

**CONSULTATION PUBLIQUE N°2022-11 DU 20 OCTOBRE 2022 RELATIVE AUX TARIFS
D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE
(TURPE 6 HTB ET HTA-BT)**

Réponse ENGIE

Préambule

ENGIE remercie la CRE pour cette consultation et la prie de bien vouloir trouver ci-après ses réponses aux questions soulevées.

Question 1 : Pour l'année 2022, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les coûts de congestions à 100% au CRCP ?

ENGIE est favorable à cette proposition.

Question 2 : Pour les années 2023 et 2024, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de remplacer la régulation incitative sur les coûts de congestions nationales et internationales par une régulation incitative portant sur les volumes de congestions nationales et internationales, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

ENGIE est favorable au fait de remplacer l'incitation sur les coûts de congestion par une incitation, dès 2023, sur les volumes d'ajustement pour motif congestion (congestions nationales) et sur les volumes de congestions internationales. L'effet prix n'est pas maîtrisable par RTE, cette nouvelle incitation est davantage en ligne avec les leviers à la main de RTE.

ENGIE n'a pas les éléments pour challenger les prix de référence proposés et s'en remet aux analyses et à l'expertise de la CRE pour les établir.

Afin de contrôler l'effet des efforts entrepris depuis des années concernant la gestion des congestions (recours à la flexibilité, nouvelles interconnexions, etc....), nous demandons la mise en place d'un suivi précis des congestions. Pour cela, RTE devrait publier chaque année un bilan exhaustif desdites congestions (le réalisé), en y associant les prévisions à court et moyen termes au sujet des volumes de congestions estimées (le prévisionnel). Ces éléments permettront d'assurer le suivi dans le temps de manière transparente et seront très utiles afin, d'une part, de justifier la performance des leviers d'optimisation mis en œuvre et, d'autre part, de remédier aux dérives potentielles constatées.

Question 3 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer la régulation incitative portant sur les coûts de constitution des réserves d'équilibrage par une régulation incitative portant sur les volumes d'ajustements pour motif de reconstitution des services système et marges, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

ENGIE approuve la proposition de la CRE de financer l'intégralité du coût de constitution des réserves R1, R2 et RR-RC par le CRCP, sans mesure incitative pour RTE et de faire porter la régulation incitative exclusivement sur les volumes d'ajustements pour motif « SSY » et sur les volumes d'ajustements pour cause « marges » pour les années 2023 et 2024.

Concernant la reconstitution des réserves pour cause SSY :

- Idéalement, l'incitation ne devrait porter que sur les cas de dégradation SSY faisant suite à une action de RTE (en l'occurrence une activation pour P=C), RTE n'ayant pas de levier sur la dégradation suite à défaillance d'un acteur.
- Un ajustement de type dégradation SSY, financé par les acteurs d'ajustement concernés, peut être soumis à un régime d'incitation car il peut fausser le prix de règlement des écarts. L'acteur d'ajustement concerné inclut dans son prix d'offre à la baisse une provision car, s'il se fait arrêter, il va dégrader ses SSY et donc payer une pénalité. Il peut même vouloir se faire payer pour baisser. Par conséquent, si le système s'avère être long, alors le PRE va intégrer ce prix artificiel.

Est-ce que l'impact de l'arrivée de l'activation R2 selon la préséance économique (mai 2023 sur le périmètre France, fin 2023 pour PICASSO) a été pris en compte dans la trajectoire ? Nous pourrions en effet nous attendre à ce que cela induise une sur-programmation des responsables de réserves (en prévision d'une participation en offre libre, notamment pour celles certifiées en asymétrie), réduisant ainsi la nécessité pour RTE de recourir à des appels au MA pour reconstituer les réserves manquantes.

Question 4 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inclure les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage à 100% au CRCP pour les années 2023 et 2024 ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'inclure les abattements, pénalités et indemnités « liées à un bilan de réserve négatif » à 100% au CRCP pour les années 2023 et 2024. Ceci est cohérent, d'une part, avec le fait que les coûts de constitution des réserves soient supportés à 100% au CRCP et, d'autre part, avec le fait que ces pénalités ne soient globalement pas à la main de RTE (cf. défaillance de l'acteur ou défaut de programmation).

Par souci de cohérence avec la question 3, nous nous interrogeons juste sur la pertinence d'une incitation sur les indemnités liées « à un déficit de Services Système en raison d'un ajustement sur le

MA ». De la sorte, RTE aurait deux incitations : une sur le volume global au MA pour cause SSY/marge, et une sur les pénalités liées au déficit de SSY.

Question 5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, pour les années 2023 et 2024, de remplacer l'incitation à 100% sur les coûts de la part variable de la compensation synchrone par une régulation incitative portant sur les volumes d'énergie valorisée au titre de la compensation synchrone, ainsi qu'aux modalités de cette dernière ?

ENGIE est favorable au remplacement de l'incitation à 100% des achats liés aux services système tension par une incitation portant uniquement sur les volumes d'énergie valorisés au titre de la compensation synchrone. Cela évitera que RTE ne subisse l'envolée des prix de gros de l'électricité sans en avoir la maîtrise ni la responsabilité.

ENGIE n'a par contre pas les éléments pour challenger le prix de référence proposé ni la trajectoire en volume et s'en remet aux analyses et à l'expertise de la CRE pour les établir.

Par ailleurs, nous profitons de cette consultation pour rappeler que la CRE indique le fait que RTE dispose de moyens pour effectuer le réglage de la tension en sollicitant notamment les groupes de production démarrés les mieux placés par rapport aux contraintes. ENGIE est naturellement d'accord avec ce principe et souligne que la production raccordée sur le réseau de distribution pourrait aussi efficacement participer à soutenir le plan de tension. Cependant, ces dernières années n'ont pas été mises à profit pour permettre à ce gisement, réparti sur le territoire et localisé au plus proche des contraintes rencontrées par RTE, de participer au soutien du plan de tension. En effet, il n'existe pas de service réseau tension pour le réseau de distribution. La production raccordée sur le RPD a donc des capacités constructives en réactif installées et sous-utilisées.

La seule évolution en cours de mise en place consiste à imposer un réglage été/hiver en tangente phi fixe à la production raccordée au réseau de production. C'est la démonstration concrète que la production raccordée sur le RPD a un impact positif pour soutenir la tension dès lors que les règles des GRPD prévoient non plus d'optimiser seulement le raccordement mais prennent en compte le fonctionnement du système électrique.

Selon ENGIE, il est urgent de tracer une trajectoire de travail dans le but d'intégrer les EnR au fonctionnement du réseau en ouvrant la participation aux services systèmes réseau à ces dernières. Dans ces conditions, ENGIE sollicite le soutien de la CRE afin qu'un calendrier soit pris en compte dans la prochaine délibération pour que les travaux puissent être relancés rapidement par les gestionnaires de réseau (ENEDIS a indiqué travailler sur le sujet mais sans se fixer d'objectif précis, RTE quant à lui ne prévoit rien à date).

À noter : ENGIE rappelle la délibération de la CRE de 2016 concernant les orientations sur le système de rémunération des Services Système Tension, qui indiquait le besoin d'analyser d'autres moyens de réglage de la tension pouvant être sollicités par RTE (notamment, les services pouvant être offerts par les consommateurs industriels ou encore par **les producteurs raccordés à un réseau de distribution**,

la gestion de la puissance réactive à l'interface avec les réseaux publics de distribution et les moyens de compensation alternatifs pouvant être déployés sur le réseau public de transport, comme les condensateurs et les selfs), leur efficacité et les coûts associés.

La CRE précisait qu'approfondir ces travaux permettra d'optimiser plus globalement le recours à l'ensemble des moyens de réglage de la tension dans la perspective de minimiser les coûts tout en garantissant la sûreté du système électrique. ENGIE partage pleinement ces éléments.

Question 6 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution de la CRE pour l'incitation sur le volume d'achat des pertes supportées par RTE et Enedis ?

ENGIE comprend la problématique liée à la méthode actuelle de calcul du prix d'achat de référence pour la compensation des pertes et est favorable à un gel de ce prix d'achat unitaire à la valeur définie au moment de l'élaboration du TURPE 6.

Il conviendra néanmoins de réinterroger ce tarif dans le cadre de l'élaboration du prochain TURPE.

Question 7 : Êtes-vous favorable à la correction de la trajectoire de production immobilisée pour les années 2023 et 2024 ?

ENGIE partage le constat de la CRE relatif à l'accroissement de main-d'œuvre nécessaire pour assurer les missions de RTE, qui s'explique notamment par les nombreux projets d'investissements de RTE. Cela concerne notamment les travaux de renouvellement prévus dans le SDDR 2019 qui seraient en augmentation selon le document *Futurs énergétiques 2050 – Chapitre 10 (réseaux)*. ENGIE souligne que ces besoins se conjuguent avec l'augmentation et l'accélération des demandes de raccordement des producteurs à terre comme en mer, mais cela concerne également le fort développement des grands projets de décarbonation de l'industrie.

ENGIE encourage donc la CRE à tenir compte de ces évolutions importantes et durables concernant la charge de travail des gestionnaires de réseaux. La transition énergétique génère de nouveaux besoins, cela doit être naturellement intégré dans la réflexion au moment où les pouvoirs publics appellent les acteurs à accélérer le développement des énergies renouvelables et la décarbonation de l'industrie.

Question 8 : Êtes-vous favorable à la restitution aux utilisateurs du réseau des montants transférés de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement ?

ENGIE est favorable à la restitution aux utilisateurs du réseau des montants transférés de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement.

Question 9 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi du taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec le demandeur et au mécanisme incitatif associé ?

ENGIE est favorable à la mise en place d'un suivi du taux de transmission des propositions techniques et financières dans les délais convenus avec le demandeur et au mécanisme incitatif associé.

ENGIE souhaite préciser que la procédure de raccordement approuvée par la CRE doit être en premier lieu la règle générale (remise d'une PTF sous 3 mois) à respecter, le délai convenu avec le demandeur devant être l'exception. En effet, les producteurs ont accepté, à titre exceptionnel et dans un souci d'apporter leur aide à RTE, de prévoir temporairement une extension de 1 mois pour la remise d'une PTF. ENGIE souhaiterait que cette situation soit effectivement temporaire et que le retour au délai prévu par la procédure soit clarifié dès que possible. RTE est-il dorénavant organisé pour faire face aux demandes dans les délais prévus dans la procédure de raccordement (3 mois pour une remise de PTF) et prêt à être incité sur ces bases ?

Par ailleurs, RTE a lancé une concertation concernant le processus de PEFA et PTF, ENGIE restera attentif aux différentes propositions exposées, car il ne s'agirait pas de contraindre le développement des EnR par la procédure de raccordement d'un côté alors que les pouvoirs publics appellent à accélérer le développement des EnR de l'autre.

Concernant les moyens dont doit disposer RTE : cf. réponse apportée à la question 7.

Question 10 : Partagez-vous l'intérêt de suivre également le délai moyen de transmission des propositions techniques et financières ? Considérez-vous pertinent d'introduire une incitation financière relative à cet indicateur ?

ENGIE préfère se concentrer sur l'indicateur de la question 9 : suivre le taux de délai de transmission des propositions techniques et financières respectant la procédure (3 mois) par rapport au volume de demande. Cela permettra de s'assurer que l'organisation de RTE mise en place est pleinement opérationnelle pour accompagner efficacement l'accélération de la transition énergétique.

Question 11 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'autres indicateurs ou de nouvelles mesures incitatives appropriées concernant le processus de raccordement ?

Pas de demande additionnelle, par contre ENGIE souhaiterait avoir des précisions concernant l'indicateur « *délai moyen de raccordement* ». En effet, d'après le site RTE : <https://www.services-rte.com/fr/qualite-de-service-de-rte-indicateurs-2021.html>, extrait :

Délais moyens de raccordement par segment : EnR terrestre	nombre de mois	28	50	33
Délais moyens de raccordement par segment : Distributeurs et Consommateurs	nombre de mois	44	28	20

Nous relevons des disparités importantes d'une année sur l'autre, sans que nous ayons eu connaissance des raisons et autres explications concernant ces taux. Nous demandons que soit précisé le périmètre de ces performances : Est-ce que cela concerne le délai entre la signature de la PTF et la mise à disposition du raccordement ?

De manière générale, nous souhaiterions que soit publié annuellement un rapport concernant les délais de raccordement des gestionnaires de réseaux. En effet, pour proposer des améliorations pertinentes il est absolument nécessaire d'avoir ce type de rapport. Le rapport en lien avec les incitations mises en place par la CRE devrait apporter des réponses à ce type de question : Qu'est ce qui fonctionne ? Qu'est ce qui ne fonctionne pas ? Quels sont les segments en amélioration et ceux qui se détériorent ? *etc...*

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'inclusion, au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés par RTE, des créances irrécouvrables des responsables d'équilibre au CRCP ?

ENGIE est d'accord avec cette proposition. En revanche, RTE doit se comporter en opérateur efficace et notamment veiller à :

- La justesse du calcul de l'encours ;
- L'émission de factures correctes ;
- La publication du suivi de l'encours sur le Portail Service et non sur l'Espace Personnalisé Client (EPC) qui n'est plus utilisé par les acteurs (comment RTE explique-t-il que l'ensemble des fonctions de l'EPC n'ait pas été reporté sur le nouveau portail ?) ;
- Assurer son devoir d'alerte auprès des Responsables d'Equilibre.

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'ajout de l'action « partage des capacités transfrontalières françaises sur la plateforme MARI pour les activations programmées qui ont lieu chaque quart d'heure » à la liste des actions prioritaires du dispositif de régulation incitative permettant de favoriser l'innovation à l'externe, et à son délai de mise en œuvre ?

ENGIE est favorable au fait d'inscrire les projets de partage des capacités transfrontalières françaises aux plateformes européennes dans la liste des actions prioritaires et considère que la mise en œuvre des prescriptions législatives et réglementaires, nationales et communautaires, dans les délais

impartis est essentielle dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

- MARI : il nous semble que RTE a annoncé une connexion à la plate-forme MARI au plus tôt mi-2025. (Cf. demande de dérogation à CRE du 24 janvier 2022). Compte-tenu des planning 2023 et 2024 très chargés pour RTE mais aussi pour les acteurs (PICASSO, ISP 15, 96 guichets + évolutions techniques), il nous semble préférable d'inciter RTE à respecter cette nouvelle date et de ne pas mettre en place une mesure qui leur infligerait d'ores et déjà une pénalité de plusieurs M€.

ENGIE propose également d'inscrire dans un cadre d'incitation d'autres projets RTE critiques à fort enjeux :

- Mars 2023 : Mise en place du nouveau SCADA FR (projet interne RTE mais à fort enjeu et prérequis pour l'ensemble des autres projets) ;
- Mai 2023 : Activation R2 en préséance économique ;
- T4 2023 : PICASSO.

En outre, ENGIE déplore le retard d'autres projets tout aussi critiques et attendus, sans que ce retard ne soit lié à une défaillance de RTE : c'est notamment le cas de la contractualisation de la réserve secondaire par appel d'offres.