Le réseau de transport d'électricité

Commission d'accès au marché

22/11/2024

Copyright RTE – 2022. 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)

Ordre du jour

1.	Retour sur les faits marquants 2024 et planning 2025	9h30 – 10h00
2.	Présentation de la cible EOD 2030	10h00 – 11h15
3.	Passage de l’hiver	11h15 -11h30
4.	Calendrier mécanisme de capacité	11h30 – 11h45
5.	AOB	11h45 - 12h00

1 Faits marquant 2024 et planning 2025

Retour sur certains faits marquants 2024

1er avril : entrée en vigueur des 1ères règles de marchés harmonisées

28 juin : Attribution de l'AO Flex Perquié

21 mai : adoption UE du "Electricity Market Design" -> vers une GCT 30'

Depuis le 15 juillet : activations des ENR à la baisse en cas de situation EOD tendue

Juin : ouverture du marché IJ à 15h à IDA

18 juin : ouverture de l'appel d'offres journalier aFRR

Mise à dispo de nouveaux services: OE-exposition du référentiel des homologations dans GIPSE (14/02), RE - consultation des encours et GF (18/09)…

18 juillet : connexion à MARI pour partage des ATC

14 oct: correction des PE en cas de limitations de prod EnR RPT

Contraintes de transit sur la frontière Est

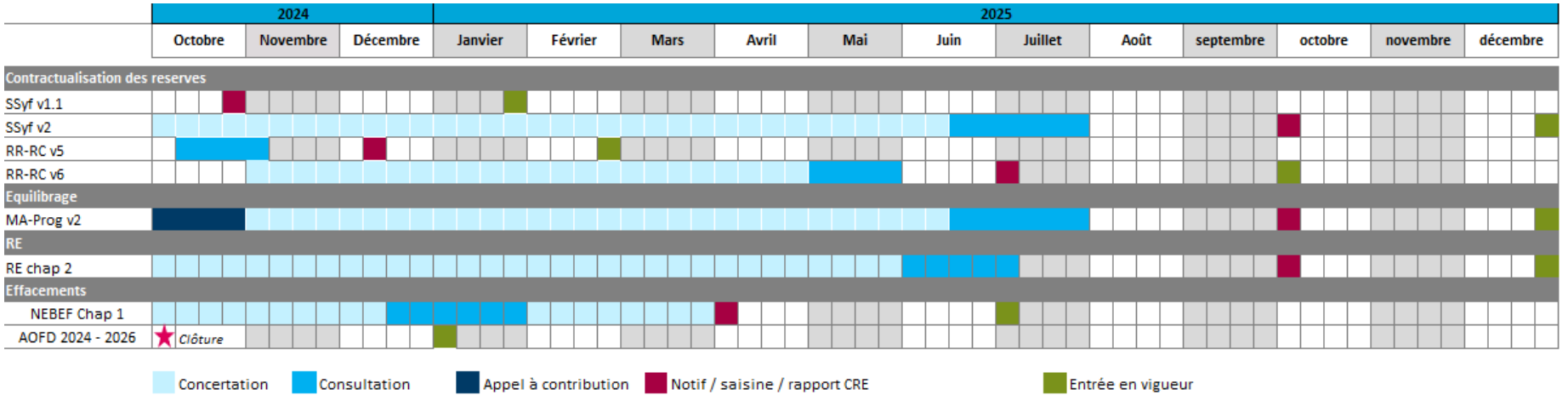
5/10 : Fusion des processus écart et RT afin d'accélérer les processus de reconstitution des flux suite au déploiement des compteurs communicants

Bascules progressives vers ISP 15

Tout au long de 2024 : prix spot négatifs 5% du temps

Lancement et clôture de l'AOFD

Planning prévisionnel de concertation 2025 (1/2)



Les consultations publiques à venir sur l'année (détails sur le slide suivant) :

- NEBEF
- RR-RC
- RE
- MA/Programmation
- SSY Fréquence
- Nouveau mécanisme de capacité
- Adaptation des contrats AOE pluri-annuels au nouveau mécanisme de capacité

Planning prévisionnel de concertation 2025 (2/2)

SSYf	• Connexion à PICASSO et demande élastique -> v1.1 • REX AOJ aFRR (offres symétriques, seuil d'indivisibilité des offres...) • Participation des sites soumis à limitation aux SSyf • Adaptations des procédures de certification • Certification des ENR
RRRC	• Fin des AO Annuels remplacés par des AO "Périodiques" (trimestriels) -> v5 • Mise en place de la contractualisation de mFRR baisse -> v5 • Dimensionnement de la mFRR + aFRR • Mise en place de la contractualisation de mFRR hausse refondue
MA / Prog	• Exigences liées à la participation à MARI • Modalités de cohabitation entre offres spécifiques et standards • Participation des ENR au MA • Indicateurs de qualité de la programmation • Nouvelle formulation des offres et agrégation
RE	• Optimisation du pilotage dynamique du CAE • Optimisation des modalités opérationnelles de la sécurisation financière • Préparation à GCT 30' : cf. slides cible EOD 2030
Eff	• Intégration de la méthode des panels pour le diffus • Harmonisation des règles • Intégration des modulations de consommation à la hausse • Adaptation des modalités du barème fournisseur • Adaptation des contrats AOE pluri-annuels au nouveau mécanisme de capacité

Jalons majeurs 2025

T1

Passage à l'ISP 15 (1er janvier)
Market Time Unit 15’ pour les marchés IJ
Début de l’AOFD (1er janvier)
Mise à disposition des RE des volumes corrigés à la maille site en cas de limitation prod EnR RPT

T2

Connexion de RTE à PICASSO
Market Time Unit 15' pour les marchés J-1

T3

Entrée en vigueur du chap 1 NEBEF

T4

Augmentation progressive des guichets de programmation et d'offres
1er AO Périodique (trimestriel) RR-RC
Lancement AOJ mFRR baisse
Déconnexion de TERRE

2 Cible EOD 2030

Plan de la présentation

01. Anticiper tout ce qui est prévisible

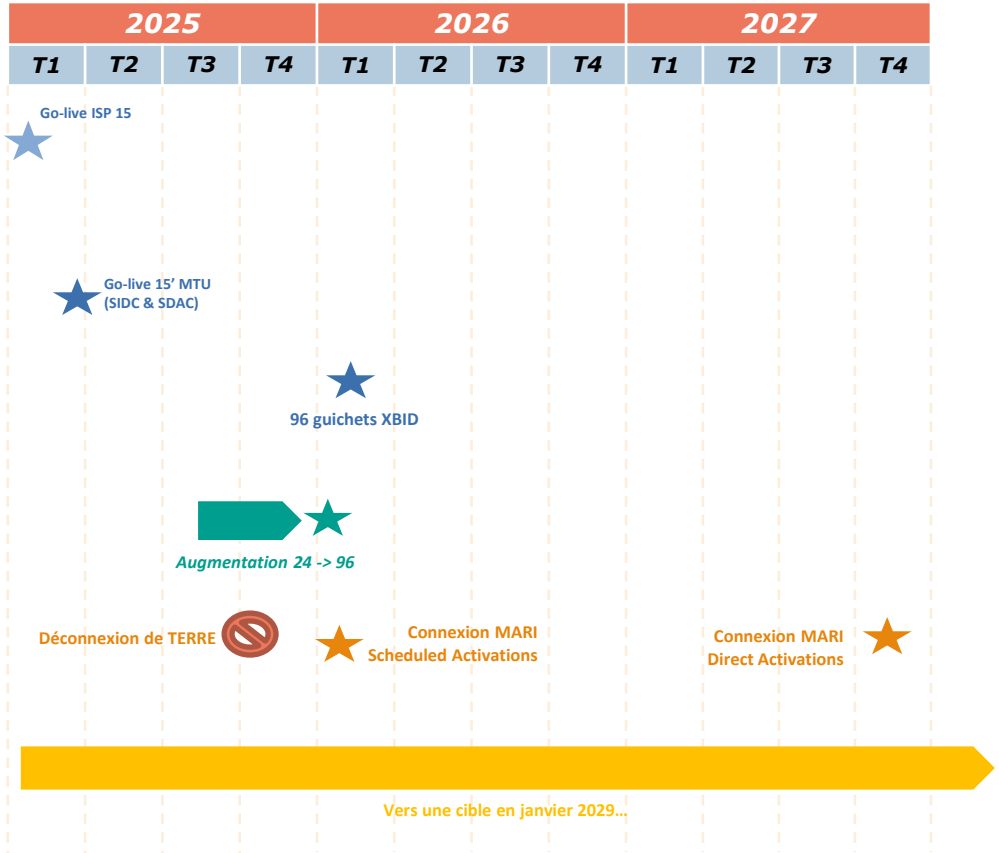
02. Mieux anticiper impose d'améliorer les prévisions de production et de consommation en collaboration avec tous les acteurs du système électrique

03. Sauf situations de tension exceptionnelles, RTE interviendra de moins en moins en amont de la fenêtre opérationnelle pour équilibrer le système électrique, ce qui suppose une responsabilité accrue des RE

04. Développer les leviers d'équilibrage compatibles avec une fenêtre opérationnelle réduite

Une arrivée à échéance de nombreuses évolutions réglementaires… et d'autres qui se dessinent

ISP 15	*Pas de calcul / règlement des écarts RE* - *Aujourd'hui : 30'* - *Demain : 15'*
	Granularité des programmes - *Aujourd'hui : 5', 15' ou 30'* - *Demain : 5' ou 15'*
MTU 15' (SIDC & SDAC)	*Granularité des produits sur les marchés* - *Aujourd'hui : 30' ou 60'* - *Demain : 15'*
	Fréquence de nomination échanges XB - *Aujourd'hui : 24 / jour* - *Demain : 96 / jour*
96 guichets	*Fréquence de redéclaration des programmes et offres FR* - *Aujourd'hui : 24 / jour* - *Demain : 96 / jour*
TERRE / MARI	*Déconnexion de TERRE et connexion à MARI pour produits standard mFRR*
GCT 30'	*Délai de neutralisation entre le guichet de redéclaration FR / nomination XB et la mise en œuvre temps-réel* - *Aujourd'hui : 1h* - *Demain : 30'*



GCT 30’ : trajectoire envisagée

2024

Focus aFRR

- AO Journalier
- Connexion de RTE à PICASSO *(décalée à 2025)*

S2 2025 – S1 2026

Focus mFRR baisse

- Refonte mFRR/RR - étape 1:
  - Maintien transitoire des produits historiques de mFRR & RR contractualisés pour la hausse
  - Introduction d’un nouveau produit et d’une nouvelle contractualisation à la baisse
- MARI : connexion de RTE en « Scheduled Activation »

S2 2026 -> 2028

Focus mFRR hausse

- Refonte mFRR - étape 2 :
  - Nouveau dimensionnement (FRR)
  - Sortie progressive des produits historiques à la hausse
  - Remplacés par des nouveaux produits s’approchant des standards MARI et permettant une activation fil de l’eau
- MARI : mise en place de la « Direct Activation » par RTE

Janvier 2029

Passage à GCT 30’

Intégration des EnR dans l’équilibrage
Modernisation du MA et amélioration de la programmation
Leviers et incitations pour les RE

Anticiper tout ce qui est prévisible

Les besoins de flexibilités pour l'équilibre offre-demande peuvent être classés en quatre types

Différents types de flexibilités pour des besoins relatifs à l'équilibre offre-demande

1 Flexibilités structurelles et régulières
Positionner les arrêts des centrales de production et structurer la consommation quand l'électricité est bas-carbone et bon marché

2 Flexibilités dynamiques
Faire face à des besoins ponctuels (vagues de froid ou lorsque la production éolienne est faible)

3 Flexibilités d'équilibrage
Pallier les aléas/incertitudes dans la fenêtre opérationnelle de RTE (entre 1h à l'avance et le temps réel)

4 Flexibilités de sauvegarde
Faire face aux situations exceptionnelles, post-marché

Besoins décroissants en volume

A-3 à J-7

Marchés à terme

J-7 à H-1

Marché SPOT et infra-journalier

H-1 à temps réel

Mécanisme d'ajustement et Services système fréquence

Le mécanisme de capacité assure une rémunération complémentaire

Différents types de solutions

Flexibilités de la demande

Batteries de stockage

STEP

Production nucléaire / thermique

ENR

L’anticipation en amont de la FO perd de sa pertinence avec le développement des échanges IJ et d’une production plus variable

EOD avant la FO

Historiquement	Ce qui change
Equilibre national, avec l’optimisation des groupes de production à l’issue des résultats de l’enchère du marché spot : les échanges sur les marchés IJ impactaient très marginalement l’équilibre national	**Développement du marché infra-journalier plus proche du temps réel :** Plus d’échanges sur les marchés de gros jusqu’à des échéances de plus en plus proches du temps réel, en lien avec la croissance du parc EnR et sa variabilité mais aussi du fait de l'électrification des usages
Fenêtre opérationnelle d’une période égale à 2 heures	La fenêtre opérationnelle évolue à 1h15 d’ici 2026, et 45 minutes, d’ici 2029

- RTE analyse l’état prévisionnel du système dès la fin d’après-midi en J-1 sur la base des programmes d’appel déclarés à 16h30 par les producteurs
- En IJ, en cas d’écart anticipé entre production et consommation, RTE active les leviers nécessaires pour l’équilibrage du système dans la mesure où les offres sur le mécanisme d’ajustement sont déposées au même moment que les programmes d’appel

RTE est amené à prendre des actions pour assurer l’équilibre offre-demande en anticipation avant la fenêtre opérationnelle (motif « marge »)

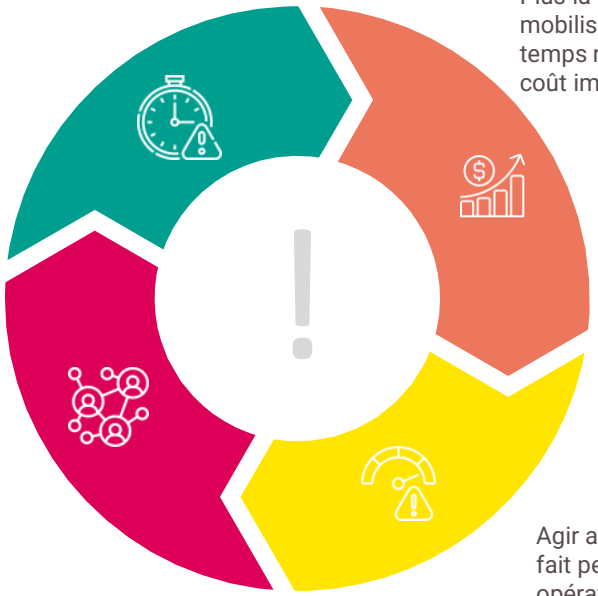
- L’estimation que RTE fait du déséquilibre offre-demande après la réception des programmes d’appel la veille à 16h30 est de moins en moins représentative de l’équilibre réel du système pour la journée J
- Même en IJ, les actions d'équilibrage prises par RTE en amont de la fenêtre opérationnelle (au moment où les acteurs sont en cours de rééquilibrage) risquent d'être de moins en moins efficaces
- Pour autant, la fin de ces actions nécessite d'avoir à disposition plus de leviers d'équilibrage compatibles avec une fenêtre opérationnelle réduite

Le fait de limiter les actions en dehors de la fenêtre opérationnelle représente un changement majeur dans la stratégie d’équilibrage de RTE

→ changement amorcé depuis 2022

Il reste pertinent de mobiliser les flexibilités le plus en amont possible, y compris dans la fenêtre opérationnelle

Pour RTE, en tant qu'exploitant du système, il est très risqué de devoir gérer de trop grandes variations très proches du temps réel



Plus les décisions sont prises au dernier moment, moins il reste de leviers activables

Plus la flexibilité est mobilisée proche du temps réel, plus elle a un coût important

Attendre le dernier moment introduit davantage de complexité en termes de coordination entre acteurs

Agir au dernier moment fait peser des risques opérationnels importants

Nos propositions :

Acteurs de marché et GRD

- **Anticiper tout ce qui est prévisible**, quitte à réajuster ultérieurement les décisions en cas de variation imprévue, plutôt que d'attendre le dernier moment pour agir sur des volumes importants

Acteurs de marché

- **Mobiliser d'abord les flexibilités structurelles et régulières et les flexibilités dynamiques** en amont de la fenêtre opérationnelle de RTE pour limiter le recours aux flexibilités d'équilibrage

- **Continuer à mettre en œuvre des actions d'équilibrage manuelles au sein de la fenêtre opérationnelle,** sur la base d'une vision du **déséquilibre prévisionnel, s'appuyant sur les programmes et prévisions des acteurs**.

Mieux anticiper impose d’améliorer les prévisions de production et de consommation en collaboration avec tous les acteurs du système électrique

Les prévisions de production et de consommation constituent un pilier du modèle de gestion par anticipation de l'équilibre offre-demande et de la gestion du réseau

Production

- Les prévisions de production « historique » se fondent sur des données remontées par les acteurs (programmation).
- En l'absence de données exhaustives des acteurs, **les prévisions de production EnR sont estimées par RTE pour les installations raccordées au RPT et par les GRD pour les installations jusqu'à 1MW,** sur la base de données météo.
  - Ces prévisions sont imparfaites par construction car fondées sur des **prévisions météo** (qui permettent une estimation du productible) elles-mêmes imparfaites.
  - En pratique, la production réelle dépend de **paramètres** que RTE ne peut pas anticiper : arrêts programmés pour maintenance, arrêts/modulations liés au marché, contraintes environnementales...

➔ **Enjeu à récupérer les prévisions exhaustives et fiables des producteurs et des stockeurs (via les GRD pour le RPD)**
➔ **Rappel: application de l'article L321-10 du Code de l'énergie**

Consommation

- Les prévisions de **consommation** sont plus stables avec une erreur relative comprise entre **1% et 2%** (soit moins d'1 GW) dans l'essentiel des situations.
  - ➢ Elles se fondent sur des **données météo** (température et nébulosité du territoire), et un historique de consommation
  - ➢ La qualité de la prévision de consommation peut être impactée par la présence de production très diffuse et non répertoriée ni prise en compte (PV en basse tension; 10GW installées à fin 2023)
- Les consommateurs n'envoient aujourd'hui pas de prévisions de consommation (sauf en vue du contrôle du réalisé pour les effacements, si cette méthode est choisie par les agrégateurs)
- Des raccordements unitaires importants de consommateurs sont attendus sur le RPT dans les prochaines années, or la consommation RPT est moins influencée par la météo

➔ **Enjeu à récupérer les prévisions des consommateurs raccordés au RPT,** au regard de l'impact qu'ils peuvent avoir sur l'équilibre offre-demande national, et en matière de transit ou de tenue du plan de tension au niveau local

Utiliser pleinement les prévisions des acteurs pour mieux anticiper les situations d'exploitation

Sur la programmation en concertation avec les acteurs :

- Mener une **analyse complète sur la fiabilité des programmes reçus** , a minima sur le périmètre des acteurs obligés du RPT et travailler à la fiabilisation de ces programmes
- Requestionner avec les GRD la construction des programmes agrégés en termes de fréquence de redéclaration, de granularité de la programmation et de périmètre de données
- **Travailler entre GRT et GRD sur la complétude et la fiabilité des programmes** transmis par les acteurs
- **Renforcer la coopération avec les GRD sur ce qui n'est pas programmé** (ex : données de consommation réalisées à la maille du transformateur, observabilité sur le PV BT)

Sur les modèles de prévision coté RTE :

- **Améliorer les performances des prévisions actuelles de production et consommation à diverses échéances et mailles géographiques**

Sauf situations de tension exceptionnelles, RTE interviendra de moins en moins en amont de la fenêtre opérationnelle pour équilibrer le système électrique, ce qui suppose une responsabilité accrue des RE

Les besoins en flexibilités les plus importants sont les flexibilités structurelles et régulières (A-3 à J-7) ainsi que dynamiques (J-7 à H-1)

D'ici 2030 et 2035, les besoins de flexibilités les plus importants en volume ne sont pas pour l'équilibrage : il s'agit de **flexibilités structurelles et régulières** ainsi que dynamiques qui doivent être mobilisées par les acteurs sur les marchés de gros de l'électricité.

- Développement du marché infra-journalier et sa clôture qui passera à 30 minutes du temps réel
- RTE interviendra de moins en moins pour l'équilibre offre-demande en amont de la fenêtre opérationnelle
- Il est donc crucial que les acteurs mobilisent les flexibilités en amont de la fenêtre opérationnelle

Cela signifie qu'il faut notamment que :

- Les **flexibilités structurelles et régulières ainsi que dynamiques se développent**, en particulier sur le segment de la consommation, et en complément du stockage, afin de positionner la consommation au meilleur moment au bénéfice du consommateur final
- Les responsables d'équilibre soient incités à être les **plus équilibrés possible en entrée de fenêtre opérationnelle** pour limiter le besoin en réserves d'équilibrage.

Les responsables d'équilibre doivent être incités à équilibrer leur périmètre ou contribuer à l'équilibrage du système global

Pour limiter l'augmentation des réserves pour gérer le déséquilibre en entrée de FO, les RE doivent avoir les bonnes incitations pour mobiliser les flexibilités régulières ainsi que dynamiques et s'équilibrer au mieux en entrée de fenêtre opérationnelle

2025/2026

Instruction puis concertation:

- **Mettre à disposition des RE des informations permettant de les aider à mieux s'équilibrer**
- **Réinterroger l'incitation renvoyée par la matrice PRE actuelle pour inciter les RE à mieux s'équilibrer**
- **Préparer un portage du cout de contractualisation des réserves par les RE**

2028

Mise en œuvre des sujets concertés

2030 / Après 2030

Etudier l'opportunité d'inscrire dans les règles RE, l'obligation pour les RE d'envoyer les prévisions de leur périmètre physique (consommation d'une part et production par filière d'autre part) à différentes échéances (ex : J-3, J-1 et quelques échéances fixes en IJ)

Développer les leviers d’équilibrage compatibles avec une fenêtre opérationnelle réduite en s’appuyant sur l’émergence d’un nouveau mix énergétique

Les besoins en réserves d'équilibrage devraient augmenter notamment avec l'augmentation de la variabilité de la production

Finalité des réserves d'équilibrage

Les réserves d'équilibrage servent à couvrir les aléas et les incertitudes pendant la fenêtre opérationnelle mais également les déséquilibres résiduels des acteurs en entrée de cette fenêtre : les besoins en réserves devraient être en augmentation à l'horizon 2030

Les principaux facteurs influençant le besoin total en réserves sont :

- Les **aléas à couvrir dans la fenêtre opérationnelle**
- Les **incertitudes résiduelles** (production EnR et consommation) : de meilleures prévisions permettent de réduire l'incertitude et donc le besoin de réserves
- Le **déséquilibre des acteurs en entrée de fenêtre opérationnelle à résorber** : plus ces déséquilibres sont faibles, moins il y a besoin de réserves
- **Les déséquilibres instantanés en puissance** (malgré un équilibre des RE en énergie sur le pas de temps de règlement des écarts)

Quel volume de besoin et quelle part à contractualiser ?

Le volume total, la répartition entre les différents types de réserves et la part du volume à contractualiser en amont résultent de la stratégie d'équilibrage que RTE met en œuvre

Au-delà du critère de dimensionnement, la répartition entre les différents types de réserves, en particulier aFRR et mFRR, dépendront :

- de la **liquidité dans chaque type de réserves**
- mais également **de la volonté d'agir de façon anticipée (au sein de la FO) ou en réaction**, en fonction de la confiance que RTE a dans sa vision du déséquilibre

La part du volume à contractualiser en amont dépend théoriquement de la liquidité mais également de la complexité pour suivre le gisement disponible

Les transformations du système électrique ainsi que d'autres éléments réglementaires transforment la gestion de l'équilibrage

Plus d'incertitudes

- Il y aura davantage d'incertitudes sur l'état prévisionnel du système, avec l'accroissement du parc ENR et des capacités d'interconnexions, et avec le développement des échanges sur les marchés infra-journaliers.

Réduction de la fenêtre opérationnelle

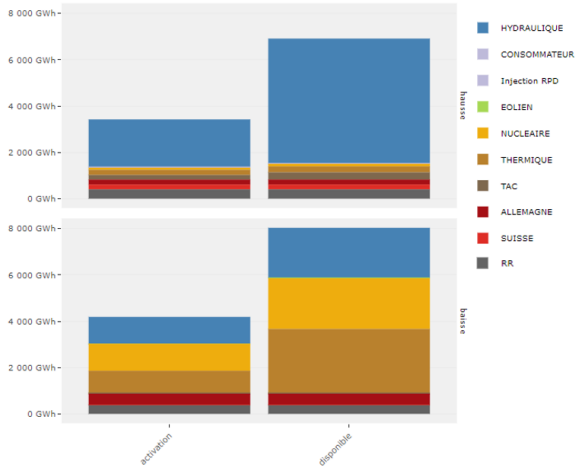
Impacts opérationnels pour RTE :

- Réduction du temps d'analyse de l'état du système par RTE, avec les dernières données d'entrée fournies par les acteurs.
- Réduction du temps d'action par RTE pour résorber le déséquilibre prévisionnel et optimiser les différents leviers à activation manuelle au regard de ses besoins.

Impacts sur la disponibilité des leviers d'équilibrage :

- Réduction du gisement des leviers disponibles pour l'équilibrage par RTE dans la fenêtre opérationnelle **d'environ 30 à 40 %** (en première estimation).
- Nécessité d'un transfert d'une partie des leviers auparavant utilisés pour l'équilibrage (flexibilités d'équilibrage), y compris ceux utilisés en amont de la fenêtre opérationnelle, vers les marchés de gros (flexibilités dynamiques) pour limiter l'augmentation du besoin en réserves.

Visualisation des volumes activés et des volumes disponibles par filière en 2022 :



La stratégie d'équilibrage et la contractualisation des réserves

Aujourd'hui RTE s'appuie sur :

Contractualisation des réserves manuelles, mFRR et RR, qui assure un socle minimal

+

Offres libres du mécanisme d'ajustement (alimenté par l'obligation réglementaire pour les producteurs du RPT d'offrir leur puissance disponible à la hausse)

1. **RTE vérifie qu'il dispose de ces offres libres en quantité suffisante** sur la base d'une autre méthode de dimensionnement : c'est ce qui est appelé « requis en marges ».
   - Ce requis représente au final le besoin total de réserves (aFRR, mFRR et RR) qui est estimé sur la base d'une méthode probabiliste avec un calcul initial en J-1 et un recalcul toutes les heures.
   - Il est comparé à la vision anticipée du déséquilibre du système et à la somme des leviers d'équilibrages disponibles (contractualisés ou non).
2. **Cette comparaison peut donner lieu à l'activation de leviers d'équilibrage** dont le délai de mobilisation est supérieur à une heure, donc **en amont de la fenêtre opérationnelle**, au moment où les acteurs ont encore la possibilité de résorber leurs déséquilibres.

Cette approche, historiquement efficace pour l'équilibrage du système en minimisant les volumes de réserves contractualisées, **atteint désormais ses limites** avec l'évolution du système électrique (accroissement des volumes échangés sur les marchés de gros en IJ, variabilité des moyens de production…).

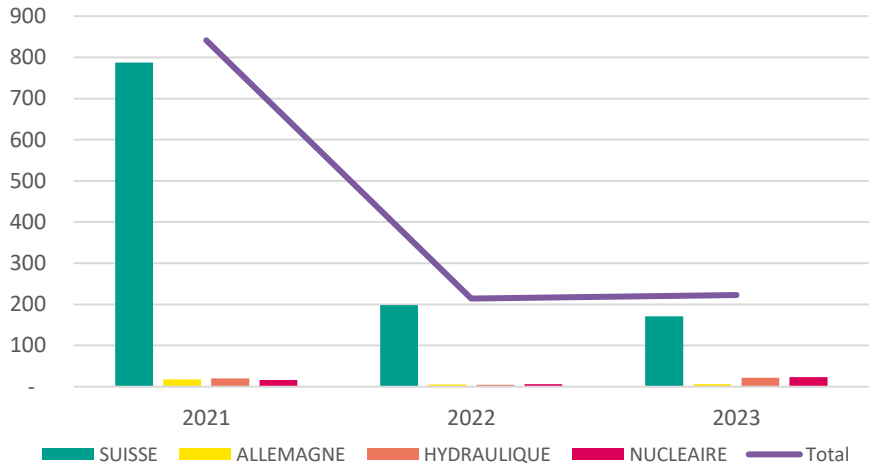
La stratégie d'équilibrage et la contractualisation des réserves

- Contractualisation du <u>besoin total</u> de réserves
- Fin de la mobilisation des leviers d'équilibrage en amont de la fenêtre opérationnelle

Cible qui semble être la plus efficace à mettre en œuvre d'ici à 2030.

- L'obligation d'offrir le disponible sur le MA ne permet pas de garantir que le gisement offert aura les caractéristiques du produit de mFRR
- **Contractualiser permet de sécuriser l'obtention d'un gisement avec les bonnes caractéristiques** (en termes de délai de mobilisation voire de durée d'utilisation), ce qui constitue un enjeu majeur en vue de la réduction du délai de neutralisation d'ici 2029

Visualisation des volumes activés avec un DMO supérieur à 60 minutes en GWh (taggués pour cause marge à compter du 1er avril 2022)



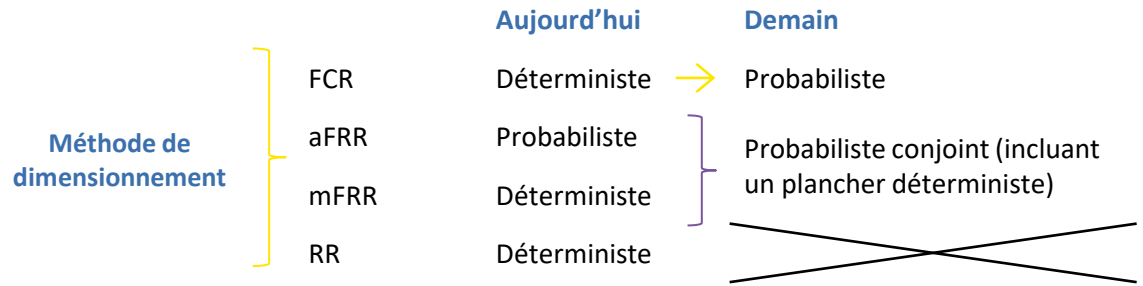
De nouvelles méthodes de dimensionnement des réserves d'équilibrage

- ***Le besoin en FCR n'est aujourd'hui pas lié aux incertitudes sur la production mais à l'incident dimensionnant*** *retenu à la maille européenne.* ***La méthode de dimensionnement est néanmoins en train d'évoluer*** *vers une méthode probabiliste qui tient compte de l'historique des écarts de réglage : si ces écarts augmentent,* ***le besoin pourrait augmenter****.*

- **La RR va disparaitre entre 2026 et 2029** du fait de la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes.

- **Les besoins en aFRR et en mFRR devraient augmenter** du fait de l'augmentation des incertitudes résiduelles.

Il semble pertinent de se réinterroger sur les méthodes de dimensionnement des réserves et la part à contractualiser



Actions pour renforcer les réserves pour l'équilibrage

En synthèse, un cadre de l'équilibrage qui évolue :

- Réduction de la FO à 45 min d'ici 2030 ➔ perte des gisements de RR (nucléaire, thermique et échangeurs) pour l'équilibrage et fin du recours à TERRE dès 2025
- **Cible d'équilibrage avec 100% de produits standard peu réaliste d'ici à 2030** car difficulté à convertir au standard les moyens historiques et optimisation conjointe SSYf/MA/RSO plus compliquée

==> Un enjeu : mobiliser de nouveaux gisements de mFRR et d'aFRR (notamment à travers le stockage et les EnR)

Recommandations :

Extension de l'obligation d'offrir le disponible sur le MA : hausse et baisse dès 12 MW (RPD et RPT)

Développer les gisements d'équilibrage compatibles avec une fenêtre opérationnelle réduite

- Engager la participation des EnR aux SSYf (et notamment à l'aFRR) en confrontant ce type d'actif aux méthodes de certification et de contrôle
- Moderniser le mécanisme d'ajustement et adapter les modalités de participation afin de faciliter un passage à l'échelle de l'intégration des nouvelles flexibilités dans l'équilibrage (normalisation des petites offres, agrégation des moyens distribués, etc.)

→ Démarche portée par des projets internes avec des jalons s'échelonnant entre début 2026 et fin 2027

Adapter les processus d'équilibrage à l'accélération des marchés et renforcer la cohabitation entre produits spécifiques et standards

- Repenser les processus et outils pour l'équilibrage afin de simplifier la prise de décision opérationnelle
- Assurer la connexion de RTE à la plateforme MARI pour janvier 2026
- Questionner la structure des supports d'offre et leur utilisation afin de simplifier la cohabitation entre produits spécifiques d'équilibrage et produits standards de mFRR

→ Démarche portée par des projets avec des jalons s'échelonnant entre fin 2025 et début 2028

Le développement des flexibilités distribuées sur le RPT et le RPD implique une coordination accrue entre les gestionnaires de réseaux

	Maitriser les impacts de l'EOD sur le réseau	*Maîtriser les impacts des actions réseau sur l'EOD*
Eviter	**Eviter d'impacter négativement le réseau consécutivement à des actions pour l'EOD** *ex : éviter l'activation d'un moyen qui crée localement une congestion réseau, sur le RPT mais également à terme sur le RPD moyennant davantage de coordination avec les GRD*	**Eviter qu'une action pour gérer le réseau ait un impact négatif sur l'EOD** *ex : activer des moyens pour la gestion du réseau qui vont également dans le sens du besoin EOD*
Anticiper	**Pouvoir anticiper l'impact sur le réseau d'actions nécessaires pour l'EOD** *ex : pouvoir trouver la meilleure parade par anticipation pour gérer une congestion qu'un moyen de production pourrait générer par son programme ou l'activation d'une offre sur un mécanisme d'équilibrage*	**Pouvoir anticiper l'impact sur l'EOD d'actions sur le réseau** *ex : en activant une offre sur le MA en anticipation qui va venir compenser le déséquilibre créé par l'action pour la gestion du réseau sans attendre le dernier moment*

Des actions sur le réseau prises proche du temps réel nécessitent un plus grand besoin en réserves d'équilibrage

3 Étude sur le passage de l’hiver 2024-2025

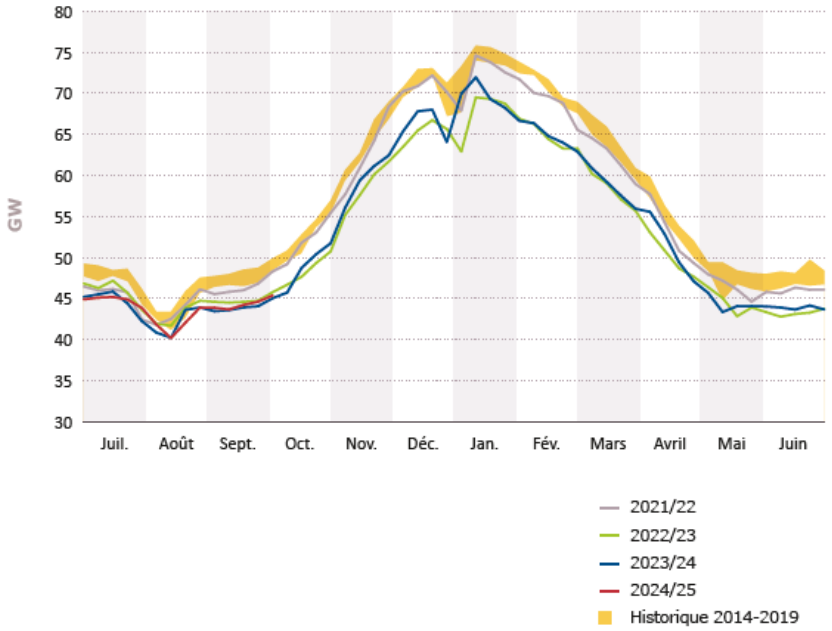
Consommation d'électricité : fin de la baisse en 2023, atteinte d'un palier

- Consommation annuelle 2024 (réalisé dix premiers mois + projections) : **~ -6 %** (vs. moyenne des années 2014-2019). Atterrissage probable autour de 450 TWh

- Niveau **similaire à celui de 2023 : la consommation d'électricité a cessé de diminué en France**

- Premiers éléments (à confirmer) permettant de penser qu'elle aurait **atteint un palier**, à partir duquel elle pourrait **s'infléchir progressivement à la hausse :**
  - des facteurs positifs : reflux des prix de l'électricité sur les marchés + nombreux projets (usines, data centers) ayant sécurisé leur accès au réseau
  - l'horizon et l'ampleur de cette reprise restent incertains

→ Analyse définitive de la consommation 2024 lors du **prochain bilan électrique national** (début 2025)



La disponibilité du parc nucléaire continue son rétablissement pour atteindre environ 50 GW en janvier 2025

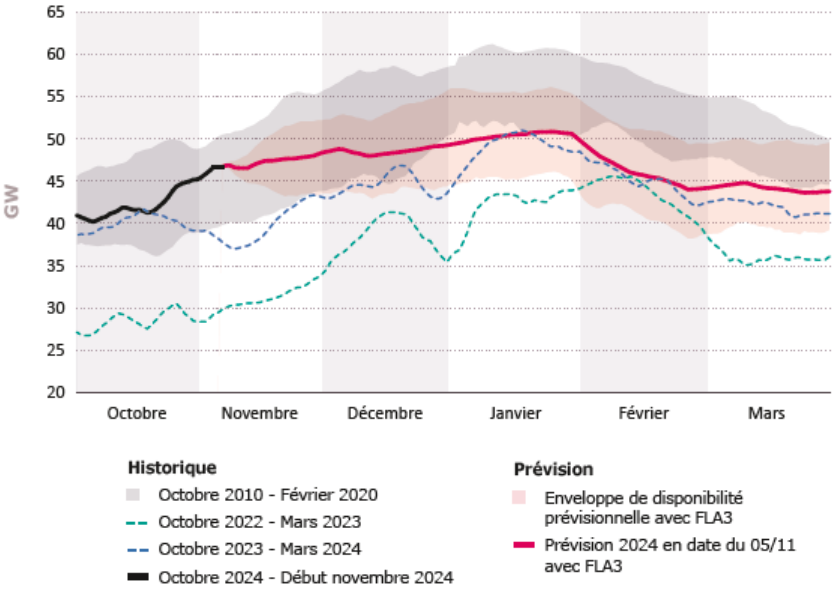
- Disponibilité élevée en 2024 : **47 GW** début novembre
  + 9 GW vs. début novembre 2023
  + 15 GW vs. début novembre 2022

  → résorption des effets de la crise de la corrosion sous contrainte

- Prévisions de RTE pour cet hiver (avec prudences et approche probabiliste intégrant les aléas) : disponibilité croissante, **de l'ordre de 50 GW** en janvier 2025
  - plus favorable qu'en 2023-2024 pour le début d'hiver
  - comparable pour la fin de l'hiver
  - très forte amélioration par rapport à l'hiver 2022-2023

- Ces niveaux restent inférieurs à ceux des années 2010 (~55 GW en décembre et janvier)

Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire (à parc complet) sur le prochain hiver, au 5 novembre 2024



Les stocks hydrauliques affichent des niveaux records et largement supérieurs à ceux des hivers précédents

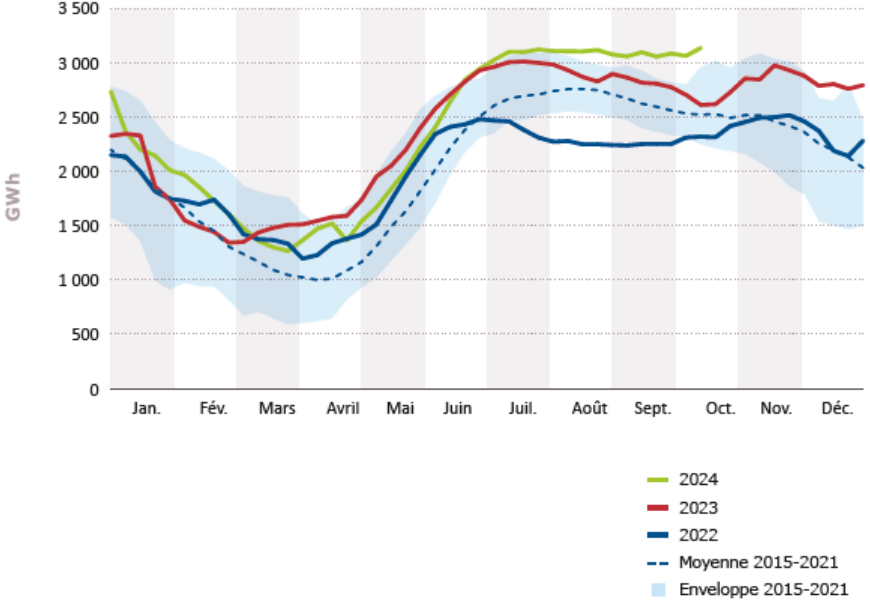
- Production hydraulique **exceptionnellement élevée** en 2024 du fait des fortes précipitations :
  - ✓ 62 TWh fin octobre
  - ✓ **+40 %** vs. 2023 à la même période

- Après la sécheresse historique de 2022, et une année 2023, la production hydraulique **pourrait s'approcher du record des 15 dernières années** (75 TWh en 2013)

- Les stocks sont depuis le début de l'année dans le haut de la fourchette historique : **plus haut depuis 2015**

➢ **contribue fortement à sécuriser l'exploitation du système durant l'hiver 2023-2024**

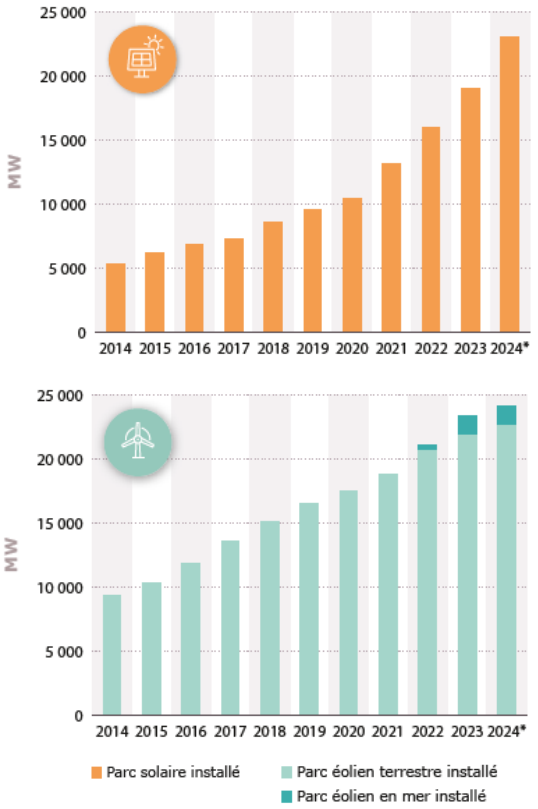
Evolution du stock hydraulique (« énergie de tête »)



L'éolien et le solaire poursuivent leur développement et contribueront à la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir

- Développement de l'éolien terrestre et du solaire en 2024 au même rythme que durant les dernières années
  - ➢ projection : **+1 GW** (éolien) et **+4 GW** (solaire) à fin 2024
- Mise en service en mai 2024 des parcs éoliens en mer de Fécamp et Saint-Brieuc
  - ➢ total : **1,5 GW** avec le parc de St-Nazaire (2022)
- Début novembre, la production éolienne a été de près de 40 TWh et la production photovoltaïque d'environ 22 TWh à fin octobre.

Évolution des parcs éolien et photovoltaïque



~23 GW installés *fin 2024*

~24 GW installés *fin 2024*

* Valeur 2024 projetée à partir du rythme observé sur S1-2024 prolongé sur S2-2024

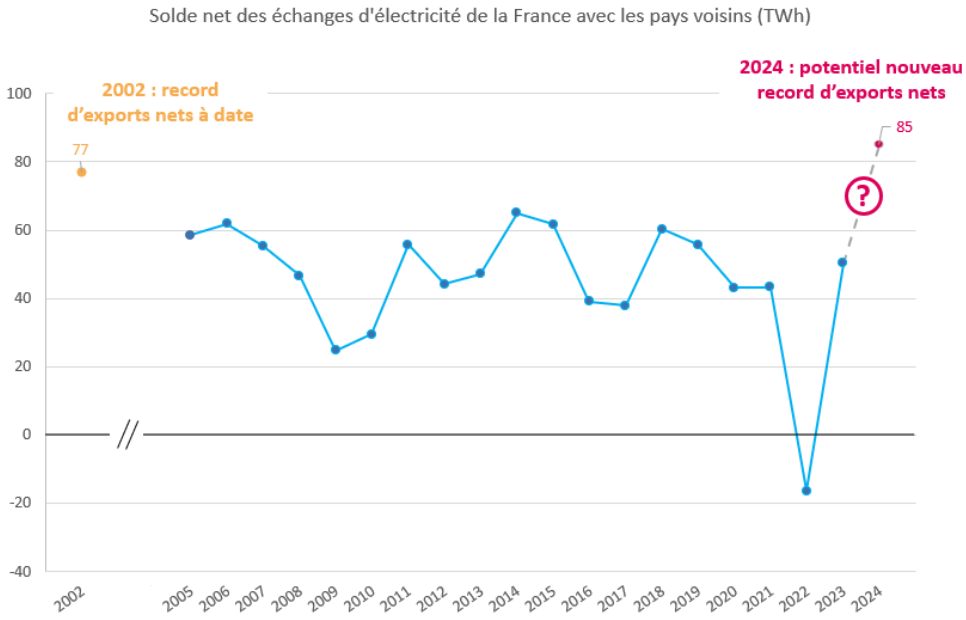
Des interconnexions principalement utilisées à l'export en 2024 et des capacités d'échanges disponibles pour la sécurité d'approvisionnement cet hiver

- En 2022, la France est devenue importatrice nette pour la 1ère fois depuis 1980. Cette situation s'est résorbée dès 2023.
- **RTE a annoncé dans son bilan à mi-année (août 2024) que la France était sur le point de battre son record d'exports nets de 2002 :**

Cette prévision est confirmée : solde de 2002 déjà atteint au 13/11 (78 TWh), solde estimé en fin d'année de l'ordre de 85 TWh

(peut varier à la hausse et à la baisse en fonction des conditions météo)

La production bas-carbone (nucléaire + EnR) française, compétitive, est ainsi souvent appelée pour alimenter la consommation européenne



- Capacité d'échange avec les pays voisins relativement identique à l'hiver dernier

Les autres déterminants du système électrique (production thermique et effacements) sont également disponibles pour cet hiver



Production thermique :

Centrales au gaz : situation globalement favorable (stockages remplis à plus de 90% en Europe et à plus de 95 % en France en début d'hiver + parc de centrales au gaz qui devrait être pleinement disponible)

Centrales à charbon : les deux dernières centrales (Cordemais et Saint-Avold) seront très peu sollicitées, bien en deçà de leur plafond de fonctionnement

- **moins de 0,2%** de la production d'électricité en France en 2023
- l'essentiel du temps, les producteurs décident de produire **en fonction des prix de marché**, et non des appels de RTE : les centrales peuvent produire ponctuellement même quand la France exporte, si les prix dans les pays voisins sont suffisants



Effacements de consommation : un gisement valorisé sur les marchés d'environ 3,6 GW auquel s'ajoutent les effacements incités par les offres de fourniture (*cf.* offres Tempo) qui se répandent (de 600 000 clients fin 2023 à plus de 800 000 à l'été 2024).

Pour l'hiver 2024-2025, les risques de tension sur l'approvisionnement en électricité apparaissent faibles

- **L'analyse fait apparaître pour cet hiver un risque faible sur la sécurité d'approvisionnement, y compris en cas de vagues de froid. Il ne surviendrait qu'en cas de situation exceptionnelle** (combinaison de situations défavorables : vague de froid + forte indisponibilité du nucléaire / forte limitation des imports / longue période de faible vent, etc.)

- Comme l'année der nnées.



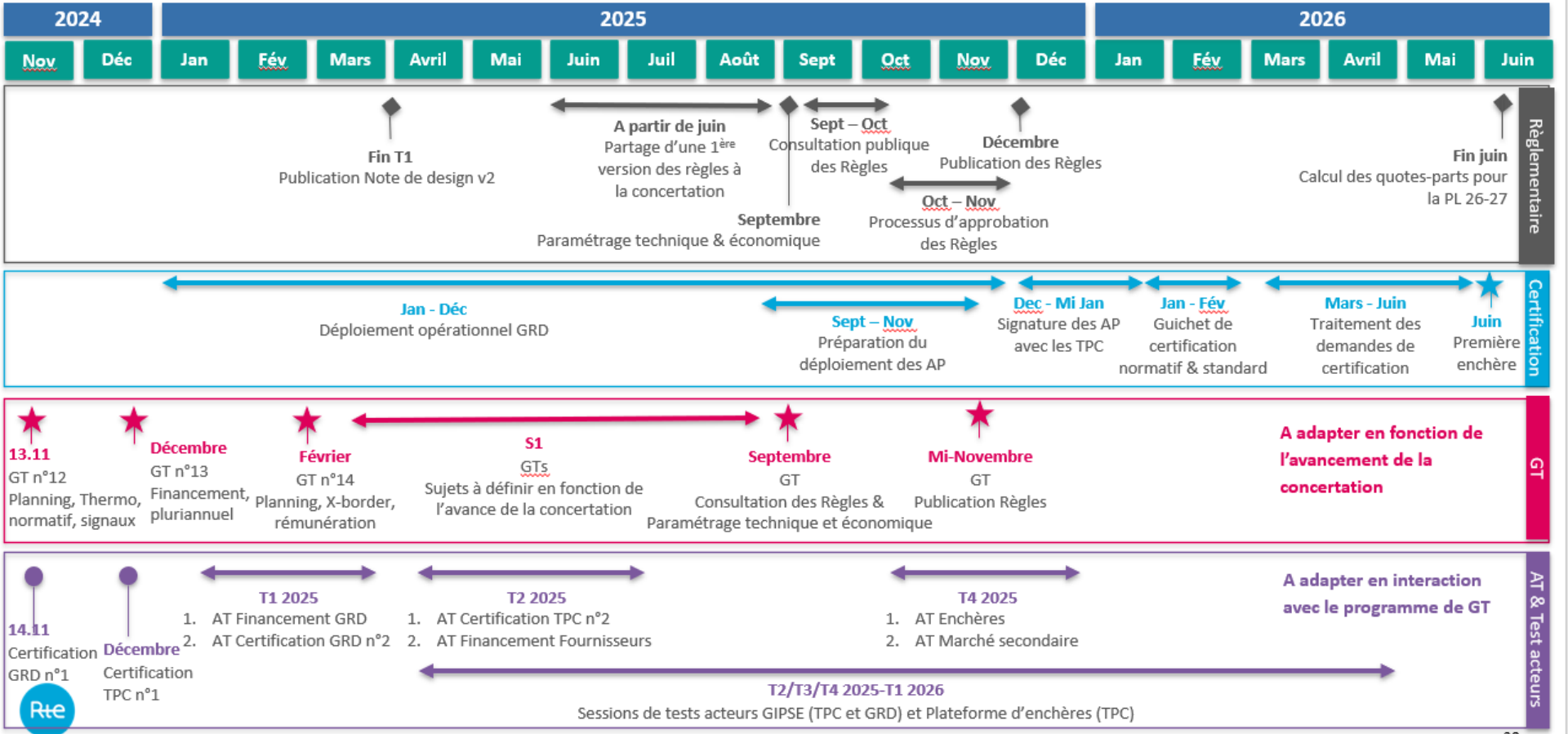
* Le niveau de confiance sur les prévisions dépend du degré global d'incertitudes sur les informations disponibles au début du mois de novembre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire et le niveau de consommation.

Evolution du risque sur l'équilibre offre-demande au cours de l'automne et de l'hiver

4 Mécanisme de capacité : calendrier prévisionnel

Feuille de route 2024 - 2026

Le planning ci-dessous est proposé à titre indicatif du fait du processus législatif en cours et du délai d'approbation des règles



Rappel du sommaire du GT du 13/11

1. Financement
2. Définition des périodes de pointe
3. Méthode de certification normative
4. Thermo-sensibilité de l’effacement diffus
5. Prochaines étapes