

QUESTION 1 : QUEL EST SELON VOUS LE DEGRÉ DE FLEXIBILITÉ DES ACTIFS ENR EXISTANTS (SELON LEUR FILIÈRE OU LEUR TAILLE NOTAMMENT) ? EN CAS DE CONTRAINTES TECHNIQUES OU ENVIRONNEMENTALES, MERCI DE LES PRÉCISER.

QUESTION 2 : QUELLES SOLUTIONS PERMETTRAIENT D'OPTIMISER CETTE FLEXIBILITÉ AFIN QUE CES ACTIFS PUISSENT RÉPONDRE À DES SIGNAUX DE PRIX SUR UN PAS DE TEMPS DE 15 MINUTES ? A QUEL COÛT ET DANS QUEL DÉLAI CES SOLUTIONS POURRAIENT ÊTRE MISES EN ŒUVRE ?

QUESTION 3 : MÊMES QUESTIONS POUR LES ACTIFS SUSCEPTIBLES DE SIGNER DES NOUVEAUX CONTRATS DE SOUTIEN EN COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION.

QUESTION 4 : PARTAGEZ-VOUS LES PRINCIPAUX EFFETS DE CHAQUE SOLUTION TELS QUE DÉCRITS PAR LA CRE ? EN IDENTIFIEZ-VOUS D'AUTRES ?

Réponse non confidentielle

RTE partage l'analyse de la consultation portant sur les effets des différentes options, et nous nous attachons ci-dessous à décrire pour chaque option les impacts sur l'équilibrage du système.

A l'heure actuelle, RTE ne dispose pas de prévisions de programmation exhaustives et fiables en amont du temps réel ; c'est un enjeu majeur pour la bonne gestion de l'équilibrage auquel la filière s'attèle, car ce sujet fait l'objet de travaux menés par RTE dans le cadre de l'élaboration et de l'évolution des règles de marchés, en concertation avec les acteurs. Dans l'attente, la capacité de RTE à prévoir le comportement des acteurs et le volumes d'arrêts sur prix négatifs, en l'absence de programmes exhaustifs et fiables, est cruciale pour assurer l'équilibrage, un fonctionnement efficace du marché, et la sûreté système. Aussi, nous nous attacherons à détailler la prévisibilité associée à chaque option.

Enfin, s'il est exact que seulement 4 % des heures à prix négatif étaient isolées entre 2018 et le premier semestre de 2024, cette analyse d'historique reste à relativiser car les périodes de prix spot aujourd'hui faiblement positifs au pas horaire pourraient à l'avenir se décomposer en courts épisodes de prix négatifs pendant 1, 2 ou 3 pas 15 minutes.

- Option A

Les épisodes de prix négatifs du marché SPOT actuels créent d'importantes tensions sur le système électrique lors de l'entrée et de la sortie de la plage de prix négatifs. Les volumes d'arrêts constatés entre fin mars et début avril 2025 sont de l'ordre de 6 à 9 GW d'arrêts en quelques minutes, suivi de reprise à la fin de la période de prix négatifs, soit 2 à 3 fois la réserve primaire européenne. En l'absence de liquidités suffisantes sur les moyens flexibles (avec DMO et Domin courts, et notamment à la baisse), la dynamique de ces volumes d'arrêts est particulièrement complexe à gérer, et génère régulièrement des écarts de fréquence.

A ce titre, les créneaux isolés de prix négatifs 15 minutes présentent un risque particulièrement élevé pour la sûreté système, avec d'important volume d'arrêts puis de reprise de production en moins de 15 minutes. L'insuffisance de produits d'équilibrage à DMin 15 minutes ne permet pas à l'heure actuelle de réguler de tels épisodes, car cela impliquerait une gestion de tels épisodes entièrement basés sur la réserve secondaire, dont le dimensionnement actuel reste très inférieur aux volumes d'arrêts constatés entre fin mars et avril 2025. Le risque associé à de tels épisodes serait d'importants écarts de fréquence pour cause de déséquilibre sur le réseau français, à la baisse puis la hausse en moins de 15 minutes. Le nombre d'occurrence de ce type de créneaux isolés au sein d'une même année sera probablement faible devant le nombre total de créneaux de prix négatifs, mais doit être mis en regard du risque associé.

Concernant la prévisibilité des arrêts, l'option A présente l'intérêt d'envoyer le même signal de marché à toutes les EnR, qu'elles soient sous mécanisme de soutien ou non. Toutefois à court terme, comme indiqué par la CRE dans sa consultation, les producteurs EnR sous CR insuffisamment flexibles pourraient être amenés à vendre leur production à prix négatif, complexifiant l'estimation des volumes d'arrêt de production que doit réaliser RTE.

- Option B

Le système électrique tend globalement vers un équilibrage au pas 15 minutes : pas de règlement des écarts, granularité des prix spot et infrajournaliers, passage à 96 guichets. L'option B propose des signaux d'arrêts et reprises aux heures rondes, ce qui n'est pas cohérent avec le besoin lié à l'évolution du système électrique.

L'indicateur du prix moyen ne nous semble pas adapté aux besoins de l'équilibrage. Près de la moitié des prix négatifs depuis 2022 se situent dans la fourchette entre -1 et 0€/MWh.

Concernant la prévisibilité des volumes d'arrêts, tout comme l'option C, l'option B crée un signal prix différent pour les EnR en mécanisme de soutien des EnR hors mécanisme de soutien, complexifiant la prévision des volumes d'arrêts.

A noter que le Projet de Loi Finances 2025 prévoit, dans l'hypothèse où le prix spot est négatif mais qu'un des prix intrajournalier est positif, de maintenir le versement de la prime même si le site produit. Il sera nécessaire, pour l'option B comme pour l'option C, de clarifier sur quels prix intrajournalier se baser pour décider du maintien du versement de la prime.

- Option C

Comparativement à l'option B, cette option permet de sortir d'une logique d'heures rondes, et donc permettrait le versement de la prime sur des créneaux 15 minutes non nécessairement multiples de 4, ce qui est au plus proche d'un signal efficace pour le système. Cette option est identique à l'option A pour les plages de prix négatifs durant plus d'une heure, ce qui constitue la majorité des situations, tout en se prémunissant des risques associés à l'option A d'avoir des créneaux de 15 minutes de prix négatifs.

L'impact de cette option sur la prévisibilité, ainsi que le besoin de clarification de l'impact du PLF 2025, sont les mêmes que pour l'option B.

QUESTION 5 : POUR CHAQUE SOLUTION, QUELLE(S) STRATÉGIE(S) UN PRODUCTEUR ENR SOUTENU PAR LE RÉGIME DU CR DEVRAIT ADOPTER POUR MAXIMISER SES REVENUS ? CETTE(CES) STRATÉGIE(S) VOUS PARAÎ(SSE)N(T)-ELLE(S) IMPLÉMENTABLE(S) OPÉRATIONNELLEMENT ?

QUESTION 6 : SELON VOUS, PARMI LES TROIS OPTIONS PRÉSENTÉES, LAQUELLE DEVRAIT ÊTRE RETENUE ? DEVRAIT-IL Y AVOIR UNE DIFFÉRENCE ENTRE LES NOUVEAUX CONTRATS ET LES CONTRATS DÉJÀ EN VIGUEUR OU UNE PÉRIODE DE TRANSITION MINIMALE POUR LES CONTRATS DÉJÀ EN VIGUEUR ?

Comme mentionné en réponse à la question 4, l'insuffisance de produits d'équilibrage avec des Conditions d'Utilisation des Offres souples (DMO et DMin 15 minutes) ne permet pas à l'heure actuelle de réguler l'impact système d'épisodes de prix négatifs isolés de 15 minutes, car cela impliquerait une gestion de tels épisodes entièrement basés sur la réserve secondaire, dont le dimensionnement actuel reste très inférieur aux volumes d'arrêts constatés entre fin mars et avril 2025 de 6 à 9 GW.

Plusieurs projets et travaux sont en cours pour augmenter et améliorer la liquidité des offres à CUO courtes dans les mois et années à venir (Appel d'offre sur les réserves à la baisse, participation des EnR au mécanisme d'ajustement, plateforme MARI...). Toutefois à moyen terme, l'option A nous paraît être l'option présentant le risque le plus élevé pour la sûreté du système électrique, vu le risque d'apparition de créneaux de prix négatifs isolés de 15 minutes.

L'option C est l'option préférentielle vue de RTE. Dans la majorité des situations (plages de prix négatifs de plus d'une heure) elle sera identique à l'option A, tout en présentant l'avantage de se prémunir du risque d'épisodes de prix négatifs isolés de 15 minutes.

Etant donné le rythme important de croissance des puissances installées du parc EnR, instaurer une différence entre les contrats en vigueur et les contrats à venir entraînera rapidement une difficulté accrue de prévisibilité des volumes d'arrêts.

Comme mentionné dans la question 4, la capacité de RTE à prévoir le comportement des acteurs et les volumes d'arrêts sur prix négatifs, en l'absence de programmes exhaustifs et fiables, est cruciale pour assurer l'équilibre, un fonctionnement efficace du marché, et la sûreté système. RTE alerte donc sur les risques pour la sûreté qu'engendrerait une mise en œuvre différenciée en fonction des contrats et est favorable à la mise en œuvre de l'option C dès le passage du marché spot au pas 15 minutes, et pour l'intégralité des contrats.

QUESTION 7 : ENVISAGEZ-VOUS D'AUTRES SOLUTIONS QUI POURRAIENT AVOIR DE MEILLEURES PROPRIÉTÉS QUE CELLES PRÉSENTÉES DANS LE PRÉSENT DOCUMENT ?

Réponse non confidentielle

Les importants volumes d'arrêts constatés en 2025 créent d'importantes tensions sur le système électrique étant donné la dynamique d'arrêts et de redémarrage (ramping) de l'ensemble des EnR en mécanisme de soutien. Avec 9 GW d'arrêts en 15 minutes, les ramping constatés en 2025 ont atteint 600 MW/min, soit 8 à 10 fois la pente de variation de la consommation généralement observée l'hiver dans la montée de charge entre 6h30 et 9h00, entraînant un risque de variation importante de la fréquence du système électrique.



Compte-tenu de la pénétration croissante des EnR en mécanisme de soutien dans le mix énergétique, ce ramping devrait encore augmenter dans les mois et années à venir. RTE souhaite encadrer ces pentes de variation pour maintenir la sûreté du système.

Une piste envisagée pour lisser ces phénomènes brusques est de décliner l'option C pour tous les contrats en trois catégories : séquences de 3, 4 et 5 pas de temps consécutifs, avec chaque catégorie équivalente en termes de puissance installée (répartition en 3 tiers des volumes). Cela permettrait de répartir les volumes d'arrêts sur 3 quarts d'heures consécutifs.

Cela pourrait être mis en place via une approche régionale des arrêts (par département) ou en fonction des puissances installées par site, dans l'objectif de créer 3 catégories équivalentes en termes de volumes afin de maintenir une bonne prévisibilité des volumes d'arrêts.

NOTA : cette contribution sur la question 7 vient en complément d'une contribution précédente de RTE aux questions 4 et 6, qu'il ne nous a pas été possible de compléter directement dans l'outil.

QUESTION 8 : DÉPOSER UNE CONTRIBUTION D'ORDRE GÉNÉRALE

Réponse non confidentielle