Le réseau de transport d'électricité

Insertion des EnR dans le réseau électrique

Commission Accès au Réseau du 21 mars 2023

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 – Bilan des limitations 2022

2 – Gestion en temps réel : des solutions basées sur un socle technique permettant une gestion automatique des choix de limitations

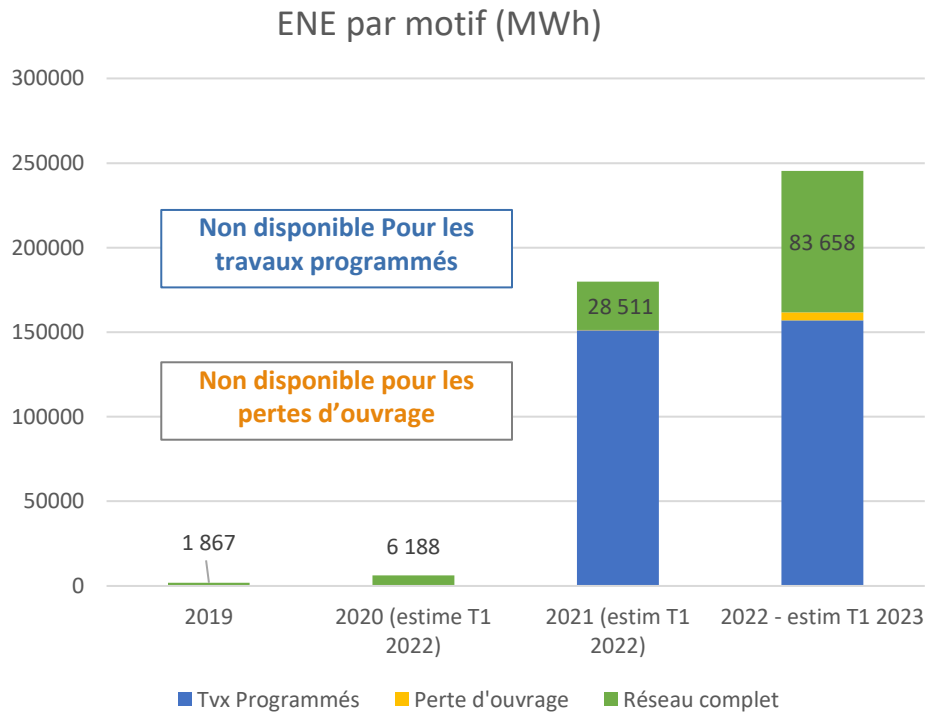
3 – Processus post- temps réel : une approche pragmatique et transparente d’indemnisation

1 BILAN DES LIMITATIONS 2022

Evolution de l'énergie non évacuée (ENE) par motif

Calculs à iso-méthode en 2022 et 2021 pour mieux apprécier la tendance

DÉLIBÉRATION N°2021-12
Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)
§2.4.2 : « Par conséquent, la CRE retient les quatorze indicateurs de suivi suivants : […] suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport. »



- *Données 2019 et 2020 : basées sur les factures reçues à date*
- *Données 2021 et 2022 : estimation Enedis en attente réception factures des producteurs*

Méthode de calculs

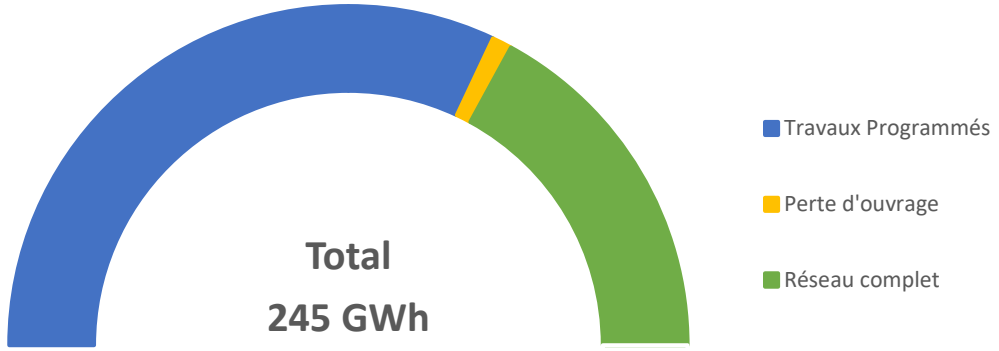
- **En attendant d'avoir une solution industrielle** permettant un calcul « en masse » de l'ENE selon la méthode concertée pour les DTR de RTE & Enedis, **Enedis utilise une estimation basée sur les facteurs de charge**
  - Ces chiffres en valeur absolue sont à « prendre avec des pincettes », mais ils permettent d'apprécier la tendance.
  - Lorsqu'un historique suffisant de calcul d'ENE avec la méthode concertée pour les DTR sera disponible, ils pourront être ajustés.
- Depuis 2021, RTE calcule l'ENE des écrêtements des parc HTB **pour tous les motifs**

Bilan 2022

- Une augmentation des volumes marquée à réseau complet et sur perte d'ouvrages
- L'ENE est plutôt stable pour les travaux programmés malgré une augmentation en nombre des demandes de limitations de RTE. Les conditions météo peuvent être un facteur d'explication.

Calculs à iso-méthode en 2022 et 2021 pour mieux apprécier la tendance

Détails sur le suivi de l'énergie non évacuée (ENE) en 2022



ENE HTB - RTE

3 088 MWh (1,3 %)

2021 - 2 387 MWh (1,3 %)

Méthode de calcul de l'ENE :

- *Rectangle pour les limitations <30 minutes*
- *K-plus proches voisins sinon*
- *Sur toutes les limitations, quelque soit le motif*

ENE HTA - ENEDIS

242 310 MWh (98,7 %)

2021 - 179 280 MWh (98,5 %)

Méthode de calcul de l'ENE :

- *Méthode « facteur de charge » = (Pmax – Plimite ENEDIS)*durée_ENEDIS * facteur de charge de la filière.*
- *Facteurs de charge 2021 : 0,2 pour l'éolien ; 0,16 pour le PV*
- *Sur toutes les limitations, quelque soit le motif*

ENE HTA - ELD

Pas d'information disponible (0 %)

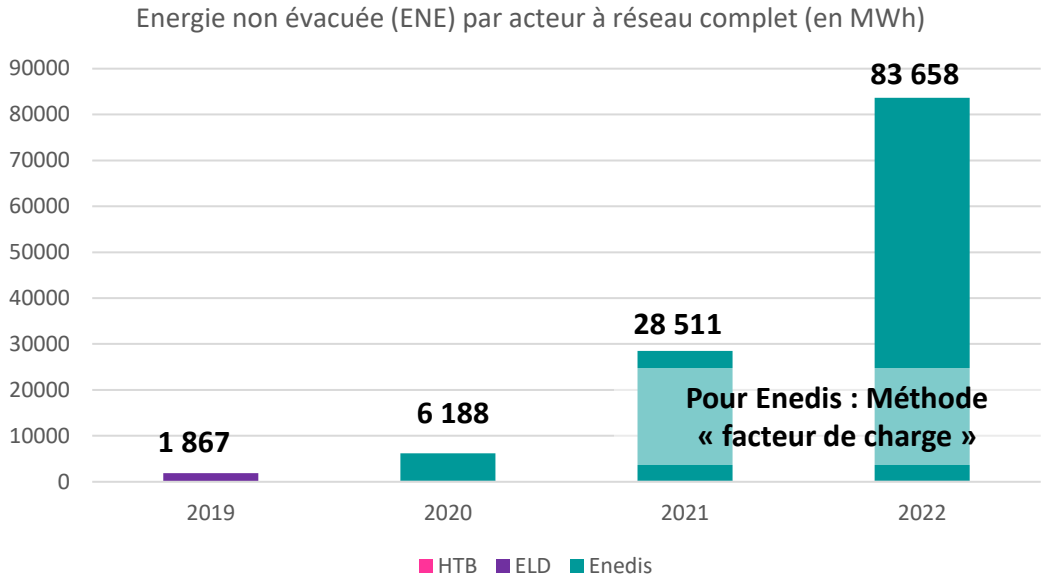
2021 - 269 MWh (0,2 %)

Méthode de calcul de l'ENE :

- *Factures remontées à RTE*

Limitations liées au dimensionnement optimal : une augmentation en lien avec la dynamique d'insertion des EnR

Calculs à iso-méthode en 2022 et 2021 pour mieux apprécier la tendance



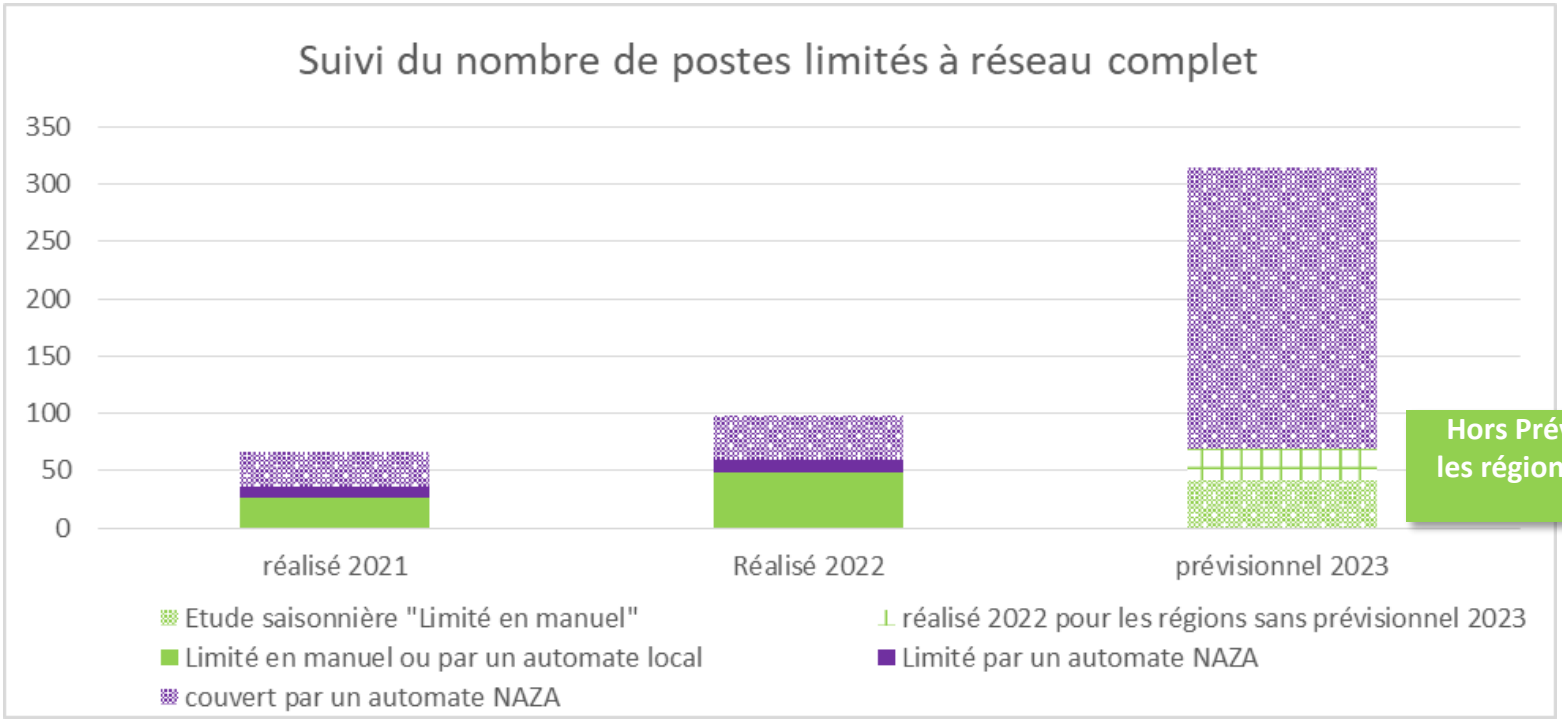
- Ces chiffres en valeur absolue sont à « prendre avec des pincettes », car ils ne sont pas basés sur la méthode concertée pour les DTR de RTE et Enedis
- Ils permettent d'apprécier la tendance
- Lorsqu'un historique suffisant de calcul d'ENE avec la méthode concertée pour les DTR sera disponible , ils pourront être ajustés.

Les limitation comptabilisées dans le 0,3% correspondent à l'ENE pour la gestion des contraintes HTB1 à réseau complet.

MWh	2019	2020	2021	2022
TOTAL ENE	1 867	6 188	28 511	83 658
TOTAL prod EnR *(*)*	46 100 000	52 300 000	51 100 000	56 717 981
%	**0,004%**	**0,012%**	**0,056%**	**0,147%**

(*) PV + éolien terrestre. Sources : bilan électrique RTE

La tendance d'augmentation du nombre de zones en contraintes à réseau complet se confirme



Hors Prévisionnel 2023 sur les régions RTE Nord et Sud-Ouest*

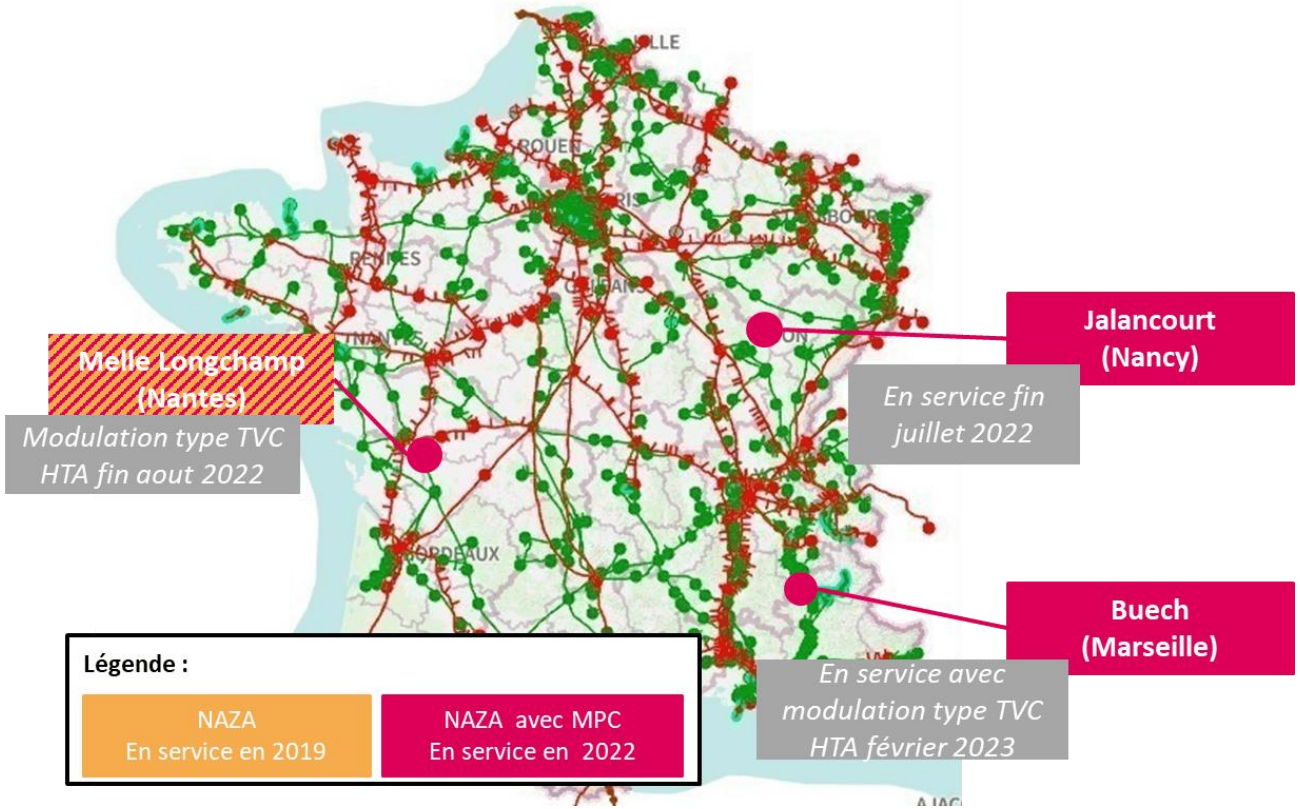
- RTE est passé à un suivi par poste qui est plus pertinent que par zone pour les années passées
- Le nombre de postes, tant en limitation manuelle que par automate NAZA, est en augmentation

(*) Région RTE Nord : départements Nord, Pas-de-Calais, Somme, Aisne, Oise, Marne, Ardennes
Région RTE Sud-Ouest : une grande partie de l'Occitanie (09, 12, 31, 32, 46, 65, 81, et 82) et de la Nouvelle-Aquitaine (19, 23, 24, 33, 40, 47, 64 et 87)

2 Gestion en temps réel : des solutions basées sur un socle technique permettant un gestion automatique des choix de limitations

Réalisations 2022

Carte de déploiement des NAZA, du MPC et de la TVC



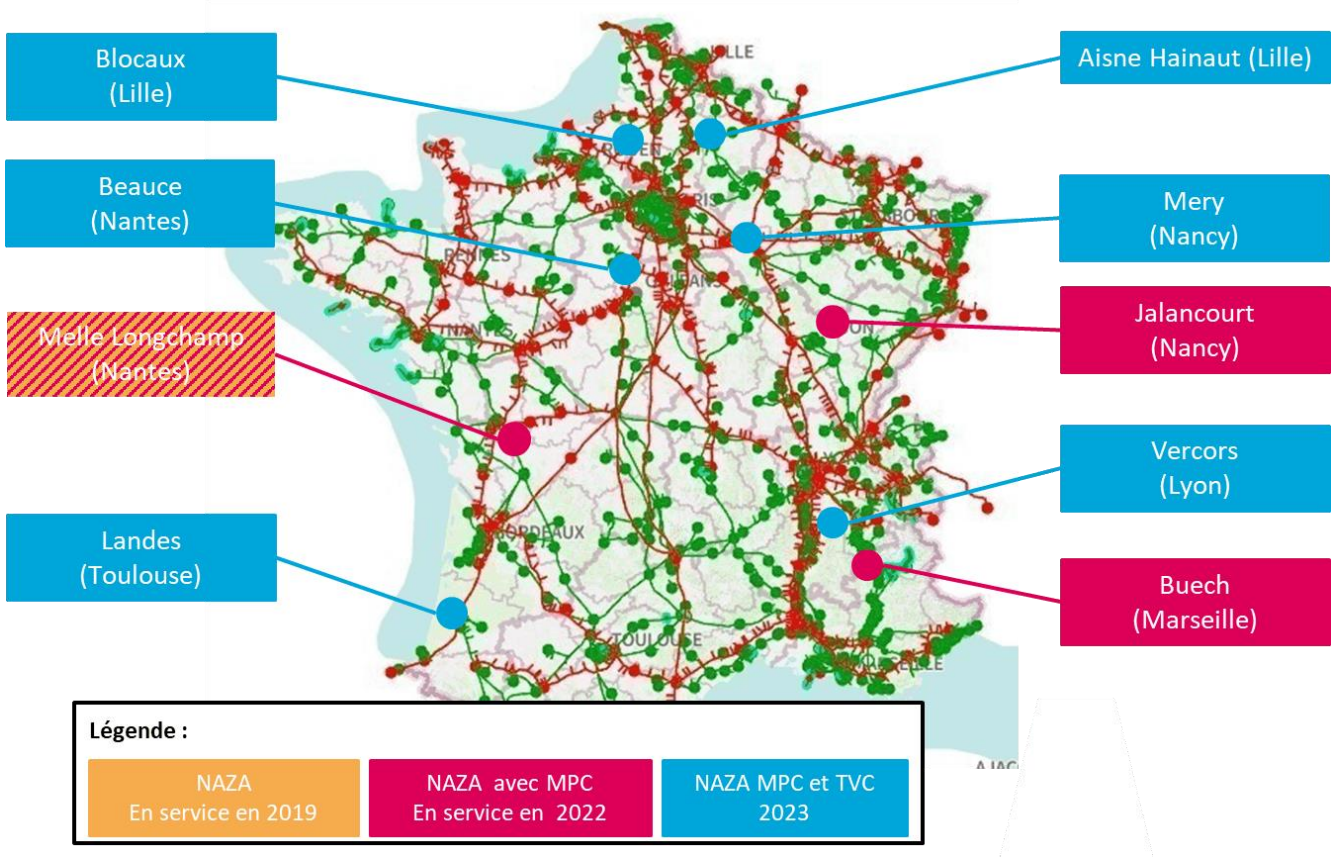
Conception

- 3 NAZA mis en conduite dotés sur l'algorithme de décision (de type Model Predictive Control MPC) cible.
  - ✓ Le retour d'expérience des quelques mois d'observation de l'algorithme MPC est positif

- Modulation des parcs (télévaleur de consigne TVC)
  - ✓ Parcs HTA avec Enedis : observations positives
  - ✓ Parcs HTB :
    - TVC éprouvée dans le cadre de recette SI avec un parc.
    - Reste à faire des essais : limitations réelles de bout en bout

Perspectives

Carte de déploiement des NAZA, du MPC et de la TVC



Perspectives 2023

- RTE prévoit de déployer 6 NAZA en 2023 avec modulation de production HTA et HTB (TVC)

Perspectives à moyen terme et déploiement

Les études à horizon 2025 ont confirmé un nombre de zones en contrainte en augmentation à partir de 2024/2025

RTE attend fin 2024 pour déployer une nouvelle vague de NAZA afin :

- d'engranger du retour d'expérience sur les 9 NAZA qui seront en service
- de s'appuyer sur un palier technique permettant un déploiement à plus grande échelle.

3 Processus post- temps réel : une approche pragmatique et transparente d'indemnisation

Des principes d'indemnisation concertés et transparents
Périmètre : Parcs HTB et HTA, GRD et RTE

Rappel de la CAR de juin 2022

Etapes des processus du temps réel à l'indemnisation

1. Tracer les caractéristiques des limitations pour que l'ensemble des acteurs (RTE, GRD et producteurs) aient une vision commune et partagée des limitation demandées et mises en oeuvre pour les besoins RTE
2. Etablir les éléments d'indemnisation : cette étape nécessite des échanges de données, d'information et de validation entre RTE, GRD et les parcs (Durée, ENE, Montant, etc.)
3. Faire le règlement financier (indemnisation des producteurs, remboursement des GRD)

Principes clés à implémenter progressivement

Les **gestionnaires de réseau sont proactifs** pour informer des limitations réalisées (et leurs caractéristiques), de leur caractère indemnisable, pour le calcul de l'ENE et pour les autres éléments de facturation

L'indemnisation portera sur le **volume réalisé**, c'est-à-dire la différence entre la courbe de référence et la courbe de charge

Les méthodes de calcul de l'ENE et les indemnités associées sont concertées entre gestionnaires de réseau et producteurs, puis formalisées en DTR

Fréquence d'indemnisation cible : **mensuelle**

Les avancées en 2022 sur les processus post-temps réel

Les travaux que RTE et Enedis prévoyaient en 2022 pour réussir à indemniser de manière proactive et plus rapide à partir de 2023 sont réalisés.

Les avancées majeures :

- Concertation des méthodes de calcul ENE/ENI et clarification des modalités d'indemnisation
- Mise en place d'un forfait (transitoirement) par Enedis pour indemniser de manière rapide et proactive les limitations courtes
- Mise en place de GT ad hoc sur les EnR, le cas échéant communs RTE/Enedis, qui ont reçu un bon accueil *(Nota :* Les ordres du jour ont été centrés en 2022 sur les sujets d'indemnisation et de calcul d'ENE)
- Correction des PE des parcs HTA à partir du 1er mars 2023 (date cible de la délibération CRE TURPE 6)
- Expérimentation STAR - Mise en production de l'outil STAR en fin d'année 2022 et ouverture du service aux producteurs ayant signé l'accord de participation

Les perspectives 2023 sur les processus post-temps réel

- Finalisation des DTR de RTE et Enedis sur le calcul d'ENE/ENI
- Evolution des outils SI d'Enedis pour arrêter les forfaits et passer à une indemnisation proactive selon les modalités concernés en 2022 sur la base des DTR RTE et la note 49^{E} (DTR Enedis). Échéance prévue par Enedis : courant 2023
- Concertation correction des PE des parcs HTB et clarification de l'indemnisation dans son ensemble des écrêtements pour la gestion locale en général– *Cf présentation ad hoc en CAR du 21/03/2023*
- Expérimentation STAR
  - Evaluation de la solution technique expérimentée
  - GT ad hoc RTE/Enedis en fin T2 2023 pour présenter les conclusions du REX et donner de la visibilité sur les suites à donner à l'expérimentation STAR
  - Finalisation des livrables du projet One Net fin T2 2023
- Poursuite des GT ad hoc au gré des besoins et avancées, par RTE ou commun RTE/Enedis - *extension possible à d'autres sujets que le post-temps réel*