

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

France renouvelables remercie la CRE pour cette consultation publique, dont les évolutions viennent renforcer la pilotabilité du système électrique via la flexibilité des actifs ENR.

En préambule, France renouvelables attire l'attention de la CRE sur la temporalité d'application entre les évolutions relatives au traitement des prix négatifs et le passage au pas de temps 15minutes. Il est essentiel que les évolutions pour le traitement des prix négatifs prennent effet **avant** le passage au pas de temps 15 minutes (option A). Dans l'intervalle un statut quo, identifié par l'option B de la consultation, permettra de limiter la perte de revenu des producteurs. Les évolutions attendues en priorité dans le cadre de l'arrêté « prix négatifs » sont appelés en annexe de cette contribution.

Les actifs ENR ont la capacité de participer efficacement à la pilotabilité du système électrique, cet apport de solution ne devraient pas se faire au détriment des parcs en exploitation producteurs et doit s'accompagner de mesure complémentaire pour sa mise en œuvre.

Les parcs sous Contrats en complément de rémunération subissent des délais incompressibles de réponses au signal prix pour l'arrêt des parcs (ou leurs passages en P0), à la fois :

- en amont de l'ordre d'arrêt, du à des contraintes de réception et de traitement de la consigne, variable selon le protocole de communication en place et les différents intermédiaires (ELD, ENEDIS, Agrégateurs). A titre d'illustration, le manque de synchronisation des compteurs entre les ELD et ENEDIS/RTE induise un temps incompressible de traitement de la consigne.
- après l'ordre d'arrêt de par la rampe de diminution de la puissance injectée (opéré par bridage dans le cas où la tolérance d'injection est effective pour bénéficier de la prime prix négatif).

Aussi, nous identifions un besoin de **tolérance du délai d'arrêt de 5 minutes** pour le photovoltaïque et pour les parcs éoliens (sur terrestre et en mer). Cet intervalle correspond par ailleurs au pas de temps le plus fin des données de comptage ENEDIS. Cette évolution sera également favorable pour la pilotabilité du système électrique par le gestionnaire de transport car elle supprimera les variations de fréquences abruptes.

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

Deux solutions apparaissent complémentaires pour optimiser la flexibilité des parcs :

- Selon le type d'installation, **investir dans un protocole de communication type API** ou protocole terrain (MODBUS ou OPCUA) et d'une plateforme d'Hypervision pour une gestion automatique des demandes d'arrêts. Les coûts varient sur une fourchette de **10 à 15k€ en CAPEX** et autour de **2K€/an/parc de charges annuelles**. Ces frais, non prévu au moment de la mise en service des parcs, devront être compensés.
- Appliquer une réglementation pour la **standardisation des données** échangées entre prestataire agissant pour le compte de l'opérateur et agrégateurs.

L'introduction d'une tolérance du délai d'arrêt et de redémarrage des machines permettra également de limiter les modifications de fréquence observées par RTE à l'heure pile.

Les délais d'application, à partir de la publication du passage au MTU15, sont compris **entre 3 et 6 mois pour les parcs en services en complément de rémunération et sans délai** pour les futurs lauréats d'Appels d'Offres. A noter, la filière anticipe un risque de rallongement des délais si la mise en conformité intervenait à trop courte échéance.

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

Réponse non confidentielle

Les nouveaux actifs ont des coûts et des contraintes proches, mais une meilleure capacité à intégrer ces évolutions en amont et donc à pouvoir appliquer la réglementation dès la mise en service du parc.

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

Réponse non confidentielle



Nous partageons les principaux effets de chaque solution tels que décrits par la CRE en apportant les précisions suivantes :

Malgré l'application des mesures de flexibilité identifiée, la solution A conduira très probablement à une perte de revenu pour le producteur. La suppression des heures planchers et plafonds viendront compenser une partie de ces évolutions défavorables, sans induire de distorsion dans les mécanismes de rémunération. La réponse à la maille 15minutes entrainera des surcouts liés à la hausse du recours aux services des agrégateurs et à l'usure des machines. L'introduction d'une limite annuelle du nombre d'arrêt par parc permettrait ainsi de limiter la fatigue prématurée des machines.

La solution B serait la plus facile à mettre en œuvre du point de vue du producteur et n'entraînerait pas de modification notable du complément de rémunération, ni du traitement des heures négatives. Les effets du passage au pas de temps 15 minutes étant postérieurs à la signature des contrats, elle renforcerait la continuité juridique des contrats signés. Cependant, cette option neutraliserait l'intérêt du passage au pas de temps 15 minutes, ajouterait de l'incertitude pour l'exploitation du système électrique et complexifierait la participation de ces actifs au mécanisme d'ajustement et la neutralisation du périmètre d'équilibre.

L'impact de la proposition B sur la performance de l'algorithme nous semble minime, dans la mesure où de nouveaux types d'ordres linéaires à la maille horaire sont prévus dans le design 15' du marché spot journalier (à la différence des marchés spot infra-journaliers).

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(T) ELLE(S) IMPLÉMENTABLE(S) OPÉRATIONNELLEMENT ?

Réponse non confidentielle

Ne se prononce pas.

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

Avec l'application des mesures prévues par l'arrêté prix négatifs (en priorité, tolérance d'injection et tolérance de délai d'arrêt et de reprise) **et des mesures d'accompagnement** pour limiter la perte de revenus des producteurs, à savoir la suppression des heures planchers et plafonds des parcs en



complément de rémunération, **France renouvelables soutient la mise en œuvre de l'option A, après une période transitoire de mise en conformité de 6 mois.**

Dans cette période transitoire comprenant la publication de l'arrêté prix négatifs, la mise en œuvre des mesures d'accompagnement cités précédemment et le délai de mise en conformité, **la solution B serait privilégiée.**

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

Réponse non confidentielle

Les trois solutions proposées dressent un panorama représentatif des réponses possibles quant à l'évolution du marché de l'électricité, au besoin de pilotabilité du système électrique et aux attentes des producteurs.

La filière préconise un rapport de la CRE sur l'évolution des épisodes de prix négatifs 12 mois après l'entrée en vigueur effectif du dispositif afin d'analyser les impacts des différentes mesures.

QUESTION 8 : DÉPOSER UNE CONTRIBUTION D'ORDRE GÉNÉRALE

Réponse non confidentielle