PROJET DE DEMONSTRATEUR RINGO

ATELIER DU 25 SEPTEMBRE 2017

Le projet RINGO est un projet expérimental visant à permettre à terme l'intégration de moyens de flexibilité localisés pour la gestion de congestion sur le réseau HTB1. Par intégration, RTE entend permettre à des actifs tiers de participer à la gestion localisée de congestions, là où hier la seule alternative était le développement d'actifs détenus par le gestionnaire de réseau. En ce sens, RTE, dans le cadre du service de gestion des congestions gérera demain ces actifs *comme* il gère actuellement ses propres actifs.
L'objet du projet RINGO est ainsi de définir comment ces nouvelles solutions constituées, par exemple, par des actifs de stockage pourront, demain, être utilisées dans les meilleures conditions techniques pour la gestion du système en minimisant l'impact sur ces actifs détenus par des tiers.
Actuellement,

1) RTE n'est pas en mesure de qualifier les spécificités de machines capables de répondre notamment en curatif à des problématiques de congestion rencontrées sur le réseau HTB1 et
2) les chaînes d'intégration de ces actifs tiers sont inexistantes tant du point de vue de la conception que de la mise en œuvre.

La volonté de RTE est de rendre possible ce nouveau type d'interaction. RTE propose donc un chemin consistant dans un premier temps à étudier – dans un cadre transparent, ouvert et participatif - les opportunités de ces nouvelles solutions, puis à les intégrer dans un second temps au catalogue des services marchands auxquels peut avoir recours RTE dans le cadre de sa mission de gestion des flux.
Grâce au projet RINGO, RTE préparera l'intégration au réseau de solutions sur base de technologies variées, mais répondant aux caractéristiques communes suivantes : réponse possible en puissance, énergie, tension/réactif, totalement localisable, et à dynamique très rapide**.**

****

Dans le cadre de l'instruction du projet expérimental RINGO, un atelier réunissant les acteurs a été organisé par RTE le 25 septembre 2017, aux fins de *i)* présenter le projet *ii)* recueillir les avis des acteurs sur les questions suivantes :

- Phase I : quels sont vos besoins d'informations en sortie de cette phase (point de sortie possible tout le long de la réalisation de cette phase) ?
- Phase II : Quel est à votre avis, et compte tenu de votre appréciation de la maturité technologique des solutions de stockage, le « bon timing » pour lancer les travaux d'intégration marché du futur service « appel d'offres flexibilités localisées pour la gestion des congestions structurelles sur le réseau de transport » ?

- Phase II : Dans l'objectif de construire ces premiers appels d'offre de manière concertée, sur quelles thématiques souhaitez-vous intervenir et dans quel but ? À quel stade ?

A l'issue de cet atelier, RTE a reçu 6 réponses présentées en Annexe. La suite du document reprend les propositions des acteurs et répond à leurs principales interrogations sur le projet.

****

Question :

- Phase I : quels sont vos besoins d'informations en sortie de cette phase (point de sortie possible tout le long de la réalisation de cette phase) ?

En complément aux réponses apportées par les acteurs lors de l'atelier du 25 septembre (cf. annexe), et qui concernent d'une part « le système batterie » et d'autre part la qualification des sollicitations auquel il répond, ce travail de compilation des besoins d'information sera complété lors des premières sessions du groupe de travail dédié (groupe de travail RINGO). RTE mettra à disposition ces données suivant des modalités définies conjointement avec les acteurs, sous réserve d'une part du respect des informations commercialement sensibles et plus généralement de la protection des informations permettant d'anticiper les variations des différents marchés, et d'autre part des exigences des constructeurs de matériel en matière de protection de leurs propres données.

Sur le système batterie plus précisément, un module d'historisation des données (chroniques d'utilisation des batteries, évolution des performances dans le temps, …) est prévu dans le projet.

Concernant l'étude dressant le bilan de la phase I, les impacts potentiels de RINGO sur les mécanismes d'équilibrage seront précisés. Cette étude présentera également un bilan économique (analyse coûts/bénéfices de la solution RINGO) sur base des réalisés observés lors de la phase I. L'expérimentation ne concerne en effet que la gestion des congestions localisées sur le réseau public de transport. Durant cette phase, les batteries seront ainsi exploitées à bilan nul : l'impact sera donc exactement équivalent à celui d'une liaison physique classique. Il n'y a donc pas d'influence sur la formation des prix sur les autres « marchés » nationaux et européen.

Question :

- Phase II : Quel est à votre avis, et compte tenu de votre appréciation de la maturité technologique des solutions de stockage, le « bon timing » pour lancer les travaux d'intégration marché du futur service « appel d'offres flexibilités localisées pour la gestion des congestions structurelles sur le réseau de transport » ?

Les acteurs ont souligné la nécessité d'entamer rapidement les travaux d'intégration marché du futur service de flexibilité localisée. Ces travaux seront répartis en deux temps :

- La qualification de ce qui est techniquement réalisable sur le réseau de répartition

L'expérimentation RINGO présente un caractère innovant sur plusieurs aspects critiques : systèmes technologiques installés peu matures, test sur le réseau de répartition caractérisés par des leviers de gestion des flux plus limités et une gestion de la sécurité adaptée en conséquence, adjonction d'actifs tiers gérés *comme* des actifs du réseau.
En mode curatif, le temps nécessaire à la réalisation de l'ensemble de la séquence permettant de lever une congestion ne doit pas excéder une minute. Des automates locaux calculeront la solution optimale à partir de télémesures acquises sur la zone à un pas de temps de l'ordre de la seconde (soit dix fois plus rapidement qu'aujourd'hui). La qualification fine de cette interaction avec le contrôle commande de la batterie, incluant des allers retours entre l'adaptation de la propre doctrine de RTE (durées admissibles, influence sur le niveau de sécurité du réseau…) et le contrôle-commande de la batterie constituent un point clé de cette démarche d'intégration et de l'expérimentation.
Ces séquences de test ne sont pas sans risque pour la durée de vie des actifs (risque de vieillissement accéléré des batteries), dans une mesure qui ne peut être évaluée aujourd'hui faute de retour d'expérience en France. L'information acquise durant le projet RINGO aura pour objectif de proposer aux offreurs de solutions des spécifications susceptibles de minimiser ce type d'impact sur les actifs dont ils auront la propriété, notamment lors des appels d'offres de la phase II.
Le vieillissement constitue en effet un paramètre dimensionnant dans l'économie de la solution, et seule la maîtrise optimisée de l'ensemble de la chaîne du service permettra aux acteurs de proposer des solutions présentant pour la collectivité le meilleur coût et la garantie d'un fonctionnement global en toute sécurité.

En outre, cette typologie de service à dynamique très rapide nécessite une spécification précise des caractéristiques des machines connectées au réseau. Si une modélisation fine n'est pas accessible, des marges dans le dimensionnement et dans le coût des solutions sont à prévoir et ce dans une proportion d'autant plus importante que la dynamique du service est exigeante et novatrice. Sur base des

trois systèmes de batteries installées, RTE disposera d'un panel d'information lui permettant d'être plus exigeant dans les appels d'offres au bénéfice d'un meilleur coût pour la collectivité.

- La définition des modalités encadrant le service « flexibilité localisée »

Le schéma cible repose sur une contractualisation long terme cadrant les conditions financières et opératoires du service, couplé à l'utilisation opérationnelle d'outils déjà existants (comme le mécanisme d'ajustement).
Le groupe de travail RINGO aura pour objectif de déterminer les modalités d'une telle contractualisation long terme, avec pour exemple des batteries.

L'utilisation multiservices des actifs RINGO ne sera pas testée par RTE durant la phase I, qui est dédiée à la seule qualification d'une solution technique répondant à un besoin physique identifié par le gestionnaire du réseau de transport. Néanmoins, le groupe de travail RINGO permettra l'instruction de ce sujet (valorisation économique, spécifications techniques induites…) pour permettre aux acteurs de se positionner efficacement lors des appels d'offres qui seront organisés en phase II. Cette approche permettra d'ouvrir à terme un nouveau segment de marché et des opportunités commerciales pour les porteurs de solutions.

Question :

- Phase II : Dans l'objectif de construire ces premiers appels d'offre de manière concertée, sur quelles thématiques souhaitez-vous intervenir et dans quel but ? À quel stade ?

Les sujets identifiés à ce stade par les acteurs concernent

Les schémas de rémunération des différents unités/moyens activés : Ce point sera traité dans le groupe de travail RINGO sur base d'une définition aboutie du service de flexibilité localisée de gestion des congestions.

Dans le cadre de l'optimisation conjointe équilibrage-congestions, les conditions de publication des actions prises par RTE et de rémunération des ordres écartés par une activation ne respectant pas la préséance : Ce point sera traité dans le cadre de la concertation MA/RE en lien avec la délibération de la CRE portant orientation sur la feuille de route équilibrage.

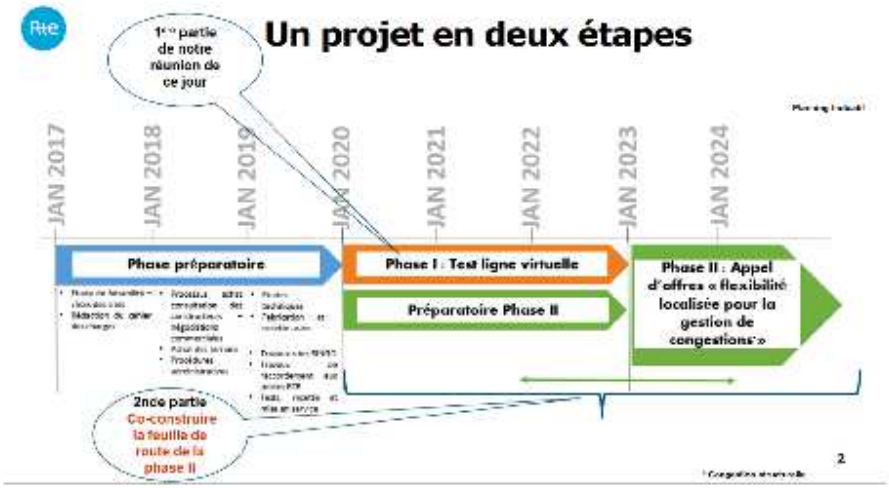
ANNEXE

RÉPONSE BCH ENERGY

BHC ENERGY
47-49 Avenue Edouard Vaillant
92100 Boulogne-Billancourt

RTE
Projet RINGO

A Boulogne-Billancourt, le03/10/2017



Préambule :

TOTAL/BHC Energy, est favorable à la possibilité d'introduire des batteries pour la gestion des « congestions structurelles », considérant que cette technologie devrait permettre de se substituer au renforcement usuel du réseau et ce de façon ciblée avec une mise en œuvre relativement aisé. Nous considérons que le déploiement de ces batteries permettrait d'introduire un nouvel outil pour tous les acteurs qui participent à l'équilibre du réseau. A ce titre, nous sommes convaincus que les batteries pourraient être utilisées de façon sans doute plus optimale (aussi bien techniquement qu'économiquement) en foisonnant l'usage ici ciblé avec d'autres services d'équilibrage déjà matures. Dans ce cas de figure, il serait particulièrement logique que la gestion de l'opération de ces batteries puisse revenir dès la Phase 1 à des acteurs de marché disposant des compétences métiers permettant d'améliorer la rentabilité d'un tel investissement.

Les acteurs de marché devraient être intégrés dès la Phase de Préparation afin de participer à la Phase 1 par la suite. A ce titre, Il nous parait nécessaire d'avoir accès aux études menées avant et pendant la Phase Préparatoire afin que les entreprises le désirant puissent fournir dans un cadre transparent une proposition d'exploitation de(s) actif(s) considéré(s).

Phase 1 : quels sont vos besoins d'informations en sortie de cette phase (point de sortie possible tout le long de la réalisation de cette phase)

Lors de cette phase de déploiement nous souhaiterions obtenir les données opérationnelles de l'usage de la batterie (courbes de charges des batteries, courbes de production des parcs ENR environnants, Energie redistribuée, données fournies par le BMS (Battery Management system), pourcentage d'utilisation, mode d'utilisation (Préventif/Curatif) et répartition horaire/mensuelle/annuelle et autres.

BHC ENERGY
47-49 Avenue Edouard Vaillant
92100 Boulogne-Billancourt

Nous souhaiterions également avoir un retour d'un point de vue économique : influence de ce type de service sur les autres marchés (Effacement, marchés de l'énergie, services aux réseaux). Gain économique pour le RTE, vis-à-vis d'une extension réseau et autres (par exemple vis-à-vis des solutions de gestion active de la production expérimentées en Grande Bretagne). Nous souhaiterions également comprendre les critères de RTE pour opter pour une solution ou autre, ainsi que la profondeur de ce marché tel qu'évalué par RTE à ce stade.
Ces informations doivent être fournies tout au long de la Phase 1 du projet.

Phase 2 :

- **Quel est à votre avis, et compte tenu de votre appréciation de la maturité technologique des solutions de stockage, le « bon timing » pour lancer les travaux d'intégration marché du futur service « appel d'offres flexibilités localisées pour la gestion des congestions structurelle sur le réseau de « transport » ?**

  L'utilisation de batteries pour l'usage des Services Systèmes est connue en Europe et commence à émerger en France, montrant ainsi une certaine maturité de la part des acteurs à manipuler des technologies et des appels d'offres complexes.

  Plusieurs projets de R&D français, en partenariat avec des institutions et des industriels, tel que Venteea ou Nice-Grid, ont exploré l'usage de batteries pour l'aide au réseau, montrant l'utilité pour l'ensemble des partenaires de ces démonstrateurs.

  Néanmoins aucune intégration marché n'a encore été lancée. Peut-être RTE devrait-il envisager de centrer particulièrement ce projet sur ce point spécifique qui reste à explorer.

  A cet égard, nous suggérons qu'une intégration marché du futur service devrait être envisagée dès la Phase I, afin de mieux tenir compte des propositions de valeurs alternatives portées par les différents acteurs du marché.

- **Dans l'objectif de construire ces premiers appels d'offre de manière concertée, sur quelles thématiques souhaitez-vous intervenir et dans quel but ? À quel stade ?**

  Dans l'objectif de co-construction de ces appels d'offre, nous souhaiterions pouvoir intervenir sur les thématiques de multi-usages des batteries, dans le but de mieux exploiter et mieux rentabiliser ces actifs. Cela passe, selon nous, par une réglementation dimensionnée de façon appropriée pour l'usage de tels actifs et laissant une visibilité suffisante aux investisseurs.

  Encore une fois, il serait pertinent de pouvoir étudier ces problématiques au cours de la Phase 1.

Xavier CLABAUT
(Directeur Pôle Marchés & Flexibilité)

REPONSE SAFT

Phase I : quels sont vos besoins d'informations en sortie de cette phase (point de sortie possible tout le long de la réalisation de cette phase) ?

Technique :
Caractérisation précise des services stockage dont a besoin RTE : si vous anticipez aujourd'hui un besoin de X MW pendant 2h de façon peu fréquente, les parties prenantes voudraient savoir comment évolue ce besoin en réalité sur le terrain, donc quelles sont les conditions opérationnelles d'un système de stockage et sa mise à disposition. En particulier, pouvoir juger du niveau de prévisibilité de ce service. Ceci afin d'optimiser le choix du système de stockage (énergie, puissance, technologie), mais aussi son contrôle de commande et les paramètres à surveiller pour pouvoir fournir un service optimal à RTE. Liste non exhaustive :

- niveaux de puissance (ou profil de puissance ?) appelé et durée
- fréquence d'appel
- pente
- niveau de précision de la livraison
- délai de mise à disposition
- mode/délai de prévision (planning)
- pérennité du besoin dans le temps (niveau de puissance, localisation sur le réseau : faut-il prévoir de déplacer le stockage ?)

De manière générale :

- toute caractéristique de service qui apparaît critique à RTE
- toute évolution du besoin / des fonctionnalités stockage qui pourraient être utiles et bénéfiques à RTE. Exemple : besoins de puissance réactive

Economique

- valeur générée par le service
- perte / dommages en cas de défaillance (totale ou partielle)

Phase II
Quel est à votre avis, et compte tenu de votre appréciation de la maturité technologique des solutions de stockage, le « bon timing » pour lancer les travaux d'intégration marché du futur service « appel d'offres flexibilités localisées pour la gestion des congestions structurelles sur le réseau de transport » ?

Nous pensons qu'il faut lancer ces travaux le plus tôt possible. Ceci afin de :

- anticiper le plus en amont les exigences opérationnelles qui en résultent pour la batterie
- permettre à RTE de peser dans le processus de règlementation au niveau national et européen, en connaissance de cause et en défendant les intérêts / besoins d'un GRT. A défaut, d'autres marchés et acteurs vont avancer sur la courbe d'expérience et

risquent de faire émerger un modèle technique et d'affaires qui s'imposera soit par la voie réglementaire soit simplement par les « best practices ». Il est préférable que RTE soit force de proposition de par une réflexion structurée sur le sujet, ou, encore mieux, sur la base d'un acquis terrain reconnus.

Il nous paraît donc judicieux de mener ces travaux en parallèle tout au long de la phase I. Si possible :

- tester des services et des scénarios d'opération par des tiers (notamment la chaîne de contrôle et de commande du stockage), éventuellement à échelle réduite, et le cas échéant en dehors des marchés d'énergie et de services (c'est-à-dire, pour des besoins de l'expérimentation, sans rémunération réelle des acteurs)
- à minima, simuler ce type d'opération. Par exemple dans une sorte de « digital twin » qui reproduit les conditions d'opération terrain de la phase I, et qui y superpose des services de flexibilités imaginés pour la phase II

Dans l'objectif de construire ces premiers appels d'offre de manière concertée, sur quelles thématiques souhaitez-vous intervenir et dans quel but ? À quel stade ?

Réflexion autour des services et des lois de commande, afin de déterminer les caractéristiques décisives des batteries pour demain.
Contribuer, moyennant nos de batteries et de vieillissement, aux ACB et travaux d'optimisation de système.

REPONSE EDF

Questions posées par RTE lors de la réunion d'information du 24 septembre 2017 sur le projet RINGO

Réponse d'EDF

03/10/2017

EDF salue l'organisation par RTE d'une réunion d'information sur le projet RINGO. Les explications apportées à cette occasion permettent de mieux cerner la finalité du projet et son périmètre, en distinguant en particulier ce qui relève d'une démarche de démonstration technique de la mise en application réelle au travers d'appels d'offres.

Toutefois, EDF s'étonne du délai extrêmement court laissé aux acteurs du système électrique pour réagir, y compris sur des questions de design de marché qui mériteraient une réflexion approfondie. Dans la mesure où RTE a mobilisé des moyens importants depuis plusieurs mois pour préparer ce démonstrateur, et au vu du budget élevé pour un projet de R&D, un temps de concertation plus long aurait été souhaitable.

EDF considère que la proposition par RTE de mise en œuvre d' « appels d'offres localisés pour la gestion des congestions », neutres technologiquement et proportionnés aux besoins, doit être considérée comme un mécanisme cible adapté au contexte français, qui devrait faire l'objet d'un approfondissement rapide dans le cadre d'un arbitrage avec un potentiel renforcement du réseau.

Ce mécanisme cible constitue une option alternative préférable au concept de lignes virtuelles, tel que communiqué par RTE pour la phase de démonstration du projet RINGO (propriété et exploitation des actifs par RTE, exploitation en réseau à bilan nul, etc.), qui ne semble pas la solution la plus efficace à la fois en termes de déploiement d'infrastructure (un seul actif suffisant à régler un problème de congestion locale) et d'exploitation du système (les batteries pouvant avoir d'autres utilisations lorsqu'elles ne sont pas sollicitées pour gérer une congestion). L'expérience du groupe EDF sur les appels d'offres internationaux montre par ailleurs que c'est dans la multiplicité des services rendus au système que les actifs de stockage électrochimique peuvent trouver leur rentabilité.

L'essentiel est donc bien de définir le besoin d'expérimentation après avoir approfondi le design d'appel d'offres, pour résoudre les congestions de la manière la plus efficace possible. A ce titre, EDF considère que les éléments suivants devraient être pris en compte :

- Certaines technologies de stockage d'électricité sont déjà suffisamment matures pour ne pas avoir à déployer de nouveaux démonstrateurs technologiques. Dans ce contexte et au regard du budget annoncé pour l'expérimentation, il est nécessaire d'être plus explicite sur les apprentissages attendus.
- De nombreux types d'actifs exploités dans un cadre concurrentiel sont déjà sollicités à ce jour pour la gestion des congestions. EDF s'interroge donc sur l'opportunité d'un démonstrateur focalisé sur une technologie spécifique.

Pour EDF, le déploiement par RTE de plusieurs dizaines de MW de stockage électrochimique ne semble donc pas proportionné à l'objectif visé, d'autant plus que RTE reconnait que d'autres solutions plus efficaces économiquement (par ex. écrêtement des ENRs locales) existent.

L'élément qui semble le plus novateur présenté par RTE lors de la réunion d'information du 24 septembre semble être le module SI de gestion des congestions sur le réseau HTB1 s'appuyant sur de multiples ressources. Le développement d'un tel dispositif technique mérite d'être poursuivi. Il conviendrait qu'il soit couplé à un schéma de rémunération approprié des moyens concernés, conformément au règlement européen Capacity Allocation and Congestion Management (CACM).

Enfin, EDF encourage RTE à approfondir la réflexion sur les appels d'offres locaux pour la gestion des congestions, par exemple dans le cadre d'un GT regroupant les acteurs de marchés et utilisateurs du réseau. Cet approfondissement paraît prioritaire et pourrait s'appuyer sur des projets pilotes développés par des acteurs en concurrence.

1. **Quels sont vos besoins d'information en sortie de la phase I du démonstrateur RINGO ?**

EDF considère que RTE doit assurer une pleine transparence sur les résultats et les enseignements de ses démonstrateurs. Toutefois, en absence d'information sur les caractéristiques des installations envisagées dans le cadre du projet RINGO, EDF n'est pas en mesure de préciser ses attentes précises en termes de communication de la part de ce projet.

Les principaux résultats qui pourraient être utiles au marché concernent plutôt le type de sollicitations auxquelles les flexibilités locales devraient répondre dans le cadre de mécanisme de gestion des congestions en HTB1. En particulier, EDF apprécierait que RTE communique l'ensemble des informations relatives à la mobilisation des flexibilités locales : périodes de contrainte possibles et effectives, type de contrainte : N ou N-1, logique de mise en disponibilité et de sollicitation des flexibilités locales (y compris écrêtement des EnRs le cas échéant), données permettant de comprendre les décisions prises dans le cadre du démonstrateur, bilans détaillés des sollicitations effectuées dans le cadre de la gestion des congestions HTB1, coût des sollicitations.

Ces éléments permettraient notamment à l'ensemble des acteurs de marché de mieux préparer leurs offres en cas d' « appels d'offres flexibilités localisées pour la gestion des congestions ».

2. **Quel est à votre avis, et compte tenu de votre appréciation de la maturité technologique des solutions de stockage, le «bon timing» pour lancer les travaux d'intégration marché du futur service «appel d'offres flexibilités localisées pour la gestion des congestions structurelles sur le réseau de transport» ?**

Pour EDF, de nombreuses solutions de stockage par batteries sont actuellement disponibles commercialement, avec un stade de maturité technologique suffisamment avancé, notamment autour des familles « li-ion » (utilisées notamment dans les démonstrateurs Venteea et NiceGrid). Par ailleurs, d'autres types de ressources sont déjà à même de répondre aux sollicitations des gestionnaires de réseaux de transport pour la gestion des congestions. Le critère de « maturité technologique » ne nous semble donc pas dimensionnant relativement au lancement des travaux d'intégration marché d'appels d'offres locaux pour la gestion des congestions.

Quant aux appels d'offres locaux, EDF rappelle qu'un pré-requis est la mise en place de schémas de rémunération des unités activées dans le cadre du redispatching conforme aux principes du règlement européen CACM, maintenant chaque actif sollicité dans des conditions de rémunération égales à celles des actifs équivalents localisés dans la même zone de prix. Cela signifie que la rémunération des activations doit se faire sur la base des coûts d'opportunité des moyens sollicités. Pour EDF, la mise en place d'un tel principe devrait être immédiate.

EDF est par ailleurs favorable à la mise en place de signaux de plus long terme visant à assurer RTE de la disponibilité des actifs nécessaires pour éviter les congestions locales. A cet égard, l'introduction d'un appel d'offres ouvert à tous les actifs (flexibles ou non) contribuant à la résolution techniquement et économiquement efficace des congestions locales semble une solution adaptée dans le cadre d'un arbitrage avec un potentiel renforcement du réseau.

3. **Dans l'objectif de construire ces premiers appels d'offres de manière concertée, sur quelles thématiques souhaitez vous intervenir et dans quel but? À quel stade?**

Pour EDF, il est nécessaire que les appels d'offres locaux mettent en concurrence l'ensemble des moyens disponibles pour éviter les congestions prévues à l'horizon des prises de décision sur le développement de réseau HTB1. A minima, il est donc nécessaire d'instruire un débat sur :

- Les caractéristiques du service attendu (nombre d'heures de disponibilité, délais de réponse exigés, etc.) ;
- Le délai entre les appels d'offres et la période de garantie de disponibilité visée par le mécanisme ;
- La durée des contrats concernés ;
- L'articulation avec les schémas de gestion de congestion sur les réseaux de distribution.

EDF est disponible et intéressée pour contribuer à ce débat.

REPONSE UNIDEN

Nos remarques (au titre de l'UNIDEN que je représente ici) sont d'ordre plus général :

1. Tout ce qui permet une exploitation plus efficace et moins coûteuse du réseau est positif. L'idée d'éviter des investissements futurs d'ouvrages va forcément dans l'amélioration du bien social et de la maîtrise du TURPE. Nous sommes donc favorables à votre expérimentation.

2. Ne pas oublier dans la démarche l'apport potentiel des industriels

REPONSE ENGIE

Le 5 octobre 2017

Contribution relative au projet RINGO

Réponse d'ENGIE

ENGIE a assisté avec attention à la présentation du projet RINGO faite par RTE ce lundi 25 septembre 2017. ENGIE remercie RTE pour l'opportunité de pouvoir s'exprimer sur ce projet.

ENGIE tient à faire part de commentaires concernant le stockage en général et ses impacts sur le bon fonctionnement des marchés, ainsi que certains commentaires plus spécifiques sur la proposition du projet RINGO.

RTE envisage la possession et l'exploitation d'actifs de stockage d'énergie (telles que des batteries) afin de lutter contre les congestions sur son réseau pendant une phase test de 3 ans. RTE a mentionné que le réseau fait face à un manque d'actifs disponibles pour gérer ces congestions, et que les stockages d'énergie pourraient permettre une gestion efficace. ENGIE pense cependant que cette proposition comporte des violations importantes des grands principes fondateurs du marché intégré de l'électricité.

ENGIE tient tout d'abord à rappeler que le marché interne de l'énergie, tel que décrit dans le 3ème paquet énergétique pose des frontières claires en matière de séparation des rôles entre entités régulées et non-régulées. Ce sont les acteurs non-régulés qui peuvent participer au marché et réagir à ses signaux de prix. Les gestionnaires de réseau doivent acheter aux acteurs de marché les services nécessaires à la sécurité du réseau qu'ils opèrent, en ouvrant ces appels d'offre à toutes les technologies (production, stockage, demand-response).

ENGIE pense que l'exploitation et/ou la possession d'actifs de stockage d'énergie par une entité régulée est inefficace.

En effet, ENGIE constate que RTE n'a pas présenté un besoin clair en terme de problèmes de congestions à résoudre. ENGIE pense dès lors que prendre une décision sur l'outil/le moyen pour répondre à ce besoin est prématuré et très probablement inefficace. Nous invitons dès lors RTE à exprimer un besoin précis et à formuler des appels d'offre pour ces besoins. Par exemple, RTE a donné des cas de zones qui seront probablement touchées par des problèmes de congestion à l'horizon 2020. ENGIE invite RTE à formuler des appels d'offre pour ces zones-ci (cela pourrait être une carte des points de congestion pour connaitre le volume et la localisation des besoins), et ainsi, permettre à ceux qui souhaitent proposer des solution de le faire selon les règles d'une saine concurrence, et en accord avec la vision donnée par le *Clean Energy Package*. En effet, ENGIE rappelle l'exclusion des TSO/DSO dans la fourniture de solutions de stockage : les stockages d'électricité sont considérés comme activités de marché, hors du périmètre des opérateurs de réseaux. En cas de manque d'intérêt de la part des opérateurs du marché, les opérateurs de réseau pourront alors détenir et opérer des stockages temporairement, encore faudrait-il avoir tester au préalable

l'appétit du marché à répondre à ces besoins. Cela donnerait aussi une opportunité au marché de proposer une ou plusieurs solutions techniques (peut-être déjà économiquement viables) afin de remédier à ces congestions.

De plus, même dans le cas où – supposons le – le stockage s'avère être l'outil (la technologie) la plus efficace pour répondre au besoin exprimé, laisser RTE le développer et l'opérer serait également inefficace pour les raisons suivantes :

La possession et l'exploitation par RTE d'actifs de stockage serait sous-optimale : restreindre l'usage d'un actif à un seul but engendre des sous-optimalités – et ce, dès la phase de dimensionnement. Sa viabilité nécessiterait dès lors de faire passer les coûts additionnels vers les acteurs de marchés et les utilisateurs du réseau – ou encore de cross-subsidier les investissements. Dans les deux cas, ceci représente un coût global sociétal plus élevé.

L'exploitation et/ou la possession d'actifs de stockage d'énergie par une entité régulée engendrerait une concurrence déloyale sur le marché puisque celui-ci se ferait à « zéro risques ». Les innovations et développements de solutions futures et potentiellement plus efficaces seraient empêchés, car la demande de services serait déjà satisfaite par des stockages régulés. Ceci aurait pour conséquence que les acteurs non-régulés seraient exclus de futurs mécanismes éventuels de gestion des congestions (tels qu'envisagés dans le *Clean Energy Package*), et entrainerait ainsi un cercle vicieux : le développement global du stockage en France se verrait compromis, RTE n'ayant aucun incitant à chercher des solutions alternatives à ses stockages régulés déjà en place, ce qui, au final, représenterait un coût pour le système. On notera par ailleurs que RTE serait incité à favoriser le retour sur investissement de sa propre installation, au détriment de celles des acteurs non-régulés. Or, comme l'ont montré les travaux du groupe de travail sur les services système, il est possible de permettre aux actifs de stockage, dans une phase expérimentale, de tester des nouveaux services pour la sécurité du réseau (à savoir, dans le cas d'espèce, la réserve primaire), sans que l'opérateur réseau soit l'exploitant de la capacité.

Enfin, ENGIE considère que la proposition d'exploitation des batteries en réseau à bilan nul (la décharge d'une batterie entrainant la charge d'une autre) présente un risque de sous-optimalité et qu'il serait plus pertinent économiquement de permettre à d'autres actifs d'offrir leurs flexibilités afin de sélectionner la solution la moins couteuse pour le système. Ainsi ENGIE demande à ce que l'analyse coût-bénéfice soit exposée aux acteurs de marché, de manière transparente.

En France, RTE effectue une optimisation conjointe de l'équilibrage et des congestions (via le mécanisme d'ajustement – MA). Ce choix – déjà commenté par ENGIE lors de la consultation « feuille de route de l'équilibrage » - requiert un design de marché complet et juste, principalement à cause de l'utilisation d'un « ordre de préséance technico-économique ». Afin d'assurer un accès non-discriminant au marché de l'équilibrage, ENGIE a déjà mentionné que pour fonctionner correctement, cette optimisation conjointe nécessite, d'une part, une transparence totale sur les actions prises par RTE (et ce, dès qu'un actif est activé), et d'autre part, une rémunération des coûts d'opportunités aux acteurs dont les « bids » sont rejetés (en d'autres termes, une activation ne respectant par l'ordre de préséance économique doit être transparente et doit compenser les ordres écartés). ENGIE considère que tant que ces deux éléments ne seront pas implémentés en France, le signal envoyé au marché concernant les congestions sera incorrect. Une décision d'investissement basé sur un signal économique inadéquat ne peut être pertinente. La priorité pour ENGIE est donc d'étendre autant que possible la « gamme » de participants pouvant et souhaitant fournir des services de gestion des congestions (redispatching, ...).

Concernant le projet tel que présenté par RTE lors de l'atelier du 25 septembre, ENGIE tient à ajouter qu'en plus de tous les points de désaccord exprimés ci-dessus, la proposition de « phase out » en phase 2 ne représente en rien une garantie de préserver le bon fonctionnement du marché. La revente des actifs au-delà de la phase 1 engendre des risques pour la rentabilité du projet, les choix effectués par RTE durant le processus d'achat pouvant être sous-optimales d'un point de vue économique.

En conclusion, ENGIE considère que l'idée de ligne virtuelle est intéressante d'un point de vue conceptuel, mais il est impératif que RTE consulte les acteurs de marché dans un premier temps afin de répondre au besoin exprimé. L'analyse coût-bénéfice de RINGO doit être réalisée. S'il apparait qu'aucun acteur ne propose de meilleure alternative, alors le projet RINGO pourrait rentrer dans sa phase 1. Dans cette phase expérimentale, ENGIE souhaiterait qu'un groupe de travail spécifique et régulier soit constitué afin que l'ensemble des acteurs de marché puisse intervenir et suivre l'expérimentation en toute transparence.

REPONSE EFET

EFET European Federation of Energy Traders
GO THE CAN MEET ON THE MARKET

Amstelveenseweg 998
1081 JS Amsterdam
+31 20 520 7970
secretariat@efet.org
www.efet.org

Reaction to the RTE proposals on the RINGO project

■

EFET memo – 16 October 2017

On 25 September, RTE presented a high-level view of its RINGO project to market participants and the regulator. The project intends to study the creation of so-called "virtual lines" thanks to the establishment of batteries on the HTB1 network. The batteries would be used for local congestion management with simultaneous charging/discharging in two areas of the network. Local congestions on the network are expected to increase with the growing penetration of renewable energy generation. The objective of the whole project is to analyse how batteries could contribute to an improved use of the network without resorting to investment in new transportation lines.

I. Considerations on the RINGO project

First and foremost, we would like to underline that **we very much appreciate that RTE is looking into improving the use of the current infrastructure**. Whether within or across bidding zones, EFET has long advocated the need for TSOs to improve the use of existing infrastructure before looking into new investment. Investment in new lines is a long and cumbersome process, and comes at a cost – borne by consumers – that cannot be justified if the existing infrastructure is not used at its optimum. In that sense, any additional investment to an already sub-optimally used network worsens the burden on consumers. The intention of RTE to study how new technologies can improve the use of the network is to be welcomed.

Notwithstanding the above, the RINGO project, as presented to market participants on 25 September, raises a number of questions and concerns. **EFET is especially concerned about Phase 1 of the project**: it foresees that for a period of time (not clearly defined, but estimated two to three years), RTE will own and operate three battery installations in its own name following tenders for turnkey projects. RTE

The European Federation of Energy Traders (EFET) [illegible]
[illegible]
We currently [illegible]
To find out more about [illegible]

argues they need to own and operate batteries directly at the beginning to understand their properties, and be able to see how batteries could be useful to remedy local congestions. Experience will be drawn from this initial phase to detail the needs of RTE and issue call for tenders for the second phase.

This link between Phase 1 and Phase 2 also makes us worried about Phase 2 of the project. In particular:

- First, we believe that **Phase 1 of the project is violating the key principle of unbundling**, as stated in the Third Energy Package. Internal Energy Market legislation is clear on the separation of roles between regulated entities and non-regulated market participants. It is up to non-regulated market participants to take part in the market and react to price signals.

  Phase 1 of the project precludes the possibility for market participants to respond to the TSO needs, on the premise that RTE needs to own and operate batteries to understand the battery technology. This is unheard of for any other technology of the contestable domain of the market that can be put at the disposal of the TSO via procurement for congestion management purposes (generation and demand response used in re-dispatch). It is for market participants to know if they can provide the services requested by the TSO, not for the TSO to establish the technical requirements of a service on a specific technology – as RTE indicated at the 25 September workshop.

  Some questions also remain around the possibility for RTE to take time-spread positions on the market: as we understand, RTE's intention is that the charging and discharging of batteries for congestion management should happen simultaneously. Should that not be the case in the so-called "reactive mode", or should this approach be amended as time passes (i.e. because of the emergence of new congestions), then RTE would be effectively acting as a market participant and not a neutral market facilitator anymore. The same applies but with RTE taking pure market spread positions in case of a reconfiguration of bidding zones in France if two batteries would be located in different zones. This being said, even if the TSO would not take a position on the market, the use of the battery by the TSO raises efficiency questions that we detail in the next paragraphs.

  The fundamental rule is and should remain: when a TSO wishes or needs to use energy or reactive power to manage its network, it is supposed to procure it from market participants. This is already current practice for ancillary services and congestion management. Therefore, we believe that **even for the initial test phase of the RINGO project (Phase 1), RTE should buy the necessary services from non-regulated market participants**.

- Second, we believe that **the whole project introduces discrimination between different categories of market participants**. While we acknowledge that batteries will surely be part of the technologies that will help respond to the flexibility needs of the electric system in the coming years, the role of a TSO as neutral market facilitator is to ensure that all technologies compete on a level-playing field in the energy market on the one hand, and for services to the TSO on the other hand. Establishing the technical requirements of a service on a specific technology would have the perverse effect of excluding ex-ante from certain congestion management actions not only generation and demand response, but also alternative storage solutions to batteries.

  When a TSO expresses a need, it is for market participants to decide with which technology they wish to respond to this need. Therefore, **we call on RTE to clearly define its needs before embarking on a costly project – estimated EUR 80 million by RTE – solely focused on the use of batteries**.

- Third, we fear that **the project would lead to an economically inefficient solution in the long term**. Assuming that storage via the use of batteries would be the right tool to respond to the need identified by RTE, there is a double risk in terms of economic efficiency: in Phase 1, letting the TSO own and operate these batteries would result in inefficiencies; in Phase 2, letting RTE define its needs based on the experience of Phase 1 would reproduce these economic inefficiencies of Phase 1 and likely lead to an inability of market participants to respond to the TSO procurement for related services. More specifically:
  - **Economically inefficient use of the TSO-owned assets (in Phase 1)**: as we highlight in our paper on the roles and responsibilities of system operators regarding access to electricity storage[1], should TSOs be allowed to own and operate storage assets directly, then it should be expected that these assets would be under-used as the TSOs could not use them for any competitive activity. According to the assessment of RTE, assets of the RINGO projects would therefore be idle 60 to 80% of the time. This would diminish the value of the TSO-owned assets. On the contrary, if owned by market participants, the capacity and output of different storage assets could be sold both on the market and to the TSO, even pooled, thereby decreasing the price of storage capacity use for all users, including for the contracting TSO.
  - **Economically inefficient congestion management practices (in Phase 1):** when a TSO owns and operates assets, including storage, there is an inherent risk of unfair competition to respond to the TSO needs. Indeed, it would pose questions regarding the choice by the TSO between the use of its own energy storage assets versus other

[1] EFET position paper on the roles and responsibilities of DSOs, particularly regarding access to electricity storage, dated October 2016 (all remarks of this paper on DSOs also apply for TSOs), available at: http://www.efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/DSM%20storage%20and%20retail%20market/EFET-paper_DSOs-and-storage_21102016.pdf.

assets (batteries or other) owned and operated by market participants to remedy congestions in the grid. First, there is no guarantee that using batteries is the most efficient action to undertake to solve a specific congestion. Second, should the congestion be best resolved with the use of batteries, RTE could exercise a preference to use its own energy storage assets in order to ensure their return on investment. The principle of unbundling was enacted to avoid precisely this sort of situation. In the case of the RINGO project, detailed rules would therefore need to be developed to ensure proper monitoring of the use of RTE's storage assets: not only should the regulator be able to make sure that RTE uses these assets for system balancing and congestion management only and not for market activities, it should also ensure that the full cost of using the batteries owned and operated by RTE each time they are activated compares favourably to other flexibility sources – in the case of congestion management: activation of storage but also re-dispatch – proposed by the market to respond to the TSO needs at that moment.

- **Economically inefficient investment signals to the market (in Phase 1 and 2)**: as indicated above, storage assets owned by a TSO will inevitably be under-used compared to the use that market participants could make of them. In addition, keeping these assets under such economically inefficient ownership and management structure, whose risk-free investment costs are borne by the consumer, would weaken the business case for further private investments in storage assets, as it would suppress signals of the value of storage capacity on the market. This is exactly the case that private investors are experiencing in Italy with the ownership and operation of storage assets by the local TSO Terna.

II. EFET recommendations on the RINGO project

For the reasons mentioned above, EFET has serious doubts concerning what was presented to us of the current design of the RINGO project. In order to hopefully dissipate our concerns, we advise the following:

- **RTE should conduct proper and thorough involvement of market participants**. The workshop organised by the RTE team on 25 September, though welcome as a general information step, was announced with only two business days' notice. Feedback was requested within a week. The basis for stakeholder's assessment of the RTE proposal was a PowerPoint presentation. Should RTE wish to pay more than mere lip service to stakeholder involvement, appropriate scheduling of workshops, and sufficient time for market participants to form an informed view on a fully detailed proposal is necessary.
- **RTE should very clearly define its needs for congestion management.** EFET cannot imagine that RTE could use EUR 80 million financed by end-

consumers to gain experience on a commercial technology that it is formally not supposed to operate in order to be able to define its needs.

- **RTE should stay away from owning and operating storage assets.** A TSO owning and operating generation or demand-response capacity would seem out of the question for all parties involved. The same applies for storage. Procurement of services for congestion management is the way to proceed to uphold the fundamental principle of unbundling, and it will be up to the market to respond to the TSO needs with batteries or any other technology.
- **CRE should carefully consider the full RTE proposal, bearing in mind its immediate and long-term consequences on the operation of storage in France.** Phase 1 of the project with its plan for three RTE-owned and operated installations may appear as only a small dent in the principle of unbundling, but 1. it excludes ex-ante market participants for no valid reason, 2. it opens the door to a definition by RTE of its needs that would be based on an economically inefficient assessment in the short and long term, and 3. this wrongly built experience could deter the provision of congestion management services by private storage operators in France in the future, thereby practically creating the conditions for a much more serious and lasting breach of the unbundling principle for storage operation.

III. EFET recommendations to improve the development of flexible assets and solutions beyond the RINGO project

Beside the RINGO project itself, **EFET welcomes the intention of RTE to propose a reform of the rules governing the *Mécanisme d'Ajustement*, various ancillary services and the capacity mechanism** to ensure the unequivocal and practical possibility for storage assets to bid participate in these mechanisms.

We also suggest and strongly insist on the need for a more in-depth reflection of the congestion management practices of RTE: at the moment, RTE performs a co-optimisation of balancing and congestion management through the *Mécanisme d'Ajustement*. While we don't oppose the principle of such co-optimisation, we observe that the conditions under which it is established puts limits on the assets that can participate to congestion management and undervalues the redispatching services that market parties provide. Also, the conditions of remuneration of bids used or skipped for congestion management purposes combined with a lack of transparency on the practices of RTE on the matter blur the price signals for market participants, and likely undervalues assets participating in it. In the spirit of improving the use of existing assets and sending appropriate signals to the market, **we recommend a revision of the congestion management practices of RTE to ensure transparency, provide clarity of the price signal, and widen the range of market participants that can and are willing to provide redispatching services**.

More generally, RTE and CRE should focus on establishing the conditions for the true value of all capacities to emerge, including storage. This can be ensured through improvements to the current design and operation of wholesale power markets[2]:

- **Energy products,** which signal certain flexible characteristics of generation, demand-response of storage capacity, are **already traded on the wholesale market** (base vs. peak forwards and futures, options, profiles...). Excessive interventions may reduce the ability of existing standard base and peak load profiles to adequately attribute value to flexibility.
- **New products with smaller granularity** are being continuously developed by OTC and exchange-based markets to help value flexible capacities. This contributes to providing price signals for more flexible capacity **when the market signals this need** (e.g. shorter-term products, but also shorter-delivery forwards/futures).
- Policy makers should continue to focus on **improving the efficiency of the markets** (incl. allowing all participants including storage operators to participate in the energy market, ancillary services auctions and the capacity market; flexible, close to real time intraday markets including across borders; open balancing markets that truly reflect the cost of energy in real time), so that market participants are exposed to the correct price signals and can make correct decisions.
- A **level-playing field** is of upmost importance (i.e. phase out subsidies and avoid creating new financial or network privileges so that all providers of flexible capacity can participate in the market on the same basis).
- Ensuring **efficient pricing of operating reserve and efficient imbalance settlement** is key: real-time prices are the basis of all the actions taken in intraday, day-ahead and forward markets. In France, the use of weighted average pricing for imbalance prices, combined with the lack of scarcity signal when there is no margin left, prevent the existence of a clear scarcity signal, which is key to triggering investments in flexible capacities such as storages.

[2] Fore more details on the subject, we refer to our paper on the Free formation of prices in the wholesale electricity market, dated June 2016, available at: http://www.efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/General%20market%20design%20and%20governance/EFET_Free-formation-of-prices-power-market.pdf.