# Réponses des acteurs à la consultation du cahier des charges AO flexibilités

# Sommaire

Réponses à la consultation ..... 1
1. Sélection du lauréat et interclassement ..... 2
2. Exigences liées au raccordement et à la fourniture de SSYf ..... 4
3. Rendement ..... 5
4. Activation ..... 6
5. Tests ..... 8

## Réponses à la consultation

Les trois acteurs ayant répondu à la consultation sont les suivants : EDF Renouvelables, Voltalia et ZE-energy.

# 1. Sélection du lauréat et interclassement

| Acteur | N° article | Thème | Type | Commentaire(s) | Proposition de rédaction | Réponse de RTE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Voltalia** | 3.1 | Début de période | Fond | Etant donné les descriptions des périodes Été et Hiver, est-on d'accord que l'on considère que notre flexibilité sera en service le 1er avril de la première année d'engagement ? | | Dans le cadre de l'appel d'offres pour la zone de Perquie, la date de seuil de déclenchement sera le 1er octobre 2027. Les candidats doivent construire leur planning pour que la fourniture du service AO flexibilités démarre à cette date.<br>La compréhension des périodes d'engagement est la bonne, la flexibilité devra être en service le 1er octobre de la première année d'engagement. |
| **Voltalia** | 3.1.1 | Définition | Fond | Par Volume maximum de stock installé, est-il bien question de l'énergie installée et non de l'énergie utile début de vie à une certaine puissance ? | | Il s'agit bien de l'énergie installée de la batterie, qui est à renseigner dans les caractéristiques techniques de votre offre. |
| **Voltalia** | 3.2.1 | Description | Fond | Qu'attendez-vous comme descirption de solution technique pour permettre l'activation par un Automate Réseau ? (5,1) Faudra-t-il rentrer dans le détail du fonctionnement de l'équipement qui permettra ce pilotage ? | | Ce critère de recevabilité doit permettre à RTE d'avoir une vision succincte des équipements et architecture technique (applications, logiciels, protocole…) que le candidat compte utiliser pour traiter le signal envoyé par l'automate et piloter la batterie pour répondre au service AO flexibilités, dans le respect des exigences du Cahier des Charges. |
| **Voltalia** | 3,3,2 | Définition | Fond | La définition du Delta volume de pertes n'est pas complète et très claire. C'est la différence entre le volume des pertes électriques de l'année t et quelle année ? L'année juste avant la mise en service ou une moyenne et si oui depuis quand ? Cependant cette moyenne ne tient pas compte de l'évolution du raccordement d'ENR. Comment cette différence pourrait être des deux signes ? Pourriez-vous présenter des exemples précis ? | | Lorsqu'un nouvel ouvrage réseau est mis en service, une restructuration des flux énergétiques peut avoir lieu sur le réseau. Les pertes électriques sur le réseau peuvent donc évoluer suite à la mise en place de cet ouvrage.<br>Le delta du volume de perte dans la formule du bilan réseau représente la différence, pour une même année (t) entre les pertes sur le réseau électrique :<br>- sans mise en service de l'investissement réseau ;<br>- avec sa mise en service.<br>Le volume des pertes peut bien être différent d'une année à l'autre selon l'évolution des hypothèses dont celle de production EnR, d'où la dépendance à l'année (t) dans la formule du bilan réseau.<br>Ce delta volume de perte peut être positif ou négatif, par exemple : |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 1) Doubler une liaison entre un poste A et un poste B diminue les pertes électriques entre ces deux postes par rapport à une stratégie ne rien faire (garder une liaison simple entre les 2 postes)<br><br>2) Si l'investissement consiste à créer une nouvelle ligne entre le poste A et une troisième poste C, la répartition des flux peut engendrer un chemin plus long et donc plus de pertes au global entre l'investissement réseau et la stratégie garder la liaison simple entre les 2 postes sans investissement supplémentaire. Le cahier des charges a été adapté pour plus de clarté. |
| **Voltalia** | 3,3,2 | Définition | Fond | Pourriez-vous préciser si le coût ENE (t) utilisé dans la formule Bilan Réseau et Bilan Flex évolue selon les années ou pas ? Pourriez-vous donner s'il évolue la variation attendue selon les années ? Et dans la mesure du possible pourriez-vous donner la valeur prise chaque année ? | | Pour rappel, le coût de l'ENE représente une valorisation socio-économique du point de vue de la collectivité de l'écrêtement ENR , nécessitant le recours à un moyen compensateur appelé lors de ces écrêtements.<br><br>Ce coût peut varier selon les horizons et les scénarios pris en compte en fonction des hypothèses d'évolution des prix des combustibles, des coûts du CO2, ainsi que du mix énergétique global.<br><br>Néanmoins, par souci de simplicité, pour cet appel d'offre, RTE tiendra compte d'une valeur fixe comprise entre les bornes minimales et maximales de coût indiquées dans le cahier des charges.<br><br>Par ailleurs, les bornes du coût de l'ENE ont été resserrées : le coût de l'ENE est compris entre 65 et 95 €/MWh. La modification a été faite dans le cahier des charges. |
| **EDF Renouvelables** | 3.3.2 | Recevabilité Economique | Fond | Le coût de l'ENE annoncé serait compris entre 65 €/MWh et 120 €/MWh pour la zone de Sétier. Cette fourchette nous semblerait très large allant presque du simple au double. Nous souhaiterions donc que cette fourchette puisse être resserrée au maximum de manière à ce que chaque candidat puisse dimensionner au mieux son offre. | Nous souhaiterions avoir accès pour la zone de Perquie à la fourchette la plus resserrée possible pour le coût de l'ENE (vs 65-120 €/MWh pour Sétier). | La remarque a été prise en compte et une nouvelle fourchette d'ENE plus resserrée est précisée dans le cahier des charges: le coût de l'ENE est compris entre 65 et 95 €/MWh. |
| **EDF Renouvelables** | 3.4 | Recevabilité Economique | Fond | Le coût de l'ENE annoncé serait compris entre 65 €/MWh et 120 €/MWh pour la zone de Sétier. Cette fourchette nous semblerait très large allant presque du simple au double. | Nous souhaiterions pour la zone de Perquie resserrer au maximum la fourchette pour | La remarque a été prise en compte et une nouvelle fourchette d'ENE plus resserrée est précisée dans le cahier des charges : le coût de l'ENE est compris entre 65 et 95 €/MWh. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Nous souhaiterions donc que cette fourchette puisse être resserrée au maximum de manière à ce que chaque candidat puisse dimensionner au mieux son offre. | le coût de l'ENE (vs 65-120 €/MWh pour Sétier). | |
| **ZE Energy** | 3.4 | Interclassement | fond | La prise en compte de l'énergie stockée non réinjectée dans l'interclassement des offres constitue une double peine ; en effet, une flexiblité de rendement moindre sera déjà pénalisée par la réduction de ses revenus associés à la valorisation de l'énergie réinjectée, et donc une offre plus chère au titre de l'AOflex. | Suppression de la prise en compte de l'énergie non réinjectée : Bilan_flexibilité, interclassement = Bilan_flexibilité. Eventuellement, afin de garantir une conformité à l'esprit du service attendu, obligation de rendement minimal (50% ?) dans le cadre de la recevabilité technique au §3.2.1. | La prise en compte de l'énergie non réinjectée permet de retenir la meilleure solution de stockage pour la collectivité vis-à-vis des moyens compensateurs supplémentaires à appeler pour l'énergie non réinjecté sur le réseau. Néanmoins, pour cet appel d'offre, RTE a fait le choix de favoriser les flexibilités par rapport à la solution « investissement réseau » en ne prenant pas en compte cette réinjection dans la comparaison à la solution investissement réseau.<br><br>Sa prise en compte est donc maintenue pour la sélection du lauréat parmi les candidats retenus. Elle permet ainsi, dans le cas d'offres similaires de sélectionner le candidat qui réinjecte le plus sur le réseau.<br><br>RTE propose de ne pas modifier la formule d'interclassement entre les candidats. |

# 2. Exigences liées au raccordement et à la fourniture de SSYf

| Acteur | N° article | Thème | Type | Commentaire(s) | Proposition de rédaction | Réponse de RTE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Voltalia** | 2.2.1.2 | Données | Fond | AU cours du dernier GT Stockage, il a été question de fournir les limites en injection au pas horaire. Pouvez-vous nous confirmer que nous aurons accès au limite en injeciton de l'ouvrage au pas horaire sur chaque année météo simulée ? Cette limite en injeciton tiendra-t-elle compte de la consommation au niveau de la zone ? | | RTE confirme que les chroniques de marges à la réinjection sont bien fournies : elles sont disponibles sur le portail services de RTE et tiennent compte des hypothèses de consommation locale prise en compte dans les modélisations internes du réseau.<br><br>Elles seront également transmises dans le dossier de consultation. |
| **Voltalia** | 2.3 | Données | Forme | Pourriez-vous préciser au plus vite quelle sera la forme du fichier faisant apparaître la limite d'injection ? Est-ce un nouveau fichier ? Est-ce une nouvelle colonne ? Est-ce une contrainte indiquée en négatif ? | | Les chroniques de marges à la réinjection sont des chroniques de puissance au pas horaire (en MW) sur les 11 années climatiques simulées. Les valeurs sont positives ou nulles et représentent la réinjection possible de la batterie sur le RPT. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | Ces chroniques sont disponibles sur le portail services de RTE. Elles seront également transmises dans le dossier de consultation. |
| **Voltalia** | 4,2,2 | Clarification ORO & SSYF | Fond | Au cours du dernier GT Stockage, il a été indiqué qu'un stockage soumis à ORO ne peut actuellement pas se certifier au SSYF. Pouvez-vous confirmer qu'il y aura une exception pour cet AO Flex ? | | RTE confirme que dans le cadre de l'AO flexibilité sur la zone de Perquie, une participation aux SSYf dite « horodatée » sera expérimentée. Ainsi, le titulaire pourra fournir des SSYf sur certaines heures non sujettes à des contraintes (nocturnes).<br><br>Les valeurs minimales de participation possible aux SSYf seront indiquées dans le cahier des charges, par créneaux horaires et par saison. Ces valeurs sont engageantes pour RTE et correspondent à un horizon S3REnR avec une concrétisation des capacités réservées non allouées avec des projets 100% éoliens.<br><br>Certaines valeurs sont données à titre indicatif et correspondent :<br><br>- à l'horizon S3REnR avec une concrétisation des capacités réservées non allouées avec des projets 100% PV ;<br><br>- à l'horizon mise en service de la File d'Attente (pas de CRNA) selon la vision à fin 2021 |

# 3. Rendement

| Acteur | N° article | Thème | Type | Commentaire(s) | Proposition de rédaction | Réponse de RTE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Voltalia** | 5,2,1 & 5,2,2 | Définition | Fond | Il est question des auxiliaires dans le rendement. Devons nous tenir compte des auxiliaires du poste de livraison HTB ? | | RTE confirme qu'il faut bien tenir compte des auxiliaires du système de stockage dans la définition du rendement.<br><br>Le rendement se calcule au point de connexion ou au point de livraison. Toutes les consommations en aval du point de livraison comptent dans le calcul du rendement.Une précision en ce sens est ajoutée au cahier des charges. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Voltalia** | 5,2,3 | Définition | Fond | La dernière phrase du paragraphe n'est très clair. On se demande l'intérêt de la phrase. Sur quel point souhaitiez vous insister vis-à-vis du coût du cycle de vie global ? | | RTE propose de supprimer la phrase liée au rendement et à la réduction du coût de cycle de vie global. La mention au de coût de cycle de vie global serait effectivement plutôt à insérer dans un cahier des charges où RTE chercherait à acquérir l'actif de stockage et où des questions d'analyse coût/bénéfice se poseraient. |
| **Voltalia** | 5,2,3 | Exigence | Fond | Quid d'un système qui ne respecterait pas le rendement lié à son offre ? Quelles sont les pénalités associées ?<br>S'il était juste en dessous ? S'il ne respectait jamais la valeur ce qui aurait pu remettre en cause son offre ? | | Le contrat AO flexibilités encadre les cas de non-respect des caractéristiques techniques définies dans l'offre, notamment pour le rendement.<br>Ainsi, un test annuel peut être effectué par RTE pour vérifier le rendement défini dans l'offre par le titulaire. Si des non-conformités sont relevées, RTE peut mettre en demeure le titulaire de remédier à ces non-conformités dans un délai mentionné dans la notification de mise en demeure.<br>Si ces non conformités sont de nature à dégrader le service rendu par le titulaire, ces défaillances pourront entraîner la résiliation du contrat pour faute en application de l'article 9.2 et les pénalités de résiliation associées seront facturées. |
| **Voltalia** | 5,3,3 | Tests | Fond | Il faut fixer une limite maximale de nombre de tests annuels du rendement. En effet, cela oblige un cycle complet à chaque fois qui peut impliquer à la fois un survieillissement ainsi qu'une non participation aux marchés : Flex et autres… | | Il est prévu que les tests annuels pour vérifier le rendement pourront être réalisés à l'initiative de RTE, à raison d'un test maximum par an. Ces tests seront planifiés à l'avance. D'autres tests, non planifiés, pourront être rendus nécessaires par des difficultés rencontrées dans l'exécution du service. La précision va être apportée dans le cahier des charges.<br>RTE attire l'attention sur le fait qu'il y aura de nombreux cycles de charge/décharge pour la fourniture du service AO flexibilités. Il nous semble qu'un test au maximum par an ne soit pas de nature à entraîner un survieillissement de la batterie. |

# 4. Activation

| Acteur | N° article | Thème | Type | Commentaire(s) | Proposition de rédaction | Réponse de RTE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Voltalia** | 5,1,1 | Définition | Fond | Le Pdispo_max n'est pas clair. Dans le texte, il est indiqué que c'est une puissance disponible maximum pour la gestion des congestions. | | Les puissances disponibles maximum et pour la gestion des congestions (« Pdispo_max » et « Pdispo_min ») |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Dans le cadre des deux appels d'offres, cela laisse penser à une puissance en soutirage étant donne que la congestion nous obligera à soutirer. Mais dans le schéma en début de paragraphe, il est indiqué injection.<br>Pourquoi obliger à transmettre une Pdispo_max en injection alors qu'elle n'interragit absolument pas avec la résolution de la congestion ? | | correspondent aux puissances minimale et maximale que le titulaire sera capable de soutirer 2 min après la réception de l'ordre de limitation.<br><br>Ces deux valeurs peuvent être toutes les deux négatives, toutes les deux positives, ou l'une négative et l'autre positive (tout en respectant le fait que la Pdispo min soit inférieure ou égal à la Pdispo max : la précision a été apportée dans le cahier des charges.)<br><br>La convention est la suivante :<br>- Une valeur positive correspond à une puissance injectée sur le réseau,<br>- Une valeur négative correspond à une puissance soutirée depuis le réseau<br><br>Il y a effectivement une coquille dans le schéma de l'article 5.1.1 correspondant au processus d'activation. La modification a été apportée dans le cahier des charges (les mentions soutirage et injection entre parenthèses ont été supprimées).<br><br>Comme le service AO flexibilités consiste à soutirer de l'énergie du réseau, les valeurs Pdispo min et max renvoyées par le candidat seront a priori négatives : RTE pourra activer le candidat dans la limite des deux bornes mentionnées. |
| **Voltalia** | 5,1,1 | Définition | Fond | Pdispo min doit il être inférieure ou égal à 0 ? | | Comme précisé dans la réponse ci-dessus, la valeur de Pdispo min ne doit pas forcément être inférieure à zéro. Il est à noter que :<br>- Une valeur positive correspond à une puissance injectée sur le réseau,<br>- Une valeur négative correspond à une puissance soutirée depuis le réseau<br><br>Il faut également que la Pdispo min soit inférieure ou égal à la Pdispo max : la précision a été apportée dans le cahier des charges. |
| **Voltalia** | 5,1,3,2 | Définition | Fond | La flexibilité devra-t-elle respecter une rampe et un délai de retour suite à une fin de résolution de congestion ? | | La flexibilité devra effectivement respecter la même rampe et le même délai de retour pour l'activation et la désactivation. La précision a été faite dans le cahier des charges. |

# 5. Tests

| Acteur | N° article | Thème | Type | Commentaire(s) | Proposition de rédaction | Réponse de RTE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Voltalia** | 6,2,3 | Tests | Fond | Pourquoi dans l'essai est-il demandé d'inclure la partie Fréquence alors que cela ne fait pas l'objet de l'AO.En d'autres termes pourquoi lors de la vérification du respect de l'AO vérifie-t-on d'autres paramètres ? | | Les tests visent à valider le bon fonctionnement de la batterie dans les principaux scenarios auxquelles elle sera confrontée en temps réel.<br>Ainsi, via cet essai, RTE souhaite s'assurer que la priorité est bien donnée au service AO flexibilités lorsque la fourniture des SSYf est concomitante au service AO flexibilités. Cet essai n'a pas pour but de valider la qualité de la fourniture des Services Systèmes Fréquence, point qui relève d'un autre jeu de règles.<br>La description de cet essai ne consiste pas à détailler comment la batterie doit fournir des SSYf, il est juste précisé que la batterie doit respecter le service AO flexibilités indépendamment des engagements pris au titre d'autres mécanismes de marché.<br><br>RTE propose de ne pas modifier le cahier des charges. |
| **Voltalia** | 6,4,1 | Tests | Fond | En réalité, l'état de charge ne descend pas réellement à 0% sur les batteries. Est-il bien question du SOC limite bas ? | | Il est en effet question de la capacité utile minimale. Le cahier des charges a été modifié en ce sens. |