs.

Question 7 – Estimez-vous qu’une obligation de déclaration d’une batterie derrière le compteur est pertinente et proportionnée dans le cadre du mécanisme de capacité ?

Concernant l’obligation de déclaration d’une batterie derrière le compteur, les acteurs de marché au sein de l’UFE soulignent qu’une obligation similaire existe déjà auprès du GRD, afin que celui-ci ait l’information de l’existence de cette installation lorsqu’il est amené à intervenir pour des opérations de maintenance.

Question 8 – Estimez-vous qu’une obligation de certifier séparément l’effacement et le stockage lorsqu’une solution technique de mesure spécifique au stockage est disponible est pertinente et proportionnée dans le cadre du mécanisme de capacité ?

Question 9 – Quelle adaptation supplémentaire vous paraît de nature à mitiger le risque de distorsion de concurrence ?

II – Courbe de demande

Question 10 – La liste des capacités (effacements, capacités entrant ou sortant d’obligation d’achat, nouvelles capacités sous CR et se développant hors soutien) ne pouvant être proposées à l’enchère de long terme vous semble elle cohérente ?

Question 11 – Identifiez-vous d’autres volumes ou d’autres cas qui conduiraient à revoir à la hausse le volume permettant de dimensionner la seconde enchère ?

Le mécanisme de capacité ayant vocation à sécuriser la capacité (existante et en projet) nécessaire au respect du critère de sécurité d’approvisionnement plusieurs années en amont de la PL, et en vertu du droit au maintien des conventions légalement conclues, la seconde enchère ne devrait pas conduire à remettre en cause la contractualisation ayant eu lieu lors de l’enchère principale. **Dès lors, les acteurs de marché au sein de l’UFE accueillent favorablement le maintien des engagements de disponibilité contractualisés en PL-4 sans révision à la baisse en PL-1.**

Concernant la temporalité de réévaluation du besoin *market wide* à la hausse en cas de tension sur l’équilibre offre-demande avant PL-1, **les acteurs de marchés au sein de l’UFE souhaitent que RTE puisse exprimer son besoin proche de l’enchère PL-1, de manière à affiner ses modélisations au plus proche des besoins réels du système électrique.**

Question 12 – Estimez-vous que les agrégateurs soient en mesure de participer à l’enchère PL-4, notamment pour les volumes en sortie d’OA ainsi que les nouvelles capacités en CR ou hors contrat de soutien qui ne sont pas encore mises en service au moment du guichet ?

Question 13 – Estimez-vous qu’une marge de prudence sur l’évolution du besoin entre la première et la seconde enchère est pertinent, et le cas échéant doit-elle dépendre de l’écart entre les scénarios de dimensionnement du Bilan prévisionnel ?

Les acteurs de marchés au sein de l’UFE soulignent qu’il semble primordial, pour l’émergence d’un prix de la capacité robuste et lisible, que l’enchère PL-4 regroupe la grande majorité de la demande. De plus, les acteurs de marché au sein de l’UFE soulignent que le risque pour le système électrique diffère selon les situations. En cas de sur-contractualisation en PL-4, la collectivité supporte le surcoût de la contractualisation d’un volume de capacité que RTE pourrait considérer à un horizon de temps plus proche de la PL qu’il est surévalué. A l’inverse, une sous contractualisation en PL-4 peut entraîner un besoin additionnel en capacité pour la dernière enchère, ce qui serait susceptible de : (i) remettre en question la lisibilité du signal-prix de la première enchère, (ii) conduire à une certaine volatilité du prix de la capacité, et (iii) selon le volume appelé, mettre en péril la sécurité

d'approvisionnement, dans le cas où la capacité nécessaire n'était pas disponible en volume suffisant en PL-1.

Question 14 – Anticipez-vous une marge de prudence en PL-4 de la part des exploitants dans la certification de leur capacité pour éviter un risque de sur-contractualisation ?

Au global, les dispositions proposées à date réduiraient très fortement les fenêtres de certification ce qui entrainerait deux risques distincts : d'une part, les acteurs pourraient, via la possibilité de certifier des capacités en projet, anticiper à la hausse la certification de leurs actifs ce qui donnerait lieu à l'existence de capacités certifiées mais potentiellement non présentes, augmentant artificiellement l'offre de capacité pour la sécurité d'approvisionnement, et d'autre part, des capacités présentes mais non certifiées, ce qui diminue l'efficacité économique du dispositif.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE comprennent le besoin opérationnel pour les gestionnaires de réseau d'organiser des périodes de certification en amont de chaque enchère et le contrôle que RTE veut apporter sur les engagements de capacité sur le marché secondaire en exigeant, pour avoir accès à ce dernier, une participation des capacités aux enchères.

Question 15 – Avez-vous des remarques sur l'ensemble des éléments méthodologiques relatifs à la définition de la capacité de référence, ainsi que sur le choix du scénario dimensionnant ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE estiment que la courbe de demande doit être publiée dans un délai suffisamment long avant l'enchère, en particulier les points essentiels qui la définissent :

- Le volume minimum à contracter au plafond de prix ;
- Le volume cible pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement (délestage de 2h par an en espérance) ;
- Le volume maximal susceptible d'être contracté à prix 0.

Les autres éléments devant être publiés, en lien avec la demande, incluent l'objectif public de développement des flexibilités décarbonées (Oflex) et la contribution des interconnexions.

En effet, il semble pertinent que l'ensemble des paramètres soient mis à disposition des acteurs et que leur mise à jour soit transparente et réactive, notamment pour permettre la construction de prix de fourniture pertinents et limiter les effets de régularisation.

Par ailleurs, le niveau de l'obligation pour l'hiver 2026-2027 a été fixé de manière minimaliste, en privilégiant le souci de minimiser le risque d'impact sur la facture pour les consommateurs finaux.

Si des besoins de capacités sont identifiés à moyen terme et que l'obligation à brève échéance est fixée de manière minimaliste, le risque est réel d'inciter au déclassement de capacités et de se retrouver dans quelques années avec la nécessité de développer des nouvelles capacités bien plus coûteuses que le maintien en exploitation des capacités existantes.

La fixation de l'obligation pour les hivers 2027-2028, 2028-2029 et 2029-2030 devrait s'appuyer sur un bilan économique pluriannuel et tenir compte des risques de regrets d'une vision trop court-termiste.

Enfin, comme la CRE, les acteurs de marché au sein de l'UFE estiment essentiel que le niveau de demande de l'enchère PL-4 regroupe la grande majorité de la demande totale. Cela permet de faire émerger une valeur objective et lisible de la capacité, et ainsi d'envoyer un signal prix clair aux exploitants et investisseurs assurant la sécurité d'approvisionnement. La répartition de la demande entre PL-4 et PL-1 doit donc viser avant tout à respecter ce principe économique fondamental.

Question 16 – Pensez-vous que le prix plafond global soit correctement dimensionné pour inciter à l'émergence de nouvelles capacités tout en maîtrisant le coût pour les consommateurs ?

En préambule, les acteurs de marché au sein de l'UFE comprennent que l'introduction d'un prix plafond global vise à maîtriser le coût global du mécanisme, afin de limiter son impact sur la facture des consommateurs. Ils soulignent toutefois qu'un tel prix plafond ne doit pas compromettre l'objectif principal du mécanisme de capacité, à savoir la satisfaction du critère de sécurité d'approvisionnement.

Dans sa délibération n°2022-152, la CRE indique ainsi que le CoNE de 60 €/kW/an renvoie à la filière des effacements pour un gisement de 1,3 - 1,4 GW, pour atteindre ensuite 100 €/kW/an pour un second palier d'effacements de 1,1 - 1,2 GW puis largement au-delà, 120 à 280 €/kW/an, pour des batteries, l'étude ayant omis la filière thermique décarbonée, ainsi que l'hydraulique (surpuissance et STEP).

A ce titre, les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent que le prix plafond global de 72 €/kW fixé pour l'enchère 2026-2027, s'il est cohérent avec une enchère qui ne devrait pas nécessiter l'émergence de nouvelles capacités, ne répond en aucune façon au niveau dont auront besoin les nouvelles capacités, notamment les capacités créatrices nettes d'énergie, pour l'enchère 2030-2031.

Question 17 – Que pensez-vous de la méthode alternative proposée par la CRE pour intégrer l'élasticité à la courbe de demande ? Plus généralement, avez-vous des remarques particulières sur l'élasticité de la courbe de demande ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE estiment que la méthodologie initiale de RTE, reposant sur une approximation linéaire par morceaux du besoin en capacité, permet de faire émerger une courbe de demande compréhensible, bien que perfectible en raison des approximations.

Ils comprennent que la méthode alternative de la CRE vise à approximer plus finement la courbe de gain marginal. Par conséquent, ils s'interrogent sur la possibilité de créer plus que deux segments de droite, afin de réduire au maximum les incertitudes.

Question 18 – Quelle répartition de l'élasticité de la courbe vous paraît pertinente entre les enchères PL-4 et PL-1 ? Estimez-vous qu'une seconde enchère avec une courbe de demande inélastique présente de bonnes propriétés ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que les règles du mécanisme de capacité prévoient que le volume en PL-1 puisse être théoriquement nul (si absence de réévaluation du besoin à la hausse et si l'objectif Oflex est atteint dès PL-4). Par conséquent, ils estiment que l'élasticité de la courbe de demande est plus pertinente pour l'enchère PL-4. Par ailleurs, un volume nul en PL-1 ne permettra pas aux capacités ne pouvant participer qu'en PL-1 de bénéficier d'une rémunération capacitaire.

III - Prix Plafond Intermédiaire

Question 19 – Que pensez-vous de définir un PPI de long terme, n'ayant pas vocation à changer de PL en PL ? Estimez-vous nécessaire de limiter les variations de niveau de PPI entre chaque enchère ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE pensent inapproprié d'envisager de fixer le PPI à long terme, compte tenu de l'évolution des fondamentaux qui peuvent caractériser tant les coûts des actifs concernés que les revenus qu'ils sont en mesure de capter.

Question 20 – Êtes-vous favorable à la méthode de calcul du PPI sur la base d'un calcul de *missing money* des CCG, comme dans la méthodologie proposée par RTE ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE constatent l'introduction d'un plafond de prix intermédiaire pour les actifs existants, avec l'ouverture de dérogations en cas de non-couverture de leur *missing money*. **Ils rappellent que le plafond de prix intermédiaire doit en tout état de cause rester technologiquement neutre et accueillent favorablement l'absence de différenciation entre les filières.** Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que le dispositif doit s'assurer que le niveau de rémunération des actifs est pertinent et non déconnecté de la réalité du *missing money*. En effet, si le plafond de prix intermédiaire était inférieur au *missing money* d'une centrale existante nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, cela compromettrait sa viabilité économique et conduirait à son arrêt malgré son intérêt pour la collectivité.

Bien que les acteurs de marché au sein de l'UFE comprennent que l'introduction d'un PPG et d'un PPI vise à maîtriser le coût du mécanisme en (i) limitant la rémunération des nouvelles capacités à hauteur du coût du nouvel entrant et (ii) en limitant la rémunération des actifs existants, ils soulignent que ces dispositions conduisent à une asymétrie des revenus capacitaires pour les moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et fausse ainsi la concurrence entre les technologies, les acteurs et les actifs.

Par conséquent, ils sont opposés à ce que RTE fixe et place une estimation de *missing money* de court terme qui servirait de plafonnement pour le clearing voire les offres des acteurs : cela conduirait à des valeurs de plafond normatives voire arbitraires qui ne pourront pas rendre compte de l'équilibre économique des installations (par exemple CAPEX de maintenance ponctuels, de la nécessité desquels l'exploitant industriel est seul à même de juger). Les acteurs de marché au sein de l'UFE appellent ainsi à **envisager des solutions alternatives qui ne contraignent pas la liberté des acteurs notamment la fixation du prix au niveau de l'offre la plus élevée lorsque la demande en capacité n'est pas entièrement satisfaite par le parc existant** (plutôt qu'au niveau d'un plafond administré – ce qui permet que le prix reflète toujours un *missing money* réel, et assure effectivement sa couverture).

A défaut, la proposition actuelle de plafond intermédiaire pour les capacités existantes, fixé à un niveau normatif réputé correspondre au *missing money* le plus élevé des actifs existants devrait nécessairement être accompagnée des conditions suivantes :

- Le calcul du *missing money* ne doit pas être circonscrit au manque à gagner entre les revenus issus des marchés de gros de l'électricité et des services systèmes, et les coûts fixes d'exploitation de l'installation. Il doit également prendre en compte les CAPEX de maintenance qui sont nécessaires au maintien en activité de l'actif sans toutefois répondre aux critères qui permettraient de requalifier l'actif en nouvelle capacité (*cf. supra*) ;
- L'estimation des revenus que l'installation peut percevoir sur les marchés de l'énergie est incertaine et difficile à anticiper. Par conséquent, il est indispensable que les hypothèses de revenus retenues fassent l'objet d'une concertation et soient présentées de manière transparente. Pour les actifs de pointe en particulier, les revenus sont extrêmement volatils et fréquemment nuls. Concernant les revenus issus de pics de prix très élevés mais extrêmement rares, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que ceux-ci résultent d'événements exceptionnels et ne constituent pas une base fiable pour estimer la rentabilité d'un actif ;
- Le *missing money* doit également prendre en compte un rendement du capital. Une hypothèse de rentabilité (IRR ou WACC) pourrait être publiée et concertée avec les acteurs de marché ;
- Les principes du calcul, les paramètres et les résultats doivent être communiqués de manière claire et transparente, en amont ou au plus tard au moment de l'enchère.

Question 21 – Que pensez-vous de la méthode alternative proposée par la CRE pour la détermination du PPI ?

La détermination du PPI a pour objectif d'encadrer la rémunération des actifs existants afin de limiter le coût du mécanisme. Les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent que le PPI est notamment déterminé en fonction des coûts d'exploitation des actifs, dont le niveau est susceptible de varier dans le temps. Par conséquent, ils estiment que la mise en place d'un PPI de long terme apparaît difficilement concevable.

Question 22 – Proposez-vous une autre méthodologie pour fixer le PPI ?

Comme développé à la question n°20, les acteurs de marché au sein de l'UFE seraient favorables à la fixation d'un PPI correspondant au niveau de l'offre la plus élevée lorsque la demande en capacité n'est pas entièrement satisfaite par le parc existant (plutôt qu'au niveau d'un plafond administré). Cela permettrait que le prix reflète toujours un *missing money* réel, et assure effectivement sa couverture.

IV – Dossier de demande de dérogation au PPI et modalités d'approbation

Question 23 – Avez-vous des remarques sur les hypothèses normatives proposées par la CRE ? Notamment sur les hypothèses de rentes sur la base de produits à terme, lissées sur 2 ans ?

La méthodologie d'estimation présuppose qu'un acteur aurait sécurisé, à l'avance sur les marchés à terme, et de manière lissée sur 24 mois, les revenus de son actif. Les acteurs de marché au sein de l'UFE regrettent qu'une hypothèse aussi structurante, qui ne reflète pas nécessairement les stratégies propres à chaque acteur, soit retenue.

Question 24 – Quel délai de traitement estimez-vous nécessaire entre la publication par la CRE des éléments constitutifs d'un dossier de dérogation et la soumission d'un dossier attesté par un commissaire aux comptes ?

Question 25 – A partir de quel seuil de puissance ou de revenus une telle attestation serait-elle pertinente ?

Question 26 – Avez-vous d'autres remarques sur la méthodologie et la procédure de dérogation mise en place dans le cadre de la PL 2026-2027 ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent l'importance d'accorder une dérogation au PPI à toute centrale dont le *missing money* estimé au moment de l'enchère est susceptible d'être supérieur au PPI.

Ce *missing money* peut être sensiblement plus élevé que le *missing money* estimé au moment de la demande de dérogation. En effet, une durée d'environ six mois sépare la demande de dérogation et l'enchère, et les conditions de marché (liées, notamment, au contexte géopolitique) peuvent fortement évoluer pendant cette période.

Toute centrale dont le *missing money* au moment de l'enchère serait plus élevé que le PPI, mais qui n'a pas fait l'objet d'une demande de dérogation, serait automatiquement lésée.

Question 27 - Que pensez-vous de la proposition de la CRE de pré-validation de coûts sur plusieurs années dans le cadre des procédures de dérogation pour simplifier la charge opérationnelle ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent qu'une pré-validation des coûts sur plusieurs

années suppose implicitement que les exploitants soient en mesure d'avoir une estimation précise sur cette période. Or, ils rappellent que les coûts des installations restent très incertains et qu'ils peuvent être affectés par des aléas techniques.

Question 28 – A partir de quel horizon de temps les acteurs disposent-ils de la visibilité nécessaire pour étayer des déclarations de coûts ? Par exemple 4 ans après la PL 2030-2031 ? (Dans ce cas, tous les coûts entre les PL 2026-2027 et 2033-2034 seraient demandés).

Question 29 – Que pensez-vous de la proposition de la CRE de pré-instruction des dérogations pour l'ensemble des capacités existantes, en amont de l'ouverture du guichet de dérogation ?

L'UFE partage le souhait, exprimé par la CRE, de simplification des demandes de dérogation au PPI. Par conséquent, l'UFE estime que la pré-instruction des dérogations pour l'ensemble des capacités existantes, en amont de l'ouverture du guichet de dérogation, est une piste pertinente.

Question 30 – Dans ce cadre, quels critères paraissent pertinents pour différencier les différents types de capacités ?

Question 31 – Quelles autres mesures de simplification de la procédure de dérogation au PPI vous paraissent pertinentes ?

V – Critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels

Question 32 – Êtes-vous favorable à la proposition de charges d'investissements de la CRE pour le respect du seuil de 125 €/kW relatif à l'éligibilité aux contrats pluriannuels ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE prennent note du montant unique fixé à 125k€/MW certifié. Ils rappellent que l'article R.316-36 du Code de l'énergie dispose que « *les capacités de production et de stockage éligibles à des rémunérations pluriannuelles sont :*

1. *Les installations de production qui se voient délivrer une autorisation administrative d'exploiter au titre de l'article L. 311-1, pour la première enchère à laquelle elles participent postérieurement à la délivrance de cette autorisation ;*
2. *Les installations de stockage faisant l'objet d'une première convention de raccordement, pour la première enchère à laquelle elles participent postérieurement à la signature de cette convention ;*
3. *Les installations de production réalisant une augmentation de puissance ;*
4. *Les installations de production réalisant des investissements de réduction d'émissions de dioxyde de carbone par kilowattheure permettant d'atteindre des émissions de dioxyde de carbone par kilowattheure inférieures à la valeur limite prévue à l'article R. 316-38, dont les installations mentionnées à l'article L. 311-1-1 ;*
5. *Les installations de production réalisant des investissements nécessaires à la poursuite de leur fonctionnement qui, en l'absence de tels investissements, auraient été fermées avant le début de la période de livraison objet de la procédure d'enchère concernée. »*

Cependant, ils soulignent que ce seuil d'investissement ne permet pas, a priori, à certaines catégories d'accéder à un contrat pluriannuel, alors même que la capacité concernée est éligible au sens de l'article R.316-36 du Code de l'énergie. Par conséquent, ils appellent à une modification du seuil pour corriger cette incohérence.

Question 33 – Quels sont les éléments non-physiques nécessaires à la réalisation d'un investissement, et qui justifient leur inclusion dans la liste des charges ?

Question 34 – Êtes-vous favorable au critère sur la décision finale d'investissement, au regard des principes énoncés par la CRE concernant l'éligibilité aux contrats pluriannuels ?

Le mécanisme de capacité a pour objectif de sécuriser en amont de la période de livraison la capacité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Cette sécurisation s'opère en engageant les capacités existantes et en donnant si nécessaire un signal à l'émergence de nouvelles capacités. La refonte du mécanisme de capacité doit permettre d'apporter les solutions pertinentes pour continuer à assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France dans le cadre du marché européen.

Dans ce cadre, **dans le cas où le parc existant, complété des appels d'offres par filière prévus, le cas échéant, pour atteindre les objectifs de la PPE ne permettrait pas de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement**, les acteurs de marché au sein de l'UFE jugent utile de prévoir **un dispositif pluriannuel**. Ce dispositif pluriannuel aurait ainsi vocation à répondre au besoin de couverture de la sécurité d'approvisionnement mais **ne se substituerait pas aux appels d'offres dédiés à l'atteinte des objectifs PPE de chaque filière**.

Le design actuellement envisagé pour le mécanisme de capacité donne la possibilité de développer des capacités à long terme. Dès lors, le mécanisme de capacité a la faculté de soutenir les investissements nécessaires à travers le dispositif des contrats pluriannuels. Les acteurs de marché au sein de l'UFE **soulignent que si le mécanisme de capacité possède cette faculté d'aide à l'investissement, les contrats pluriannuels sont à considérer uniquement si le critère de sécurité d'approvisionnement n'est pas satisfait sans l'émergence de capacités additionnelles qui requièrent un soutien à long terme**.

S'agissant du besoin de justification de l'absence de décision d'investissement avant l'octroi d'un contrat pluriannuel, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que les critères mentionnés au 1° et 2° de l'article R.316-36 ne sont pas cohérents avec le planning de développement et de financement de nouveaux projets. **Par conséquent, ils sont défavorables à la proposition de la CRE de faire de l'absence de FID une condition d'éligibilité à un contrat pluriannuel et appellent à une modification de ces critères**.

De plus, ils rappellent qu'afin de prévenir les retards de livraison d'une capacité bénéficiant d'un contrat pluriannuel, un comité de suivi est mis en place. Celui-ci a pour objectif de vérifier que le développement du projet respecte les jalons qui ont été communiqués lors de la phase de pré-qualification (et de déterminer les pénalités si besoin). Par conséquent, ils proposent que le comité de suivi atteste de l'absence de décision d'investissement.

Question 35 - Pensez-vous utile de prévoir des dispositions particulières pour la première enchère ouverte à ce type de contrats ?

Dans l'hypothèse d'un risque sur la sécurité d'approvisionnement qui entraînerait les pouvoirs publics à considérer la mise en place de contrats pluriannuels, **les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent l'importance de garantir l'égalité de traitement entre toutes les capacités**. En particulier, **les acteurs de marché au sein de l'UFE appellent à considérer l'impact de la mise en place de ces contrats et des plafonds de prix intermédiaire sur la pérennité économique des actifs de stockage existants**. En effet, ces dernières seraient défavorisées par rapport aux nouvelles capacités alors qu'elles peuvent présenter des caractéristiques techniques équivalentes. Les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent l'administration à mettre en œuvre les mesures appropriées.

VI – Durée des contrats pluriannuels

Question 36 – De manière générale, quelle approche parmi les trois proposées vous semble la plus adaptée pour déterminer la durée des contrats pluriannuels, au regard des objectifs poursuivis par le dispositif pluriannuel ?

Les acteurs de marchés au sein de l'UFE invitent à introduire des durées de contrat reflétant la durée de vie des différents actifs. En effet, un actif à durée de vie longue (par exemple 25 ans) qui peut fournir un service de sécurité d'approvisionnement pourrait proposer une annuité risquant d'être peu compétitive avec un contrat de 10 ou 15 ans. Lorsque la durée d'un contrat pluriannuel est inférieure à la durée de vie d'un actif, le prix d'offre soumis à l'enchères sera artificiellement élevé dans la mesure où les exploitants doivent couvrir, sur une période plus courte, des coûts s'étalant sur une durée plus longue.

En effet, plus la durée du contrat est décorrélée de la durée de vie de l'actif, plus le *missing money* à couvrir via la rémunération capacitaire pluriannuelle est important, sachant que les revenus capacitaires non sécurisés au-delà du contrat pluriannuel sont incertains et seront par ailleurs, sauf dérogation, soumis au plafond de prix intermédiaire applicable aux actifs existants.

Ainsi, étant donné qu'aucune des trois options présentées par la CRE ne permet de résoudre le problème de l'inégalité de traitement vis-à-vis des actifs à durée de vie supérieure à 15 ans, **les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent par défaut favorablement la troisième option présentée par la CRE, c'est-à-dire pour les exploitants de fixer la durée du contrat**, à condition qu'elle ne dépasse pas la durée d'amortissement du projet. Ils appellent toutefois à un allongement de la durée maximale actuellement fixée à 15 ans.

S'agissant des nouvelles capacités de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, un temps de développement (étude de design et de *permitting*) d'un an (voire un peu moins) à trois ans selon les actifs est nécessaire en amont des enchères pour que les développeurs de projets puissent engager la décision d'investissement aussitôt la capacité sélectionnée à l'enchère. Cela requiert donc nécessairement une certaine visibilité en amont des enchères. Ainsi, quel que soit le schéma retenu pour ce dispositif pluriannuel, **les acteurs de marché au sein de l'UFE souhaitent que, l'Etat décide du niveau de risque (les hypothèses de consommation et de production) à couvrir et du niveau de capacité à sécuriser avec le mécanisme de capacité a minima trois ans en amont des enchères**, en clarifiant les conditions de contractualisation envisagées (plafond de rémunération, durée de contrat, critères d'éligibilité).

Question 37 – S'agissant de la 1ère approche, comment les seuils devraient-ils être calculés ? Par technologie ou dans une logique d'annuité constante par durée de contrat ? Quelles données de référence seraient les plus appropriées pour procéder à ce calibrage ?

Les acteurs de marchés au sein de l'UFE partagent l'analyse de la CRE sur la première approche. En effet, une durée d'un contrat pluriannuel fixée en fonction des CAPEX ne rémunérerait pas l'installation en fonction de la durée du service rendu. Par exemple, une installation qui ne peut pas prétendre à un contrat de 15 ans (car celle-ci a un CAPEX inférieur au seuil fixé), sera contrainte de proposer une offre sur une durée inférieure, renchérissant ainsi son prix d'offre alors qu'elle pourrait être en mesure de participer à la sécurité d'approvisionnement sur 15 ans avec un prix d'offre plus faible. Lorsque deux actifs peuvent assurer le service sur une durée identique, la définition de la durée du dispositif pluriannuel en fonction des CAPEX peut introduire des problèmes de comparabilité entre les deux offres.

Question 38 – S'agissant de la 2ème approche, que pensez-vous des durées d'amortissement standard proposées par la CRE —15 ans pour les nouvelles capacités thermiques et les nouvelles batteries, et 10 ans pour les autres capacités ?

Question 39 – Ces durées vous semblent-elles cohérentes avec les réalités économiques et techniques de vos actifs ? Certaines catégories d'investissement vous semblent-elles insuffisamment ou excessivement couvertes ?

Question 40 – S'agissant de la 3ème approche, fondée sur une déclaration libre de la durée d'amortissement, l'exigence d'une certification par un commissaire aux comptes vous semble-t-elle constituer une garantie suffisante contre le risque de surévaluation ?

Question 41 – Enfin, avez-vous une proposition alternative ou des aménagements à suggérer sur l'une ou l'autre de ces approches ?

VII – Autres sujets sur le pluriannuel

Question 42 – Parmi les trois options proposées, quelle option de certification vous paraît la plus adéquate pour sécuriser des investissements en cas d'apparition d'un besoin, tout en reflétant la contribution des filières à la sécurité d'approvisionnement ?

Concernant la mise en place d'un coefficient par filière évolutif sur la durée du contrat pluriannuel (option 1), les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que cette mesure ferait varier la rémunération du lauréat et porterait fortement atteinte à la visibilité sur la rémunération de l'exploitant. Bien que le coefficient filière dépende non pas de la performance d'un actif en particulier, mais bien du mix électrique dans lequel il s'insère (qui évolue chaque année), les acteurs de marchés au sein de l'UFE soulignent que l'absence de visibilité sur les fourchettes d'évolution des coefficients par filière accroît l'incertitude concernant les revenus capacitaires, ce qui peut compromettre la décision finale d'investissement.

Question 43 – Quelles seraient selon vous les modalités les plus appropriées pour déterminer le volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement à long terme ?

RTE a identifié un besoin minimal d'actifs « créateurs nets d'énergie » pour permettre d'atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement. Ces actifs sont définis comme des moyens de production non contraints par des contraintes de stock à l'échelle de la journée ou de la semaine. De plus, RTE souligne une forte incertitude quant à l'estimation de la contribution des actifs se rechargeant en soutirant sur le système électrique lors des périodes de pointe. Dans ce cadre, les acteurs de marché au sein de l'UFE s'interrogent sur l'introduction, lors de l'enchère PL-4 pour la PL2030/2031, d'un volume maximal de capacités pluriannuelles à stocks courts, plutôt que sur la mise en place d'un volume minimal de capacités créatrices d'énergie. Ils soulignent par ailleurs que la détermination de ce volume minimal doit, en toute logique, s'appuyer sur les besoins en capacités créatrices nettes d'énergie identifiées dans le Bilan Prévisionnel de RTE.

Question 44 – Avez-vous des remarques sur le fonctionnement des enchères ouvertes à la contractualisation pluriannuelle, et l'articulation des contrats pluriannuels avec les contrats d'un an au sein d'un unique processus de sélection ?

Question 45 – Avez-vous d'autres remarques sur le paramétrage et les règles des futures enchères du mécanisme de capacité ?