

# Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité 2025-2029

## Atelier n°2 : Mobiliser les flexibilités au service des réseaux

---

25 avril 2024

# Sommaire

Introduction

Contexte

Etat des lieux

Bilan du TURPE 6

Orientations envisagées pour le TURPE 7

Conclusion

## Au cours de cet atelier...

- Nous vous remercions de veiller à ce que tous les micros restent coupés durant les présentations.
- Les participants sont invités à poser leurs questions **au fil de l'eau dans le fil de discussion Teams**, elles seront synthétisées par notre modérateur.
- Plusieurs temps au cours de l'atelier seront dédiés aux réponses aux questions rédigées sur le fil de discussion.
- Nous vous rappelons que cet atelier sera enregistré à des fins de synthèse interne à la CRE puis supprimé avant le 31 janvier 2025.

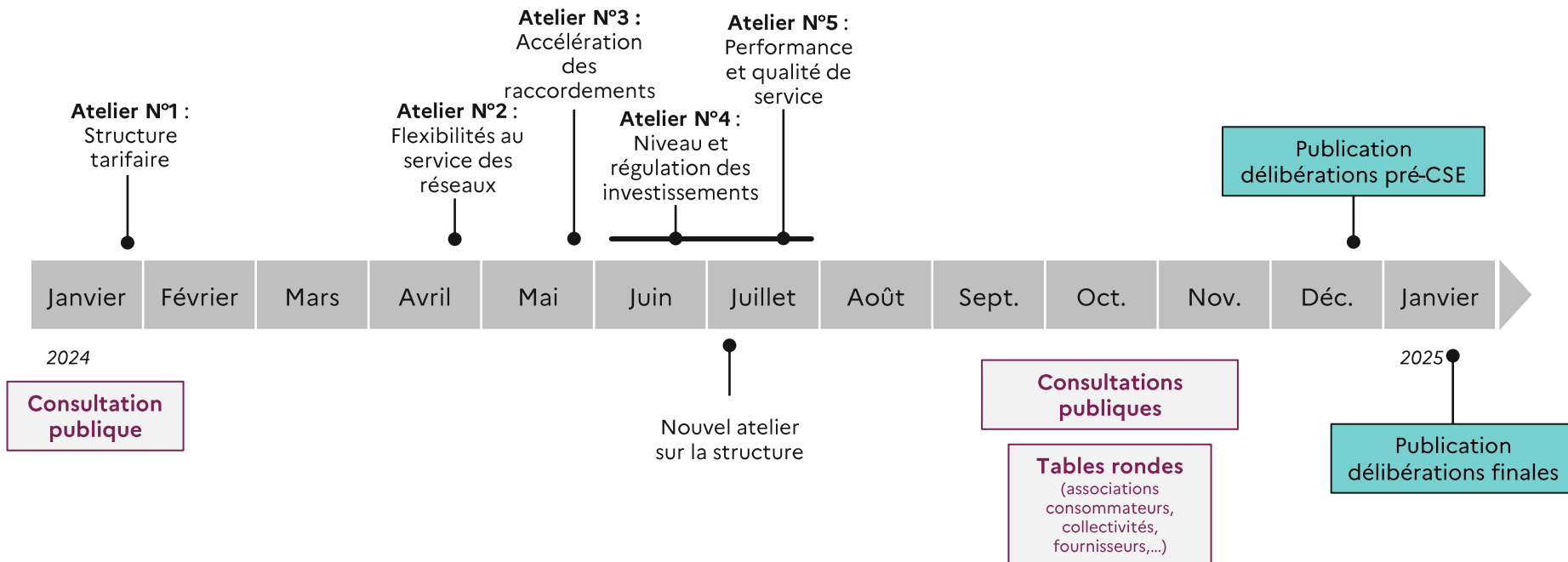
## A l'issue de l'atelier, il est possible

- D'adresser des éléments ou des questions complémentaires à la CRE.
- De solliciter un échange avec les équipes de la CRE  
→ [turpe@cre.fr](mailto:turpe@cre.fr)

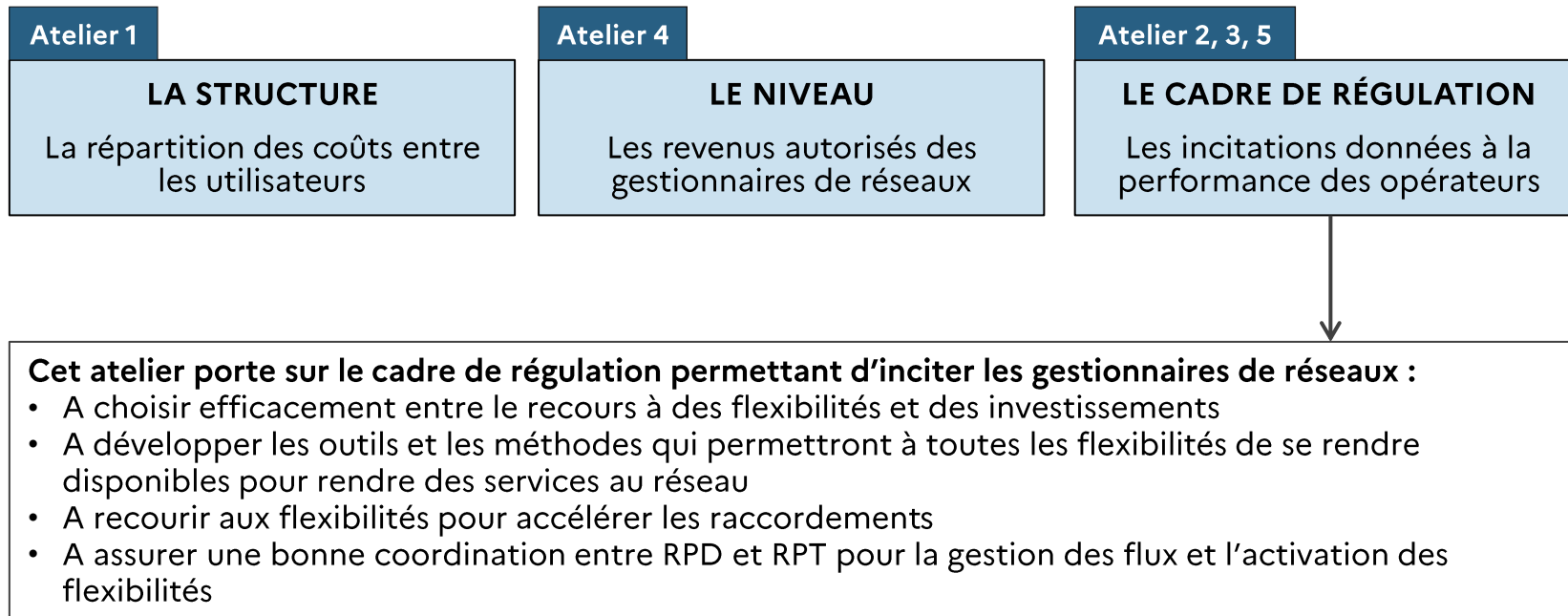
---

# Introduction

# Calendrier des travaux d'élaboration des prochains tarifs



# Les trois volets du tarif



---

# Contexte

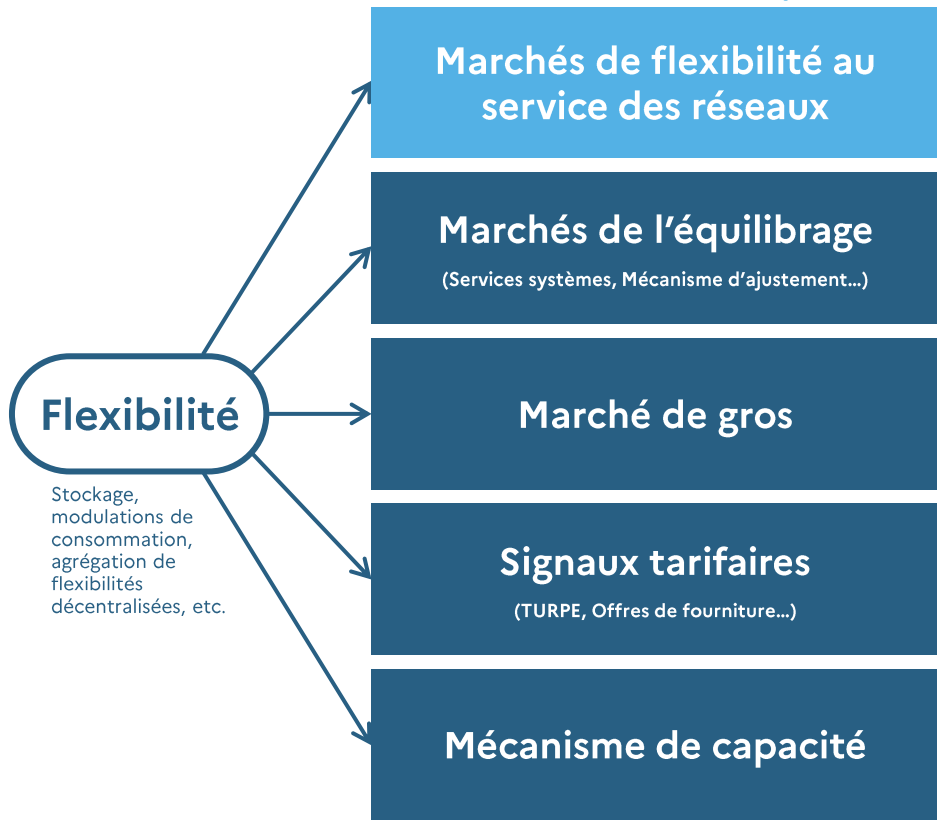
# L'opportunité de la flexibilité au service du réseau

Objet de l'atelier

La **flexibilité** est la capacité de tout actif connecté au réseau à moduler, à la hausse et/ou à la baisse, la puissance injectée et/ou soutirée du réseau, en réponse à un signal (sans distinction de technologie).

Cette flexibilité peut **rendre des services au système électrique** par différents mécanismes de marché, par exemple pour maîtriser les coûts de production, maintenir la fréquence ou assurer la sécurité d'approvisionnement.

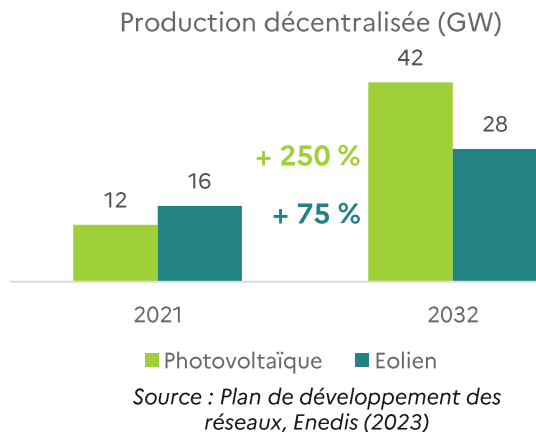
Elle peut également être utile **localement pour maîtriser certains coûts de réseaux**. C'est pourquoi la CRE souhaite mettre en place un cadre incitant les gestionnaires de réseaux à mobiliser les flexibilités, en complément des solutions historiques.



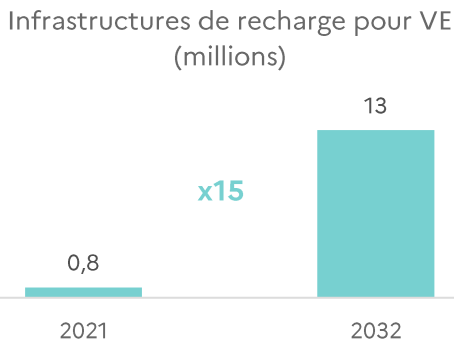


# Des adaptations importantes des réseaux induites par la transition énergétique

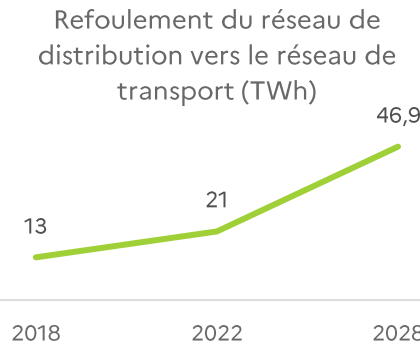
## Déploiement décentralisé de capacités de production renouvelable



## Evolution des usages électriques



## Evolution des flux sur les réseaux



# Les enjeux de la flexibilité pour les réseaux

Les réseaux électriques doivent s'adapter aux besoins générés par l'électrification rapide des usages et le développement de nouvelles unités de production. RTE évalue à **100 milliards d'euros** les besoins en investissements **d'ici 2040**. Enedis estime quant à lui un investissement nécessaire de **96 milliards d'euros sur son réseau entre 2022 et 2040**. Ces coûts seront *in fine* à la charge des utilisateurs.

Au-delà des enjeux financiers, **la capacité des réseaux ne doit pas ralentir la transition énergétique en limitant le traitement de demandes de raccordements en forte croissance**. La saturation de nombreuses zones du réseau retarde le raccordement de nouveaux actifs dans l'attente de travaux.

La flexibilité est une solution nouvelle à disposition des gestionnaires de réseaux pouvant permettre **d'optimiser les coûts de dimensionnement et d'exploitation des réseaux, ainsi que les délais d'accès au réseau électrique**. Elle peut répondre aux besoins suivants :

Accélérer le raccordement  
des énergies renouvelables

Report ou alternative à des  
investissements de  
renforcement

Alternative à des  
investissements pour le  
raccordement d'un  
utilisateur

Répondre à un besoin  
immédiat et court terme  
d'exploitation

Les gestionnaires de réseaux doivent mobiliser les sources de flexibilité dès lors qu'elles sont pertinentes économiquement pour maintenir la qualité d'alimentation et optimiser les investissements dans les réseaux.

---

# Etat des lieux

# Les flexibilités pour le réseau de distribution

Atelier flexibilités TURPE 7

ENEDIS

25 avril 2024



# Enedis contractualise sur des flexibilités de manière pragmatique, en s'appuyant sur le test and learn et en embarquant ses parties prenantes

## Nos convictions : les flexibilités, source de valeur

- Améliorer la performance de la conception et de l'exploitation du réseau
- Sur la base d'analyse coûts bénéfiques à la maille de la collectivité et du client pour les ORA
- Accélérer le raccordement en raccordant avant la réalisation de tous les renforcements prévus
- Publier nos besoins et recevoir des offres au quotidien améliorera l'utilisation de la flexibilité

Rappel : Pour résoudre des congestions, la flexibilité doit être localisée au bon endroit. Pas de foisonnement comme pour l'EOD.

## Une chaîne complète pour mobiliser les flexibilités

- Planification : intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement et de raccordement
- Appel au marché : solliciter les services de Flexibilités Locales via le marché (Enedis en tête des DSO européens)
- Exploitation : se doter en outils pour activer les flexibilités avec une approche d'utilisation optimisée (au juste nécessaire et suffisant) pour capter la promesse de gains
- Contractualisation et Back-office : traduire dans les contrats les éléments issus du raccordement, de l'achat de services, et rendre compte des engagements

# ReFlex : raccorder plus et plus vite de production EnR sur un même poste source grâce au recours à des flexibilités

Faire appel à des flexibilités quand toute la production ne peut pas être évacuée

**Solution privilégiée :**

Recourir au marché pour des services de Flexibilités Locales

**Solution technique et économique de repli**  
limiter des producteurs

## 1. En cours, **expérimentation**

- 10 PS – 210 MW de capacité libérée
- Prochain besoin d'effacement estimé au printemps 2025 en Picardie, appel d'offres en 2024
- Puis retour d'expérience en 2025

## 2. Dès 2025, **1<sup>ère</sup> phase de généralisation**,

- Priorisée sur une centaine de transformateurs sur lesquels ReFlex favorisera concrètement le raccordement des EnR et qui présentent les prérequis techniques nécessaires
- Plusieurs centaines de MW de capacité d'accueil libérée
- Cadre juridique en cours de définition

## 3. A partir de 2028, **2<sup>ème</sup> phase de généralisation** grâce aux outils et méthodes industrielles cibles

- Mise en service d'un nouvel outil de gestion des flexibilités en conduite (DERMS) et d'une solution industrielle à l'interface avec RTE pour coordonner les activations de flexibilités
- ➔ Utiliser la solution ReFlex sur tous les PS où cela a de la valeur
- Hypothèse d'un marché en continu mis en place

# Les Offres de Raccordement Alternatives pour optimiser les coûts et/ou les délais de raccordement des utilisateurs flexibles

Une approche qui doit créer de la valeur pour le client et pour la collectivité

## Enjeux

- **Pertinence technico-éco pour le client** : process pilotable, compatibilité de l'impact des limitations avec l'intérêt économique à bénéficier d'une ORA, modèle incitatif pour maintenir le bon fonctionnement dans la durée
- **Pertinence technico-éco en ACB collective** : design-to-cost build & run : études, contractualisation, contrôle commande et telecom en temps réel, back-office (/!\coûts process selon contenu exigence réglementaire)

## Modalités :

- **Gabarit statique** de puissance selon périodes temporelles
- **pilotage dynamique**

## ORA Producteur

**ORA MP HTA dans la DTR depuis oct 2021** - contraintes U/I sur départ HTA.

**Peu demandé : 4 000 demandes racco**, dont 230 incluant demande ORA  
90% demandes non pertinentes/permises, in fine **5 ORA MP acceptées\***

\*reporting 2023



**Etude de pilotage PV BT centralisé depuis ACR.** ACB négative.  
A l'étude pour le raccordement anticipé : Contribution financière.

**Expé Prod BT (2021-2023)** – contrainte U départ BT. Régulation  $P=f(U)$  locale. ACB négative

## ORA Stockage

**Expés en cours 2023-2024** - contraintes I au Poste source en HTA ou HTB

ACB en cours de construction.



## ORA Consommateur

**2018-2023** : 5 expé conso. HTA - contraintes U/I sur départ HTA.

Augmentation de puissance.



**2022 : Expé IRVE (résidentiel collectif - BT)** Vallon d'Ecully - contraintes I en tête de colonne horizontale

Coûts de pilotage élevés versus renforcement du branchement immeuble

Cas d'usage possible : Réseau Electrique Auto en attente de travaux de VRD.



**2024 : Expé IRVE (publique - voirie)** - contraintes I au poste DP

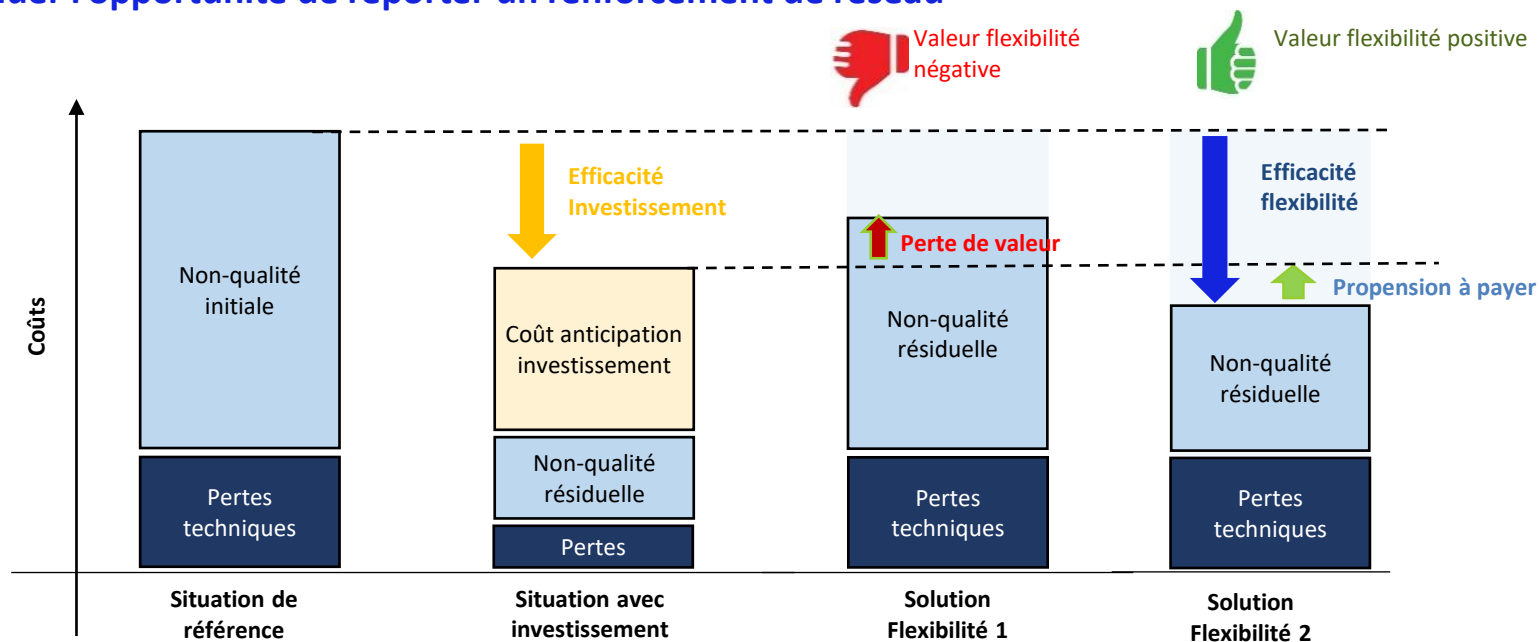
Limitations SI Enedis à SI tiers

ACB en cours de construction



# CritFlex : un outil d'arbitrage entre Flexibilité et Investissement

## Evaluer l'opportunité de reporter un renforcement de réseau



Retour d'expérience : **sur le long terme, le renforcement du réseau est souvent compétitif**

- Un **investissement réseau** réduit la non qualité et les pertes techniques.
- Une **flexibilité** réduit moins la non qualité (efficacité moindre) et ne réduit pas les pertes techniques
- La **propension à payer** dépend de l'efficacité de la flexibilité sur la réduction de la non-qualité



# Recours au marché pour l'achat de services de flexibilité

Un nouveau levier de performance depuis 2020

## — Enedis recourt à l'appel au marché pour 3 cas d'usage depuis 2020 sous forme d'appel d'offres

- Cas d'usage « report d'investissement » industrialisé depuis fin 2021
- Cas d'usage soutien à l'exploitation et aux travaux en cours d'industrialisation
- Cas d'usage accélération des ENR (ReFlex)

## — Rappel: La Valeur est plafonnée et positive seulement si la flexibilité « bat » la solution de référence

## — Un processus achat qui a évolué pour tenir compte des REX annuels

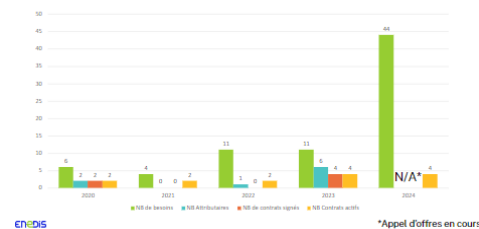
- Standardisation du produit acheté, sélection des lauréats qui bénéficient d'une longue période pour constituer le service, autorisation des projets...
- Site de publication des opportunités de flexibilité, fonctionnalité permettant de tester un portefeuille pour voir si les sites sont éligibles

<https://flexibilites-enedis.fr>

## — Mise en place du cadre permettant l'insertion dans le système électrique

- Neutralisation de l'impact des activations de flexibilité par le GRD pour les RE et pour les fournisseurs (Règles MA RE V10), sur la collectivité des RE (Règles RE 2024)

Les AO Flexibilités Locales depuis 2020



# Une démarche concertée, qui prend de l'ampleur et dont la cible est de mettre en place une sollicitation du marché en continu

## —Focus AO 2024

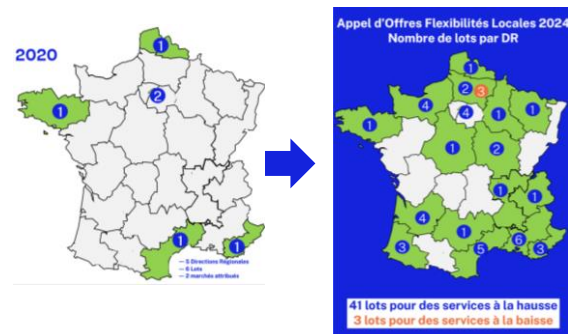
- 44 lots proposés, réponse attendue pour le 31 mai 2024
- 1<sup>ers</sup> lots proposés dans le cadre de ReFlex avec des services à la baisse

## —Travaux toujours partagés dans le cadre du CURDE, en Comité des Acteurs du Système Electrique

- Concertation réalisée en 2023 sur les sujets listés suite à l'appel à contributions de 2021, industrialisation progressive:
  - mise à jour de la disponibilité de l'offre par les acteurs jusqu'au temps réel, activation des flexibilités via informatique et non plus téléphone, observabilité du service pour vérifier l'activation en temps réel
- Conférence systématique pour le lancement des appels d'offres

## —Enedis a démarré avec une logique d'appels d'offres. Pour rendre le marché plus liquide, un nouveau cadre réglementaire est nécessaire sur la période TURPE 7 (décret d'application du L322-9 )

- L'objectif est d'abandonner le principe d'appel d'offres et mettre en place un marché en continu.
- Projet de texte de Règles de Flexibilités Locales en cours de partage avec les services de la CRE



Enedis  
L'ÉLECTRICITÉ EN RÉSEAU



# Le DERMS: un outil indispensable pour les flexibilités et la coordination RPT-RPD

## Les défis

- Gérer les contraintes RPD grandissantes via une **connaissance dynamique de l'état du réseau** et l'identification du **choix optimisé des leviers** à activer
- Permettre une **optimisation des ressources pour différents besoins et à différents horizons temporels**
- **Accompagner et faire coexister le dimensionnement optimal des gestionnaires de réseaux (DO de RTE et REFLEX)**
- **Contribuer à la gestion des contraintes sur le RPT et à l'Equilibre Offre Demande** selon les règles à l'interface RPT/RPD à redéfinir et à travers la **coordination de l'utilisation des flexibilités situées sur le RPD**
- Faciliter **l'émergence et l'entrée de nouveaux acteurs** dans le domaine des flexibilités locales en optimisant leur utilisation
- **Assurer la résilience des réseaux en anticipant les situations à risque** et améliorer la reprise de service post-incident



## Les jalons clefs comme facteurs de réussite

- **Fin 2024** cadrage coordination **Interface RPT-RPD** (travaux avec RTE en cours)
- **2025-2027: solution transitoire de co-existence NAZA V1 et tout évènement RPD incluant REFLEX** (extension)
- **2028** généralisation **DERMS** au service de:
  - ✓ REFLEX + NAZA V2
  - ✓ Les flexibilités pour besoins réseaux RPT-RPD



# En synthèse, sur la période TURPE 7

Enedis poursuit la dynamique engagée sur les flexibilités :

## — Recours à la flexibilité lors du raccordement ou pour les différents cas d'usage

- Instruire les ORA stockage, consommateurs industriels HTA, IRVE
- Poursuivre le challenge des renforcements via le Critflex

## — Passage à l'échelle:

- Poursuivre la coordination avec RTE sur le déploiement des automates NAZA dans le cadre de son dimensionnement optimal
- Mettre en œuvre la feuille de route ReFlex, avec l'identification avec RTE des 100 premiers postes sources, l'adaptation de leurs protections et automatismes, l'adaptation de la conduite en coordination avec RTE, les appels au marché, l'évolution du cadre réglementaire
- Industrialisation : DERMS, marché en continu, industrialiser le cas d'usage soutien à l'exploitation et aux travaux

## — Déclinaison du Demand Response Network Code

- En lien avec RTE, les autres GRD et nos parties prenantes, proposer puis mettre en œuvre les modalités prévues dans le code



Le réseau  
de transport  
d'électricité

# Atelier « Flexibilités locales »

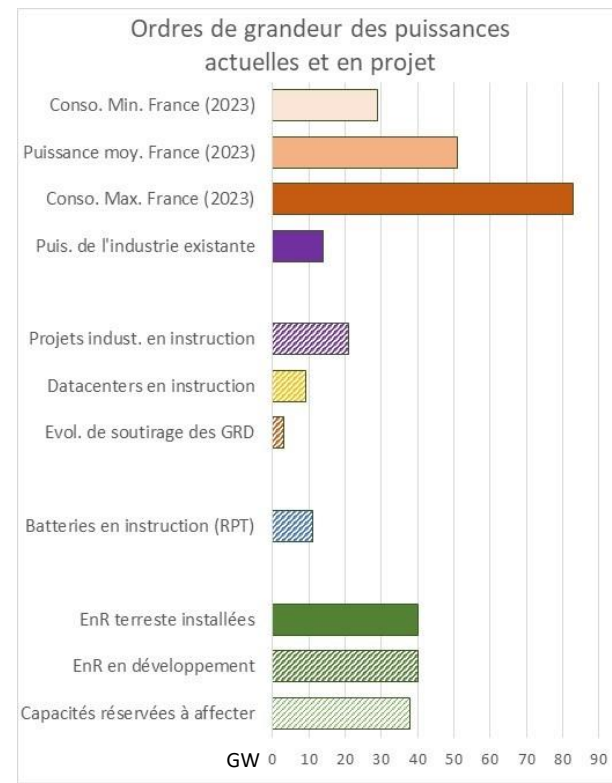
---

25 avril 2024



## La profonde transformation en cours du système électrique requiert une réponse coordonnée en termes de réseau et de flexibilité

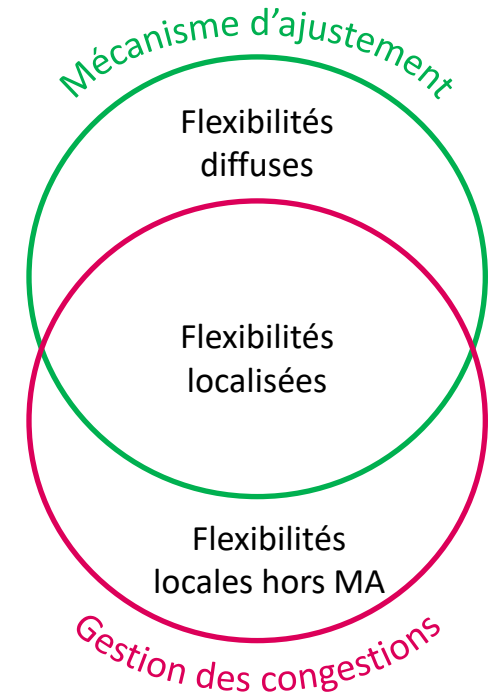
- Le système électrique est actuellement engagé dans une transformation majeure, qui ouvre une nouvelle phase d'électrification de notre pays :
  - S'agissant des énergies renouvelables, la somme des projets en développement et des capacités réservées approche 80 GW**, dont la moitié se concentre dans une vingtaine de départements
  - Les demandes de raccordement de consommateurs de forte puissance** se sont multipliées au cours des 3 dernières années sur le réseau de transport :
    - 21 GW de demandes en instruction pour des projets industriels, également très concentrés dans quelques grandes zones industrielles
    - 9 GW de projets en instruction pour des datacenters, essentiellement en région parisienne ou dans la région de Marseille
  - Enfin, RTE fait face à **une vague de demandes de raccordement de batteries**, avec un volume de l'ordre de 11 GW en instruction.
- La première réponse** à ces différentes dynamiques, massives et géographiquement différenciée, **relève du développement du réseau** – mais cette réponse ne pourra être ni complète ni immédiate.
- Cette réponse doit se doubler **d'une mobilisation des flexibilités, en complément ou dans l'attente du réseau**





## Le recours aux flexibilités locales est une pratique courante de RTE, qui se fait historiquement dans le cadre du mécanisme d'ajustement

- En tant que garant de l'équilibre offre-demande, **RTE mobilise quotidiennement des flexibilités de différentes natures :**
  - Les mécanismes d'équilibrage de RTE sont largement ouverts à tous types de capacités (consommateurs, producteurs, stockeurs) y compris à celles raccordées sur les réseaux de distribution
- RTE peut également **mobiliser localement les flexibilités disponibles sur le mécanisme d'ajustement pour traiter des congestions ponctuelles du réseau**. Cette approche présente l'intérêt de regrouper le marché global des ajustements, qui fonctionne 24h sur 24, avec d'éventuels besoins locaux plus ponctuels
  - A titre d'exemple, RTE peut utiliser les offres sur le MA d'une batterie raccordée en HTB pour traiter des congestions locales
- Les besoins massifs liés à l'accueil des EnR et aux demandes de raccordement dans de nombreux segments de clientèle nécessite aujourd'hui de **mobiliser de nouvelles flexibilités hors du mécanisme d'ajustement**.

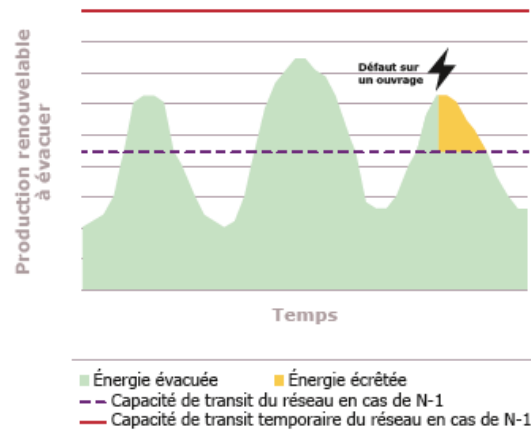
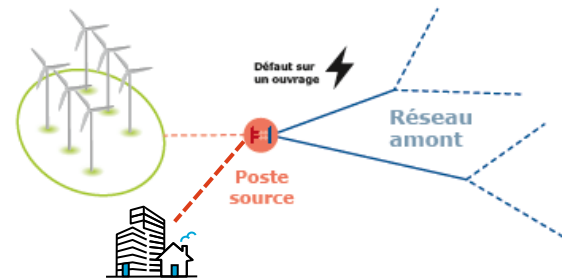




## Depuis 2019, RTE a intégré le « dimensionnement optimal » dans sa doctrine de développement, au service de l'accueil des EnR

- Le **dimensionnement optimal** est la **doctrine de dimensionnement du réseau et de calcul des capacités d'accueil** de RTE depuis le SDDR de 2019. Elle est systématiquement utilisée dans la révision des S3REnR et dans nos études de raccordement.
- L'application de cette doctrine a permis des **gains significatifs et immédiats** dans la capacité offerte par les S3REnR :
  - 10 à 30% de capacité supplémentaire dans les territoires à forte dynamique EnR
  - A l'horizon d'un parc à 53 GW, RTE estime le gain à 5 GW, avec 2 Md€ d'investissements évités
- Sur le réseau existant, c'est un « fusil à un coup », utile dans l'attente de la mise en service des nouveaux postes-sources, majoritairement en 225 kV.
- Au regard notamment des incertitudes liées au réchauffement climatique, **RTE n'envisage pas de pousser plus loin les paramètres actuels du DO**. Les prochaines révisions de S3REnR pourront en revanche **intégrer le projet REFLEX**, d'Enedis, notamment quand le facteur limitant se situe au niveau des transformateurs HTB/HTA
- Le dimensionnement optimal « organise » des situations de congestion du réseau de répartition** en N-1 et en N, et sa bonne mise en œuvre nécessite un recours aux flexibilités locales, en préventif ou en curatif

a. Schéma du réseau

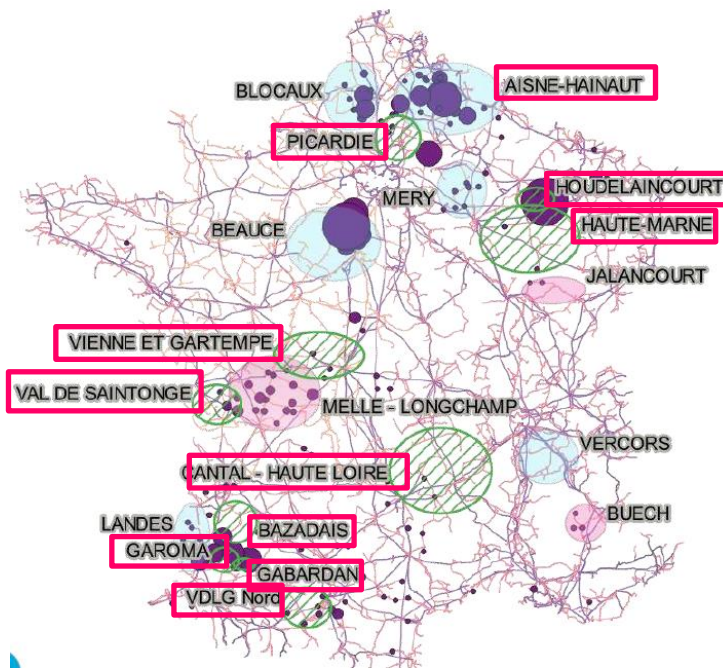






## Les automates d'écrêtement constituent un outil indispensable au dimensionnement optimal, dont le rôle se réduira avec les progrès dans la gestion des flexibilités locales

- Le dimensionnement optimal est calé sur l'hypothèse d'un écrêtement « au plus juste » des producteurs, **à travers l'utilisation d'automates**. Deux types existent :
  - Des automates éprouvés « locaux » (AEP) qui effacent la totalité de la production des parcs visés et sont réservés à des situations de N-1 locales
  - Les automates « NAZA »**, de conception récente, qui gèrent l'écrêtement en N-1 et en N, sur de la production en HTB1 ou en HTA, afin de maîtriser les flux sur un ensemble de lignes électriques en HTB1 d'une zone. Ils peuvent effectuer des effacements partiels (TVC) et s'articulent avec le monitoring des lignes (DLR).
- Dans les premières zones où il a été déployé, **NAZA a permis de réduire fortement les volumes d'ENE associé aux contraintes** et se rapprochant de l'optimum prévu par la doctrine de dimensionnement optimal :
  - Buëch : 2 activations en 2023 contre 31 limitations préventives en 2022
  - Landes : 42 MWh d'ENE en 2023 depuis son installation (6 mois) contre 2000 MWh préventif en 2022
- RTE vise à déployer 10 à 15 NAZA par an à partir de 2024**, en priorisant les zones dans une logique de maîtrise de l'ENE.
  - Ce déploiement apparaît « sans regret », même si l'objectif commun de RTE et d'Enedis est de déployer des solutions coordonnées de gestion des congestions préventives à différents horizons de temps. **L'automate restera nécessaire pour « gérer l'imprévisible ».**



**ENE 2003, zones NAZA existantes  
et  
déploiements prévus en 2024**



## Les enseignements de l'appel d'offres expérimental flexibilités (AO Flex) pour des batteries alternatives à un renforcement du réseau

**Cas d'usage sur la zone de Perquie :** Zone de contraintes d'évacuation de production PV et arbitrage avec la construction d'une liaison souterraine 63 kV

**Nombre de candidats :** 19 candidats, 6 offres pour 1 lauréat à terme

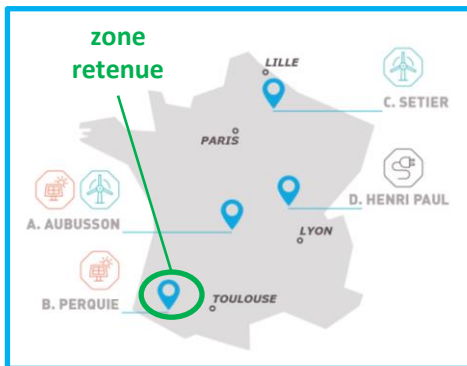
**Durée du contrat :** 5 ans avec renouvellement par tranche d'1 an (10 ans max)

**Engagement :** mise à disposition d'un volume minimal (MWh) de soutirage par période d'engagement de 6 mois (hiver et été) dans la limite de la puissance maximale d'activation indiquée par le lauréat

**Activation :** par automate

**Etat de la procédure :**  
Négociation exclusive avec l'un des candidats

**Date de début de service envisagée :** 1<sup>er</sup> octobre 2027



### Dimensionnement de la batterie

Le stockage devant être raccordé en antenne sur un poste HTB1, sa  $P_{installée}$  doit être inférieure à 100 MW. Le dimensionnement des offres reçues oscille entre **30 MW/60 MWh** et **59 MW/130 MWh**.



### Rémunération fondée sur une prime fixe

Les stockeurs ont déposé des offres fondées uniquement sur une **prime fixe annuelle (€) dont le montant a évolué lors des négociations**. Aucun n'a demandé de prime variable au MWh.



### Taux de couverture de la contrainte

Pour une contrainte de l'ordre de 32 GWh/an, le taux de couverture de la contrainte varie selon les offres entre **28% et 58% de la contrainte**. Cela influence significativement l'interclassement puisque les limitations d'EnR résiduelles sont prises en charge par RTE.

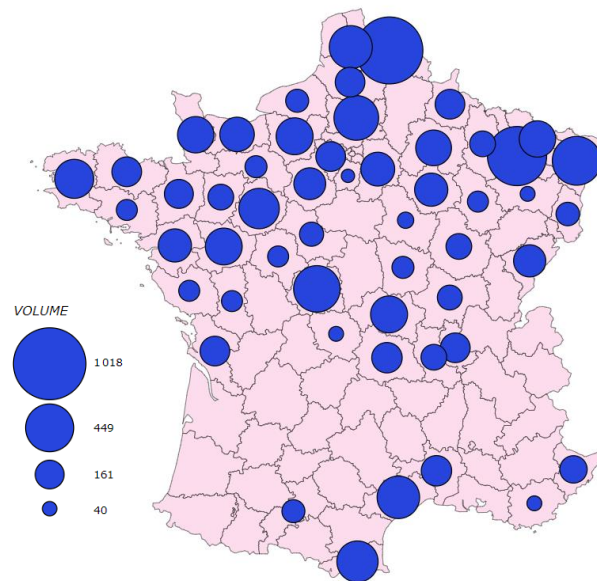


### Les stockeurs se rémunèrent principalement sur le marché

**L'AO flexibilité ne permet d'assurer que 10 à 15 % du revenu des stockeurs.** Les candidats ont indiqué se rémunérer essentiellement sur les mécanismes de marché (SSYf à titre principal et autres marchés).



- Dans les zones dynamiques pour les EnR, l'étude de raccordement **doit légalement tenir compte de l'ensemble des capacités réservées au titre des S3REnR**, affectées ou non : avec ces hypothèses, le réseau apparaît **systématiquement en contrainte**
- Le retour d'expérience de l'AO Flex (Perquié) conduit à estimer que les cas d'usage de batteries en substitution complète du réseau sont rares, et que **la valeur justifiée de la flexibilité locale ne pourra couvrir au mieux que 10 à 15% du coût d'une batterie**.
- Malgré la publication des « contraintes résiduelles », la plupart des opérateurs cherchent à **se localiser dans des zones sans contraintes** pour valoriser la batterie sur les mécanismes nationaux. Il y aurait pourtant **un intérêt collectif à voir des batteries se développer en particulier dans les zones de forte production PV**, où la convergence temporelle entre la valeur globale et locale de la flexibilité est la meilleure.
- Dans sa consultation publique sur le SDDR, RTE propose **des pistes pour réorienter les AO Flex dans une logique de complément au réseau / alternative à l'écêtement**, en :
  - prenant des engagements qui sécurisent les opérateurs sur **la nature, le volume et les périodes des contraintes** de la zone (gabarits)
  - mettant en place un **dispositif de prévenance en J-1** permettant d'articuler participation aux SSYf et aux flexibilités
  - Organisant **le partage de la valeur des flexibilités** qui seront effectivement mobilisées



**Répartition par département des demandes de raccordement de batteries en HTB (MW)**



## Pour les consommateurs, des offres de raccordement flexibles qui vont se développer mais qui sont plus délicates à calibrer

- La question des offres de raccordement flexibles pour des consommateurs en HTB se pose essentiellement **dans le cas où le raccordement nécessite des renforcements, pris en charge par le TURPE et pouvant nécessiter des délais**, avec deux cas d'usage :
  - **La flexibilité est temporaire**, dans l'attente des renforcements ;
  - **La flexibilité évite le renforcement**, et doit alors être indemnisée au client.
- Contrairement au cas des producteurs, où des mécanismes de marché permettent de remplacer la production manquante, **le coût d'indemnisation d'une flexibilité de consommation peut être très variable et difficile à anticiper**
- Compte tenu du volume très important de demandes de raccordement auquel RTE fait actuellement face, la consultation publique sur le SDDR évoque **une perspective de dichotomie entre zones prioritaires et zones non prioritaires** :
  - Dans les zones prioritaires, RTE s'attachera à développer des infrastructures d'extension, le plus souvent mutualisées, et de renforcement pour **satisfaire en temps et en heure** la puissance des demandes de raccordement ;
  - Dans les zones non-prioritaires, RTE proposera des cadres de raccordement alternatifs, basés notamment sur des **solutions flexibles dans l'attente du renforcement de réseau**.

### Offres avec flexibilité temporaire

RTE propose déjà des offres avec flexibilité temporaire, mais elles sont rarement compatibles avec les contraintes d'exploitation des industriels, sauf lorsque leur montée en charge est lente (cas d'offres acceptées par des datacenters en Ile-de-France).

### Offre avec flexibilité alternative au renforcement

RTE a expérimenté des offres avec flexibilité pour des électrolyseurs dans la zone de Fos-sur-Mer, en contrepartie d'une exemption de la quote-part des ouvrages mutualisés. Ces offres n'ont suscité qu'un intérêt très limité, en l'absence de solutions de stockage de l'hydrogène.



Le réseau  
de transport  
d'électricité

# Merci !

# Questions

---

**Avez-vous des questions sur les initiatives déjà engagées ?**

---

# Bilan du TURPE 6

# Bilan du cadre de régulation du TURPE 6

## Transport

## Distribution

### Ne pas freiner l'innovation

Incitation financière à « l'innovation à l'externe » pour inciter les opérateurs à réaliser des actions jugées prioritaires et favoriser l'innovation des acteurs de marché.

**Principe :** fixation d'un délai d'exécution associé à ces actions et pénalités en cas de non-réalisation dans les temps impartis.

Pour la période TURPE 6, plusieurs actions relatives aux flexibilités avaient été identifiées côté RTE:

- publication d'un contrat-type de contractualisation des flexibilités de stockage et d'effacement participant à la résolution des congestions au 1<sup>er</sup> janvier 2022 ;
- publication d'une carte des contraintes sur l'ensemble du réseau public de transport français au plus tard au 1<sup>er</sup> janvier 2023 ;
- mise en place d'un outil (systèmes d'information) permettant la correction des périmètres d'équilibre lors des activations de flexibilités locales, opérationnel au 1<sup>er</sup> mars 2023.

**La CRE constate que ce nouveau dispositif s'est révélé efficace :** l'ensemble des actions ont été réalisées par RTE dans les délais demandés et aucune pénalité n'a été appliquée.

**Couverture au réel des coûts de contractualisation des flexibilités** retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres qui seront menés par RTE.

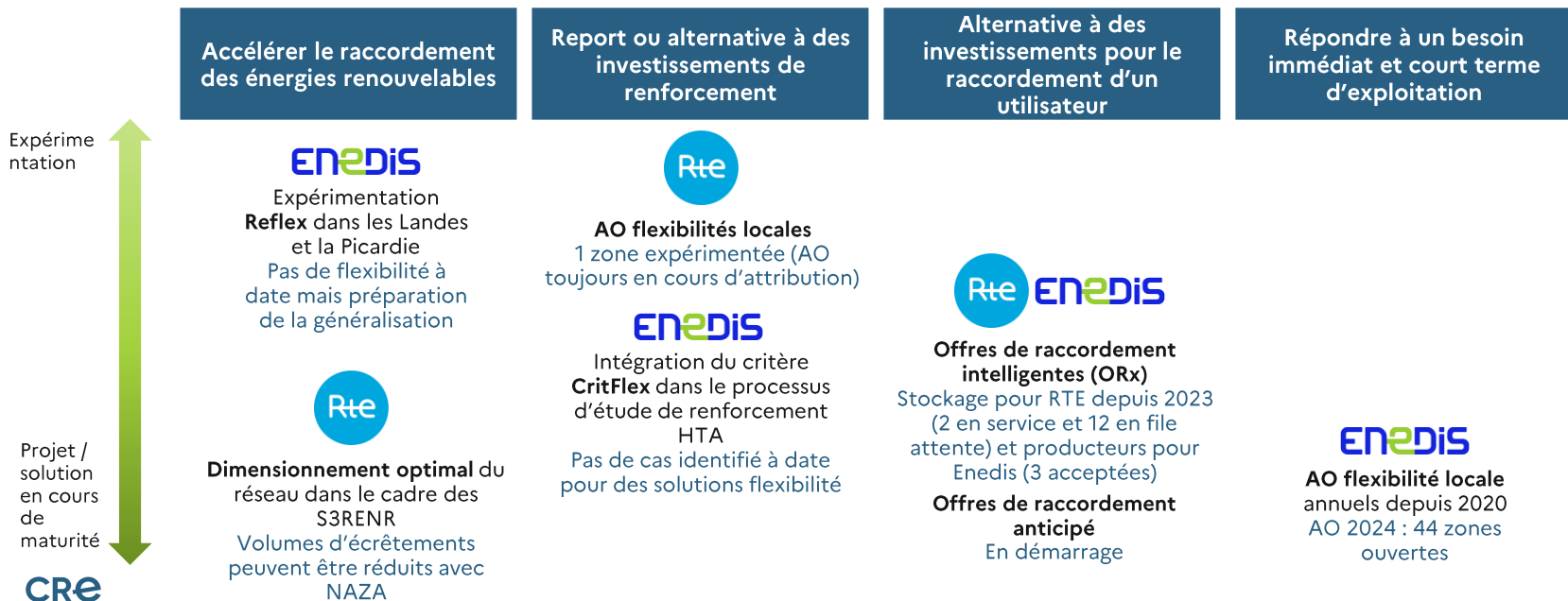
**Couverture au réel des coûts d'exploitation liés au recours à la flexibilité,** en alternative à des investissements ou pour optimiser l'exploitation du réseau, afin d'aligner le traitement des charges d'exploitation sur les investissements, également couverts au réel par le tarif.



# Bilan des initiatives développées en TURPE 6

L'usage des flexibilités au niveau national par RTE dans le cadre de la gestion de l'équilibre offre-demande est déjà largement répandu et ouvert à la très large majorité des capacités de flexibilité. A contrario, leur usage pour répondre aux nouvelles problématiques locales sur le réseau ne s'est pas encore généralisé.

A travers des projets et expérimentations de maturités variables, Enedis et RTE testent le recours à la flexibilité dans différentes situations :



# Bilan des initiatives développées en TURPE 6



- Les projets prioritaires ont permis la **tenue des délais** sur leur mise en œuvre.
- Le **dimensionnement optimal** de RTE et les **appels d'offres** de flexibilités locales d'Enedis et de RTE sont de bonnes avancées. Le recours à ces flexibilités a notamment permis de réduire les coûts globaux du réseau.



- Le cadre n'a pas conduit à l'extension des flexibilités à tous les cas d'usage. Des efforts sont encore nécessaires pour **industrialiser la mobilisation des flexibilités dans tous les cas d'usage (raccordements, pilotage de la production en BT, réglage de la tension...), dès lors qu'elles sont la solution la plus intéressante.**
- La généralisation de **Reflex** est attendue et son calendrier doit s'accélérer.
- **RTE n'a pas engagé de dynamique pour la généralisation des appels d'offres flexibilités locales et n'identifie pas de nouvelles zones à ce jour.**
- Les opérateurs ne sont **pas incités** à recourir à des flexibilités en alternative à des investissements rémunérés.

La CRE retient que le cadre de régulation a conduit au lancement d'importants travaux mais dans une phase exploratoire. La méthode des projets prioritaires incités a montré sa pertinence.

**Le cadre est en revanche incomplet pour inciter à la généralisation du recours aux flexibilités.**

## Questions

---

**Partagez-vous le bilan de la période  
TURPE 6 présenté par la CRE ?**

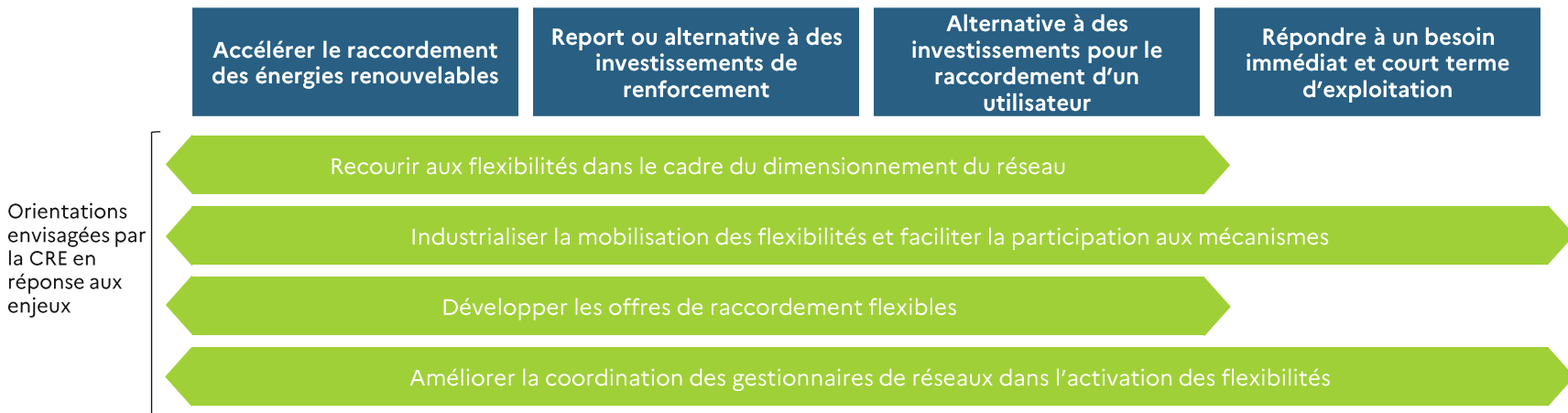
---

# Enjeux pour la période TURPE 7

# Enjeux pour la période TURPE 7

Les défis de la transition énergétique, avec le raccordement des énergies renouvelables et l'électrification, rendent cruciaux les enjeux de délais et de coûts portés par les utilisateurs. L'impératif de **maitrise des coûts et des délais** appelle à **l'optimisation des méthodes historiques**, par l'intégration de solutions de flexibilités permettant de raccorder plus vite, ou de maîtriser les coûts de raccordements et les tarifs.

C'est pourquoi la CRE souhaite que les opérateurs industrialisent les solutions expérimentées en TURPE 6, et soient incités à exploiter efficacement les gisements de flexibilité au service de leurs missions, à travers les différents cas d'usages :



## Questions

---

**Partagez-vous l'analyse des enjeux faite par la CRE concernant le développement des flexibilités en TURPE 7 ?**

---

**Orientations envisagées**

**Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement**

# Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux

**Objectif** : intégrer systématiquement les solutions de flexibilités opérationnelles aux doctrines de dimensionnement des réseaux de RTE et d'Enedis.

## Adaptation des méthodes pour recourir aux flexibilités

1

**Généraliser le recours aux flexibilités** (au-delà des écrêttements ENR) lorsqu'elles sont plus efficaces qu'un investissement réseau (ex : CritFlex)

## Mise en œuvre de projets prioritaires

2

Mettre en œuvre à court terme des **projets engagés par les opérateurs** :

- industrialisation de Reflex ;
- déploiement des automates NAZA ;
- intégration des solutions de flexibilité dans les règles de dimensionnement.

A moyen terme RTE devrait recourir à des flexibilités marché à la place d'écrêttements ENR lorsque celles-ci sont moins onéreuses

## Gestion de la tension

3

Nouveau **plan de tension** (Enedis) et **révision des règles SSY tension** (RTE) à venir pour la gestion des contraintes de tension haute qui augmentent sur le RPT/D



Recourir à des actifs de flexibilité pour le réglage de la tension



# Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux

## Leviers et pistes de cadre de régulation



### Partager les gains permis par la flexibilité

Les opérateurs peuvent être incités à investir plutôt que d'utiliser des flexibilités, compte tenu de la rémunération des investissements. Pour inciter et aligner les intérêts à recourir à la flexibilité, le cadre pourrait prévoir un partage des **gains permis par la flexibilité** entre les opérateurs et la collectivité, par rapport à un scénario d'investissement.



### Intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement

**Incitation financière** au respect d'un calendrier de développement des projets jugés prioritaires, notamment **Reflex** (ex : trajectoire de postes source concernés par Reflex), le déploiement des automates **NAZA** (par exemple en appliquant une pénalité de 250 k€/automate en cas de retard) et la formalisation par RTE et Enedis des critères **d'intégration des flexibilités dans leurs doctrines d'investissements**.

**Suivi détaillé du CritFlex** d'Enedis (indicateur permettant de mesurer l'optimum économique de la flexibilité et d'arbitrer avec les investissements) pour s'assurer de son application à l'ensemble des études HTA.

Suivi des contraintes de tension et de leur résolution grâce à la flexibilité.



### Recourir aux écrêtements de manière pertinente en l'absence de flexibilité compétitive

Régulation incitative sur les congestions pour **inciter financièrement** à ne pas dépasser un certain **volume d'écrêtements** (par exemple en % de la production totale EnR terrestre), afin que ces derniers ne soient pas l'unique solution de flexibilité mise en œuvre.

# Questions

---

**Avez-vous des questions ou des remarques sur les orientations envisagées par la CRE ?**

---

**Orientations envisagées**

**Faciliter la participation aux  
mécanismes de flexibilité**

# Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité

**Objectif :** La généralisation du recours aux solutions de flexibilité pour les réseaux nécessite le développement de marchés en remplacement des actuels appels d'offres expérimentaux. La participation à ces marchés doit être simple et ouverte à toute flexibilité. Les flexibilités doivent être présentes où et quand le réseau en a besoin.

La CRE, à travers ses travaux et échanges avec les acteurs, a identifié **3 principaux axes** de travail :



## Améliorer le design des mécanismes existants

Pour faciliter et fluidifier la proposition de flexibilités au service des réseaux, il est nécessaire de faire évoluer les AO flexibilités locales :

- Réduire les délais administratifs
- Inclure davantage de zones
- Développer les contrats de flexibilité avec engagement de long terme
- Mettre en place un marché continu pour l'activation des flexibilités, permettant de modifier les offres au fil de l'eau

CRE



## Renforcer la visibilité et la transparence pour les acteurs

- Publier des cartographies incluant des prévisions pluriannuelles des potentiels besoins de flexibilités pour les réseaux\*
- Caractériser non seulement les périodes de besoins mais aussi leurs inducteurs (thermosensibilité, production EnR, recharge de véhicules...)



## Maximiser la valeur des flexibilités

- Assurer aux flexibilités la possibilité de participer à plusieurs mécanismes (réseaux et EOD) pour favoriser leur développement et les services rendus
- Assurer la capacité des actifs avec des raccordements flexibles à participer aux services système fréquence (SSYf)

\* La cartographie doit identifier les zones sans contraintes, celles où des travaux ont déjà été prévus et les zones où le recours à la flexibilité ET/OU à un investissement pourrait être envisagé selon l'évolution de l'usage du réseau.

# Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité

## Leviers et pistes de cadre de régulation

- Incitations financières sur les délais d'exécution de projets prioritaires, dont la CRE fixerait le calendrier :
  - Publication par RTE d'un **nouveau cahier des charges de l'AO flexibilités locales**, élargissant les critères de pré-sélection des zones, réduisant les durées de concertation et de contractualisation, et rendant l'AO technologiquement neutre et accessible aux capacités raccordées en distribution.
  - **Evolution des mécanismes** pour permettre, d'une part la souscription de services de flexibilités avec réservation de capacité sur des durées importantes, et d'autre part la mise en œuvre d'un **marché continu** laissant les acteurs adapter les prix et volumes de leurs offres au fil de l'eau.
  - Concertation des acteurs et publication et mise à jour d'une **cartographie** des capacités, contraintes, investissements à l'étude et opportunités de flexibilité sur l'ensemble du réseau à différents horizons de temps, intégrant des informations sur **l'origine des besoins** (production EnR, consommation thermosensible, mobilité...).
- Suivi d'indicateurs non-incités :
  - **Volume d'énergie écrêtée** (dans le cadre des ORI et hors ORI) et **volume d'énergie activée sur les marchés de flexibilité**, par niveau de tension.

# Questions

---

**Avez-vous des questions ou des remarques sur les orientations envisagées par la CRE ?**

---

**Orientations envisagées**

**Elargir les offres de  
raccordement flexibles**

# Elargir les offres de raccordements flexibles

**Objectif** : le développement des offres de raccordement intelligentes, c'est-à-dire intégrant une part de flexibilité, est un moyen d'**anticiper** et d'**accélérer les raccordements**, ainsi que d'**optimiser les coûts et les délais associés**. Il importe de généraliser le recours aux offres de raccordements flexibles quand cela est pertinent.

## Offres de raccordements flexibles existantes à développer



Producteurs EnR  
sur le RPD



Stockage  
en HTB



Raccordement anticipé  
pour tous les  
utilisateurs

## Offres de raccordements flexibles à proposer



Stockage  
sur le RPD



Bornes de  
recharge



Consommateurs  
(industriels,  
électrolyseurs, etc.)

Il est nécessaire que des offres de raccordements flexibles (pérennes ou temporaires) soient systématiquement proposées en complément des ORR lorsque des travaux sont nécessaires et impliquent des coûts ou des délais notables (seuils à définir). Ces offres doivent donner de la visibilité aux utilisateurs en prévoyant par exemple des garanties de durées, profondeur ou périodes de limitation.



# Elargir les offres de raccordements flexibles

Dénomination de l'Offre de Raccordement		Gestionnaire de réseau	Utilisateurs concernés	Horizon de limitation	Type de bridage
Offre de Raccordement de Référence : <b>ORR</b>		Tous	Tous les utilisateurs	Raccordements sans aucune limitation	
Offres de Raccordement Intelligentes : <b>ORI</b>	Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance : <b>ORA-MP</b>	En théorie, tous les gestionnaires de réseaux peuvent en proposer. En pratique : uniquement Enedis, EDF SEI et SRD les proposent jusqu'ici	Producteurs EnR	Pérennes	Dynamique*
	Offre de Raccordement Optimisée : <b>ORO</b>	RTE	Stockeurs	Pérennes	Statique**
Offres de Raccordement Anticipées : <b>ORA</b> Les utilisateurs sont raccordés avant la fin des travaux de raccordement.		Tous	Tous les utilisateurs	Temporaires (dans l'attente de la réalisation des renforcements de réseaux)	Dynamique* (ou statique**)

**\*Dynamique** : La puissance de raccordement est alors égale à la puissance installée mais des limitations de la puissance injectée et/ou soutirée peuvent intervenir sur certaines périodes, et l'utilisateur n'est pas indemnisé pour ces écrêtements. Néanmoins, ces derniers sont encadrés, ainsi pour les ORA-MP définies par l'arrêté du 12 juillet 2021, l'énergie écrêtée annuellement ne peut **dépasser 5 % de la production annuelle** de l'installation raccordée.

**\*\*Statique** : Cette solution de raccordement garantit une puissance d'injection et de soutirage à l'installation mais celles-ci varient selon un calendrier défini lors de l'offre de raccordement. Il n'y a donc pas d'écèlement au sens propre du terme puisque l'utilisateur s'est engagé à adapter son profil de soutirage/injection à ce calendrier.

# Elargir les offres de raccordements flexibles

## Leviers et pistes de cadre de régulation

### Suivi d'indicateurs :

- Proposition d'offres de raccordements flexibles pour tous les nouveaux raccordements au-delà d'un seuil (de puissance, de coûts ou de délais) et lorsque des travaux sont nécessaires
- Nombre de raccordements flexibles par an et par cas d'usage (EnR, stockages, IRVE, électrolyseurs, autres consommateurs)
- Gains pour la collectivité et les acteurs :
  - Économies réalisées grâce à des raccordements flexibles
  - Puissance supplémentaire raccordée à coûts donnés
  - Réduction des délais x puissance dans le cas d'offres de raccordement anticipées

# Questions

---

**Avez-vous des questions ou des remarques sur les orientations envisagées par la CRE ?**

---

**Orientations envisagées**

**Adopter une approche  
conjointe entre RTE et Enedis**

# Adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis

La coordination GRT/GRD est un enjeu majeur de la mise en œuvre de la flexibilité au service des réseaux. Une bonne coordination est nécessaire pour la gestion des flux et l'activation des flexibilités.

La CRE identifie **trois axes de coordination prioritaires** :



## Mutualiser la contractualisation de flexibilités réseaux

Mutualiser la contractualisation des flexibilités par le marché le plus possible. La multiplication d'appels d'offres pour des mêmes zones risquerait d'alourdir les processus de contractualisation et donc d'augmenter les coûts et les démarches pour les acteurs.



## Coordonner les activations des gisements de flexibilité

- Définir les règles d'activation des flexibilités réseaux, en particulier en cas de besoin concomitant pour les réseaux de transport et de distribution
- Développer des systèmes d'information nécessaires à l'échange de données



## Harmoniser les études de dimensionnement des réseaux

RTE et Enedis doivent mieux se coordonner dans leurs études de dimensionnement des réseaux, en particulier pour l'application du dimensionnement optimal et de Reflex.

# Adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis

## Leviers et pistes de cadre de régulation

- Mettre en place **un cadre de régulation commun à Enedis et RTE** dans le TURPE 7 afin d'encourager et de récompenser la coordination, associé à des incitations financières communes et indissociables.  
Le principe de construction de ce cadre serait le suivant :
  - RTE et Enedis soumettent à la CRE un plan d'action pluriannuel (déclinant notamment les trois axes prioritaires identifiés par la CRE) couvrant la période TURPE 7, dans lequel chaque objectif est associé à un calendrier de réalisation ;
  - sur la base de cette proposition, la CRE définit le plan pour la période TURPE 7 ;
  - chaque année, dans le cadre de l'évolution tarifaire, la CRE fixe l'incitation financière correspondant à la performance des gestionnaires de réseaux.
- Instaurer **un groupe de travail régulier, animé par RTE et Enedis**, ouvert aux acteurs de marché pour présenter (i) les travaux de développement des flexibilités menés durant l'année écoulée et (ii) le plan de travail de l'année suivante.

# Questions

---

**Avez-vous des questions ou des remarques sur les orientations envisagées par la CRE ?**

---

# Conclusion



# Merci pour votre attention

→ Envoyer une contribution ou des questions complémentaires : [turpe@cre.fr](mailto:turpe@cre.fr)