

CONSULTATION PUBLIQUE N°2025-14

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

Consultation publique du 6 novembre 2025 relative à la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via le régime de l'obligation d'achat en métropole continentale

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER et Ivan FAUCHEUX, commissaires.

Les charges de service public de l'énergie (CSPE) couvrent notamment les coûts associés à deux dispositifs de soutien à la production d'électricité en métropole continentale : le régime de l'obligation d'achat (OA) et celui du complément de rémunération (CR).

La présente consultation publique porte sur la valorisation à terme de l'électricité soutenue via le régime de l'OA en métropole continentale.

Ces ventes à terme ont pour objectif principal une meilleure protection du budget de l'Etat contre la volatilité des prix de gros de court terme, et donc une meilleure prévisibilité des charges ou recettes budgétaires associées aux CSPE. Accessoirement, la vente à terme de la production sous OA concourt à la liquidité des marchés de gros.

En revanche, la stratégie de valorisation à terme de cette production soutenue n'a pas pour objectif de maximiser le retour financier pour l'Etat, les produits vendus à terme étant, en théorie, la meilleure anticipation des prix spot futurs.

EDF Obligation d'Achat (EDF OA) gère la majorité des volumes soutenus via le régime de l'OA (94 % au titre de 2024 et 2025, soit respectivement 48 TWh et 53 TWh).

EDF OA valorise sur le marché la production sous OA selon une méthodologie définie par la CRE. Selon la méthodologie en vigueur, les produits à terme mis en vente par EDF OA au titre de chaque année sont les suivants : un ruban annuel de base, un produit trimestriel (Q1) et deux produits mensuels (M11 et M12).

Les volumes d'OA vendus à terme sont définis comme « production quasi-certaine » (PQC). La PQC est aujourd'hui calculée de façon à limiter le risque qu'EDF OA doive racheter trop fréquemment de l'électricité sur les marchés de court terme. Les volumes qui ne sont pas vendus à terme sont principalement vendus par EDF OA sur le marché *day-ahead*, puis valorisés sur le marché intrajournalier et aux écarts.

De façon à limiter l'effet des variations des prix et selon une pratique usuelle de marché, la vente des volumes de PQC est lissée sur une période étendue, selon les modalités suivantes :

- pour le produit « ruban de base » (*Calendar*), pour les années de livraison 2029 et suivantes les ventes ont lieu les trois années précédant l'année N (début des ventes au 1^{er} janvier N-3) ;
- pour le produit « Q1 », les ventes ont lieu l'année précédant l'année N (début des ventes au 1^{er} janvier N-1) ;
- pour les produits « M11 » et « M12 », les ventes ont lieu les deux mois précédant le mois considéré (début des ventes respectivement au 1^{er} septembre N et au 1^{er} octobre N).

Les deux consultations du présent document portent sur l'augmentation de la couverture à terme des volumes sous OA au périmètre d'EDF OA et sur la mise en vente de nouveaux produits à terme.

Augmentation des volumes vendus à terme

La première partie de la consultation publique (partie 3 ci-après) porte sur une possible évolution de la méthodologie de calcul de la part de la production sous OA au périmètre d'EDF OA vendue à terme (« production quasi-certaine » ou PQC). La CRE propose d'augmenter les volumes concernés, à hauteur de 15 TWh supplémentaires par an au maximum. En 2024, 27 TWh ont été vendus à terme, pour un volume de 48 TWh d'énergie sous OA au périmètre d'EDF OA.

Cette évolution vise à :

- améliorer la prévisibilité des CSPE, avec une connaissance en amont du prix de vente d'un plus grand volume d'énergie soutenue ;
- diminuer leur variabilité entre les années, en diminuant la dépendance des CSPE à la conjoncture économique à une unique période de livraison, via un plus grand volume dont la vente est lissée sur plusieurs mois ou années en amont de la livraison¹.

Ces objectifs doivent être atteints sans créer de risques supplémentaires majeurs aux finances publiques, ce qui nécessite de bien calibrer la part vendue à terme. En effet, une valeur de la part vendue à terme surévaluée représenterait un risque pour les finances publiques, les volumes manquants devant être achetés la plupart du temps à prix élevés sur les marchés de production pendant les périodes de faible production renouvelable.

La CRE souhaite consulter les acteurs sur la pertinence et les modalités d'une telle augmentation des volumes valorisés à terme. A l'issue de la présente consultation publique, la CRE prévoit de prendre une délibération en décembre 2025 sur la part de la production sous OA vendue à terme pour les prochaines années de livraison.

Mise en vente de nouveaux produits à terme visant à mieux couvrir la variation de la production sous OA en journée

La seconde partie de la consultation publique (partie 4 ci-après) porte sur la mise en vente par EDF OA de nouveaux produits à terme, permettant notamment de mieux refléter le profil de production des installations solaires photovoltaïques.

La CRE identifie à ce stade deux types de produits qui pourraient être mis en vente par EDF OA, au vu du profil de la production sous OA :

- des produits « *peak* » (vente d'un ruban de base sur la période 8h-20h du lundi au vendredi), qui constituent des produits « standards », déjà largement échangés sur le marché de gros et en particulier sur la plateforme de marché EEX ;
- des produits « solaires » non standards (avec plusieurs possibilités en matière de forme du produit et de plage horaire visée).

La mise en vente de tels produits permettrait de couvrir de manière plus fine les volumes sous obligation d'achat au périmètre d'EDF OA, notamment pendant les mois de forte production solaire (deuxième et troisième trimestres). Par ailleurs, certains participants aux enchères d'EDF OA se sont montrés intéressés par l'achat de ce type de produits, principalement pour l'achat de produits « *peak* ».

Enfin, cela permettrait également d'augmenter les volumes vendus à terme sans risque supplémentaire et apporterait donc les bénéfices décrits précédemment².

¹ La vente d'un plus grand volume d'électricité à terme sur une longue période permet d'une part de lisser le prix de vente de ce volume, et d'autre part de diminuer la part de la vente dépendant des prix spot dont la volatilité est plus importante que les prix à terme.

² La mise en vente de nouveaux produits adaptés à l'évolution du parc sous OA pourrait conduire à diminuer légèrement les volumes de produits en base mis en vente, mais augmenterait le volume global vendu à terme par EDF OA.

La CRE souhaite consulter les acteurs sur la pertinence et les modalités de mise en vente de ces produits.

La CRE envisage à ce stade la mise en vente de tels produits à partir de l'année de livraison 2027, voire 2028 selon le calendrier de mise en œuvre opérationnelle. Elle prévoit de prendre une délibération sur ce sujet courant 2026.

Paris, le 6 novembre 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 26 novembre, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un objectif de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Sommaire

1. Liste des questions, pour réponse d'ici au 26 novembre 2025.....	5
2. Rappel de l'existant	6
2.1. Cadre réglementaire	6
2.2. Distinction entre « part aléatoire » et « part quasi certaine ».....	6
2.3. Méthodologie de calcul de la part valorisée à terme	7
2.4. Produits vendus à terme	8
2.5. Intérêt de la valorisation à terme d'une partie de l'énergie soutenue pour les finances publiques	8
2.5.1. Une méthode de couverture qui assure une meilleure prévisibilité	8
2.5.2. Pistes d'amélioration de la couverture des volumes sous OA	8
3. Augmentation de la part de la production sous OA au périmètre d'EDF OA valorisée à terme	9
3.1. Principaux paramètres considérés dans le calcul des volumes de la production sous OA vendus à terme	9
3.2. Analyse d'une stratégie visant à minimiser les positions nettes d'EDF OA sur le marché spot	10
3.3. Méthodologie de calcul.....	11
3.4. Ordre de grandeur de l'augmentation de la part vendue à terme	12
4. Mise en vente de nouveaux produits	13
4.1. Evolution du profil de production du périmètre d'installations sous OA d'EDF OA.....	13
4.2. Produits <i>peak</i>	14
4.2.1. Gains de couverture permis par l'introduction de produits <i>peak</i>	14
4.2.2. Liquidité des différents produits <i>peak</i>	14
4.3. Produits « solaires »	17
4.3.1. Gains de couverture permis par l'introduction de produits « solaire »	17
4.3.2. Intérêt faible identifié à date s'agissant de la demande	18
4.3.3. Risque supplémentaire identifié pour le budget de l'Etat	20
4.4. Une alternative à moyen terme : la question d'une possible évolution potentielle des produits <i>peak/off-peak</i>	21
Annexe : Illustration de différentes stratégies de couverture sur le périmètre d'EDF OA	23

1. Liste des questions, pour réponse d'ici au 26 novembre 2025

- Question 1** Partagez-vous les analyses de la CRE sur les principaux paramètres à prendre en compte pour déterminer le niveau des volumes vendus à terme ? En particulier, êtes-vous favorable à la stratégie visant à minimiser les positions nettes financières d'EDF OA sur le marché spot ? Si ce n'est pas le cas, quelle autre approche préconiserez-vous, en tenant compte de l'objectif d'amélioration de la prévisibilité et de réduction de la variabilité des CSPE ?
- Question 2** Avez-vous des observations sur les analyses présentées dans la partie 3.2 ?
- Question 3** Estimez-vous que la méthodologie présentée par la CRE en partie 3.3 est pertinente ? Identifiez-vous des risques associés ou des améliorations possibles de cette méthodologie ?
- Question 4** Êtes-vous favorable à l'augmentation des volumes vendus à terme par EDF OA, pour un montant maximal de l'ordre de 15 TWh et seriez-vous intéressés, le cas échéant, par l'achat d'une partie de ces volumes supplémentaires ?
- Question 5** Quel rythme d'augmentation des volumes recommanderiez-vous, dans une approche progressive ?
- Question 6** Identifiez-vous d'autres types de produits (hors produits *peak* ou « solaire ») qui pourraient être proposés à la vente par EDF OA ? Le cas échéant, nous vous invitons à fournir une estimation des volumes que vous seriez intéressé d'acquérir annuellement par type de produit.
- Question 7** Estimez-vous que la proposition de la CRE de privilégier le cas échéant, dans un premier temps, la vente sur une période lissée de six mois de produits Q2 et Q3 *peak* est pertinente et seriez-vous intéressés, le cas échéant, par l'achat de tels volumes ?
- Question 8** Sinon, quels produits et quelles maturités préconiserez-vous ? En particulier, estimez-vous qu'il serait plus pertinent de privilégier la vente d'un produit *Calendar Peak* ?
- Question 9** Êtes-vous favorable à une approche prudente de détermination des volumes mis en vente pour les produits *peak*, en fonction de la liquidité du marché constatée ?
- Question 10** Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE sur l'opportunité d'inclure un produit « solaire » 11-17h dans les ventes réalisées par EDF OA ?
- Question 11** Quel serait votre intérêt pour l'achat du produit « solaire » 11h-17h au sein des enchères d'EDF OA ? Le cas échéant, indiquez une estimation de la maturité et des volumes qui vous intéresseraient, ainsi que le produit que vous privilégieriez (produit en base ou produit plus fin, où la puissance livrée serait profilée heure par heure).
- Question 12** Plus généralement, êtes-vous en capacité de vous positionner à l'achat sur des produits « non-standards », c'est-à-dire des produits pour lesquels il n'existe pas de contrat équivalent sur un marché organisé ?
- Question 13** Partagez-vous le constat de la CRE s'agissant du risque pour le budget de l'Etat lié à l'absence de prix de référence pour des produits solaires ? Avez-vous connaissance d'autres références de prix pour des produits solaires qui pourraient contribuer à s'assurer de la performance des ventes de la production sous OA ?
- Question 14** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'évolution des produits *peak/off-peak* ?
- Question 15** Seriez-vous favorable à l'introduction de ce type de produit dans les ventes à terme de la production sous OA, sous réserve de la démonstration de sa pertinence au vu du profil de production sous OA, même en l'absence d'évolution des produits standards *peak/off-peak* ? Si oui, une telle évolution vous semble-t-elle préférable à la mise en vente de produits « solaires » 11h – 17h ?
- Question 16** Avez-vous d'autres remarques ?

2. Rappel de l'existant

2.1. Cadre réglementaire

L'article R. 121-27 du code de l'énergie prévoit que les CSPE engendrées par un contrat d'obligation d'achat sont égales « à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et les prix de marché de l'électricité ». Cette rédaction permet une certaine souplesse dans la méthode de calcul du coût évité par l'énergie soutenue, qui est ainsi précisée par la CRE via ses délibérations méthodologiques.

2.2. Distinction entre « part aléatoire » et « part quasi certaine »

S'agissant d'EDF OA, qui gère un périmètre d'installations sous OA largement plus grand que les autres acheteurs obligés (ELD et organismes agréés), la méthodologie en vigueur distingue :

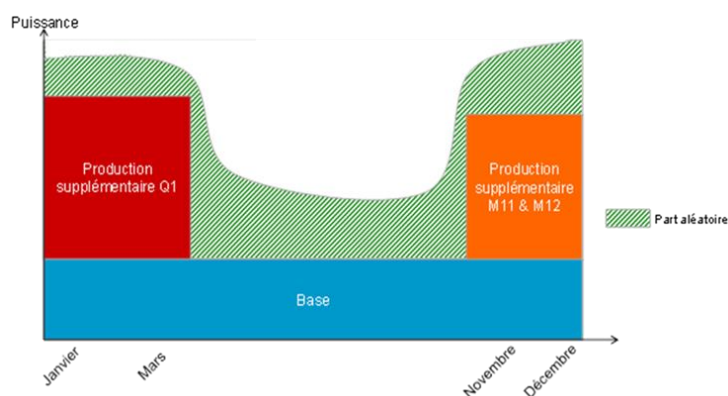
- 1) une part dite « quasi certaine » (PQC) de l'énergie produite par les installations, dont la valorisation est fondée sur des prix de gros à terme, depuis la délibération de la CRE du 25 juin 2009³ ;
- 2) et une part dite aléatoire, dont la valorisation se fonde principalement sur les prix spot.

Les volumes valorisés à terme sont déterminés annuellement (délibération de décembre) par la CRE. En cohérence avec le profil agrégé de la production annuelle des installations sous OA (et notamment des installations de cogénération au gaz naturel qui produisent principalement en hiver), la part quasi certaine est actuellement composée :

- d'un ruban de base ;
- d'un bloc correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre (Q1) ;
- de deux blocs correspondant aux surplus de production hivernaux des mois de novembre (M11) et décembre (M12).

La part aléatoire correspond à la différence entre la production effective des installations sur le périmètre d'EDF OA et la production valorisée à terme, comme illustré dans la figure ci-après.

Figure 1 : Répartition schématique de la production soutenue dans le périmètre EDF OA entre la part valorisée à terme et la part aléatoire



³ Délibération de la CRE du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

2.3. Méthodologie de calcul de la part valorisée à terme

Le calcul de la part valorisée à terme se réalisait initialement par application d'un taux de charge par filière et par produit. Cette méthode a été modifiée en 2019 (première application pour la production 2022) afin de prendre en compte le foisonnement entre les filières soutenues, ce qui a eu pour effet un rehaussement de la part des volumes vendus à terme (cf. figures ci-dessous). Le dimensionnement actuel de la part valorisée à terme est défini afin qu'EDF OA soit vendeur sur les marchés spot 90 % du temps (*i.e.* que la part valorisée à terme ne dépasse *in fine* les prévisions de production réalisée en J-1 que 10 % du temps).

Figure 2 : Répartition entre la part quasi certaine et la part variable pour l'année 2021 (application de l'ancienne méthodologie de calcul de la part quasi certaine)

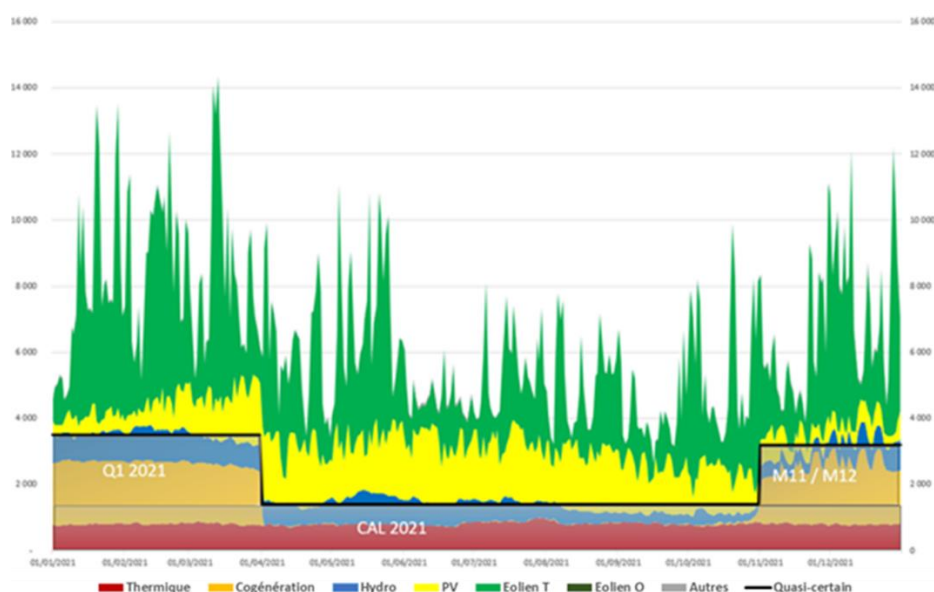
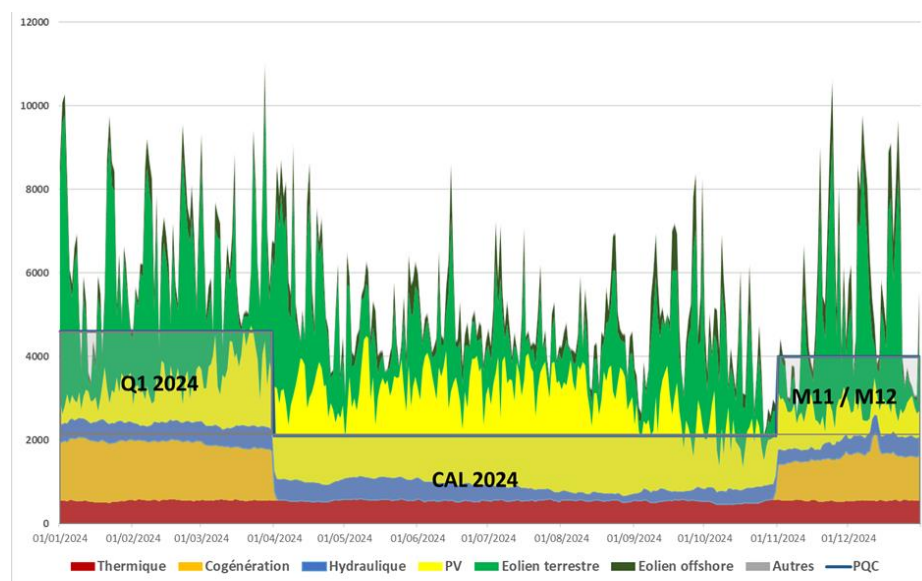


Figure 3 : Répartition entre la part quasi certaine et la part variable pour l'année 2024 (application de la nouvelle méthodologie de calcul de la part quasi certaine)

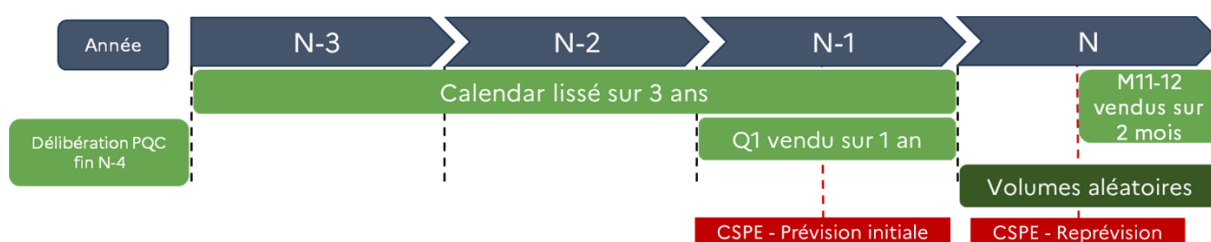


2.4. Produits vendus à terme

Actuellement, trois produits sont vendus à terme selon un calendrier dépendant du produit (cf. Figure 4 ci-dessous) :

- pour le produit « ruban de base » (*Calendar*), pour les années de livraison 2029 et suivantes les ventes ont lieu les trois années précédant l'année N (début des ventes au 1^{er} janvier N-3)⁴ ;
- pour le produit « Q1 », les ventes ont lieu l'année précédant l'année N (début des ventes au 1^{er} janvier N-1) ;
- pour les produits « M11 » et « M12 », les ventes ont lieu les deux mois précédant le mois considéré (début des ventes respectivement au 1^{er} septembre N et au 1^{er} octobre N).

Figure 4 : Calendrier de vente des volumes valorisés à terme (à partir de l'année de livraison 2029)



2.5. Intérêt de la valorisation à terme d'une partie de l'énergie soutenue pour les finances publiques

2.5.1. Une méthode de couverture qui assure une meilleure prévisibilité

Une stratégie de vente à terme doit permettre d'améliorer la prévisibilité des CSPE pour le budget de l'Etat par le lissage dans le temps de la valorisation de l'énergie produite.

Elle ne vise pas à mener des opérations spéculatives recherchant un gain financier pour l'Etat, les produits vendus à terme étant, en théorie, la meilleure prévision des prix spot futurs. Ces opérations sont ainsi supposées, à date de leur vente, être neutres en espérance par rapport à une vente sur le marché spot.

2.5.2. Pistes d'amélioration de la couverture des volumes sous OA

La CRE estime que la couverture des volumes sous OA peut encore être améliorée par un meilleur dimensionnement du niveau des volumes vendus à terme. La partie 3 présente les évolutions envisagées par la CRE pour approcher le niveau optimal théorique de volumes valorisés à terme, dans un contexte d'évolution rapide du profil de production du parc soutenu via le régime de l'OA et de diminution des prix captés⁵ par les filières de production renouvelables sur le marché spot.

La seconde piste identifiée par la CRE, présentée en partie 4, consiste à introduire de nouveaux produits dans les ventes réalisées par EDF OA, en visant à rapprocher davantage les ventes à terme du profil de production du parc soutenu via le régime de l'OA.

⁴ A la suite de l'allongement de deux à trois ans de mise en vente. Pour les années de livraison antérieures à 2028 les ventes ont lieu les deux années précédant l'année N (début des ventes au 1^{er} janvier N-2). Pour l'année de livraison 2028 les ventes ont lieu les deux années et quatre mois précédant la livraison (début des ventes au 1^{er} septembre 2025).

⁵ Moyenne des prix spot pondérée par la production des filières de production renouvelables.

3. Augmentation de la part de la production sous OA au périmètre d'EDF OA valorisée à terme

3.1. Principaux paramètres considérés dans le calcul des volumes de la production sous OA vendus à terme

La méthode actuelle de calcul de la part des volumes sous OA valorisée à terme par EDF OA a conduit à une couverture d'environ 55 % (27 TWh) de l'énergie totale sous OA en 2024. Cette part a été de 66 % en 2023, du fait notamment de la sortie de nombreux producteurs de leur contrat d'achat, qui a augmenté la proportion vendue à terme.

Le reste de l'énergie est valorisé sur les marchés de court terme⁶ (en premier lieu le marché spot *day-ahead*), ce qui est la source principale de l'imprévisibilité et de la variabilité des CSPE. La CRE souhaite améliorer la stratégie de couverture, sans faire peser un risque supplémentaire sur les finances publiques.

Il est important de noter que vendre à terme l'intégralité de la production sous OA prévisionnelle serait négatif pour les finances publiques. En effet, les volumes manquants devraient être achetés à un prix élevé sur les marchés de court terme, car les périodes de faible production renouvelable correspondent statistiquement à des prix spot élevés.

Afin de trouver un équilibre satisfaisant, trois facteurs principaux doivent être considérés :

- la volatilité des prix de marché de court terme ;
- la corrélation négative entre le niveau des prix de marché spot et les volumes produits sous OA⁷ ;
- l'imprévisibilité des volumes produits (particulièrement élevée du fait de la composition du parc de production soutenu via le régime de l'OA)⁸.

Dans la pratique, la corrélation négative entre les prix spot et les volumes produits sous OA n'est pas parfaite et a tendance à croître avec l'augmentation des volumes EnR dans le mix électrique. La détermination du volume optimal à vendre à terme n'est donc pas aisée.

La CRE a étudié plusieurs scénarios. Elle considère à ce stade qu'une stratégie visant à minimiser les positions nettes financières d'EDF OA sur le marché spot est la plus adaptée (analyses développées dans les paragraphes suivants).

Question 1 Partagez-vous les analyses de la CRE sur les principaux paramètres à prendre en compte pour déterminer le niveau des volumes vendus à terme ? En particulier, êtes-vous favorable à la stratégie visant à minimiser les positions nettes financières d'EDF OA sur le marché spot ? Si ce n'est pas le cas, quelle autre approche préconiserez-vous, en tenant compte de l'objectif d'amélioration de la prévisibilité et de réduction de la variabilité des CSPE ?

⁶ Marchés spot (livraison en J+1), intrajournaliers (livraison le jour même) et règlement des écarts (postérieur à l'équilibre offre-demande). La majorité des échanges de court terme sont réalisés sur le marché spot. Par simplification, le terme « prix spot » sera utilisé dans la suite du présent document.

⁷ Lorsque la production sous OA baisse, les prix tendent à augmenter et inversement.

⁸ Si les volumes produits étaient certains, la volatilité des prix conduirait à vendre à terme l'intégralité de l'espérance des volumes produits, dans un objectif de minimisation de la variabilité des CSPE. En effet, cette stratégie permettrait de se prémunir totalement des variations de prix spot en n'y vendant aucun volume.

A l'inverse, si une incertitude demeure sur les volumes et s'il existe une corrélation négative entre les prix spot et les volumes produits sous OA, alors l'objectif de réduire la variabilité des CSPE justifierait d'adopter une stratégie avec des positions vendues à terme plus faible. En particulier, dans l'hypothèse extrême et théorique d'une corrélation négative parfaite, la stratégie minimisant la variabilité des CSPE serait une vente de tous les volumes sur le marché spot.

3.2. Analyse d'une stratégie visant à minimiser les positions nettes d'EDF OA sur le marché spot

La CRE n'identifie pas à date de mode de calcul évident permettant de concilier les différentes problématiques présentées dans la sous-partie précédente. La présente section analyse l'approche consistant à minimiser la différence entre le niveau (en €) des ventes et des achats sur le marché spot⁹.

En raison de prix spot plus faibles lors des épisodes de forte production renouvelable, notamment sous OA, et inversement, cette approche conduit à vendre à terme un volume plus faible que l'espérance des volumes produits (les positions sur le marché spot comprennent une part plus importante de volumes de vente que d'achat car les ventes sont réalisées à des prix plus faibles).

Les tableaux ci-dessous présentent une simulation *a posteriori* pour l'année 2024 d'une telle stratégie et le niveau des volumes effectivement vendus à terme.

Tableau 1 : Comparaison des estimations de valorisation de l'énergie sous OA au titre de 2024 selon (i) la méthode actuelle de détermination des PQC et (ii) une méthode minimisant les positions nettes sur le marché spot (sur la base d'hypothèses simplificatrices)

Au titre de 2024 (en M€)	(i) Stratégie actuelle			(ii) Stratégie visant des positions nettes au spot nulles		
	Prévision initiale	Reprévision	Constaté	Prévision initiale	Reprévision	Constaté
Ventes à terme	5 867	5 175	5 131	8 493	7 735	7 700
Ventes spot nettes (ventes – achats)	3 417	974	707	0	0	0
Total	9 284	6 149	5 838	8 493	7 735	7 700
Ecart	/	3 135 ¹⁰	311 ¹¹	/	758 ¹⁹	35 ²⁰

Tableau 2 : Comparaison des estimations de volumes valorisés sous OA par mode de vente au titre de 2024 selon (i) la méthode actuelle de détermination des PQC et (ii) une méthode minimisant les positions nettes sur le marché spot (sur la base d'hypothèses simplificatrices)

Au titre de 2024	(i) Stratégie actuelle		(ii) Stratégie visant des positions nettes au spot nulles	
	Volume (TWh)	% de la production	Volume (TWh)	% de la production
Ventes à terme	26,7	55 %	39,3	81 %
Ventes spot	23,1	48 %	14,7	30 %
Achats spot	1,4	-3 %	5,7	-12 %

Les analyses ci-dessus mettent en évidence, sur le plan théorique et pour l'année 2024 seulement, une part valorisée à terme supérieure à celle de la stratégie actuelle. Cependant, ce constat est établi *ex post*, et la définition *ex ante* d'une stratégie optimale demeure complexe en pratique.

Par ailleurs, il est important de noter que le meilleur résultat financier de la stratégie « positions nettes nulles » en 2024 est lié au fait que les prix de gros ont été orientés à la baisse. Lorsque les prix sont orientés à la hausse (par exemple en 2022), la stratégie consistant à vendre des volumes plus importants à terme donne de moins bons résultats.

⁹ Cela correspond mathématiquement à viser un volume qui correspond, par produit vendu à terme, à la moyenne de la production effective du parc sous OA pondérée par la moyenne des prix spots constatés.

¹⁰ Ecart par rapport à la prévision initiale.

¹¹ Ecart par rapport à la reprévision.

La suite de la présente partie présente une proposition de méthodologie permettant d'approcher cette stratégie, ainsi que de premiers chiffrages sur le volume supplémentaire qui serait vendu à terme.

Question 2 Avez-vous des observations sur les analyses présentées dans la partie 3.2 ?

3.3. Méthodologie de calcul

Comme indiqué précédemment, la stratégie de couverture du parc sous OA ne vise pas à mener des opérations spéculatives recherchant un gain financier pour l'Etat. De plus les produits vendus à terme étant, en théorie, la meilleure prévision des prix spot futurs, toutes les différentes stratégies de valorisation – à prix de vente inchangés – aboutissent au même résultat financier sur une période longue. Des exemples illustratifs sont présentés en annexe.

La présente section propose une méthodologie de calcul permettant d'approcher, en pratique, la stratégie décrite dans la partie précédente ayant pour objectif d'annuler les positions nettes sur le marché spot.

Afin d'estimer *ex ante* le volume permettant de minimiser les ventes nettes sur le marché spot, la CRE propose d'appliquer cette méthodologie pour chaque produit mis en vente (actuellement les produits ruban de base, Q1, M11 et M12) au titre d'une année donnée.

La part vendue à terme pour le produit i serait calculée en distinguant la contribution de chaque filière de production sous OA. Pour chaque filière f , la puissance installée prévisionnelle P_i^f sur la période de livraison serait prise en compte. Cette puissance prévisionnelle serait multipliée par les données historiques sur une période de 5 ans, sur la période de production correspondant au produit i , du produit du taux de charge et du taux de capture du prix spot de la filière.

La puissance vendue à terme serait obtenue comme la somme des contributions de chaque filière.

La part vendue à terme pour le produit i pourrait ainsi être calculée de la manière suivante :

$$PVAT_i = \sum_{\text{filière } f} \tau_i^f P_i^f \pi_i^f$$

Avec :

- $PVAT_i$: la puissance vendue à terme pour le produit i ;
- τ_i^f : le facteur de charge moyen sur un historique de 5 ans de la filière f sur la période de production du produit i ;
- π_i^f : le niveau minimum observé sur un historique de 5 ans du taux de capture du prix spot, pour la filière f sur la période de production du produit i ;
- P_i^f : la puissance installée prévisionnelle de la filière f pour la période de livraison du produit i .

Ainsi, cette méthode permet de prendre en compte à la fois l'évolution de la composition du parc (grâce à la puissance installée prévisionnelle par filière P_i^f et au facteur de charge de chaque filière τ_i^f) et la diminution du taux de capture observée pour chaque filière de production renouvelable sur les dernières années.

Question 3 Estimez-vous que la méthodologie présentée par la CRE en partie 3.3 est pertinente ? Identifiez-vous des risques associés ou des améliorations possibles de cette méthodologie ?

3.4. Ordre de grandeur de l’augmentation de la part vendue à terme

L’application de la méthodologie présentée en partie 3.3 sur les années de livraison 2027 à 2029 conduirait à la couverture à terme d’environ 15 TWh supplémentaires par an par rapport à la méthodologie actuelle de détermination des PQC (+48 %). Le tableau suivant présente les écarts moyens annuels entre les deux méthodologies sur les différents produits.

Tableau 3 : Ordre de grandeur de la variation de puissances et de volumes vendus pour les années de livraison 2027 à 2029, par produit, en cas d’application de la méthode décrite en partie 3.3 par rapport à la méthode actuelle de détermination des PQC

	(i) Méthode actuelle P90 (MW)	(ii) Méthode P90 bis ¹² (MW)	(iii) Méthode décrite en partie 3.3 (MW)	Variation puissance P90 actuel (iii-i) (MW)	Variation puissance P90 bis (iii-ii) (MW)	Variation volume P90 actuel (iii-i) (TWh)	Variation volume P90 bis (iii-ii) (TWh)
CAL	2 500	2 600	4 800	+2 300	+2 200	+20,1	+19,3
Q1	3 000	2 200	1 800	-1 200	-400	-2,6	-0,9
M11	2 100	1 400	400	-1 700	-1 000	-1,2	-0,7
M12	2 100	1 400	400	-1 700	-1 000	-1,3	-0,7

La méthode envisagée aboutit à une hausse importante des volumes vendus au global.

La diminution observée sur les produits Q1, M11 et M12 est principalement due à l’échéance progressive des contrats d’OA de la filière de la cogénération au gaz naturel, dont les installations produisent principalement en hiver. En effet, la méthode actuelle présente des limites s’agissant de la prise en compte des évolutions de la composition du parc sous OA (répartition entre les différentes filières de production).

La CRE envisage à ce stade d’augmenter progressivement les volumes vendus sur le produit *Calendar*, dans une approche prudente, afin d’atteindre à terme une augmentation du volume des ventes de l’ordre de 15 TWh.

Question 4 Êtes-vous favorable à l’augmentation des volumes vendus à terme par EDF OA, pour un montant maximal de l’ordre de 15 TWh et seriez-vous intéressés, le cas échéant, par l’achat d’une partie de ces volumes supplémentaires ?

Question 5 Quel rythme d’augmentation des volumes recommanderiez-vous, dans une approche progressive ?

¹² La méthode décrite en partie 3.3 apporte deux modifications majeures par rapport à la méthode actuelle. La première est l’ajout d’une composante portant sur le prix capté par le profil de production soutenu. La seconde est la prévision des volumes produits par filière et non plus à l’échelle du parc, afin de mieux capturer la rapide évolution de la composition de celui-ci. Afin de distinguer l’impact des deux effets, une méthode P90 bis intégrant à la méthode actuelle la prévision des volumes par filière (second effet) est ici illustrée.

4. Mise en vente de nouveaux produits

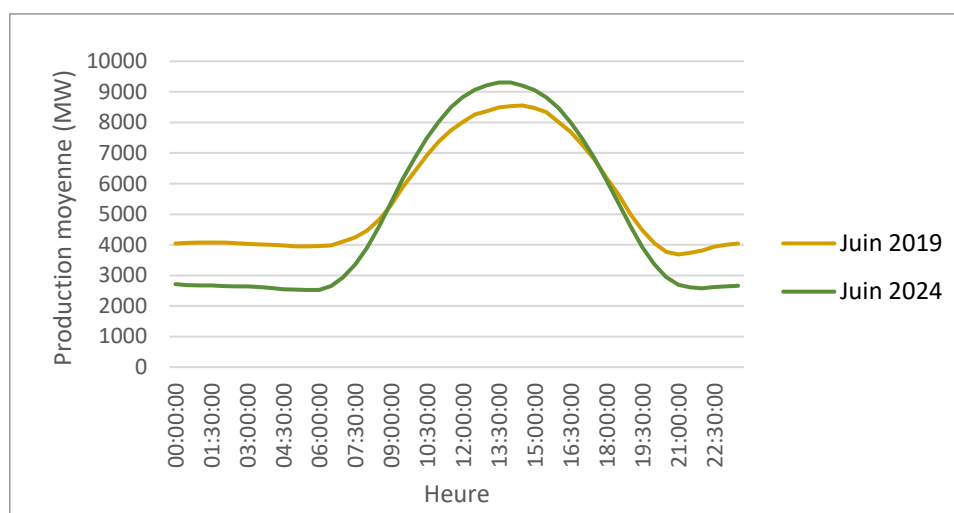
4.1. Evolution du profil de production du périmètre d'installations sous OA d'EDF OA

Le profil de production des installations au périmètre d'EDF OA est en forte évolution avec notamment :

- l'arrivée à échéance progressive des contrats d'OA historiques, et notamment pour les filières de production fonctionnant davantage en « base » (cogénération au gaz naturel et hydroélectricité) ;
- le maintien du régime de l'OA principalement pour les nouvelles installations photovoltaïques de petite taille.

L'augmentation de la part des installations photovoltaïques au sein du périmètre d'EDF OA conduit à une forte production en milieu de journée lors des mois d'été. A l'inverse, l'arrivée à échéance progressive des contrats d'obligation d'achat historiques conduit à une plus faible production moyenne en dehors des heures de production solaire. La Figure 5 ci-dessous illustre cette évolution sur les mois de juin 2019 et de juin 2024 (profil moyen de moins en moins lisse).

Figure 5 : Production moyenne journalière en juin 2019 et en juin 2024 au sein du périmètre d'EDF OA



Les produits en « base » ne permettent pas de couvrir efficacement la production solaire. Une augmentation des volumes vendus à terme sur ces produits peut conduire à devoir acheter des volumes conséquents sur le marché spot en dehors des heures de production solaire, si la production totale du périmètre d'EDF OA est inférieure à la puissance vendue à terme. De plus, les achats sur le marché spot se feraient alors généralement à un prix élevé en raison de la corrélation négative entre la production d'électricité renouvelable et les prix spot.

Plusieurs types de produits sont envisageables pour se rapprocher du profil de production du parc soutenu actuel de manière plus fine :

- des produits « solaires » permettant de valoriser une puissance constante sur les heures de forte production solaire de la journée (par exemple de 11h à 17h) ;
- des produits « solaires » profilés permettant de valoriser une puissance variant sur chaque heure de la journée en fonction de la production photovoltaïque prévue (le profil pourrait être défini chaque mois) ;
- des produits de type *peak* (vente d'un ruban sur la période 8h-20h du lundi au vendredi).

Parmi les trois types de produits cités ci-dessus, seuls les produits *peak* sont actuellement échangeables sur la plateforme de marché EEX (ces produits sont dits « standards »).

La CRE estime à ce stade pertinent d'envisager la mise en vente par EDF OA de nouveaux produits permettant de couvrir de manière plus fine la production solaire du parc sous OA. La valorisation de ces produits serait réalisée au plus tôt pour l'année de livraison 2027 (voire 2028 selon le calendrier de mise en œuvre opérationnelle), en raison des développements opérationnels nécessaires à l'introduction de nouveaux produits dans les enchères d'EDF OA¹³. Dans une approche prudente, des volumes plus faibles pourraient être mis en vente pour la première année.

La CRE aborde également en fin de partie la question de la possible évolution à moyen terme des produits standards *peak/off-peak* actuels, afin qu'ils reflètent davantage les nouveaux équilibres du système électrique.

Question 6 Identifiez-vous d'autres types de produits (hors produits *peak* ou « solaire ») qui pourraient être proposés à la vente par EDF OA ? Le cas échéant, nous vous invitons à fournir une estimation des volumes que vous seriez intéressé d'acquérir annuellement par type de produit.

4.2. Produits *peak*

4.2.1. Gains de couverture permis par l'introduction de produits *peak*

Les produits *peak* (vente d'un ruban de 8h à 20h du lundi au vendredi) permettent de rapprocher le profil des volumes vendus à terme par rapport au profil effectif de la production du parc sous OA. Ils présentent par ailleurs l'avantage important de constituer des produits standards, échangés sur les plateformes de marché organisé.

Plus la gamme de produits capture finement les variations de production du portefeuille, plus la mise en place d'une stratégie de couverture pourra être fine, quel que soit l'objectif recherché. A titre d'exemple, dans une stratégie de couverture minimisant les positions nettes sur le marché spot comme présenté dans la section 3.2, pour l'année 2024, la vente par EDF OA de produits Q2 et Q3 *peak* (par exemple) pourrait représenter une puissance de 3 GW au maximum (soit environ 5 TWh au total). Selon la méthodologie actuelle de définition de la PQC, ce niveau serait d'environ 2 GW (soit environ 4 TWh). *In fine*, la vente de ce produit aurait permis de réduire de l'ordre de 10 % (selon la méthodologie de calcul de la part vendue à terme utilisée) le volume d'énergie cumulé des ventes et des achats en valeurs absolues sur le marché spot. Ce gain apparaît significatif.

En mai 2025, la CRE et EDF OA ont interrogé les contreparties qualifiées des appels d'offres menés par EDF OA, sur leur intérêt pour l'achat de produits *peak*. La grande majorité des répondants ont indiqué être intéressés par l'achat de produits *peak* annuels, trimestriels et mensuels.

La CRE envisage à ce stade de mettre en vente des produits *peak* au plus tôt pour l'année de livraison 2027 (voire 2028).

4.2.2. Liquidité des différents produits *peak*

Les produits *peak* (vente d'un ruban sur la plage 8h- 20h du lundi au vendredi) existent actuellement sur les plateformes de marché organisé pour différentes durées de livraison : produits annuels (*Calendar* ou CAL), trimestriels (*Quarter* ou Q), mensuels (*Month* ou M), hebdomadaires etc. S'agissant de la production d'électricité solaire, il est a priori pertinent de disposer d'une granularité plus fine que les produits annuels, en raison de l'écart important de production solaire entre l'été et l'hiver.

¹³ L'introduction de produits non standards, comme les produits solaires, apparaît à date plus complexe à mettre en œuvre opérationnellement pour EDF OA, d'où des délais d'implémentation a priori allongés.

Les produits à livraison *a minima* trimestrielle semblent plus propices à la valorisation à terme que les produits mensuels du fait de leur plus forte liquidité (effet qui se renforce en 2025), comme le montre le tableau ci-dessous. Un faible niveau de liquidité accroît la volatilité des prix et représente un risque de ne pas vendre les volumes de manière compétitive, augmentant le coût pour les CSPE.

Tableau 4 : Volumes totaux échangés à partir d'un an avant la livraison des produits peak trimestriels et mensuels pour livraison en 2024 et 2025¹⁴

	Produit	Volume échangés (MW)	Moyenne sur trois mois de livraison (MW)
Produit annuel	Y_2024	2 543	/
Produits trimestriels	Q1_2024	1 095	/
	Q2_2024	3 273	
	Q3_2024	4 114	
	Q4_2024	2 911	
Produits mensuels	janv-2024	764	1 904
	févr-2024	1 811	
	mars-2024	3 137	
	avr-2024	1 455	2 284
	mai-2024	2 324	
	juin-2024	3 072	
	juil-2024	5 434	3 943
	août-2024	4 462	
	sept-2024	1 933	
	oct-2024	2 463	1 456
	nov-2024	934	
	dec-2024	970	
Produit annuel	Y_2025	4 587	/
Produits trimestriels	Q1_2025	1 846	/
	Q2_2025	7 406	
	Q3_2025	8 193	
	Q4_2025	4 150	
Produits mensuels	janv-25	995	1 285
	févr-25	1 080	
	mars-25	1 780	
	avr-25	837	1 448
	mai-25	1 911	
	juin-25	1 596	
	juil-25	3 659	3 789
	août-25	3 145	
	sept-25	4 564	
	oct-25	6 494	/
	nov-25	3 589	

¹⁴ Données provenant d'une part de la plateforme EEX, et d'autre part des données déclarées par les acteurs de marché au titre du règlement REMIT (Règlement (UE) n ° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie).

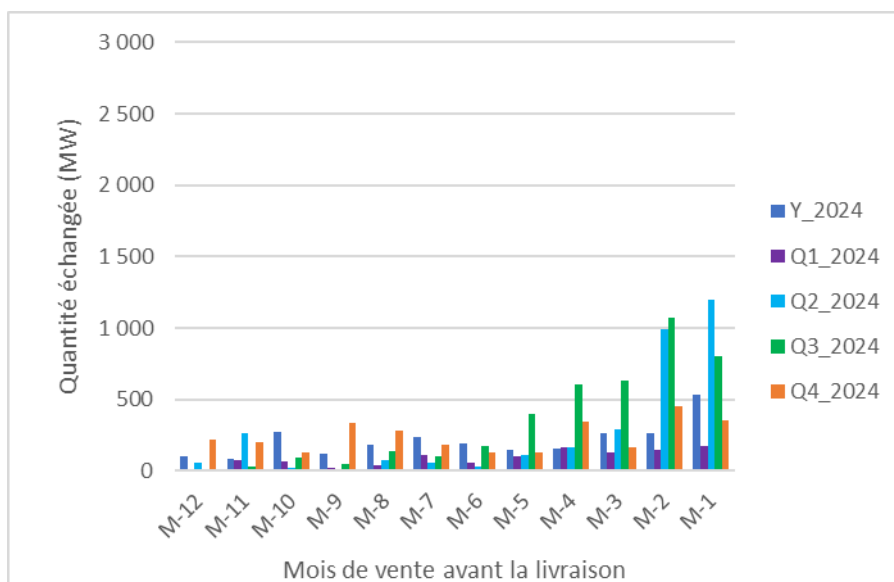
Cette liquidité plus importante sur les produits *peak* trimestriels et annuels conduit la CRE à les privilégier à ce stade par rapport aux produits mensuels.

Par ailleurs, la Figure 6 et la Figure 7 ci-dessous présentent les volumes échangés des produits *peak* trimestriels et annuels 2024 et 2025, sur les douze mois précédant la livraison. Ces produits ont significativement gagné en liquidité en 2025, notamment les produits Q2 et Q3 qui présentent une liquidité élevée à partir de six mois avant la livraison. Si cette tendance se poursuit en 2026, la CRE pourrait envisager une mise en vente des produits Q2 et Q3 *peak* lissée sur 6 mois.

Ainsi, la mise en vente du volume maximal identifié par la CRE avec la méthodologie décrite en section 3.3, de 3 GW de produit *peak* trimestriel conduirait à vendre 500 MW par mois et par produit si des ventes sur 6 mois était décidées. La Figure 7 ci-dessous montre que ce volume représente certains mois plus de la moitié des volumes de Q2 et Q3 *peak* de l'année 2025 vendus. Cette proportion semble trop élevée et représenterait un risque important pour le budget de l'Etat. Dans une approche prudente, la CRE envisage de retenir un volume plus faible dans un premier temps.

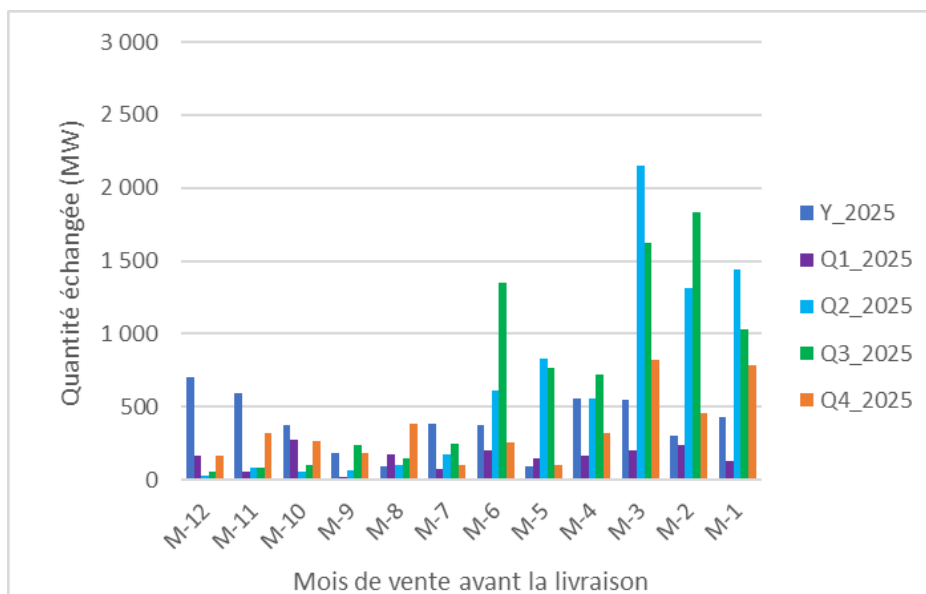
La vente de produits Q1 et Q4 *peak* ou d'un produit *Calendar peak* pourrait également être envisagée.

Figure 6 : Volumes échangés pendant les mois précédents la livraison des produits *peak* trimestriels et annuels à livraison 2024¹⁵



¹⁵ Données provenant d'une part de la plateforme EEX, et d'autre part des données déclarées par les acteurs de marché au titre du règlement REMIT (Règlement (UE) n ° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie).

Figure 7 : Volumes échangés pendant les mois précédents la livraison des produits peak trimestriels et annuels à livraison 2025²⁵



Question 7 Estimez-vous que la proposition de la CRE de privilégier le cas échéant, dans un premier temps, la vente sur une période lissée de six mois de produits Q2 et Q3 *peak* est pertinente et seriez-vous intéressés, le cas échéant, par l'achat de tels volumes ?

Question 8 Sinon, quels produits et quelles maturités préconiserez-vous ? En particulier, estimez-vous qu'il serait plus pertinent de privilégier la vente d'un produit *Calendar Peak* ?

Question 9 Êtes-vous favorable à une approche prudente de détermination des volumes mis en vente pour les produits *peak*, en fonction de la liquidité du marché constatée ?

4.3. Produits « solaires »

4.3.1. Gains de couverture permis par l'introduction de produits « solaire »

Du point de vue de la couverture des volumes d'énergie sous OA au périmètre d'EDF OA, plus le produit à terme présente un profil proche du profil de production, meilleure sera la couverture à terme qui pourra être réalisée grâce à ce produit.

Ainsi, des produits ciblant les heures de forte production solaire permettraient à EDF OA de couvrir une partie importante de la production solaire sous OA, notamment pendant les mois d'été où la production solaire est élevée.

Même si un produit profilé pourrait suivre de manière plus fine la production solaire, un produit avec une puissance fixe sur une plage horaire donnée est plus simple à mettre en place en pratique. Pour ce type de produits, la CRE estime à ce stade que la plage horaire 11h-17h serait la plus pertinente pour capturer les variations de production dues à la production solaire du périmètre d'EDF OA. Les analyses de la suite de la présente section portent sur ce produit.

A titre d'exemple, dans une stratégie de couverture visant à minimiser les positions nettes au spot (à l'achat et à la vente), sur la base de l'année 2024, la vente d'un produit trimestriel sur la plage horaire 11h-17h sur les deuxièmes et troisièmes trimestres aurait pu permettre de réduire jusqu'à environ 20 % le volume d'énergie cumulé des ventes et des achats en valeurs absolues sur le marché spot¹⁶. Ce gain paraît significatif.

Ainsi, la mise en vente de produits « solaires » est en théorie pertinente afin de permettre une meilleure couverture de la production d'énergie sous le régime de l'OA au périmètre d'EDF OA. Ce type de produit présente toutefois deux limites importantes, présentées dans les sections suivantes :

- la demande apparaît trop limitée à date pour que les ventes réalisées par EDF OA puissent fonctionner de manière satisfaisante ;
- en l'absence de références de prix (à ce stade) pour ce produit non-standard, la vente d'un tel produit par EDF OA ferait porter un risque supplémentaire sur le budget de l'Etat. Ce risque provient principalement des décotes liées au risque d'absence de marché secondaire suffisamment liquide par les acheteurs.

4.3.2. Intérêt faible identifié à date s'agissant de la demande

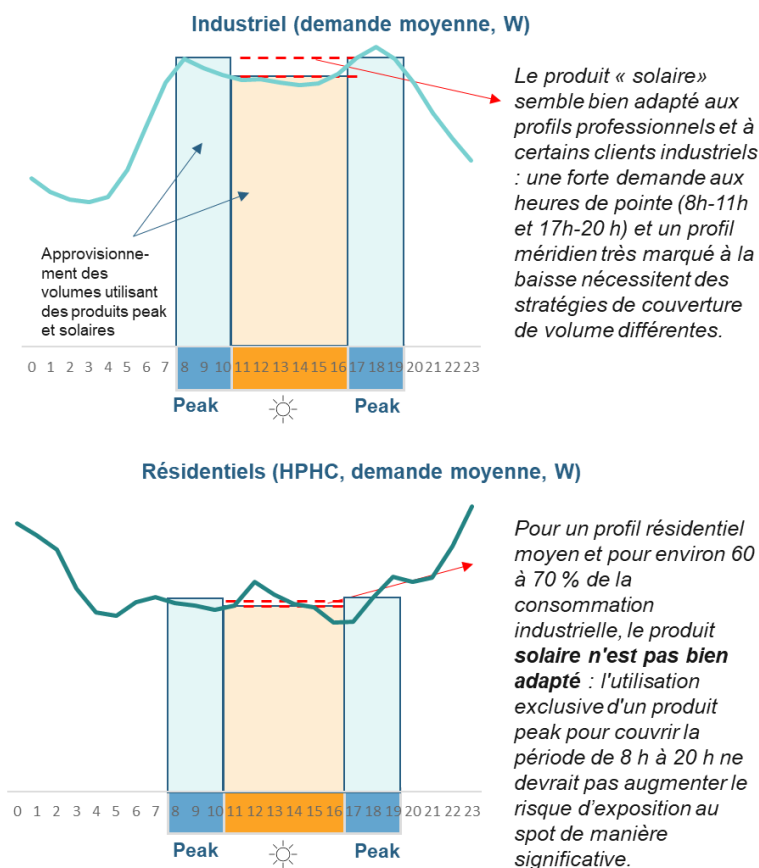
Un fournisseur peut dès à présent anticiper les prix du marché spot sur les heures solaires et proposer une grille tarifaire « solaire » ainsi qu'un prix adapté à ses clients. Néanmoins, il reste exposé à un risque de prix, faute de produits à terme aujourd'hui spécifiquement calibrés sur ces heures.

En effet, si les fournisseurs peuvent se prémunir contre la volatilité du marché spot en recourant à des produits à terme standards (base, *peak*), ces derniers ne reflètent pas toujours fidèlement le profil de consommation de leurs clients. Cette inadéquation accroît le risque de couverture lorsque la courbe de charge s'écarte de celle des produits existants, ce qui se traduit généralement par des majorations sur leurs offres. Dans ce contexte, un produit à terme spécifiquement adossé aux heures solaires pourrait présenter un intérêt pour certains fournisseurs ou consommateurs, en offrant une complémentarité aux produits actuels.

La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** illustre cet intérêt pour différents types de consommateurs. Les analyses de la présente section portent sur un produit 11h-17h.

¹⁶ A noter que l'introduction de ce type de produits engendrerait une diminution du volume vendu sur le produit CAL. Le produit CAL serait en effet calculé en dehors des plages horaires du produit *peak* c'est-à-dire à des moments où la production soutenue via le régime de l'OA est plus faible.

Figure 8: Illustration de l'intérêt du produit solaire (11h-17h) par rapport au produit peak pour différentes catégories de consommateurs



Analyse quantitative

Afin d'évaluer le besoin de couverture physique des acheteurs, la CRE a mené des simulations sur différents profils de consommation, en analysant la distribution des risques financiers auxquels un fournisseur est exposé, selon qu'il dispose ou non du produit solaire (c'est-à-dire uniquement avec les produits à terme actuellement disponibles). Plus l'écart-type de cette distribution est élevé, plus le coût de la couverture du portefeuille reste sensible aux variations du prix spot. Si l'introduction d'un produit à terme « solaire » ne modifie pas cet écart-type, le risque de proposer des grilles tarifaires avec des heures solaires demeure inchangé par rapport à une couverture avec les produits standard du marché. Le tableau ci-dessous présente les résultats quantitatifs obtenus pour différents profils de consommation.

Tableau 5 : Analyse quantitative du gain d'écart-type permis par le produit solaire 11h-17h pour différentes catégories de consommateurs

Consommateur	Gain d'écart-type avec produit solaire
Résidentiel	< 3 %
Professionnel	< 3 %
Industriel type 1 ¹⁷	< 3 %
Industriel type 2	6 %
Industriel type 3	11 %

Le gain constaté demeure ainsi globalement limité, à l'exception de certains profils de consommateurs, et dans des proportions faibles. Ce bénéfice provient principalement de l'atténuation de l'exposition au spot à la vente, plutôt qu'à l'achat. Cette limitation s'explique en grande partie par la concurrence exercée par le produit *peak*, ce qui reflète l'absence de complémentarité réelle entre ces deux produits. En effet, la consommation moyenne sur les heures solaires (11h-17h) demeure relativement stable par rapport aux heures *peak* hors solaires (8h-11h et 17h-20h), limitant ainsi l'apport potentiel du produit solaire par rapport au produit *peak*.

Cependant, en cas de déplacement de la consommation sur les heures solaires, l'achat d'un tel produit pourrait devenir davantage pertinent. L'évolution des plages horaires des heures creuses à partir de novembre 2025 pourrait contribuer à ce déplacement de consommation. La CRE pourra considérer à nouveau le gain permis par le produit 11h-17h lorsqu'elle disposera d'un retour d'expérience suffisant sur les impacts en pratique de cette évolution.

Consultation informelle des contreparties qualifiées des appels d'offres d'EDF OA

En mai 2025, la CRE et EDF OA ont interrogé les contreparties qualifiées des appels d'offres menés par EDF OA, sur leur intérêt pour l'achat de produits « solaires » non standards, en particulier sur les trois catégories de produits suivantes :

- un produit en base sur la plage horaire 11h - 17h ;
- un produit en base sur la plage horaire 12h - 16h ;
- un produit plus fin, où la puissance livrée serait profilée heure par heure (un profil solaire serait défini pour chaque mois avec la puissance livrée à chaque heure de la journée).

Les contreparties d'EDF OA ont, dans l'ensemble, montré un intérêt très limité pour ces trois catégories de produits, seules quelques contreparties ayant indiqué un intérêt, pour des volumes très faibles (30 MW environ au total). Les principales raisons évoquées par les contreparties sont l'inadéquation de ce produit avec leur profil de consommation et son caractère non-standard.

Ces réponses confirment l'intérêt faible des acheteurs pour les produits « solaires » à ce jour.

4.3.3. Risque supplémentaire identifié pour le budget de l'Etat

Les appels d'offres mis en place par EDF OA portent actuellement uniquement sur des produits dits « standards ». Il est donc notamment possible de comparer le résultat des ventes de volumes sous OA avec les prix des plateformes de marché organisé, qui concentrent un grand nombre d'échanges.

¹⁷ Dans cette analyse, la CRE a distingué trois types d'industriels : les industriels ayant une courbe de consommation quasi-constante (type 1, environ 70 % des industriels), les industriels ayant une consommation maximale entre 8h et 10h et entre 18h et 20h (type 2, environ 20 % des industriels) et les industriels ayant une consommation très faible à midi et une consommation stable le reste de la journée (type 3, environ 10 % des industriels).

Une approche possible pour essayer de quantifier la performance en matière de prix de vente de la production photovoltaïque sous OA (et donc le risque associé à une sous-valorisation), est d'estimer la « valeur marché » de cette production. Afin d'estimer la valeur future de la production solaire, il est possible de considérer le prix Baseload sur le marché à terme (par exemple sur les trimestres Q2 et Q3) et de l'ajuster par un ratio historique entre le prix spot capturé par le profil du produit retenu (par exemple, 11h-17h) et le prix spot moyen en base.

La qualité de prévision de ce ratio est alors primordiale pour s'assurer de la performance des ventes. Or ce ratio connaît une évolution à la baisse conséquente ces dernières années du fait de la cannibalisation de la production solaire, cette tendance pouvant continuer, se stabiliser ou s'inverser à l'avenir en fonction d'un ensemble de paramètres impossibles à prévoir. Au global, ce ratio est donc particulièrement difficile à anticiper dans un contexte d'évolutions fortes des marchés de l'électricité français et européen. Les effets en matière de CSPE et donc les risques pour le budget de l'Etat pourraient alors être très conséquents (plusieurs dizaines voire plusieurs centaines de millions d'euros).

Au vu des limites présentées précédemment, la CRE estime à ce stade que les produits « solaires » ne sont pas suffisamment matures, la demande n'étant pas établie et les risques n'étant pas suffisamment maîtrisés. A court terme, les produits de type *peak* apparaissent plus appropriés.

Question 10 Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE sur l'opportunité d'inclure un produit « solaire » 11-17h dans les ventes réalisées par EDF OA ?

Question 11 Quel serait votre intérêt pour l'achat du produit « solaire » 11h-17h au sein des enchères d'EDF OA ? Le cas échéant, indiquez une estimation de la maturité et des volumes qui vous intéresseraient, ainsi que le produit que vous privilégieriez (produit en base ou produit plus fin, où la puissance livrée serait profilée heure par heure¹⁸).

Question 12 Plus généralement, êtes-vous en capacité de vous positionner à l'achat sur des produits « non-standards », c'est-à-dire des produits pour lesquels il n'existe pas de contrat équivalent sur un marché organisé ?

Question 13 Partagez-vous le constat de la CRE s'agissant du risque pour le budget de l'Etat lié à l'absence de prix de référence pour des produits solaires ? Avez-vous connaissance d'autres références de prix pour des produits solaires qui pourraient contribuer à s'assurer de la performance des ventes de la production sous OA ?

4.4. Une alternative à moyen terme : la question d'une possible évolution potentielle des produits *peak/off-peak*

Les deux sous-parties précédentes tendent à montrer :

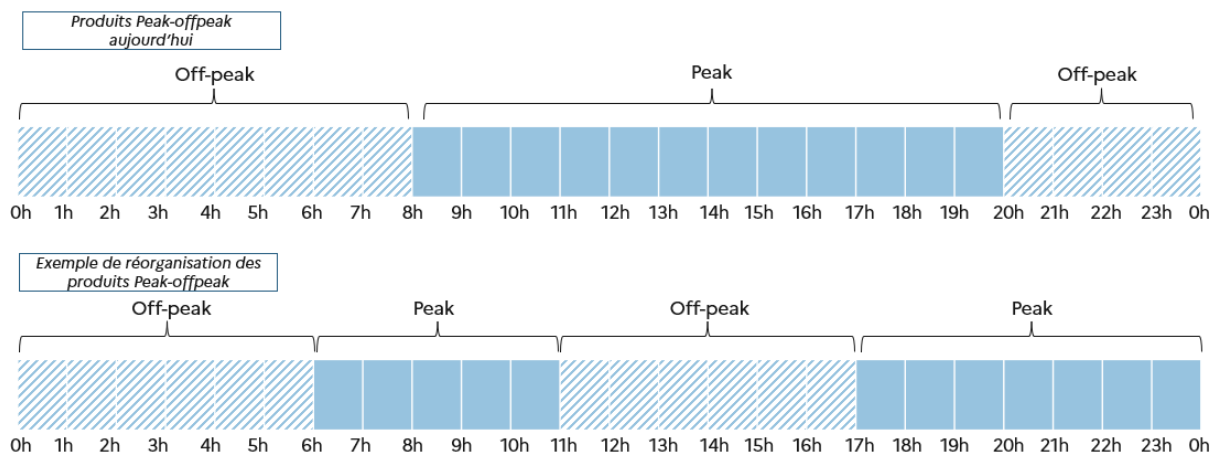
- qu'un produit « solaire » sur la plage 11h-17h est logiquement très adapté à la production du parc photovoltaïque sous obligation d'achat ;
- que la demande incertaine sur ce type de produit non-standard rend son introduction dans les ventes à terme opérées par EDF OA risquée du point de vue du budget de l'Etat.

A ce stade, comme précisé ci-dessus, la CRE privilégie donc la vente de produits *peak* standards.

¹⁸ Un profil solaire serait défini pour chaque mois avec la puissance qui serait livrée à chaque heure de la journée.

Une solution intermédiaire pourrait consister à analyser l'intérêt et les modalités d'une évolution des produits standards *peak/off-peak* actuels, afin qu'ils reflètent davantage les nouveaux équilibres du système électrique. Ces nouveaux produits pourraient continuer à couvrir une plage de douze heures, comme les produits standards actuels, mais qui serait potentiellement fractionnée en deux parties (afin, en particulier, d'extraire les heures méridiennes du produit *peak* actuel : par exemple un produit *peak* couvrant les plages 6h-11h et 17h-24h, comme illustré dans le schéma ci-dessous).

Figure 9: Exemple d'évolution des plages horaires des produits *peak/off-peak*



L'avantage d'une telle évolution des produits *peak/off-peak*, qui ne dépend pas de la CRE mais des acteurs de marché européens, est qu'elle est plus proche de la définition actuelle des produits standards de marché et donc plus facile à réaliser. Les produits correspondants pourraient être, pour les acheteurs, plus simples à intégrer dans leur stratégie générale de couverture. Dans ces conditions, l'adéquation des nouveaux produits avec le profil de production au périmètre d'EDF OA devrait également être analysée pour évaluer l'intérêt de leur introduction dans les appels d'offres menés par EDF OA.

Question 14 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'évolution des produits *peak/off-peak* ?

Question 15 Seriez-vous favorable à l'introduction de ce type de produit dans les ventes à terme de la production sous OA, sous réserve de la démonstration de sa pertinence au vu du profil de production sous OA, même en l'absence d'évolution des produits standards *peak/off-peak* ? Si oui, une telle évolution vous semble-t-elle préférable à la mise en vente de produits « solaires » 11h – 17h ?

Question 16 Avez-vous d'autres remarques ?

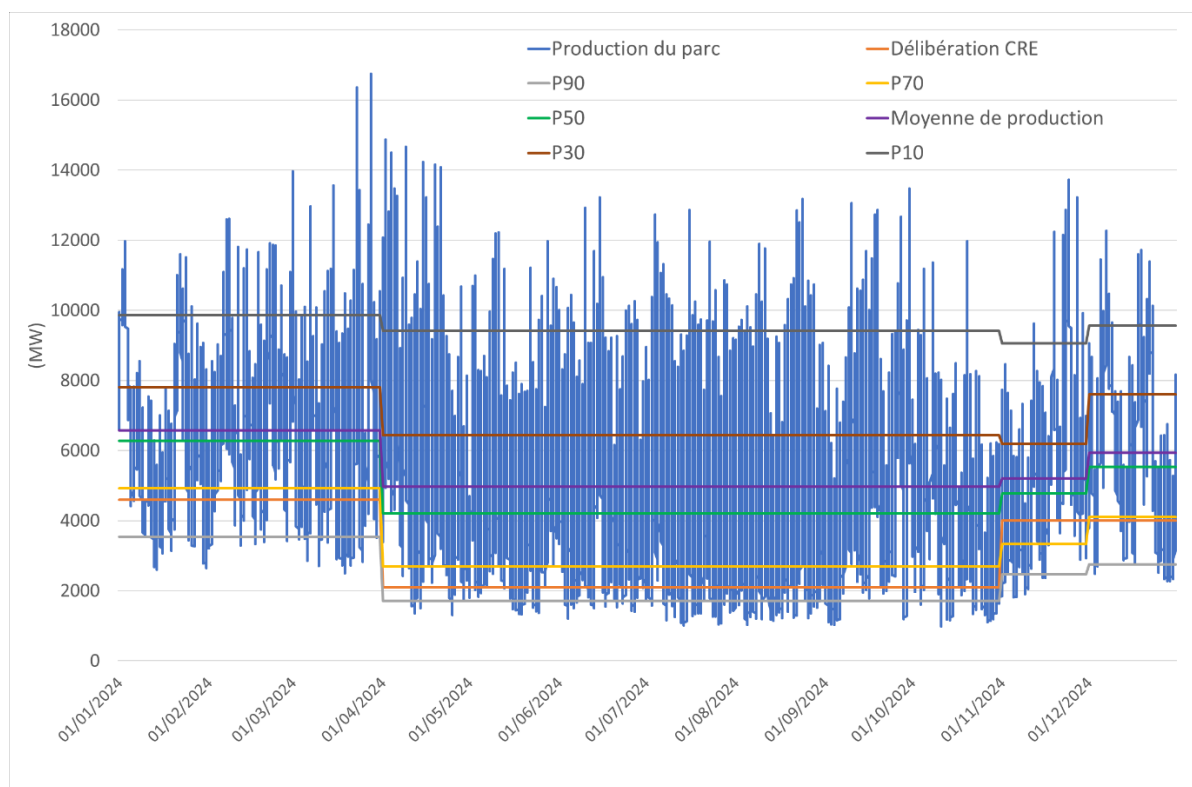
Annexe : Illustration de différentes stratégies de couverture sur le périmètre d'EDF OA

La présente annexe présente un calcul simplifié¹⁹ du résultat financier de différentes stratégies de couverture sur le périmètre d'EDF OA :

- « Délibération CRE » : il s'agit des volumes effectivement définis *ex ante* dans les délibérations de la CRE portant sur la part-quasi certaine du volume sous OA au périmètre d'EDF OA ;
- « Moyenne de production » : il s'agit du volume moyen de production du parc, constaté *ex post* ;
- « PXX » : il s'agit du centile de pas de temps de la production du parc. Par exemple, le P70 signifie que le volume vendu à terme est inférieur à la production du parc 70 % du temps (d'où une répartition 70 % / 30 % entre les ventes et les achats sur le marché spot).

La figure ci-dessous illustre la diversité de résultats obtenus au travers de ces stratégies.

Figure 10 : Illustration sur l'année 2024 de différentes stratégies de couverture à terme du parc sous OA

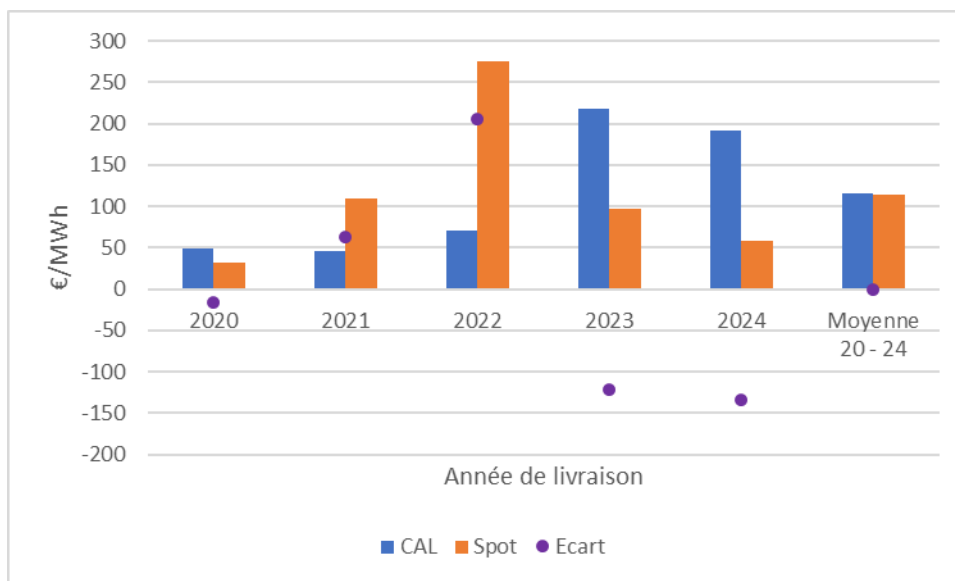


En fonction de la conjoncture des prix, chaque stratégie amène à un résultat financier variable. En effet, si les prix ont une tendance haussière les stratégies de vente minimisant les positions à terme amèneront mécaniquement à de meilleurs résultats, et inversement.

¹⁹ Le calcul ne tient pas compte des différents modes de valorisation de l'énergie sur les marchés de court-terme, l'écart entre l'énergie produite et l'énergie vendue à terme est entièrement valorisée au spot. De plus, une modification des volumes vendus à terme aurait pu impacter son prix de vente. Dans le cadre du présent calcul, les prix de vente ne sont pas modifiés.

Cependant, les prix à terme étant, en théorie, la meilleure prévision des prix spot futurs, les différentes stratégies de valorisation aboutissent en théorie au même résultat financier sur une période longue, pouvant connaître des tendances de prix haussières comme baissières. Par exemple, sur la période 2020 – 2024, si les écarts entre les prix à terme et les prix spot moyens ont atteint des niveaux conséquents sur certaines années, l'écart moyen est très faible :

Figure 11 : Ecart entre les prix à terme ici défini comme le prix settlement moyen sur EEX du produit Calendar base sur les deux années précédant la livraison et le prix spot moyen sur la période 2020 – 2024.



Ainsi, sur cette période d'observation, toutes les stratégies définies précédemment aboutissent en moyenne à des résultats financiers cumulés comparables.

Figure 12 : Calcul simplifié du résultat financier cumulé des différentes stratégies sur la période 2020-2024.

