GT RE - RTE

Appel à Contributions

Evolutions des règles de marché - Gisement nouvelles flexibilités d'équilibrage

Position EDF

le 17/06/2026

Encadrement des hausses de consommation sur le MA

Question Q1 :

- **Avez-vous des remarques sur la gestion des périmètres et la formulation des offres ?**

EDF, en tant que fournisseur, n'identifie pas d'opportunité pour les sites de soutirage ou mixtes de participer au MA. La participation au marché de l'ajustement requiert des équipements pour s'interfacer en temps réel avec le GRT et la connaissance d'un produit orienté système électrique est difficilement appréhendable par les clients de petites ou moyenne puissance. Pour les clients de grande puissance, la valorisation de leur consommation est généralement assurée par les mécanismes de marché NEBCO ou SSY. Les évolutions envisagées relèvent du domaine de l'agrégateur qui peut fournir les interfaces matérielles et l'accompagnement nécessaires au client se montrant désireux d'optimiser son profil de consommation / production sans impacter son usage principal d'électricité.
Au-delà de l'offre SPE explicite introduite dans le document, il faudrait envisager la valorisation au MA STD avec le produit MARI.

- **Les offres que vous serez amenés à proposer correspondent-elles à des EDA Télérelevées ou Profilées ? Quels sont les volumes concernés ?**

Pas d'avis cf. réponse ci-dessus, EDF n'envisage pas de proposer de volumes.

- **Aurez-vous des EDA concernées par le cadre des « petites offres » ? Quels sont les volumes concernés ?**

Cf. réponse ci-dessus, EDF n'envisage pas de proposer de volumes.

EDF s'interroge sur l'obligation d'envoyer un Programme d'Appel consommation pour les EDA avec « petites offres » à cible. Les prévisions de consommation à la maille site ne sont pas gérées par les SI actuellement, cette information pourrait être difficile à mettre au point.

Question Q2 :

- **Etes-vous en accord avec l'ajout de la méthode des panels sur le MA ? Si non, pourquoi ?**

La méthode des panels permet de diversifier l'offre de contrôle du réalisé pour les EDA profilées. Elle pourrait amener une fiabilité supérieure à celle des autres méthodes de contrôle de réalisé, notamment pour les sites profilés, et son ajout doit être étudié.

Toutefois, la durée minimum "au repos", y compris sur certaines horodates où l'offre serait activée de manière récurrente (e.g. cloche solaire au printemps), doit être préservée avec l'ajout de la méthode des panels sur le MA. A cet égard, la mise en place des "garde-fous" proposés par Enedis et les acteurs de marché doit être effectuée afin d'améliorer la précision des calculs.

Par ailleurs, Enedis a indiqué dans le GT Panels n°2 du 19/05/2026, que la méthode des panels ne peut être calibrée sur certains usages VE (Véhicule Electrique), PAC (Pompe à Chaleur), ACI (AutoConsommation Individuelle), en l'absence de connaissance des usages activés, et d'étude spécifique. Ces usages peuvent ainsi ne pas être correctement représentés dans la méthode des panels et réduire la fiabilité de la méthode.
EDF n'identifie pas d'obstacle à l'utilisation de la méthode des panels dans la mesure ou certaines précautions sont prises sur certains cas d'usage.

Question Q3 :

- **Le cadre proposé par RTE vous semble-t-il adapté à la participation des sites proposant de la modulation de consommation à la hausse sur le MA ? Voyez-vous d'autres évolutions nécessaires à la mise en œuvre de cette évolution ?**

Il existe certains biais du mécanisme NEBCO qui permettent à des acteurs de valoriser des modulations qui n'en sont pas. Ainsi :

1) Les modulations sont déclarées, et seules les modulations à la hausse favorables à l'acteur peuvent être valorisées
2) Les indicateurs de contrôle sont réalisés uniquement à la maille mensuelle et annuelle, soit une granularité moindre que le délai séparant deux modulations en sens inverse, et la pénalité associée au non-respect du *netting* est uniquement appliquée à la maille annuelle,
3) Les acteurs bénéficiant d'incitation à moduler via des **offres fournisseur 100% Spot ou Spot sur une partie de leur consommation** peuvent néanmoins participer au mécanisme NEBCO, et réaliser des arbitrages en fonction du niveau des barèmes de versement fournisseur. **La valeur pour le système de leur participation au mécanisme NEBCO n'existe pas.** Le coût de l'arbitrage réalisé entre l'offre Spot et le barème est supporté par le fournisseur, cette perte est répercutée de manière indirecte à tous les clients. Cet effet est décuplé en cas de prix spot négatif. Le barème de versement actuel n'est donc plus un bon proxy pour les offres fournisseur Spot : le barème de versement doit intégrer une part bien supérieure d'indice Spot pour pallier ce biais.

Ces biais seraient reportés sur le MA et RTE, qui supporte le rôle de fournisseur en tant qu'acheteur de l'offre d'ajustement, pourrait se voir lésé : la valeur des offres d'ajustement ayant fait l'objet d'un arbitrage au titre du rebond serait surévaluée / sans coût justifié.

Selon le § 3.2.3 de l'Appel à Contributions, une modulation de consommation à la hausse (offre d'ajustement à la baisse) doit être associée à une modulation de consommation à la baisse (offre d'ajustement à la hausse). Dans ce contexte, l'application de la logique de rebond NEBCO au MA, pour un site de consommation, se traduirait de la manière suivante :

- Le rebond de consommation est déclaré, de manière non programmée, c'est un évènement qui arrive 48 heures après une baisse pour un client particulier et 1 semaine pour les clients industriels.
- Il en résulterait la mise à disposition par les acteurs **d'offres d'ajustement aléatoires dans le temps et pas nécessairement dans le sens du système**.

EDF s'interroge sur l'intérêt pour l'équilibrage du système de recourir à des offres d'ajustement disponibles aléatoirement et pas nécessairement associées à des besoins de dimensionnement mFRR.

EDF n'est pas défavorable à l'introduction du MA sur les sites de soutirage mixte RPD développée en §4 mais émet des réserves sur la valorisation du rebond introduite en §3.

- **Quel gisement envisagez-vous de proposer sur le MA (en termes de volume offert, de Conditions d'Utilisations des Offres et de fréquence de dépôt) ?**

Pas d'avis cf. réponse ci-dessus, EDF n'envisage pas de proposer de volumes.

Participation de nouvelles configurations de site RPD

Question Q4 :

- **Cette méthode de CRMA vous parait-elle adaptée à cette configuration ?**

Le suivi du réalisé des RE (distinction des usages), fondé sur les courbes de charge d'injection et de soutirage issues d'un unique compteur, constitue une approximation qui ne couvre pas tous les cas d'autoconsommation sur RPD. Par exemple, l'injection vient en déduction du soutirage avant d'être mesurée. Cette solution étant de nature à générer des écarts de mesure d'énergie ne peut donc pas être considérée comme suffisante.

Par ailleurs, certains usages comme le stockage peuvent présenter à la fois des phases de soutirage et d'injection. **Il faut donc privilégier plusieurs PRM/compteurs pour différencier avec certitude les usages.**

- **Sinon, quelles méthodes de CRMA vous semblent plus adaptées ? Pourquoi ?**

Voir réponse ci-dessus.

- **Identifiez-vous des contraintes de participation spécifiques aux EDA mixtes qui ne pourraient pas être déclarées dans les fichiers d'offres dans leur format actuel ?**

EDF comprend que d'un point de vue SI, il n'y a pas de création de nouvelle nature de site, mais l'identification de sites de soutirage qui peuvent désormais avoir une composante injection (§4.4.2 Gestion des périmètres). Dans ce contexte, les sites avec installations de stockage stationnaire sans installation de production EnR sont-ils éligibles au type EDA mixte ? De manière générale comment sont considérés les cycles d'injection effectués par une batterie ?

Remarques globales sur le §4 :

§4.1 Configurations pouvant être valorisées sur les mécanismes de marchés

Référentiel	Participation aux mécanismes			
Site soutirage	MA	SSYf	NEBCO	MECAPA
	EDA soutirage	EDR (avec EDP soutirage)	EDE	EDC soutirage
Site injection	MA	SSYf	NEBCO	MECAPA
	EDA injection (avec EDP injection)	EDR (avec EDP injection)	X	EDC injection
Site de stockage	MA	SSYf	NEBCO	MECAPA
	EDA stockage* (avec EDP stockage*)	EDR (avec EDP stockage*)	X	EDC Injection*

*D'un point de vue règlementaire, il s'agit d'une entité injection composée exclusivement de sites de stockage stationnaire

Figure 1 : Possibilités de participation aux mécanismes selon les natures de site

Il manque les mécanismes de valorisation AO Flex GRD, GRT voire GRD & GRT (à venir). Dans les contrats AO FLEX, (selon Portail commun flex : RPT : Sites d'Injection/Soutirage/Stockage, RPD : Inj/Soutirage/Mixte, les sites mixtes étant des sites capables d'injecter et de soutirer ; et inclus les sites de stockages).

Question Q5 :

- **La proposition de RTE pour un premier cadre de participation pour les sites mixtes correspond-elle à une configuration que vous envisageriez de valoriser sur le Mécanisme d'Ajustement ? sur d'autres mécanismes ? Pouvez-vous détailler :**
    - **le type de sites (installation modulée, capacité de production), le niveau de tension (HTA ou BT) et la puissance de raccordement associés,**
    - **le volume offert avec les Conditions d'Utilisation des Offres (CUO) d'ajustement ?**
    - **le modèle économique, le gain pour le consommateur/producteur ?**
    - **si ces sites seraient aussi offerts sur NEBCO**

Il faut exclure les NEBCO d'un site (conso, mixte, hydride) au MA car ce mécanisme introduit un risque de doublon dans la prise en compte du rebond et de mauvaise correction du PE. Les désensibilisations des volumes SSY et MA prennent du temps pour être mises en œuvre et parfois avec des erreurs notamment pour des courbes de charge profilées. Ajouter un nouveau service NEBCO va augmenter le risque d'erreur et de délais de publication/facturation allongés.

Si le mécanisme MA venait à être généralisé, il conviendrait d'instruire/identifier les autres mécanismes concomitants que MA/NEBCO qui interfèrent entre eux dans la fenêtre opérationnelle de RTE et qui nécessiteraient un arbitrage/désensibilisation à postériori :

- On peut noter que les AO Flex de type Perquie requièrent une correction du PE pour l'ensemble des volumes réalisés et donc indemnisation en cas d'activation temps réel.

Question Q6 :

- **Sur ces 3 options, quel gisement identifiez-vous ?**

EDF rappelle que l'insensibilisation des périmètres d'équilibre du ou des RE du site relève de la responsabilité de RTE selon les dispositions prévues dans les règles de marché.

L'option 3 est à privilégier car elle permet d'assurer la **désensibilisation du Périmètre d'Equilibre** du RE soutirage de manière certaine dans la mesure où elle serait associée à l'utilisation d'un point de comptage dédié à chaque RE afin de déterminer précisément le **suivi du réalisé.**

En complément de cette proposition, il convient pour EDF de s'intéresser à l'insensibilisation des sites hydrides dont la valorisation peut être effectuée sur les services système. L'utilisation d'un point de comptage dédié à chaque RE serait nécessaire. Dans ce cas, une **architecture RE multiple** c'est-à-dire **un RE pour chaque mécanisme de marché RTE**.

Une clé de répartition par usage est attendue (cf. solution mise en œuvre par Enedis pour déterminer les consommations des sites en ACC / ACI) : détermination de courbe de charge ajustée (déduite d'autre CDC et d'index à partir de la formule et d'une clé de répartition).

- **Quels avantages et/ou freins identifiez-vous pour la mise en œuvre de ces options ?**

Voir réponse ci-dessus.

Question Q7 :

- **Identifiez-vous un gisement pour la participation des sites mixtes à d'autres mécanismes ?**

EDF ne souhaite pas étendre la valorisation des sites mixtes hybrides au-delà du mécanisme SSY comme indiqué à la question 6, car chaque usage/mécanisme de valorisation peut conduire à des interactions contradictoires et/ou une **complexité qui mérite d'être étudiée au cas par cas** (exemple nouvelle dispositions MECAPA pour les batteries en cours de développement).

Question Q8 :

- **Envisagez-vous de valoriser ces configurations ? En identifiez-vous d'autres ? A quels types d'installations cela correspond derrière le point de connexion ?**

Cf. réponse ci-dessus, EDF n'envisage pas de proposer de volumes.

En outre, il nous apparaît nécessaire **de s'interroger sur les architectures SI que les gestionnaires de réseau** devront mettre en œuvre pour accompagner cette évolution.

Aujourd'hui, certaines opérations liées au mécanisme NEBCO sont réalisées par Enedis, tandis que celles relatives aux mécanismes RE, MA et SSY relèvent de RTE. Cette répartition des tâches peut être source d'erreurs, voire de retards de publication.

Dans un contexte où les interactions entre ces mécanismes visent à être renforcées et où le périmètre va s'élargir (avec une forte augmentation du nombre d'EDA), les volumes de données à traiter et à échanger, dans des délais plus contraints, soulèvent donc des enjeux en matière **de stratégie SI**.

Enfin, au regard de ces enjeux, la mise en place d'un mode de secours des SI robuste apparaît indispensable. Le recours à des solutions de type email ou téléphone ne constitue pas une réponse viable.

- **Quel serait le gisement concerné (capacité de production, de participation à la hausse et/ou à la baisse), les CUO des offres d'ajustement, le niveau de tension (HTA ou BT) et la puissance de raccordement associés ?**

Pas d'avis.

- **Quel en serait le modèle économique, le gain pour le consommateur final, le producteur ou le stockeur ?**

Pour EDF, il conviendrait **de mettre en perspective les coûts** :

1) de développement SI pour assurer les corrections multi-marchés/multi-acteurs ;
2) de qualification des sites mixtes au mécanisme MA (notamment les équipements en interface)

répartis sur la collectivité et les **gains attendus pour le GRT afin de déterminer l'intérêt des évolutions envisagées par RTE dans cet Appel à Contribution**.

ooOoo