

La Plateforme Verte  
Groupe de travail stockage  
Représentée par Corentin Baschet  
contact@laplateformeverte.com

11 mai 2026

## **Réponse de La Plateforme Verte à la consultation publique de la CRE N° 2026-07 du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels**

La Plateforme Verte répond ici aux questions les plus pertinentes pour les projets de stockage d'électricité et attire la CRE sur les éléments de réponse associés à la question 34 sur les critères pour l'accès à ces contrats.

La Plateforme Verte est une association professionnelle dédiée à la transition énergétique, dont l'objectif est de rassembler divers acteurs pour mener des actions concrètes permettant l'accélération des projets au service de la transition énergétique. Le groupe de travail de La Plateforme Verte consacré au stockage (le "GT Stockage") réunit 293 personnes représentant 122 entreprises de la filière du stockage en France, incluant notamment des développeurs de projets, des investisseurs, des fournisseurs de solutions, des consultants et des agrégateurs.

### **Réponse consultation**

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

La Plateforme Verte est favorable à la simplification proposée par la CRE consistant à fusionner les coefficients de filière et de stock en un abaque unique. Cette évolution améliore la lisibilité du signal capacitaire pour les développeurs et réduit les sources d'ambiguïté dans la construction des business plans. Pour ce qui est des technologies, La Plateforme Verte ne comprend pas la pertinence de distinguer STEP et stockage par batteries dans le cas où ce coefficient prend en compte la durée de décharge : le coefficient filière actuel à 70% pour une STEP de 7h contre 55% pour une batterie de 7h n'est pas justifiable selon la Plateforme Verte. La neutralité technologique appelle à la définition d'un abaque unique pour toutes les filières à contraintes de stock non créatrices nettes d'énergie.

La Plateforme Verte souligne que cette fusion ne doit pas masquer une difficulté méthodologique de fond : le coefficient filière et la durée de stock remplissent en partie des fonctions redondantes, tous deux visant à refléter la capacité d'un actif à contribuer à la sécurité d'approvisionnement lors d'un épisode de défaillance. Cette coexistence conduit à des niveaux de certification très différenciés entre technologies.

Notamment la Plateforme Verte rappelle avoir relevé une distorsion de concurrence entre le stockage raccordé au réseau (filiale stockage) et le stockage derrière le compteur (filiale effacement) : la même technologie est traitée différemment selon où elle est installée alors qu'elle aura le même comportement sur les marchés. Par ailleurs, d'autres moyens de flexibilités que le stockage (par exemple les effacements du chauffage) présentent des contraintes de stock et de "recharge" (ou rebonds de consommation) qui jouent sur la sécurité d'approvisionnement et ne sont pas reflétés par le paramétrage et le fonctionnement du mécanisme de capacité.

- **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.) ?**

La plateforme verte considère qu'un abaque unique, simple et neutre technologiquement pourra refléter de manière satisfaisante les contraintes et contributions à la sécurité d'approvisionnement des filières à contraintes de stock non créatrices nettes d'énergie.

Si la CRE souhaitait introduire une complexité supplémentaire pour refléter les différences de rendements, cela pourrait passer par une pondération sur la base d'un taux de rendement normatif par technologie.

- **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 ?**

La Plateforme Verte pense qu'il est crucial qu'une abaque cohérente soit créée pour toutes filières avec contrainte de stock (batteries, hydro, STEP, effacement) et de proposer une méthodologie cohérente que la valorisation soit explicite (raccordée au réseau) ou implicite (derrière le compteur). Nous attirons votre attention sur la filiale effacement, qui est particulièrement diverse, et qui peut intégrer des effacements présentant des contraintes de stock et des décalages de consommations (reports) qui ne contribuent pas à réduire à la même hauteur la demande en énergie sur la journée. Il peut notamment s'agir des effacements du chauffage, des ballons d'eau chaude ou de divers types d'effacements de consommations résidentielle ou industrielle.

Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, ces effacements se comportent de la même manière qu'une batterie (raccordée en aval compteur ou en stand-alone). Pourtant le mécanisme de capacité leur octroie une rémunération différente. Ceci crée une distorsion de concurrence et dévie le système électrique d'un optimum vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement.

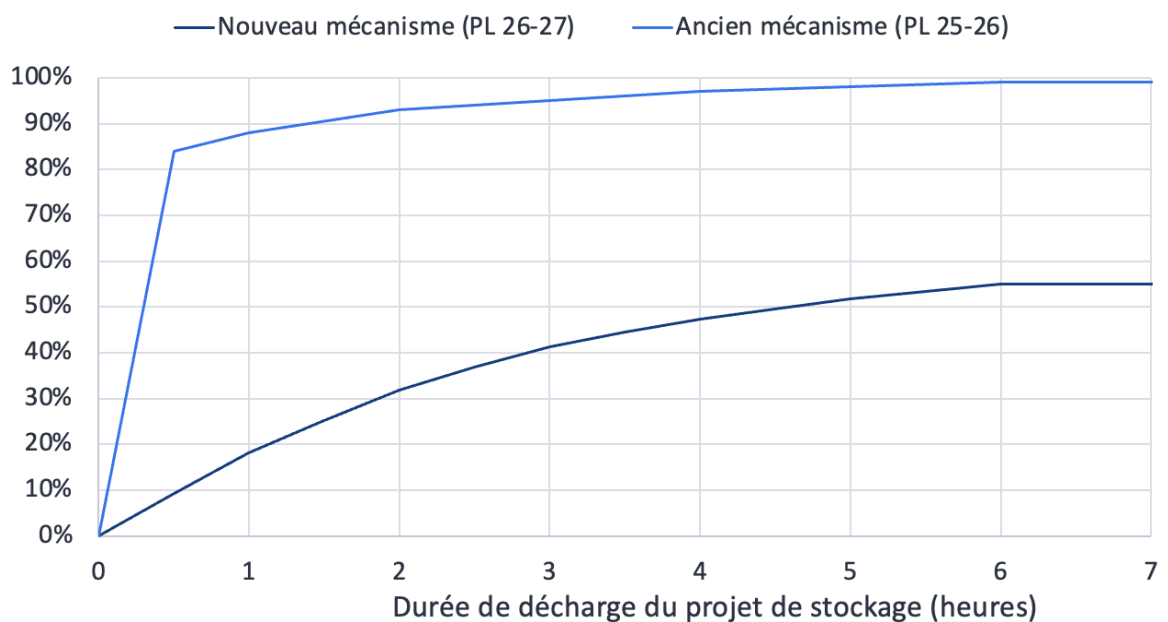
- **Question 4 : Plus généralement, avez-vous des suggestions d'évolution quant aux méthodologies de certification et à la méthode de calcul des coefficients de certification ?**

Nous formulons trois observations.

- Sur la rupture de traitement entre l'ancien et le nouveau mécanisme : La suppression de la convention batterie et l'introduction concomitante d'un coefficient filière de 0,55 représentent une évolution majeure et non anticipable au moment des décisions d'investissement prises entre 2023 et 2025. Les projets financés durant cette période ont été construits sur des hypothèses de certification cohérentes avec les règles alors en vigueur. La note de La Plateforme Verte (novembre 2025) soulignait déjà ce risque, en alertant notamment sur le fait qu'un coefficient de 0,6 placerait la France parmi les mécanismes européens les moins attractifs pour le stockage de plus de 3 heures. Le niveau finalement retenu (0,55) amplifie cette préoccupation.

Facteur de déclassement des batteries dans le mécanisme de capacité actuel et futur

En %



- Sur la neutralité technologique du coefficient filière : Le coefficient de filière unique pour les batteries (0,55) appliqué uniformément à toutes les durées de stock, avant l'application de  $K_j$ , introduit une discontinuité méthodologique difficile à justifier pour les batteries longue durée (4h et plus). Nous encourageons la CRE à faire converger le coefficient filière vers 1,00 pour les durées de stock suffisamment longues, par cohérence avec la logique du  $K_j$ , qui joue précisément ce rôle pour les batteries à stock limité.
- Sur la stabilité et la prévisibilité du coefficient : Un coefficient révisé à chaque enchère, sans trajectoire publiée à l'avance, génère une incertitude structurelle sur les revenus des projets pluriannuels et annuels. Nous

demandons que la CRE publie à minima, à l'occasion du paramétrage PL 2030-2031, une trajectoire indicative des coefficients sur au moins 5 à 7 ans, et idéalement un coefficient filière plancher pluriannuel, permettant aux développeurs de construire des business plans robustes. Il serait encore mieux d'avoir le coefficient filière fixé pour toute la durée du contrat pluriannuel (référence à la question 42)

Plutôt que des méthodes normatives, la contribution à la sécurité d'approvisionnement de chaque actif pourrait être calculée sur des valeurs réelles mesurées : puissance disponible, état de charge (le cas échéant), durée de décharge lors des périodes PP. Les heures PP pourraient également être élargies pour mieux refléter les périodes de défaillance. Une telle méthode aurait le mérite de faire converger les mécanismes de valorisation explicite et implicite. Elle permettrait de prendre en compte les contraintes de stock et la capacité réelle de chaque actif à être disponible et à se recharger entre chaque période de défaillance.

- **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 ?**

La plateforme verte, qui avait alerté sur l'existence de distorsions entre stockages stand-alone et stockages valorisés comme effacements, accueille favorablement la démarche de la CRE visant à atténuer ces distorsions de concurrence.

Nous alertons également sur le fait qu'une approche ciblant uniquement les batteries serait très largement incomplète et préserverait des distorsions majeures entre des technologies apportant un même service à la sécurité d'approvisionnement.

Les batteries ne sont pas les seules flexibilités à contraintes de stock pouvant être valorisées comme effacements. Un certain nombre d'effacements de consommations doivent être considérés comme des moyens à stock non créateurs nets d'énergie. En effet, le décalage de la chauffe d'un radiateur ou d'un chauffe-eau, par exemple, induit un nécessaire report de consommation équivalent à une recharge qui ne peut intervenir dans un délai trop long sous peine de perte significative de confort. C'est également le cas de certains processus industriels.

Les batteries aval-compteur doivent être considérées parmi la multitude d'effacements de consommation, dans leur diversité et leur hétérogénéité. Sauf démonstration contraire, les effacements doivent être présumés à contrainte de stock. Cette contrainte doit être évaluée lors de la certification.

- **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 ?**

La création d'une nouvelle filière spécifique ne paraît pas être une approche appropriée.

Les batteries ne sont pas les seules flexibilités à contraintes de stock pouvant être valorisées comme effacements. Un certain nombre d'effacements de consommations doivent être considérés comme des moyens à stock non créateur nets d'énergie. En effet, le décalage de la chauffe d'un radiateur ou d'un chauffe-eau, par exemple, induit un nécessaire report de consommation équivalent à une recharge qui ne peut intervenir dans un délai trop long sous peine de perte significative de confort. C'est également le cas de certains processus industriels.

- **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 ?**

Non. Une obligation de déclaration de batteries derrière le compteur constituerait une discrimination technologique. Il est à noter que de nombreux équipements de consommation d'électricité disposent de batteries intégrées. Par ailleurs, la flexibilité de nombreux équipements (non dotés de batteries) repose sur une forme d'inertie (ex: thermique) ou sur une capacité de stockage des produits de la consommation d'électricité. Ces flexibilités se comportent, vis-à-vis du système électrique et de la sécurité d'approvisionnement de la même manière qu'une batterie aval-compteur.

- **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 ?**

Non. Comme exprimé précédemment, de nombreux effacements ont les mêmes propriétés et contraintes que les batteries aval-compteur. Par ailleurs, la mesure envisagée conduirait à réduire spécifiquement la rémunération capacitaire des batteries équipées de sous-compteurs et qui rendent le plus de services au système électrique. Cela reviendrait donc à dissuader l'utilisation de sous-compteurs et la participation aux réserves d'équilibrages, avec un effet à la hausse sur le prix de ces mêmes réserves.

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

L'ensemble des effacements (et pas uniquement les batteries aval-compteur) doivent voir leurs contraintes de stock prises en compte par le mécanisme de capacité. Les effacements de consommation doivent être considérés dans leur diversité, avec une méthode unique permettant de refléter correctement la contribution à la sécurité d'approvisionnement de tous

les types d'effacements. Sauf démonstration contraire, les effacements doivent être présumés à contrainte de stock et associés à un report. Cette contrainte de stock et ce report doivent être évalués lors de la certification.

Nous soulignons également que les effacements peuvent se valoriser de manière implicite. Il leur suffit alors de réduire leur soutirage durant les heures PP, indépendamment des reports qui seraient réalisés en dehors des heures PP. Un allongement des périodes PP serait un pas vers une convergence des valorisations implicites et explicites.

Pour une meilleure convergence, la contribution à la sécurité d'approvisionnement de chaque actif (production, stockage, effacement), se valorisant de manière explicite, pourrait être évaluée par des observations réelles, sur la base de la capacité à injecter ou effacer de l'énergie durant la durée des périodes PP.

- **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-t-elle cohérente ?**

La Plateforme Verte estime qu'il n'est pas pertinent d'exclure de facto certaines capacités de l'enchère PL-4, les opérateurs sont en mesure de prendre le risque de participation ou non en fonction des enjeux de leur projet.

- **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 ?**

La Plateforme Verte estime que l'élasticité doit être reflétée dans les deux enchères afin de répartir les risques et de s'assurer de minimiser les coûts totaux.

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

La Plateforme Verte n'est pas opposée au principe d'un PPI de long terme stable, à la condition que celui-ci soit bien dimensionné. La variabilité du PPI d'une PL à l'autre constitue une source d'incertitude réglementaire majeure, particulièrement préjudiciable pour les actifs à CAPEX élevé dont la rentabilité dépend de la visibilité sur plusieurs années. Un PPI stable ou associé à une méthodologie de calcul utilisable en amont et transparente, et révisé uniquement en cas de changement significatif des conditions de marché, est une condition nécessaire à la crédibilité du mécanisme.

Par ailleurs, un PPI à 15 k€/MW appliqué aux batteries est problématique dans le contexte actuel : combiné au coefficient de certification d'environ 32% pour une batterie 2h, ce niveau conduit à un revenu capacitaire maximal d'environ 5 k€/MW installé, quelles que soient les tensions sur le système. Ce plafond est éloigné des hypothèses qui ont fondé le financement des projets mis en service en 2025-2026, et la procédure de dérogation telle

qu'elle est aujourd'hui calibrée ne permet pas d'y remédier pleinement.

- **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 ?**

Nous ne sommes pas favorables au maintien d'une méthode exclusivement fondée sur le missing money des CCG comme référence pour fixer le PPI applicable à l'ensemble des filières, et en particulier au stockage par batteries.

Les CCG et les batteries ont des structures de coûts radicalement différentes : les CCG sont dans l'immense majorité des actifs largement amortis dont le missing money reflète des coûts variables et d'exploitation, tandis que les batteries sont issues d'une filière plus récente et sont des actifs dont la charge financière principale est le CAPEX initial, par nature non couvert par la procédure de dérogation. Utiliser le missing money des CCG comme proxy pour fixer un plafond applicable aux batteries revient à appliquer une logique de capacité existante à des actifs neufs, ce qui n'est pas forcément cohérent avec l'objectif déclaré de neutralité technologique.

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

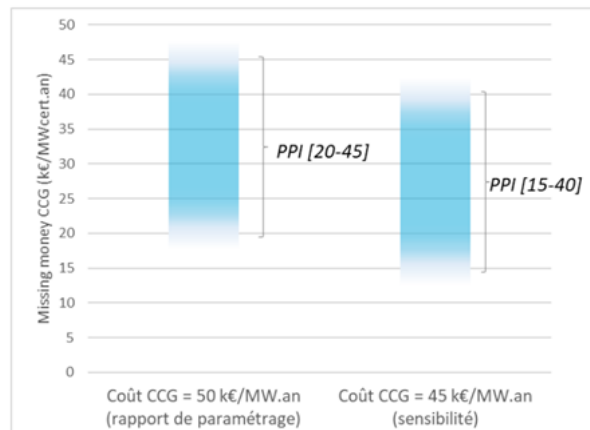
La méthode alternative proposée par la CRE, à savoir fixer le PPI de façon à couvrir le missing money d'un certain pourcentage des capacités existantes (90% ou 95%), présente l'avantage d'être plus neutre technologiquement que la méthode CCG. Nous y sommes favorables en principe, sous réserve que les batteries récentes soient incluses dans l'échantillon de référence, avec une pondération reflétant leur structure de coûts spécifique (CAPEX dominant, OPEX limité). Si le stockage par batteries est absent du calcul ou sous-représenté, cette méthode risque de reproduire les mêmes biais que la méthode CCG.

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

Sans préjudice de notre position exprimée en Question 20 sur les limites de la méthode CCG, et dans l'hypothèse où cette méthode serait néanmoins retenue comme référence, nous formulons les observations suivantes sur le calibrage de la valeur.

Les fourchettes présentées en page 19 de la consultation (entre 15 et 40 k€/MW et entre 20 et 45 k€/MW selon les hypothèses de coûts de maintien en service). Nous recommandons de retenir une valeur centrale d'environ 30 k€/MW, correspondant à la moyenne des deux fourchettes proposées, et en tout état de cause un plancher de 20 k€/MW (maximum des bornes basses) afin qu'aucun scénario ne conduise à sous-couvrir le missing money, en cohérence avec l'objectif de ne pas compromettre la sécurité d'approvisionnement.

Figure 4 – Fourchettes de missing money des CCG transmises par RTE



Source : RTE

Dans tous les cas, le PPI ne constitue qu'un plafond théorique : la concurrence entre capacités lors de l'enchère exercera naturellement une pression à la baisse sur le prix d'attribution, contribuant à limiter le coût effectif pour le système.

- **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 ?**

Nous souhaitons soulever une limite structurelle de la procédure de dérogation telle qu'elle est construite : elle couvre les coûts des investissements récurrents mais exclut l'amortissement du CAPEX initial non récurrent.

Pour un actif de stockage, cette exclusion est particulièrement pénalisante : la portion majeure de la charge financière est constituée par le CAPEX initial, précisément celui que la dérogation ne couvre pas. En d'autres termes, la procédure de dérogation a été conçue pour les capacités existantes amorties et pas pour les nouveaux entrants. Son application aux batteries suffisamment récentes sans adaptation est inadéquate et n'apporte pas de réponse satisfaisante à la question de leur viabilité économique.

Nous demandons à la CRE d'envisager une évolution du périmètre de la dérogation de façon à intégrer une part des charges d'investissement initiales dans le calcul de missing money éligible. Une mesure pourrait être utile : la portabilité de la dérogation sur la durée du contrat. Dès lors qu'une dérogation est accordée une première fois à un actif dont les coûts ne sont pas amenés à changer structurellement, sa reconduction automatique sur les années suivantes devrait être possible sans nouveau dépôt complet, sous réserve d'une mise à jour des données de revenus. Cette mesure allégerait considérablement la charge opérationnelle de la part des détenteurs d'actifs comme des équipes instruisant les demandes.

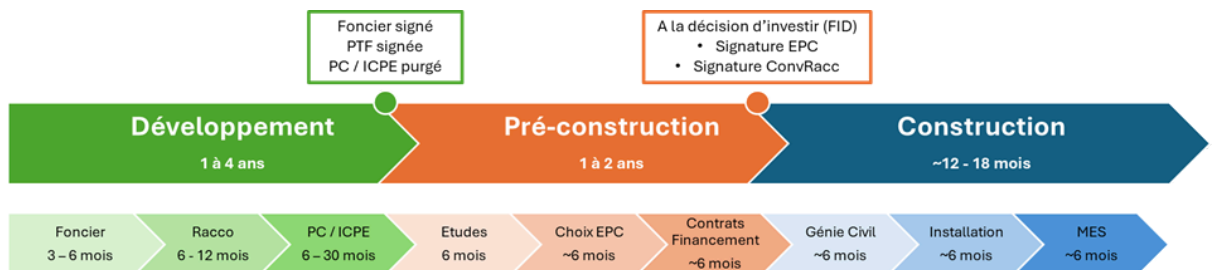
- **Question 34 : Êtes-vous favorable au critère sur la décision finale d'investissement, au regard des principes énoncés par la CRE concernant l'éligibilité aux contrats pluriannuels ?**

Ce critère entraîne l'inéligibilité des projets de stockage aux capacités pluriannuelles et pose donc un problème majeur en droit de la concurrence et en droit des aides d'Etat.

En effet, le 2° de l'article R. 316-36 du code de l'énergie prévoit : "Les capacités de production et de stockage éligibles à des rémunérations pluriannuelles sont : [...] 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".

Le critère de la décision finale d'investissement actuellement envisagé, cumulé à celui prévu au 2° de l'article R. 316-36 du code de l'énergie, conduit à un effet ciseaux tel qu'aucun projet de stockage ne serait éligible aux contrats pluriannuels.

Vous trouverez ci-après le calendrier de développement d'un projet de stockage :



Pour tout projet de stockage par batteries, la phase de développement consiste à sécuriser quatre documents indispensables à sa construction:

- Un accord foncier, généralement signé en premier
- Une proposition technique et financière de la part du gestionnaire de réseau
- Un permis de construire purgé de tout recours
- Une déclaration ICPE valide et cohérente avec le permis de construire octroyé

A l'issue du développement le projet est suffisamment mature pour permettre d'une part la consultation des prestataires EPC, et d'autre part de figer certaines données d'entrées nécessaires à RTE pour finaliser le design de sa solution et de rédiger la convention de raccordement.

Le financement du projet ne peut se faire qu'à l'issue de cette étape d'études et de consultations, une fois que les investisseurs / prêteurs ont pu analyser, un contrat EPC prêt à signer, une convention de raccordement prête pour signature ainsi que les polices d'assurances adaptée au projet.

A la date de décision d'investissement, le porteur du projet signe à la fois ses contrats de financement, son contrat EPC, ainsi que sa convention de raccordement. Il existe 3 raisons principales pour faire coïncider la décision d'investissement et la date de signature de la convention de raccordement :

- La signature de la convention de raccordement doit s'accompagner du versement d'un acompte de 30% du coût des travaux, soit un montant se situant le plus souvent dans la plage 500K€ - 1000 k€ (hors cas de renforcements lourds). Ce paiement non remboursable constitue de facto un investissement considérable qui demande d'avoir passé l'étape du financement et de la décision d'investissement
- Pour éviter des éventuelles coûts supplémentaires et retards sur le raccordement, il est nécessaire de s'accorder avec RTE sur le planning des travaux et la date de mise à disposition du raccordement dès la signature de la convention de raccordement. RTE mobilise en effet ses équipes selon le planning de la convention de raccordement, et certaines co-activités entre RTE et l'installateur doivent être coordonnées à cette étape. La convention de raccordement ne peut donc être signée avant que le planning précis du contrat EPC soit défini, et il est communément admis que la signature de la convention de raccordement en même temps que la signature du contrat EPC facilite la concordance des plannings.
- Le raccordement représente très souvent le chemin critique pour le projet, avec des phase d'études (avant convention de raccordement) d'environ 16 à 24 mois, et une phase travaux d'environ 12 mois. La convention de raccordement est généralement prête pour signature à un stade avancé de la phase de pré-construction, avec une fenêtre de seulement quelques semaines entre la réception de convention de raccordement pour relecture et la date à laquelle doit intervenir la décision d'investissement pour ne pas retarder la mise en service du projet.

**Il résulte de ce qui précède** qu'un projet de stockage ne pourrait pas en même temps (i) candidater à l'enchère pluriannuelle qui suit la signature de la convention de raccordement et (ii) attendre l'attribution de cette enchère pour prendre la décision d'investissement (laquelle est prise avant ou au moment de la signature de la convention de raccordement).

Or, le stockage est la seule filière qui se retrouve dans cette situation et qui est de facto évincée par le cumul des critères d'éligibilité : les autres filières sont soumises à des critères différents en application de l'article R. 316-36.

Afin de remédier à cette distorsion de concurrence et permettre aux projets de stockage d'être ne serait-ce qu'éligibles, il conviendrait :

- soit de supprimer le 2° de l'article R. 316-36 ou de fixer un critère suffisamment antérieur à la décision d'investissement ;
- soit de supprimer le critère de la décision finale d'investissement.

Si la seconde hypothèse était écartée comme nous comprenons que telle est l'intention de RTE, cela ne laisserait que la première.

Dans le cadre de l'AOLT, aucun document n'avait été demandé pour justifier de la maturité d'un projet et il était possible de participer à l'enchère sans site clairement identifié pour les capacités proposés. Ce cadre avait conduit à de nombreux retards dans la mise en service des projets lauréats, notamment du fait de projets

abandonnés ou de contre-temps et aléas sur les volets autorisations et raccordement. Il nous semble donc pertinent d'inclure dans les critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels la fourniture de documents attestant de la maturité du projet et de l'unicité du site. Il pourrait s'agir de :

- la signature de la proposition technique et financière de raccordement avec le gestionnaire de réseau, mentionnant une puissance de raccordement cohérente avec les MWs certifiés ;
- la preuve de déclaration ICPE, qui identifie de manière très précise l'emplacement du site et la puissance installée de l'installation.

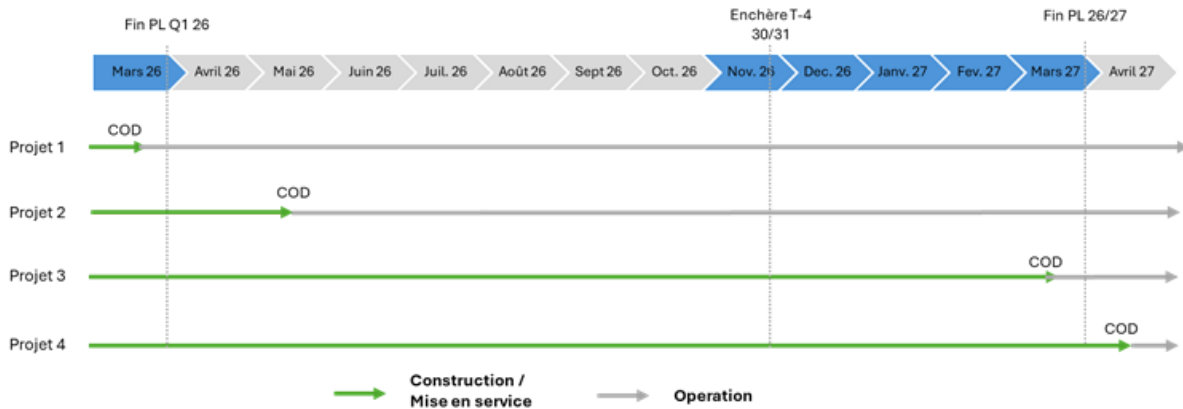
Sur la seconde proposition, La Plateforme Verte préconise de privilégier la déclaration ICPE et non le permis de construire pour justifier de l'avancement du projet, car la procédure administrative de permis de construire peut-être retardée (adaptation du PLUi, recours souvent abusif) sans que cela remette en cause la faisabilité ni la maturité du projet pour participer à une enchère. Nous estimons qu'il est à la charge du développeur d'évaluer le risque de non-obtention du permis de construire, et que le délai de 4 ans entre l'enchère et la première année de livraison est suffisant pour finaliser la phase de développement et réaliser la construction des projets.

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

Il ressortait des consultations menées jusqu'à présent sur le nouveau mécanisme de capacité, que les contrats pluriannuels s'appliqueraient aux "nouvelles capacités", sans jamais référence à un critère de décision finale d'investissement.

Au contraire, un tel critère était inimaginable pour les développeurs dès lors que le 2° de l'article R. 316-36 du code de l'énergie prévoit que la signature de la convention de raccordement (qui est concomitante à la décision d'investissement) est un critère d'éligibilité aux contrats pluriannuels.

La comparaison de divers projets suivants des temporalités différentes permet de mettre en évidence une forte disparité dans la sécurisation des revenus causée par ces critères d'éligibilité :



Pour les 4 projets présentés dans la figure ci-dessus, le tableau suivant permet de comparer les différences de traitement concernant l'éligibilité à l'exemption PPI et au contrat pluriannuel.

	Date de MES	1 <sup>ère</sup> enchère	P certifiée	Exemption PPI	Intérêt exemption PPI
Projet 1	15/03/26	Q1 26	0 MW	N/A	N/A
Projet 2	15/05/26	T-1 26 / 27	~0,3 P <sub>installée</sub> *	PL 26/27 seulement	Faible (1 an)
Projet 3	15/03/27	T-1 26/27	0 MW	PL 26/27 seulement	Nul (0 MW)
Projet 4	15/04/27	T-4 30/31	~0,3 P <sub>installée</sub> *	Pluriannuel (10 – 15 ans)	Elevé

Pour les développeurs ayant choisi de lancer la construction des projets sur la base des discussions précédentes, il était supposé que tout projet livré après la PL « Q1 26 » étaient considérées comme nouvelles capacités et devenaient éligibles au contrat pluriannuel.

Avec le nouveau cadre, une centrale qui avait prévu de se mettre en service à la fin de la PL 26/27 se trouve triplement pénalisé par rapport à une centrale mise en service quelques semaines plus tard :

- Pas d'accès au contrat pluriannuel
- Une exemption au PPI sur une année seulement
- L'exemption au PPI s'applique sur une année où 0 MW sont certifiées (car la mise en service intervient après l'intégralité des jours PP1), et n'a donc aucun effet car les revenus restent nuls.

Une grande partie de la confusion qui règne aujourd'hui provient de la mauvaise définition de deux termes importants : « mise en service » et « nouvelles capacités »

#### « Mise en service »

Le terme « mise en service » constitue un jalon important pour l'éligibilité des projets au contrat pluriannuel. Dans les nouvelles règles du mécanisme de capacités, il est

indiqué à l'article E.4.6 que "Les Sites mis en service pendant la PL doivent être rattachés à une EDC dès qu'ils sont en mesure d'offrir leur disponibilité au système électrique." D'après cette phrase, nous comprenons que la mise en service correspond à la combinaison de deux jalons :

- La certification du raccordement au réseau (PV étape 3, ou FON),
- La certification sur les marchés ciblés par le porteur du projet (indisponibilité de l'installation lors de la phase de tests).

Nous souhaiterions que la définition de mise en service soit clarifiée par les autorités en ce sens le plus rapidement possible afin d'éviter de futurs litiges, au plus tard le 15 juin 2026 pour permettre d'anticiper la participation éventuelle à l'enchère PL-1 de 26/27.

### « Nouvelles capacités »

Le terme « nouvelles capacités » n'a jamais été clairement défini comme des projets pour lequel la décision d'investissement n'a pas encore été prise. Pour les développeurs, il était entendu que les projets en construction et mis en service après le 31 mars 2026 pouvaient être considérés comme des nouvelles capacités. Comme indiqué précédemment, l'article R. 316-36 du code de l'énergie mentionnant la signature de la convention de raccordement comme critère d'éligibilité a conforté notre compréhension.

Nous avons très récemment été informés que la CRE souhaitait restreindre les contrats pluriannuels aux installations pour lesquelles la décision d'investissement n'a pas encore été prise. Cela porte un préjudice élevé aux projets en construction ou mis en service très récemment, d'autant plus que certains de ces projets ont fait l'objet de financements temporaires pour la construction et ont eu pour intention de refinancer les projets à la suite des enchères pluriannuelles.

Par conséquent, au regard des modifications structurantes apportées au mécanisme au cours des derniers jours, nous demandons que l'ensemble des projets dont la date de mise en service a eu lieu après le 31 mars 2026 ait le choix de répondre soit l'enchère 26/27 (avec exemption PPI sur 1 année), soit à l'enchère pluriannuelle pour 30/31. Cette exemption ne s'appliquerait pour la première année de mise en place du mécanisme. Les conditions d'éligibilité proposée au chapitre 1.3 pourraient ensuite s'appliquer.

- **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 ?**

La Plateforme Verte considère la seconde approche proposée la plus adaptée à la détermination de la durée des contrats pluriannuels puisqu'elle assure des durées de contrat homogènes au sein de chaque filière tout en imposant un cadre fixe limitant les risques de

surévaluation de la durée de vie des actifs.

- **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) ?**

La durée de vie des batteries étant supérieure à 15 ans, La Plateforme Verte considère justifiée la durée d'amortissement standard des batteries proposée par la CRE.

- **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 ?**

Oui, concernant les batteries, ces durées nous semblent cohérente puisque les durées de vie de ce type d'actifs sont supérieures à 15 ans.

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

Non, la 2ème approche nous convient telle quelle.

- **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 ?**

La Plateforme Verte est en faveur de l'option 3 qui permet d'avoir un coefficient fixe sur toute la durée de contrat, condition nécessaire pour que ces contrats favorisent le financement et donc l'émergence de nouvelles capacités.

L'option 1 ne permettrait pas à ces contrats d'être considérés comme une source de revenus garantis dans un processus de financement et ne permettrait donc aucunement aux contrats pluriannuels de favoriser l'émergence de nouvelle capacité, ce qui est pourtant la raison de leur introduction.

- **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 ?**

La Plateforme Verte estime que cette mesure créerait une distorsion de concurrence entre les capacités créatrices nettes d'énergie et les autres, les coefficients filières reflètent déjà de manière juste les contributions des différentes technologies à la sécurité

d'approvisionnement.

- **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 ?**

Il faut qu'un actif de stockage lauréat de la PL-4 puisse participer à la PL-1 s'il est mis en service avant la période de livraison du contrat pluriannuel

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

Non, les questions précédentes ont permis à LPV de présenter l'ensemble des remarques sur le paramétrage et les règles des futures enchères.