Le réseau de transport d'électricité

Commission d'accès au marché

10/11/2023

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.	Actualités et faits marquants	9h30 – 9h45
2.	Trajectoire équilibrage	9h45 – 11h00
3.	Jalons 2024 et concertations à venir	11h00 – 11h15
4.	Passage de l'hiver	11h15 -11h30
5.	Calendrier mécanisme de capacité	11h30 – 11h45
6.	AOB	11h45 - 12h00

1 Actualités et faits marquants

Actualités des mécanismes de marchés (1/3)

Calendrier de concertation / consultation

- **Consultation publique sur les règles de marchés : Programmation, RE, MA, SSY, nouveau format**
  - Saisine CRE prévue début janvier **pour entrée en vigueur T2 2024**

Se termine aujourd'hui

- **Appels à contributions à venir**
  - TERRE à 96 guichets : consultation « temporisée » en lien avec les discussions sur GCT 30'
  - Participation à la plateforme MARI
  - Valorisation des décalages de consommation à la hausse

- **Concertation en cours/à venir**
  - Début de la concertation du prochain jeu de règles NEBEF
  - Poursuite de la concertation sur le nouveau mécanisme de capacité

Actualités des mécanismes de marchés (2/3)

Résultats des appels d'offres



Appel d'offres Interruptibilité

- Délibération CRE le 26/10
- AO lancé



Appel d'offres annuel 2024 RR-RC

- 50% du volume
- 16,9 M€
- 7 acteurs retenus



Appel d'offres Effacements de Crise

- Discussions toujours en cours avec la DG COMP



Appel d'offres Flexibilité Perquié

- Attribution toujours en cours

Actualités des mécanismes de marchés 3/3

Jalons majeurs 2023

Stanway
Mise en service réussie mi-juillet
Exploitation sous contrôle toujours en cours

Bac à Sable CRE « Sur la valorisation des hausses de consommation » depuis le 01/08/2023 (pour 4 ans)

Bascule SYGA -> TOPASE
Réalisée le 26/09 et confirmée le 28/09

MARS PICASSO
Passage au prorata individualisé : 07/11
Merit Order France : notifié au 21/11

2.1 Trajectoire équilibrage : GCT 30’

GCT 30’ : hypothèses, conséquences et enjeux

- **01/2026** : la **GCT 30’** devient une obligation réglementaire européenne
- 3 ans de dérogation afin de préparer l’équilibrage français à cette évolution ➔ A discuter RTE/CRE
- 01/2029 : mise en œuvre de la GCT 30’ en **France**

- Seuls leviers pour assurer l’équilibrage dans la fenêtre opérationnelle, après réception et analyse des guichets : **aFRR et mFRR**
- La FCR permet quant à elle de contenir les écarts de fréquence sur « aléas » (incidents, imprécisions…)

- **Le développement et la fiabilité des marchés aFRR et mFRR sont incontournables**
- **Un nécessaire renforcement du rôle des RE dans l’équilibrage**

GCT 30’ : trajectoire envisagée / non validée à ce stade

2023 - 2024

Focus aFRR :

- Activation au Merit Order
- AO Journalier
- Connexion de RTE à PICASSO

2025 – 2026

- 96 guichets de programmation + MTU 15’
- TERRE : déconnexion de RTE
- MARI : connexion de RTE en « Scheduled Activation »
- Refonte mFRR/RR- étape 1 :
  - Nouveau dimensionnement / nouveaux produits
  - Maintien transitoire d’un produit historique de mFRR & RR contractualisée
- Activation en spécifique des DMO < 60’ (hors MARI SA)

2027 - 2028 :

- MARI : mise en place de la « Direct Activation » par RTE
- Refonte mFRR/RR–étape 2 : décroissance du produit historique & RR contractualisée + standardisation ?
- Baisse progressive des activations en spécifique des DMO < 60’

Janvier 2029

Passage à GCT 30’

2.2 Trajectoire équilibrage : ENR et programmation

3 problématiques / axes de travail

- **I - Visibilité**

  Le comportement des ENR ne dépend plus uniquement du facteur météo ➔ les prévisions par RTE atteignent leurs limites et la programmation est incomplète/imprécise.

- **II - Progressivité**

  La dynamique d'arrêt/reprise des ENR en complément de rémunération lors des épisodes de prix spot négatifs a un impact croissant sur la fréquence impliquant des risques pour la sûreté du système électrique européen.

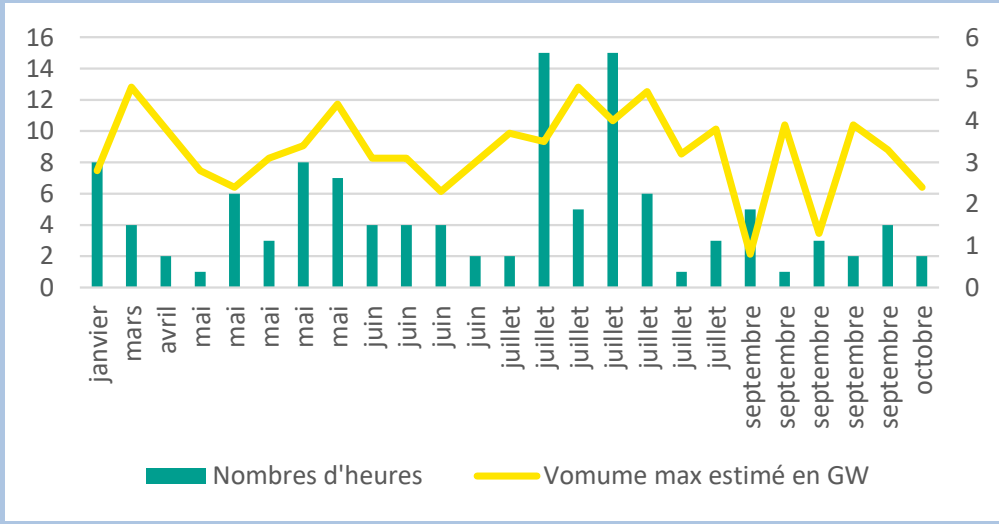
- **III - Disponibilité**

  RTE manque de plus en plus souvent de leviers d'équilibrage à la baisse.

  Pour atteindre un mix énergétique incluant une large part d'ENR, celles-ci doivent participer aux mécanismes d'équilibrage.

Des prix négatifs de plus en plus fréquents depuis 2023

- Depuis le printemps 2023, de nombreux épisodes de prix négatifs ont été constatés. Ils surviennent surtout le weekend et désormais en journée.
- La durée de ces épisodes tend à augmenter
- **117 h en 2023** au 01/10/2023



- Volume sous complément de rémunération par filière à fin T1 2023 : 8,3 GW

	Puissance sous CR (MW) à fin T1 2023
Eolien	4 748
Solaire	3 382
Hydraulique	27
Biomasse	78
Biogaz	4
Cogénération	25
Total	**8 265**

Une forme de plus en plus caractéristique des prix spot en lien avec le développement du solaire

Week-ends de septembre/octobre

Dimanche 24 septembre

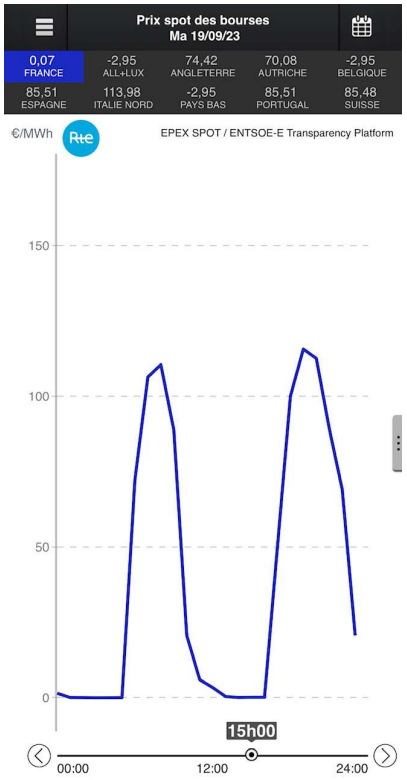


Dimanche 1er octobre

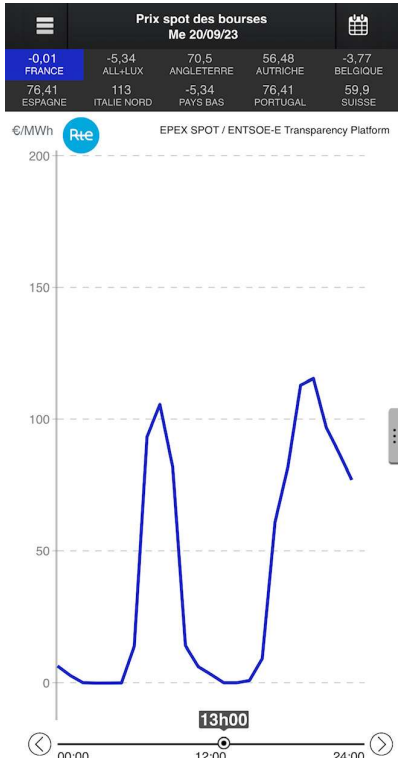


Jours de semaine en septembre

Mardi 19 septembre



Mercredi 20 septembre



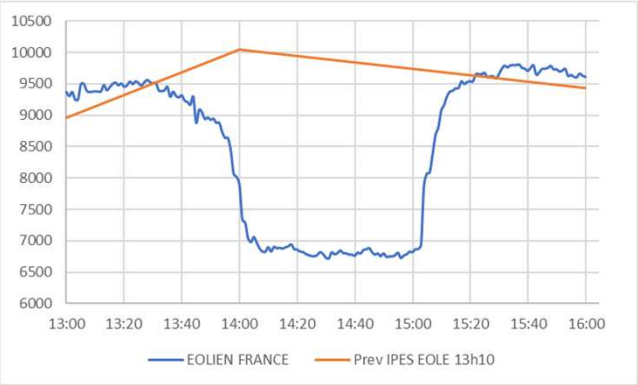
I – Visibilité -> REX 19/09/2023

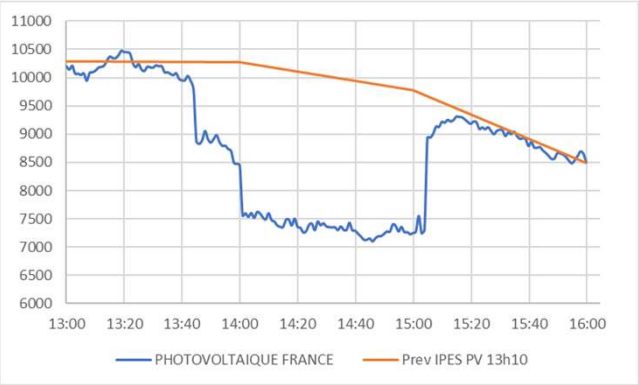
Vision J-1 : Prévision RTE -> arrêt des ENR de 3,5 GW sur cette heure

Vision J :

- Lors des bouclages, l'hypothèse d'arrêt ENR est appliquée
- A partir du guichet de 11h, le bouclage est vu globalement équilibré avec les hypothèses entrées (arrêt EnR, écart Conso)

Dès 13h40, on constate le début des arrêts ENR dans les courbes réalisées IPES – N





Bilan Eolien et PV comparé à la Prévision IPES de 13h10

Le déficit de production France calculé par Stanway commence à augmenter sensiblement à partir de 13h40.

Il est compensé par IGCC (mutualisation des déséquilibres d'aFRR) avec un Pcorr qui augmente en proportion jusque 2600 MW import à 13h55. L'écart de réglage est proche de zéro.

I – Visibilité -> REX 19/09/2023

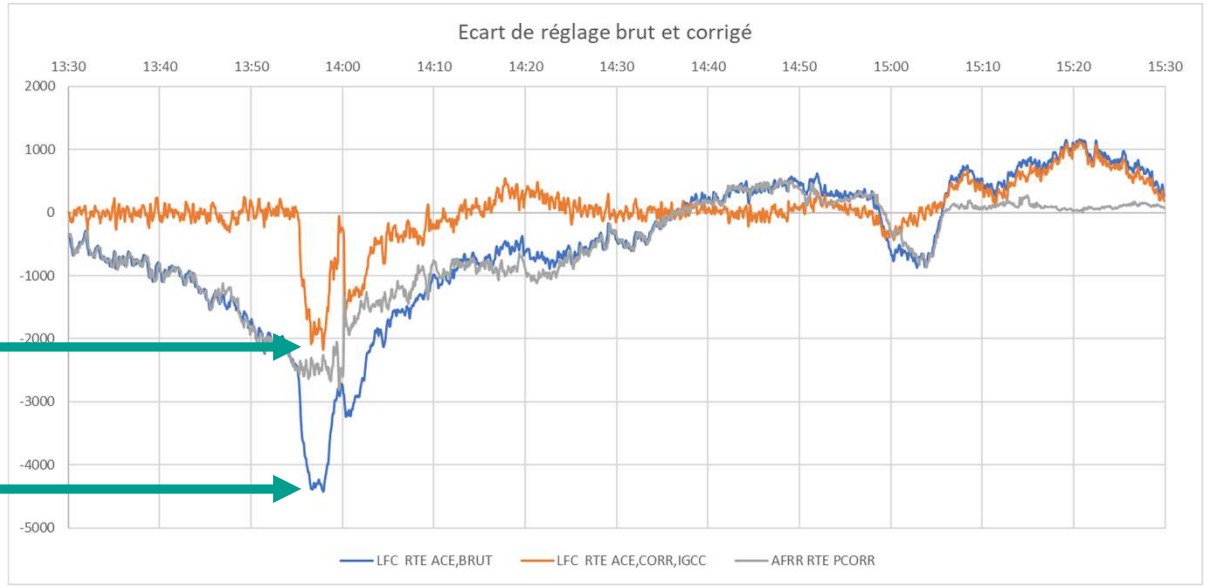
13h55 : Début de la parallèle, l'écart de réglage se dégrade pour atteindre -2100 MW à 13h57

Activation de la pente rapide du RSFP

Pour rappel, la pente rapide s'active dès que l'écart de réglage atteint -1900 MW

Ecart de réglage corrigé IGCC

Ecart de réglage brut RTE



L'apport d'IGCC limite notre écart de réglage à -2100 MW au plus fort.

Sans cette aide (et/ou si tous les GRT participants avaient été déséquilibrés dans le même sens), l'écart de réglage aurait pu atteindre environ -5000 MW

I – Visibilité -> REX 19/09/2023

⇒ Activation de l'intégralité de la Reserve Rapide
⇒ Arrêt du pompage (env. 700 MW)
⇒ Démarrage de toutes les TAC disponibles (env. 1000 MW)

Au total, 3615 MW d'ajustement entre 14h et 14h10 ramènent l'écart de réglage vers zéro à 14h30

Prix marginal d'équilibrage sur la période : 4800 € / MWh
Prix Règlement Ecarts Négatifs : 960 € / MWh sur la plage 14h30 – 15h

A posteriori, on estime à environ 7300 MW la baisse ENR réalisée soit un écart d'environ 3500 MW avec la prévision RTE. Ecart qui n'était pas anticipable avec les données à disposition de RTE.

II - Progressivité -> REX du 30/07/2023

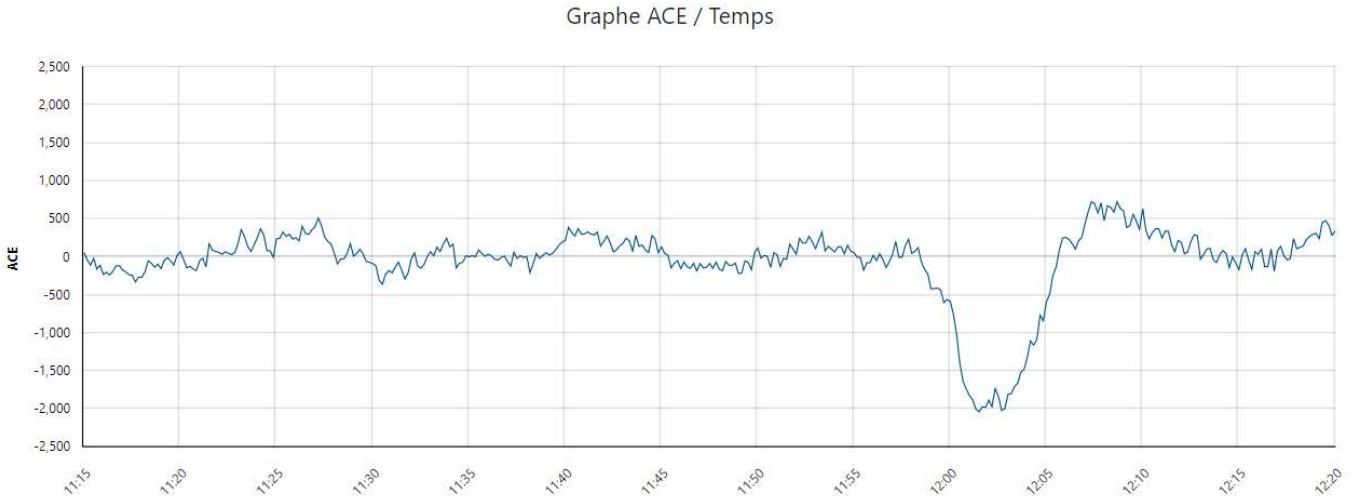
- Episode de prix spot négatif en 2 périodes avec redémarrage intermédiaire
  - 11h-12h : arrêt estimé de 3200 MW d'EnR
  - 14h-17h : arrêt estimé de 3800 MW d'EnR (à 14h)

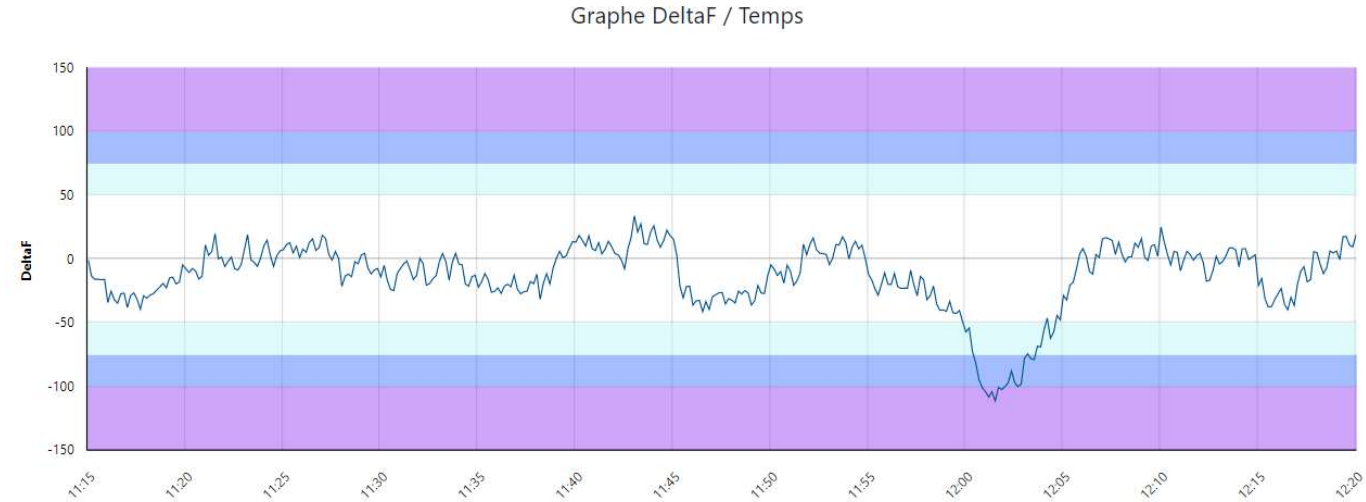
- A 12h, redémarrage de 3500 MW d'EnR environ, principalement entre 12h02 et 12h12
- Contrebalancé par une augmentation des exports de 2700 MW entre 11h55 et 12h05

- La **désynchronisation** de 7 minutes entre les 2 événements **a généré un fort déséquilibre transitoire** pendant environ 5 minutes.
- Appel de Swissgrid (GRT coordinateur de la fréquence) qui s'inquiétait du déséquilibre français à 12h04. Le temps d'expliquer le phénomène au téléphone, l'écart de réglage s'était résorbé, sans action de RTE.

II - Progressivité -> REX du 30/07/2023

- Une anticipation des démarrages de 3 à 5’ aurait pu éviter le creux de fréquence !
- En 3’ on a le temps d’aller au délestage fréquence-métrique
- 3,2 GW aujourd’hui mais à l’avenir, avec 7 ou 8 GW d’arrêt et avec cette dynamique, le risque d’aller au délestage fréquence-métrique est très fort si on ne change rien, malgré l’activation de l’interruptibilité au passage !





II - Progressivité -> REX du 30/07/2023

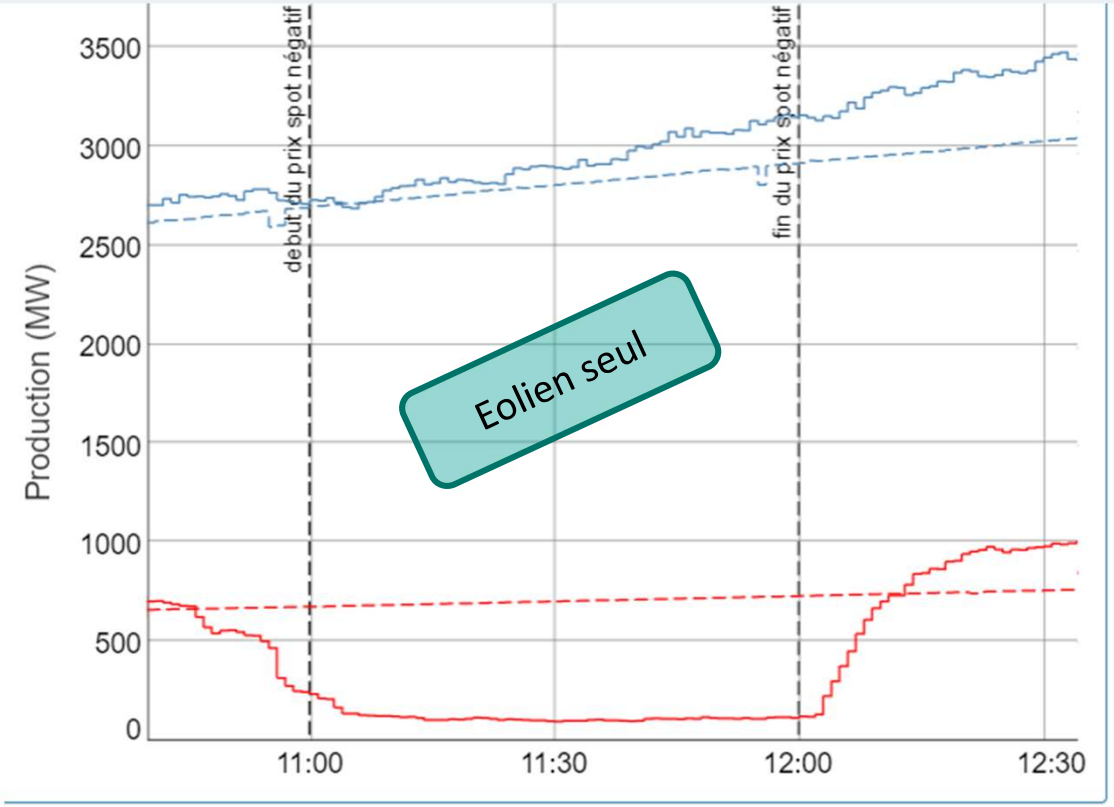
51 %
Puissance installée analysée

960 / 2101
parcs analysés

187
Suspectés d'arrêt pour cause de prix négatif

- Profil réalisé d'un échantillon de parcs éoliens
- En bas, parcs éoliens identifiés* comme réagissant aux prix spots négatifs

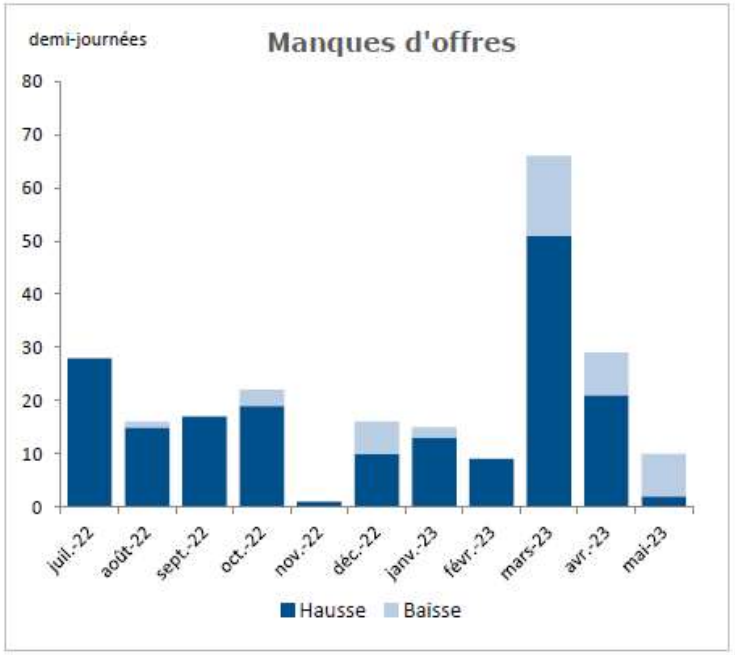
** Sur examen de l'historique et corrélation avec prix négatifs*



III - Disponibilité -> Des déficits d'offres à la baisse déjà constatés aujourd'hui

- Mode dégradé envoyé aux acteurs pour déficit d'offres à la baisse
  - à échéance 2h depuis juillet 2022

- Cet indicateur ne traduit pas l'ensemble des occurrences de déficit d'offres à la baisse :
  - En cas de déficit de marge rapide (15'), RTE n'envoie pas de mode dégradé
  - Or c'est un problème quotidien



III - Disponibilité -> Les évolutions du mix électrique questionnent le gisement disponible à la baisse sur le MA

- En 2030 : Plus de **80 GW** d'ENR variables (PV, éolien terrestre et éolien en mer) et réduction du parc thermique fossile (qui passerait à 13 GW contre 18 GW aujourd'hui)

- En 2035 : Plus de **120 GW** d'ENR variables (PV, éolien terrestre et éolien en mer) et réduction du parc thermique fossile (qui passerait à 10 GW environ)

- **Entre 2030 et 2035, la fenêtre opérationnelle de RTE pour l'équilibrage se réduira encore davantage** : RTE ne pourra utiliser pour l'équilibrage que des leviers dont le délai de mobilisation est strictement inférieur à 30 minutes

- Or, avec la décarbonation de l'industrie et le raccordement de gros consommateurs industriels à venir, la probabilité d'occurrence d'un aléa à la baisse augmente et vient s'ajouter au risque de perte d'une ligne d'interconnexion à courant continu ou d'une STEP en pompage

Synthèse : 3 axes fondamentaux

- **I - Visibilité**

  La programmation doit être appliquée et améliorée.

  Des actions de renforcement du dispositif sont à l'étude par RTE.

- **II - Progressivité**

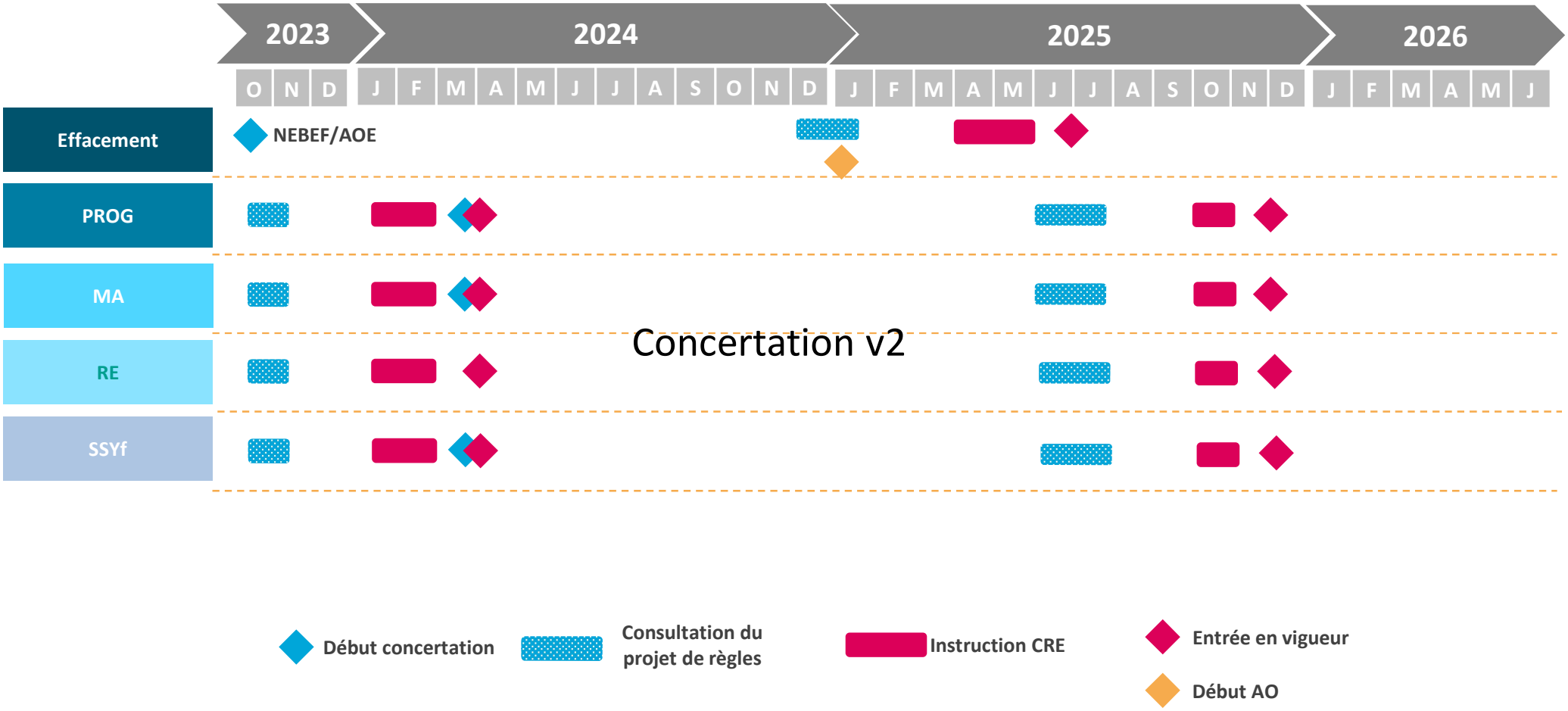
  RTE et la DGEC travaillent à un dispositif pour encadrer la dynamique d'arrêt et de reprise des ENR en Complément de Rémunération, lors des épisodes de prix spot négatif. Un échelonnement en 3 vagues d'arrêt/reprise des ENR à H-5, H et H+5 est envisagé.

- **III - Disponibilité**

  Des réflexions en cours entre RTE et la DGEC afin d'accroitre la participation des ENR au MA.

3 Cycle de concertation à venir

Calendrier global indicatif



Règles Services Système v2
Les lignes directrices de la future concertation

- ✓ Participation des EnR aux services système
- ✓ Participation des sites soumis à limitation aux services système (REX + suite)
- ✓ Retour d'expérience sur les EDR mixtes et avancement éventuel vers le modèle cible

- ✓ Traitement des énergies de réglage du stockage
- ✓ Mise à jour de la sécurisation financière et harmonisation entre mécanismes
- ✓ Gestion des certificats d'aptitude et contrôle de performance

Dispositif de Programmation et Mécanisme d'Ajustement

Les lignes directrices de la future concertation

Dispositif de Programmation

- ✓ Définir les modalités d'une programmation indépendante d'une participation aux mécanismes de marché (exemple : envoi d'un programme d'appel et participation explicite au mécanisme d'ajustement)
- ✓ Renforcer la complétude et améliorer la qualité de la programmation (incluant un accompagnement des GRD de rang 1 pour le renvoi de programmes d'appel agrégés...)

Mécanisme d'Ajustement

- ✓ Favoriser le développement de nouvelles flexibilités (agrégation de sites, offres standards mFRR)
- ✓ Adapter les modalités de constitution des offres d'ajustement pour déverrouiller les contraintes de participation au MA et aligner avec un cadencement de l'équilibrage en 15 minutes.
  - ✓ Automatiser la re-déclaration en infra-journalier des conditions d'utilisation des offres d'ajustement
  - ✓ Faire évoluer la formulation des offres d'ajustement en adéquation avec la cible 15 minutes
- ✓ Préparer la réduction du Délai de Neutralisation à 30 min (cf 2.1)

4 Passage de l’hiver 2023-2024

L’évolution des paramètres depuis l’hiver dernier

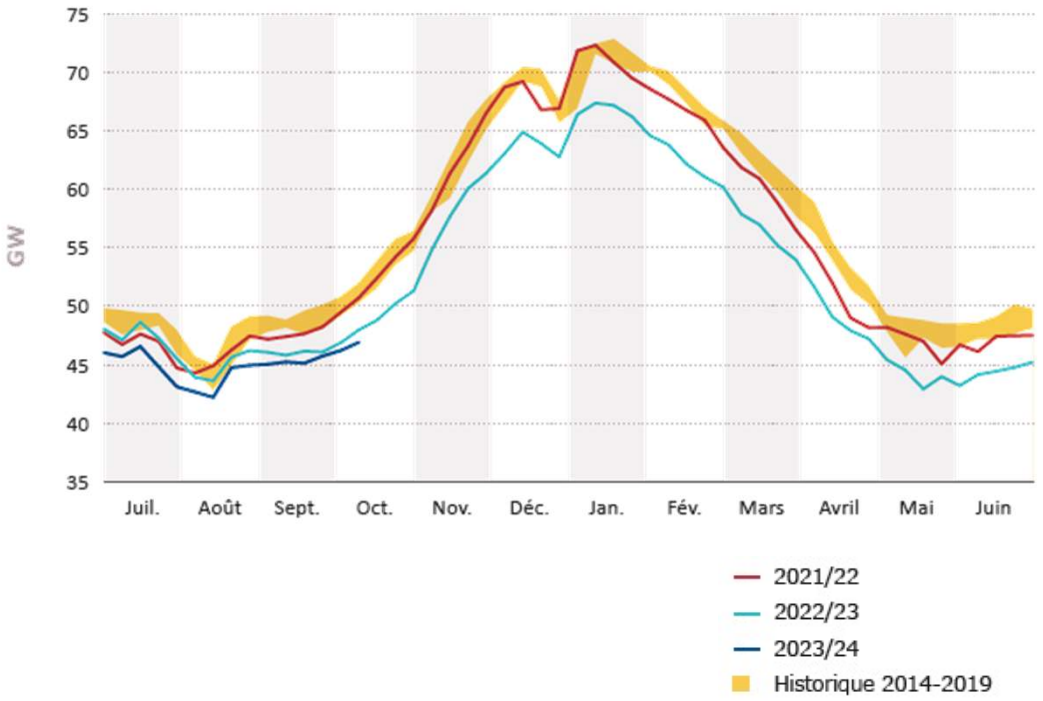


La consommation d'électricité se maintient en retrait

- L'hiver dernier, la consommation d'électricité a diminué de manière inédite, de l'ordre de - 8/9 %, une fois retraitée des effets météorologiques
- **À l'été et au printemps, la consommation s'est maintenue à un niveau bas : en septembre, - 8 % par rapport au niveau d'avant-crise** (contre - 5 % en septembre 2022)
- L'évolution du contexte conforte la vision d'une consommation toujours basse au cours des prochains mois :
  - Les prix de l'électricité demeurent élevés
  - Les efforts d'économies d'énergie se maintiennent (second plan gouvernemental en octobre 2023)

➢ **Hypothèse centrale : consommation conforme à celle de l'hiver dernier**

Puissance appelée en moyenne hebdomadaire, corrigée du climat



Evolution des paramètres

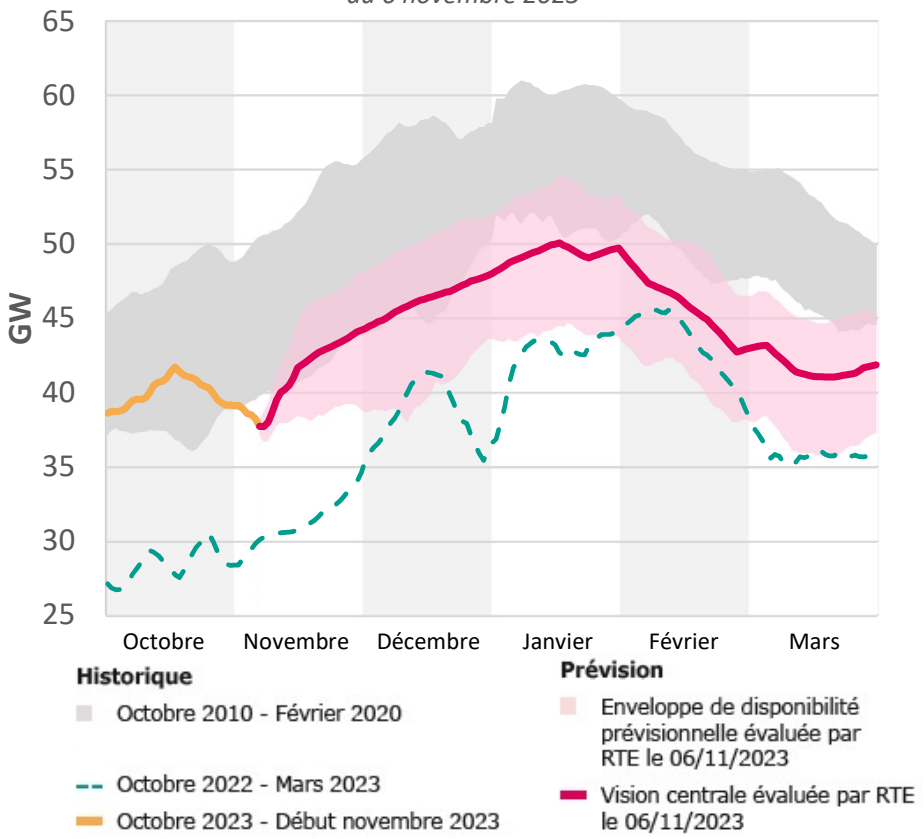
La disponibilité prévisionnelle et effective du parc nucléaire a été revue à la hausse depuis les premières évaluations réalisées à l'été

- Depuis l'hiver dernier, EDF a procédé au contrôle et à la réparation de nombreux réacteurs.
- Les dernières semaines ont confirmé le bon avancement des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte (CSC) :
- Fin octobre, la disponibilité du parc se situe autour de 40 GW - de l'ordre de 12 GW de plus que l'année dernière à la même période

➢ **Cela renforce les perspectives d'une production nucléaire plus élevée en 2023** (300-330 TWh contre 279 TWh en 2022) **et réduit l'incertitude pour l'hiver**

➢ **Cela conduit également à une prévision de disponibilité du parc nucléaire bien supérieure à celle observée l'hiver dernier (comparable à celle observée lors de l'hiver 2021-2022) :** 45 GW début décembre et de l'ordre de 50 GW (max) mi-janvier

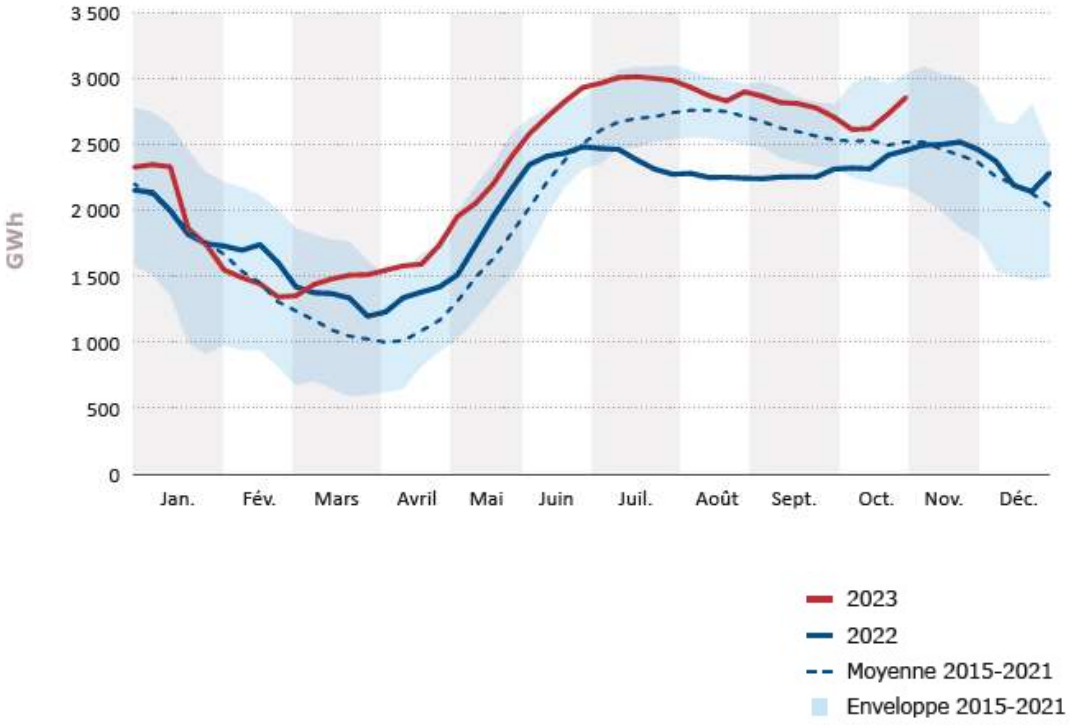
Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver, au 6 novembre 2023



Le niveau des stocks hydrauliques, satisfaisants pour la saison, se situe largement au-dessus de ceux de l'hiver dernier

- L'année 2022 avait été marquée par une sécheresse exceptionnelle (stocks hydrauliques historiquement bas en sortie de printemps)
- En 2023, malgré une sécheresse en début d'année, le niveau des stocks a évolué très favorablement et se situe aujourd'hui au-dessus des moyennes historiques.
- Ce facteur contribue fortement à sécuriser l'exploitation du système durant l'hiver 2023-2024

Evolution du stock hydraulique (« énergie de tête »)



Les énergies renouvelables poursuivent leur développement et contribuent à la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir

- Les effets de la loi sur l'accélération des énergies renouvelables, votée en mars 2023, ne sont pas encore visibles : le développement des filières terrestres en 2023 s'est ainsi poursuivi selon un rythme similaire à celui des dernières années.

- Concernant l'éolien en mer, la mise en service progressive au cours de l'hiver des deux parcs (Fécamp et Saint-Brieuc pour un total de 1 GW) viendra s'ajouter à celle du parc de Saint Nazaire (0,5 GW) en fonctionnement depuis novembre 2022.

Évolution des parcs éolien et photovoltaïque

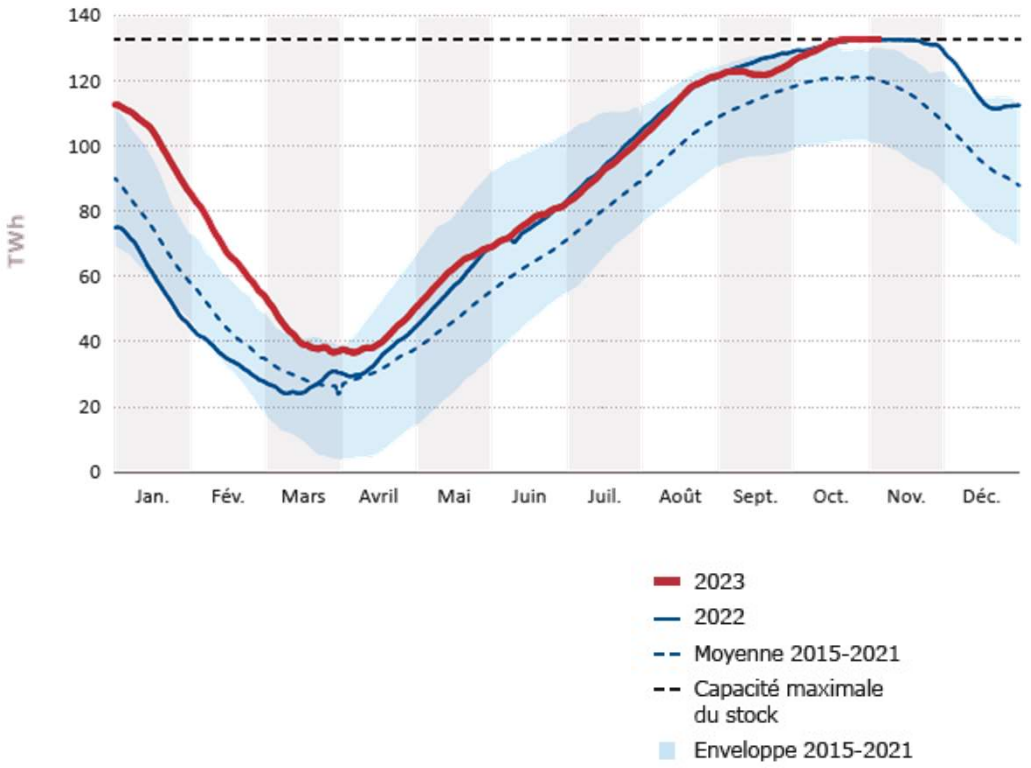


Pour l'hiver 2023-2024, un approvisionnement en gaz plus favorable

- L'année dernière, les dispositions prises en urgence par l'Union européenne et les Etats membres sur le gaz se sont montrées efficaces :
  - Il n'y a pas eu de rupture d'approvisionnement ni de restriction à l'utilisation des centrales au gaz
  - La consommation de gaz a fortement diminué

- **Pour cet hiver, la situation de l'approvisionnement en gaz ne constitue pas un facteur de risque majeur** :
  - La consommation est restée en retrait
  - Les stocks sont quasiment pleins en France et en Europe
  - Le parc thermique au gaz sera disponible au cœur de l'hiver
- Une vigilance demeure toutefois sur la seconde partie de l'hiver en cas d'hiver froid et de rupture d'approvisionnement ou de non maintien des mesures de sobriété

Evolution du stock de gaz en France



Les autres déterminants du système électrique évoluent conformément à la vision centrale de RTE

Centrales au charbon : les deux dernières centrales au charbon (Cordemais et Saint-Avold) seront disponibles au cœur de l'hiver 2023-2024. Leur sollicitation devrait rester limitée, bien en deçà du plafond limitant leur durée de fonctionnement. La France a quasiment achevé sa sortie du charbon : même au plus fort de la crise, la production d'électricité à base de charbon est restée anecdotique (0,6 % du mix en 2022).

Effacements de consommation : Le gisement d'effacements de consommation mobilisables par des entreprises ou des particuliers est en hausse. Il est composé de 3,1 GW d'effacements explicites valorisés sur les marchés auxquels s'ajoutent une forte hausse des consommateurs ayant souscrit à des offres d'effacements implicites (indissociables de la fourniture, type *Tempo*) dans un contexte de prix élevés.

Interconnexions et parcs étrangers : La capacité technique d'échange avec les pays voisins sera *a minima* égale à celle de l'hiver dernier. Les évolutions dans les pays voisins sont intégrées à l'analyse (fermeture des 3 derniers réacteurs nucléaires allemands au printemps 2023, sortie de réserve de centrales au charbon en Allemagne, évolution du gaz en Italie). Partout en Europe, la consommation d'électricité est restée en recul.

Bilan : des risques sur l'approvisionnement en électricité estimés « faibles »

- **L'analyse fait apparaitre un risque faible sur la sécurité d'approvisionnement au cours de l'hiver 2023-2024**
  - **très faible sur la fin du mois de novembre**
  - **faible ensuite, en raison des incertitudes**
- **Pour le cœur de l'hiver, les incertitudes portent essentiellement sur les conditions météorologiques (vague de froid, vent faible) ainsi que sur le maintien des économies d'énergie en France et en Europe**

Evolution du risque sur l'équilibre offre-demande au cours de l'automne et de l'hiver 2023-2024



* 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.

5 Actualités mécanisme de capacité

Avancée de la concertation sur le mécanisme de capacité en 2023

Mécanisme actuel

Promulgation des règles

Enchères AL 2025

Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre

Refonte du mécanisme

GT 1 Centralisation de la demande

GT 2 Financement

GT 3 Certification, marché secondaire, contrôle de dispo

Complétion du premier cycle de GT 2023

Publication d'une note proposant un *basic design* du futur mécanisme



GT sur la contractualisation pluriannuelle

GT de rebouclage sur l'instruction de plusieurs thèmes (financement, participation transfrontalières, paramètres, etc.) - *tbd*

Echanges et retours

Participation des capacités françaises au mécanisme de capacité belge

- Conformément au Règlement Electricité 2019/943, RTE et Elia ont établi une convention permettant (i) la participation des capacités françaises au mécanisme de capacité belge et (ii) celle des capacités belges au futur mécanisme français.

  → Elle a reçu un avis favorable de la CRE fin 2022 et est sur le point de recevoir également un avis favorable de la CREG.

- La participation de capacités françaises serait en principe possible à compter l'enchère AL-1 pour l'AL 2025-2026 qui se tiendra en 2024 et sera précédée d'une pré-enchère pour la France en mai 2024.

- Elia publiera le 15 novembre un rapport de calibration pour cette enchère et notamment la *maximum entry capacity (MEC)*, c'est-à-dire la contribution qui constituera le plafond de participation possible de capacités françaises.

- Si cette calibration permet effectivement une telle participation, RTE organisera une ou plusieurs sessions d'accompagnement à destination des acteurs français intéressés, en présence d'Elia (info. à venir lors des prochains GT).

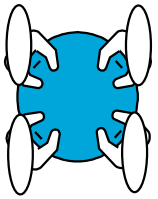


Le mécanisme de capacité belge devrait être ouvert à la participation de capacités françaises, néerlandaises et allemandes lors de sa première année de livraison

ANNEXES

Participer aux GT/AT de la CAM ou aux sessions plénières

Pour vous inscrire aux listes de diffusion relatives aux groupes de travail (GT) et aux ateliers techniques (AT) organisés dans le cadre de la Commission Accès au Marché (CAM) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), ou pour rejoindre la liste de diffusion de la plénière CAM, merci de **faire la demande** uniquement à la BAL suivante :





RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

et de **préciser** le ou les groupes auxquels vous souhaitez participer :



- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT NEBEF*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve (RR)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables d'équilibre (RE)*
- ❑ *AT dédiés aux GRD et ELD*
- ❑ *AT dédiés aux opérateurs d'effacement (OE)*

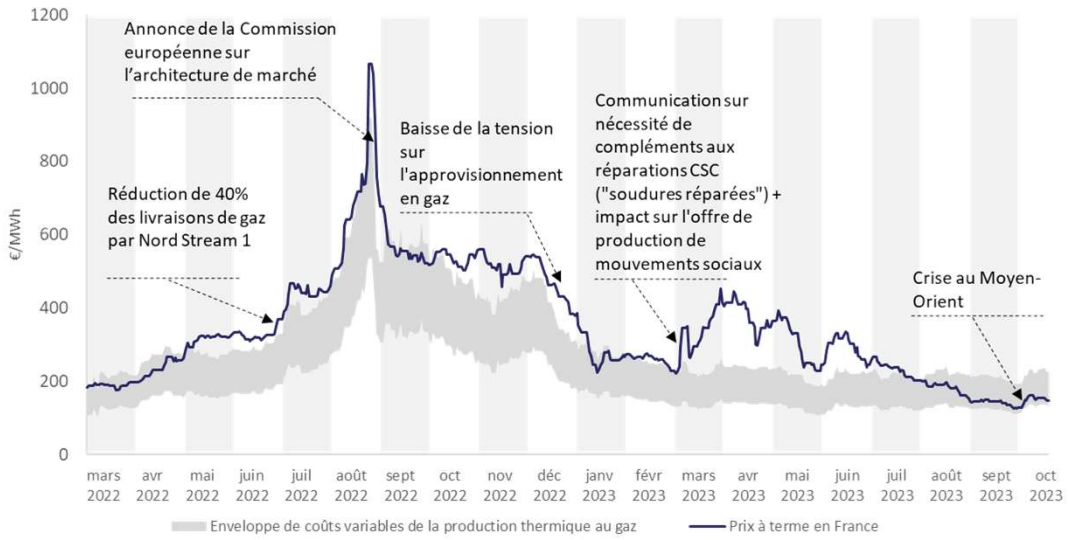
Les prix de marché pour l'hiver n'intègrent plus de prime de risque spécifique à la France

- **En 2023, les prix *spot* de l'électricité se sont situés à des niveaux bien inférieurs à ceux de 2022** (80 €/MWh en moyenne sur le début du mois d'octobre 2023 contre 225 €/MWh pour la même période en 2022)
- Sur les marchés à terme, l'automne 2022 avait été marqué par une forte *prime de risque* pour la France qui traduisait une anticipation de déséquilibre bien supérieur à celui des analyses de sécurité d'approvisionnement de RTE
- Cette *prime de risque* s'était effondrée au début de l'hiver 2022-2023 à mesure que les doutes sur la disponibilité du parc nucléaire se dissipaient

➢ **Pour l'hiver 2023-2024, la *prime de risque* s'est résorbée : les prix pour la France sont cohérents avec ceux des autres pays européens**

➢ **Les prix restent toutefois bien plus élevés qu'avant la crise énergétique**

Evolution des prix à terme en France (Q1 2024 en base, France)



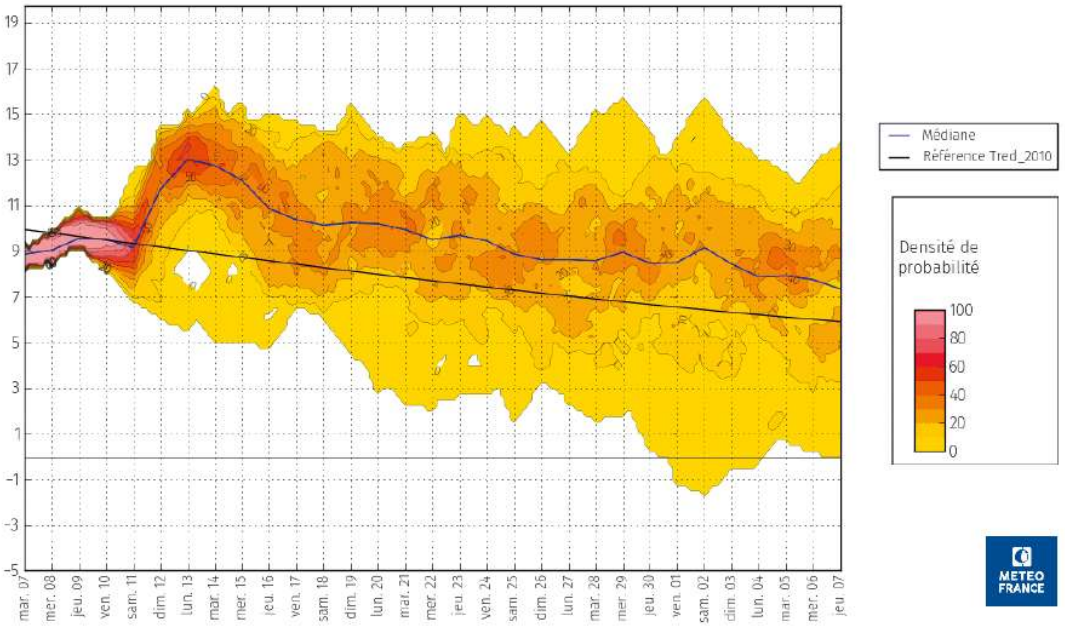
L'analyse statistique peut être complétée par une analyse déterministe basée sur les dernières prévisions météorologiques

- **Sur la base des dernières prévisions météorologiques, l'apparition d'une vague de froid dans les prochaines semaines apparait très peu probable**

- Même si les prévisions sont surtout fiables à des échéances d'une à deux semaines, l'analyse à date conduit à des niveaux de consommation modérés jusqu'à mi décembre.

- RTE actualisera son diagnostic au cours de l'hiver si de nouvelles informations ou prévisions l'amènent à élever le niveau de risque.

Prévisions des températures moyennes en France pour le mois suivant (source : Météo France)



Niveau de confiance dans les prévisions météo

Le réseau de transport d'électricité

Merci!

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)