Commission Accès au Marché

Session du 27 novembre 2020

Sujets		Durée
1	Mécanisme de capacité	1h30
2	Effacements	35’
3	**Flexibilités pour la résolution des congestions réseaux :** *Présentation de la feuille de route*	**40’**
4	Marché français de l'équilibrage	15’

Ordre du jour

1. Les différentes modalités de participation des flexibilités à la gestion des congestions
2. Orientations sur les modalités de mise en œuvre et le cadre contractuel
3. Que signifie avoir un cadre d'activation adossé sur le MA ?
4. Prochaines étapes



1

Les différentes modalités de participation des flexibilités à la gestion des congestions

Certaines « flexibilités » sont déjà intégrées aux méthodes de dimensionnement du réseau

Les solutions qui permettent de résoudre une congestion réseau en planification

Adapter le réseau
pour en augmenter la capacité

Exploiter la **flexibilité**
des moyens de production, de stockage et des consommateurs

Solution systématiquement prises en compte dans le dimensionnement du réseau

- **Création** d'un nouvel ouvrage
- **Renforcement** d'un ouvrage existant
- **Optimisation** de la capacité du réseau existant (DLR, smart modules/wires, automates topologie, …)
- **Ecrêtement** de production EnR
- **Effacement** de consommation
- **Stockage** (batterie, P2G)

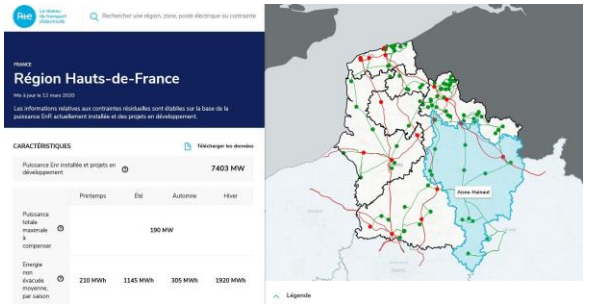
La participation des flexibilités à la résolution des congestions réseau

1 Les flexibilités peuvent réduire les contraintes « résiduelles » qui subsistent une fois réalisés les renforcements réseau justifiés économiquement.

- **Participation** des flexibilités sans engagement de disponibilité
- Nécessite d'informer les acteurs de marché sur la **localisation** et les **caractéristiques** des contraintes
  - A ce jour, les contraintes résiduelles sont publiées pour la région **Hauts de France**
  - Les publications seront **progressivement étendues à l'ensemble du territoire** au fur et à mesure des révisions des S3RENR

➔ **Travaux d'intégration des nouvelles flexibilités (dont stockage) dans le MA**

➔ **Démarche de publication des contraintes résiduelles**



https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/

La participation des flexibilités à la résolution des congestions réseau

2 Les flexibilités peuvent éviter ou reporter des investissements, en proposant une solution alternative à un coût inférieur.

- Nécessite un **cadre contractuel complémentaire** au MA pour encadrer la réservation du service de flexibilité
- Nécessite d'intégrer les caractéristiques technico économique des flexibilités dans les **méthodes de dimensionnement** du réseau

➔ **Feuille de route pour l'intégration des flexibilités dans le dimensionnement réseau**

La feuille de route flexibilités et réseau

Les trois axes de la feuille de route

Méthodes de dimensionnement

La prise en compte des flexibilités externes comme alternative aux adaptations du réseau doit s'**intégrer dans le processus de dimensionnement du réseau**

➔ *Dans quels cas faut-il faire appel aux flexibilités tierces ? Selon quel processus ? Quelles informations fournir aux acteurs ? Comment comparer les solutions réseau et les solutions flexibilités ?*

Cadre contractuel

Lorsqu'elles remplacent un renforcement réseau, la disponibilité future des flexibilités doit être assurée via **un cadre contractuel adapté**

➔ *Quels engagements de service, quelle structure et niveau de rémunération, quelles modalités de pénalités en cas de défaillance, …*

Appels d'offres Expérimentaux

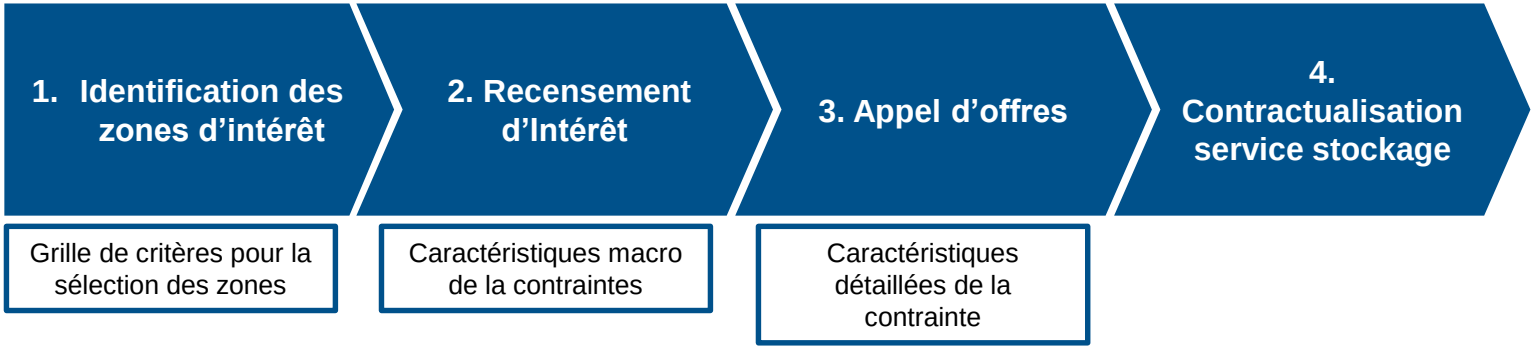
Des appels d'offres expérimentaux seront lancés sur 3 à 5 sites, pour « mettre en concurrence » les flexibilité tierces avec des renforcements réseau prévus



2

Orientations sur les modalités de mise en œuvre et le cadre contractuel

Le macro processus pour les appels d'offres flexibilité



La démarche proposée ne consiste pas à lancer systématiquement un appel d'offres pour réinterroger chaque investissement prévu sur le réseau…

- ❖ Risque sur le délai de réalisation des projets
- ❖ Besoin en ressource important pour les études / réalisation du processus

…mais à cibler les situations *a priori* les plus favorables aux flexibilités

Les grandes lignes du cadre contractuel

Contrat de réservation de capacité pour la gestion des congestion réseau

New !

+

Cadre adossé sur le mécanisme d'ajustement pour l'activation (expérimental pour commencer)

- **Période d'engagement** : **pluriannuelle** avec un **préavis important**
- **Rémunération d'un service de flexibilité** par une part fixe (€/an) + une part variable (€/MWh), dont la répartition et le niveau seront fixés librement par l'acteur de marché dans son offre commerciale
- **Sélection des offres** sur la base de la meilleure solution « technico économique » à partir de l'estimation du coût annuel du service de flexibilité + du coût de congestion résiduelles en comparaison du coût du renforcement évité
- **Le service attendu dans le cadre des appels d'offres ne sera pas pré-fixé et ne devra pas obligatoirement** répliquer un service « équivalent » au réseau (en terme de capacité, de disponibilité)…

/!\ A noter : Le cadre proposé **pour les expérimentations** pourra intégrer des dispositions qui ne reflèteront pas la vision cible



3

Que signifie avoir un cadre d’activation adossé sur le MA ?

Le mécanisme d'ajustement permet déjà d'activer des offres pour motif « congestion réseau »

Rappel : il existe plusieurs motifs d'activation sur le mécanisme d'ajustement

- RTE a ainsi la possibilité d'activer des offres déposées sur le mécanisme d'ajustement pour traiter des problèmes locaux de congestion réseau
- Lorsqu'un acteur dépose une offre, elle peut-être utilisée pour n'importe quel motif d'activation
- En pratique, il s'agit aujourd'hui d'offres d'ajustement d'EDA composées d'un seul site car par définition, le traitement des congestions est local et nécessite l'activation d'un site bien identifié
  - ✓ **Les règles MA-RE ne permettent pas aujourd'hui d'activer un sous-ensemble d'EDA**
- **Depuis 2018, il existe cependant un cadre expérimental dans les règles permettant certaines dérogations aux principes énoncés ci-dessus**
  - C'est le cadre qui avait été initialement envisagé comme vecteur d'indemnisation des limitations ENR par automate

Cadre dérogatoire du MA pour le traitement des limitations

➢ **Il s'agit initialement d'un cadre d'indemnisation prévu pour indemniser les producteurs après une limitation de production (notamment par automate)**

Eligibilité

- **Production HTB, production HTA, consommateurs HTB**

Dérogations par rapport aux règles « classiques »

- **Puissance minimale d'activation** : < 10 MW possible
- **Dispositif d'activation :** autre que le classique (outil TAO) dans le cas automate : activation automatique via l'automate)
- **Soumission des offres** : soumission d'une « offre congestion réseau » **permanente** à la maille d'un site **non utilisable pour l'équilibre offre demande**
- **Prix de l'offre : prédéterminé à l'avance**

➢ Son application requiert la signature d'une **convention technique** spécifique adossée aux règles MA-RE

➢ Cette convention doit décliner ces principes dérogatoires de façon plus détaillée

Et pour l'activation des flexibilités pour contraintes résiduelles ? Et pour les AO ?

Résolution des contraintes résiduelles	Pas de contractualisation préalable **Participation libre**
AO flexibilités expérimentaux	Contractualisation préalable **Participation obligatoire sur les périodes d'engagement**

Le cadre appliqué va dépendre du dispositif d'activation :

- Si la résolution de la contrainte peut passer par les moyens classiques → **activation classique MA pour motif congestion**
- Si la résolution de ce type de contraintes nécessite de passer par un automate → **besoin d'avoir une offre permanente, passage par le cadre expérimental dérogatoire**

Il est nécessaire d'encadrer les offres d'activation de façon à être conforme au contrat de réservation de puissance, que l'activation soit manuelle ou automatique :

- **Passage par le cadre expérimental dérogatoire**

- **Des adaptations** à ce cadre dérogatoire **vont être proposées prochainement** pour clarifier les différents cas d'usages (concertation en cours règles MA-RE) et permettre de traiter le cas « contraintes résiduelles »
- Un élargissement de l'éligibilité à ce cadre sera également proposé pour le stockage dans la prochaine version des règles
- Pour les AO expérimentaux, les adaptations spécifiques seront traitées en 2021 de concert avec le cadre contractuel de réservation de capacité



4

Prochaines étapes

Les objectifs des recensements d'intérêt

- La phase de recensement d'intérêt (RI) poursuit un double objectif :

  1. Pour les acteurs, **avoir connaissance au plus tôt des zones** sur lesquels des appels d'offres sont susceptibles d'être lancés et des **caractéristiques des contraintes** sur ces zones (énergie, puissance, localisation).

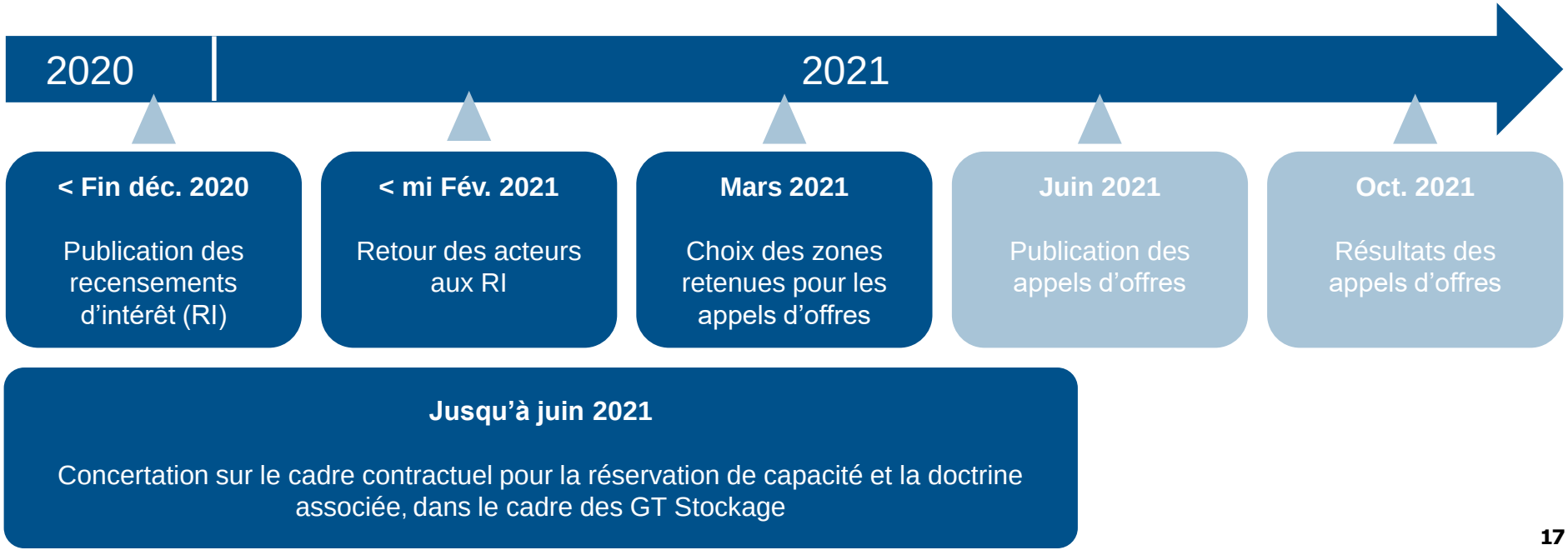
  2. Pour RTE, mieux appréhender le **potentiel de flexibilité mobilisables** pour la gestion des contraintes et leurs **caractéristiques**.

- La réponse aux RI est **facultative** et **non engageante** pour la participation aux appels d'offres.

- RTE s'appuiera sur **les réponses reçues** aux RI pour élaborer **la liste définitive des zones** sur lesquelles des études approfondies seront engagées et des appels d'offres seront lancés.

Prochaines étapes pour les AO flexibilités

- La phase de recensement d'intérêt conduira à établir d'ici **mars 2021** la liste définitive des zones sur lesquelles seront lancés des appels d'offres.
- Le calendrier prévisionnel des appels d'offres est conditionné au bon avancement de la concertation sur le cadre contractuel ainsi qu'à la capacité à produire les études de réseau approfondies.





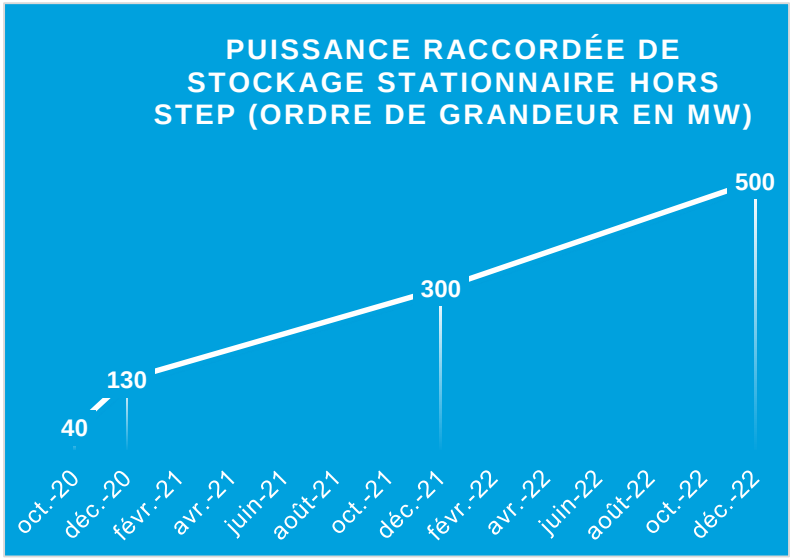
5

Des perspectives pour le stockage ?

Une forte croissance du parc de batteries installées attendue sur les 2 prochaines années

- Hors STEP, le stockage est essentiellement raccordé au réseau public de distribution avec environ **100MW.**
- Aujourd'hui, de l'ordre de 25 MW de batteries sont certifiées pour la participation à la réserve primaire
- D'ici fin 2022, de l'ordre de **500 MW à prévoir**, dont les capacités lauréates de l'appel d'offres long terme du mécanisme de capacité :

2021-2027	2022-2028
Total MW batteries sélectionnés : **93 MW**	Total MW batteries sélectionnés : **160 MW**



- Aujourd'hui, **ce sont les services système fréquence et en particulier la réserve primaire (FCR)** qui intéressent prioritairement les stockeurs auxquels s'ajoutent la valorisation sur le mécanisme de capacité
- D'autres segments de valorisation sont toutefois susceptibles d'intéresser les stockeurs : **gestion des congestions réseau**, mécanisme d'ajustement, voire de nouveaux services (amélioration du réglage de fréquence aux heures rondes)

Une intégration progressive au mécanisme d'ajustement

Où en est-on aujourd'hui ?

☺ Cadre spécifique historique pour les STEP

😐 Cadre partiel de valorisation pour les autres moyens de stockage « seuls » jusqu'à fin 2021 (« étape 1 ») en vigueur depuis le 1er juin 2020

Prochaines étapes

S1 2021 : Concertation pour adaptation des règles MA-RE sur
- les étapes ultérieures d'intégration du stockage
- **la participation à la gestion des congestions réseaux**

S2 2021 : Concertation MA-RE pour l'activation des lauréats des AO expérimentaux flexibilités

Fin 2021 : Entrée en vigueur de l'étape 2 d'intégration du stockage