Sujet	Proposition d'Alpiq Energie France au sujet de la constitution journalière des réserves tertiaires en contribution aux travaux du RTE sur la feuille de route portant sur l'équilibrage. Cette note sera également annexée à la réponse à l'appel à contribution sur la contractualisation RR RC 2018.
Date	13/06/2017
A l'intention de	RTE, CRE
Correspondants	Roland Tran, Géry Lecerf

Note Préliminaire

Cette note vise à dresser une ébauche de **réflexion alternative** sur une nouvelle organisation du marché des réserves tertiaires. La présente proposition vise à faire converger les exigences du code de réseau et les impératifs de sécurité autour d'un marché économiquement juste et efficace.

La question d'un appel d'offre journalier de réserves est actuellement portée par RTE à la fois dans le cadre des groupes de travail sur la feuille de route et dans l'appel à contribution sur l'appel d'offres RR RC 2018. Ce dernier appel à contribution attend une réponse des acteurs pour le 20/06/2017 et précipite donc notre présente réflexion.

Afin de respecter cette contrainte temporelle, nous avons choisi ici de ne présenter que les grandes lignes en invitant RTE et la CRE à apporter leurs corrections et les éléments qui viendraient à nous manquer à ce stade.

Contexte

En déclinaison de la Policy 1 de l'ENTSOE et du code de l'énergie, le RTE doit dimensionner des réserves disponibles en moins de 15 minutes afin de couvrir un aléa dimensionnant de 1500 MW pendant 2 heures.

RTE a choisi de couvrir ce besoin par la contractualisation de réserves rapides et complémentaires auprès des acteurs d'ajustement sur une échéance annuelle. Le contrat engage les acteurs à mettre à disposition quotidiennement des offres d'ajustement à la hausse sur le MA ayant la dynamique requise, avec un stock suffisant et avec le niveau de puissance contractualisé. Afin de toujours s'assurer de la disponibilité de cette réserve de capacité, RTE ne les active pas en préséance économique, préférant utiliser les offres naturellement disponibles et se gardant cette réserve en cas de dernier recours.

En s'appuyant sur des ajustements pour cause marge réalisés en amont de sa fenêtre opérationnelle, RTE est capable de réduire le niveau de capacités contractualisées et ainsi réduire le coût de son modèle de sûreté pour la collectivité.

Le projet de règlement européen, suivi de son application dans le code réseau sur l'équilibrage électrique invite les GRT à ne plus intervenir en dehors de leur fenêtre opérationnelle et à constituer leurs réserves sur des échéances à court terme.

Le quatrième paquet (article 5 du projet de règlement sur l'électricité) actuellement en projet pourrait renforcer cette dernière contrainte en imposant que les réserves soient constituées « au plus tôt la veille pour le lendemain ».

Position du RTE

Modèle envisagé

RTE souhaite répondre à l'exigence du code réseau dans son sens strict par une contractualisation annuelle partielle, complétée par un appel d'offre journalier. Le niveau de répartition entre les deux niveaux sera fixé par une analyse économique menée ex-ante, dont le cadre a été défini par RTE en séance et dont les hypothèses seront quantifiées par les acteurs dans l'appel à contribution RR RC.

Le cadre de l'étude et les hypothèses sont présentés dans le paragraphe 5 de l'appel à contribution RR RC (page 47 à 50).

Remarques sur la fiabilité des capacités dans le modèle actuel

Avant d'entrer dans la critique de l'analyse économique en elle-même, nous souhaitons porter l'attention sur un hypothèse sous-jacente forte que nous regrettons de ne pas voir être abordée.

En opposant uniquement le coût de constitution de la réserve, RTE suppose que toutes les capacités sont également fiables. Et par conséquent, RTE néglige le coût nécessaire à constituer des capacités fiables. Or, il y a deux raisons de penser que **les capacités réservées en RR ne peuvent pas être réputées fiables** :

- La sanctuarisation des capacités engagées permet aux acteurs de « miser » sur une faible probabilité d'activation,
- Le niveau de rémunération ne correspond pas nécessairement aux coûts nécessaires pour maintenir des capacités à un niveau de fiabilité convenable.

La sanctuarisation n'engage pas à la fiabilité

A l'occasion de l'AOE 2017, RTE s'est alarmé du manque de fiabilité des capacités offertes en 2016. RTE avait très justement soupçonné les acteurs d'avoir « misé » sur un faible niveau d'activation au regard de l'historique sur 2015.

Nous pensons que la sanctuarisation des capacités engagées en RR a un effet similaire. En effet, ce mode de gestion en exploitation « officialise » en quelques sortes l'hypothèse selon laquelle il y aurait peu de chance qu'une capacité engagée soit activée.

Par exemple, dans le débat portant sur le dimensionnement des pénalités pour indisponibilité déclarée, certains acteurs ont signalé qu'il était financièrement justifié de ne pas déclarer son indisponibilité en espérant ne pas être activé.

Un schéma de rémunération qui n'inclut pas le coût de la fiabilité

La rémunération d'une capacité engagée en RR se fait au prix marginal de l'appel d'offre par période. Ce mode de fixation du prix invite les acteurs disposant de capacités « hors marché » à offrir la capacité « à tout prix » dans l'unique objectif d'être retenu et d'obtenir la rémunération marginale. Ce comportement se justifie par :

- La garantie de toujours obtenir à minima le prix marginal,

- Le risque de ne pas être retenu et de ne pas retrouver de valeur par ailleurs (la RR ressemble sur ce point à **une subvention pour capacités hors marché**),

Et pour ne pas courir le risque de ne pas être retenu, les offres n'incluent ni le coût de maintenance, ni une éventuelle provision pour risque d'activation. Ces coûts ne peuvent être intégré au prix d'offre que dans le cas d'une entente entre acteurs ou de position dominante.

Par conséquent, **c'est la rémunération RR qui définit le montant dédié à la maintenance et donc la fiabilité des capacités et non l'inverse, ce qui aurait été plus désirable.**

Une abondance de capacité hors marché et un prix toujours en baisse

Le réseau dispose par ailleurs d'un grand nombre de groupes électrogènes dont la dynamique correspond exactement au produit de RR. Ces capacités ont historiquement émergé sur la base des contrats d'obligations d'achat dispatchables pour l'hyper pointe et des tarifs EJP de l'opérateur historique. Ces contrats ayant disparu, les capacités n'ont pas d'autre choix que de se tourner vers le marché de la RR pour constituer ce que RTE appelle de ses mots des « capacités spécialisées » dans le produit de RR.

Si nous saluons l'initiative de retirer les groupes électrogènes de l'appel d'offre effacement, il faut en retour anticiper une nouvelle vague de capacités offertes en RR et donc mécaniquement la réduction du coût de constitution.

En imaginant un scénario extrême, envisageable au regard des éléments ci-dessus, dans lequel le niveau requis par RTE est totalement couvert par des groupes électrogènes. Et si on suppose que le jeu d'acteur reste le même (peu d'élément peuvent le faire changer), alors il y a une probabilité non négligeable que le prix marginal termine proche de zéro. Dans tous les cas on ne peut pas exclure que le niveau de rémunération devienne toujours de plus en plus faible.

Si RTE pourra se féliciter d'obtenir un coût de constitution de réserve faible, nous tenons à signaler par la présente démonstration que cette réduction se fera mécaniquement au détriment de la fiabilité en cas d'activation.

Critique de l'analyse économique

Selon nous l'analyse économique telle qu'elle est envisagée aujourd'hui par RTE aboutira presque sûrement à la conclusion qu'il n'est pas nécessaire d'envisager d'appel d'offre journalier.

Prenons point par point les limites des avantages attribués par RTE à la réservation en J-1 :

i. **Gisement de capacités ne pouvant être offertes qu'à un horizon court terme, notamment les effacements industriels**

   L'introduction d'une enchère journalière ne permettra pas de lever la barrière de l'agrément. Si un industriel souhaite valoriser les périodes de l'année où pourra être disponible pour fournir de la RR, il ne pourra certainement pas libérer 15 jours et 5 activations pour obtenir son agrément dans les conditions actuelles de la procédure.

   Nous estimons donc que cet avantage n'aura pas d'impact substantiel dans l'étude.

ii. **Optimisation de la valorisation des actifs « accrochés » aux marchés**

   Cette hypothèse aboutira nécessairement vers la conclusion selon laquelle la contractualisation d'actifs « accrochés » au marché et dont le coût de réservation sera

équivalent au spot (environ 20 fois supérieur à la prime fixe historique) se fera au détriment d'actifs « spécialisés » et aujourd'hui moins coûteux.

Et nous déplorons que d'autres points aient été écartés de l'étude :

i. Le placement facilité des maintenances

ii. Le coût d'activation plus faible

iii. La disponibilité effective des capacités contractualisées

En d'autres termes, **l'analyse économique dans ce cadre ainsi défini ne pourra aboutir sur aucune autre conclusion que l'inutilité d'un appel d'offre journalier en n'importe quelle proportion.**

Vision alternative

Nous regretterions que l'analyse aboutisse à une telle conclusion et nous ne voulons pas croire qu'une approche au plus proche du temps réel, puisse entraîner la dégradation de la performance économique.

Posons le problème à l'envers. **En supposant que l'approche court terme est fondamentalement justifiée**,

- Pourquoi n'est-elle pas économiquement applicable dans le contexte français ?
- Comment modifier le contexte pour permettre une constitution des réserves à court terme tout en maintenant le niveau de sécurité et en améliorant l'efficacité économique ?

Un contexte français

Partant de l'hypothèse précédente, nous commençons donc par identifier les particularités françaises qui pourraient être incompatibles avec la directive européenne.

A notre connaissance, les particularités françaises sont les suivantes :

- RTE effectue des opérations en amont de sa fenêtre opérationnelle pour réduire le besoin de marges. C'est le **« modèle marge ».**
- Pour se garantir de toujours disposer de son stock d'offres, RTE n'active (presque) jamais les capacités engagées en RR RC, c'est la « **sanctuarisation »**.

Nous partageons avec RTE le constat selon lequel le modèle marge permet de réduire le coût pour la collectivité car il réduit fondamentalement le stock de réserve à constituer. Nous ne remettrons pas en cause cette particularité. Et nous verrons plus loin comment nous pourrions envisager dériver ce modèle pour conserver son bienfait tout en limitant les opérations du RTE sur sa fenêtre opérationnelle.

A l'inverse, en supposant que :

1. **Un stock représente toujours un coût à perte**, et de surcroît s'il n'est pas utilisé,
2. Une gestion fine du stock, dans le respect des règles de sécurité, pourrait induire **des économies pour la collectivité**

Nous allons discuter ici de la possibilité de gérer le stock d'offre différemment afin d'assurer une utilisation optimale des offres pour constituer un stock minimal et ainsi **évaluer le potentiel d'économie sur la réduction du stock**.

Question 1 : *Voyez-vous d'autres singularités dans la gestion de l'équilibrage français qu'il serait pertinent d'analyser ou de revoir ?*

Question 2 *: Partagez-vous l'hypothèse selon laquelle une réduction de stock entraîne structurellement une économie ?*

Discussion sur le stock, la disponibilité et la garantie de disponibilité

De notre compréhension du code de l'énergie et de la Policy 1 de l'ENTSOE, **RTE n'est pas obligé de réserver l'ensemble de son stock pour un unique aléa dimensionnant de 1500 MW**. En corollaire, nous souhaitons **envisager d'utiliser tout ou partie du stock pour couvrir un aléa** *s'il existe un moyen qui garantisse au RTE de pouvoir reconstituer son stock sur la prochaine échéance.*

La proposition ainsi formulée peut paraître légèrement abrupte. Concentrons-nous sur la condition qui pourrait la rendre acceptable.

Nous supposons préalablement :

i. Qu'il existe une notion de **pas de temps de référence** sur lequel le stock d'offre sera considéré
ii. Qu'il existe une notion d'**échéance temporelle** à l'issue de laquelle RTE doit être assuré de toujours disposer d'un stock d'offres suffisants pour couvrir l'aléa dimensionnant sur le pas de temps de référence,

Au regard de l'obligation et de la politique qui régit le dimensionnement du stock de capacités disponibles en RR et en RC, on peut estimer que **le RTE doit avoir reconstitué son stock entre une et deux heures après un aléa**. Et Compte tenu du design des plateforme européennes de RC et de RR, on estimera que **le pas de temps de référence est l'heure ronde**.

Sur la base de ces hypothèses, nous établissons les contraintes suivantes :

- Le mécanisme proposé doit garantir au RTE de disposer sur chaque heure ronde d'un stock d'offres lui permettant de couvrir au minimum l'aléa dimensionnant,
- Le mécanisme proposé doit garantir que le stock doit être pleinement reconstitué à partir de l'heure H+2 pour n'importe quel aléa survenant dans le courant de l'heure ronde H.

Avec de telles contraintes portant sur la gestion du stock, et si on ajoute que l'exigence de stock pourra être défini ex-ante sur chaque heure par RTE, alors RTE sera garanti de toujours disposer de capacités disponibles pour couvrir l'aléa dimensionnant et restera conforme à la Policy 1 et au code de l'énergie.

La définition de ces contraintes nous permet d'élargir le cadre de la définition d'un mécanisme qui nous permettrait d'optimiser la gestion du stock et donc les économies pour la collectivité tout en restant conforme avec la politique de sûreté et compatible avec les marchés européens de produits d'ajustement.

Question 3 : *Partagez-vous que ces contraintes permettent de respecter les règles de sûreté ?*

Proposition de mécanisme décentralisé

Principes

Voici les principes du mécanisme que nous souhaitons proposer :

i. **Obligation des RE d'offrir des produits standards de RR et de RC** à hauteur du niveau requis sur chacune des heures**.** La répartition de l'obligation entre les RE sera en fonction du volume brut de soutirage du PE,

ii. Organisation d'un marché permettant l'échange de produits standards de RR ou de RC entre acteurs sur des échéances variées,

iii. **Pas de discrimination entre les offres proposées sur le MA.** Fin de la sanctuarisation, toutes les offres proposées sur le MA seront sélectionnées selon le seul critère de la préséance économique et dans le respect des contraintes physiques du réseau,

iv. **Niveau de marge requis défini par RTE en J-1 à l'heure H0 sur chacune des heures rondes de J**. Révisions « normales » possibles jusqu'en H-X[1] pour toutes les heures de J après H. Révisions « d'urgence » possibles jusqu'en H-Y[2] pour toutes les heures de J après H,

v. **Définition d'un produit standard « RR 1h »** : La vente d'un tel produit engage le cédant à mettre à disposition du MA un stock de 1h et à disposer d'un certificat attestant de sa capacité à couvrir une dynamique de RR pendant 1h,

vi. **Définition du produit standard « RC 1h »**[3] : La vente d'un tel produit engage le cédant à mettre à disposition du MA un stock de 1h et à disposer d'un certificat attestant de sa capacité à couvrir une dynamique de RC pendant 1h. Un produit de RR couvre un produit de RC,

vii. Certification ex ante des capacités à fournir des dynamiques de RR ou RC par les titulaires de capacités,

viii. **Répartition du niveau de marge requis en x % de RR et 1-x % de RC**,

Interprétations

C'est un mécanisme affichant clairement la volonté de **décentraliser le modèle de sûreté**. Car il revient au RE la responsabilité de disposer des capacités et de le mettre à disposition de RTE selon les niveaux qu'il aura fixé. Et il y a là une première convention à accepter.

Passons en revue les différents critères nécessaires pour que notre proposition soit acceptable.

Respect des règles de l'ENTSOE et du code de l'énergie

a. Le dimensionnement du niveau de marge requis ainsi que l'engagement des RE à le couvrir étant définis heure par heure, **il revient à RTE de fixer le niveau qui couvrira l'aléa dimensionnant**. On notera que la définition heure par heure pour permettre, à terme, un

1 X = 12 heures par exemple
2 Y = 1 Heure par exemple
3 Définition des produits de RR et de RC à affiner en fonction des plateformes européennes

dimensionnement plus fin de l'aléa, en fonction de la production effectivement programmée des centrales.

b. Structurellement, **les heures sont indépendantes les unes des autres**. Le mécanisme porte donc l'assurance implicite que le niveau de marge sera toujours reconstitué à moins d'une heure.

c. Concrètement, il est possible que l'activation d'une capacité entraîne son indisponibilité sur les heures qui suivent. **RTE disposera de deux leviers pour se prémunir d'un risque de manque d'offre en général et consécutivement à une activation** : (i) le niveau de marge requis, qu'il pourra actualiser « en urgence » en H-2 et (ii) le mécanisme de pénalité qui invitera les acteurs à redéclarer la disponibilité des capacités au plus tôt.

Conformité avec le code Européen

Au travers du principe iv,

d. Les réserves seront constituées au plus tôt en J-1 et éventuellement revues à l'approche du temps réel,

e. RTE ne réalisera plus d'opérations d'ajustement en dehors de sa fenêtre opérationnelle (à minima pas dans le cadre des réserves).

De plus, le dimensionnement des réserves sur des pas de temps horaire permet de faire correspondre les caractéristiques d'offres avec les plateformes européennes d'ajustement.

Le modèle marge

Les actions prises par le RTE en amont du temps réel ont aujourd'hui un rôle important pour **réduire le niveau de marge requis ex-ante**. Le mécanisme ici proposé, peut-il proposer un même niveau de performance économique ? Dans le cas où le niveau de marge requis sur une heure H est révisé à la hausse en exploitation. Quels sont les moyens offerts au RTE pour se garantir de couvrir le besoin ?

f. RTE pourra fixer son besoin de marge sur chaque heure. Et de plus, les stocks sur chaque heure seront réputés indépendantes à un facteur près (interprétation b et c). Le calibrage du niveau de marge n'aura pas à se soucier de la non reconstitution du stock dans le cas de deux aléas consécutifs sur deux heures. **Le niveau de marge pourra être calibré plus finement sur chaque heure et donc à des niveaux moindres**.

g. Il sera offert au RTE la possibilité de revoir le niveau de marge requis plusieurs fois jusqu'en H-X (principe ii). Et le niveau d'obligation de chaque RE sera calibré sur le soutirage du PE (principe vii), Le RE pourra donc utiliser cette chronologie pour mener **des opérations d'effacement en amont de la fenêtre opérationnelle** sur son PE et ainsi réduire le niveau de marge requis sur certaines heures.[4]

La question de la rentabilité financière des capacités

Un argument souvent amené par les acteurs en faveur des appels d'offres annuels ou pluriannuels est de disposer d'un revenu annuel qui garantisse le maintien de la capacité. Nous tenons à préciser que notre proposition pour une constitution journalière des capacités ne s'oppose pas à une contractualisation annuelle.

4 Il faudra éventuellement définir deux niveaux de marges pour cela : un niveau de marge pour sûreté qui ne pourra pas être revu et un niveau de marge d'ajustement qui pourra être revu à la baisse par des actions de RE.

L'obligation de réserve portée par le RE induit une forme d'intermédiation entre RTE et l'exploitant de la capacité. Si RTE se couvre au plus proche du temps réel auprès des RE, cela n'empêche pas les RE de convenir de contrat à long terme avec les exploitants que ce soit au travers d'un marché organisé ou au travers d'un contrat bilatéral convenu en gré à gré avec le prix qui fera sens pour chaque acteur.

Nous proposons en quelque sorte d'utiliser la position du RE pour permettre au RTE de déléguer la responsabilité de l'optimisation financière des réserves aux RE.

L'enjeu des capacités naturellement offertes sur le MA

Aujourd'hui, les capacités en injection sur le réseau public de transport doivent mettre à disposition du RTE la totalité de leur puissance disponible. Avec ces capacités,

- RTE dispose de capacité RR ou RC « naturellement » disponible et donc sans surcoût,
- RTE ne peut en revanche pas être assuré de toujours en disposer car ces capacités peuvent également vendre leurs puissances sur les marchés de gros et ne plus être disponible à la hausse.

En faisant passer la mise à disposition de ces capacités par une obligation portée par les RE, nous inversons en quelques sortes cette problématique :

- La disponibilité de la capacité « naturellement offerte » est déléguée au RE au travers de son obligation. Du point de vue du RTE, cela le garanti de toujours disposer du niveau de capacité requis. Et du point de vue du RE, cela se traduit par une problématique d'optimisation de portefeuille,
- En revanche, il sera nécessaire de mettre en place **un dispositif qui assure que le RE pourra toujours disposer de toute la puissance structurellement disponible des capacités dont il disposera.**

Une proposition pourrait être d'obliger les capacités certifiées en RR et RC d'être offertes sur le MA par les acteurs obligés (RE), en corollaire du principe i.

Question 4 : *Avez-vous une proposition pour résoudre cette problématique ?*

Performance économique

Pour mesurer l'éventuel gain collectif il faudra,

1. Calculer le coût moyen de constitution d'un stock de 1 MW de réserve sur 1 h
2. Calculer le stock annuel de réserve à constituer pour couvrir l'aléa dimensionnant sur chaque heure, tout en prenant en compte le principe i et les capacités naturellement disponibles
3. En déduire un coût annuel

Question 5 : *Voyez-vous d'autres axes d'analyses ?*

Ces calculs dépendront des hypothèses suivantes :

- Le périmètre de capacités naturellement disponibles sur le MA et la distribution des coûts d'activation dans ce périmètre
- Le niveau de fiabilité des actifs
- Le niveau de performance des RE dans le processus horaire et leur capacité à recouvrir le niveau de stock après un aléa
- Le « coefficient de sûreté » qui en découle pour dimensionner le niveau de marge permettant de couvrir l'engagement initial ainsi que le risque de défaillance des RE

Les analyses devront quantifier l'impact de ces hypothèses.

Question 6 : *Voyez-vous d'autres hypothèses à considérer ?*

Nous devrons également définir des indicateurs qui permettront d'améliorer continuellement la gestion du stock. Il faudra notamment pouvoir évaluer la possibilité,

- De réduire le « coefficient de sûreté » d'année en année
- De définir le niveau de marge requis non pas à « arbitrairement » à 1500 MW mais sur chaque heure sur la base du plus grand programme de production.

Question 7 : *Voyez-vous des indicateurs qui pourraient permettre d'améliorer la gestion du stock ?*

Plan de mise en œuvre

Dans l'hypothèse où l'analyse économique montre un intérêt pour un tel mécanisme, il est clair qu'il ne pourra pas être conçu et mis en œuvre rapidement à cause des mesures législatives et réglementaires requises.

Nous proposons un plan de mise en œuvre sur 3/4 ans comme suit :

2018	• Introduction de l'activation en préséance économique (déjà prévu au programme) qui nous permettra de mesurer quelles sont les capacités qui pourront contribuer à un stock supérieur au stock journalier aujourd'hui défini • Introduction d'un AO journalier pour couvrir les indisponibilités déclarées en J-1 afin d'amorcer la mise en place des systèmes
2019	• Réduction du seuil annuel • Introduction d'un AO journalier avec des niveaux de marge horaires • Préparation de la mise en place d'un marché organisé pour l'échange de capacité
2020	• Réduction du seuil annuel • Introduction de l'obligation partielle des RE sur l'AO journalier
2021	• Suppression de l'appel d'offre annuel • Obligation totale portée par les RE • Mise en place d'un marché organisé pour l'échange de capacité

Les objectifs portés par les années 2019 et 2020 peuvent être combinés sur un an.