

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.

**Réponse non confidentielle**

Flexibilité assez forte avec capacité à s'effacer assez rapidement mais avec des contraintes suivantes.

Economiques : le but d'un moyen de production sans stock limité et reconstituable est avant tout de maximiser son productible car c'est de là que provient son revenu au premier ordre. De plus, les investissements de télépilotage (permettant de révéler leur flexibilité) ne sont pas forcément économiques pour les petites installations. Enfin, les producteurs n'ont pas tous les moyens de déployer des centres de supervision et de contrôle 24h/24 et 7j/7.

Techniques : d'après nos clients, la possibilité de s'effacer rapidement n'est pas remise en cause. Pour autant, les contraintes d'arrêt/redémarrage des installations éoliennes notamment est soumis semble-t-il à plusieurs contraintes :

- Délai entre 2 période d'effacement
- Durée minimale d'effacement
- Nombre de sollicitations limité sur un période de temps
- Arrêt non total qui permet d'assurer un redémarrage certain
- Anticipation de l'impact des contraintes électromécaniques sur le vieillissement des machines
- Gestion des délais de préavis en début et fin d'activation entraînant des pertes de revenus pour les producteurs.



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 ?

**Réponse non confidentielle**

La réponse à des signaux de prix 15 minutes semble compliquée principalement pour les anciens actifs et la filière éolienne.

Aujourd'hui, RTE cherche à valoriser la flexibilité des ENR via des mécanismes de réserve (MA, RS). Etant donné l'intérêt pour les producteurs renouvelables de maximiser leurs revenus via la vente de leur production sur les marchés énergie, le principe des revenus de réservation + rebouchage des courbes permettant de capter des revenus marché semble être la piste la plus pertinente.

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

**Réponse non confidentielle**

Concernant le contrat de complément de rémunération, une contrainte supplémentaire agit : celle de s'arrêter obligatoirement sur prix spot négatifs. Cela aura pour effet d'augmenter les occurrences d'arrêts et rendre la participation sur les mécanismes de réserves plus difficile. Les producteurs pourraient alors augmenter leur prix d'activation sur les mécanismes de réserves pour atteindre un optimum entre revenus et fréquence d'activation.

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

**Réponse non confidentielle**

Agregio Solutions partage les effets identifiés par la CRE :

- L'option A est celle qui est la plus pertinente et cohérente du point de vue du système en mettant le moins de contraintes sur le budget de l'Etat et des acteurs de



marchés. L'intégralité de la contrainte repose sur les producteurs afin qu'ils soient en capacité de s'arrêter sur des pas de temps 15 minutes ce qui est le sens de cette évolution de marché : pouvoir se rapprocher du temps réel pour mieux gérer les contraintes réseau.

- Les options B et C feront reposer des contraintes importantes sur la constitution des ordres de marché par les acteurs et désoptimisera le clearing de l'algorithme. De plus, ces deux options ne permettent pas d'utiliser le pas 15 minutes de manière optimale pour soulager le réseau en cas de tensions à la baisse.

De plus, soumettre une matrice marché avec des ordres conditionnels sur les pas de temps précédents ou suivants ainsi que l'utilisation systématique de blocs nous paraît assez complexe et à instruire plus finement.

Par ailleurs, une modification significative du contenu du prix de référence amènerait les acteurs de marché à porter des coûts importants de mise en conformité sur la gestion, l'opération et la facturation de ce type de contrat dans un environnement réglementaire qui demande déjà beaucoup d'évolutions.

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 ?

**Réponse non confidentielle**

Pour l'ensemble des options, la stratégie maximisant les revenus est de ne pas produire sur un pas de temps négatif. En effet, ce faisant le producteur :

- S'assurer de percevoir le complément de rémunération
- S'assurer de percevoir la prime de non arrêt sur prix négatifs
- Maximiser ses revenus énergie même si le complément de rémunération n'est pas versé

Cette stratégie ne prend pas en compte les coûts supplémentaires d'usure des machines ni du risque de non redémarrage lors d'un arrêt trop court.

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 ?

**Réponse non confidentielle**

L'option A est clairement l'option qui devra être implémentée à l'horizon court terme. C'est la plus optimale pour le système électrique et celle qui réduit le coût global pour la collectivité.

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

**Réponse non confidentielle**

Pour Agregio Solutions, l'objectif est bien de généraliser l'option A le plus rapidement possible. Ainsi, dans l'optique de permettre une mise en conformité la plus rapide et vertueuse de la filière renouvelable pour les contrats existants uniquement, Agregio Solutions propose un complément à l'option A qui concerne uniquement le versement de la prime pour non arrêt sur prix spot négatifs.

En effet, la CRE pourrait appliquer une tolérance aux installations renouvelables qui démontreraient que leur parc ne peut pas s'arrêter sur un pas de temps de 15 minutes. Cette tolérance s'appliquerait pendant une période de « grâce » à définir : entre 1 et 2 ans par exemple.

Ainsi, la prime de non arrêt serait versée de manière dégressive (fonction exponentielle par exemple pour pénaliser rapidement si le parc produit pendant un nombre d'heures négatives trop important) en fonction des arrêts sur les pas de temps 15 min. Cela aurait pour avantage de :

- Ne pas pénaliser les installations qui s'arrêtent sur des pas de temps que leur installation permet et qui ont donc un comportement vertueux
- N'aura pas d'effet majeur étant donné que l'historique montre que seul 4% des heures PSN sont des heures isolées
- Permettra aux producteurs de bénéficier de revenus leur permettant d'investir dans des outils permettant de se mettre en conformité avec l'implémentation du pas 15 min.

QUESTION 8 : DÉPOSER UNE CONTRIBUTION D'ORDRE GÉNÉRALE

**Réponse non confidentielle**