Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

AO flexibilités expérimentaux

28 Octobre 2021

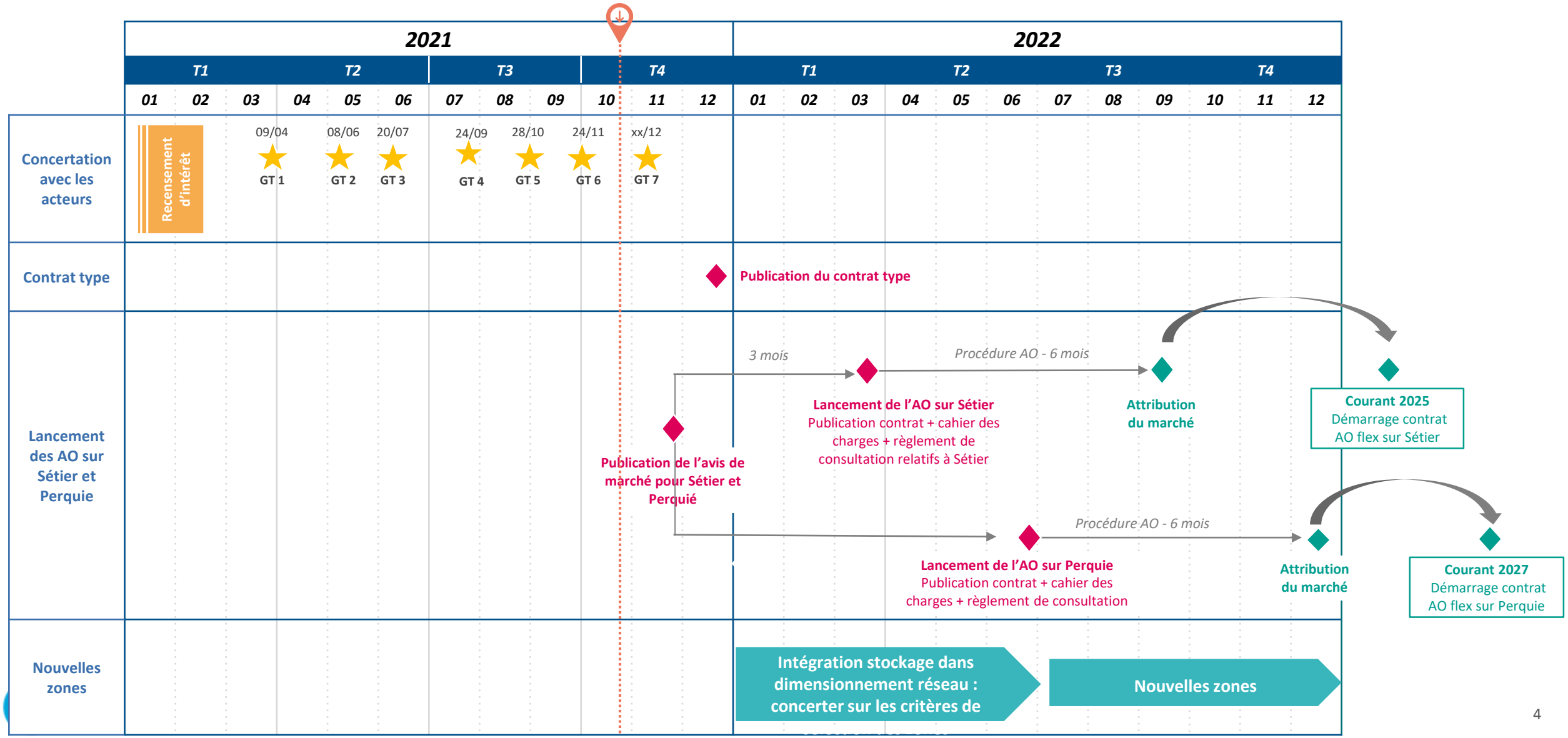
Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Planning et rappel sur le périmètre de l'AO flexibilités
2. Raccordement
3. Engagement contractuel
4. Modalités d'activation
5. Caractérisation de la défaillance et de ses effets
6. Hypothèses retenues pour l'interclassement
7. Prochaines étapes

1 Planning et rappel sur le périmètre de l'AO flexibilités

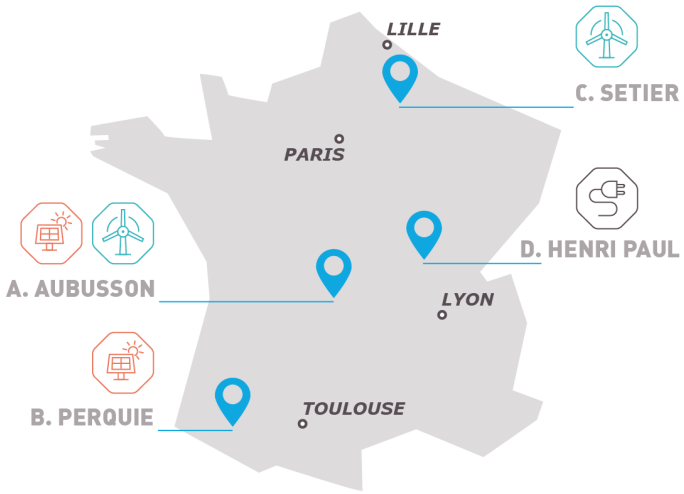
Planning des AO flexibilités



Rappel sur les zones retenues et l'éligibilité pour ces AO flexibilités

Zones retenues pour les premiers AO flexibilités

Zones	Seuil de déclenchement	Statut
Sétier	2025	• Lancement de l'AO début 2022
Perquie	2027 - 2028	• Lancement de l'AO début 2022
Aubusson	?	• Incertitude forte sur la date du seuil de déclenchement qui s'annonce plus tardive qu'initialement envisagée lors du RI • **Retrait de la zone des AO flexibilités – GT du 24/09**
Henri Paul	2025	• Risque ouvrage fort nécessitant un investissement réseau au plus tôt • **Retrait de la zone des AO flexibilités - GT du 20/07**



Eligibilité pour les premiers AO flexibilités

- Flexibilités raccordées sur le RPT
- Pas d'offres de consommation



- Mise à jour des informations sur l'AO flexibilités sur le portail services
- Mise à disposition des courbes de la caractérisation fine de la contrainte sur les 11 dernières années climatiques

2 Raccordement

1. Démarches attendues

2. Principes s'appliquant au raccordement du lauréat

3. Eclairage sur les coûts de raccordement

4. L'offre de raccordement optimisée et ses implications

1 Démarches attendues de la part des candidats et du lauréat

Réservation de capacités, foncier et sécurisation de jalons

Réservation de capacité pour le lauréat et démarches à suivre

Principe de réservation des capacités au profit des futurs lauréats dans les postes influençants des zones AO flexibilités

Pour garantir au lauréat la disponibilité de la capacité dans les postes nécessaires à son raccordement dans des délais compatibles avec les échéances fixées par l'AO Flex.

- Ces capacités seront réservées dans les postes influençants suivants :

Sétier 63 kV
Ribemont 63 kV
Gauchy 63 kV
St-Jean 63 kV

Zone de Sétier
(*Noyales ne fera pas partie des postes avec réservation: coefficient d'influencement plus faible et une extension nécessaire susceptible de générer des délais trop importants*)

Perquie 63kV
Barbotan 63 kV

Zone de Perquié
(sur la zone de Perquié, les raccordements nécessiteront des extensions dans les postes, ces extensions restant à la charge du demandeur)

- Les futurs lauréats bénéficieront de ces capacités à l'occasion de leur demande de raccordement : **envoi de la demande de PTF à l'attribution du marché** .

- **Toute PTF demandée à RTE sur les zones AO flexibilités avant l'attribution du marché ne bénéficiera pas de ces capacités réservées** (impact sur les limitations et les extensions nécessaires).

Pas de sécurisation du foncier nécessaire au moment de la soumission de l'offre

- **RTE n'exigera pas de l'acteur qu'il fournisse dans son offre la garantie de l'acquisition du foncier nécessaire pour installer ses actifs.**
- En revanche, **le contrat AO flexibilités sécurisera certains jalons**, imposant à l'acteur de donner à RTE la visibilité nécessaire sur l'avancement des démarches entreprises (cf slide suivant)
- Ainsi :
  - Dans le mois qui suit l'attribution du marché, l'acteur doit faire sa demande de PTF
  - Au moment de la réponse de RTE à la demande de PTF : l'acteur doit apporter les garanties sur le foncier
- **Dans tous les cas, le délai de raccordement donné dans la PTF sera pris en compte pour définir la date de démarrage du service dans le contrat**

Sécurisation de jalons de l'attribution du marché au démarrage du service

Attribution du marché AO flexibilités

Signature du contrat avec une date de début du service non fixé

Exemple : 1er septembre 2022

Date de raccordement et démarrages des tests d'activation

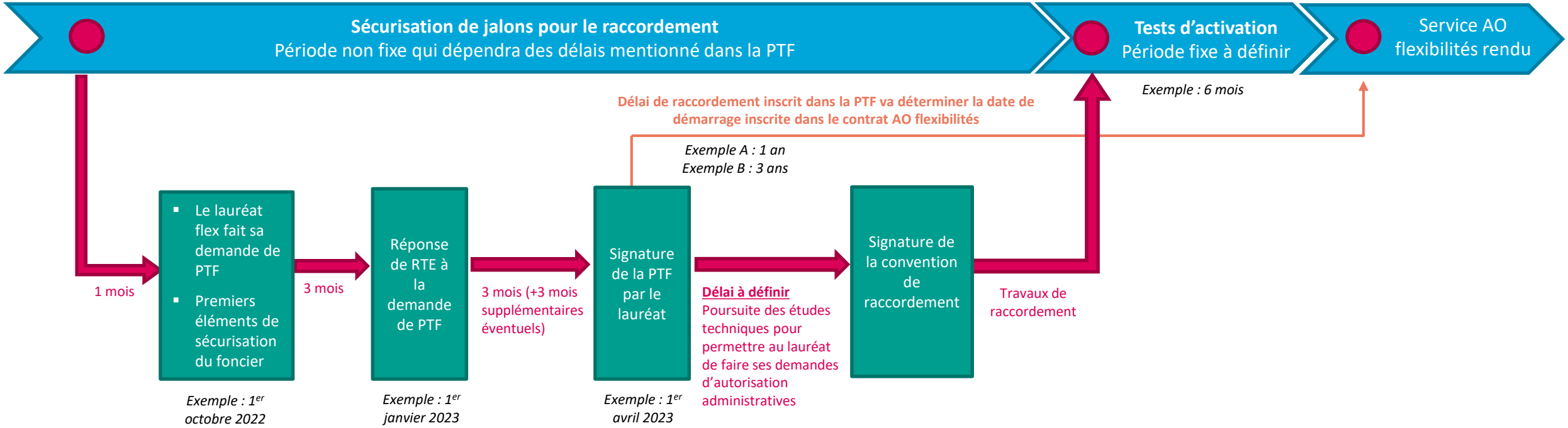
Exemple A : 1er avril 2024
Exemple B : 1er avril 2026

Date de démarrage du service inscrit dans le contrat

Exemple A : 1er janvier 2025
Exemple B : 1er octobre 2026

Date la plus tardive entre :

- Date idéale de démarrage vis-à-vis du seuil de déclenchement
  Exemple : 1er janvier 2025
- Date de raccordement + période de tests
  Exemple A : 1er octobre 2024
  Exemple B : 1er octobre 2026



2 Principes s’appliquant au raccordement du lauréat

ORO, raccordements possibles et régime de l’extension

Nécessité de recourir à une ORO dans les zones AO Flex

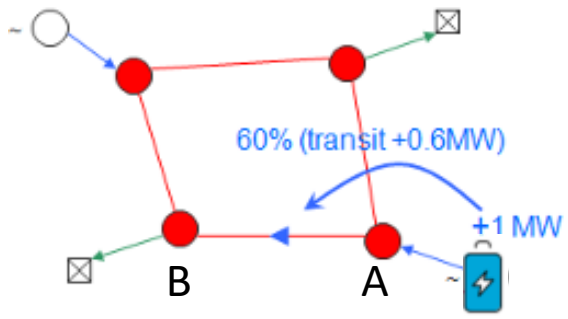
- Le demandeur du raccordement supporte les coûts de développement de réseau nécessaires à la résorption des contraintes créées et/ou aggravées dans le périmètre d'extension de l'installation de stockage.
- Les travaux identifiés dans les offres de raccordement permettent de lever les contraintes en N et en N-1 induites par l'installation dans son périmètre d'extension.
- La mise en œuvre d'une Offre de Raccordement de Référence dans le cadre de l'AO Flex n'est pas compatible avec le mécanisme de l'AO flexibilités dans la mesure où le recours à la solution de raccordement de référence conduirait à lever (par un effet de seuil) tout ou partie des contraintes que la flexibilité est censée lever dans le cadre de cet appel d'offres (transformateur pour Sétier, ligne pour Perquie)

  ➢ **Il est nécessaire de recourir à une Offre de Raccordement Optimisée dans les zones AO flexibilités**

- Cette Offre de Raccordement Optimisée identifiera des limitations en N et N-1 que la lauréat s'engagera à mettre en œuvre sans droit à indemnité.

Notion de coefficient d'influencement et de poste influençant

- Le coefficient d'influencement est un **coefficient issu des outils de simulation du réseau électrique de RTE**. Le modèle permet de donner une approximation de la variation attendue du transit sur un ouvrage suite à la variation d'une autre variable d'intérêt (injection/soutirage)



Soit une flexibilité ayant une influence de 60% sur la liaison A-B

- Si la flexibilité injecte 1 MW : le transit A-B augmente de 60% x 1 MW = 0,6 MW
- Si la flexibilité soutire 1 MW : le transit A-B diminue de 0,6 MW

- Si A-B est en contrainte avec un dépassement de 3 MW, il faut que la flexibilité soutire 5 MW pour que le transit A-B diminue de 60% x 5 = 3 MW et que la contrainte disparaisse
- S'il reste 3 MW de marge avant que A-B passe en contrainte, la flexibilité peut injecter 5 MW avant de faire apparaitre une contrainte : le transit A-B augmenterait de 60% x 5 = 3 MW

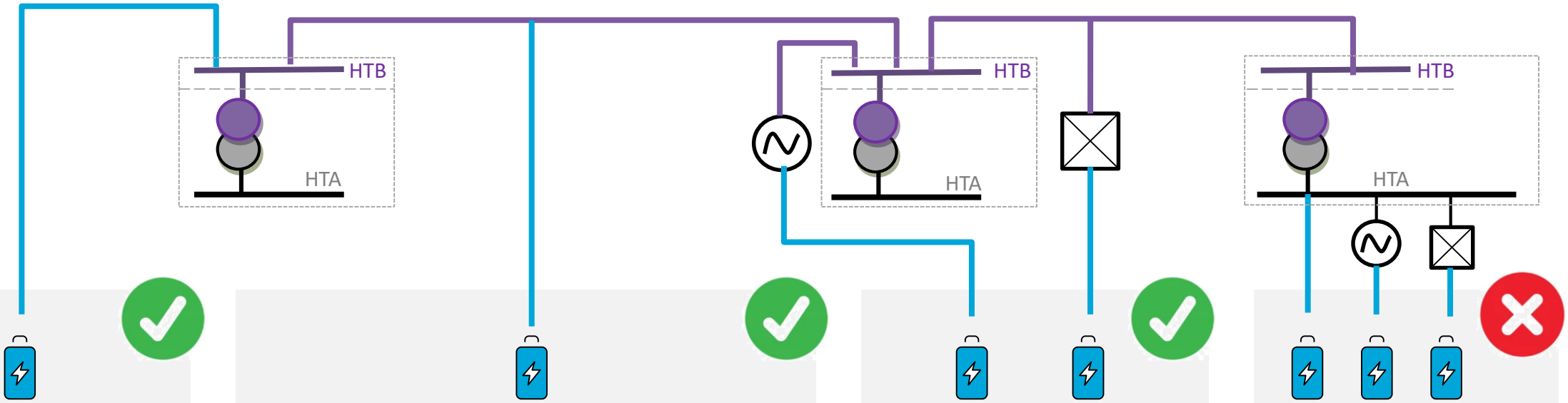
- **Le coefficient d'influencement est fonction de la répartition des flux** (et donc du maillage du réseau) : un schéma en antenne aura plus d'influence sur un ouvrage voisin que si le réseau est un réseau maillé dans lequel les flux se répartissent.

- **Le coefficient d'influencement est également fonction des pertes dans la liaison de raccordement. Ces pertes dépendent de la puissance raccordée et de la nature de la liaison**.

  Exemple d'un raccordement en antenne sur un poste influençant :

  - Plus l'antenne de raccordement d'une flexibilité à un poste est petite, plus les pertes dans la ligne sont faibles et plus le coefficient d'influencement sera proche de celui du poste auquel la flexibilité est raccordée
  - Plus l'antenne est longue et plus les pertes augmentent. Ainsi, un coefficient d'influencement peut être ramené à 0% si toute l'énergie produite est perdue dans la liaison

Les schémas de raccordements possibles



- En antenne sur un poste HTB
- Si distance ↗ coeff influ. ↘ (jusqu'à descendre à 0% si toute l 'énergie est dissipée en pertes dans la liaison)

- En piquage sur une liaison HTB (dans les conditions fixées par la réglementation et la DTR).
- coeff influ. au pt de piquage au prorata de la distance aux 2 postes encadrants
- **coeff influ. = 0% si la ligne elle-même est la contrainte à gérer**
- Par rapport au point de piquage: si distance ↗ coeff influ. ↘

- Derrière un client consommateur ou producteur HTB
- Si distance ↗ coeff influ. ↘
- **La flex doit être en décompte du client consommateur ou producteur HTB**

- En antenne sur un poste HTA
- Derrière un client consommateur ou producteur HTA

Pas de piquage sur les liaisons 63 kV Naoutot-Perquie et Barbotan-Perquie car elles sont en contraintes

Application du régime de l'extension pour le lauréat de l'AO flexibilités

- Les installations de stockage lauréates de l'AO flexibilités seront raccordées sous le régime de l'extension tel que défini dans le code de l'énergie.
- Aussi, selon la consistance des travaux nécessaires au raccordement de l'installation du lauréat (voir slides ci-après), les **travaux à la charge du lauréat** pourront notamment comprendre :
  - La création d'une liaison de raccordement dont la technologie et la longueur seront fonction de l'emplacement des actifs du lauréat ;
  - La création de la cellule associée ;
  - L'extension d'un jeu de barres ;
  - L'acquisition du foncier nécessaire à l'extension du jeu de barres.

3 Eclairage sur les coûts de raccordement

Comparaison des solutions de raccordement possibles à Sétier

⚠ **Les données sont indicatives et non engageantes**

	Setier 63kV	Ribemont 63 kV	Gauchy 63 kV	St-Jean 63 kV
Coef influencement	58 %	56%	53%	45%
Cellule	Cellule disponible dans le poste			
Délai racco	≈ 30 à 48 mois			
Coûts racco poste	≈ 500 k€		≈ 1000k€	≈ 500k€
Coûts racco LS	≈ [650 k€ ; 4200 k€] (500m à 5 km)		≈ [1000 k€ ; 4500 k€] (500m à 5 km)	≈ [800 k€ ; 4300 k€] (500m à 5 km)
Emplacement	Zone rurale		Zone urbaine	Semi-urbaine
Maillage du poste	Poste maillé	Poste en antenne, (pas de secours) : risque de coupure sur aléa	Poste maillé	Poste maillé

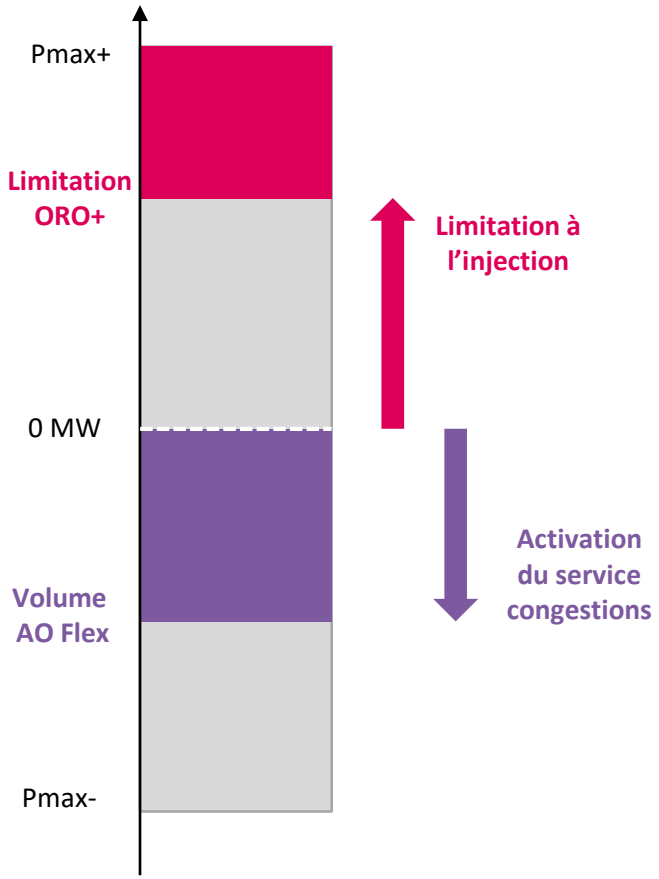
Comparaison des solutions de raccordement possibles à Perquie

⚠ **Les données sont indicatives et non engageantes**

	Perquie 63kV	Barbotan 63 kV
Coef influencement	100 %	99 %
Cellule	Pas de cellules dispo : Extension de jeu de barre avec extension foncier inscrite au S3REnR	Extension de jeu de barre nécessaire
Délai racco	≈ 48 à 60 mois	≈ 36 à 60 mois
Coûts racco poste	≈ 800 k€	≈ 600 k€
Coûts racco LS	≈ [650 k€ ; 4200 k€] (500m à 5 km)	
Emplacement	Zone rurale	
Maillage du poste	Poste en antenne	Poste en antenne sur le poste de Perquie

4 L’offre de raccordement optimisé et ses implications

Interactions avec l'offre de raccordement optimisé (ORO)



« Limitation à l'injection »

- Les limitations imposées sont des seuils de x MW de puissance à l'injection, spécifiés dans la PTF (en cas de limitation, l'injection ne doit pas aller au-delà de X MW jusqu'à ce que la limitation soit levée)
- Principe de non aggravation de la contrainte, mais la flexibilité n'est pas appelée pour résoudre la contrainte

« Activation du service congestions »

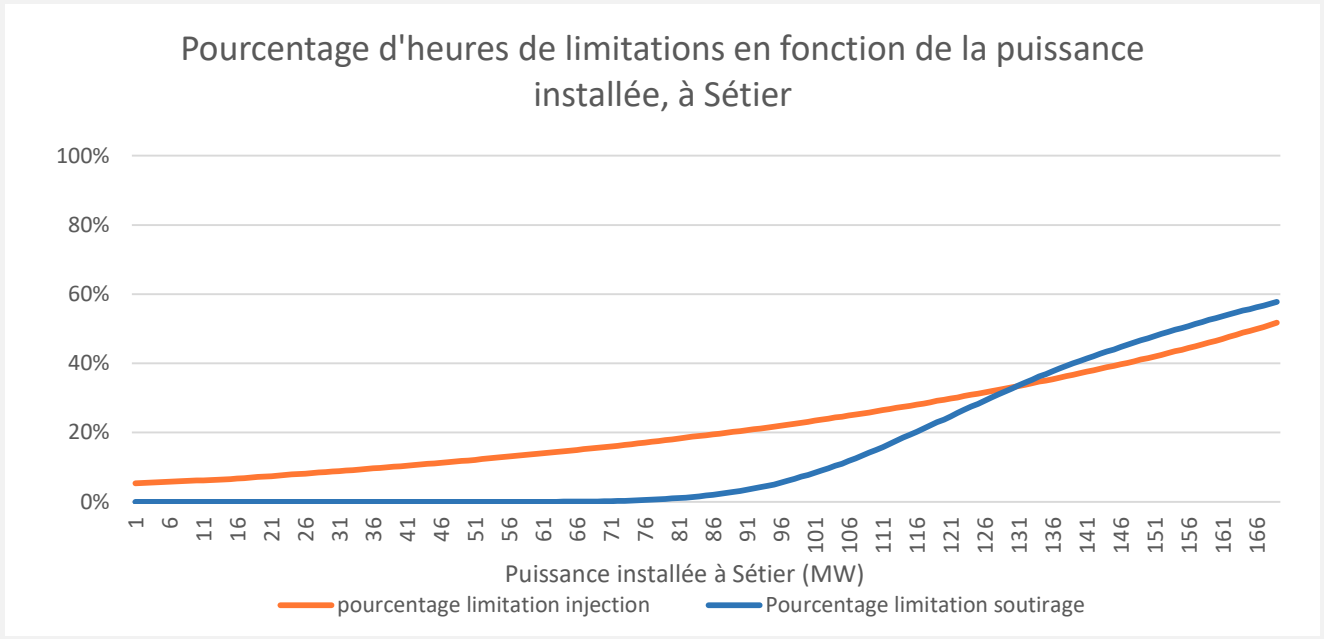
- Le lauréat de l'AO Flex est activé pour résoudre la congestion
- Le besoin est d'aller au-delà de la simple limitation, et d'absorber de l'énergie

Dans les deux cas, l'activation est réalisée en TR

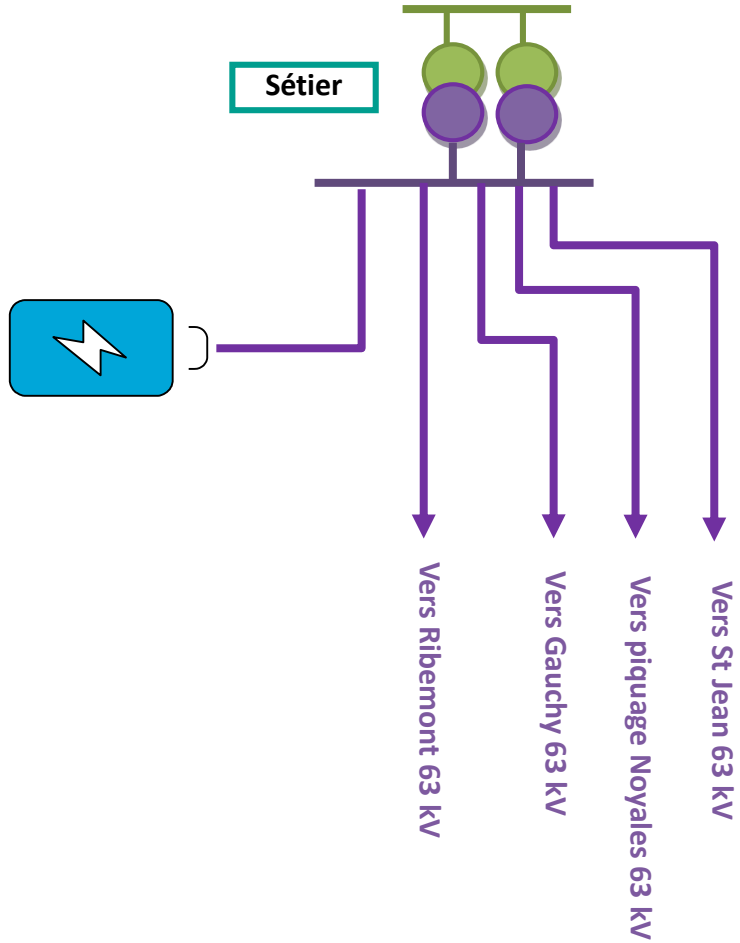
Pas de clause de compensation particulière en cas de participation à plusieurs services

Limitations estimées pour un raccordement à Sétier

- Les courbes suivantes sont données pour une flexibilité raccordée à Sétier, où le coefficient d'influencement est le plus élevé (58%)
- Pour les autres postes influençants, la puissance à lire sur les courbes est de Puissance x coeff poste/58%

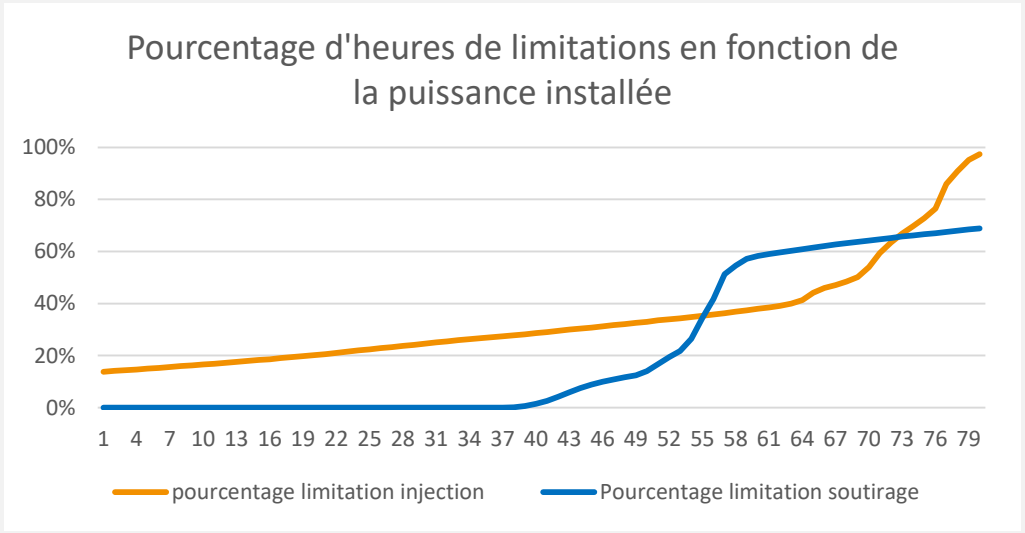


- Pas de limitation en soutirage si la puissance installée< 76 MW
- Des limitations en injection quelle que soit la puissance installée
- Exemple : pour une puissance installée de 90 MW, limitation 20 % du temps en injection et 3 % en soutirage

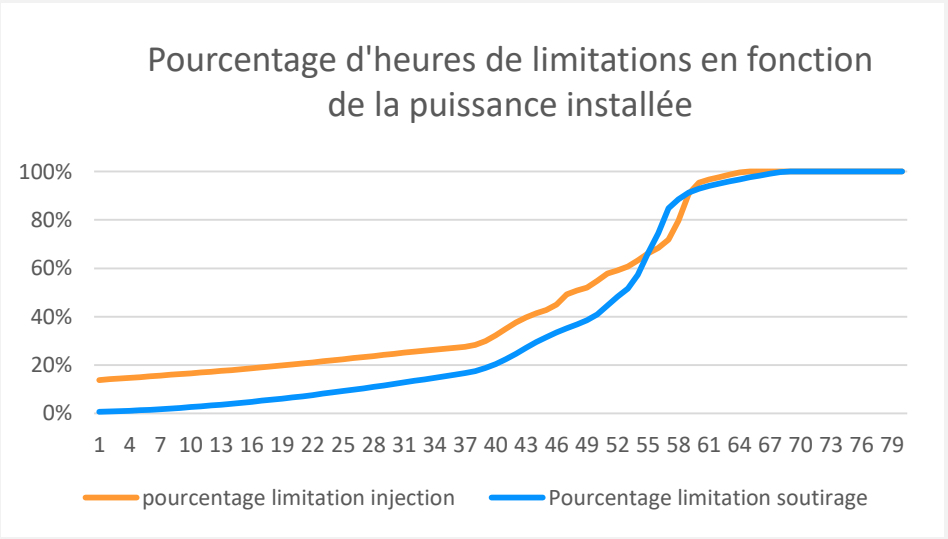


Limitations estimées pour un raccordement dans le zone de Perquie





- Pas de limitation en soutirage si la puissance installée de la flexibilité < 38 MW
- Des limitations en injection quelle que soit la puissance installée
- Exemple : pour une puissance installée de 50 MW, limitation 33 % du temps en injection et 14 % en soutirage



- Des limitations en injection et en soutirage quelle que soit la puissance installée
- Exemple : pour une puissance installée de 50 MW, limitation 55 % du temps en injection et 41 % en soutirage

3 Engagement contractuel

Retour sur la bande de puissance et durée du contrat

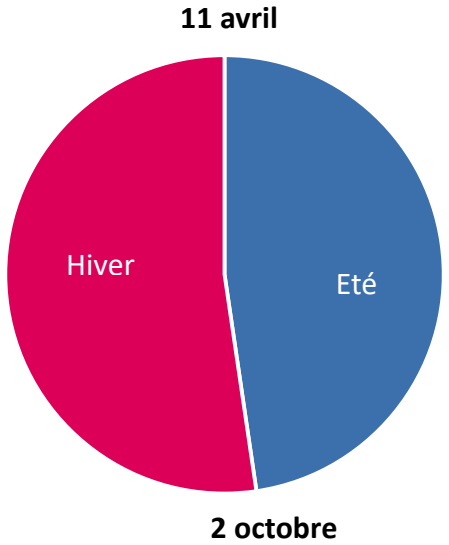
Rappel sur l'engagement contractuel pour l'AO flexibilités

Fournir un volume d'énergie sur une période d'engagement (en MWh)

- **L'acteur s'engage à réserver un volume d'énergie (en MWh) sollicitable par RTE sur une période d'engagement**
- Ce volume d'engagement est défini par l'acteur, en fonction de la caractérisation de la contrainte qui a été soumise dans le cahier des charges pour la zone, de la gestion du risque
- **RTE n'impose pas un volume minimal d'engagement.** Néanmoins le service non couvert par la flexibilité nécessitera de recourir à l'écrêtement de production : prise en compte de ce coût dans l'interclassement (coût de l'énergie non évacuée)
- Dans le cas où la contrainte réelle est moins importante que la caractérisation qui lui a été soumise, RTE en tiendra compte dans le contrôle du respect de l'engagement

Deux périodes d'engagement par année calendaire

- Période d'engagement « été » : 11 avril au 1er octobre(4176 heures)
- Période d'engagement « hiver » : 2 octobre au 10 avril (4584 heures)



Rappel sur la rémunération pour l'AO flexibilités

Deux types de rémunération

- La rémunération de l'acteur lauréat de l'AO flexibilités est définie selon deux composantes : une prime fixe (€/an pour un volume d'engagement en MWh) et une prime variable (€/MWh)
- Les prix sont définis pour chaque composante par l'acteur au moment de la soumission de sa réponse à l'AO flexibilités : les prix sont fixés dès l'AO sur toute la durée du contrat
- La prime fixe (prime fixe/12) et la prime variable (prime variable x volume activé au titre de l'AO flexibilités sur le mois) seraient versées mensuellement, en M+1

Suppression de l'engagement sur la bande de puissance

Besoin identifié initialement pour l'exploitation du réseau :

- Disposer d'une certaine puissance, mobilisable en quelques secondes, permettant d'exploiter un ouvrage en contrainte à un niveau plus élevé qu'initialement (par exemple 95% IST au lieu de 90% IST)
- Le service de résorption de la congestion peut être rendu sans imposer la mobilisation de cette bande de puissance

Déclinaison de ce besoin en engagement contractuel :

- Lors des GT précédents, ce besoin a été présenté sous la forme d'un deuxième engagement contractuel demandé au lauréat de l'AO flexibilités : la fourniture d'une bande de puissance à chaque début d'activation (en MW pendant 2'), pouvant être sollicitée au moins 4 fois par jour avec un délai minimum d'une heure depuis la fin de l'activation précédente
- Le niveau minimum de puissance exigée pour cette bande était néanmoins toujours en cours d'instruction

Plusieurs éléments nous invitent à reconsidérer la déclinaison initiale du besoin :

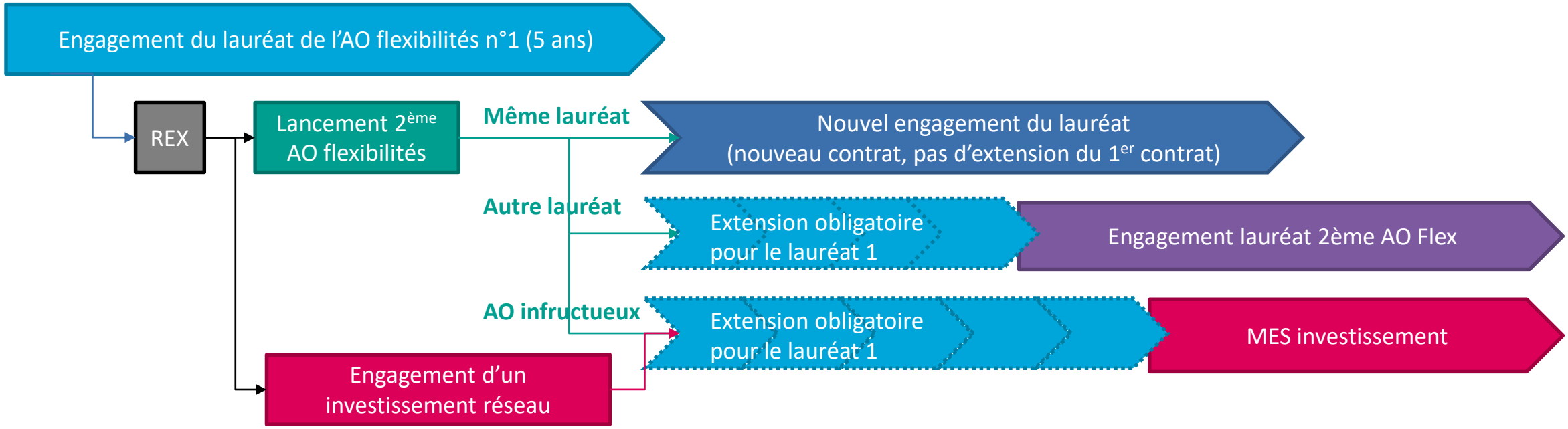
- La visibilité donnée par l'acteur sur la puissance disponible à 2 minutes (Pdispo) permettrait déjà à l'automate NAZA d'exploiter le réseau à un niveau plus élevé : dès lors une partie du bénéfice du service est rendue sans imposer cette bande de puissance
- Par ailleurs, la mise en œuvre de cette bande de puissance implique une complexité importante, pour RTE et les acteurs, au regard de sa valeur ajoutée, dans le cadre de l'expérimentation

Propositions

- **Supprimer l'engagement initial sur la bande puissance**
- **Le REX permettra de déterminer s'il faut reconsidérer l'engagement sur la bande de puissance**

Durée et extension du contrat

- Pour le lauréat de l'AO flexibilités, la durée de la part ferme du contrat est de 5 ans
- Après un REX, une prolongation pourra le cas échéant être nécessaire sur une période transitoire entre la fin du 1er contrat d'une part et le début, d'autre part, de l'engagement du nouveau lauréat ou de l'investissement
- Le déclenchement de la part optionnelle sera à l'initiative de RTE et **obligatoire pour le lauréat**. La durée maximale et le délai de prévenance de l'extension seront définies dans le contrat : **extension annuelle du contrat, renouvelable annuellement dans la limite de 5 ans supplémentaires.**
- L'option sera basée sur les mêmes conditions que le contrat initial (mêmes prime fixe et prime variable)



4 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

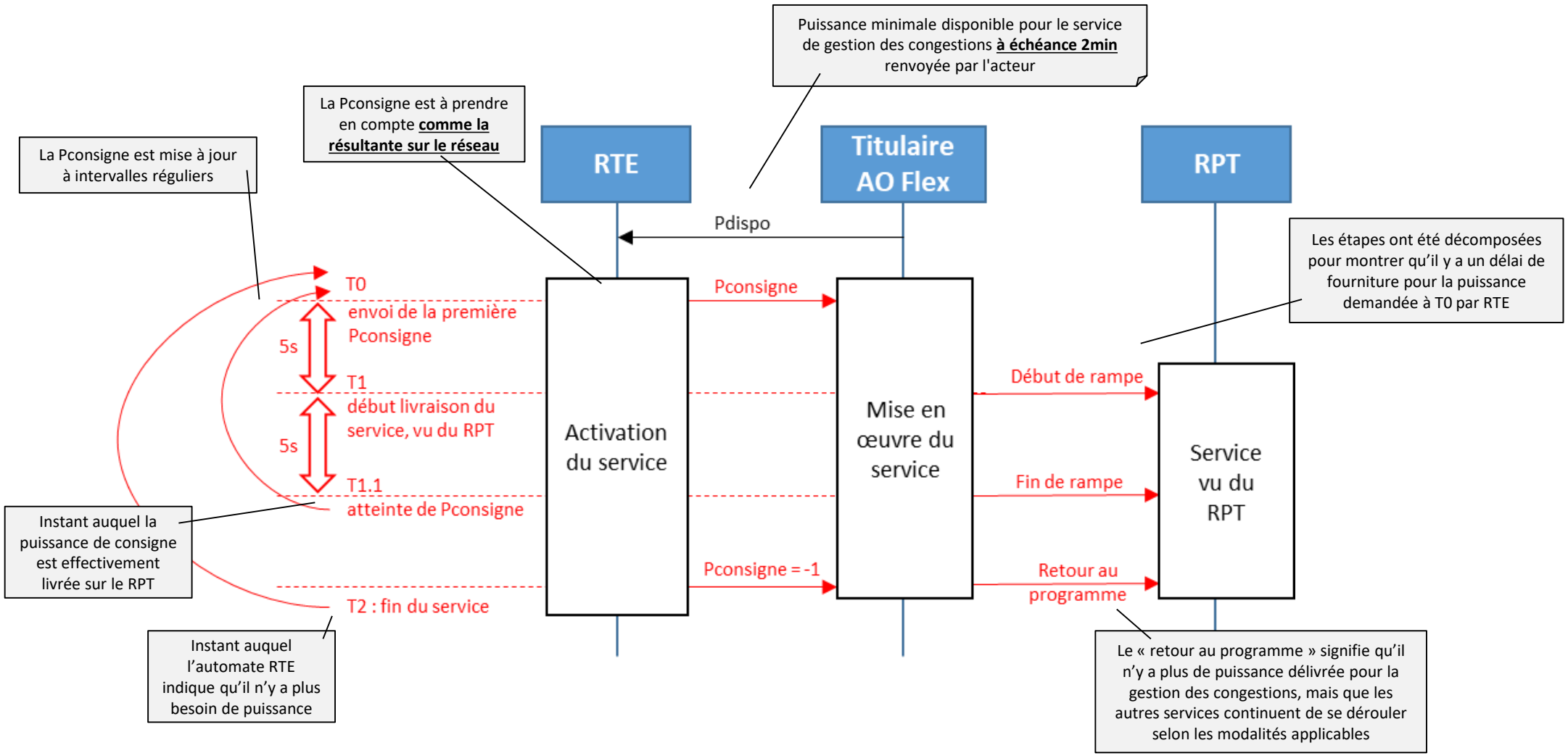
- Puissance disponible pour la gestion des congestions (Pdispo)
- Activation du mode de fonctionnement CM Congestion Management (début/fin du service)
- Consigne de puissance active à appliquer par l'installation pour la gestion des congestions (Pconsigne)
- Energie (à puissance max) et puissance max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



5 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

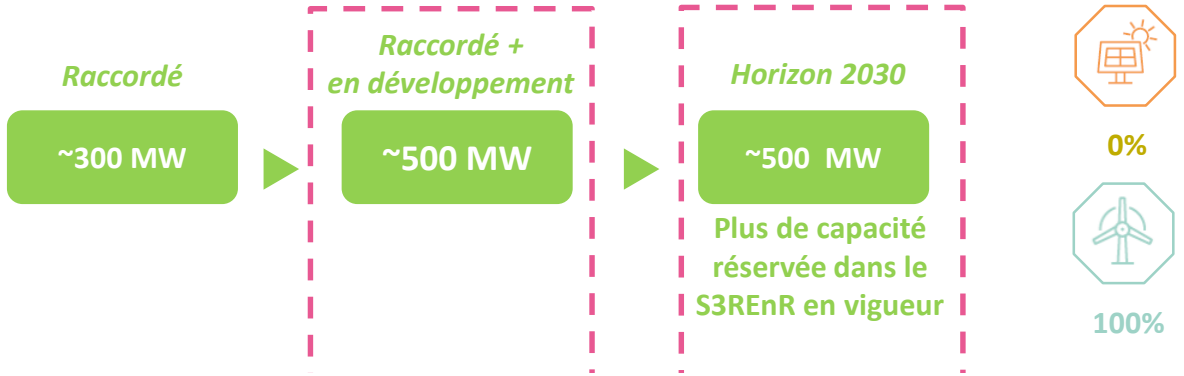
- **RTE récupérera la prime fixe au prorata de la défaillance de l'acteur**
- L'acteur paiera **une pénalité supplémentaire liée au coût de la congestion.**
- **Instruction en cours des paramètres suivants:**
  - Coût de référence à prendre en compte pour le coût de congestion (PMP proposé au dernier 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 : $\frac{Prime\ fixe\ (6mois)}{V\ engagement\ (6mois)} + coût\ de\ la\ congestion$

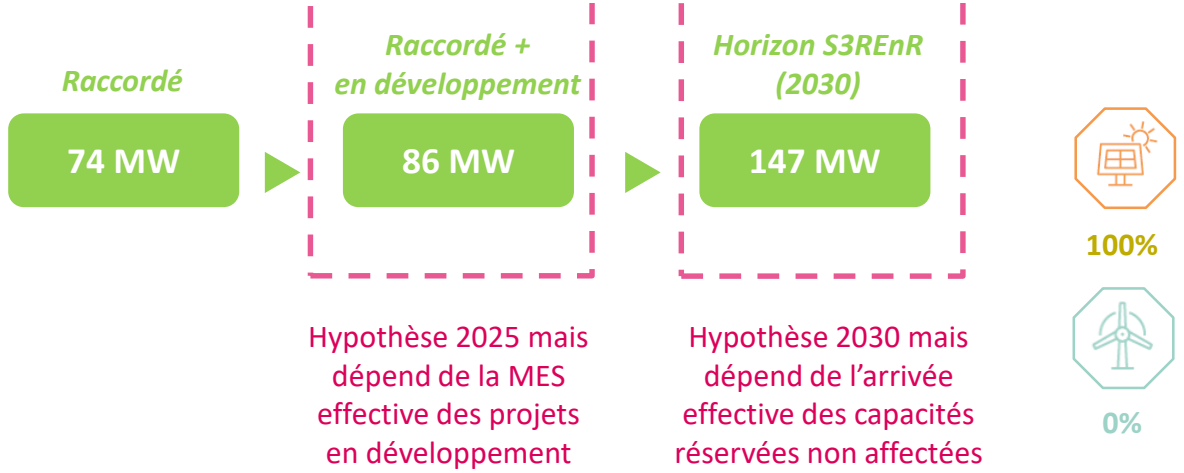
6 Hypothèses retenues pour l'interclassement

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):



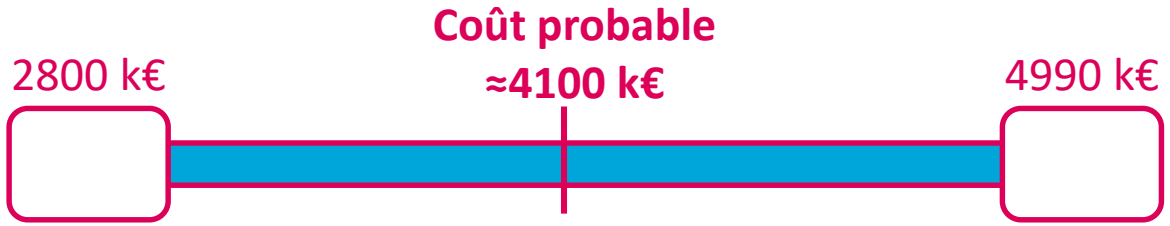
- Ces hypothèses de productions en 2030 sont celles qui ont permis de déduire les résultats de caractérisation des contraintes présentées aux GT précédents
- L'investissement réseau est dimensionné pour tenir compte du besoin à l'horizon 2030. C'est donc cet horizon de temps 2030, en considérant les 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**

7 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
- **D'autres sujets ?**

Contact

- Pauline GELIS : pauline.gelis@rte-france.com
- Claire ROUSSEL : claire.roussel@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)