

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

En tant qu'agrégateur, elmy gère depuis plusieurs années l'arrêt des parcs en CR lorsque les prix Spot deviennent négatifs. Ces parcs, d'une taille moyenne d'une dizaine de MW chacun, sont contrôlés à distance via une solution interne. Le taux de réussite de ce pilotage avoisine les 100 %.

Depuis quelques mois, elmy pilote également des parcs d'énergies renouvelables (solaire et éolien) pour optimiser leur flexibilité sur les marchés Spot, Intraday et via le mécanisme d'ajustement. Ce pilotage se déroule également comme prévu.

Selon nos échanges avec les producteurs et notre expérience opérationnelle, les actifs EnR existants présentent un degré de flexibilité facilement exploitable avec un pilotage simple. Ce pilotage inclut :

- Un mode arrêt ou marche des parcs, pas de modulation précise de production.
- Le pilotage à distance avec une connexion directe au parc, à condition d'avoir une bonne connexion.
- Un délai de prévenance de 15 minutes pour la gestion opérationnelle du producteur.
- L'arrêt ou le redémarrage du parc en environ une minute.

Cependant, les producteurs soulignent les risques opérationnels et de maintenance liés au pilotage des parcs pour des périodes de 15 minutes, notamment pour les éoliennes. L'augmentation de la fréquence de pilotage pourrait accélérer le vieillissement et augmenter les besoins de maintenance des actifs. Les parcs plus anciens ne sont pas toujours conçus pour des pilotages fréquents et répétés, et les communications peuvent être problématiques, compliquant ainsi le pilotage dans certains cas.

Enfin, il est important de noter que l'arrêt et le redémarrage d'un parc prennent quelques minutes : environ une minute pour un parc solaire et quelques minutes pour un parc éolien. Ainsi, arrêter un parc éolien pour 15 minutes entraîne une perte de production de quelques minutes avant et après la période de pilotage. Si ce type de pilotage est répété plusieurs fois par jour, la perte de production peut devenir significative

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

elmy assure actuellement le pilotage des parcs en CR et la gestion de la flexibilité de ces actifs grâce à une solution de pilotage à distance. Les signaux de prix du marché sont intégrés en temps réel, permettant l'envoi d'ordres d'arrêt instantanés aux centrales de production.

Bien que la flexibilité soit possible sur des intervalles de 15 minutes, des préoccupations subsistent quant à l'augmentation des coûts de maintenance et au vieillissement accéléré des parcs en cas d'arrêts et de

redémarrages fréquents.

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

Réponse non confidentielle

Les nouveaux parcs sont conçus pour être pilotés, mais nous manquons de recul sur l'impact d'une fréquence de pilotage plus élevée, comme celle induite par des pas de 15 minutes, qui pourraient entraîner plusieurs arrêts et redémarrages quotidiens.

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

Réponse non confidentielle

Option A : Oui, mais le risque est d'avoir beaucoup plus de quarts d'heure isolés que d'heures isolées dans l'historique. Cela pourrait entraîner des arrêts et redémarrages fréquents des installations pour des périodes de 15 minutes plusieurs fois par jour. Cette situation augmenterait la charge opérationnelle de l'ensemble de la chaîne ainsi que les risques de défaillance des installations.

Option B : Oui, mais il est important de noter, comme mentionné en préambule, que les heures négatives sont rarement isolées. Cette option permettrait de résoudre une grande partie des enjeux d'équilibrage tout en étant moins risquée pour les actifs. L'équilibrage restant pourra être activé grâce à l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement en cours d'élaboration pour ces installations (cf. projet de loi DDADUE actuellement en cours d'examen).

Option C : Cette option nous semble extrêmement compliquée à mettre en œuvre opérationnellement, tant pour la gestion des ordres dans l'enchère que pour le suivi et la facturation. De plus, nous estimons qu'il y a un risque important de voir de nombreuses séquences avec au moins un quart d'heure positif dans plusieurs heures consécutives, un schéma que l'on observe très régulièrement sur les prix intraday et de règlement des écarts depuis le début de l'année. Cette option conduirait donc à ne pas utiliser la flexibilité disponible. Elle demanderait de nombreux efforts aux producteurs et aux agrégateurs pour un résultat non satisfaisant. Cette option est à éviter.

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

Option A : Il faudrait offrir la production au spot sur des pas de 15 minutes, comme c'est actuellement le cas sur des pas horaires. Cette mise en place est relativement simple, mais elle soulève de nombreuses questions sur l'impact des pilotages successifs et répétés sur les installations.

Option B : Il faudrait proposer des ordres en bloc au spot pour pouvoir fixer des limites sur les heures pleines. Ce type de positionnement à l'enchère en bloc est probablement nouveau pour de nombreux agrégateurs d'énergies renouvelables et nécessiterait des développements supplémentaires.

Option C : Cette option semble très compliquée à mettre en œuvre et pourrait conduire les producteurs à sous-optimiser leurs actifs en n'offrant pas de production pendant les périodes positives ou en produisant pendant les périodes négatives. La gestion des soumissions d'ordres à l'enchère spot serait très complexe, avec peu de valeur ajoutée par rapport aux options A et B.

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

elmy considère que l'option A est la plus bénéfique pour l'équilibrage du réseau. Dans tous les cas, l'option C doit être évitée.

elmy plaide pour une modalité unique, applicable à la fois aux anciens et aux nouveaux contrats. Gérer deux systèmes différents serait en effet complexe et inefficace.

elmy s'oppose à l'idée d'une période de transition. Adopter l'option A dès le départ permettrait d'éviter des complications supplémentaires.

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

Réponse non confidentielle

elmy appelle le régulateur à intégrer une **approche systémique de la flexibilité des parcs de production, en particulier pour les installations EnR et hybrides.**

À ce titre, une évolution des modalités des CR est nécessaire afin de valoriser les redémarrages des unités EnR lors de signaux de marché positifs en intraday ou sur le mécanisme d'ajustement, y compris si ces redémarrages interviennent au cours de plages horaires caractérisées par des prix Spot négatifs.

Dans le cadre spécifique des projets hybrides EnR + stockage, elmy considère qu'il est essentiel d'autoriser la production EnR durant les périodes de prix Spot négatifs, dès lors que l'énergie produite est utilisée pour charger le système de stockage. Cette logique vise à maximiser l'utilisation d'énergie fatale et à renforcer l'efficacité globale du système électrique, en cohérence avec les objectifs de flexibilité et d'intégration des EnR.

Or, le cadre de comptage actuellement en vigueur, reposant sur le relevé du compteur en sortie d'installation pour le calcul des obligations de capacités, interdit toute injection sur le réseau lors de ces périodes de prix négatifs, même si l'énergie est entièrement absorbée par le stockage. Cette limitation constitue un frein à l'optimisation des actifs hybrides.

elmy recommande donc à la CRE d'adapter les règles de CR pour intégrer explicitement ces cas d'usage, en prévoyant notamment un traitement différencié des flux d'énergie destinés au stockage interne du site,



afin de ne pas pénaliser les stratégies de flexibilité locales.

QUESTION 8 : DÉPOSER UNE CONTRIBUTION D'ORDRE GÉNÉRALE

Réponse non confidentielle