Le réseau de transport d'électricité

GT Effacements Transverse

DIESE – PMCT

18 février 2022

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. AOE 2023 – Retour de la mise en consultation des projets de documents

2. Règles NEBEF 3.4 – Retour de la mise en consultation du projet de règles

3. Barème de versement fournisseur 2022

4. Points techniques

1 AOE 2023

Retour de la mise en consultation des projets de documents

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Rte a mis en consultation les projets de cahier des charges et de modèle de contrat entre le 25 janvier et le 8 février 2022

Suite à la mise en consultation, 9 retours ont été apportés par les acteurs dont 1 retour commun à 4 acteurs

- EDF
- Enerdigit
- Energy Pool
- Engie
- Eqinov
- Flexcity
- UNIDEN
- Voltalis

+ 4 acteurs ont apporté une réponse commune (Energy Pool, Eqinov, Flexcity, Voltalis)

En remarque préliminaire, plusieurs acteurs, y compris dans le cadre de la réponse commune, ont demandé une visibilité sur la mise en œuvre d'un futur régime de soutien aux effacements pour la période postérieure à 2023.

Un GT dédié est planifié le 11 mars 2022 pour partager sur les orientations d'un régime post 2023

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités du lot 1

1. Retours sur les modalités spécifiques au lot 1 de l'AOE 2023

Eligibilité des sites de soutirage à participer au lot 1 et volumes appelés pour l'AOE 2023

- Un acteur est en faveur de **limiter les volumes appelés pour le lot 1** afin de ne pas favoriser les acteurs déjà en place sur ce segment
  - Les volumes appelés sont l'application stricte des modalités de report prévues dans la décision de la DG COMP

- Un acteur en faveur de limiter l'éligibilité au pluriannuel uniquement aux **capacités de la catégorie 1 n'ayant jamais participé à l'AOE**
  - Cette modalité n'est pas prévue dans la décision de la DG COMP

- Un acteur souligne l'importance de maintenir la **possibilité de remise d'offres pour une durée annuelle**
  - Les offres peuvent porter sur une durée comprise entre 1 et 10 ans, au choix des acteurs, une offre annuelle est possible

- Un acteur en faveur de **contrôler les puissances souscrites uniquement en début d'année** pour éviter la complexité de gestion des dépassements du seuil de 1 MW en cours d'année
  - La puissance souscrite de chaque site devra être ≤ 1 MW à la remise de l'Annexe 1 à chaque début d'année

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités du lot 1

Souplesses : possibilité d'offre en « ramp-up » et de rééquilibrage à la baisse les 3 premières années pour les offres ≥ 4 ans

- Un acteur souhaite **adapter la durée de la souplesse à la durée totale de l'offre :** avec une proposition de durée de souplesse croissante avec la durée de l'offre
  - Rte considère que cette mesure augmente le risque de perte d'opportunité au détriment de capacités réellement disponibles écartées face à des capacités potentiellement rééquilibrées et donc inexistantes

- Un acteur souhaite **limiter le « ramp-up » à 1ère participation d'un acteur à un AO pluriannuel** pour les AO postérieurs à 2023
  - Rte concertera cette mesure pour les futurs AO. L'AOE 2023 étant le premier AO pluriannuel, cette mesure n'est pas nécessaire à ce stade

- Un acteur souhaite **limiter le rééquilibrage sans pénalité à 10 %** contre 25 % dans le projet
  - La majorité des acteurs s'accordant sur le taux de 25 % proposé, Rte propose de maintenir ce seuil

- Un acteur est **opposé à la redéfinition de la pénalité pour rééquilibrage > 25 %** indexée sur le clearing et non la rémunération
  - Cette mesure est intégrée pour prévoir le cas d'un CFD négatif, Rte propose d'ajuster la pénalité à 2,5 % du clearing

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités du lot 1

Interclassement : à critère d'interclassement égal, une offre à durée longue est privilégiée

- Un acteur souhaite **intégrer dans la formule d'interclassement un bonus aux durées longues** et ne pas se contenter d'un critère différenciant entre deux offres au même critère d'interclassement
  - Le bonus aux durées longues intégré à la formule d'interclassement augmente le risque d'élimination de capacités immédiatement disponibles en faveur de capacités disponibles à terme
  - Les deux prochains hivers étant sous vigilance, l'émergence de capacités à court-terme est bénéfique pour le système
  - Les souplesses étant réservées aux offres à durées longues, elles constituent une incitation supplémentaire
  - La visibilité offerte par la durée de la rémunération est aussi un avantage pour les offres à durée d'engagement longue

Rémunération : le modèle de rémunération (CR ou CFD) dépendra notamment du retour de la DG COMP

- **Deux acteurs sont opposés au CFD** alors que **deux acteurs y sont favorables** considérant que ce mode de rémunération est le plus adapté aux soutiens à durées longues et homogène avec le soutien à la production renouvelable
  - Le modèle de rémunération sera notamment déterminé par le retour de la DG COMP qui doit valider sa bonne compatibilité avec les régimes en place

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités du lot 1

Rémunération : application de l'inflation en cas de CFD sur les parts représentant le churn et les OPEX – estimées à 19 %

- **Quatre acteurs** dans leur réponse commune ou individuelle souhaitent **une inflation sur l'intégralité du clearing quel que soit le modèle de rémunération**
- Un acteur estime le **taux de churn surestimé et propose une inflation sur 14 % du clearing**
  - La DGEC va réexaminer les contributions reçues et une réponse sera apportée courant mars.
- Un acteur souhaite **à défaut d'une prise en compte de l'inflation à 100 % une baisse de la puissance engageante tout au long de la durée d'engagement**
  - Rte rappelle que l'objectif de l'AOE est de de favoriser l'émergence de capacités dans la durée, toute mesure introduisant une baisse de la puissance engageante n'est pas souhaitée

Plafond capacitaire : le plafond de prix est fixé à 60 k€/MW

- Un acteur considère que **le plafond de 60 k€/MW n'est pas suffisant pour faire émerger des capacités**
  - Ce plafond est fixé dans la décision de la DG COMP, révisée en 2021, il n'est pas possible de le rehausser pour cet AOE

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités du lot 1

Pénalités : les pénalités sont adaptées dans le cas du CFD pour s'adapter au cas d'une rémunération négative

- **Quatre acteurs** sont en défaveur des pénalités proposées, **les considérant disproportionnées et non plafonnées à 120 % de la rémunération (voire 100 %).** En complément, un acteur a proposé une formule ajustée
  - La formule contient effectivement une erreur, le terme $FIXE_{PP2}$ intégrant déjà la puissance engageante, formule corrigée :

$$Pénalités_N = P_{défaillanteN} \times min\ (10\ \% \times Prix\ de\ Clearing\ AOE_N\ ;\ 20\ \% \times |Prix\ de\ Clearing\ AOE_N - PREC_N|)$$

  - Les pénalités sont dimensionnées en respect du mandat de la DGEC souhaitant qu'en cas de CFD négatif, les éventuels arbitrages avec le mécanisme de capacité seul soient dissuadés. Les démonstrations de risques d'arbitrage en cas de plafonnement excessif des pénalités ont été exposées lors des précédents GT Effacement.
  - Avec cette formule, en cas de puissance complétement défaillante, la perte pour le lauréat est au maximum de 110% fois le Clearing.

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités du lot 2

2. Retours sur les modalités spécifiques au lot 2 de l'AOE 2023

Option P_{20} : elle est maintenue dans le projet d'AOE 2023 uniquement pour les capacités du lot 2

- Un acteur souhaite **la suppression de l'option P_{20}** ou a minima **la suppression du signalement des jours lorsque le prix Spot est supérieur au plafond de prix NEBEF sur un pas horaire** les conditions marché actuelles créant une dilution de la capacité
  - Rte rappelle que 30 % des capacités lauréates à l'AOE 2022 ont souscrit à l'option P_{20}. Les modalités seront requestionnées dans le cadre des AOE d'un futur régime post 2023.
  - La participation des EDA / EDE profilées à l'option P_{20} sera précisée dans les CGV suite à la remarque d'un acteur

Volumes appelés : l'AOE 2023 portera sur 2 902 MW de volumes appelés pour le lot 2

- Un acteur souligne que **les volumes appelés sont insuffisants au regard des volumes candidats à l'AOE 2022** (2 644 MW)
  - Les volumes appelés sont définis dans la décision de la DG COMP (volumes par an et report d'une année à l'autre), ils ne peuvent pas être rehaussés unilatéralement

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités communes aux deux lots

3. Retours sur les modalités communes aux deux lots

Calendrier : le calendrier de lancement de l'AOE a été révisé par rapport à celui de l'AOE 2022

Rappel du calendrier proposé



- Deux acteurs souhaitent **décaler la date de remise des offres à septembre,** un pour des raisons de calendrier commercial et le second soulignant le risque induit par un retard de la réponse de la DG COMP sur le modèle de rémunération
  - Rte propose de maintenir la date de lancement de l'AO. Une éventuelle remise des offres à fin juin avec un clearing 3 semaines après pour étendre la durée de la campagne commerciale pourrait être envisagée si elle convient à tous.

Contrats : les Conditions Générales de Vente sont communes aux deux lots avec des articles spécifiques pour chaque lot

- Un acteur souhaite **dissocier les lots 1 et 2 en deux contrats distincts, pour simplifier les documents** et éviter une démarche d'harmonisation conduisant à « très fortement renforcer, sans concertation et sans justification » les pénalités du lot 2
  - Une telle démarche n'est pas à l'ordre du jour, le lot 2 n'étant pas en CFD, il n'est pas pertinent de transposer les pénalités du lot 1 au lot 2. Par ailleurs les futurs AO dépendront d'un nouveau régime à ce jour non défini.

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités communes aux deux lots

Offres techniques : l'annexe 1 est à soumettre lors de la remise de l'offre

- Trois acteurs souhaitent **la suppression de la soumission de la liste des sites et EDC dès la remise de l'offre technique,** des souplesses étant intégrées au lot 1 et tous les sites n'étant pas recrutés à ce stade, mais de **la soumettre avant la signature du contrat**
- Les acteurs souhaitent par ailleurs **la simplification des données à soumettre (SIRET, NAF, etc.)**
  - Rte est en faveur du décalage de la soumission de l'annexe 1 et proposera une simplification de celle-ci en précisant les données à communiquer. Rte précisera également les exigences en termes de formats de références sites (code EIC et référence unique, code décompte, etc.) afin d'identifier les sites de soutirage en l'absence des autres données.
  - De ce fait, Rte ne sera plus en mesure d'alerter les acteurs en cas de sites présents dans 2 offres dès le clearing.
  - La précision du code NAF sera maintenue, celle-ci permettant d'analyser les secteurs d'activité des sites de soutirage lauréats à l'AOE.
  - L'annexe 1 sera à soumettre avant chaque année de participation pour les contrats pluriannuels (15 novembre N-1), permettant ainsi la mise à jour des listes de sites et de leurs entités de rattachement.

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités communes aux deux lots

Clearing de l'AOE : le clearing de l'AOE est spécifique pour chaque lot

- Deux acteurs souhaitent **la mention explicite dans les contrats de clearing dissociés par lots.**
- Un acteur souligne qu'**à service égal pour le réseau, le clearing doit être identique**
  - Le clearing de l'AOE est bien dissocié par lot, Rte précisera dans la définition des contrats $Clearing_{LOT\ 1}$ et $Clearing_{LOT\ 2}$

Fusions d'offres : il est désormais possible de fusionner des offres lauréates identiques au sein d'un même contrat

- Les trois acteurs s'étant exprimés y sont **favorables**

Rythme de facturation : le rythme de facturation de la part fixe est désormais proposé en deux versements

  - Le projet de contrat contient une erreur sur la date du second versement qui est bien prévu en juillet N

- **Quatre acteurs sont favorables** à l'évolution alors que **quatre acteurs souhaitent une facturation de 100 % dès janvier N** dont un acteur qui privilégie à défaut de maintenir les modalités actuelles soulignant la nécessité de **stabiliser le rythme de facturation**
  - Une facturation à 100 % dès janvier N n'est pas compatible avec le rythme de versement DGEC → Rte
  - Rte tentera de stabiliser le rythme de facturation, qui évolue en réponse aux demandes des acteurs. Il semble qu'une facturation en 2 x soit plus proche des attentes des acteurs que la facturation actuelle par 12ème

AOE 2023 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Modalités communes aux deux lots

Régularisation en N+1 : il est désormais proposé de régulariser sur la base du NCC en vigueur à octobre N+1

- Trois acteurs sont favorables voire très favorables à une **régularisation sur le NCC d'octobre N+1** alors que deux acteurs y sont défavorables, souhaitant **maintenir une régularisation sur la base du NCE provisoire validé**, estimant que le NCC peut soit être manipulé, soit retarder la facturation
  - La régularisation sur la base du NCC N+1 permet de proposer une date de facturation ferme et commune à tous, s'affranchissant des échanges sur le NCE provisoire étant aujourd'hui sur le chemin critique de la facturation
  - La date d'octobre N+1 pour la sélection du NCC en vigueur a été choisie en cohérence avec la date d'enchère de rééquilibrage en N+1 du mécanisme de capacité

Sur-effacement est plafonné à 20 % et rémunéré à 75 %

- 4 acteurs souhaitent un **déplafonnement du sur-effacement tant que les objectifs de la PPE ne sont pas atteints**
  - Ce mécanisme s'apparente à un guichet ouvert n'étant pas permis par le cadre règlementaire

2 NEBEF 3.4

Retour sur l'appel à contributions

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de documents

Rte a mis en consultation le projets de règles NEBEF 3.4 entre le 7 janvier et le 7 février 2022

Suite à la mise en consultation, 8 retours ont été apportés par les acteurs

- ADEeF
- Alpiq
- EDF
- Energy Pool
- Engie
- Eqinov
- Flexcity
- Voltalis

Rappel du planning d'évolution des règles NEBEF 3.4



NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

1. Refonte de l'agrément technique

Critère de fiabilité : calculé sur les années N-2 et N-3 avec écrêtement des sur-effacements

- Méthode de calcul : Trois acteurs sont favorables à la méthode de calcul alors qu'un acteur est en défaveur de l'écrêtement des sur-effacements, considérant que cela incite les acteurs à sous-évaluer les effacements
- Nombre d'activations : Un acteur souhaite que N-3 soit pris en compte si N-2 comporte moins de 3 activations et un acteur souhaite que les activations soient comptées par EDA et par jour et non par activation
  - Les mesures proposées visent à rendre l'indicateur de fiabilité le plus représentatif possible
- Période : Un acteur estime que la durée entre le manque de fiabilité et la limitation est trop importante
  - Une fiabilité sur des mois glissants est moins représentative que sur une période calendaire ce qui explique N-2 au plus tôt
- Publication : Un acteur souhaite une publication au fil de l'eau de l'indicateur de fiabilité
  - La fiabilité étant un indicateur global, une actualisation au fil de l'eau est peu cohérente
  - L'indicateur N-3 sera publié en N-2 donnant une première indication sur la fiabilité appliquée à N. Le contrôle du réalisé (constituant la fiabilité) est quant à lui publié en M+2, un acteur peut ainsi suivre la tendance d'évolution de sa fiabilité au fil de l'eau.

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles
Refonte de l'agrément technique

Barème : La fiabilité d'un acteur définit la capacité maximale valorisable sur le MA et le NEBEF lors d'une année N

- Deux acteurs sont **en faveur de la limitation proposée**, un troisième souhaite un **réajustement de la première tranche à 70 %**
- Un acteur est **opposé à la limitation d'un acteur s'effaçant moins de 3 jours** en N-2
  - Rte considère qu'un indicateur avec moins de 3 jours d'effacement n'est pas représentatif et rappelle que les acteurs se sont effacés en moyenne de 37 jours en 2020
- **Trois acteurs sont en défaveur**, considérant que cela impacterait fortement les acteurs en cas de forte hausse du gisement certifié ou encore que cela n'inciterait pas les petits acteurs à la fiabilité avec un premier seuil trop élevé
  - Rte rappelle, que l'objet de l'agrément technique n'est pas une pénalisation d'un acteur peu fiable, ce qui serait l'esprit d'une limitation en fonction du NCE, mais bien une protection du système électrique.
  - Illustration avec la proposition d'un acteur, avec un portefeuille de 2 GW fiable à 60 % (limité ainsi à 0,9 x NCE_{N-2}) fait peser 720 MW d'incertitude sur le système, incertitude beaucoup trop importante pour l'exploitation du système.
  - Rte propose une limitation plus progressive avec l'ajout d'une tranche intermédiaire à 75 % de fiabilité

	Limite sur MA ou NEBEF au pas demi-horaire
Fiabilité N-2 (%)	**Nouvelle proposition**
Fiab ≥ 80 %	Pas de limitation
Nouveau **75 % ≥ Fiab > 80%**	**600 MW**
70 % ≥ Fiab > 75 %	400 MW
60 % ≥ Fiab > 70 %	200 MW
50 % ≥ Fiab > 60 %	100 MW ou si 1ère année ou < 3 j d'effacement
< 50 %	50 MW

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles
Refonte de l'agrément technique

Calendrier de publication de l'indicateur de fiabilité et visibilité des acteurs

- Plusieurs acteurs souhaitent **un maximum de visibilité sur la limitation appliquée**, notamment en lien avec le calendrier AOE
- Un acteur souhaite une **anticipation d'un mois du calendrier de publication de l'indicateur** provisoire et définitif :
  - **31 mai N-1** : publication de l'indicateur provisoire ▸ Rte publiera l'indicateur provisoire au 31 mai N-1
  - **30 septembre N-1** : publication de l'indicateur définitif avec une date limite de contestation au 31 août

  ▸ Le processus de convergence vers l'indicateur définitif demande plusieurs échanges et aller-retour entre Rte et chaque acteur, ces échanges ne pourront pas être réalisés au cours de l'été uniquement.

  ▸ Rte préfère maintenir une publication au 31 octobre N-1 afin de prendre en compte le maximum de contestations dans l'établissement des indicateurs définitifs.

  ▸ Rte rappelle par ailleurs qu'un suivi du contrôle du réalisé au fil de l'eau permettra l'optimisation du temps de validation des indicateurs provisoires.

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles
Refonte de l'agrément technique

Modalités de mise en œuvre

- Suppression de l'écart OE : Plusieurs acteurs ont demandé l'inscription **d'une date de suppression en dur dans les règles** pour ou a minima d'un préavis de 3 à 6 mois avant sa suppression.
  - Rte notifiera les acteurs 3 mois avant la mise en œuvre de la mesure
- Prolongement des agréments actuels : un acteur est en **défaveur de la prolongation jusqu'à fin 2023 des agréments techniques arrivant à échéance** après l'entrée en vigueur des règles
  - Cette mesure permet de ne pas superposer deux régimes d'agrément technique. Par ailleurs, les effacements réalisés en 2022 et 2023 seront pris en compte dans la limitation en 2024 et 2025, incitant à une bonne fiabilité dès à présent.
- EDE à écrêter en cas de limitation : un acteur questionne sur le **choix de l'EDE à écrêter en cas de programme déclaré dépassant la limitation**
  - Comme actuellement pour l'écart OE, ce sont les derniers programmes déclarés qui sont écrêtés

Retrait de l'agrément : en cas de 3 indicateurs de fiabilité < 50 %, l'acteur est mis en demeure risquant le retrait de l'agrément

- Un acteur propose un échange plus progressif avec Rte dès le premier indicateur < 50 % :
  - Mise en demeure avec 3 mois pour présenter des solutions pour améliorer la fiabilité
  - En cas de 3ème année avec une fiabilité < 50 %, seconde mise en demeure avec 10 jours pour apporter des solutions : retrait de l'agrément si les propositions sont insuffisantes
  - Rte propose d'inscrire dans les règles l'obligation de soumettre sous 3 mois un dossier proposant des solutions d'amélioration de la fiabilité dès lors que l'indicateur est inférieur à 50 % (afin d'ouvrir l'échange avec Rte)

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

2. Homologation des méthodes par prévision et par historique

Méthode par prévision : simplification de l'homologation initiale, 3 calculs du critères de suivi minimum, carence en cas de perte d'homologation

- **L'ensemble des acteurs** s'étant exprimé est en **faveur des modalités proposées**
- Un acteur soulève le **risque de retrait d'homologation** en cas d'absence d'envoi de prévisions pour un **site sorti d'un périmètre OE** pendant 10 mois
  - L'OE devra demander dans ce cas une fin d'homologation au moment de la sortie du site du périmètre de l'OE, le délai de carence s'appliquera dès la demande (évitant les entrées / sorties pouvant détourner la règle de 3 critères de suivi par an)
- Un acteur souligne le risque de **non calcul des indicateurs même en cas de transmission de la prévision**
  - Ce cas ne se rencontre actuellement qu'en cas d'absence de courbe de charge, les nouvelles règles prévoient une erreur nulle dans ce cas, l'indicateur sera systématiquement calculé en cas d'envoi de prévision

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

Homologation des méthodes par prévision et par historique

Le critère de suivi évolue pour se baser sur la capacité maximale

- La majorité des acteurs est **favorable à cette évolution** et un acteur souhaite **la mise en place de contrôles spécifiques pour éviter la manipulation de la capacité maximale**
- Un acteur souhaite que les **changements de puissance souscrite en cours de mois n'impactent pas les contrôles de cohérence** avec la capacité maximale
  - Le contrôle entre la capacité maximale et la puissance souscrite se fera avant chaque début de mois pour le mois entier
  - Pour les sites ne disposant pas de puissance souscrite (sites en décompte), un audit ponctuel à la main du gestionnaire de réseau est envisagé afin de contrôler la cohérence de la capacité maximale (ex : contrôle que Capa Max est inférieure ou égale à la puissance maximale soutirée)
- Deux acteurs demandent la **suppression de la date I de mise en œuvre de la mesure**, ou une **notification 6 mois avant** son entrée en vigueur
  - Rte informera les acteurs 3 mois avant l'entrée en vigueur de la mesure prévue en T1 2023
  - Par ailleurs, la date I ne s'applique plus pour l'application la limitation à 5 périodes disjointes d'indisponibilité, cette mesure s'appliquant désormais au 1er juillet 2022, dès l'entrée en vigueur des règles NEBEF 3.4

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

Homologation des méthodes par prévision et par historique

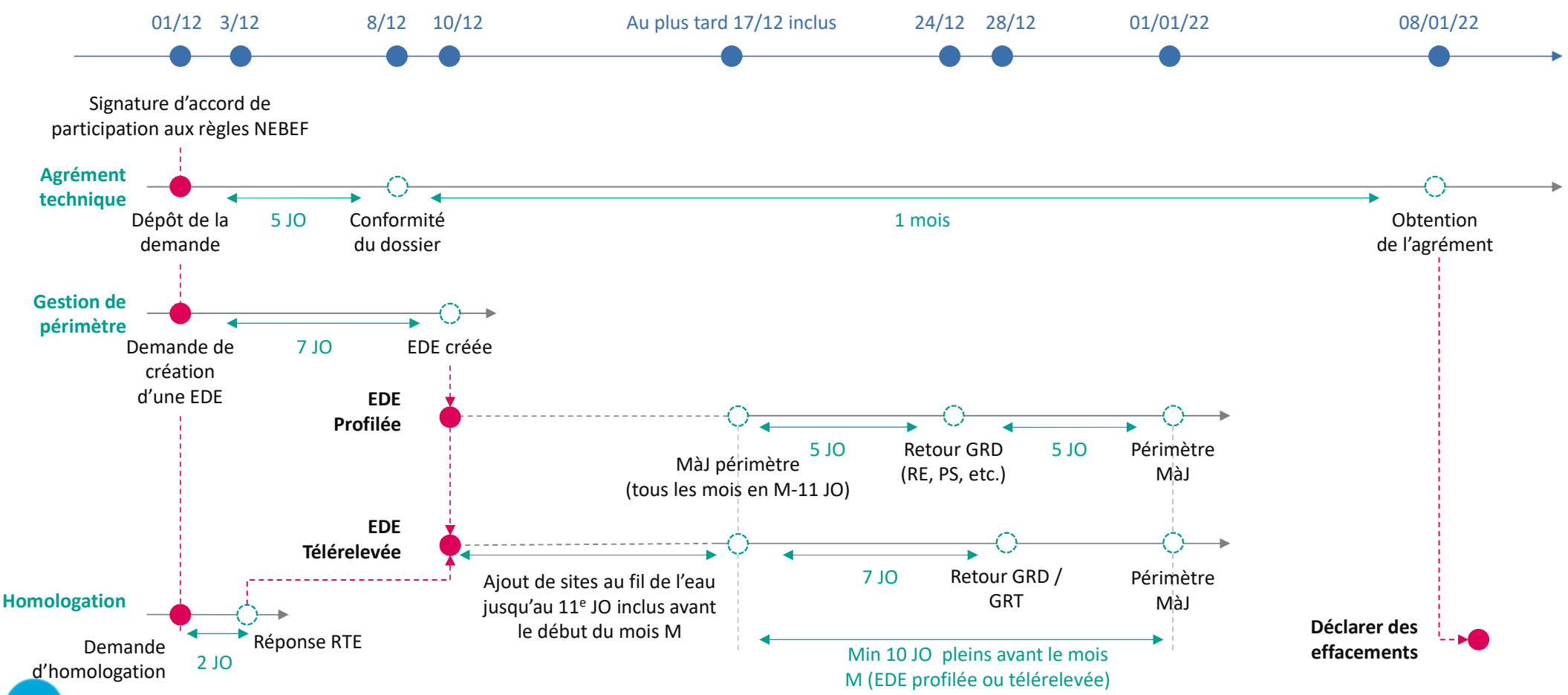
Précisions diverses dans les règles

- Traitement d'une homologation à la méthode par prévision : Deux acteurs sont opposés à la précision conditionnant le rattachement à l'obtention de l'homologation, introduisant un délai supplémentaire de 7 JO non concerté selon eux
  - Cette précision est liée à un manque dans les règles 3.3, elle s'aligne avec les mesures définies pour la méthode par historique. Par ailleurs, suite à l'automatisation des demandes d'homologation, ce délai sera ramené à 2 JO pour la prévision et l'historique

- Reprévision en J-2 en cas de prévision vide en S-1 et inversement : Deux acteurs sont opposés à cette mesure
  - Une reprévision impliquant une prévision initiale, cette précision vise à empêcher un risque de surestimation d'une prévision à l'approche de jours de tension mieux prévisibles en J-2.
  - La déclaration d'une indisponibilité à J-2 sera instruite ultérieurement.
  - En outre, Rte propose de supprimer l'heure limite d'envoi de prévisions fixée actuellement à 16h30 (en S-1 ou en J-2), les prévisions pour NEBEF pourront ainsi être envoyées jusqu'à 23h59

NEBEF 3.4 – synthèse des délais à respecter pour la gestion de périmètres

Illustration : 2021



NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

3. Contrôle du réalisé en cas d'absence de courbe de charge du GRD pour les sites télérelevés

<u>Télérelevé :</u> Considérer le volume effacé de l'EDE comme étant le volume retenu et ventilation entre les sites suivant la Capa Max pour le modèle corrigé

- Deux acteurs sont **favorables à la proposition,** deux acteurs sont **opposés à cette mesure considérant qu'elle pourrait impacter des sites de soutirage potentiellement indisponibles** (rebouchage de sites n'ayant pas consommé par exemple)
- Les deux acteurs proposent que **la courbe de charge manquante soit considérée comme étant nulle**
  - Analyse de l'absence de courbes de charges en 2021, en réponse à la demande d'acteurs (sur la base d'une photo à date)
    - 0 % de courbe de charge absente à M+4
    - Vu de février 2022 : 5 courbes de charges manquantes à M+2 et 3 à M+3
  - Les retours étant équilibrés entre les deux propositions, Rte soumet le choix aux acteurs

<u>Profilé :</u> Rte propose d'instruire la mesure pour un futur jeu de règles

- Un acteur propose la prise en compte des données OE pour les sites disposant d'une qualification profilé / sous-mesure
  - Rte propose de concerter cette mesure dans le cadre d'un prochain jeu de règles

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

4. Evolutions complémentaires

Passage du seuil des EDE profilées à 36 kVA comme pour le Mécanisme d'Ajustement

- **L'ensemble des acteurs** s'étant exprimés **sauf un** sont **favorables à la proposition**
  - Rte propose la mise en œuvre de la mesure

Envoi des données de sous-mesure en S+1 pour le rebouchage des sites au modèle corrigé

- **Deux acteurs sont opposés** à la mesure, dont un le **justifiant au regard de la durée de l'expérimentation**
  - La contrainte liée à la date F s'appliquant pour l'ensemble des sites au modèle corrigé, il est nécessaire d'aligner le processus de rebouchage des courbes issues de la sous-mesure avec celui des courbes issues des gestionnaires de réseau
- Un acteur demande par ailleurs la **présentation d'un REX sur l'expérimentation** et la définition de **critères justifiant la pérennisation** de la mesure
  - Ce REX sera présenté lors d'un prochain GT Effacement

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

5. Evolution des barèmes de versement fournisseur pour le modèle régulé

Intégration du coût de la capacité dans les barèmes de versement télérelevés et profilés – applicable à partir du barème 2023

- **Seuls deux acteurs sont opposés** à la prise en compte de la capacité dans les barèmes
  - un interrogeant la **conformité de la mesure avec le droit européen**
  - un second soulignant la complexité introduite si une situation comme 2022 avec un **relèvement du plafond ARENH en cours d'année** se produit
  - Les analyses juridiques relatives à l'intégration du coût de la capacité dans les barèmes ont été exposées en concertation et dans le rapport d'accompagnement
  - Le relèvement du plafond ARENH en cours d'année devrait rester un évènement exceptionnel qui sera par ailleurs traité comme tel dans le barème 2022
- Un acteur souligne le **manque de simplicité de la formule du barème télérelevé** avec la publication du terme (Obligation / Energie), la prise en compte sur le poste Off-Peak et la référence de prix de capacité spécifique à la part ARENH écrêtée
  - L'ensemble de ces mesures ont été concertées, Rte a proposé l'approche simplifiée et l'approche la plus représentative de la réalité d'approvisionnement des fournisseurs. L'avis majoritaire des acteurs a été considéré
  - Par ailleurs, seul le terme Obligation / Capacité sera publié en complément du barème télérelevé, les autres données étant publiques, elles sont opposables et permettent aux acteurs de recalculer le barème

NEBEF 3.4 – Retours des acteurs à la mise en consultation des projets de règles

Evolution des barèmes de versement fournisseur pour le modèle régulé

Cas du barème profilé

- Un acteur souligne **le manque de transparence des modalités pratiques, tant sur le calcul que l'information des acteurs**
  - Le barème profilé étant basé sur la part énergie (et capacité dès 2023) du Tarif Règlementé de Vente d'électricité (TRVe), l'ensemble des hypothèses, méthodes et formules de calcul sont détaillées et justifiées dans les délibérations de la CRE à chaque mouvement du TRVe. Par ailleurs, les fichiers des valeurs détaillées sont disponibles dans l'Open Data de la CRE.
  - En complément des délibérations de la CRE sur les mouvements du TRVe, Rte informera désormais les acteurs de la mise à jour des barèmes profilés via Market Services

- Plusieurs acteurs souhaitent **la généralisation du modèle corrigé à l'ensemble des sites de soutirage,** évitant ainsi le recours à des barèmes de versement, n'étant par nature qu'une estimation du coût réel supporté par le fournisseur
  - Rte lancera une instruction en 2022 en vue d'une éventuelle évolution dans un futur jeu de règles

3 Barème de versement fournisseur 2022

Modalités prévisionnelles de prise en compte des 20 TWh d'ARENH dans le barème de versement

L'Etat a annoncé la mise à disposition de 20 TWh d'ARENH supplémentaires pour 2022 à compter du mois d'avril

- Le barème de versement fournisseur doit refléter le coût d'approvisionnement des fournisseurs sur les marchés de gros
- L'ARENH supplémentaire bénéficiant aux fournisseurs et aux consommateurs finaux, il apparait légitime de faire évoluer le barème de versement pour en tenir compte (nombreuses questions des acteurs à l'appel à contribution)
- Les règles NEBEF ne prévoient néanmoins aucune modalité de mise à jour du barème en cours d'année, le meilleur véhicule réglementaire devra être défini avec la CRE
- Les modalités de mise en œuvre devront être définies une fois les décrets et délibérations publiées

Calendrier prévisionnel :

- 1er janvier 2022 : Entrée en vigueur du barème Télérelevé
- 1er février 2022 : Entrée en vigueur du barème profilé, calé sur la part énergie du TRVe, telle que calculée par la CRE, à partir des coûts d'approvisionnement des fournisseurs
- Mars : Décret ARENH et délibérations CRE associées

Une fois ces éléments connus, nous reviendrons vers vous pour vous expliquer comment ces 20 TWh d'ARENH pourront être pris en compte dans les barèmes de versement 2022

4 Faits marquants SI

Automatisation des demandes d'homologation

❑ Evolution du canal pour les demandes d'homologation

- La bascule du canal mail vers **le canal RMC** est effective depuis le 19 janvier 2022.
  Pour rappel, plus aucune demande via mail ne sera traitée.

- Retour d'expérience sur le premier mois d'utilisation:

Pourcentage de formulaires ayant le bon format	91%
Parmi les formulaires ayant le bon format , pourcentage de demandes sites acceptées	96%

Evolution Protéine

- Depuis le 10 février, il est possible d'extraire en fichier CSV les capacités d'effacement min et max des EDE via protéine



Règles NEBEF SI

❑ Les règles NEBEF SI ont été mises à jour au 1er janvier 2022:

➢ Mise à jour du format et des canaux de demandes d'homologation

OE	RTE	NEBEF_HMLG *(Formulaire de demande d'homologation)*	• Messagerie (Jusqu'au 18 janvier 2022 inclus) : Destinataire : rte-init-si-market@rte-france.com avec en copie le chargé de relation client • A partir du 19 janvier 2022 inclus: Envoi automatique HTTPS: https://portail.iservices.rte-france.com/RmcServer/upload/PV/DMD_HMLG Envoi manuel HTTPS: https://portail.iservices.rte-france.com/RmcVisu/SendMessages.do Application destinatrice: "PV" Code flux : "DMD_HMLG"

		(Réponse aux demandes d'homologation)	• Récupération automatique : Code application : "PV" Code flux : "REP_HMLG" API : voir les commandes disponibles dans la documentation GUIDE D'UTILISATION API TELECHARGEMENT • Récupération manuelle (dernier fichier): IHM : https://portail.iservices.rte-france.com/RmcTelechargement Code application : "PV" Code flux : "REP_HMLG"

➢ Ajout des canaux de notifications de réception des fichiers prévisions

RTE	OE	*(Notification de réception du fichier PREV_OE soumis par l'OE)*	• Récupération automatique : Code application : "PV" Code flux : "PV_NOTIF_NEB" API : voir les commandes disponibles dans la documentation GUIDE D'UTILISATION API TELECHARGEMENT • Récupération manuelle (dernier fichier): IHM : https://portail.iservices.rte-france.com/RmcTelechargement Code application : "PV" Code flux : " PV_NOTIF_NEB "
RTE	OE	*(Notification de réception du fichier REPREV_OE soumis par l'OE)*	

A prévoir en 2023 : la migration du référentiel NEBEF dans GIPSE

- Pour harmoniser les processus MA et NEBEF, RTE prévoit de migrer le référentiel NEBEF dans GIPSE en 2023:

- Création/Modification/Clôture des EDE
- Ajout/Suppression de sites RPT dans une EDE
- Modification de la capacité d'effacement des sites RPT
- Suivi des périmètres mensuels (EDE, sites, capacité d'effacement EDE …)

- Dépôts des fichiers de référentiels des sites RPD

Le réseau de transport d'électricité

Merci !

Date du prochain GT : Vendredi 11 mars (spécifique au futur régime d'aides)

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)