Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

AO flexibilités expérimentaux

5 novembre 2021

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Modalités d'activation
2. Caractérisation de la défaillance et de ses effets
3. Hypothèses retenues pour l'interclassement
4. Raccordement : retour sur le coefficient d'influencement
   (nouveautés par rapport au GT précédent)
5. Prochaines étapes

Points abordés lors du GT stockage du 28/10/2021

- Planning et rappel sur le périmètre de l'AO flexibilités
- Raccordement
  - Démarches attendues : Réservation de capacités, pas de sécurisation du foncier, mais sécurisation de jalons
  - Principes s'appliquant au raccordement du lauréat : ORO, raccordements possibles et régime de l'extension
  - Eclairage sur les coûts de raccordement
  - L'offre de raccordement optimisée et ses implications
- Engagement contractuel
  - Suppression de l'engagement sur la bande de puissance

1 Modalités d’activation

Principes encadrant le service de gestion de congestion

Rappels des points clés mentionnés lors du précédent GT

- **Les flexibilités seront activées par des automates de zone** (NAZA) qui s'appuieront sur des données numériques en temps réel sur l'état du réseau pour déclencher automatiquement les actions les plus appropriées.
- L'optimisation de l'état de la batterie ne peut pas être à la charge de RTE : l'acteur réalise l'optimisation de son actif (stock, décharges…)
- **Pas de principe d'exclusivité sur la capacité de l'actif**:
  - Participation possible sur d'autres mécanismes (multiservices)
  - Responsabilité de l'acteur : respecter les engagements de chaque mécanisme
- **Pas de délai de prévenance de la part de RTE** sur l'activation au titre de l'AO flexibilités, ni sur les limitations stipulées dans l'offre de raccordement optimisée
- Par ailleurs, l'acteur sera soumis à des **limitations liées à l'offre de raccordement optimisée**

Pas de principe d'exclusivité sur la capacité de l'actif

L'activation des autres services ne doit pas perturber la résorption de la contrainte

Cohérent avec l'objectif de l'AO qui est de tester la capacité à tester un service pour maîtriser l'ENE
Approche pragmatique adapté à un mode de fonctionnement « expérimental »

1. Pas de clause de compensation sur les autres services en plus de l'AO Flex
   Ex. : en cas de défaillance dans la fourniture des SSYf (du fait d'une activation AO Flex) l'énergie et la capacité SSYf non fournies ne seront pas payées et l'acteur sera pénalisé comme prévu dans les règles SSYf.

2. Monitoring par RTE de l'impact sur la disponibilité des SSYf pour REX dans le design d'AO ultérieurs

Proposition pour la spécification des offres à soumettre

	Attribut	Description
Caractéristiques techniques de la batterie	**Puissance installée**	Puissance maximale (Pmax) sollicitée par RTE pour l'AO flexibilités dans le sens de la contrainte (toujours en absorption), par ex. 10MW
	Rendement *Critère d'interclassement*	Pourcentage d'énergie non réinjecté ultérieurement dans le réseau : entre 2 actifs qui absorbent le même volume mais qui n'en réinjectent pas le même pourcentage sur le réseau, l'actif qui réinjecte moins sera pénalisé
	Stock installé	Stock maximal pouvant être sollicité par RTE pour l'AO flexibilités dans le sens de la contrainte (toujours en absorption), par ex. 10MWh
Exigences techniques de RTE	**Délai de mise en œuvre du signal et échanges de données** *Critère de qualification*	- Mise en œuvre du service en 10s : nécessaire pour conserver des marges acceptables sur le seuil de déclenchement de l'action de levée de contrainte (par les lauréats de l'AO Flex) - Transmission de la Pdispo à échéance 2 min toutes les 15 s par l'acteur - Réception de la mise à jour de Pconsigne (ordre d'activation) toutes les 15 s à partir de T0 - Prise en compte de l'arrêt du service : envoi d'une Pconsigne « -1 » à T2
Engagement contractuel de la flexibilité	**Engagement de volume sollicitable sur l'année** *Critère d'interclassement*	Volume d'énergie sollicitable sur l'année (en distinguant période d'engagement « hiver » et « été ») dans le sens de la contrainte *(1er engagement contractuel AO flexibilités)*

Qualification

Principes

Tests « réception sur site » :

- rapport d'essai à fournir à RTE

Tests « en réel » : avec envoi signal par l'automate RTE

- Vérifier le délai de réaction (10s) pour le service de congestion
- Vérifier les autres exigences techniques

Rendement

- Plusieurs jalons : en entrée > au bout de 3 ans (avec tolérance) > au bout des 7ans
- Tests (a minima) : cycle complet de charge et de décharge à Pmax avec et sans repos entre charge et décharge

Télémesures

Principales télémesures nécessaires (pour la gestion des congestions)

TM pour l'exécution du service de gestion des congestions

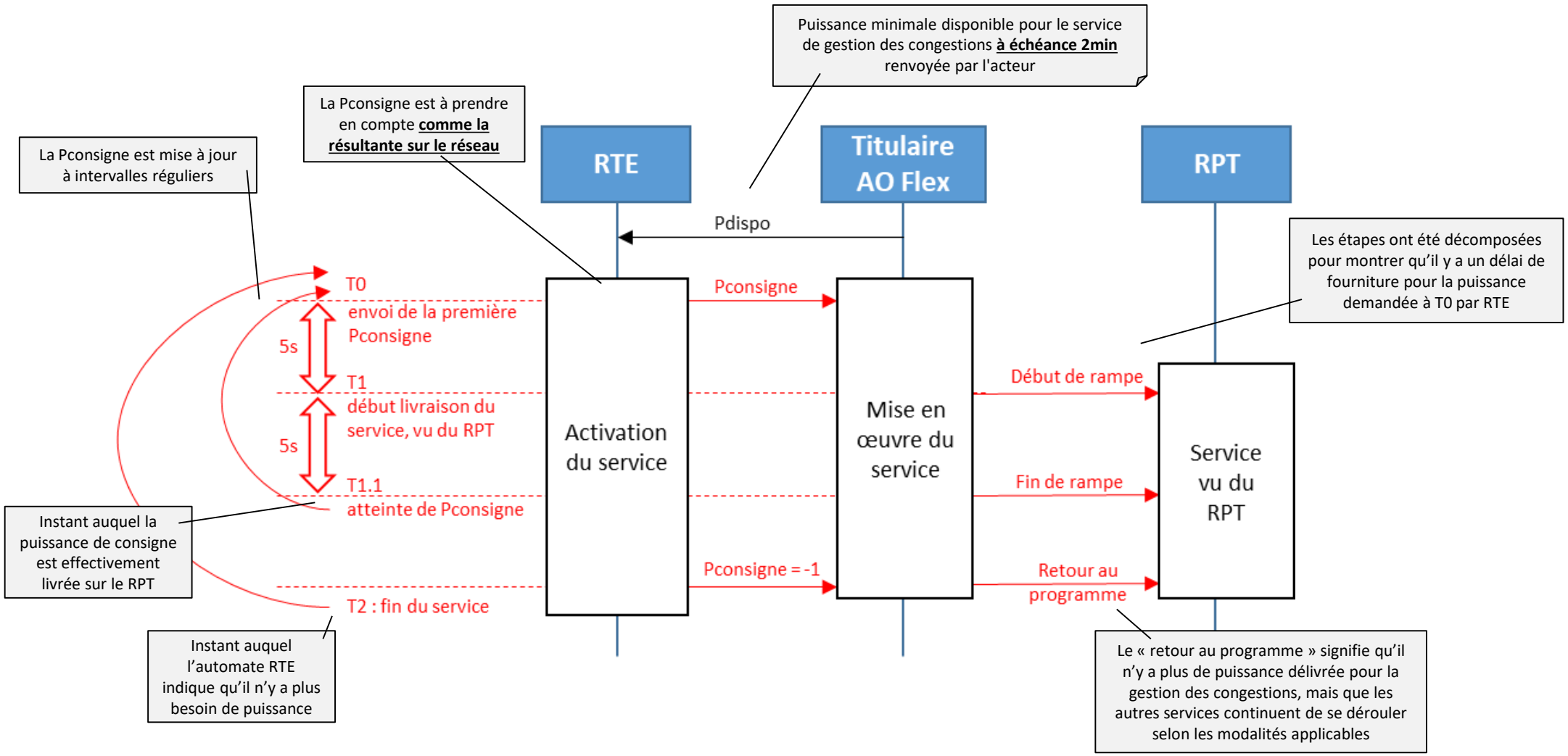
- Puissance disponible pour la gestion des congestions (Pdispo)
- Activation du mode de fonctionnement CM Congestion Management (début/fin du service)
- Consigne de puissance active à appliquer par l'installation pour la gestion des congestions (Pconsigne)
- Energie (à puissance max) et puissance max disponible en charge et en décharge pour envoyer des consignes faisable

Autres TMs à confirmer:

- P mesurée
- Consigne de puissance active retenue par l'installation pour la gestion des congestions

Point général : TM 10s

Chronogramme d'activation



2 Caractérisation de la défaillance et de ses effets

Qualification de la défaillance avant la date de démarrage du service

Précisions :

- **Le contrat entre en vigueur à sa signature lors de l'attribution du marché**
- **Certaines dispositions du contrat ne prendront néanmoins effet qu'à date de démarrage du service :** qui sera définie en tenant compte du délai de raccordement renseigné dans la PTF ainsi que du temps nécessaire à la réalisation des tests (cf . slides raccordement).

Entre l'attribution du contrat et la date de démarrage du service, nécessité de sécuriser l'engagement de l'acteur :

- **Inciter l'acteur à respecter la date de démarrage du service** et **limiter les coûts causés par un éventuel retard** de sa part.
- En cas de désengagement de l'acteur, il s'agit pour **RTE d'être en mesure de lancer au plus tôt l'investissement réseau ou un 2nd AO flexibilités**.

Principes généraux :

- Une **garantie bancaire** sera demandée au lauréat (son montant reste à définir).
- RTE met en place des **jalons à chaque étape** (foncier, raccordement, travaux, tests…) et **l'acteur devra notifier les progrès/jalons réalisés** de manière à rendre détectables, suffisamment tôt, d'éventuelles difficultés pour assurer leur bonne gestion par les parties.
- Sans notification **de l'acteur** sur l'avancée des jalons **(et après mise en demeure)**, **RTE se réservera le droit de résilier le contrat et de tirer la GB.**
- Si **l'acteur notifie un retard > X mois**, l'acteur devra présenter un **plan d'actions à RTE :**
  - Si ce plan d'action n'est pas jugé satisfaisant (la justification sera objectivée par des considérations de coûts, temps, faisabilité technique…), **RTE se réserve le droit de résilier le contrat et l'acteur paye les pénalités liées à la résiliation**.
  - Si ce plan d'action est jugé satisfaisant :
    - Si le retard incombe à l'acteur : le **paiement de la prime fixe est conditionné à la fourniture effective du service + régime de pénalités** pour limiter le coût pour RTE.
    - Si le retard incombe à RTE : **RTE verse la prime fixe dès la date de démarrage du service fixée dans le contrat**

Gestion de la défaillance pendant l'exécution du contrat

Objectifs:

- **Inciter, par des pénalités, l'acteur à respecter les termes de son engagement**, aussi bien sur les caractéristiques techniques de son offre que sur les volumes contractualisés.
- **Limiter le préjudice découlant de la défaillance quand elle ne peut être réparée par des pénalités**: plus la résiliation intervient tôt, plus RTE est en mesure de lancer rapidement la solution de remplacement (2nd AO ou investissement RSO) et moins le préjudice sera important .

Nature de la défaillance ou de l'inexécution du contrat	Conséquences	Clauses pour le contrat
Caractéristiques techniques non conformes (rendement, Pmax, Volume…)	L'acteur continue de devoir **respecter son engagement sur le service de gestion de la contrainte** **L'acteur est déjà pénalisé** (par les marchés car valorisation moindre ou par les pénalités de défaillance).	• **Des tests seront effectués au raccordement, à mi- contrat (3ans) et à la fin du contrat**. • Une **pénalité forfaitaire [à définir]** sera facturée à l'acteur en cas de non respect
Mauvaise exécution des engagements techniques (non fiabilité de la puissance disponible remontée)	**Met en péril la sûreté du réseau** : l'automate pense pouvoir compter sur la flexibilité et/ou elle ne réalise pas l'ordre envoyé.	• **Mise en demeure de l'acteur → L'acteur devra justifier et remettre à RTE un plan d'actions.** • S'il y a récidive ou non mise en place du plan d'actions, **RTE se réserve le droit de résilier immédiatement le contrat** et l'acteur paye les pénalités liées à la résiliation.
Défaillance persistante sur l'engagement contractuel	L'acteur paye les pénalités associées à sa défaillance**. Le risque est moins en termes de coût pour RTE** (les pénalités recouvrent le coût) **qu'en termes d'image et d'intérêt de l'AO.**	• **Au-delà d'un certain volume de défaillance** (par ex: 50% sur 3 périodes) et même si l'acteur solde ses pénalités, **RTE se réserve le droit de résilier le contrat à la date de MES de la nouvelle solution** (lauréat du 2nd AO ou investissement réseau).
Défaillance paiement des pénalités	**L'acteur continue de remplir + ou – son engagement mais ne paye pas les pénalités qui lui sont demandées.**	• Pas de netting avec la prime fixe: l'acteur n'est pas défaillant sur le service. • Pénalités de retard associées.
Résiliation	**Résiliation à la demande de l'acteur** pour des contraintes techniques.	• **L'acteur paye les pénalités liées à la résiliation**

Défaillance et pénalité pour l'engagement en volume

Calcul du volume défaillant

Volume défaillant = Minimum(Vengagement; x% Valgo) – Vréalisé

Avec Valgo : volume qu'une batterie entièrement dédiée à la gestion de congestion, avec les mêmes caractéristiques, aurait pu faire sur la contrainte réalisée.

Ainsi l'acteur est tenu de faire a minima son volume d'engagement ou x% du volume qu'une batterie aurait pu faire sur la contrainte réalisée.

- Cela permet **d'insensibiliser l'acteur** à des **contraintes plus faibles** ou **n'ayant pas la même forme** que la caractérisation renvoyée par RTE.
- L'abattement de x% permet de prendre en compte les biais de la modélisation (non prise en compte de certaines contraintes, maintenance…)**.**

Principes de la pénalité :

Le calcul de la pénalité sera effectué à l'issue de chaque période d'engagement

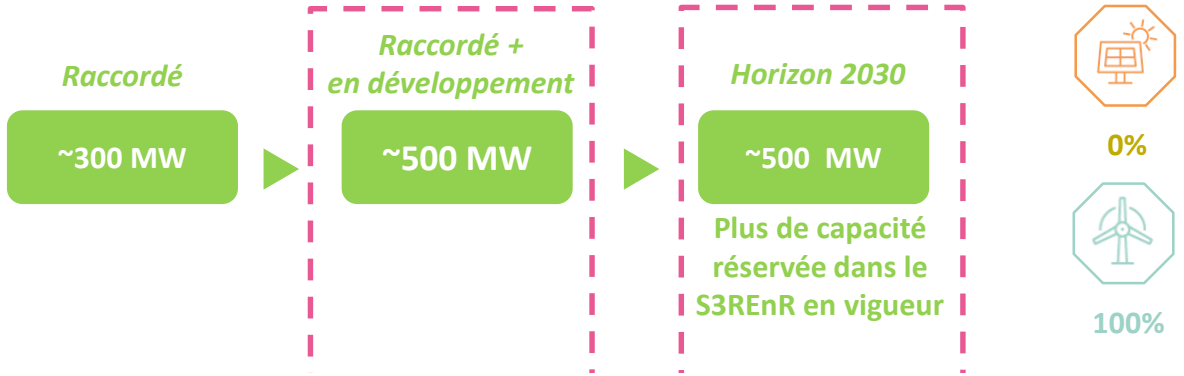
- **RTE récupérera la prime fixe au prorata de la défaillance de l'acteur**
- L'acteur paiera **une pénalité supplémentaire liée au coût de la congestion.**
- **Instruction en cours des paramètres suivants:**
  - Coût de référence à prendre en compte pour le coût de congestion (PMP proposé au dernier GT mais d'autres valeurs pourraient être pertinentes)
  - Progressivité de la pénalité selon le taux de défaillance
  - Cap à fixer (rémunération maximale attendue par l'acteur sur la période?)

Par MWh défaillant : $\frac{Prime\ fixe\ (6mois)}{V\ engagement\ (6mois)} + coût\ de\ la\ congestion$

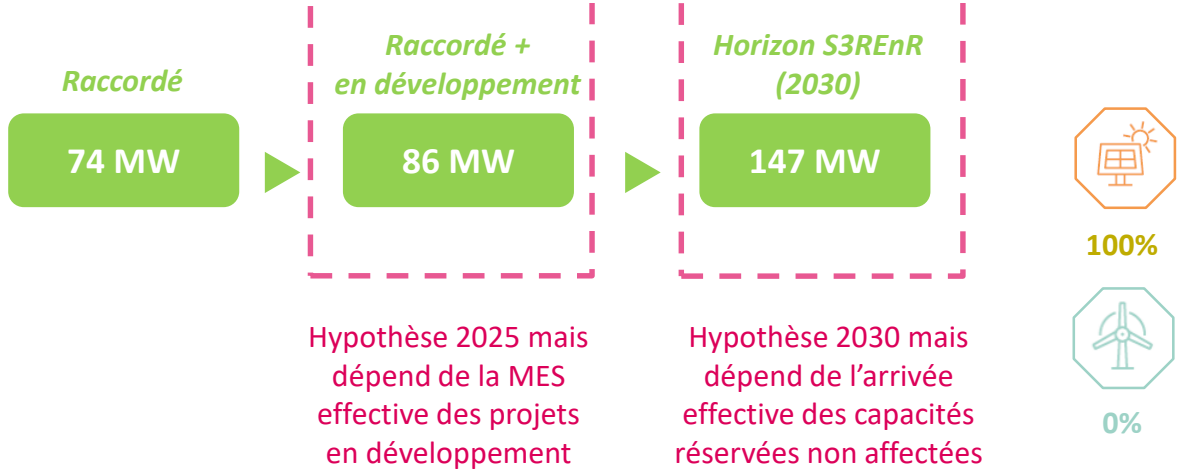
3 Hypothèses retenues pour l'interclassement

Horizon d'intercomparaison et hypothèses de production

- Hypothèses de production sur la zone de Sétier



- Hypothèses de production sur la zone de Perquie (Mis à jour depuis le RI):



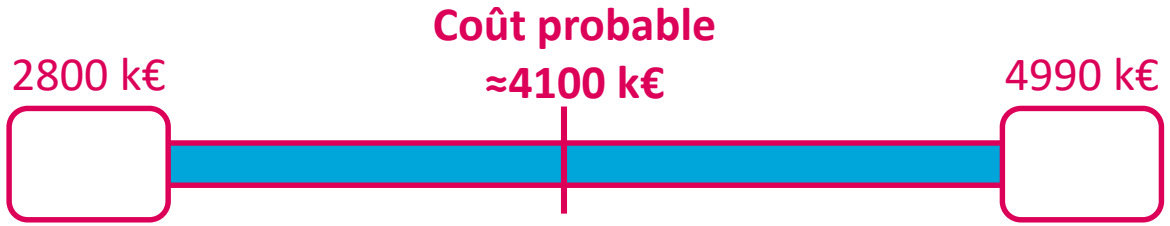
- Ces hypothèses de productions en 2030 sont celles qui ont permis de déduire les résultats de caractérisation des contraintes présentées aux GT précédents
- L'investissement réseau est dimensionné pour tenir compte du besoin à l'horizon 2030. C'est donc cet horizon de temps 2030, en considérant les hypothèses à cet horizon, qui sera pris en compte pour l'interclassement des solutions de flexibilités
- Des chroniques détaillées ont été fournies sur 11 années climatiques simulées :
  - Pour Sétier : une seule chronique climatique sera fournie car il n'y a plus de capacité réservée dans le S3REnR en vigueur (chroniques 2025 = chroniques 2030)
  - Pour Perquie, la chronique à l'horizon 2030 sera fournie, mais également la chronique 2025 à titre indicatif

Coût de l’investissement réseau pour les zones AO flexibilités

Ces données sont publiées dans les S3REnR applicables à chacune des zones :

- Pour Sétier, page 51
- Pour Perquie, page 182

- Installation d'un transformateur HTB 225/63 au poste de Sétier 225 kV:



- Construction liaison souterraine 63kV d’environ 19 km entre le poste de Perquie et le nouveau poste 63 kV Aire/Adour2:



Coût de l'énergie non évacuée

- **Principe général** : Le coût moyen pour la collectivité des écrêtements EnR est égal au coût moyen (CO2 inclus) des ajustements à la hausse nécessaires sur des moyens thermiques ou hydrauliques pour compenser l'équilibre offre demande. Le moyen compensateur correspond à la centrale marginale activée au moment de l'écrêtement EnR.

- Le coût de l'ENE représente donc une valorisation socio-économique, du point de vue de la collectivité, de l'écrêtement EnR. Elle intègre:
  - Un coût du moyen compensateur appelé lors de l'écrêtement des groupes de productions EnR
  - Une valorisation du CO2 du point de vue de la collectivité, le redispatching effectué par RTE pour lever des contraintes sur le réseau pouvant en effet engendrer des émissions de CO2 supplémentaires . La référence actuelle est la valeur tutélaire du carbone définie par la Commission Quinet en 2008. Cette trajectoire vise à représenter la valeur des actions visant à atteindre les ambitions climatiques et projette une valorisation à hauteur de 100€/tCO2eq en 2030.

Paramètres impactant directement le coût de l'ENE

- Les hypothèses de production EnR considérées dans la trajectoire retenue: le moyen compensateur appelé peut différer selon le niveau de production EnR global et le mix électrique considéré
- L'horizon d'étude: à la fois au vu du volume de production installé et de la valeur du CO2 différente selon l'horizon

Paramètre n'impactant pas directement le coût de l'ENE

- Le niveau de rémunération des acteurs EnR. Cela permet de ne pas comptabiliser deux fois les externalités environnementales liées aux écrêtements EnR déjà pris en compte dans la valeur tutélaire du carbone.

- Le coût de l'énergie non évacuée est en cours de révision et sera soumis à validation de la CRE, mais la fourchette suivante peut être donnée :

65 €/MWh — **Coût de l'ENE en 2030** — **95 €/MWh**

4 Raccordement *(nouveau par rapport au GT précédent)*

Retour sur le coefficient d'influencement

Pertes dans la liaison de raccordement (NEW)

- Des questions se sont posées lors du GT du 21/10 sur la prise en compte des pertes dans les liaisons de raccordement, notamment vis-à-vis de la cohérence avec le principe de non sécurisation du foncier au moment du dépôt des offres pour l'AO
- Des simulations ont été effectuées pour quantifier l'impact des pertes dans les liaison de raccordement sur le coefficient d'influencement
  - De 0,5 à 30 Km de liaison de raccordement
  - Jusqu'à une puissance de flexibilité de 90 MW
  - Type de câble LS retenu conformément à la puissance installée

➢ **Pour toute liaison < 5 Km l'impact sur le coefficient d'influencement est < 1 %**

➢ **Dans le pire cas simulé, alliant puissance installée élevée + distance de 30 Km, l'impact sur le coefficient d'influencement était de 3%**

Propositions :

- Pas de prise en compte de l'impact des pertes dans les liaisons de raccordement sur le coefficient d'influencement
- Le coefficient d'influencement pris en compte pour l'interclassement sera :
  - Celui du poste sur lequel est raccordé la flexibilité dans le cas d'un raccordement en antenne
  - Celui du point de piquage, estimé au prorata des deux postes encadrant la liaison sur laquelle la flexibilité se raccorde en piquage

5 Prochaines étapes

Prochain GT et sujets à traiter

Les prochaines étapes

Dates des prochains GT

- Mercredi 24 novembre 2021, de 13h30 à 16h30

Sujets à traiter

- Première présentation du contrat type
- Agrégation et contrôle du réalisé
- **D'autres sujets ?**

Contacts

- Pauline GELIS : pauline.gelis@rte-france.com
- Claire ROUSSEL : claire.roussel@rte-france.com
- Isaure MANCHON : isaure.manchon@rte-france.com
- rte-ao-flexibilite@rte-france.com

Le réseau de transport d'électricité

Merci

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)