Le réseau de transport d'électricité

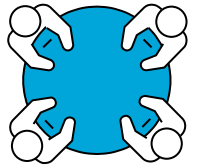
AO Flex – GT de restitution de l'Appel à contribution

26/02/2026– GT flexbilités réseaux RPT et RPD

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)

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 :

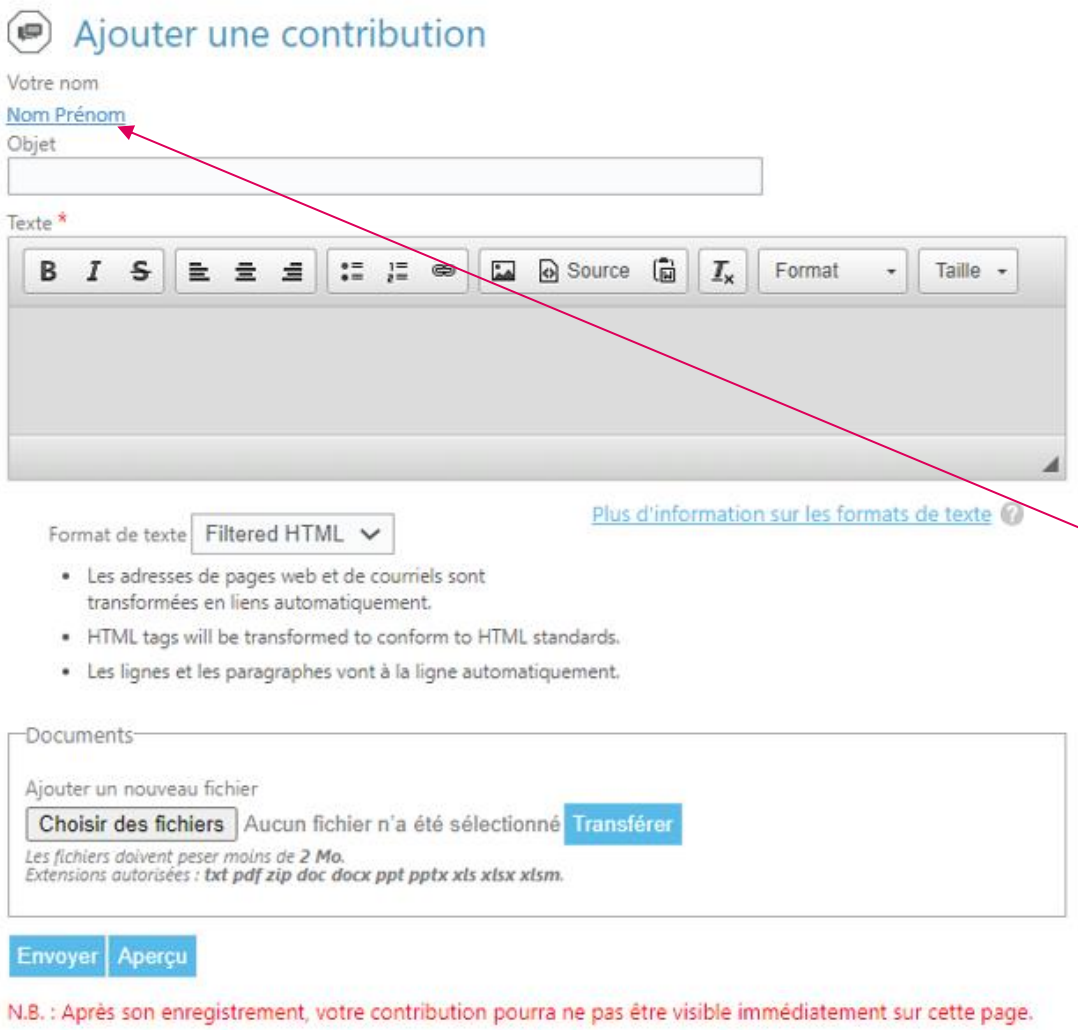


RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

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

- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT PROG-MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT Pas de règlement des écarts 15 min*
- ❑ *GT Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *GT AO Flexibilités Décarbonées*
- ❑ *GT Mécanisme de capacité*
- ❑ *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 relatifs aux effacements*

Vérifier que vous disposez des droits de réponse à une consultation sur le site Concerte



L'accès au site Concerte est donné **par défaut** avec un rôle de **simple consultation** des documents déposés sur le site.

Pour les personnes participant à une concertation et **souhaitant répondre à une consultation, il est nécessaire de disposer des droits correspondants.**

Lorsque qu'une consultation est ouverte, les acteurs doivent voir l'option « Ajouter une contribution » comme affichée ci-contre.

Vous retrouvez ici votre identité

Si vous souhaitez répondre à une consultation et que vous constatez ne pas avoir les droits pour déposer un document sur Concerte, merci de **contacter la BAL RTE-CONCERTE-CAM** <rte-concerte-cam@rte-france.com> pour en faire la demande. »

Point d’actualité : Prochain GT sur l’expérimentation commune RTE-Enedis du Portail Flexibilités

Après une session le 25 juin 2025, RTE et Enedis organisent une nouvelle session du GT Flexibilité Réseau RPT et RPD **au sujet de l’expérimentation Portail Flexibilités** le **17 mars 2026 de 10h à 12h**.

Pour rappel, cette expérimentation vise l’ouverture d’un marché pour gérer les contraintes de transits localement sur les réseaux de transport et de distribution dans quelques zones du réseau français.

Ordre du jour :

- Actualité du projet de portail expérimental commun
- Présentation du **projet de Règles de ce marché expérimental**

Le GT sera suivi, quelques jours après, de la **mise en consultation du projet de règles expérimentales communes** à RTE et Enedis sur les sites Concerte et du CURDE.

Récapitulatif

- RTE a fait le REX de l'appel d'offre pilote lancé à Perquie en 2022.
- RTE souhaite présenter son plan pour déployer de nouveaux AO flex en lien avec la régulation incitative TURPE 7
  - Concertation d'un nouveau cadre
  - Publication de quatre AO flex avant mi-2029, donc deux avant mi-2027
- Ce dispositif s'inscrit dans la démarche d'exploration des flexibilités réseau que le GRT mène actuellement

- L'Appel d'Offre flexibilité de Perquie est un service de gestion des congestions réseau
  - En soutirage
  - Par une batterie
  - Raccordée en HTB
  - Sur activation en temps réel par un automate réseau
  - Avec une part fixe et une part variable à l'activation

L’appel à contributions

- RTE a ouvert un appel à contributions pour construire le futur cadre de l’AO flex (du 30/09/25 au 7/11/25)
- 11 questions posées aux acteurs souhaitant contribuer au design du futur AO flex
- Etape suivante : GT de concertation en mars 2026
- RTE identifie trois besoins principaux pour les futurs AO
  - Anticipation
  - Fiabilité
  - Simplification
- 8 réponses reçues par RTE – anonymat requis
  - 4 développeurs de projets
  - 2 agrégateurs de flexibilités
  - 2 associations
  - ➢ RTE remercie les acteurs pour leurs retours détaillés

Besoin d'anticipation

- RTE souhaite permettre l'activation de ce service en amont
  - RTE a besoin de ne pas se reposer totalement sur des activations en temps réel dans un contexte d'exploitation parfois difficile
    - Une partie des ordres d'activation doit être passée en amont
    - Une activation en temps réel par un automate doit perdurer afin de profiter au mieux des possibilités de réglage offertes par le stockage
  - Articulation amont-proche temps réel privilégiée à ce stade
    - Les ordres passés en temps réel donneront lieu à une correction du PE des RE
    - Les ordres passés suffisamment en amont laisseront au RE le soin de se rééquilibrer
  - ➢ RTE propose donc de prévoir 2 primes différentes :
    - ➢ une prime pour les activations amont
    - ➢ une prime pour le proche temps réel

Anticipation

- Question appel à contribution :

➢ Que pensez-vous de la proposition de RTE d'instaurer deux primes à l'activation (en €/MWh) pour répondre à cette évolution ?

➢ L'autorisation donnée aux acteurs de proposer des primes variables négatives dans les Appels d'offre, dans la limite d'une certaine valeur à ne pas dépasser, vous semble-t-elle un bon moyen pour refléter au mieux les coûts supportés par les opérateurs de service ?

Lien avec les Responsables d'Equilibre

- RTE fait face à un contexte d'exploitation du SE en forte évolution (moins de temps pour prendre des actions proche temps réel, accroissement des contraintes de transit). Pour accompagner ces évolutions, une partie des actions d'exploitation du SE doivent être anticipées tout en trouvant un optimum économique pour limiter l'ENE.
- Ce contexte pousse RTE à adapter l'appel d'offre flexibilité. Il doit désormais être industrialisé et être donc pleinement cohérent avec les évolutions à venir pour exploiter au mieux le réseau dans les années à venir.
- RTE propose de définir deux types d'activation pour le service de gestion des congestions de l'appel d'offre flexibilités :
  - Activation en temps réel via un automate réseau. Ce mode d'activation existe déjà dans l'appel d'offre expérimental de Perquie, où il est le seul prévu.
  - Activation en amont. Ce mode d'activation n'existe pas aujourd'hui dans l'appel d'offre flexibilité expérimental Perquie

- En application des règles de marchés en vigueur, pour les activations du service de flexibilité en puissance active (soutirage) décidées en proche temps réel ou en temps réel le Périmètre d'Equilibre (PE) du Responsables d'Equilibre (RE) est corrigé, ainsi l'énergie soutirée n'a pas à avoir été achetée sur les marchés ;
  - Les activations du service de flexibilité en puissance active (soutirage) prises suffisamment en amont, le RE est en charge de rééquilibrer son périmètre, l'énergie soutirée doit dans ce cas être provisionnée
  - La limite temporelle pour la correction des périmètres d'équilibres des acteurs est actuellement de J-2 pour les producteurs renouvelables. Cette limite pour les stockeurs n'est pas encore fixée et sera décidée dans la concertation stockage à venir.

- **Dans un but d'équilibrage du système le plus complet possible, RTE s'attend à voir le site communiquer avec son RE et lui répercuter ces écarts.**
- RTE envisage également (sans les y forcer) que RE et titulaire partagent le bénéfice de ce dispositif, en proposant une prime négative à RTE pour les activations en temps réel.

Réponses question 2&3

- Soucis d'équilibrage des RE bien accueilli dans les réponses à l'appel à contributions
- Plusieurs réponses demandant que l'activation « amont » survienne avant le J-1.
  - ➢ Objectif : faire coïncider les demandes de RTE avec l'opportunité de participer aux marchés en J-1 (réserves, spot, etc.)
- RTE a pour principal objectif de permettre le bon équilibrage des RE
  - ➢ RTE invite les acteurs à participer à la consultation CAR pour s'exprimer sur la limite temporelle qui leur semble la plus pertinente pour la correction des PE.

- Point important : même si RTE n'appelle pas un soutirage pour gérer la congestion, la zone peut être en contrainte du fait de la production existante
  - ➢ Une batterie raccordée sur la zone aurait nécessairement des limitations dans son contrat
  - ➢ RTE s'attend à ce que les acteurs ne participent pas aux services système sur les périodes d'activation possible (exemple, en journée dans une poche PV)

- Demande de connaître la proportion activation amont/TR
  - RTE note ce point et tâchera de fournir une répartition estimative dans le Cahier des charges

- Possibilité d'avoir des primes à l'activation négatives
  - ➢ RTE précise qu'il ne s'agit nullement d'une obligation.
  - ➢ Si les acteurs jugent cela trop risqué, il leur sera possible de répondre avec des primes positives ou nulles.

Volume de service attendu

- Un REX interne fait ressortir un besoin de fiabilité du service plus élevé que ce que permettent les modalités de l'AO Perquie
- La définition des engagements de l'acteur comme étant un min (Vengagement ; 80% Vthéorique) sur une saison de 6 mois doit être revue :
  - En cas de saison très ensoleillée, l'acteur peut cesser de rendre le service potentiellement rapidement
  - En cas de période de faible activation, l'acteur a la possibilité d'être défaillant sur 20% du volume attendu

- Un niveau de défaillance de cet ordre n'est pas acceptable sur des services réseau contractualisés avec un acteur unique pour lesquels aucun foisonnement n'existe entre différents acteurs
- Le service en substitution du réseau nécessite un niveau de fiabilité qui se rapproche de celui du réseau.
- RTE souhaite adapter les règles de l'AO flex pour permettre une meilleure fiabilité du service.

- Question :
- Quelles sont vos propositions pour permettre à RTE de renforcer la fiabilité du service ? Quelles règles de fonctionnement suggérez-vous d'adopter pour s'assurer d'un service rendu proche de 100% ? Fiabilité

Défaillance et pénalisation (1/3)

Pour Perquie on a défini **Volume défaillant = Minimum(Vengagement ; 80% Vthéorique) – Vréalisé**

De plus chaque MWh défaillant est pénalisé comme suit : $\frac{\text{Prime fixe (6mois)}}{\boldsymbol{V\ engagement\ (6mois)}} + \mathbf{35\%} * \boldsymbol{PME\ moyen}$

Aujourd'hui ce système est jugé inadapté par RTE

- Un volume défaillant important est possible sans subir de pénalités
- Les pénalités ne couvrent pas les coûts induits par la défaillance et ne dissuadent pas les acteurs d'arbitrer en faveur d'autres services.

Défaillance et pénalisation (2/3)

- Toute activation défaillante est désormais pénalisée dès le 1er MWh : **Volume défaillant = 100% Vthéorique – Vréalisé**

- Nouvelle formule de pénalités en cas de défaillance

- Pénalité par MWh défaillant = $\frac{Prime\ fixe\ (mois)}{V\ théorique\ (mois)}$ → Prime fixe récupérée au prorata du volume défaillant

  + max [PME sur le pas horaire défaillant ; (prix spot au moment de la défaillance – prime variable) - Prix spot min sur la journée]

  - PME sur le pas horaire défaillant : Cout du déséquilibre lié à la défaillance
  - (prix spot au moment de la défaillance – prime variable) - Prix spot min sur la journée : Ecart de prix pour s'assurer qu'il n'est jamais rentable pour l'acteur d'être défaillant pour soutirer plus tard en cas de prix SPOT avantageux.

- En cas de défaillance, pénalité forfaitaire si l'acteur a déposé en même temps une offre à la hausse sur le MA ou sur l'aFRR.
- RTE s'assure que l'incitation envoyée à l'acteur est suffisante pour qu'il n'adopte pas un comportement à la carte en gérant les congestions uniquement en opportunité quand cela lui semble rentable.

Défaillance et pénalisation (3/3)

- Afin de pouvoir atteindre ce niveau de service, l'une des pistes pourrait être que l'opérateur de la batterie surdimensionne son installation par rapport à l'engagement qu'il prend vis-à-vis de RTE.
- Le surdimensionnement nécessaire est à déterminer par l'acteur en fonction des exigences techniques de son installation et de l'exploitation qu'il envisage pour celui-ci.
- RTE ne se basera que sur l'engagement en puissance et en énergie pris par l'acteur pour la gestion de congestion pour valoriser et interclasser les offres .

Questions associées

- Comment RTE peut-il accompagner les acteurs pour surdimensionner au mieux leur installation ? Certaines informations seraient-elles utiles à fournir dans le cahier des charges ? Simplification

- Le nouveau système de fixation de pénalités imaginé par RTE vous semble-t-il un bon moyen de s'assurer que les titulaires ne mettront pas en danger la sécurité d'approvisionnement de la zone en ne répondant pas aux activations de RTE pour privilégier d'autres modes de fonctionnement plus intéressants économiquement ? Fiabilité

Retour des acteurs sur le volume de service attendu

- Des acteurs ont émis des réserves sur la demande de RTE de rendre 100% de service du volume théorique, arguant que cela dégraderait la rentabilité économique de la solution et irait à l'encontre des besoins de maintenance et de fonctionnement de l'installation.

- RTE précise les points suivants :
  - L'installation contractualisera un volume inférieur à sa capacité totale, ce qui lui laissera des marges en cas de fonctionnement sous optimal (surdimensionnement). Il s'agit pour RTE de demander à l'acteur d'internaliser des contraintes sur lesquelles le gestionnaire de réseau n'a pas de visibilité/pas de prise.
  - RTE envisage le fait que les acteurs demandent un prix plus élevé pour ce service, anticipant des pénalités plus fréquentes et/ou prévoyant une solution surdimensionnée par rapport au montant contractualisé avec RTE. Il s'agit pour RTE de demander le niveau de fiabilité nécessaire à l'exploitation du réseau, tout en étant conscient que ce service supplémentaire a un coût.
  - Les pénalités peuvent être plafonnées aux revenus du service de gestion de congestion : fort du REX de Perquie on comprend ce besoin des acteurs est d'avoir cette disposition, la collectivité portant le risque de hausse de l'ENE sur la zone en cas de défaillance répétée de l'acteur.
  - Un certain nombre d'ordres seront passés en amont, ce qui donnera de la visibilité au titulaire pour gérer son installation
  - ➢ Si un acteur juge que le seuil « raisonnable » de performance attendue est de 97%, il est invité à proposer 97% de sa capacité pour la gestion de congestion, et à prendre une marge pour le prix proposé.

Retour des acteurs service rendu et pénalités

- Des acteurs ont proposé une prime supplémentaire en cas de dépassement d'un seuil de 95% du service demandé.
  - Cela résulte en un coût supplémentaire du service pour RTE, qui devrait donc être intégré dans le coût de la solution flexibilité
  - RTE ne souhaite pas explorer cette piste.

- Possibilité envisagée par RTE: proposer X jours d'indisponibilités programmées, notifiées à RTE avec un délai de Y jours d'avance.
  - X et Y sont à déterminer à partir du prochain GT
  - X sera suffisamment haut pour couvrir de manière réaliste le besoin de maintenance du site, et suffisamment bas pour ne pas ouvrir la possibilité de détournement du service
  - Y sera à caler sur les processus de planification de l'exploitation de RTE.

- Moins de retours sur la question des pénalités
- Les acteurs ayant répondu reconnaissent que ce calcul permet de réduire les défaillances opportunistes.

Question 9

- Certains acteurs ont demandé plus d'informations et de précisions dans le cahier des charges
  - Précision sur le prix de l'ENE
  - Chronique de contrainte par année
  - Pourcentage d'activation amont/TR

➢ RTE prend bonne note de toutes ces demandes et fera au mieux pour fournir les informations demandées

Retour des acteurs sur les questions 9 et 10

- Des retours hétérogènes sur la question portant sur les gabarits
  - Intérêt de certains acteurs pour un signal en temps réel
  - Intérêt de certains acteurs pour la prévenance J-2
  - Intérêt de certains acteurs pour un gabarit adapté à la zone (fait à Perquie)
  - ➢ RTE remercie les acteurs pour leurs suggestions et note ces réponses pour en tenir compte dans la construction des prochains AO

- Intérêt de certains acteurs pour le TURPE stockage de TURPE 7
  - A ce stade ce tarif n'est prévu que pour TURPE 7, RTE ne peut donc pas s'engager sur son intégration dans les futurs AO (service attendu pour mi-TURPE 8 au plus tôt).

Question 11

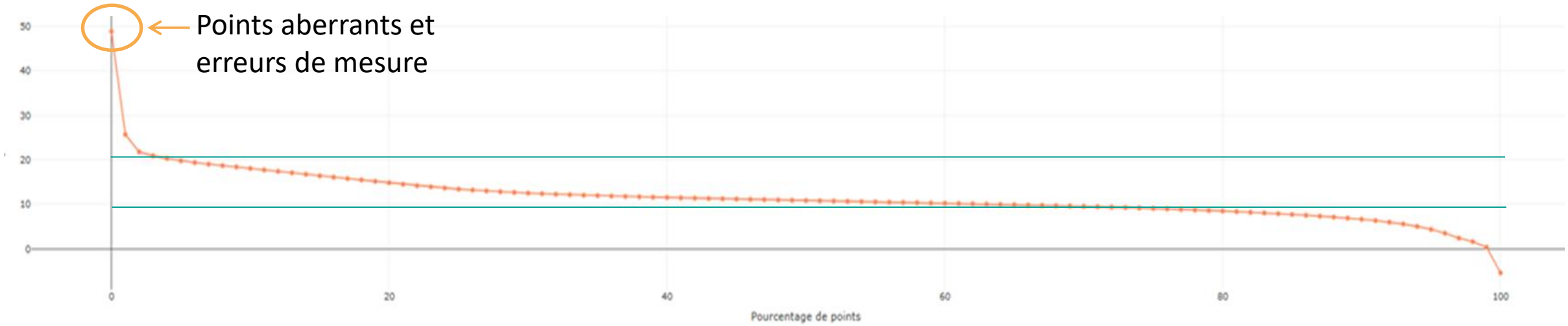
- Demande de fiabiliser les délais de raccordement donnés au cahier des charges
  - RTE peut travailler à fiabiliser les éléments communiqués, mais le contrat de l'AO flex ne pourra pas se substituer au cadre du raccordement prévu dans la DTR (contrats de PTF, convention de raccordement, et gestion de la file d'attente associée).

- Des acteurs ont souhaité ouvrir ce service aux flexibilités de consommation.
- La régulation incitative demande la neutralité technologique du service pour mi-2029

- L'objectif de RTE est de lancer les nouveaux appels d'offre le plus rapidement possible sur le périmètre déjà expérimenté. En parallèle, RTE souhaite explorer la viabilité et les conditions de participation des acteurs de flexibilité de consommation. Rte propose donc :
  - RTE travaillera à un cadre de neutralité technologique à horizon 2029.
  - Les acteurs de la flexibilité de consommation souhaitant se positionner sont invités à contacter RTE pour démontrer la viabilité économique de ce service et pour participer à la co-construction de ce cadre

Neutralité technologique : cas d'application à Perquie

- Monotone (approximation de la consommation aujourd'hui) sur les postes Perquie et Barbotan est comprise entre 10 et 20 MW au cours de l'année (une fois les points aberrants exclus)
- Il paraît raisonnable de faire l'hypothèse qu'il y a donc au maximum 10MW de flexibilité de consommation à trouver sur la zone.
- Cette hypothèse est nécessairement maximisante
  - On suppose que tous les usages sont pilotables, et que la consommation est toujours à 10MW quand RTE appelle le service.
  - Exemple : possibilité de déclencher le chauffage, même pendant les pics PV estivaux

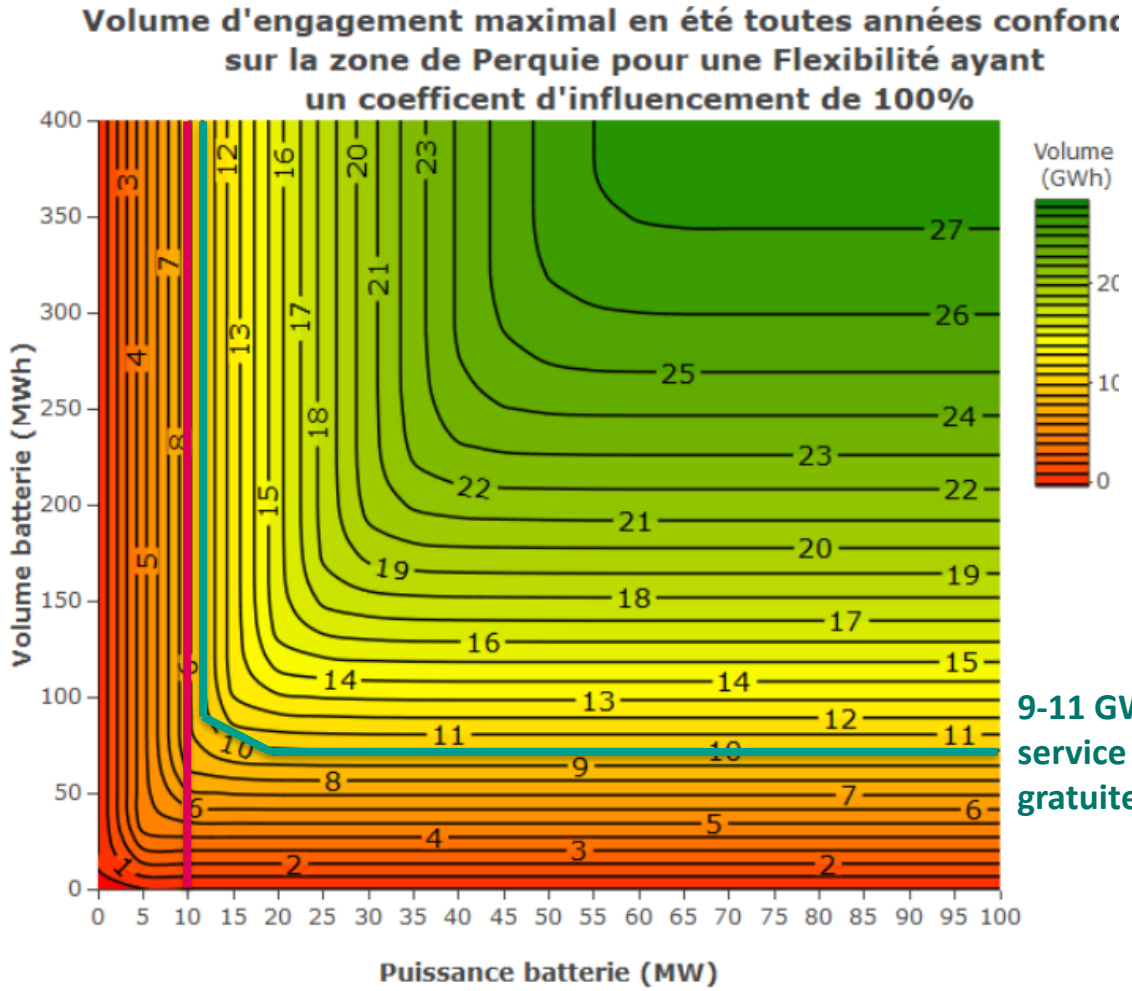


Cas d’application à Perquie

- On fait l’hypothèse que les 10 MW d’écart de consommation visibles sur la monotone sont à 100% pilotables par une solution flexibilité.
- D’après l’abaque du cahier des charges avec 10 MW de flexibilité, il n’est pas réaliste d’imaginer un volume réalisé supérieur à 3 ou 4 GWh

- La limite demandant de rendre le service à coût nul pour être compétitif avec a solution réseau se situe autour de 10GWh.
- Si le volume de contrainte levé est trop faible, le lauréat va être amené à proposer à RTE une rémunération négative (un versement vers RTE) pour équilibrer le bilan économique.

- RTE propose aux acteurs volontaires de travailler avec lui afin de bien comprendre les cas d’application sur lesquels la flexibilité de consommation envisage de se proposer.



Conclusion

- Prochain GT le 30 mars pour le lancement de la concertation.
- RTE proposera une première version de travail du contrat type d’un AO flex.
- La trame du cahier des charges sera adaptée à chaque AO, pour y apporter – si nécessaire- des informations plus adaptées.