Le réseau de transport d'électricité

Commission Accès au Réseau

20 juin 2024

CURTE

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 **Planification et Raccordement des EnR : déclinaison des leviers permis par la loi APER au service de l'accélération du raccordement**
Lancement de la concertation RTE à la suite du décret d'application de la loi APER

2 **Raccordement des consommateurs : mutualisation des infrastructures et incitation au bon dimensionnement**

3 **Contribution des acteurs du système électrique à la tenue de la tension**
Propositions relatives à l'incitation tarifaire pour la tenue de la tension à l'interface entre RTE et les gestionnaires de réseau de distribution

1 Planification et Raccordement des EnR : déclinaison des leviers permis par la loi APER

Lancement de la concertation RTE à la suite du décret d'application de la loi APER

Permettre la mise à disposition plus rapide des ouvrages

- Pour rappel, l'objectif principal de l'évolution du dispositif S3REnR entériné par la loi APER est **d'améliorer l'anticipation des ouvrages planifiés dans le S3REnR, afin d'accélérer la mise à disposition de la capacité permettant de raccorder**

- Aujourd'hui, cette anticipation est rendue difficile :
  - ✓ par le peu de visibilité sur la date d'enclenchement de révisions de schémas
  - ✓ par la longueur du processus de révision,
  - ✓ par le fonctionnement des adaptations dont la pratique a montré:
    - qu'elles sont mobilisées en partie parce qu'il n'y a pas d'incitation pour les producteurs à respecter la planification,
    - qu'elles ne permettent pas d'anticiper mais de « traiter l'urgence » et de « repousser les révisions »

- Une meilleure adéquation aux besoins de raccordement des producteurs EnR est également à attendre de la systématisation de la collecte des données de prévisions de projets de puissance > 250 kVA (yc le portefeuille de prospection) au travers de la plateforme AERO, quel que soit le niveau de tension de raccordement (HTA ou HTB)

Un décret d'application des disposition S3R de la loi APER publié à l'été

La DGEC a présenté les principes d'évolution du décret S3REnR aux parties prenantes le 13 mai et 6 juin derniers. Le texte est prévu à l'ordre du jour du CSE du 4 juillet, pour viser une publication au JO à l'été.

Les dispositions prévues par la loi APER :

- Existence juridique donnée à la plateforme AERO de déclaration des prévisions de projet EnR ;
- Accélérer l'élaboration des schémas : définition d'une durée indicative de deux ans et encadrement de la périodicité de leurs mises à jour ;
- Introduction d'un critère technico-économique pour sélectionner les ouvrages inscrits au schéma
- Définition d'ouvrages prioritaires ;
- Introduction du droit de priorité à l'instruction en HTB, applicable pendant les 12 premiers mois de vie d'un schéma
- Introduction du renoncement à la mutualisation pour un producteur qui ne souhaite pas attendre que des ouvrages mutualisés soient prévus pour son installation pour rentrer en file d'attente

Les autres dispositions proposées par la DGEC :

- Suppression du dispositif de l'adaptation et introduction d'un mécanisme de flexibilité supplémentaire aux transferts, permettant de répondre au plus tôt aux demandes en HTA et BT
- Rationalisation de la procédure d'élaboration des schémas , avec un encadrement:
  - ✓ des délais de prise de décision du préfet de région, fusion des consultations
  - ✓ des modifications de capacité globale en cours de révision (+/-10%).

Une concertation à lancer, une transition à définir

- Pour leur mise en œuvre opérationnelle, les modifications règlementaires nécessitent d'être intégrés en DTR :
  - ✓ Dans les chapitres qui décrivent:
    - Les étapes à suivre pour mettre à jour/ajuster un schéma S3REnR
    - Les modalités spécifiques au raccordement de la production EnR
  - ✓ Dans le chapitre « Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR», qui décrit les principes suivis par RTE, en collaboration avec les GRD, pour construire la planification, calculer les coûts, la quote-part, et prioriser les ouvrages,
  - ✓ Dans la procédure raccordement.

- **La rationalisation de construction des gisements EnR est une étape fondamentale** pour s'assurer d'un schéma adapté aux besoins de moyen/long terme (10 à 15 ans), et tenir un délai de révision de deux ans : une liste d'action à mener est portée par le GT copiloté par RTE et des syndicats professionnels (GT INSAS) dédié à cette thématique. L'objectif est d'aboutir à des premières orientations cet été et de les expérimenter sur les schémas qui nécessitent d'être révisés rapidement.

6 thématiques de travail identifiées objets de la concertation

1 Modalités opérationnelles du process de mise à jour des schémas

2 Méthode harmonisée de construction des gisements

3 Principes de détermination des solutions réseau

6 Gestion du transitoire

4 Raccordement des installations EnR dans une version de schéma

5 Réalisation, suivi technique, financier des ouvrages du schéma

Elaboration du schéma

Mise en œuvre du schéma

Modalités opérationnelles du process de révision

1

Préciser les modalités pratiques suivies à chaque étape de la mise à jour, et intégrer la nouvelle logique de point d'arrêt fixe pour examiner l'opportunité de relancer immédiatement le process ou de le temporiser pendant 1 an

- Intégration du **planning type de mise à jour** en deux ans des schémas et des délais indicatifs d'études et pour prise de décision, clarification des différentes notifications et communications nécessaires

- Préciser les **critères relatifs à l'adéquation entre les gisements et les demandes de raccordement d'une part, la situation du réseau cible d'autre part, qui seront appliqués pour décider ou non d'une relance immédiate de mise à jour** d'un schéma dès l'approbation de la quote-part,

- Clarifier l'ensemble des définitions nécessaires à la bonne appropriation par tous du nouveau dispositif

- **Poursuite des travaux menés dans le cadre du GT INSAS dédié à la tenue du planning de mise à jour en deux ans**
- **Intégration des clarifications de gouvernance jugées utiles au vu du REX sur les révisions passées**

Méthode de construction des gisements

2

Industrialiser la méthode de construction des gisements EnR afin d'être en mesure d'éclairer le préfet pour la fixation de la capacité globale 3 à 4 mois après le lancement de la révision

- Description des campagnes de recensement AERO et des modalités régissant les échanges d'informations entre RTE et les GRD

- Description des sources de données recensées, modélisées ou issues de publications externes en précisant leur format

- Intégration des **principes suivis pour la scénarisation de gisement** :
  - ✓ en indiquant les modalités de coordination de RTE avec les GRDs et les services déconcentrés de l'Etat
  - ✓ en distinguant les ajustements qui sont faits sur les hypothèses au cours du process, selon qu'ils interviennent avant ou après la fixation de la capacité globale



- **Les discussions continueront de se tenir dans le GT INSAS dédié à ce sujet. La DGEC sera sollicitée pour avis.**
- **Point d'attention sur les hypothèses non recensées : PV BT modélisé, obligation de solarisation et repowering**
- **Les orientations seront directement appliquées pour les exercices de scénarisation de gisement de l'été 2024 afin d'embarquer au fil de l'eau les retours d'expérience en région (notamment Nouvelle Aquitaine)**

Principes de détermination des solutions réseau

3

Accélérer et rendre plus transparentes les décisions de temporisation des gisements EnR en raison du coût des ouvrages nécessaires, en tenant compte de la flexibilité utile à la gestion de l'incertitude sur les projets raccordés sur le réseau de distribution

- Méthodologie de **rattachement des gisements au RPT ou au RPD**
- Méthodologie simplifiée appliquée pour le dossier d'éclairage sur lequel RTE saisit le préfet en amont de la fixation de la capacité globale
- **Déclinaison des critères technico économiques**
- **Ouvrages supplémentaires (réservoir)** : principes suivis pour leur description et pour l'identification des postes hébergeurs
- Principes suivis en cas de nécessité d'augmentation de la capacité globale en cours de révision

Les principes mentionnés ici sont à intégrer principalement dans le chapitre *Méthode du coût prévisionnel* de la DTR, soumis à approbation de la CRE

Raccordement des installations EnR dans une version de schéma

4

Prioriser l'instruction des demandes de raccordement au RPT alignées avec le gisement retenu pendant les 12 premiers mois du schéma

- Définition de **la notion de prévision de projet « prise en compte »** nécessaire à l'application du droit de priorité à l'instruction HTB, et des modalités de communication aux sociétés déclarantes des impacts de la planification établie
- Définition des **critères de correspondance entre déclaration AERO et demande de raccordement** pour définir les demandes de raccordement dont l'instruction est priorisée
- Cas des **regroupements de projets** visant initialement un raccordement HTA, des sites mixtes et des sites hybrides
- Cas des projets d'installation à la frontière entre deux régions

- **La création du droit de priorité à l'instruction pour le raccordement au RPT sera intégrée à la fois dans les chapitres dédiés au S3R et dans la procédure de raccordement**

Raccordement des installations EnR dans une version de schéma

4

Revoir la gradation des moyens pour satisfaire une demande de raccordement incohérente avec les hypothèses retenues pour la planification des ouvrages, en mettant en face de chaque besoin une réponse proportionnée

- Flexibilités de planification :
  - ✓ Ajustements du mécanisme des transferts (notamment en interaction avec les ouvrages prioritaires)
  - ✓ Modalités opérationnelles de mobilisation du réservoir de travaux pour les demandes de raccordement au réseau de distribution
- Conditions d'éligibilité pour un renoncement à la mutualisation , et encadrement de la réintégration éventuelle des ouvrages entièrement financés par un producteur dans une version ultérieure de schéma



- **Les adaptations sont principalement remplacées par les mises à jour successives, et dans une moindre mesure, par le réservoir de travaux pour le raccordement au RPD, lorsque des travaux mineurs sont suffisants permettant d'éviter la modification du plan programme qu'est le S3REnR**

Réalisation, suivi technique et financier des ouvrages du schéma

5

- ✓ Lancer immédiatement les études et supprimer les seuils de déclenchement travaux des ouvrages jugés sans regret pour la collectivité
- ✓ Adapter les outils de suivi de l'avancement des ouvrages et de bilan financier des schémas plus aux besoins des parties prenantes

- ❖ Déclinaison des principes de priorisation des ouvrages / ouvrages dits "prioritaires » :
  - ✓ typologie d'ouvrages HTA, HTB pertinente pour établir la priorisation
  - ✓ description des critères de sélection des ouvrages à prioriser
  - ✓ traitement des ouvrages « non prioritaires »
- ❖ Modification de la formule de calcul de quote-part et de solde afin de mieux refléter le sous- ou sur-financement à socialiser avec le prochain schéma



Conformément aux retours des acteurs, l'accent doit être mis sur un suivi plus fin de l'avancement de la réalisation des ouvrages, permettant d'envoyer les bons signaux, de crédibiliser la planification, et d'encourager les producteurs à la respecter.

Gestion du transitoire

6

- ✓ Présentation du calendrier de basculement de chaque région dans un process de mise à jour conforme au nouveau dispositif
- ✓ Préciser les conditions temporelles de mise en application des dispositions relatives au recensement de prévisions de projet et au régime de raccordement S3REnR ajusté

❖ Concernant l'élaboration des schémas :

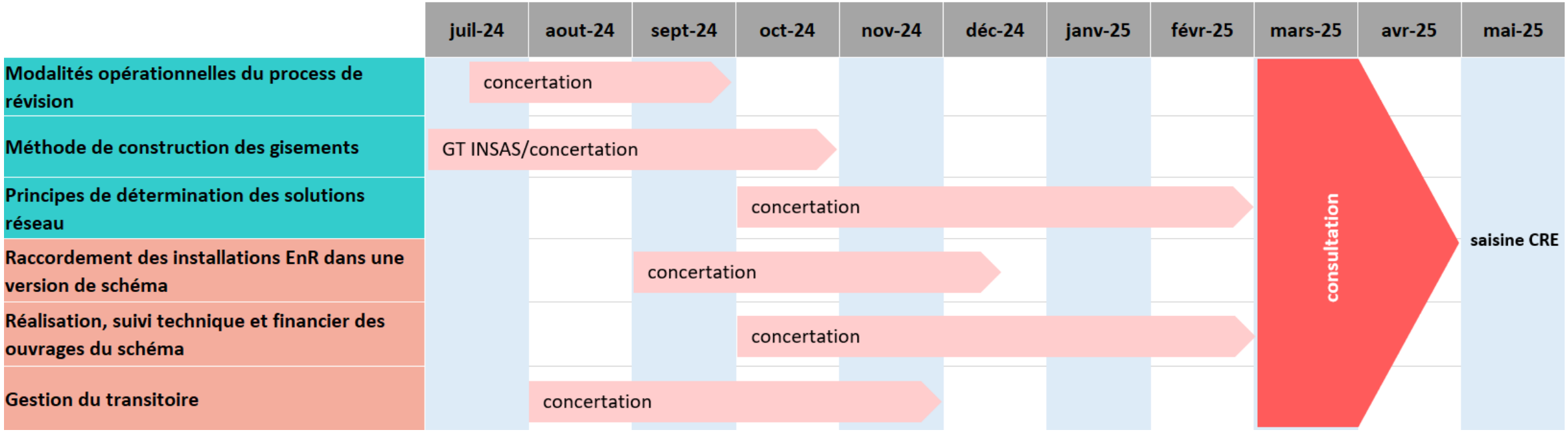
- ✓ Le basculement de chaque région dans le nouveau dispositif sera principalement guidé par la dynamique de raccordement actuellement observée. Certaines révisions devront donc être menées sans que la DTR n'ait été ajustée. Un calendrier prévisionnel sera partagé avec les parties prenantes.
- ✓ Les adaptations déjà lancées seront menées à leur terme

❖ Concernant le raccordement dans les schémas : une explicitation des dispositions transitoires nécessaires dans la procédure de raccordement



En parallèle, RTE assurera un portage des nouveaux principes de la réforme auprès des parties prenantes en région (administrations, interlocuteurs politiques, etc.). Les acteurs de la Commission Accès au Réseau ont également un rôle majeur à jouer dans l'accompagnement du basculement dans le nouveau dispositif.

Calendrier prévisionnel de concertation et consultation*



**partant du principe d'une publication du décret S3REnR début juillet 2024*

En parallèle de la concertation , des révisions de schémas seront nécessaires. Il est proposé d'anticiper autant que possible la mise en œuvre de ces nouvelles modalités de construction des schémas

2 S3REnR : Bilan des Etats Techniques et Financiers 2023

2023 marquée par de nombreux travaux communs entre les gestionnaires de réseaux pour favoriser une meilleure planification

Une démarche commune pour ordonnancer et mettre à disposition des données fiabilisées

Les enjeux industriels associés à la réalisation des S3REnR ainsi qu'aux raccordements des producteurs ont conduit les gestionnaires des réseaux vers des démarches communes:

- ✓ Un travail commun et suivi pour **renforcer la fiabilité des données mises à disposition sous Capareseau**. Un **GT Insas ad hoc** sera bientôt organisé pour recueillir les attentes des parties prenantes, et faire une **proposition commune de mise à disposition d'informations ou de fonctionnalités supplémentaires**.
- ✓ Un travail engagé visant à fournir une vision plus dynamique de la mise à disposition des capacités d'accueil.
- ✓ De la même manière, un chantier va être ouvert pour donner **une fréquence plus élevée de l'avancement des travaux inclus dans les schémas, avec des intitulés plus parlant dans les ETFs.** RTE fera des propositions aux différentes parties prenantes.

La déclinaison de la loi d'accélération de la production EnR

La loi accélération des Energies renouvelables est entrée en vigueur le 10 mars 2023 et **des travaux sur la déclinaison décrétale ont été entrepris.** De nombreuses échanges bilatéraux, avec de nombreux acteurs et des GT transverses ont été menés, et doivent se poursuivre, pour assurer des méthodes finales efficaces et bien comprises.
La parution du décret est espérée pour juillet 2024.

Un effort commun de communication et de pédagogie devra être entrepris par l'ensemble des acteurs de l'écosystème à destination des parties prenantes

Les faits marquants pour 2023

Un rythme de raccordement très soutenu avec 5,4 GW
(dont 1 000 MW offshore)

L'accélération des raccordements des EnR déjà constatée l'an dernier se confirme notamment pour le PV.
L'accélération du rythme de développement des projets EnR et des infrastructures électriques est une réalité.

2 schémas majeurs révisés, dégageant de nouveaux volumes de capacités réservées

Les schémas **Occitanie** et **Centre Val de Loire** ont été révisés au cours de l'année 2023 et ont permis à eux seuls de **prévoir un volume de capacité réservées de 10,8 GW**. A cela s'ajoute une importante **adaptation du schéma Nouvelle Aquitaine** qui a permis de dégager **2,8 GW** de capacités supplémentaires.
Ces capacités sont déjà en partie utilisées dans certaines zones très dynamiques et vont nécessiter de nouvelles révisions (Nouvelle Aquitaine, Grand Est).

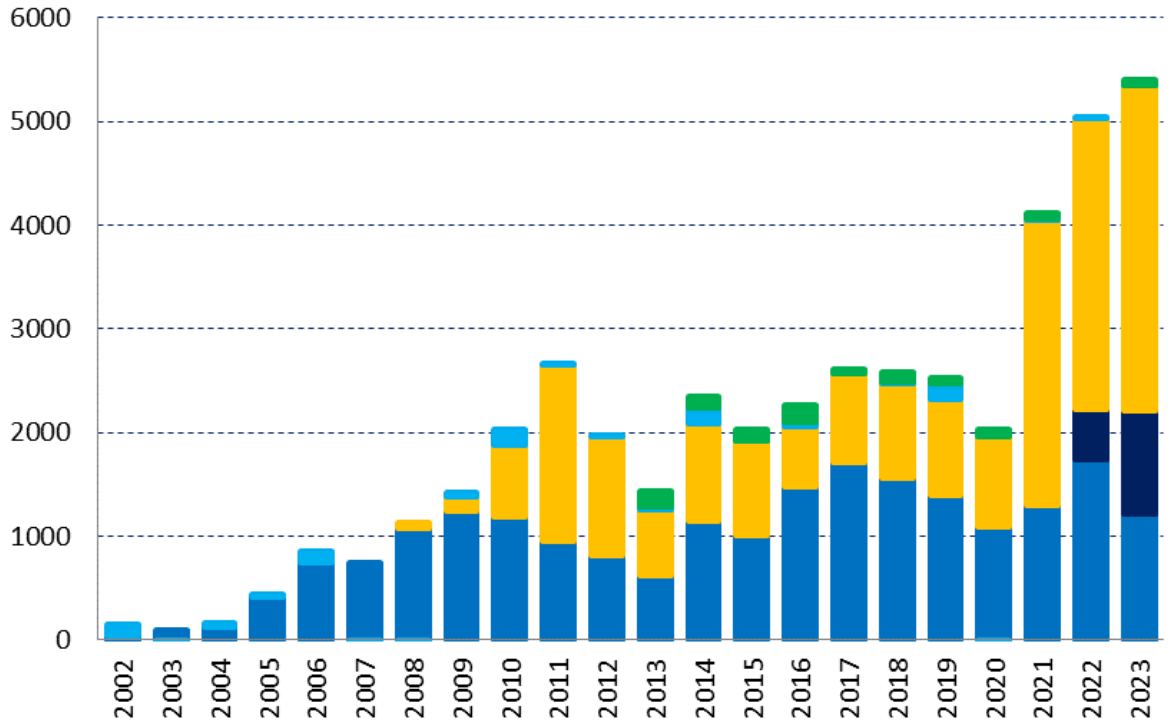
Un volume de dépense toujours soutenu

En corollaire du point précédent, les **volumes d'investissement pour la réalisation des ouvrages prévus aux S3REnR révisés croissent de façon conséquente**. Les ouvrages seront réalisés en adéquation avec les dynamiques de croissance locale, et **conjointement hiérarchisés pour accentuer les efforts de développement dans les zones à forte croissance**.

2.1 Avancement des schémas et dynamique de raccordement

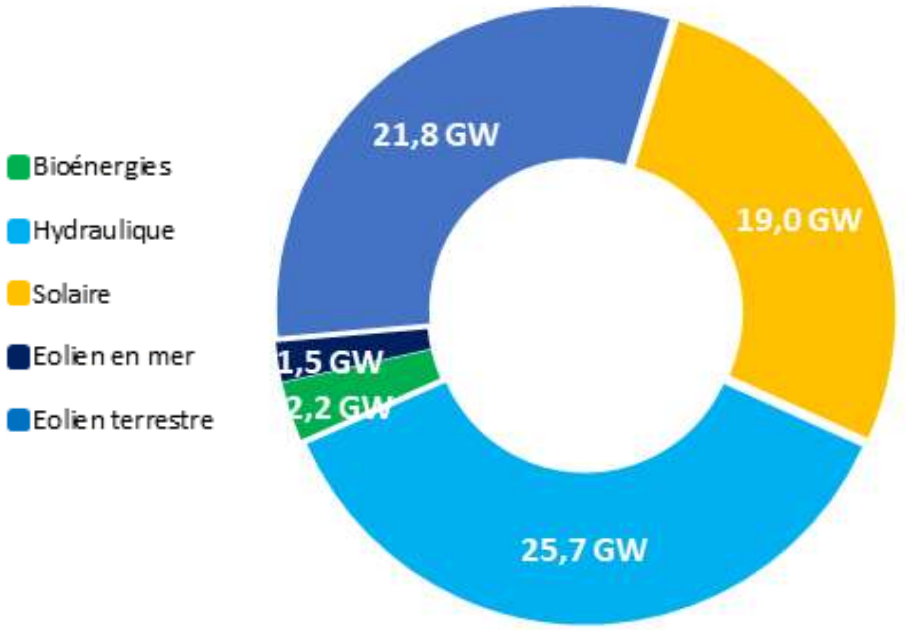
5 400 MW de production ont été installés en 2023, avec une forte croissance du solaire qui se confirme

Evolution annuelle de la puissance EnR raccordée (MW)



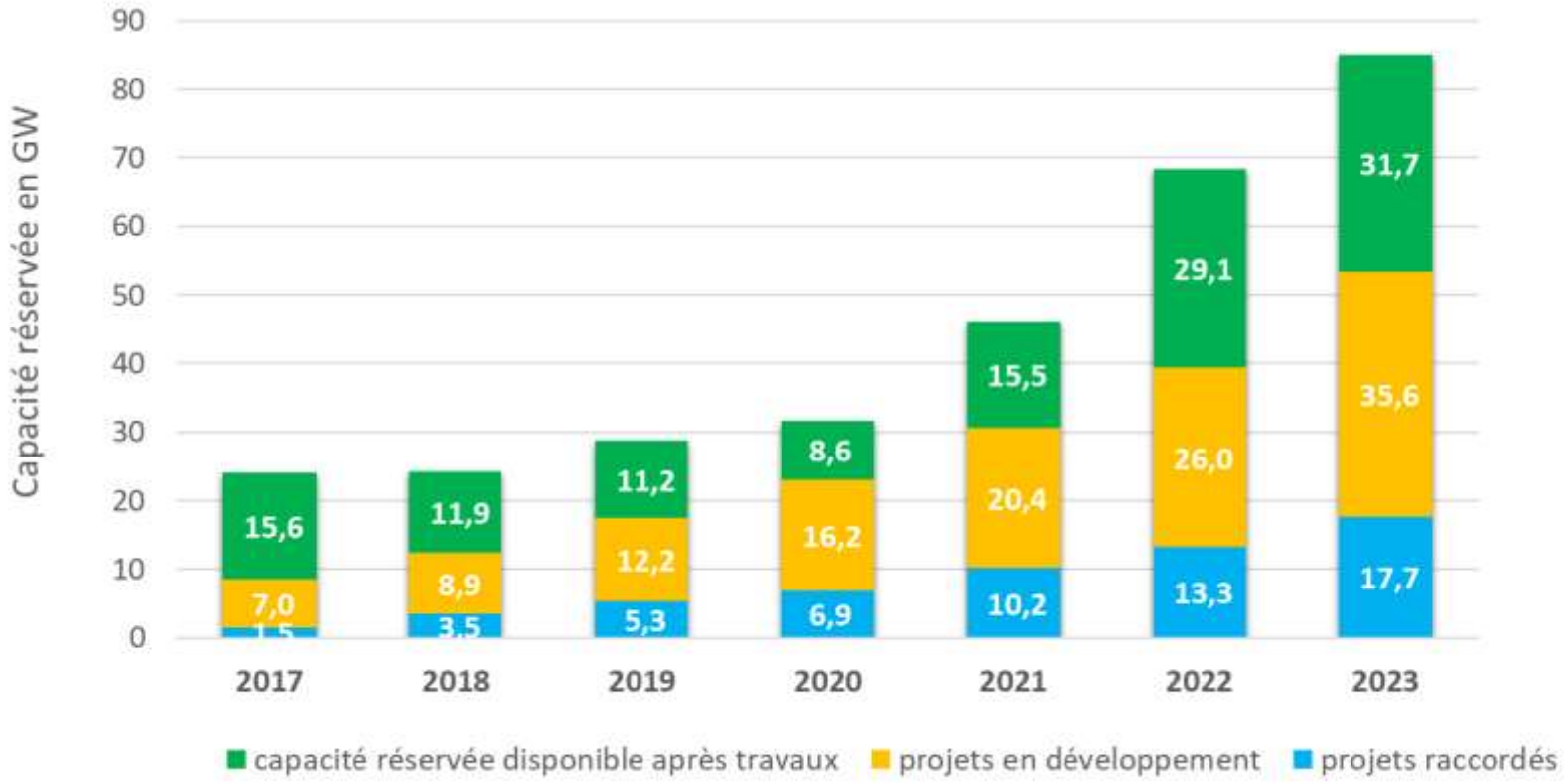
Panorama des Energies renouvelables (à venir)

Répartition par filière au 31/12/2023 (MW)



- 2023 a été marquée par **un ralentissement du raccordement de l'éolien terrestre** compensée par une **hausse de l'éolien offshore** pour 1 000MW (St Brieuc et Fécamp),
- Les raccordements de **projets de type PV confirment leur accélération** (+ 3,1 GW), dont **1,9 GW de PV de faible puissance.**

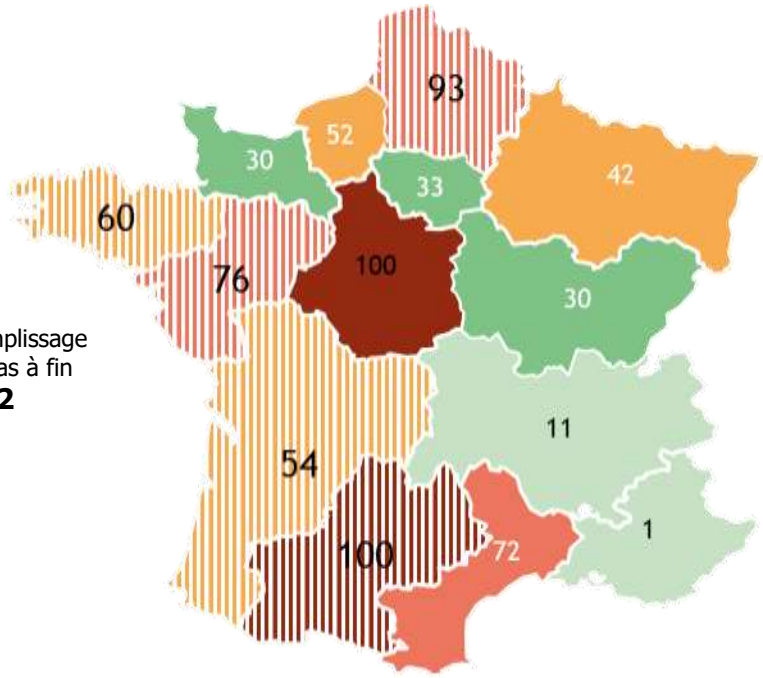
Une forte croissance des projets raccordés et en développement



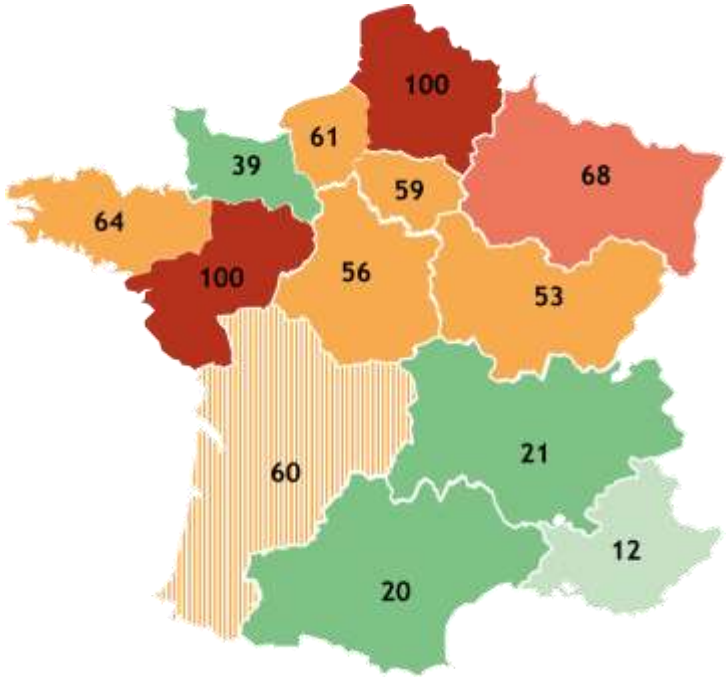
- Une **accélération confirmée** de la **dynamique** de projets **raccordés** et des projets en **développement**.
- La **capacité réservée disponible après travaux** est **en croissance** reflet de la dynamique de l'évolution des réseaux

Les adaptations et révisions apportent de la capacité de raccordement en attendant l'accélération liée aux évolutions législatives et réglementaires

Taux de remplissage des schémas à fin **2022**



< 20 %
]20-40] %
]40-65] %
> 65 %
Saturé



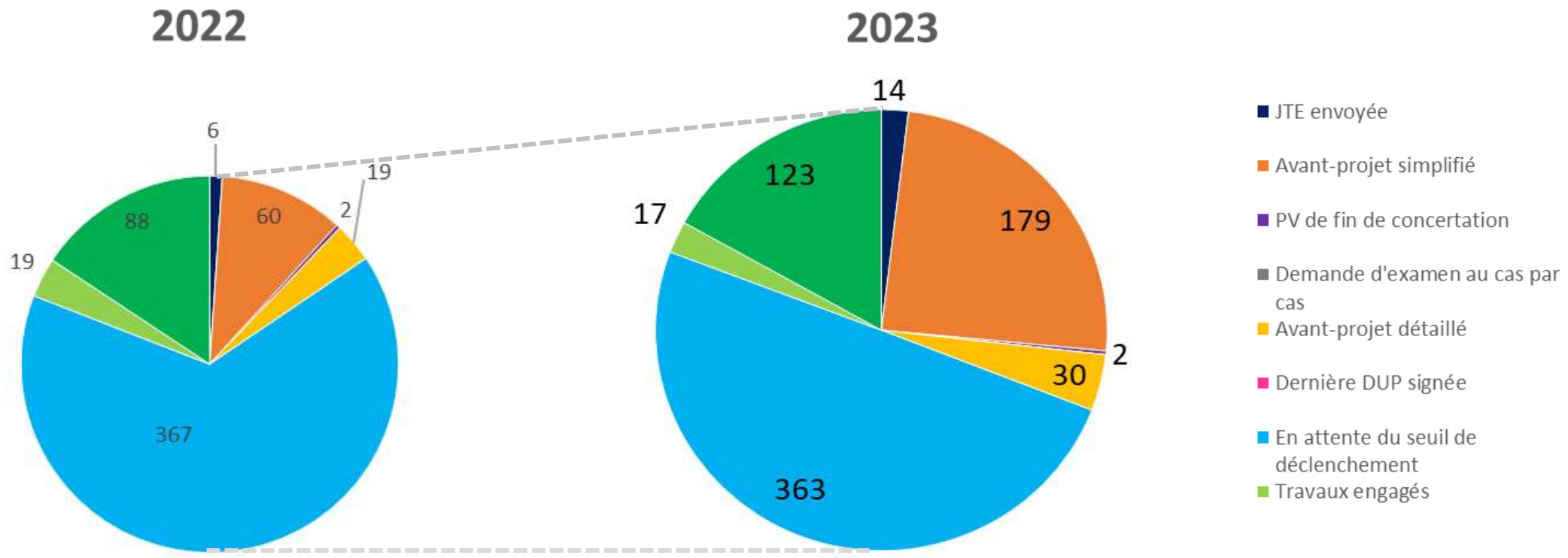
Taux de remplissage des schémas à fin **2023**

Les régions hachurées ont fait l'objet d'une adaptation en 2023

47%	Capas réservées	45 %
3 schémas	Taux > 65%	1 schéma
2	Schémas saturés	2

- **Les schémas Occitanie et Centre Val de Loire ont été révisés**
- Deux adaptations en 2023 dégageant 2,1 GW de capacités ont permis une réponse de court-terme à la dynamique des demandes,
- Le schéma Hauts de France a été révisé en janvier 2024 : une partie de ses capacités réservées (environ 20%) a été prématurément consommée **du fait de la saturation du schéma depuis mai 2023.**

30% de projets d'infrastructure supplémentaires pour suivre l'accélération des raccordements

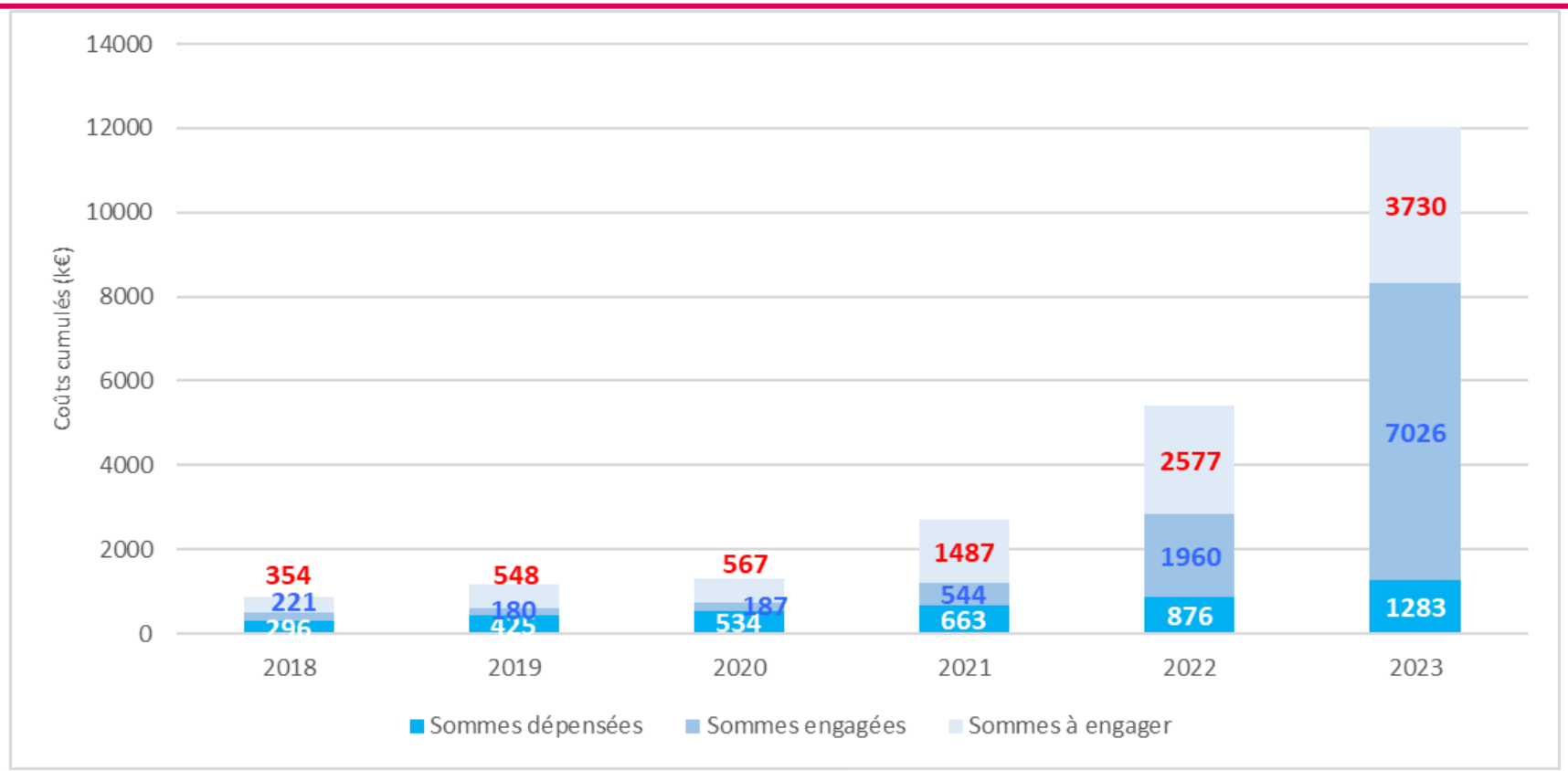


561 projets

728 projets

- Le nombre de projets inclus dans les schémas augmente de 30%
- Les gestionnaires des réseaux travaillent pour développer les projets d'infrastructure avec une hausse de mise en service de 40 %

Les gestionnaires des réseaux accélèrent le financement des infrastructures prévues dans les schémas



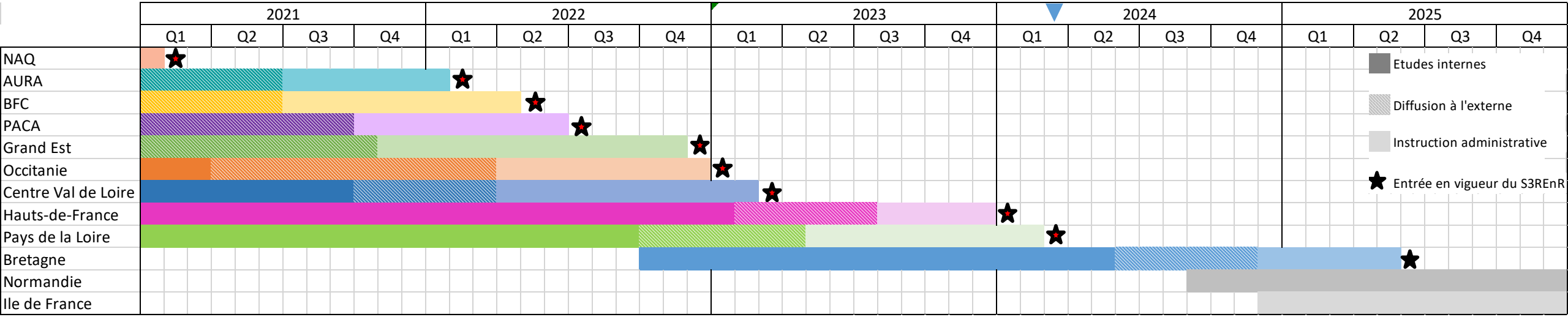
Du fait des révisions successives de schémas et des nombreux travaux d'infrastructures en cours:

- **Les dépenses sont en constante évolution**
- Les sommes à engager - correspondant aux travaux non déclenchés - croissent fortement
- Les coûts des projets augmentent significativement de fait d'une inflation importante, tirée par la hausse des matières premières et de la concurrence sur les matériels avec les autres gestionnaires des réseaux. Des dispositions adaptées sont mises en place pour assurer les approvisionnements

Les Gestionnaires des réseaux touchent la quote-part en décalage du financement et de la réalisation des ouvrages effectués par les gestionnaires des réseaux

2.2 Perspectives pour 2024

Le cycle de révisions amorcé en 2020 est en cours d'aboutissement



- En 2023, les **schémas Occitanie et Centre Val de Loire ont été révisés**.
- Les révisions des schéma Hauts de France et Pays de la Loire sont entrées en vigueur début 2024 (respectivement janvier et mars)
- L'approbation de la quote-part du **schéma Bretagne** est prévue d'ici mi-2025
- **Un nouveau cycle de révisions de schéma va être lancé dans le cadre de la loi APER**

Pour 2024 : un premier exercice d'ordonnancement des investissements prévus dans les S3REnR réalisé en coordination avec ENEDIS

Accélération des demandes de raccordement EnR

- ❑ Adéquation de la dynamique des demandes avec le développement de l'infrastructure du réseau électrique
- ❑ Nécessité d'optimisation des ressources affectées aux travaux S3REnR
- ❑ Coordination renforcée entre Enedis et RTE avec revues de projets régionales et nationale

Décision commune d'ordonnancement des 850 chantiers prévus dans les S3REnR en vigueur

P0 : projet très urgent : impossibilité de raccordement, dynamique très rapide, étude et concertation lancés ou à lancer de façon immédiate

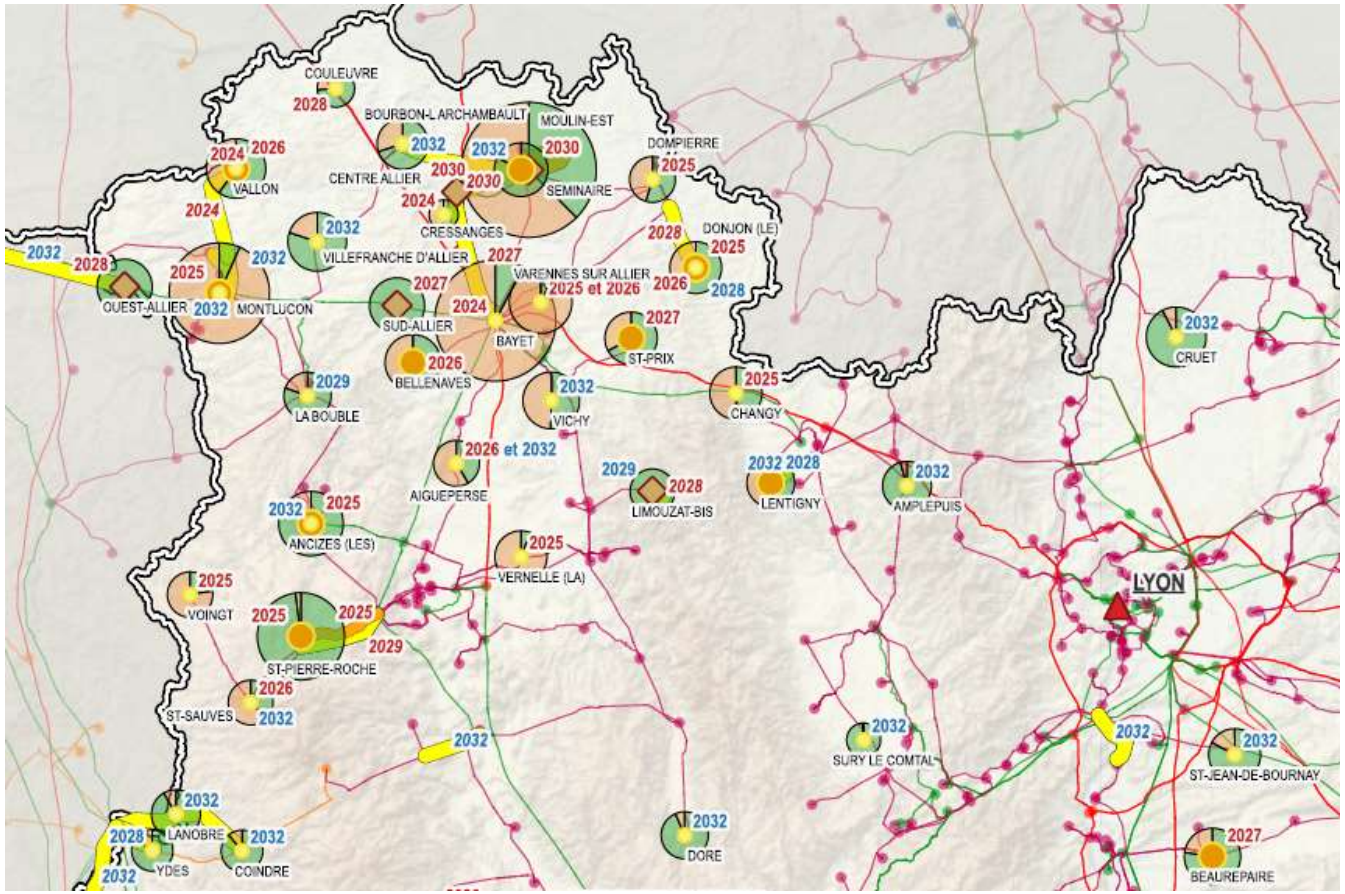
P1 : projet urgent, pas de possibilité de raccordement alternative en attendant la mise en service - étude et concertation lancés ou à lancer,

P2 : projet sous surveillance

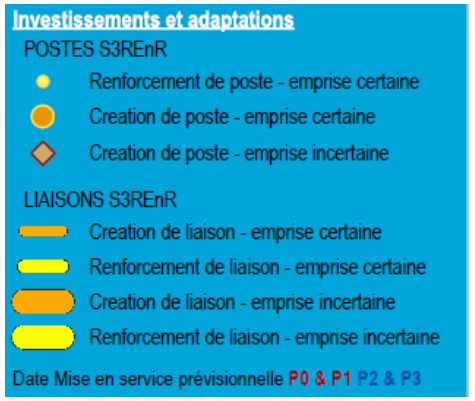
P3 : projet situé dans des zones peu ou pas dynamiques

Les projets P2 et P3 peuvent être re-ordonnancés P1 ou P0 en fonction de l'évolution de la dynamique des demandes

Informer les acteurs des dates prévisionnelles de mise en service des ouvrages prévus dans les schémas S3REnR





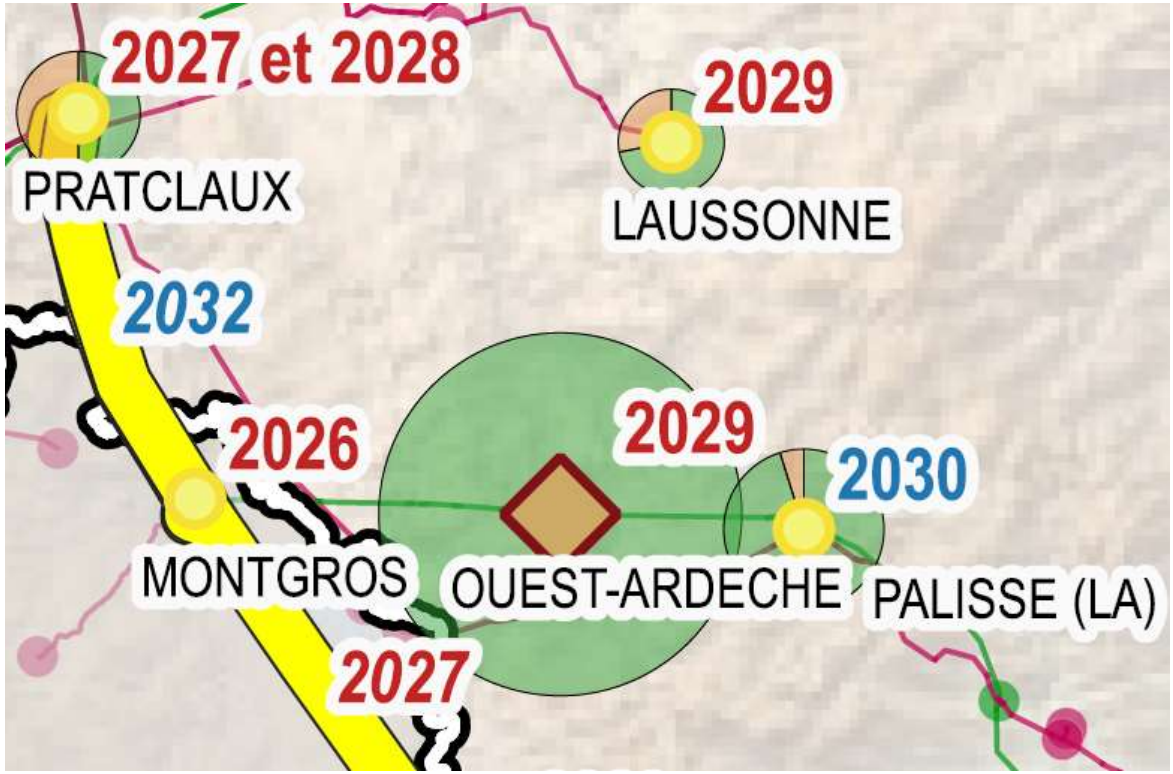


❑ **Informer les acteurs sur une même carte:**

- De la répartition de la capacité réservée dans les postes électriques (données Caparéseau)
- Des dates prévisionnelles de mise en service des futurs ouvrages électriques contribuant à la création de capacité d'accueil des EnR

Une mise à disposition de ces cartes pour l'ensemble du territoire français prévue Q3 2024

Illustration sur le schéma AURA - Zoom sur la zone Sud-Ardèche



- **Création du poste de 225kV de OUEST ARDECHE-COUCOURON**
  Environ 115MW de capacités réservées rendues disponibles en 2029

- **Renforcement du poste 63kV LA PALISSE**
  Intégralité de la capacité réservée de 23MW rendue disponible en 2030

- **Renforcements prévus des liaisons entre PRATCLAUX et MONTGROS**
  Travaux permettant d'évacuer la capacité réservée des différents postes de la zone Sud-Ardèche réalisés entre 2026 et 2032

Ces informations permettront également d'intégrer la dynamique de réalisation des infrastructures électrique dans la stratégie de développement des porteurs de projets EnR

3 Raccordement des consommateurs : mutualisation des infrastructures et incitation au bon dimensionnement

3.1 *Mutualisation du financement des ouvrages du RPT*

Mise en œuvre des articles L.342-2 et L.342-18 du code de l'énergie

Anticiper et mutualiser le coût des ouvrages de raccordement entre clients consommateurs et distributeurs

- La loi APER, publiée le 11 mars 2023 prévoit, à l'article 32 la mise en place d'un dispositif de mutualisation du financement des ouvrages du RPT nécessaires aux raccordements de plusieurs consommateurs et/ou ouvrages du réseau public de distribution.

- Cet article a été retranscrit dans le code de l'énergie aux L.342-2 (consistance des ouvrages) et L.342-18 (financement).

- Les deux objectifs principaux de la mise en place de ce dispositif sont de **socialiser le coût des ouvrages de raccordement entre les demandeurs** et de **permettre à RTE de surdimensionner ces ouvrages pour accompagner la décarbonation et la réindustrialisation de la France.**

- Pour clarifier les modalités de mises en œuvre, plusieurs étapes sont encore à franchir.

- Néanmoins, dans l'attente de cette clarification, RTE a dû répondre aux nombreuses demandes de raccordement concentrées dans certaines zones avec des offres mutualisées, après échanges avec la Commission de Régulation de l'Energie.

L 'objectif de cette présentation est de vous partager la teneur des prochaines étapes en particulier de concertation et le panorama des zones mutualisées.

Présentation du décret mutualisation

- Le décret pris en application des articles L.342-2 et L.342-18 a été publié le 10 juin 2024.

- Il est composé de 2 articles :
  - Un premier venant modifier le périmètre de contribution financière des clients consommateurs et ouvrages du RPD au raccordement (D. 342-2) afin de préciser que dans les zones de mutualisation, elle est constituée (i) des ouvrages mutualisés (application d'une quote-part) et (ii) des ouvrages d'extension.

  - Un deuxième venant introduire une nouvelle section portant dispositions spécifiques aux ouvrages mutualisés dans le code de l'énergie : D. 342-25 à 27

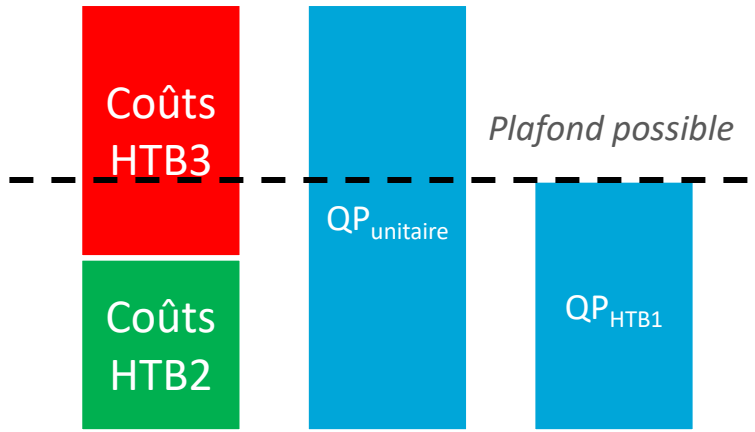
Calcul de la quote-part D. 342-25	Processus d'autorisation D. 342-26	Champ d'application de la quote-part D. 342-27

- La quote-part unitaire est définie comme : $\frac{cout\ \boldsymbol{total}\ études\ et\ travaux\ de\ \boldsymbol{creation}\ de\ l'ensemble\ d'ouvrages\ mutualisé}{capacité\ de\ raccordement\ \boldsymbol{offerte}}$

- La quote-part unitaire pourra être actualisée selon les modalités à fixer par la CRE.

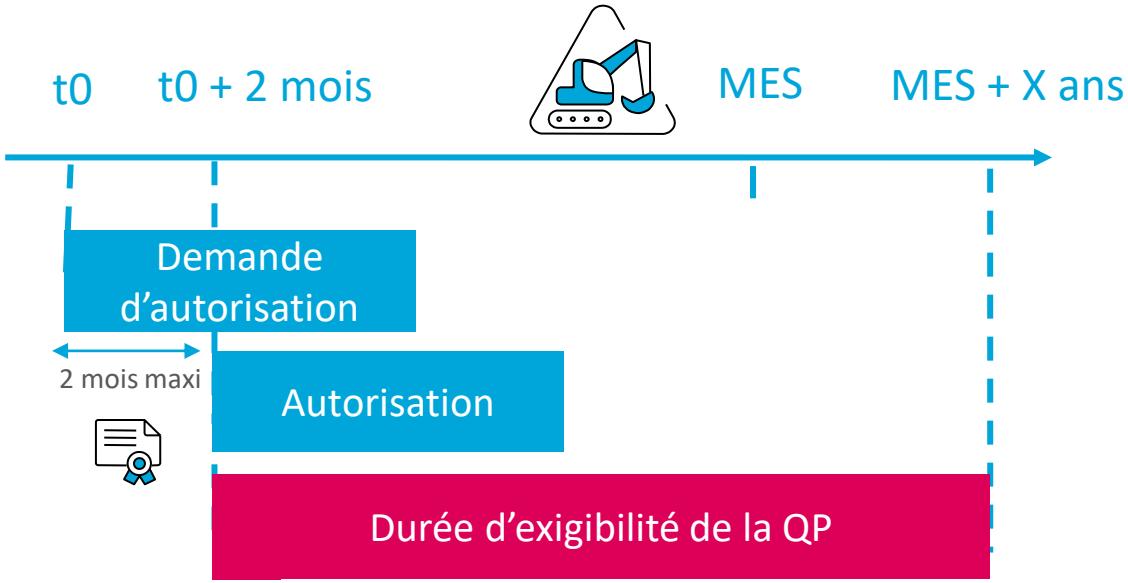
- La CRE peut décider de plafonner le montant de la quote-part des clients HTB1 si l'ensemble d'ouvrages mutualisé comprend des ouvrages HTB3. Les modalités de plafonnement doivent être fixées par la CRE.

- La contribution d'un client bénéficiant de la capacité de raccordement offerte est égale :



Contribution = Coût des ouvrages d'extension + Quote-part unitaire x Puissance de raccordement en soutirage

- La demande d'autorisation pour dimensionner un ensemble d'ouvrages mutualisés est adressée par RTE à la CRE et, pour information au ministre chargé de l'énergie. Le contenu du dossier est défini par la CRE.
- La CRE dispose d'un délai de 2 mois pour donner son autorisation. Au-delà, la demande est réputée acceptée.
- La CRE et RTE doivent publier sur leur site internet les informations relatives à chaque « ensemble d'ouvrage mutualisé ».
- La CRE peut réviser le niveau de quote-part, à la demande de RTE, afin de tenir compte de la modification des ouvrages à réaliser, ou de l'évolution de leurs coûts. Elle peut également modifier le délai durant lequel la quote-part s'applique.



- La capacité de raccordement offerte sur le RPT est réservée au bénéfice des installations de consommation et ouvrages du RPD pendant un délai fixé par la CRE, qui correspond au délai d'exigibilité de la quote-part (ne pouvant excéder 10 ans après la mise en service des ouvrages).

- La quote-part unitaire s'applique pendant ce délai selon les modalités fixées par la CRE à toute installation de consommation ou ouvrages du RPD n'ayant pas encore l'objet d'une convention de raccordement ou modification de convention de raccordement bénéficiant de la capacité offerte.

Les prochaines étapes réglementaires et contractuelles

Publication de la loi APER	11 Mars 2023
Décret pris pour l'application des articles L.342-2 et L.342-18 du code de l'énergie	10 Juin 2024
Consultation publique de la CRE	À compter de fin Juillet 2024
Délibération de portée générale de la CRE	Rentrée 2024

Concertation RTE sur l'évolution de la DTR 	T4 2024 / T1 2025
Délibération de la CRE sur les évolutions de la DTR	T2 2025

Délibérations valant autorisation **par projet d'ouvrages mutualisés**	À partir de T4 2024, puis courant 2025
Avenant si nécessaire aux PTF déjà acceptées	

Panorama des zones de mutualisation

2022

- Face à l'afflux des demandes de raccordement reçues en 2021/2022, RTE a construit une vision prospective des besoins de capacités d'accueil et de la structure du réseau cible dans 4 zones industrielles : Dunkerque, Le Havre, Fos, Vallée de la Chimie



2023 - 2024

- Grâce à l'évolution de la procédure du raccordement consommateur approuvée par la CRE le 24 octobre 2022, RTE a pu répondre aux nombreuses demandes de raccordement reçues à Fos, Dunkerque, Le Havre, Valenciennes, Ile de France, Saint-Avold, Plan de Campagne. RTE a échangé avec la CRE pour la détermination des quote-part des ouvrages mutualisés associés, puis lancé les études détaillées voire les démarches d'autorisations.

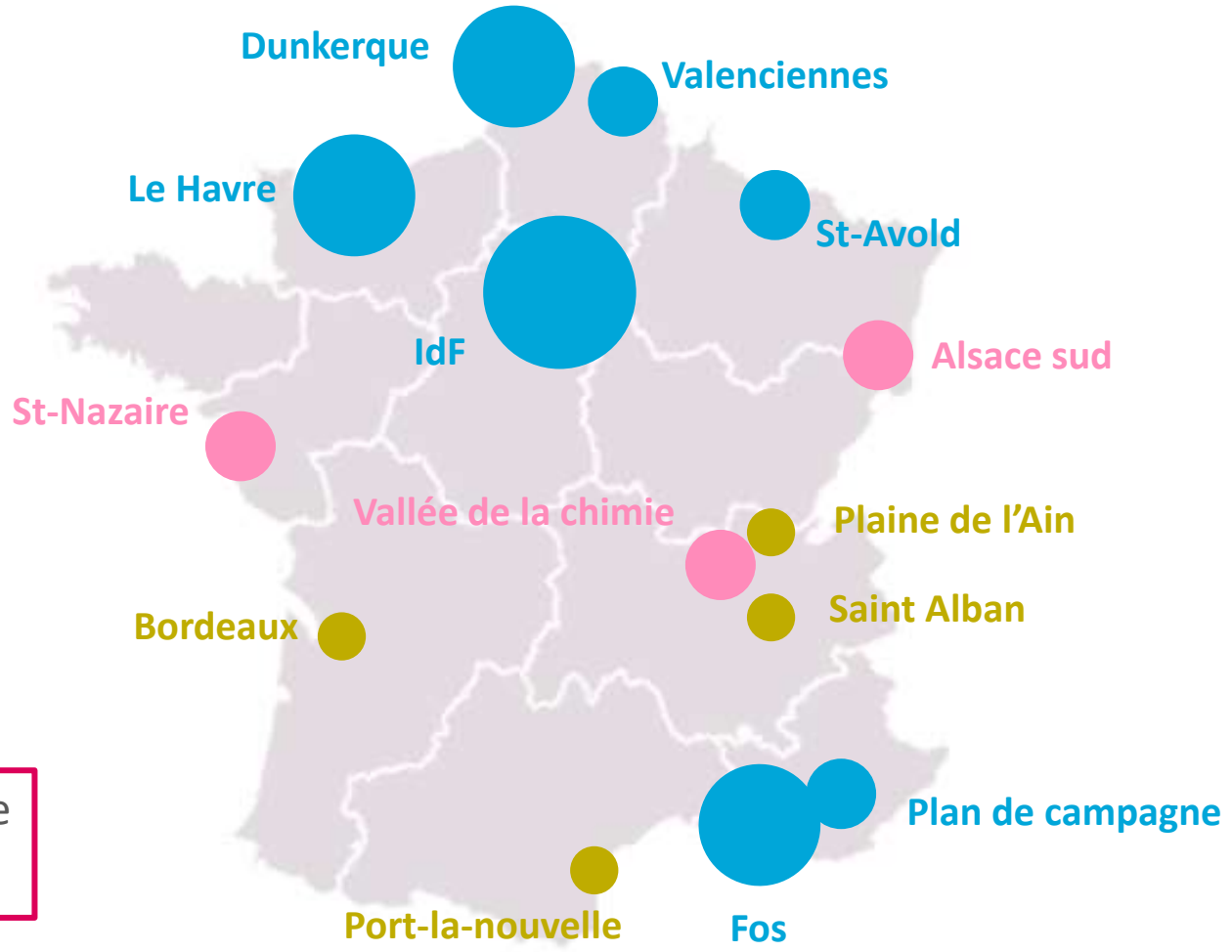
- RTE a également identifié de nouvelles zones contraintes nécessitant la création d'ouvrages mutualisés. RTE étudie la structure cible de réseau permettant d'accueillir les demandeurs et prévoit de saisir la CRE à partir de la rentrée 2024.

Panorama des zones avec mutualisation des coûts entre les demandeurs

Zone de mutualisation avérée ORAM partagée avec la CRE

Zone de mutualisation avérée ORAM à l'étude

Zone de mutualisation potentielle à surveiller

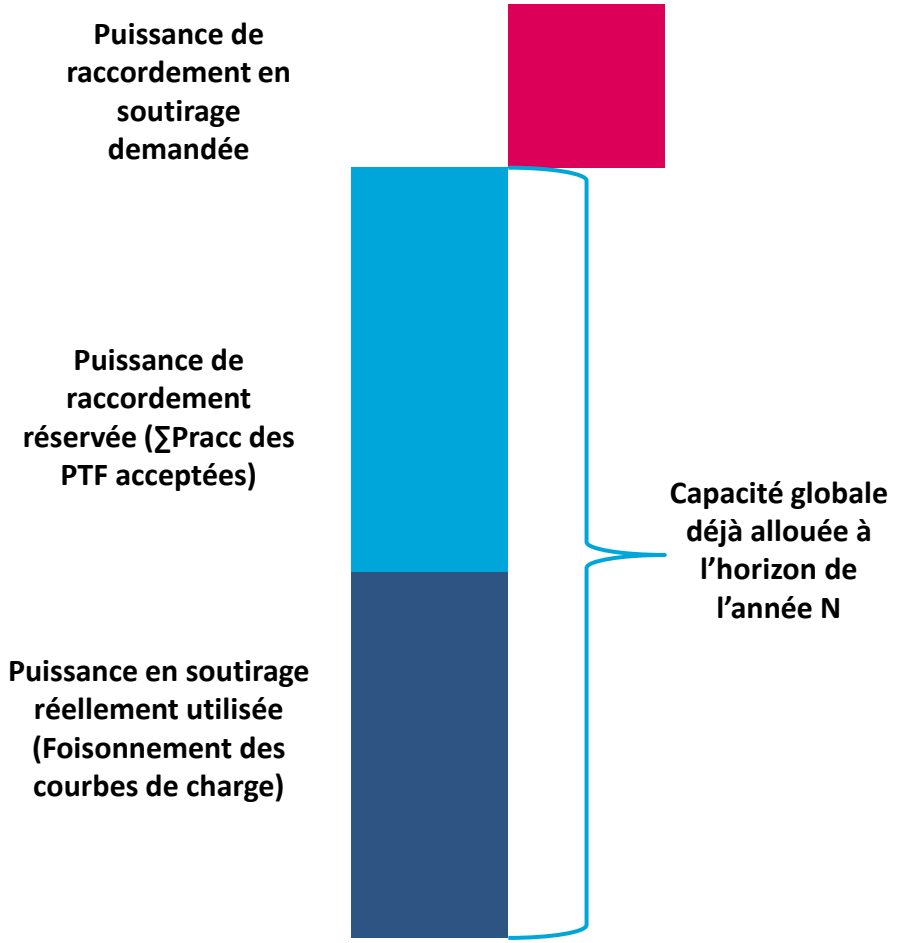


Le lancement d'une étude de zone de mutualisation gèle l'envoi des PTF dans l'attente de l'autorisation de la CRE

3.2 Incitations au bon dimensionnement

Le réseau est dimensionné pour garantir la Pracc demandée par les nouveaux demandeurs

- RTE étudie et répond aux demandes de raccordement par ordre chronologique de l'arrivée des demandes.
- Lorsque RTE évalue l'impact d'une nouvelle demande de raccordement d'une installation de consommation sur son réseau, RTE tient compte à la fois de la **capacité du réseau déjà utilisée** par les clients historiques et de la **capacité réservée par les nouveaux demandeurs** à l'échéance de la mise en service demandée par le client.
- La capacité réservée par RTE pour un client correspond à la puissance de raccordement en soutirage contractualisée à l'acceptation de sa PTF.

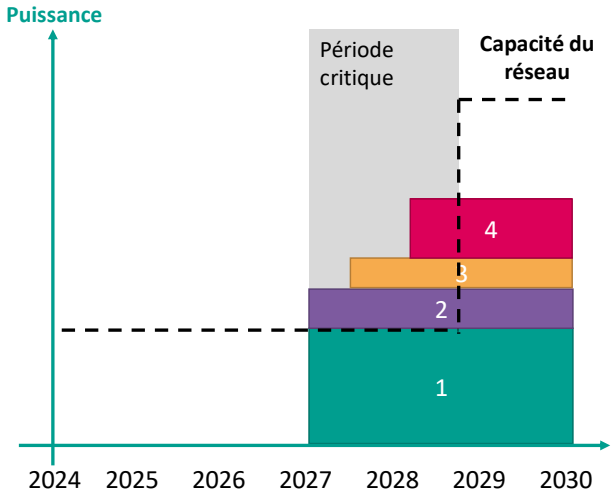


Le principe général d'allocation de la capacité électrique est celui de la « première PTF acceptée, premier servi »

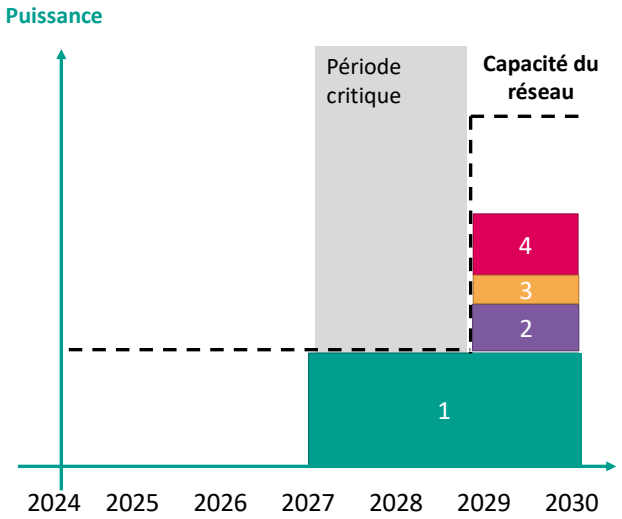
Ordonnancement des demandes sur une zone présentant une contrainte entre 2027 et 2029



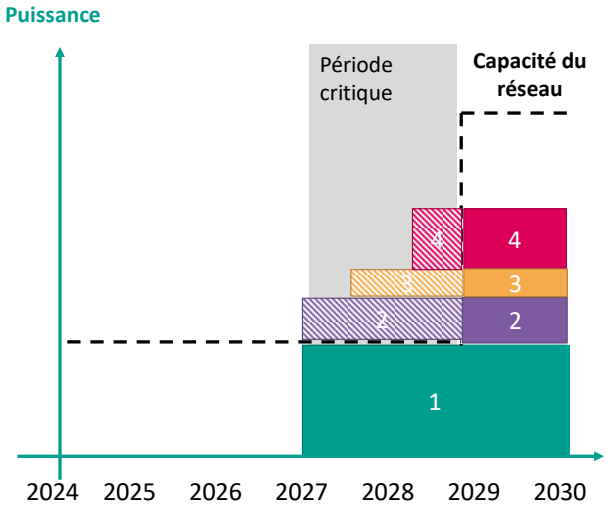
Demandes de la plus ancienne (1) à la plus récente (4)



a *Allocation selon le principe du « première PTF acceptée, premier servi »*



b *Allocation « première PTF acceptée -premier servi » avec :*
1) Limitations temporaires sur 2027-2029 pour les clients 2,3,4



❖ En conséquence, notamment dans les zones de mutualisation :

- Le réseau existant est "saturé" avec la capacité réservée à venir alors même que les soutirages effectifs sur le réseau à l'instant t sont beaucoup plus faibles
- Les nouveaux demandeurs (HTB, HTA) peuvent être confrontés à des délais importants et à la nécessité de contribuer à des adaptations significatives du réseau.

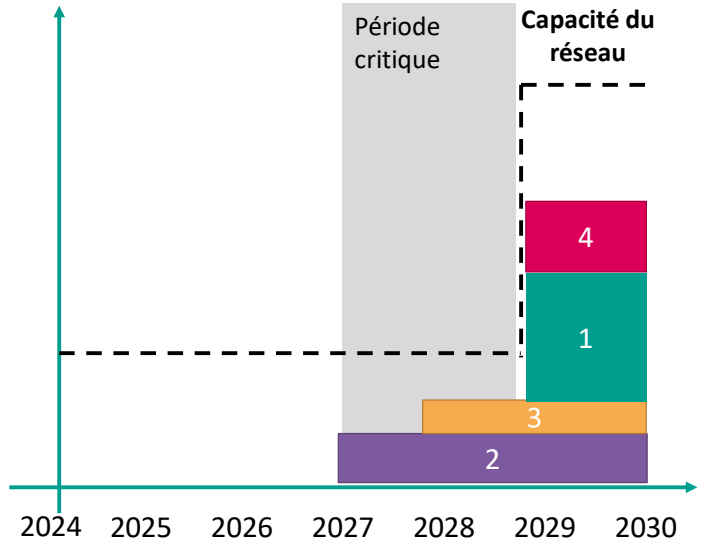
Un mauvais dimensionnement des besoins (en puissance et en délai) présente des risques « coûts et délais » pour l'ensemble des clients

- La mise en application de l'article 28 de la loi APER (dispositif transitoire) ou encore les modalités de sortie de file d'attente pourra permettre un réordonnancement des demandes pour favoriser les projets les plus matures.

- Néanmoins, si la capacité réservée ne se matérialise pas par des soutirages effectifs sur le réseau, il y a un risque que des actifs soient construits alors qu'ils n'étaient pas tous nécessaires ou que des projets aient été freinés inutilement. Les éventuels actifs non nécessaires devront finalement être supportés financièrement par l'ensemble des clients (industriels et finaux) par le biais des redevances TURPE.

- Aussi, il convient de continuer à fiabiliser dès la demande le besoin en puissance et en délai exprimé par les clients pour réduire les délais de raccordement des nouveaux demandeurs, limiter le besoin de recourir à la repriorisation ou encore éviter de réaliser des travaux inutiles.

C *Exemple de réordonnancement des demandes de raccordement*



RTE a déjà engagé des travaux permettant de fiabiliser les demandes et favoriser les projets les plus matures



Depuis mi-2023, RTE a mené une concertation pour fiabiliser les demandes de raccordement émanant des installations de consommation et favoriser les projets les plus matures (PTF payante, conditions de maintien en file d'attente…).

*Ces travaux ont abouti à une nouvelle version de la procédure de raccordement consommateur qui entrera **en vigueur au plus tard le 1er juillet 2024**.*



Principales évolutions apportées par la nouvelle procédure :

- ✓ *le versement d'une somme forfaitaire lors de la demande de proposition technique et financière (PTF) ;*
- ✓ *la fourniture d'une preuve d'avancement du projet à l'acception de la PTF afin de permettre l'entrée en file d'attente du projet ;*
- ✓ *la fourniture d'une preuve d'avancement du projet annuellement afin que le projet soit maintenu en file d'attente (avec maximum 2 années en phase études) ;*
- ✓ *la limitation des possibilités de suspension du projet aux cas de recours contentieux ;*
- ✓ *la prise en compte des dispositions relatives à la définition de l'ordre d'attribution des capacités de raccordement disponibles par le préfet de région (article 28 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables).*

Deux consultations publiques permettent de sonder les attentes des parties prenantes





En parallèle,

- **au travers de la consultation publique relative au SDDR, RTE a interrogé les acteurs sur des évolutions plus structurelles du cadre du raccordement à mener (document C, questions 9 à 10) dans le but notamment d'optimiser l'allocation de la capacité disponible sur le réseau public de transport.**
  - *Quels critères vous semblent pertinents à prendre en compte pour optimiser l'allocation de capacité d'accueil sur le réseau ?*
  - *Quelles évolutions du cadre faut-il prévoir ?*
  - *Comment gérer le niveau de maturité distincts des projets ?*

- **au travers de la consultation publique relative aux modifications de la puissance de raccordement en soutirage des acteurs, la CRE a interrogé les acteurs sur les modalités de récupération de Pracc.**
  - *A partir de quand les gestionnaires de réseau peuvent-ils récupérer la Pracc non utilisée ? Sur quelle durée et quel est le niveau raisonnable de capacité qui peut être réservé au-delà des besoins immédiats et validés d'un projet ?*

Les répondants à la consultation publique du SDDR confirment le besoin d'optimiser le cadre de raccordement actuel

Synthèse des expressions

- **Approbation** des premières **mesures de fiabilisation** des demandes de raccordement mises en place (ex. facturation de la PTF), à approfondir selon certains répondants

- Une **file d'attente de raccordement jugée sous-optimale** par plusieurs répondants :
  - Importantes capacités réservées pour des projets peu matures
  - Demandes des clients surdimensionnées, impactant les délais et coûts pour la collectivité
- Quelques voix dissonantes (minoritaires) :
  - Préférence du principe du « premier arrivé premier servi »
  - Difficulté à percevoir l'intérêt d'un guichet d'appel d'offre pour le développement de nouvelles capacités électriques sur le réseau

- **En synthèse, intérêt de repenser le cadre de raccordement** pour
  - Fiabiliser les demandes de raccordements
  - Optimiser l'allocation des capacités de raccordement

*« Aujourd'hui l'augmentation de la demande d'énergie électrique va plus vite que notre capacité à créer/adapter le réseau et il est impératif à notre échelle de pouvoir **questionner nos méthodes de raccordement actuelles** afin d'être plus efficace en termes de délai et de disponibilité pour tout le monde. »*

« (…) partage les inquiétudes de RTE concernant un dimensionnement sous optimal du réseau, conséquence d'une différence importante entre besoins exprimés et réalités techniques.
*(…) propose à RTE de **s'inspirer des conditions tarifaires de raccordement du gestionnaire du réseau de transport de gaz**. En échange d'un engagement pluriannuel sur le niveau de puissance souscrite, le consommateur bénéficie d'une remise supplémentaire sur le coût du raccordement »*

*« Les acteurs sont habitués au **cadre actuel déjà suffisamment complexe** et qui demande de la part des développeurs des investissements conséquents (sécurisation du foncier et paiement forfaitaire) pour intégrer la file d'attente. Le principe du « premier arrivé premier servi » nous semble être l'option la plus juste et le plus simple. »*

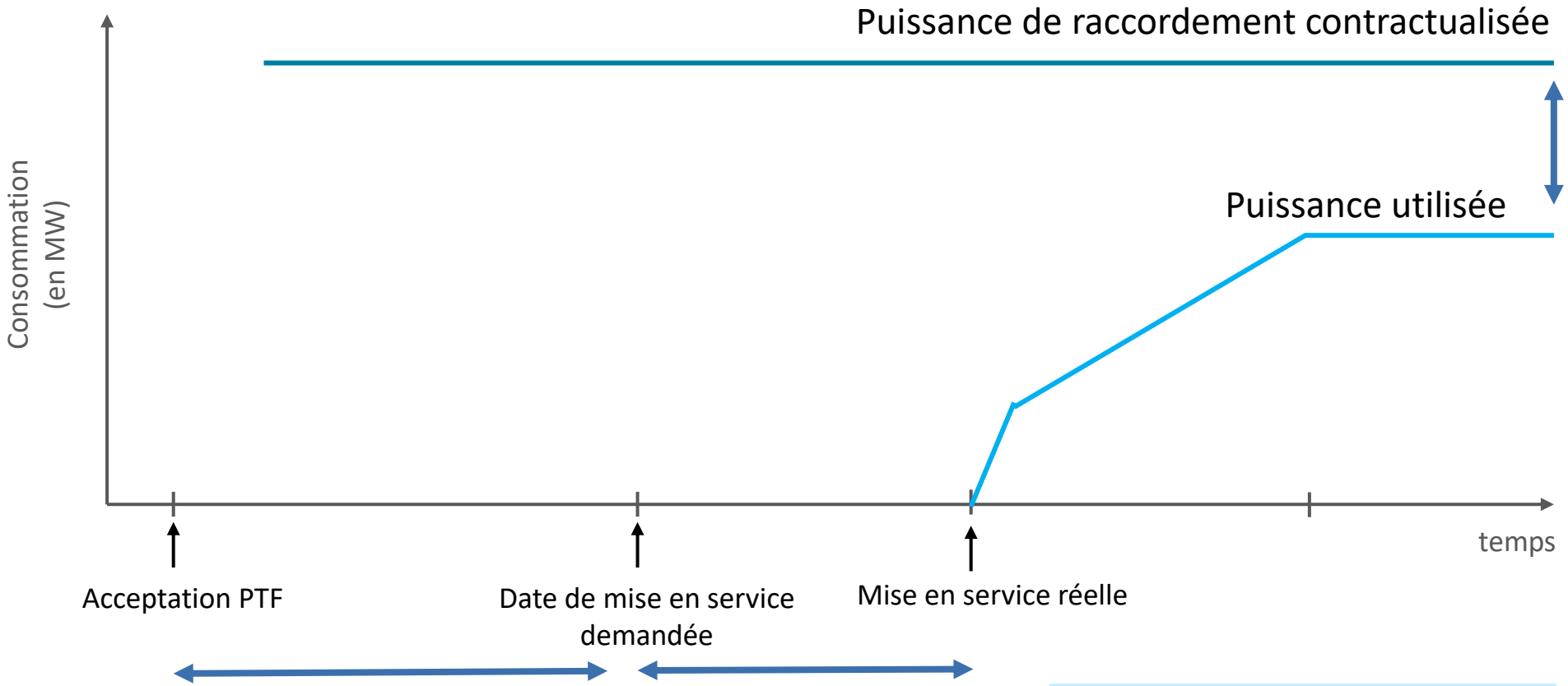
Plusieurs pistes d'amélioration identifiées pour optimiser le cadre de raccordement : fiabilisation des demandes, mécanismes incitatifs…

Expressions relatives à l'évolution du cadre de raccordement
Incitations (en délai ou en coût) au **raccordement dans des zones identifiées comme non contraintes**
Mise en place d'un **tarif progressif de la réservation de capacité** pour faire payer le coût social de l'immobilisation de capacité par des grands projets
Mise en place d'une **file d'attente dynamique pour les projets EnR raccordés en BT ou HTA**, afin d'éviter leur blocage par des grands projets raccordés en HTB (pas de critères précis)
Remise sur le coût de raccordement en échange d'un **engagement pluriannuel sur le niveau de puissance souscrit** (cf. gaziers)
Possibilité de **hiérarchisation des demandes de PTF par les industriels** qui les déposent
Mise en place d'un **dépôt financier et de justificatifs d'avancement conditionnant l'accès à** la file d'attente (cf. modèle espagnol)
Possibilité de proposer des **études payantes sur l'impact de différentes localisations** pour le réseau

L'ensemble des réponses à la consultation publique seront présentées lors de la CPSR qui se tiendra en juillet

Un triple enjeu pour le bon dimensionnement du réseau et accueillir le maximum de clients

Schéma de principe de la montée en charge de la consommation électrique d'un client raccordé au RPT



3 **Réduire l'écart en puissance**

1 **Réduire les écarts en délais**

2 **Besoin de transparence sur les montées en charge**

Les mécanismes envisagés pour inciter au bon dimensionnement

Mécanisme non financier

« JUSTIFICATIFS DU BESOIN »

- Demande de **justificatif du besoin en puissance et de la date de mise en service** (calendrier de mise en oeuvre du projet, justificatif de puissance)
- Possibilité de **réévaluer la Pracc réservée au client** par rapport au niveau indiqué dans sa demande de PTF si les autorisations administratives, la puissance mentionnée à la consultation publique, ou le schéma unifilaire mentionnent une Pracc inférieure
- **Fourniture d'une rampe** de montée en puissance

Mécanisme financier

« TAKE OR PAY CLAUSE »

- Le client s'engage sur le soutirage demandé à la date de mise en service demandée et le paye

Calendrier estimatif de la concertation « GT consommateurs »

Phase de concertation

Phase de consultation

Phase d'approbation

- **Mutualisation**
  Octobre 2024 à Janvier 2025
- **Modification de Pracc**
  Octobre 2024
- **Incitation au bon dimensionnement**
  Octobre 2024 à Décembre 2025

Mars-Avril 2025

Evolutions consultées :
- Procédure de raccordement consommateur
-Trames de PTF, Conv Racc,
- CART Consommateur

Mai 2025

CRE

Analyse des services de la CRE

Délibération CRE

Publication DTR sur le portail services de RTE

Le GT « Raccordement et Accès au réseau des consommateurs » se réunira les 17 septembre, 16 octobre, 14 novembre, 16 décembre 2024 et 14 janvier 2025 (invitations à suivre)

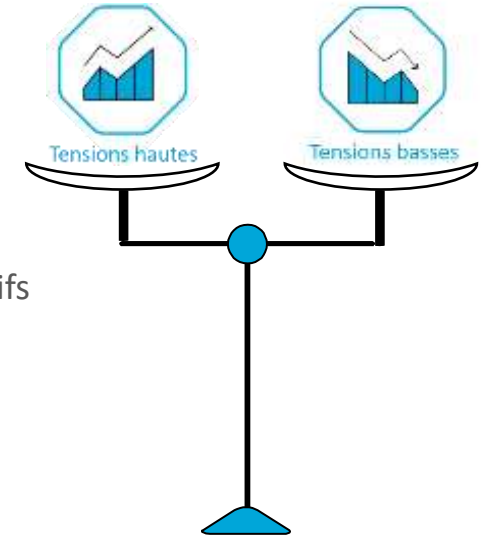
3 Contribution des acteurs du système électrique à la tenue de la tension

Propositions relatives à l'incitation tarifaire à l’interface entre RTE et les gestionnaires de réseau de distribution

La gestion de la tension : un enjeu croissant

Des **contraintes de tensions hautes toujours plus importantes**, avec des perspectives d'évolution

- Une **évolution des usages électriques** qui consomment de moins en moins de réactif
- **L'enfouissement des réseaux électriques** de transport et de distribution qui les rend plus capacitifs
- Le **raccordement des nouveaux clients** notamment les producteurs EnR sur le RPD



La **décarbonation** de l'industrie et les perspectives de **réindustrialisation** dans des zones concentrées pourraient **inverser les tendances localement**

Contraintes de tensions hautes sur l'ensemble du système électrique

Des contraintes de tensions basses pourraient réapparaitre à partir de 2030

Dans ce cadre RTE doit s'assurer dès maintenant de la **disponibilité des leviers pour gérer le réactif à la hausse comme à la baisse**, pour tous les participants (producteurs, gestionnaires de réseau et consommateurs).

Panorama des différents travaux engagés sur la tension

Vu du **système électrique**, une **combinaison des différents leviers** de réglage de la tension est **indispensable**

Un **plan d'investissements** dans des **moyens de compensation** sur le RPT



Une révision des **règles SSY tension** début 2024 pour s'assurer de la **contribution des ENR raccordés en HTB**

Nouvelle révision pour 2025 (réviser la rémunération, développer la compensation synchrone ou statique, encourager la contribution d'autres acteurs raccordés en HTB)



Une révision des **capacités constructives** en réactif (phase raccordement) permettant de minimiser les coûts pour les clients et la collectivité

Des échanges sur les possibles sollicitations des capacités de réglage de tension



Une expérimentation permise par la **loi APER** de **sollicitation des capacités existantes des producteurs HTA** pour limiter les contraintes de tension sur **les réseaux publics** (une campagne en 2023, puis une nouvelle en 2024)

D'ici fin 2024, une **évolution du CARD-i** devrait permettre de **généraliser** cette sollicitation à l'ensemble des producteurs HTA

Dans le cadre du TURPE 7, proposition de **révision du dispositif de gestion du réactif à l'interface RPT/RPD**

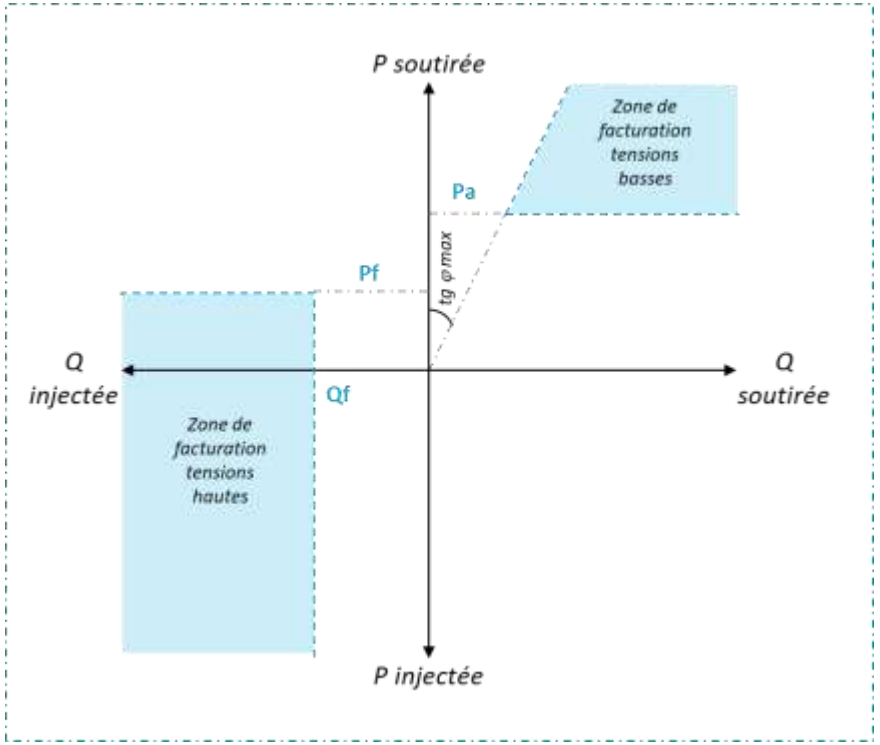
Une gestion de la tension à l'interface RPT – RPD via un gabarit tarifaire

Disposition du TURPE :

L'énergie réactive échangée à l'interface avec le RPT est facturée aux GRD pour chaque poste source selon un gabarit identifiant des zones de tensions basses et hautes.

Des incitations tarifaires en œuvre depuis 2017 :

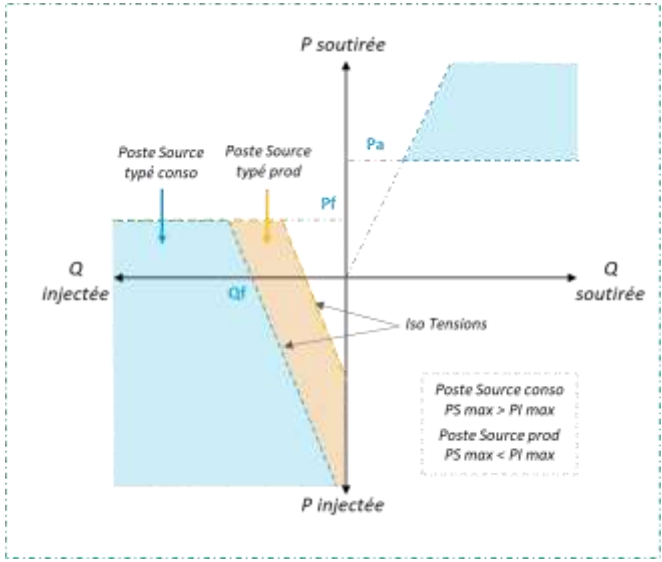
- ✓ La **zone de tensions hautes** introduite en 2017 a permis de **sensibiliser** à ces contraintes et de **mieux suivre l'évolution des dépassements de puissance réactive**
- × La structure actuelle du gabarit **ne permet de cibler de façon efficace** les postes sources qui contribuent le plus aux **contraintes de tensions hautes**
- × La forme de la zone de tensions hautes n'incite pas suffisamment à l'activation de **leviers existants** à la main des gestionnaires de distribution
  constat : *multiplication par 4 depuis le début du TURPE 6 des montants facturés*



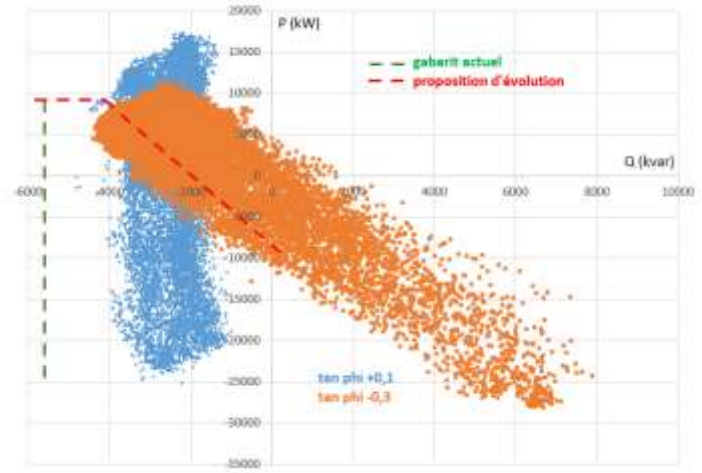
Proposition de révision du gabarit pour TURPE 7 avec pour objectifs :

- ➢ **Inciter l'activation des leviers existants**, en particulier le changement des tan phi contractuelles des producteurs HTA
- ➢ **Refléter les coûts de gestion de la tension** et inciter les distributeurs à **déployer des leviers pertinents**
- ➢ Continuer à **inciter les distributeurs à manœuvrer leurs condensateurs** au bon moment

Des évolutions du gabarit permettant de s'adapter au contexte énergétique



Exemple Poste Source typé Prod



Proposition de modification de la zone de tensions hautes :

- **Ajout d'une zone** caractérisant les postes où la production HTA est raccordée en masse selon un examen annuel
- **Ajout d'une pente** sur l'ensemble de la zone permettant de **mieux cibler les zones où des contraintes locales apparaissent**, ainsi la zone avec des puissances actives soutirées diminue alors que celle avec des puissances actives injectées augmente.

Les évolutions proposées ont pour objectif

- Un **meilleur ciblage des postes** les plus contributeurs aux tensions hautes (cible de 60% contre 16% avec le gabarit actuel)
- Un **accroissement de l'activation du levier tan phi -0,3** pour les producteurs HTA permettant une réduction potentielle de la facturation de 60% (au lieu de 20% avec le gabarit actuel)

Des incitations permettant un meilleur ciblage des actions et de leurs impacts

Avec le **dispositif actuel**, une demande de manœuvre de condensateur **par RTE** se traduit par la **neutralisation complète de la facturation durant toute la période d'activation**.

Cette neutralisation deviendrait **partielle et conditionnée** à l'effet de la manœuvre demandée.

Par exemple :

- La zone de facturation **tensions basses** sera **neutralisée** sur demande d'**ouverture de condensateur** (1ere illustration)
- La zone de **facturation tensions hautes** restera active sur demande d'**ouverture de condensateur** (pas de neutralisation, facturation moindre – 2nde illustration)
- La zone de **facturation tensions basses** restera active sur demande de **fermeture de condensateur**

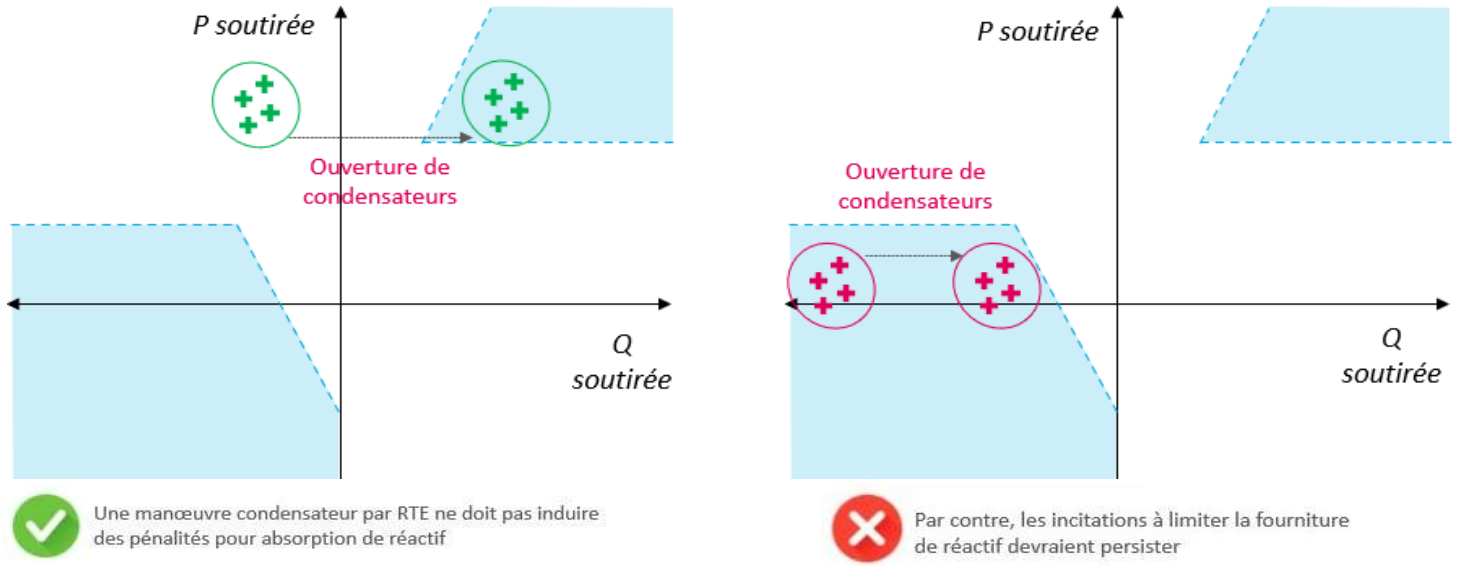


Figure 1 : Illustration de l'annulation partielle des incitations du gabarit lors d'une demande d'ouverture de condensateur

La force des incitations doit être revue afin d'être cohérente avec l'évolution du système électrique

- Le niveau actuel du gabarit **n'incite pas suffisamment à l'activation ou au développement de leviers** de gestion du réactif à l'interface RPT/RPD

- Le réseau public de distribution **injecte en moyenne 800 Mvar supplémentaires tous les ans** (évolution des usages des particuliers, enfouissement des réseaux, raccordements des producteurs HTA)

- Cette puissance réactive supplémentaire participe à l'**élévation globale du plan de tension RPT** en s'ajoutant aux contraintes propres du RPT, ce qui peut générer des **contraintes de tensions hautes localisées.**

- Afin de faire évoluer ce niveau, RTE propose d'estimer celui-ci sur la base méthodologique suivante :
  - Estimation de la puissance réactive en Mvar supplémentaires qui ne serait pas neutralisée par les GRD
  - Comparaison au coût d'installation des moyens de compensation qui seraient nécessaires pour compenser ces Mvar répartis sur tous les postes sources. Cette méthodologie permet de revoir à la hausse la force de l'incitation tarifaire.

RTE a proposé à la CRE, dans le cadre de **l'élaboration du dossier tarifaire TURPE7** de **revoir le gabarit tarifaire à l'interface entre RPT et RPD**

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)